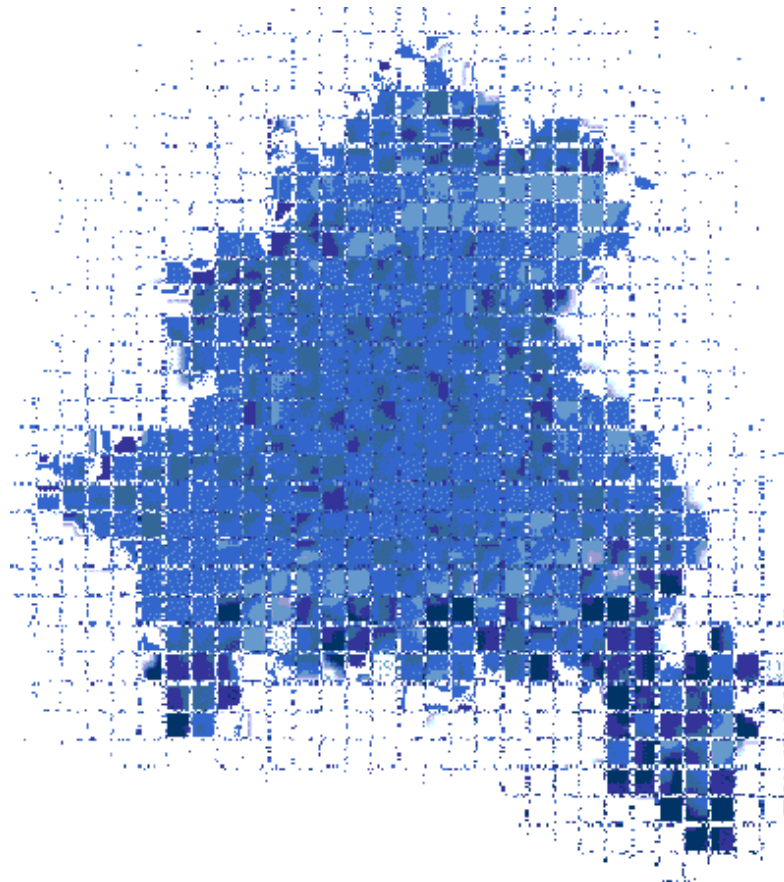


Regionales Energiekonzept Südostoberbayern Endbericht



Auftraggeber: Regionaler Planungsverband Südostoberbayern (RPV 18)

Erstellt: Team für Technik GmbH
 Büro München
 Zielstattstraße 11
 81379 München
 Tel. 089. 89 14 61-0
 Fax 089. 89 14 61-10

Datum: 29. März 2019

Überblick

Der RPV 18 hat die Erstellung eines regionalen Energiekonzeptes für die Planungsregion Südostoberbayern in Auftrag gegeben. Das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie fördert das Projekt mit einem Zuschuss in Höhe von 75 % der zuwendungsfähigen Kosten.

Der vorliegende Bericht ist der Abschlussbericht des Regionalen Energiekonzeptes für Südostoberbayern (Region 18).

Der erste Teil des Berichts beinhaltet die Gesamtenergiebilanz, sowie die Erfassung des thermischen und elektrischen Energiebedarfs und beschreibt die daraus resultierende CO₂-Bilanz. Die nachfolgenden Teile beinhalten die Analyse der einzelnen erneuerbaren Energieträger sowie der Technologie der Kraft-Wärme-Kopplung. Bearbeitet wurden:

- Sonnenenergie (Photovoltaik und Solarthermie)
- Windenergie
- Kraft-Wärme-Kopplung
- Wasserkraft
- Biomasse
- Geothermie

Die Analyse der Energieträger sowie der Kraft-Wärme-Kopplung erfolgte in allen Fachlosen weitestgehend analog. In einem ersten Schritt wurde das Potenzial des jeweiligen Energieträgers ermittelt. Im Anschluss wurden auch Möglichkeiten der Effizienzsteigerung betrachtet und ausgewertet. Aus den beiden Schritten resultierend wurden im Anschluss je Fachlos konkrete Beispielprojekte entwickelt, die aufzeigen sollen, wie erste Projekte aussehen können, die dazu beitragen den CO₂- Ausstoß in der Region zu reduzieren.

Die Festlegung dieses Zieles erfolgte im Rahmen einer Energiestrategie, die im ersten Teil des Berichts beschrieben ist.

Weiterhin wurden im vorliegenden Bericht die vorhandenen Stromnetze analysiert und auf die zukünftige Eignung für eine überwiegende Versorgung aus erneuerbaren Energien untersucht. Diese Ergebnisse befinden sich ebenfalls im ersten Teil des Berichts.

Zusätzlich wurde noch je Gemeinde, je Landkreis sowie für die gesamte Region ein Steckbrief erstellt, in dem die wichtigsten Ergebnisse und Zahlen auf wenigen Seiten zusammengefasst sind.

Für eine einfachere Lesbarkeit des umfassenden Abschlussberichts wurde für jeden Fachbericht eine Kurzfassung erstellt, die sich jeweils vor dem Fachbericht befindet.

Verantwortlich für die einzelnen Berichte sind die im Impressum genannten Firmen und Institute.

Die gewonnenen Erkenntnisse des regionalen Energiekonzeptes dienen ebenfalls als Grundlage für die in 2014 beschlossene Gesamtfortschreibung des Regionalplans der Region Südostoberbayern.

Impressum

Auftraggeber Regionaler Planungsverband Südostoberbayern

Geschäftsstelle
Bahnhofstraße 38
84503 Altötting

Auftragnehmer LOS 1 Team für Technik GmbH

Zielstattstraße 11
81379 München



Unterauftragnehmer:

Institut für Systemische Energieberatung
an der Hochschule Landshut
Am Lurzenhof 1
84036 Landshut



Ing. Büro PGA
Planung Gutachten Analytik GmbH
Opalstraße 32
84032 Altdorf bei Landshut



Hochschule Rosenheim
Hochschulstraße 1
83024 Rosenheim



Auftragnehmer LOS 2 – 4

bifa Umweltinstitut GmbH
Am Mittleren Moos 46
86167 Augsburg



Unterauftragnehmer:

Green City Energy
Zirkus-Krone-Straße 10
80335 München



Steinbacher Consult Ingenieurgesellschaft mbH & Co.KG
Richard-Wagner-Str. 6
86356 Neusäß/Augsburg



Erdwerk GmbH
Bonnerplatz 1
80803 München



Inhaltsverzeichnis

ÜBERBLICK	II	
IMPRESSUM	III	
INHALTSVERZEICHNIS		IV
ABBILDUNGSVERZEICHNIS		XI
TABELLENVERZEICHNIS		XXIV
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS		XXIX
EINHEITEN UND INDIZES		XXX
LOS 1 GESAMTENERGIEBILANZ		31
1	KURZFASSUNG AUFGABENFELD A	32
1.1	IST-ZUSTAND BEI ENERGIEBEDARF UND -ERZEUGUNG	32
1.2	EINSPAR-UND EFFIZIENZSTEIGERUNGSPOTENZIAL	34
1.3	DATENZUSAMMENFÜHRUNG	35
1.4	ENERGIENETZE UND ENERGIESPEICHERUNG	37
1.5	FRAGEBOGEN UND ENERGISTRATEGIE	38
2	GRUNDLAGEN	39
2.1	DER REGIONALE PLANUNGSVERBAND SÜDOSTOBERBAYERN	39
2.2	EINWOHNERZAHLEN NACH LANDKREISEN	40
2.3	FLÄCHENVERTEILUNG NACH LANDKREISEN	42
2.4	DARSTELLUNG IM GEOINFORMATIONSSYSTEM	42
3	METHODIK ZUR ANALYSE DES ENERGETISCHEN IST-ZUSTANDS (ENERGIE- UND CO ₂ -BILANZ)	43
3.1	DATENGRUNDLAGE	43
3.1.1	BILANZJAHR	43
3.1.2	DATENQUELLEN	43
3.1.3	DATENQUALITÄT	45
3.2	DARGESTELLTE VERBRAUCHERGRUPPEN	49
3.3	VORHANDENE ENERGIEINFRASTRUKTUR	51
3.4	GRUNDLAGE DER ENERGIE- UND CO ₂ -BILANZ	55
3.4.1	ERMITTLUNG DES ELEKTRISCHEN ENDENERGIEBEDARFS	55
3.4.2	ERMITTLUNG DES THERMISCHEN ENDENERGIEBEDARFS	56
3.4.3	ERMITTLUNG DER ELEKTRISCHEN ENERGIEERZEUGUNG	58
3.4.4	ERMITTLUNG DER CO ₂ -EMISSIONEN	58
4	ERGEBNISSE DER ENERGIE- UND CO ₂ -BILANZ	60
4.1	ERGEBNISSE DER ENDENERGIEBILANZ	60
4.1.1	ELEKTRISCHER ENDENERGIEBEDARF	61
4.1.2	THERMISCHER ENDENERGIEBEDARF	65
4.1.3	STROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN	73
4.1.4	ZUSAMMENFASSUNG	78
4.2	ERGEBNISSE DER CO ₂ -BILANZ	81
5	ERGEBNISSE DER POTENZIALANALYSE	84
5.1	POTENZIALBEGRIFF	84
5.2	ENERGIEEFFIZIENZ- UND EINSPARPOTENZIALE	85
5.2.1	METHODIK	85

5.2.2	ERGEBNISSE DER ENERGIEEFFIZIENZ- UND EINSARPOTENZIALE	89
5.3	DEMAND SIDE MANAGEMENT	93
5.3.1	POTENZIALE	95
5.3.2	VORAUSSETZUNGEN FÜR DEMAND SIDE MANAGEMENT	102
6	ZUSAMMENFÜHRUNG DER ERGEBNISSE (STECKBRIEFE)	103
7	ENERGIESTRATEGIE	108
7.1	AUSWERTUNG FRAGEBOGEN	108
7.2	DEFINITION DER ENERGIESTRATEGIE	119
7.3	NOTWENDIGER AUSBAU ERNEUERBARER ENERGIEN ZUR ZIELERREICHUNG	128
8	STROMNETZANALYSE	133
8.1	AUSWIRKUNGEN DER POTENZIALANALYSE AUF DEN STROMNETZAUSBAU	133
8.2	ANALYSE DER GRUNDLAGEN	135
8.3	IST-ANALYSE DES STROMNETZES IN DER PLANUNGSREGION	137
8.4	ANNAHMEN FÜR DIE STROMNETZANALYSE	143
8.5	DARSTELLUNG DER ERGEBNISSE GEMÄß ENERGIESTRATEGIE	147
8.6	DARSTELLUNG DER ERGEBNISSE GEMÄß 100 % REALISIERUNG ZUBAUPOTENZIAL	154
8.7	RICHTWERTE FÜR DIE KOSTEN DES NETZAUSBAUBEDARFS JE SZENARIO	156
8.8	ANALYSE ZU DEN SPEICHERDATEN BZW. DER ENERGIESPEICHERUNG (INSB. NETZDIENLICHER EINSATZ) UND NACHBARREGIONEN	158
8.8.1	ENERGIESPEICHER NACH DEM EINSATZ	158
8.8.2	MÖGLICHKEITEN FÜR ENERGIESPEICHER	160
8.8.3	VERBUNDLÖSUNGEN MIT NACHBARREGIONEN	166
9	QUELLENVERZEICHNIS	167
LOS 1 SONNENENERGIE		172
10	KURZFASSUNG SONNENENERGIE	173
10.1	REGIONALE DIREKTVERMARKTUNG VON SOLARSTROM	173
10.2	ELEKTRISCHE UND THERMISCHE ENERGIESPEICHERMÖGLICHKEITEN	174
10.3	KONKRETES EXEMPLARISCHES BEISPIELPROJEKT - SOLARTHERMIE	174
10.3.1	PROJEKT „ISKA“ IN DER GEMEINDE NUßDORF	174
10.3.2	SAISONSTORAGE VON WÄRME MIT THERMOCHEMISCHEN SPEICHER	175
10.3.3	SAISONSTORAGE VON WÄRME MIT VAKUUM-PUFFERSPEICHER	175
10.3.4	SOLARTHERMISCHE UNTERSTÜTZUNG EINES NAHWÄRME-NETZES	176
11	SONNENENERGIE	177
11.1	METHODIK DER POTENZIALERMITTLUNG FÜR SOLARTHERMIE	178
11.2	ERGEBNISSE DER POTENTIALERMITTLUNG FÜR SOLARTHERMIE	179
11.3	METHODIK DER POTENTIALERMITTLUNG DACHFLÄCHEN-PHOTOVOLTAIK	180
11.4	ERGEBNISSE DER POTENTIALERMITTLUNG FÜR DACHFLÄCHEN-PHOTOVOLTAIK	182
11.5	METHODIK DER POTENTIALERMITTLUNG FÜR PV-FREIFLÄCHENANLAGEN	182
11.6	ERGEBNISSE DER POTENTIALERMITTLUNG FÜR PV-FREIFLÄCHENANLAGEN	184
11.7	DATENVERIFIZIERUNG UND EFFIZIENZBEWERTUNG DER SONNENENERGIE	184
11.8	BEISPIELPROJEKT 1: ERMITTLUNG DER MÖGLICHKEITEN EINER REGIONALEN DIREKTVERMARKTUNG VON SOLARSTROM	187
11.8.1	EINFÜHRUNG	187
11.8.2	DER HANDEL IM STROMSEKTOR	189
11.8.3	MÖGLICHKEITEN EINER REGIONALEN DIREKTVERMARKTUNG VON SOLARSTROM	196
11.9	BEISPIELPROJEKT 2: AUSARBEITUNG REGIONALER ELEKTRISCHER UND THERMISCHER ENERGIESPEICHERMÖGLICHKEITEN	205
11.9.1	EINFÜHRUNG	205
11.10	MÖGLICHKEITEN ZUR SPEICHERUNG VON SOLARSTROM	210
11.10.1	ELEKTRO-CHEMISCH	210
11.10.2	PHYSIKALISCH	214
11.10.3	E-MOBILITÄT	216

11.10.4	MÖGLICHKEITEN ZUR SPEICHERUNG VON SOLARTHERMIE	217
11.10.5	EMPFEHLUNGEN FÜR DEN EINSATZ IN DER PLANUNGSREGION	221
11.10.6	FAZIT	223
11.11	BEISPIELPROJEKT 3: VAKUUM-PUFFERSPEICHER IN DER GEMEINDE EISELFING SAISONSPEICHERUNG VON SOLARTHERMISCHER WÄRME ZUR HEIZUNGSUNTERSTÜTZUNG ODER SOLAREN KOMPLETTABDECKUNG	223
11.11.1	EINFÜHRUNG	223
11.11.2	GEMEINDE EISELFING, BEBAUUNGSPLAN „EISELFING NORD“	224
11.11.3	FAZIT	232
11.11.4	ERLÄUTERUNG ZUR BEWERTUNG DES BEISPIELPROJEKTES	233
11.12	BEISPIELPROJEKT 4: SOLARTHERMISCHE UNTERSTÜTZUNG EINES NAHWÄRMENETZES IN DER GEMEINDE SEEON-SEEBRUCK	234
11.12.1	EINFÜHRUNG	234
11.12.2	PROJEKTGEBIET NAHWÄRMENETZ SEEON	234
11.12.3	FAZIT	240
11.12.4	ERLÄUTERUNG ZUR BEWERTUNG DES MODELLPROJEKTES	241
11.13	BEISPIELPROJEKT 5: SOLARTHERMISCHE PROZESSWÄRME FÜR GEWERBEBETRIEBE	244
11.13.1	EINFÜHRUNG	244
11.13.2	DIE KLÄRTECHNISCHE ABWASSERBEHANDLUNG	245
11.13.3	DIE SOLARTHERMISCHE KLÄRSCHLAMMTROCKNUNG	247
11.13.4	DAS UNTERSUCHUNGSPROJEKT „KZV SÜDOSTOBERBAYERN“	250
11.13.5	INVESTITIONSKOSTEN	257
11.13.6	FAZIT	263
11.13.7	ERLÄUTERUNG ZUR BEWERTUNG EINER ISKA	264
11.14	BEISPIELPROJEKT 6: SAISONSPEICHERUNG VON SOLARTHERMISCHER WÄRME MIT-TELS THERMOCHEMISCHER SPEICHER ZUR HEIZUNGSUNTERSTÜTZUNG ODER SOLAREN KOMPLETTABDECKUNG	266
11.14.1	EINFÜHRUNG	266
11.14.2	SPORTHALLE	267
11.14.3	DAS EISSPEICHERSYSTEM	269
11.14.4	WIRTSCHAFTLICHKEITSBETRACHTUNG	276
11.14.5	CO ₂ BILANZ	280
11.14.6	FAZIT	280
11.14.7	ERLÄUTERUNG ZUR BEWERTUNG DES MODELLPROJEKTES	281
LOS 1 WINDKRAFT		283
12	KURZFASSUNG WINDKRAFT	284
13	WINDKRAFT	287
13.1	METHODIK DER POTENTIALERMITTLUNG FÜR WINDKRAFTANLAGEN (WKA)	288
13.2	ERGEBNISSE DER POTENTIALERMITTLUNG FÜR WINDKRAFT	290
13.3	EFFIZIENZBEWERTUNG DER WINDENERGIE	291
13.4	POTENZIALABSCHÄTZUNG BEZÜGLICH EINER EFFIZIENZSTEIGERUNG	294
13.5	BEISPIELPROJEKT 1: ENERGIEPARK „INNTECH“	295
13.5.1	EINFÜHRUNG	295
13.5.2	GEMEINDE SOYEN	296
13.5.3	GEMEINDE BABENSHAM	301
13.5.4	WEITERE SCHRITTE	308
13.5.5	FAZIT	309
13.5.6	ERLÄUTERUNG ZUR BEWERTUNG DES MODELLPROJEKTES	310
LOS 1 KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG		312
14	KURZFASSUNG KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG	313
14.1	AUSBAU UND POTENZIALE KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG	313
14.2	BEISPIELPROJEKTE	313
15	KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG	315

15.1	AUSBAU UND POTENZIALE KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG	315
15.1.1	ERMITTLUNG DES ANGEBOTSPOTENZIALS ERNEUERBARE ENERGIEN ZUR DEZENTRALEN STROM- UND WÄRMEERZEUGUNG IM BEREICH VON KWK-ANLAGEN	315
15.1.2	ERMITTLUNG DER POTENZIALE VON KWK-ANLAGEN IM GEWERBLICHEN UND KOMMUNALEN BEREICH.	318
15.1.3	KONKRETE ABSCHÄTZUNG GEPLANTER MAßNAHMEN IM BEREICH ENERGIEINTENSIVER UNTERNEHMEN IM ZEITRAUM DER NÄCHSTEN DREI JAHRE.	327
15.2	DATENVERIFIZIERUNG UND EFFIZIENZBEWERTUNG KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG	328
15.2.1	VERIFIZIERUNG DER VON AN LOS 1 ERARBEITETEN DATENGRUNDLAGE ZUM IST-ZUSTAND.	328
15.2.2	EFFIZIENZBEWERTUNG DER VORHANDENEN KWK-ANLAGEN UND POTENZIALABSCHÄTZUNG BZGL. EINER EFFIZIENZSTEIGERUNG.	329
15.3	KONKRETE EXEMPLARISCHE BEISPIELPROJEKTE	329
15.4	AUSLEGUNG VON KWK-ANLAGEN FÜR SCHULEN ALS BEISPIELHAFT ENEERGIEINTENSIVE KOMMUNALE LIEGENSCHAFTEN	330
15.4.1	KURZÜBERSICHT	330
15.4.2	AUSLEGUNG BHKWS	334
15.4.3	ERGEBNISSE UND AUSWIRKUNGEN	346
15.4.4	MÖGLICHER PROJEKTABLAUF	360
15.4.5	HEMNMISSE UND KRITISCHE PUNKTE	360
15.4.6	FAZIT	360
15.4.7	EINSTUFUNG DES BEISPIELPROJEKTS	361
15.5	BEISPIELPROJEKT 2: AUSLEGUNG VON KWK-ANLAGEN FÜR DIE VERSORGUNG VON REGIONALEN GEWERBEGBEBIETEN	363
15.5.1	KURZÜBERSICHT	363
15.5.2	AUSLEGUNG BHKWS	365
15.5.3	ERGEBNISSE UND AUSWIRKUNGEN	371
15.5.4	ALTERNATIVE VERSORGUNGSKONZEPTE	377
15.5.5	MÖGLICHER PROJEKTABLAUF	378
15.5.6	HEMNMISSE UND KRITISCHE PUNKTE	378
15.5.7	FAZIT	378
15.5.8	EINSTUFUNG DES BEISPIELPROJEKTS	379
15.6	BEISPIELPROJEKT 3: ENTWICKLUNG EINES TOOLS ZUR VEREINFACHTEN WIRTSCHAFTLICHEN UND TECHNISCHEN BETRACHTUNG VON KWK-ANLAGEN	381
15.6.1	TECHNISCHE EINGABEN UND DIMENSIONIERUNG	381
15.6.2	WIRTSCHAFTLICHKEIT	381
16	QUELLENVERZEICHNIS KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG	383
<hr/>		
LOS 2 WASSER		386
<hr/>		
17	KURZFASSUNG WASSERKRAFT	387
<hr/>		
18	AUSBAU UND POTENZIAL WASSERKRAFT	389
18.1	VORBEMERKUNG	389
18.2	METHODIK ZUR ERMITTLUNG DES ZUBAUPOTENZIALS FÜR WASSERKRAFT	389
18.3	ERGEBNISSE DER POTENZIALERMITTLUNG FÜR WASSERKRAFT	390
18.4	SALZACH	394
18.4.1	TITTMONINGER BECKEN	394
18.4.2	FREILASSINGER BECKEN	395
18.5	ÖKOLOGISCHE ANFORDERUNGEN AN DIE WASSERKRAFT UND ÖKOLOGISCHE WASSERKRAFTWERKE	396
18.5.1	ÖKOLOGISCHES AUSLEITUNGSKRAFTWERK	397
18.5.2	BEWEGLICHES WASSERKRAFTWERK	398
18.5.3	SCHACHTKRAFTWERK	399
18.5.4	FLIEBGWÄSSERKRAFTWERK	400
18.5.5	VERY-LOW-HEAD-TURBINE	401
18.5.6	(DOPPEL-) WASSERKRAFTSCHNECKE	401
18.6	REGIONALES SPEICHERPOTENZIAL UND SPEICHERMANAGEMENT IM ÜBERREGIONALEN VERBUND	402
18.7	REGIONAL ANGEPASSTE SPEICHERTECHNOLOGIEN UND SPEICHERMÖGLICHKEITEN	403

18.7.1	EINSATZBEREICHE VON SPEICHERTECHNOLOGIEN	403
18.7.2	BEWERTUNG UND DISKUSSION	406
18.8	MÖGLICHE CHANCEN UND RISIKEN REGIONALER PUMPSPEICHER IN DER REGION	407
18.9	RENTABILITÄT VON PUMPSPEICHERKRAFTWERKEN	412
18.10	MÖGLICHKEITEN EINER REGIONALEN DIREKTVERMARKTUNG VON WASSERKRAFTSTROM	414
18.10.1	DIREKTVERMARKTUNG AN GEWERBE UND INDUSTRIE	414
18.10.2	WERTSCHÖPFUNGSPOTENZIAL ELEKTROMOBILITÄT UND DIREKTVERMARKTUNG WASSERKRAFT AN ENERGIEPARKPLATZ	417
19	DATENVERIFIZIERUNG UND EFFIZIENZBEWERTUNG WASSERKRAFT	423
19.1	DATENVERIFIZIERUNG	423
19.2	QUANTITATIVE EFFIZIENZBEWERTUNG	423
19.3	QUALITATIVE EFFIZIENZBEWERTUNG	425
19.3.1	MAßNAHMEN DER EFFIZIENZSTEIGERUNG	426
19.3.2	POTENZIALABSCHÄTZUNG BEZÜGLICH EINER EFFIZIENZSTEIGERUNG	426
20	KONKRETE EXEMPLARISCHE BEISPIELPROJEKTE	428
20.1	BEISPIELPROJEKT 1 - ÖKOLOGISCHE WASSERKRAFTWERKE AN GEWÄSSERN 1. UND 2. ORDNUNG - FLIEßGEWÄSSERKRAFTWERKE AN DER SALZACH	428
20.2	BEISPIELPROJEKT 2 - ÖKOLOGISCHE KLEINWASSERKRAFTWERKE AN GEWÄSSERN 3. ORDNUNG - SEEKLAUSE AM HINTERSEE IN RAMSAU	428
20.3	BEISPIELPROJEKT 3 - MODERNISIERUNG BESTEHENDER WASSERKRAFTANLAGEN - SURMÜHLE IN TEISENDORF	430
20.4	BEISPIELPROJEKT 4 - DIREKTVERMARKTUNG WASSERKRAFT AN ENERGIEPARKPLATZ - SAALACHTERRASSEN IN BAD REICHENHALL	431
21	LITERATURVERZEICHNIS	434
22	ANNEX	435
22.1	SPEICHEREINSATZ AUF DEZENTRALER EBENE	435
LOS 3	BIOMASSE	438
23	KURZFASSUNG BIOMASSE	439
24	ERMITTLUNG DER GESAMTPOTENZIALE	441
24.1	ÜBERBLICK ERMITTELTE POTENZIALE FÜR BIOMASSE	441
24.2	BIOGAS	445
24.3	FESTE BIOMASSE	447
24.3.1	KUP	447
24.3.2	WALDHOLZ	448
24.3.3	ALTHOLZ	450
24.3.4	GRÜNGUT	451
25	ERMITTLUNG DER ZUBAUPOTENZIALE	453
26	IDENTIFIZIERTE PROJEKTCLUSTER ZUR EFFIZIENZSTEIGERUNG	457
26.1	GRUNDSÄTZE DER PROJEKTENTWICKLUNG - EFFIZIENZSTEIGERUNGSPOTENZIAL	457
26.2	VORGEHEN CLUSTERBILDUNG	457
26.3	CLUSTER DIREKTVERMARKTUNG VON STROM UND WÄRME AN UNTERNEHMEN	458
26.3.1	VORAUSWERTUNG	458
26.3.2	DECKUNGSANTEIL STROM	458
26.3.3	ALTER DER BIOGASANLAGEN	459
26.3.4	PRIORITÄTENSETZUNG	461
26.3.5	ZUSATZKRITERIUM: ENTFERNUNG BIOGASANLAGE ZU UNTERNEHMEN	462
26.4	CLUSTER MIKROBIOGAS- UND WÄRMENETZBILDUNG IN WOHSIEDLUNGEN	463
26.5	CLUSTER BIOERDGASEINSPEISUNG	466
26.6	CLUSTER ENERGIEPARKPLÄTZE BIOMASSE	469
26.7	ZUSATZKRITERIUM: FLEXIBILISIERTE BIOGASANLAGEN 2013	471
26.8	WEITERE AUSFÜHRUNGEN ZUR EFFIZIENZSTEIGERUNG VON BIOMASSEANLAGEN	472

26.8.1	GRUNDLAGEN KRAFT-WÄRME GEKOPPELTER BIOMASSEANLAGEN	472
26.8.2	GRUNDSÄTZLICHE ERZEUGERSEITIGE MÖGLICHKEITEN ZUR EFFIZIENZSTEIGERUNG VON BIOMASSEHEIZKRAFTWERKEN - WÄRMENUTZUNG	473
26.8.3	EFFIZIENZSTEIGERUNGSPOTENZIAL VON BIOMASSEANLAGEN BEI DER STROMERZEUGUNG	473
26.8.4	EXKURS: WIRTSCHAFTLICHKEITSBETRACHTUNG NACHVERSTROMUNG	478
26.9	REGIONAL ANGEPASSTE SPEICHERTECHNOLOGIEN UND SPEICHERMÖGLICHKEITEN	479
26.9.1	SPEICHERMÖGLICHKEITEN BIOERDGAS IM RPV18	479
26.9.2	SPEICHERMÖGLICHKEITEN FESTER BIOMASSE	481
27	PROJEKTANSÄTZE	483
27.1	KONKRETE EXEMPLARISCHE BEISPIELPROJEKTE	483
27.2	PROJEKTANSATZ 1: REGIONALE STROMVERMARKTUNG [GREEN CITY ENERGY]	484
27.2.1	PROJEKTBSCHREIBUNG	484
27.2.2	GESCHÄFTSIDEE UND MÖGLICHKEITEN DER UMSETZUNG	484
27.2.3	ANSATZPUNKTE	484
27.2.4	RAHMENBEDINGUNGEN	485
27.2.5	MÖGLICHKEITEN DER UMSETZUNG	485
27.2.6	FAZIT	485
27.3	BEISPIELPROJEKT „ROADMAP BIOGASNUTZUNG POST EEG“	486
27.3.1	PROJEKTANSATZ	486
27.3.2	HERAUSFORDERUNGEN BEI DER UMSETZUNG	489
27.3.3	AKTEURE UND DEREN ROLLE	489
27.3.4	AUFGABENDEFINITION	491
27.3.5	KONKRETER HANDLUNGSSTRANG	493
27.3.6	ZUSAMMENFASSUNG DER CHANCEN UND RISIKEN	496
27.3.7	BEWERTUNG DES PROJEKTANSATZES „ROADMAP BIOGASNUTZUNG POST EEG“	497
27.3.8	LITERATURVERZEICHNIS	497
27.3.9	ANHANG 1: ERLÄUTERUNG ZUR BEWERTUNG DES PROJEKTANSATZES „ROADMAP BIOGASNUTZUNG POST EEG“	498
27.4	EXEMPLARISCHES BEISPIELPROJEKT „VIRTUELLER BIOMASSEHOF“	499
27.4.1	PROJEKTANSATZ	499
27.4.2	REALISIERUNGSANSATZ UND HANDLUNGSSTRANG	501
27.4.3	AKTEURE UND DEREN ROLLE	505
27.4.4	ÜBERGEORDNETE ZIELSETZUNG	506
27.4.5	BEWERTUNG DES PROJEKTANSATZES „VIRTUELLER BIOMASSEHOF“	506
27.4.6	LITERATURVERZEICHNIS	508
27.4.7	ANHANG 1: ERLÄUTERUNG ZUR BEWERTUNG DES PROJEKTANSATZES „VIRTUELLER BIOMASSEHOF“	508
27.4.8	ANHANG 2: WALDHOLZAKTEURE MIT RÄUMLICHEM BEZUG ZUM REGIONALEN PLANUNGSVERBAND SÜDOSTOBERBAYERN	509
28	LITERATURVERZEICHNIS	513
29	ANLAGENVERZEICHNIS (DIGITAL)	515
29.1	ANLAGE 1: MAßNAHMENKATALOG ANSÄTZE ZUR BIOGAS-DIREKTSTROMVERMARKTUNG BEI REGIONALEN UNTERNEHMEN IM UMKREIS VON MAXIMAL 4,5 KM	515
29.2	ANLAGE 2: DOKUMENTATION WORKSHOP „VIRTUELLER BIOMASSEHOF“	515
29.3	ANLAGE 3: DOKUMENTATION ARBEITSTREFFEN „ROADMAP BIOGASNUTZUNG POST EEG“	515
LOS 4	GEOTHERMIE	516
30	KURZFASSUNG GEOTHERMIE	517
31	AUSBAU UND POTENZIALE GEOTHERMIE	518
31.1	POTENZIALE TIEFENGEOTHERMIE	518
31.1.1	DEFINITION DER POTENZIALE FÜR TIEFE GEOTHERMIE IM RPV 18	518
31.1.2	GRUNDLAGEN DER TIEFENGEOTHERMIE IM RPV 18	518
31.1.3	IST-ZUSTAND DER TIEFENGEOTHERMIE IM RPV 18	522
31.1.4	DATENGRUNDLAGE POTENZIALERMITTLUNG	524
31.1.5	METHODIK ZUR BESTIMMUNG DES ANGEBOTSPOTENZIALS	528

31.1.6	ERGEBNISSE ZUM ANGEBOTSPOTENZIAL ZUR WÄRME- UND STROMGEWINNUNG	534
31.1.7	BEURTEILUNG DES ANGEBOTSPOTENZIALS ZUR WÄRME- UND STROMGEWINNUNG DURCH TIEFE GEOTHERMIE IM RPV 18	539
31.2	OBERFLÄCHENNAHE GEOTHERMIE	540
31.2.1	DEFINITION DER POTENZIALE FÜR OBERFLÄCHENNAHE GEOTHERMIE IM RPV 18	540
31.2.2	GRUNDLAGEN DER OBERFLÄCHENNAHEN GEOTHERMIE	541
31.2.3	IST-ZUSTAND DER OBERFLÄCHENNAHEN GEOTHERMIE IM RPV 18	545
31.2.4	DATENGRUNDLAGE	545
31.2.5	METHODIK ZUR BESTIMMUNG DER GEMEINDEEIGNUNG	546
31.2.6	ERGEBNISSE	547
31.3	INNOVATIVE WÄRMEKONZEPTE BEI NEUEN SIEDLUNGSGEBIETEN	548
31.3.1	TIEFE ERDWÄRMESONDE (TEWS)	548
31.3.2	EINSATZ WÄRMEPUMPE ZUR ANHEBUNG DER RÜCKLAUFTEMPERATUR	549
31.3.3	KÜHLUNG MIT TIEFENGEOTHERMIE	549
31.4	GEMEINDESTECKBRIEFE	550
31.5	LANGFRISTIGE ENERGIESPEICHER-MANAGEMENTMETHODEN	550
32	EFFIZIENZBEWERTUNG VORHANDENER GEOTHERMIEANLAGEN UND POTENZIALABSCHÄTZUNG BZGL. EFFIZIENZSTEIGERUNG	553
32.1	EFFIZIENZ UND OPTIMIERUNG VON TIEFENGEOTHERMIEANLAGEN	553
32.1.1	EFFIZIENZ UND OPTIMIERUNG VON TIEFENGEOTHERMIEANLAGEN ZUR FERNWÄRMEVERSORGUNG	553
32.1.2	OPTIMIERUNGSPOTENZIALE WÄRMEBEREITSTELLUNG (UNTERTAGE)	555
32.1.3	OPTIMIERUNGSPOTENZIALE NAH- UND FERNWÄRMEVERSORGUNG	555
32.1.4	EFFIZIENZ UND OPTIMIERUNG GEOTHERMISCHER STROMERZEUGUNG	556
32.2	EFFIZIENZ UND OPTIMIERUNGSPOTENZIAL OBERFLÄCHENNAHER GEOTHERMIEANLAGEN	557
33	KONKRETE EXEMPLARISCHE BEISPIELPROJEKTE	559
33.1	GEOTHERMISCHE ERSCHLIEßUNG IN ALTÖTTING	561
33.1.1	KURZÜBERSICHT GEOTHERMISCHE ERSCHLIEßUNG ALTÖTTING	561
33.1.2	GEOTHERMISCHE ERSCHLIEßUNG IN ALTÖTTING	563
33.1.3	ERGEBNISSE UND AUSWIRKUNGEN	571
33.1.4	MÖGLICHER PROJEKTABLAUF	574
33.1.5	HEMNMISSE UND KRITISCHE PUNKTE	576
33.1.6	ALLGEMEINE ERLÄUTERUNG DER KRITERIEN:	579
33.1.7	ERLÄUTERUNG DER EINSTUFUNG DES BEISPIELPROJEKTS	579
33.1.8	LITERATUR	582
33.2	GEOTHERMISCHE ERSCHLIEßUNG IN HOLZEN	582
33.2.1	KURZÜBERSICHT	582
33.2.2	GEOTHERMISCHE ERSCHLIEßUNG IN HOLZEN	585
33.2.3	ERGEBNISSE UND AUSWIRKUNGEN	593
33.2.4	MÖGLICHER PROJEKTABLAUF	595
33.2.5	HEMNMISSE UND KRITISCHE PUNKTE	597
33.2.6	ALLGEMEINE ERLÄUTERUNG DER KRITERIEN:	600
33.2.7	ERLÄUTERUNG DER EINSTUFUNG DES BEISPIELPROJEKTS	600
33.2.8	LITERATUR	603
34	BEURTEILUNG DES ENERGIETRÄGERS GEOTHERMIE IM RPV 18	604
35	LITERATURVERZEICHNIS GEOTHERMIE	607
36	GLOSSAR	608
37	ANLAGENVERZEICHNIS (DIGITAL)	611
38	ANLAGENVERZEICHNIS	612

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Endenergiebedarf nach Energieträger und Landkreisen sowie kreisfreier Stadt Rosenheim (2013).....	33
Abbildung 2: CO ₂ -Emissionen nach Verbrauchgruppen 2013	34
Abbildung 3: Steckbrief Seite 1 und 2.....	35
Abbildung 4: Steckbrief Seite 3 und 4.....	36
Abbildung 5: Steckbrief Seite 5 und 6.....	37
Abbildung 6: Darstellung des Regionalen Planungsverbands Südostoberbayern	39
Abbildung 7: Flächenanteile nach Landkreisen und Art der Nutzung der Gesamtfläche der Planungsregion; Quelle: Bayerisches Landesamt für Statistik o.A.	42
Abbildung 8: Rücklauf Datenabfrage Netzbetreiber (Regionale Energieversorger und Stadtwerke)	46
Abbildung 9: Stromnetze in der Planungsregion.....	51
Abbildung 10: Erdgasversorgte Kommunen, georeferenzierte Verteilnetze sowie Gashochdruckleitungen, Detaillierung der Karten im Anhang (Anlage II-Anlage VI).....	52
Abbildung 11: Übersicht erneuerbare Energieerzeugungsanlagen, Detaillierung siehe Anhang (Anlage VII-Anlage XI).....	53
Abbildung 12: Gasversorgte Kommunen sowie bestehende Biogasanlagen 2013 und Gashochdruckleitungen und 110 kV-Leitungen.....	54
Abbildung 13: Aufteilung des elektrischen Endenergiebedarfs nach Verbrauchergruppen (2013)	61
Abbildung 14: Elektrischer Endenergiebedarf in GWh (2013) nach Kommunen	62
Abbildung 15: Elektrischer Endenergiebedarf in MWh/EW (2013) sowie kontaktierte Industriebetriebe	64
Abbildung 16: Thermischer Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen (2013) ...	65
Abbildung 17: Thermischer Endenergiebedarf in GWh (2013) nach Kommunen.....	66
Abbildung 18: Thermischer Endenergiebedarf nach Energieträgern (2013).....	67
Abbildung 19: Thermischer Endenergiebedarf in MWh/EW (2013) je Kommune sowie vorhandene Industriebetriebe	69
Abbildung 20: Vergleich des thermischen Endenergiebedarfs pro Kommune mit den gasversorgten Kommunen.....	70
Abbildung 21: Anteil erneuerbarer und fossiler Energie am thermischen Endenergiebedarf 2013.....	71
Abbildung 22: Anteil erneuerbarer Energien am thermischen Endenergiebedarf (2013) im Vergleich zu Bayern und der BRD [vgl. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie 2016 und Umweltbundesamt 2017]	72
Abbildung 23: Elektrischer Endenergiebedarf und Erzeugung aus Erneuerbaren sowie die prozentuale Darstellung der Erzeugung.....	73
Abbildung 24: Anteil erneuerbarer Energien am elektrischen Endenergiebedarf (2013)	74
Abbildung 25: Elektrische erneuerbare Energieerzeugung sowie Energieinfrastruktur (Strom) je Kommune	76

Abbildung 26: Verhältnis elektrische erneuerbare Energieerzeugung zu elektrischem Endenergiebedarf je Kommune sowie Erzeugungsanlagen 2013, Detaillierung siehe Anhang (Anlage XII-Anlage XVI)	77
Abbildung 27: Endenergiebedarf nach Energieträger und Landkreisen sowie kreisfreier Stadt Rosenheim	79
Abbildung 28: Aufteilung des Endenergiebedarfs nach thermischem und elektrischem Endenergiebedarf sowie nach Verbrauchgruppen (2013)	80
Abbildung 29: CO ₂ -Emissionen nach Verbrauchgruppen 2013	81
Abbildung 30: CO ₂ -Emissionen in t/EW je Kommune sowie vorhandene Industriebetriebe im Jahr 2013	83
Abbildung 31: Darstellung der verschiedenen Potenzialarten	84
Abbildung 32: Szenarienvergleich: Entwicklung der Technikkomponente des spezifischen Verbrauchs von Elektrogeräten 2005 - 2050, in kWh pro Gerät und Jahr (=mittlerer Geräte-Jahresverbrauch im Bestand) in privaten Haushalten [WWF Deutschland 2009]	86
Abbildung 33: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch in der Verbrauchergruppe Gewerbe/Handel/Dienstleistung und öffentliche Liegenschaften nach Verwendungszwecken 2005 – 2050, in PJ [WWF Deutschland 2009].....	87
Abbildung 34: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch im Industriesektor nach Verwendungszwecken 2005 – 2050, in PJ [WWF Deutschland 2009].....	88
Abbildung 35: Elektrischer Endenergiebedarf in GWh/a im Jahr 2013, 2030 und 2040 unter Berücksichtigung des Einsparpotenzials im „Referenzszenario“	90
Abbildung 36: Elektrischer Endenergiebedarf in GWh/a im Jahr 2013, 2030 und 2040 unter Berücksichtigung des Einsparpotenzials im „Szenario innovativ“	91
Abbildung 37: Thermischer Endenergiebedarf in GWh/a im Jahr 2013, 2030 und 2040 unter Berücksichtigung des Einsparpotenzials im „Referenzszenario“	91
Abbildung 38: Thermischer Endenergiebedarf in GWh/a im Jahr 2013, 2030 und 2040 unter Berücksichtigung des Einsparpotenzials im „Szenario innovativ“	92
Abbildung 39: Möglichkeiten der Lastverschiebung [Dena 2017]	94
Abbildung 40: Übersicht durchschnittliche DSM-Potenziale für positive und negative Nachfrageflexibilität in der Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ [DENA 2010]	97
Abbildung 41: Übersicht durchschnittliche DSM-Potenziale für positive und negative Nachfrageflexibilität in der Verbrauchergruppe Gewerbe/Handel/Dienstleistung [Dena 2010]	98
Abbildung 42: Übersicht durchschnittliche DSM-Potenziale der energieintensiven Einzelprozesse in der Verbrauchergruppe „Industrie“ [Dena 2010]	99
Abbildung 43: Übersicht durchschnittliche DSM-Potenziale der Querschnittstechnologien im Industriesektor [Dena 2010]	100
Abbildung 44: Steckbrief Seite 1 und 2 (beispielhaft Landkreis Rosenheim)	105
Abbildung 45: Steckbrief Seite 3 und 4 (beispielhaft Landkreis Rosenheim)	105
Abbildung 46: Steckbrief Seite 5 und 6 (beispielhaft Landkreis Rosenheim)	106
Abbildung 47: Erläuterungen zum Steckbrief	107
Abbildung 48: Fragebogen Energiestrategie und Rücklaufquote	109
Abbildung 49: Wichtige Themen für die Energiestrategie (maximal drei Nennungen möglich)	110
Abbildung 50: Definition quantitativer Ziele und Controlling	111

Abbildung 51: Umzusetzende Maßnahmen in der Planungsregion in den nächsten 5 Jahren	112
Abbildung 52: Umzusetzende Maßnahmen in der Planungsregion in den nächsten 10 Jahren	113
Abbildung 53: Ausbau erneuerbarer Energieträger in der Planungsregion	114
Abbildung 54: Unterstützung der Planungsregion/der Landkreis	115
Abbildung 55: Zieldefinitionen in den einzelnen Kommunen.....	116
Abbildung 56: Umgesetzte Maßnahmen in den Kommunen	117
Abbildung 57: Maßnahmen in den Kommunen in den nächsten 5/10 Jahren.....	118
Abbildung 58: Energiestrategie für die Planungsregion Südostoberbayern.....	119
Abbildung 59: Abweichung von den Zielwerten 2030 im Ist-Zustand	122
Abbildung 60: Zubaupotenzial elektrische Energie	124
Abbildung 61: Zubaupotenzial thermische Energie	125
Abbildung 62: Abweichung von den Zielwerten nach Umsetzung des Referenzszenarios sowie 36 % des Zubaupotenzials je erneuerbarem Energieträger	127
Abbildung 63: Notwendiger Zubau zur Zielerreichung 2030 „Pariser Ziel“ im Bereich der elektrischen Energie	128
Abbildung 64: Notwendiger Zubau zur Zielerreichung 2030 ("Pariser-Ziel") im Bereich der thermischen Energie	129
Abbildung 65: Notwendiger Zubau in MW _{el} zur Zielerreichung 2030 („Pariser Ziel“)	130
Abbildung 66: Auszug Karte der Stromnetzbetreiber in Bayern, Stand 07/2014.....	138
Abbildung 67: Karte der Hochspannungsnetze von Bayernwerk Netz GmbH und Umspannwerke, Stand 2017	139
Abbildung 68: Einteilung des 20-kV-Netzes in der Planungsregion in Versorgungsgebiete ...	140
Abbildung 69: Verschneidung der Einzelinformationen von PV-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen je Netzabschnitte.....	141
Abbildung 70: Karte der Zubaupotenziale von EE-Anlagen PV-Freiflächenanlagen, Stand 2017	145
Abbildung 71: Karte der Zubaupotenziale von Windenergieanlagen, Stand 2017.....	146
Abbildung 72: Übersicht der regionalen Zubauten von EE-Anlagen beim Ausbau von 36% des Zubaupotenzials, Stand November 2017.....	150
Abbildung 73: Übersicht des Netzausbaubedarfs beim Ausbau von 36% des Zubaupotenzials, Stand November 2017	152
Abbildung 74: Übersicht des Netzausbaubedarfs beim Ausbau von 100% des Zubaupotenzials, Stand November 2017	155
Abbildung 75: Logo von REX - regional energy exchange.....	173
Abbildung 76: Gemeinde Nußdorf als zentraler Standort für eine ISKA	174
Abbildung 77: Solarthermische Klärschlamm-trocknungsanlage für 300.000 Haushalte in Bayreuth	175
Abbildung 78: Der gefrorene Eisspeicher, Fa. Viessmann	175
Abbildung 79: Neubau in Eiselfing	175
Abbildung 80: Hackschnitzelwerk, Gemeinde Seon-Seebruck.....	176
Abbildung 81: Freiflächen-Photovoltaikanlagen entlang einer Bundesautobahn.....	177
Abbildung 82: Photovoltaik- und Solarthermie-Anlagen auf einem Dach	178
Abbildung 83: Berechnung des Dachflächen-Potentials für PV	180
Abbildung 84: Beispielhafte Flächenermittlung für PV-Freiflächenanlagen in Altötting	184

Abbildung 85: Zubau-Rate in Photovoltaik in der Planungsregion 18.....	185
Abbildung 86: Zubau-Rate in PV in Deutschland.....	185
Abbildung 87: Effizienzbewertung PV nach Anlagenalter für die Planungsregion 18....	186
Abbildung 88: Strompreisentwicklung und Einspeisevergütung, gemäß Statista GmbH.....	187
Abbildung 89: Netzebenen in einem klassischen Netz (Quelle: EWE Netz).....	188
Abbildung 90: Strom als Einheitsprodukt	189
Abbildung 91: Der Weg des Stroms und der Wandel hin zu einem Ökostromprodukt ..	190
Abbildung 92: Merit-Order-Effekt; Verdrängung teurer produzierender Kraftwerke durch den Markteintritt von Kraftwerken mit geringeren Grenzkosten	191
Abbildung 93: Auswahl von führenden DVU`s aus der Erhebung der Direktvermarkter, Stand 01.01.2017, nach alphabetischer Reihenfolge	194
Abbildung 94: Logo der Erzeugergemeinschaft für Energie in Bayern eG	197
Abbildung 95: Logo der regionalwerke GmbH & Co. KG	197
Abbildung 96: Der smart-contract-Produktgenerator (links) und ein Modell der REX-Handelsplattform (rechts)	199
Abbildung 97: Alternative Vermarktungsmöglichkeiten zu REX.....	200
Abbildung 98: Zeitstrahl im Bereich der Entwicklung der Energieversorgung.....	200
Abbildung 99: Beispiele für mögliche Projektteilnehmer in einem REX-Modellprojekt ...	201
Abbildung 100: Beschreibung der wichtigsten Schritte im Falle einer Umsetzung	201
Abbildung 101: Aufgabenverteilung der Beteiligten Akteure.....	202
Abbildung 102: Bewertung des Modellprojektes REX nach dem Schulnotensystem	203
Abbildung 103: Einsatzgebiete von Energiespeichertechnologien; OTH Regensburg FENES, 2013	206
Abbildung 104: Ausgleich einer PV-Überproduktion im Hinblick auf den täglichen Stromverbrauch; www.opl-energie.de	206
Abbildung 105: Arten thermischer Energiespeicher; Rummich, E.: Energiespeicher, expert Verlag 2009	208
Abbildung 106: Wärmespeicher der Nürnberger Stadtwerke	208
Abbildung 107: Eisspeicher; Firma Viessmann	209
Abbildung 108: Arten thermochemischer Speicher und erzielbare Energiedichten.....	210
Abbildung 109: Anschluss und Funktion eines Fenecon mini; Fenecon	211
Abbildung 110: Fenecon Pro 9-12; Fenecon	211
Abbildung 111: Batteriespeicherangebote von Fenecon	211
Abbildung 112: Batteriespeicherangebote von Sonnen.....	212
Abbildung 113: Die Sonnen-Batterie, Sonnen	212
Abbildung 114: Batteriespeicherangebote von VoltStorage	213
Abbildung 115: VoltStorage 100, VoltStorage	213
Abbildung 116: Tesla Powerwall, Tesla	214
Abbildung 117: Batteriespeicherangebot von Tesla	214
Abbildung 118: Prinzip eines PSKW`s; Quaschnig V.: Regenerative Energiesysteme, Hanser 2011	215
Abbildung 119: Funktion eines GP-Speicher; Gravity Energy AG	216
Abbildung 120: Elektro-LKW; BYD.....	217
Abbildung 121: Elektro-PKW; Renault Zoe	217
Abbildung 122: E-Roller; Piaggio Vespa	217
Abbildung 123: Solarthermie-Kraftwerk Ivanpa, mit 377 MW; Bright Source Energy.....	217

Abbildung 124: Latentwärmespeicher als Taschenwärmer, Fa. Vaude	218
Abbildung 125: Funktionsprinzip Vakuum-Pufferspeicher; Fa. Hummelsberger.....	219
Abbildung 126: Eisspeicher-Funktions-skizze, mit Sole-Wasser-Wärmepumpe (1), Speicherbehälter (2) und Solar-Luftabsorber (3), Fa. Viessmann.....	220
Abbildung 127: Rohrleitungen eines Eisspeichers, Fa. Viessmann	220
Abbildung 128: Passive Solarnutzung; Fa. Ziegler Holzbau	221
Abbildung 129: Speicher-Serien der Firma Hummelsberger.....	222
Abbildung 130: Vakuum-pufferspeicher für Mehrfamilienhäuser, rechts neben dem Wohnhaus	224
Abbildung 131: Gemeinde Eiselfing und das Neubaugebiet	224
Abbildung 132: Solarthermie und Photovoltaikinstallation auf Flachdächer der MFH.....	225
Abbildung 133: Bebauungsplan Eiselfing Nord; 10.01.2017	225
Abbildung 134: Anforderungen für Einfamilienhäuser mit EnEv 2016; BEE e.V.....	227
Abbildung 135: Schichtenbeladungssystem und Perluffüllung des Puffers	228
Abbildung 136: errechnete Jahresdauerlinie für den Wärmebedarf	229
Abbildung 137: Wärmeproduktion Solarthermie 100 m ²	230
Abbildung 138: Vergleich Wärmeverbrauch und -erzeugung durch Solarthermie.....	230
Abbildung 139: Installation Vakuum-pufferspeicher.....	231
Abbildung 140: Vergleich der Wärmeverluste Vakuum-pufferspeicher und konventioneller Speicher	231
Abbildung 141: Bewertung des Vakuum-pufferspeichers nach dem Schulnotensystem	232
Abbildung 142: Versorgte Gebäude (rot markiert), Heizungszentrale (gelb markiert) und Hauptleitung des Nahwärmenetzes in Seeon (schwarz markiert)	235
Abbildung 143: Netzverluste in Abhängigkeit von der Wärmebedarfsdichte.....	236
Abbildung 144: Solarthermisches Potential in Seeon bei 100m ² Kollektorfläche.....	237
Abbildung 145: Kosten und Einnahmen einer solarthermischen Unterstützung	240
Abbildung 146: Bewertung des Beispielprojektes nach dem Schulnotensystem.....	241
Abbildung 147: Angebot Blueclean Solar für 100 m ²	243
Abbildung 148: StMUV - Arten der Klärschlammverwertung in Bayern 2015	246
Abbildung 149: Mechanisches Schwein im Vordergrund und Abluftventilatoren an der Hallendecke, Raubling	248
Abbildung 150: Funktionsskizze zur solaren Klärschlamm-trocknung, Fa. Thermosystem GmbH	248
Abbildung 151: Externe Wärmeunterstützung aus einer Biogasanlage, für eine Gärrest- Trocknungshalle; Fa. Thermosystems GmbH	249
Abbildung 152: Energieautarke und dezentrale Klärschlammverwertungsanlage, zur energetischen und stofflichen Verwertung des getrockneten Klärschlammes; Reformierungsanlage zur thermischen Vergasung; Fa. Thermosystem GmbH.....	249
Abbildung 153: Größenklassen von Kläranlagen, gemäß LfU Bayern	250
Abbildung 154: Aufteilung interessierter Kläranlagen nach Größenklassen	251
Abbildung 155: Teilnehmende Kläranlagen an der Führung in Raubling	252
Abbildung 156: An der solarthermischen Klärschlamm-trocknung interessierte Kläranlagen, die nicht an der Führung teilnehmen konnten.....	252
Abbildung 157: Standorte der interessierten Kläranlagen der Landkreis BGL und TS, nach Einwohnergleichwerte (EWG)	253

Abbildung 158: Lageplan des Bebauungsplanes mit Geltungsbereichslinie und Hallenstandort; Grafikgrundlage aus der Änderung des B-Plans der Gemeinde Nußdorf, FSt. 1635, vom 12.09.2017	254
Abbildung 159: Solare Klärschlamm-trocknung in Bayreuth für 300.000 EW, bestehend aus 15 Trocknungshallen, mit ca. 8.000 m ² Gesamtfläche; (HUBER SE 2017)	255
Abbildung 160: Kostenschätzung KZV Südostoberbayern; Angebot Fa. Thermo System GmbH	258
Abbildung 161: Berechnung der reinen Fahrtkosten für die interessierten Kläranlagen in den Landkreisen TS und BGL.....	259
Abbildung 162: Kostenvergleich der ISKA mit einer konventionellen Entsorgung, ohne Betrachtung der bauseitigen Kosten	259
Abbildung 163: Höhe der Entsorgungskosten (EK) in Euro für teilnehmende Kläranlagen, abhängig der Stromkosten von ISKA	261
Abbildung 164: Besichtigung der Trocknungshalle am Klärwerk Raubling	264
Abbildung 165: Bewertung einer ISKA nach dem Schulnotensystem.....	264
Abbildung 166: Dreiklang im nachhaltigen Bauen.....	266
Abbildung 167: Alte Sporthalle in der Gemeinde Aschau im Chiemgau	267
Abbildung 168: Moderner Neubau der Sporthalle für die Gemeinde Aschau im Chiemgau	267
Abbildung 169: Datengrundlage für nachfolgende Berechnungen.....	268
Abbildung 170: Angebot der Fa. Viessmann, auf Basis der Datengrundlage.....	268
Abbildung 171: Heizenergiebedarf, ohne Warmwasser	269
Abbildung 172: Energieflüsse im Heizbetrieb	269
Abbildung 173: Das Eis-Energiespeichersystem; Fa. Viessmann	270
Abbildung 174: Unterirdischer Betonbehälter, Fa. Viessmann	270
Abbildung 175: Anordnung des Wärmetauschers im Eisspeicher, Fa. Viessmann.....	271
Abbildung 176: Energieflussschema, am Beispiel eines Eisspeicher-Systems für die Sporthalle	272
Abbildung 177: Fünf Stück der Wärmepumpe VITOCAL 300-G, Fa. Viessmann.....	272
Abbildung 178: Außentemperaturen zur Nutzung für den Solar-Luftabsorber, Temperaturmittel bei 8,8 °C	273
Abbildung 179: Kollektorbetrieb nach Monaten, mit Direktbetrieb zur Wärmepumpe (rot) und Regeneration in den Speicher (blau).....	273
Abbildung 180: Anbindung an ein Fernwärmenetz; Dürener Rohrleitungsbau GmbH	274
Abbildung 181: Kühlung, auf Basis der Berechnungen zur Nutzung und der Jahreszeit ..	274
Abbildung 182: Gefrorenes Wasser im Betonbehälter, Fa. Viessmann.....	275
Abbildung 183: Solar-Luftabsorber (vorne) und PV-Dachanlage (hinten), Magazin TGA Fachplaner, 2014.....	276
Abbildung 184: Grundlagen zur Vergleichsrechnung des Eisspeicher-Systems mit einer Fernwärme-Versorgung.....	277
Abbildung 185: Vergleichsbetrachtung Eisspeicherkonzept und Fernwärmeversorgung.....	279
Abbildung 186: Bewertung des Eisspeicher-Systems nach dem Schulnotensystem.....	281
Abbildung 187: Vorranggebiete und notwendige Abstandsflächen für Windkraft-Anlagen .	284
Abbildung 188: Logo für das Projekt "InnTec"	286

Abbildung 189: Windrad auf dem Rieder Berg, gegenüber der Deponie Sieghart, mit Blickrichtung aus Wies.....	286
Abbildung 190: Windenergieanlagen	287
Abbildung 191: Darstellung technisches Potential von Windkraftanlagen Babensham ..	290
Abbildung 192: Installierte Leistung und Volllaststunden bestehender Windkraftanlagen....	291
Abbildung 193: Volllaststunden aller Windkraftanlagen in Oberbayern	292
Abbildung 194: Leistungssteigerung der Windenergieanlagen seit 1980; wind-fgw.de ..	294
Abbildung 195: Mögliches Logo für einen Energiepark InnTec	295
Abbildung 196: Luftbildaufnahme zum Energiepark InnTec.....	295
Abbildung 197: Deponie Sieghart, mit Blick auf die Rekultivierung.....	296
Abbildung 198: Naturland-zertifizierte Biogasanlage der Erzeugergemeinschaft für Energie in Bayern eG (EEB eG), mit einer Leistung in Höhe von 210 kW	296
Abbildung 199: Nutzung der Abwärme von Biogasanlagen einer Mitgliedsanlage der EEB eG	297
Abbildung 200: Stromerträge aus den vorhandenen Substraten	297
Abbildung 201: Solarpark der Erzeugergemeinschaft für Energie in Bayern eG, mit 950 kW Leistung	299
Abbildung 202: Cash-Flow Prognose, Solarpark 750 kWp, Startjahr 2020, Ausgaben** inkl. Rückzahlungen	300
Abbildung 203: CO ₂ -Emissionen im Bereich der PV; R. Itten et al., 2014	301
Abbildung 204: Anteile am Primärenergieaufwand, 2014; Lehrbuch Photovoltaik.....	301
Abbildung 205: Windrad auf dem Rieder Berg, gegenüber der Deponie Sieghart, mit Blickrichtung aus Wies.....	302
Abbildung 206: Windrad auf dem Rieder Berg als Simulation (Bild unten), Blickrichtung aus Wies	302
Abbildung 207: VRG 27, Rieder Berg	303
Abbildung 208: VRG 29, Rieder Berg	303
Abbildung 209: Kostenbetrachtung WKA Rieder Berg, unter Annahmen	305
Abbildung 210: Cash-Flow WKA Rieder Berg, unter Annahmen	305
Abbildung 211: Funktionsprinzip eines GPS; Gravity Power	307
Abbildung 212: Optimierungspotential der Nutzung eines 50 MW-GPS; Gravity Power AG .	308
Abbildung 213: Nachfragepotenzial der kommunalen Liegenschaften (Städte und Gemeinden) für Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung.....	313
Abbildung 214: Zubaupotenzial Wärme aus erneuerbaren Energieträgern (feste Biomasse und Biogas) in Kraft-Wärme-Kopplung	316
Abbildung 215: Zubaupotenzial elektrische Energie aus erneuerbaren Energieträgern (feste Biomasse und Biogas) in Kraft-Wärme-Kopplung	317
Abbildung 216: Nachfragepotenzial der kommunalen Liegenschaften für Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung	320
Abbildung 217: Potenzial zur Erzeugung von Strom auf Basis der Nachfragepotenziale für Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung der kommunalen Liegenschaften	321
Abbildung 218: Nachfragepotenzial der energieintensiven Unternehmen und Kliniken für Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung	324
Abbildung 219: Potenzial zur Erzeugung von Strom auf Basis der Nachfragepotenziale für Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung der energieintensiven Unternehmen und Kliniken...	326

Abbildung 220: Anhand des SLP-Verfahrens ermittelter Lastgang für das „Kurfürst-Maximilian-Gymnasium“ inklusive dem Lastgang für das ausgelegte BHKW unter Berücksichtigung eines im System vorhandenen Pufferspeichers. Auslegung nach Strom- und Wärmebedarf führen jeweils zu übereinstimmenden Anlagengrößen, daher ist nur eine Dauerlinie für die identischen Anlagen aufgezeigt.....	337
Abbildung 221: Anhand des SLP-Verfahrens ermittelter, kombinierter Lastgang für die „Staatliche Berufsschule Berchtesgadener Land“ und die „Realschule im Rupertiwinkel“ inklusive der Lastgänge für je ein auf den Wärme- bzw. Strombedarf ausgelegtes BHKW unter Berücksichtigung eines im System vorhandenen Pufferspeichers	337
Abbildung 222: Anhand des SLP-Verfahrens ermittelter Lastgang für die „Berufsschule I“ inklusive dem Lastgang für das ausgelegte BHKW unter Berücksichtigung eines im System vorhandenen Pufferspeichers. Auslegung nach Strom- und Wärmebedarf führen jeweils zu übereinstimmenden Anlagengrößen, daher ist nur eine Dauerlinie für die identischen Anlagen aufgezeigt.....	338
Abbildung 223: Anhand des SLP-Verfahrens ermittelter Lastgang für das „Ludwig-Thoma-Gymnasium“ inklusive der Lastgänge für je ein auf den Wärme- bzw. Strombedarf ausgelegtes BHKW unter Berücksichtigung eines im System vorhandenen Pufferspeichers	338
Abbildung 224: Stromlastgang des „Kurfürst-Maximilian-Gymnasiums“ vom 01.01.2016 – 30.09.2016 inklusive der maximalen elektrischen Leistung für das ausgelegte BHKW. Auslegung nach Strom- und Wärmebedarf führen jeweils zu übereinstimmenden Anlagengrößen, daher ist nur eine maximale elektrische Leistung für die identischen Anlagen aufgezeigt.....	339
Abbildung 225: Aufsummierter Stromlastgang der „Staatlichen Berufsschule Berchtesgadener Land“ und der „Realschule im Rupertiwinkel“ vom 01.01.2015 – 10.09.2015 inklusive der maximalen elektrischen Leistung eines auf den Wärme- bzw. Strombedarf ausgelegten BHKWs	340
Abbildung 226: Aufsummierter und korrigierter Stromlastgang der „Berufsschule I“ und des „Ruperti-Gymnasiums“ vom 01.01.2015 – 31.12.2015 inklusive der maximalen elektrischen Leistung für das ausgelegte BHKW. Auslegung nach Strom- und Wärmebedarf führen jeweils zu übereinstimmenden Anlagengrößen, daher ist nur eine maximale elektrische Leistung für die identischen Anlagen aufgezeigt.	340
Abbildung 227: Stromlastgang des „Ludwig-Thoma-Gymnasiums“ vom 01.01.2016 – 31.12.2016 inklusive der maximalen elektrischen Leistung eines auf den Wärme- bzw. Strombedarf ausgelegten BHKWs	341
Abbildung 228: Vergleich CO ₂ -Bilanzen Kurfürst-Maximilian-Gymnasium (KMG): Ist-Zustand und CO ₂ -Bilanz mit auf Wärmebedarf ausgelegtem BHKW; CO ₂ -Einsparung durch Netzeinspeisung grün hervorgehoben	353
Abbildung 229: Vergleich CO ₂ -Bilanzen Kurfürst-Maximilian-Gymnasium (KMG): Ist-Zustand und CO ₂ -Bilanz mit auf Eigenbedarf Strom ausgelegtem BHKW; CO ₂ -Einsparung durch Netzeinspeisung grün hervorgehoben	353
Abbildung 230: Vergleich CO ₂ -Bilanzen Staatl. Berufsschule BGL (SBB): Ist-Zustand und CO ₂ -Bilanz mit auf Wärmebedarf ausgelegtem BHKW; CO ₂ -Einsparung durch Netzeinspeisung grün hervorgehoben.....	354
Abbildung 231: Vergleich CO ₂ -Bilanzen Staatl. Berufsschule BGL (SBB): Ist-Zustand und CO ₂ -Bilanz mit auf Eigenbedarf Strom ausgelegtem BHKW; CO ₂ -Einsparung durch Netzeinspeisung grün hervorgehoben.....	354

Abbildung 232: Vergleich CO ₂ -Bilanzen Berufsschule I. (SBM): Ist-Zustand und CO ₂ -Bilanz mit auf Wärmebedarf ausgelegtem BHKW; CO ₂ -Einsparung durch Netzeinspeisung grün hervorgehoben	355
Abbildung 233: Vergleich CO ₂ -Bilanzen Berufsschule I. (SBM): Ist-Zustand und CO ₂ -Bilanz mit auf Eigenbedarf Strom ausgelegtem BHKW; CO ₂ -Einsparung durch Netzeinspeisung grün hervorgehoben	355
Abbildung 234: Vergleich CO ₂ -Bilanzen Ludwig-Thoma-Gymnasium (LTG): Ist-Zustand und CO ₂ -Bilanz mit auf Wärmebedarf ausgelegtem BHKW; CO ₂ -Einsparung durch Netzeinspeisung grün hervorgehoben.....	356
Abbildung 235: Vergleich CO ₂ -Bilanzen Ludwig-Thoma-Gymnasium (LTG): Ist-Zustand und CO ₂ -Bilanz mit auf Eigenbedarf Strom ausgelegtem BHKW; CO ₂ -Einsparung durch Netzeinspeisung grün hervorgehoben.....	356
Abbildung 236: Vergleich der möglichen Strombedarfsdeckung durch KWK-Strom am Kurfürst-Maximilian-Gymnasium (KMG)	357
Abbildung 237: Vergleich der möglichen Strombedarfsdeckung durch KWK-Strom der Staatl. Berufsschule BGL (SBB).....	358
Abbildung 238: Vergleich der möglichen Strombedarfsdeckung durch KWK-Strom der Berufsschule I. und des Ruperti-Gymnasiums (SBM)	358
Abbildung 239: Vergleich der möglichen Strombedarfsdeckung durch KWK-Strom am Ludwig-Thoma-Gymnasium (LTG).....	359
Abbildung 240: Lageplan und geplante Flächenaufteilung des Gewerbegebietes Autobahn Nord 2, Bergen. Quelle: plg Planungsgruppe Strasser und Partner GBR.....	366
Abbildung 241: Anhand des SLP-Verfahrens ermittelter kumulierter Lastgang der im Gewerbegebiet Bergen geplanten Liegenschaften inklusive dem Lastgang für das ausgelegte BHKW unter Berücksichtigung eines im System vorhandenen Pufferspeichers. Auslegung nach Strom- und Wärmebedarf führen jeweils zu übereinstimmenden Anlagengrößen, daher ist nur eine Dauerlinie für die identischen Anlagen aufgezeigt..	368
Abbildung 242: Angenommener Stromlastgang einer geplanten Liegenschaft im Gewerbegebiet Bergen inklusive der maximalen elektrischen Leistung eines auf den Wärmebedarf und auf den Eigenbedarf Strom ausgelegten BHKWs	369
Abbildung 243: Vergleich CO ₂ -Bilanzen Gewerbegebiet Bergen: Ist-Zustand und CO ₂ -Bilanz mit auf Wärmebedarf ausgelegtem BHKW; CO ₂ -Einsparung durch Netzeinspeisung grün hervorgehoben	375
Abbildung 244: Vergleich CO ₂ -Bilanzen Gewerbegebiet Bergen: Ist-Zustand und CO ₂ -Bilanz mit auf Eigenbedarf Strom ausgelegtem BHKW; CO ₂ -Einsparung durch Netzeinspeisung grün hervorgehoben.....	375
Abbildung 245: Vergleich der möglichen Strombedarfsdeckung durch KWK-Strom im Gewerbegebiet Bergen	376
Abbildung 246: Beispiel Gewässerlängsschnitt der Alz (Quelle: Steinbacher Consult)	390
Abbildung 247: Wasserkraftpotenzial im Gebiet des RPV 18 (Quelle: Steinbacher Consult)	393
Abbildung 248: Exemplarische Darstellung eines Fließgewässerkraftwerks an der Salzach (Quelle: Österreichisch-Bayerische Kraftwerke AG)	395
Abbildung 249: Ausleitungskraftwerk mit Coanda-Rechen (Quelle: WISSENSPLATZ - Das Magazin der Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Chur)	398
Abbildung 250: Bewegliches Kraftwerk (Quelle: Bayerische Landeskraftwerke GmbH) .	399
Abbildung 251: Schacht-Kraftwerk (Quelle: Bayerische Landeskraftwerke GmbH).....	400

Abbildung 252: VLH-Turbine (Quelle: Bayerische Landeskraftwerke GmbH)	401
Abbildung 253: Wasserkraftschnecke (Quelle: Bayerische Landeskraftwerke GmbH)	402
Abbildung 254: Entwicklungsstand der Speichertechnologien	403
Abbildung 255: Vollkostenvergleich von Speichertechnologien nach Einsatzart (Darstellung aufbauend auf VDE Energiespeicher 2008)	405
Abbildung 256: Möglichkeiten zur Stromvermarktung/-lieferung an Dritte (Quelle: Steinbacher Consult)	415
Abbildung 257: Mögliche Regionale Wertschöpfung pro Jahr im RPV 18 durch Elektromobilität (Quelle: Steinbacher Consult)	418
Abbildung 258: Weitere mögliche Standorte für Energieparkplätze; Energiequelle Biomasse	421
Abbildung 259: Beispiel eines Energieparkplatzes (Quelle: Steinbacher Consult)	422
Abbildung 260: Energie- und Klimaparkplatz (Quelle: Steinbacher Consult)	422
Abbildung 261: Vollbetriebsstunden Wasserkraftanlagen (Quelle: Steinbacher Consult)	424
Abbildung 262: Vollbetriebsstunden Wasserkraftanlagen <100 kW (Quelle: Steinbacher Consult)	424
Abbildung 263: Vollbetriebsstunden Wasserkraftanlagen >100 kW (Quelle: Steinbacher Consult)	425
Abbildung 264: Lageplan der geplanten Wasserkraftanlage an der Seeklause.....	429
Abbildung 265: Lageplan der Surmühle mit den zu untersuchenden Maßnahmen	430
Abbildung 266: Lageplan des Energieparkplatzes	432
Abbildung 267: Gesamtenergieangebot pro Gemeinde	441
Abbildung 268: Gesamtenergieangebot im RPV18 (in der Summe Biogas landwirtschaftliche Flächen ist Biogas Ackerland enthalten)	442
Abbildung 269: relatives Energieangebot im RPV18	443
Abbildung 270: Gesamtenergieangebot im RPV18	443
Abbildung 271: Gemeindliche Ackerflächen.....	445
Abbildung 272: Biogas, wirtschaftliches Gesamtpotenzial.....	446
Abbildung 273: Biogasanlagenbestand im RPV18 und technisches Gesamtpotenzial (im Steckbrief ausgewiesenes Gesamtpotenzial für Strom aus Biogas)	447
Abbildung 274: Energiegehalt Kurzumtriebsplantagen (KUP)	448
Abbildung 275: Wachstumsregionen (12 = Tertiäres Hügelland; 13 = Schwäbische- Bayerische Schotterplatte und Altmoränenlandschaft; 14 = Schwäbische-Bayerische Jungmoräne und Molassevorberge; 15 = Bayerische Alpen)	449
Abbildung 276: Die stofflichen und energetischen Stoffströme der Waldholznutzung in Bayern 2014 in Mio. Fm m. R. bzw. m ³ in einer vereinfachten Darstellung. (Weidner, et al., 2016)	449
Abbildung 277: Waldholz Angebotspotenzial	450
Abbildung 278: Altholz, Angebotspotenzial.....	451
Abbildung 279: Grüngut, Angebotspotenzial	452
Abbildung 280: Biogas, Zubaupotenzial Strom.....	454
Abbildung 281: Feste Biomasse, Zubaupotenzial Wärme.....	455
Abbildung 282: Technisches Zubaupotenzial feste Biomasse und Biogas: Wärme und Strom in MWh pro Jahr bezogen auf das Angebotspotenzial aller landwirtschaftlichen Flächen (Ackerflächen und Dauergrünlandflächen).....	456
Abbildung 283: räumliche Verteilung der Biogasanlagen und deren Alter.	460

Abbildung 284: Verteilung der Biogasanlagenanzahl sowie korrespondierende Leistung je Inbetriebnahmejahr (links: prozentual bezogen auf die Gesamtanlagenzahl 2014; rechts: kumuliert).	461
Abbildung 285: Maßnahmen: Überblick zu den identifizierten Energiepaaren im RPV18 (Cluster Energiepaare)	462
Abbildung 286: einzelne Siedlungsflächen zur Versorgung durch Biogasanlagen mittels Wärmenetzen und Mikrogasnetzen (Bsp. Buchbach)	463
Abbildung 287: Biogasanlagen mit Möglichkeiten zur direkten Wärmenutzung mittels Wärmenetz oder Mikrobiogasnetzbildung (Cluster Mikrobiogas- und Wärmenetzbildung) ..	464
Abbildung 288: Absolute Investitionen für Anlagen zur Biogasaufbereitung (Quelle: FNR, 2014)	467
Abbildung 289: spezifische Investitionskosten für Anlagen zur Biogasaufbereitung (Quelle: FNR, 2014)	467
Abbildung 290: Potenzielle Maßnahmen auf Basis des Auswertungsergebnisses (Cluster Bioerdgaseinspeisung)	469
Abbildung 291: georeferenzierte Standorte für Energieparkplätze gespeist aus Biomassestrom – potenzielle Maßnahmen für den Sektor Verkehr (Cluster Energieparkplätze Biomasse)	470
Abbildung 292: Strommehrertrag aus ORC in den Gemeinden mit 1 bis 2 potentiell geeigneten Anlagen (EEG2009, EEG2012 mit mehr als 250 kW _{el} BHKW Leistung)	476
Abbildung 293: Stromertrag aus Biogas Effizienzgewinn und Abschaltungsfolgen (grau = Ertragsmenge RPV18 gesamt ohne Abschaltung von Biogasanlagen mit Effizienzsteigerungs-Mehrertrag; Basisjahr 2013)	478
Abbildung 294: Überblick zu Erdgasspeicher in Deutschland (Sedlacek, 2009)	480
Abbildung 295: worst case szenario post EEG: Verteilung der Biogasanlagenanzahl sowie korrespondierende Leistung je Betriebnahmejahr und mögliche Entwicklung des Biogasanlagenbestands und elektrische Leistung bis 2034 im Falle der Stilllegung nach Ausscheiden aus der ersten EEG Vergütungsphase (bis 2014 Daten aus der Bestandsaufnahme; 2015 bis 2018 Annahmen Zubau von 5 kleinen Gülleanlagen im RPV mit insgesamt 323 kW _{el} Leistung; ab 2018: sukzessiver Rückbau der Biogasanlagen entsprechend des Wegfalls der EEG-Vergütung nach 20 Jahren)	486
Abbildung 296: Ziele des Umstrukturierungsprozesses, die durch die Umsetzung der Roadmap Biogasnutzung post EEG erreicht werden (Vergleich Biogasanlagenkennzahlen im RPV18)	488
Abbildung 297: Gesamtenergieangebot pro Gemeinde	500
Abbildung 298: logistische Praxis auf dem Energieholzmarkt	502
Abbildung 299: Aufgabe eines virtuellen Biomassehofs	502
Abbildung 300: Funktionsprinzip einer hydrothermalen Dublette zur Wärmeversorgung	520
Abbildung 301: Geothermische Gunstgebiete in der Region RPV 18.	521
Abbildung 302: Profilschnitt durch das süddeutsche Molassebecken; Traunstein wurde auf das Profil projiziert. Der Malm mit steigenden Thermalwassertemperaturen ist in blau dargestellt.	522
Abbildung 303: Übersicht über die Geothermiebohrungen (rote Punkte) und Konzessionsfelder (grün und schwarz umrandet) im RPV 18 (blau umrandet).	523

Abbildung 304: Produktivitätskurven bestehender Bohrungen im Malm des Süddeutschen Molassebeckens.....	526
Abbildung 305: Tiefe der Oberkante des Malms bis zum Alpenrand sowie bekannte und vermutete Störungen im Malmkalk.	527
Abbildung 306: Prognose der Fördertemperatur aus dem Malmreservoir im Gebiet des RPV 18.	528
Abbildung 307: Hypothetische Erlaubnisfelder der 150 Gemeinden. Quadrate mit 32 km ² Flächeninhalt wurden um das Zentrum jeder Gemeinde angeordnet.	529
Abbildung 308: Erschließungskonzept in einem 32km ² großen Konzessionsfeld zur Veranschaulichung der gewählten Methodik bei der Bestimmung der Potenziale auf Gemeindeebene.	530
Abbildung 309: Prognostizierte Fördertemperatur - Reservoirtemperatur je Gemeinde.	531
Abbildung 310: Bruttowirkungsgrad eines ORC-Geothermiekraftwerks in Abhängigkeit der Fördertemperatur (vereinfacht), basierend auf Werten bestehender geothermischer Kraftwerke im Molassebecken.	532
Abbildung 311: Verteilung der hypothetischen Erlaubnisfelder mit 32 km ² Flächeninhalt zur Bestimmung des Gesamtpotenzials der Strom- und Wärmegewinnung im RPV 18....	533
Abbildung 312: Potenzielle thermische Leistung pro Gemeinde.....	534
Abbildung 313: Potenzielle elektrische Leistung pro Gemeinde.	535
Abbildung 314: Verteilung des Gesamtpotenzials zur Wärmeerzeugung im RPV 18.	536
Abbildung 315: Verteilung des Gesamtpotenzials zur Stromverteilung im RPV 18.....	537
Abbildung 316: Reservoirtemperaturgradient (RTG) je Gemeinde.....	538
Abbildung 317: Verhältnis zwischen geothermischem Wärmepotenzial und Wärmenachfrage je Gemeinde.....	539
Abbildung 318: Technologien der oberflächennahen Geothermie (aus: Bundesverband Wärmepumpe: www.waermepumpe.de/waermepumpe/funktion-waermequellen , letzter Zugriff: Oktober 2017)	542
Abbildung 319: Hydrogeologische Klassifikation im RPV 18 mit den Ortslagen aller Gemeinden	544
Abbildung 320: Standorteignung für die Technologien Grundwasserwärmepumpe, Erdwärmesonde und Erdwärmekollektoren im RPV 18.....	546
Abbildung 321: Eignung der Gemeinden im RPV 18 zur Erschließung mit oberflächennaher Geothermie.	547
Abbildung 322: Schematische Darstellung des Funktionsprinzips einer tiefen Erdwärmesonde (aus: Stober & Bucher, 2012).	549
Abbildung 323: Schematisches Wärmelastprofil eines Jahres mit Leistungsspektrum der Geo-thermie. Geringere Wärmenachfrage als die minimal erzeugbare Wärme durch Geothermie im Sommer. Die Überschusswärme kann zur Kälteerzeugung genutzt werden.	550
Abbildung 324: Funktionsprinzip eines Aquiferspeichers (EZ: Energiezentral)	551
Abbildung 325: Benchmarking Geothermie zu dezentralen Vergleichssystemen (Bichler, et al., 2014):	555
Abbildung 326: Carnot-Wirkungsgrad und Realwirkungsgrad verschiedener geothermischer Stromerzeugungsarten in Abhängigkeit der Wärmequellentemperatur	557
Abbildung 327: Gemeindegebiet Altötting mit Lage der bestehenden Tiefbohrungen und dem Bohransatzpunkt zur vorgeschlagenen Geothermiedublette.....	563

Abbildung 328: Lage der Tiefbohrungen (hellgrün) und der gemessenen 3D-Seismik (siehe Text) in der Region.	564
Abbildung 329: Teufenlage und Störungen im Malm, resp. Basis Tertiär auf dem Landshut-Neuöttinger-Hoch (siehe Text).....	565
Abbildung 330: Geplanter Bohrverlauf der Dublette Altötting Th1 und Th2.	566
Abbildung 331: 3D Darstellung aus dem Geologischen Modell mit den Bohrpfad der Altötting Th1 und Th2 (siehe Text). Helle, semi-transparente Fläche entspricht Top Malm, senkrecht stehende farbige Flächen stellen Störungen jeweils auf Datengrundlage des Geothermieatlas (STMVIT 2012) dar.....	567
Abbildung 332: Modellierter Temperaturverteilung des Thermalwassers im Untergrund (siehe Text).	568
Abbildung 333: Durchschnittliche Zusammensetzung der Investitionen in Wärmeprojekten (REIF, 2016)	572
Abbildung 334: Beispielhafte Darstellung von Investitionen, Cashflow und Ergebnis im Projektverlauf (REIF, 2016).....	573
Abbildung 335: Prozentuale Verteilung der CO ₂ -Emissionen bei der Niederbringung einer Geothermiebohrung, Quelle: Schenk et al., 2015.....	574
Abbildung 336: Übersicht der Schutzgebiete im Untersuchungsgebiet mit Standortvorschlag „Altötting“ (dunkelgrün).	577
Abbildung 337: Standortübersicht der Verwaltungsgemeinde Kirchweidach (gelb eingefärbt) mit dem bestehenden Bewilligungsfeld und den Bohransatzpunkt der Geothermiebohrungen Kirchweidach Gt1, Gt2 (hellgrün) und der Standortvorschlag (dunkelgrün).	585
Abbildung 338: Übersicht der Tiefbohrungen (hellgrün) sowie der gemessenen 3D-Seismik (blau umrandet) mit dem bestehenden Bewilligungsfeld und dem Standortvorschlag der neuen Bohrungen (dunkelgrün).....	586
Abbildung 339: Teufenlage und Störungen Top Malm.	587
Abbildung 340: Übersicht der geplanten Bohrungen Holzen Th1 und Th2 mit Bohrpfad (Förderbohrung in rot und Injektionsbohrung in blau) und den vorhandenen Geothermiebohrungen Kirchweidach Gt1 und Gt2 in grün. Bohransatzpunkte sind als Kreis mit Kreuz, Endpunkte als Kreis mit Punkt und die Durchstosspunkte Top Malm der geplanten Bohrungen sind als Viereck dargestellt.	588
Abbildung 341: Bohrpfade Holzen Th1 und Th2. Links: Produktionsbohrung Th2; rechts: Injektionsbohrung Th1. Helle, transparente Fläche entspricht Top Malm, senkrecht stehende farbige Flächen stellen Störungen jeweils auf Datengrundlage des Bayerischen Geothermieatlas 2012 dar.	589
Abbildung 342: Die Reservoirtemperatur im Malm reicht von 88 °C (blau) im NE bis 120 °C (dunkelrot) im Gemeindegebiet Kirchweidach.	590
Abbildung 343: Prozentuale Verteilung der CO ₂ -Emissionen bei der Niederbringung einer Geothermiebohrung, Quelle: Schenk et al., 2015.....	595
Abbildung 344: Übersicht der Schutzgebiete im Untersuchungsgebiet mit Bewilligungsfeld „Geoenergie Kirchweidach“ (blau) und dem Standort „Holzen“ (dunkelgrün).	598
Abbildung 345: Stärken und Schwächen von Geothermie relativ zu anderen Energieformen.	604

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Zusammenfassung der Endenergiebilanz (2013)	33
Tabelle 2:	Einwohnerzahlen nach Landkreisen und Kommunen	41
Tabelle 3:	Rücklauf Datenerhebung nicht-leitungsgebundener Energieträger	47
Tabelle 4:	Rücklauf Datenerhebung Industrie	48
Tabelle 5:	Rücklauf Datenerhebung kommunale Liegenschaften	49
Tabelle 6:	Verwendete CO ₂ -Äquivalente (auszugsweise)	59
Tabelle 7:	Verteilung des elektrischen Endenergiebedarfs pro Einwohner nach Landkreisen und kreisfreier Stadt Rosenheim 2013	63
Tabelle 8:	Verteilung des thermischen Endenergiebedarfs pro Einwohner und Anteil der erneuerbaren Energien am thermischen Endenergiebedarf nach Landkreisen und kreisfreier Stadt Rosenheim 2013	68
Tabelle 9:	Anteil erneuerbarer Energien am elektrischen Endenergiebedarf nach Landkreisen und kreisfreier Stadt Rosenheim 2013	75
Tabelle 10:	Zusammenfassung der Endenergiebilanz	78
Tabelle 11:	CO ₂ -Emissionen pro Landkreis und kreisfreier Stadt Rosenheim in t/EW im Jahr 2013	82
Tabelle 12:	Endenergiebedarfe der Verbrauchergruppen bis zum Jahr 2040 im „Referenzszenario“ in GWh	89
Tabelle 13:	Endenergiebedarfe der Verbrauchergruppen bis zum Jahr 2040 im „Szenario innovativ“ in GWh	89
Tabelle 14:	Zielsetzungen der verschiedenen Abkommen	120
Tabelle 15:	Zielemissionen in t/Kopf der beiden Abkommen	121
Tabelle 16:	Pro Kopf CO ₂ -Emissionen im Jahr 2013	121
Tabelle 17:	Pro Kopf CO ₂ -Emissionen im Jahr 2013 und 2030 sowie Abweichungen von den Zielwerten	123
Tabelle 18:	CO ₂ -Emissionen pro Kopf 2030 (nach Umsetzung des Referenzszenarios sowie 36 % des Potenzials aller erneuerbarer Energien)	126
Tabelle 19:	Notwendige Anlagenzahlen zur Zielerreichung 2030 („Pariser Ziel“)	131
Tabelle 20:	Vollbenutzungstunden nach Energieträgern, Stand: September 2017	143
Tabelle 21:	Leistungen der Bestandsanlagen erneuerbarer Energien sowie des gesamten Zubaupotenzials im RPV nach Energieträger, Stand: November 2017	144
Tabelle 22:	Bestand (2013) und Zubaupotenzial (36%) bis 2030 von EE-Anlagen, Stand: November 2017	148
Tabelle 23:	Ausbaubedarf des Stromnetzes gemäß „Pariser_Ziels“ (36 % des technischen n Zubaupotenzials) bis 2030, Stand November 2017	151
Tabelle 24:	Angenommener/berechneter Netzausbaubedarf für Mittel- und Hochspannungsnetze im Regionalen Planungsverband Südostbayern bei 100%-Ausbau von EE-Anlagen, Stand: November 2017	154
Tabelle 25:	Richtwerte für die Kosten unterschiedlicher Betriebsmittel der Niederspannungsebene (Stand 2017/11)	156
Tabelle 26:	Richtwerte für die Kosten unterschiedlicher Betriebsmittel der Mittelspannungsebene (Stand 2017/11)	156

Tabelle 27:	Richtwerte für die Kosten unterschiedlicher Betriebsmittel der Hochspannungsebene (Stand 2017/11)	157
Tabelle 28:	Netzausbaubedarf und Richtwerte der Kosten für das Szenario 36%-Ausbau bis 2030, Stand November 2017	157
Tabelle 29:	Netzausbaubedarf und Richtwerte der Kosten für das Szenario 100%-Ausbau, Stand November 2017	157
Tabelle 30:	Technisches Zubaupotential Solarenergie im RPV 18, nach Landkreisen sortiert	173
Tabelle 31:	Technisches Zubau-Potential für Solarthermie	179
Tabelle 32:	Technisches Zubau-Potential PV-Dachflächen	182
Tabelle 33:	Ergänzende Ausschlusskriterien für Photovoltaikanlagen auf Freiflächen ..	183
Tabelle 34:	Technisches Potential PV-Freiflächenanlagen	184
Tabelle 35:	Kalkulation Solarthermie	244
Tabelle 36:	Technisches Zubaupotential Windenergie im RPV 18, nach Landkreisen sortiert	285
Tabelle 37:	Volllaststunden abhängig der Windgeschwindigkeiten	289
Tabelle 38:	Technisches Potential Windenergie	291
Tabelle 39:	Verwendete Umrechnungsfaktoren von Energieträgerverbrauch zu Wärmebedarf. Als Wirkungsgrad sind für alle Kesseltypen 100 % angesetzt worden.	319
Tabelle 40:	Potenziale von KWK-Anlagen in Liegenschaften der Kommunen. Dargestellt sind alle kommunalen Liegenschaften (ohne landkreiseigene Liegenschaften) mit einem Nachfragepotenzial an Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung ab 500 MWh/a.	322
Tabelle 41:	Potenziale von KWK-Anlagen in Liegenschaften der Landkreise. Angegeben ist jeweils das Gesamtpotenzial für alle Liegenschaften sowie die Einzelwerte der jeweils drei Liegenschaften mit dem größten Nachfragepotenzial.	323
Tabelle 42:	Übersicht über die Kliniken, zu denen Daten vorlagen und die somit in der Potenzialerhebung berücksichtigt werden konnten.....	327
Tabelle 43:	Geplante Maßnahmen im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung bei energieintensiven Unternehmen in den nächsten drei Jahren laut Eigenauskunft	328
Tabelle 44:	Überblick über installierte Leistung und erzeugte Energiemengen in der Auslegungsvariante auf den Wärmebedarf der jeweiligen Liegenschaft	332
Tabelle 45:	Überblick über installierte Leistung und erzeugte Energiemengen in der Auslegungsvariante auf den Eigenbedarf Strom der jeweiligen Liegenschaft	333
Tabelle 46:	Bestandsanlagen der untersuchten Schulen in den Landkreisen AÖ, BGL, MÜ und RO	335
Tabelle 47:	Übersicht der geclusterten Liegenschaften.....	336
Tabelle 48:	Übersicht der empfohlenen BHKW-Betriebsweise je Liegenschaft	342
Tabelle 49:	Technische Daten eines auf Wärmebedarf und eines auf Eigenbedarf Strom ausgelegten BHKWs für das Kurfürst-Maximilian Gymnasium, LK AÖ	343
Tabelle 50:	Technische Daten eines auf Wärmebedarf und eines auf Eigenbedarf Strom ausgelegten BHKWs für die Staatliche Berufsschule BGL, LK BGL	343
Tabelle 51:	Technische Daten eines auf Wärmebedarf und auf Eigenbedarf Strom ausgelegten BHKWs für die Staatliche Berufsschule I, LK MÜ (beide Auslegungsvarianten liefern die gleiche Anlagengröße).....	344
Tabelle 52:	Technische Daten eines auf Wärmebedarf und eines auf Eigenbedarf Strom ausgelegten BHKWs für das Ludwig-Thoma-Gymnasium, LK RO	344

Tabelle 53:	Anlagenkonfiguration für ein auf Wärmebedarf und auf Eigenbedarf Strom ausgelegtes BHKW für das Kurfürst-Maximilian-Gymnasium, LK AÖ (beide Auslegungsvarianten liefern die gleiche Anlagengröße)	345
Tabelle 54:	Anlagenkonfiguration für ein auf Wärmebedarf und ein auf Eigenbedarf Strom ausgelegtes BHKW für die Staatliche Berufsschule BGL, LK BGL.....	345
Tabelle 55:	Anlagenkonfiguration für ein auf Wärmebedarf und auf Eigenbedarf Strom ausgelegtes BHKW für die Staatliche Berufsschule I, LK MÜ (beide Auslegungsvarianten liefern die gleiche Anlagengröße)	345
Tabelle 56:	Anlagenkonfiguration für ein auf Wärmebedarf und ein auf Eigenbedarf Strom ausgelegtes BHKW für das Ludwig-Thoma-Gymnasium, LK RO.....	346
Tabelle 57:	Übersicht der technischen und wirtschaftlichen Kenngrößen für ein auf Wärmebedarf und ein auf Eigenbedarf Strom ausgelegtes BHKW für das Kurfürst-Maximilian-Gymnasium, LK AÖ	348
Tabelle 58:	Übersicht der technischen und wirtschaftlichen Kenngrößen für ein auf Wärmebedarf und ein auf Eigenbedarf Strom ausgelegtes BHKW für die Staatliche Berufsschule BGL, LK BGL.....	349
Tabelle 59:	Übersicht der technischen und wirtschaftlichen Kenngrößen für ein auf Wärmebedarf und ein auf Eigenbedarf Strom ausgelegtes BHKW für die Staatliche Berufsschule I, LK MÜ	350
Tabelle 60:	Übersicht der technischen und wirtschaftlichen Kenngrößen für ein auf Wärmebedarf und ein auf Eigenbedarf Strom ausgelegtes BHKW für das Ludwig-Thoma-Gymnasium, LK RO	351
Tabelle 61:	Übersicht der möglichen CO ₂ -Einsparungen je Liegenschaft.....	357
Tabelle 62:	Übersicht der möglichen Stromdeckung durch KWK-Strom je Liegenschaft	359
Tabelle 63:	Geschätzter zeitlicher Rahmen einer Umsetzung des Projektes	360
Tabelle 64:	Bewertung des Beispielprojektes „KWK-Anlagen für Schulen“ gemäß der durch den RPV formulierten Kriterien	361
Tabelle 65:	Überblick über installierte Leistung und erzeugte Energiemengen in der Auslegungsvariante auf den Wärmebedarf	364
Tabelle 66:	Überblick über installierte Leistung und erzeugte Energiemengen in der Auslegungsvariante auf den Eigenbedarf Strom	365
Tabelle 67:	Technische Daten eines auf Wärmebedarf und auf Eigenbedarf Strom ausgelegten BHKWs für das geplante Gewerbegebiet in Bergen, LK TS (beide Auslegungsvarianten liefern die gleiche Anlagengröße)	370
Tabelle 68:	Anlagenkonfiguration für ein auf Wärmebedarf und auf Eigenbedarf Strom ausgelegtes BHKW für das geplante Gewerbegebiet in Bergen, LK TS (beide Auslegungsvarianten liefern die gleiche Anlagengröße)	371
Tabelle 69:	Übersicht der technischen und wirtschaftlichen Kenngrößen für ein auf Wärmebedarf und ein auf Eigenbedarf Strom ausgelegtes BHKW für das geplante Gewerbegebiet in Bergen, LK TS.....	373
Tabelle 70:	Übersicht der möglichen CO ₂ -Einsparungen im Gewerbegebiet Bergen	376
Tabelle 71:	Übersicht der möglichen Stromdeckung durch KWK-Strom im Gewerbegebiet Bergen	377
Tabelle 72:	Geschätzter zeitlicher Rahmen einer Umsetzung des Projektes (BHKW und Wärmenetz)	378

Tabelle 73: Bewertung des Beispielprojektes „Auslegung von KWK-Anlagen für die Versorgung von regionalen Gewerbegebieten“ gemäß der durch den RPV formulierten Kriterien	379
Tabelle 74: Zubaupotenziale der Gemeinden im RPV 18 (Quelle: Steinbacher Consult)	391
Tabelle 75: Ausschlusskriterien für PSW (Quelle: LfU, 2014, S. 15).....	409
Tabelle 76: TOP-Standort Einöden (Quelle: LfU, 2014, S. 40)	410
Tabelle 77: TOP-Standort Poschberg/Saalachsperr (Quelle: LfU, 2014, S. 48)	411
Tabelle 78: Direktvermarktungspotentiale Wasserkraftanlagen < 100 kW durch Strombelieferung über eigene Leitung (Quelle: Steinbacher Consult)	416
Tabelle 79: Direktvermarktungspotentiale Wasserkraftanlagen > 100 kW durch Strombelieferung über eigene Leitung (Quelle: Steinbacher Consult)	417
Tabelle 80: Vollbetriebsstunden* Wasserkraftanlagen (Quelle: Steinbacher Consult)	423
Tabelle 81: Gesamtenergieangebot im RPV18	442
Tabelle 82: Übersicht Daten Biomasse für die Landkreis des RPV18 und kreisfreie Stadt Rosenheim (grün: feste Biomasse; blau: Biogas)	444
Tabelle 83: Klassen Stromdeckungsanteil der Biogasanlage am Strombedarf des Unternehmens, ermittelt aus Daten der Bestandsaufnahme	459
Tabelle 84: Klasseneinteilung und Anzahl der Biogasanlagen pro Jahr der Inbetriebnahme.....	460
Tabelle 85: grün = hohe Priorität (I), gelb = mittlere Priorität (II), orange = geringe Priorität (III)	461
Tabelle 86: Entfernungsklassen.....	462
Tabelle 87: Liste der Maßnahmen zur Prüfung von Mikrobiogas- und Wärmenetzen (Gegenüberstellung Versorgungsflächen und Biogasanlagen)	464
Tabelle 88: Daten zu geeigneten Standorten für Energieparkplätze versorgt durch Biomassestrom (Cluster Energieparkplätze Biomasse)	471
Tabelle 89: Modulgrößen ausgesuchter Nachverstromungsaggregate [Quelle Biogas Forum Bayern (Stockmann, et al., 2016)]	474
Tabelle 90: technisches Effizienzsteigerungspotenzial von Biogasanlagen durch Nachverstromung mittels ORC Anlage.....	475
Tabelle 91: wirtschaftliches Effizienzsteigerungspotenzial von Biogasanlagen durch Nachverstromung mittels ORC Anlage - Biomasseanlagen die nach dem EEG 2009 und EEG 2012 vergütet werden	476
Tabelle 92: Effizienzsteigerungspotenzial durch Modernisierung von Biogas-BHKW ..	477
Tabelle 93: Kalkulation der Gesamtkapitalrentabilität getrennt nach EEG und Leistungsklasse [Anlehnung an (Stockmann, et al., 2016)] Jahreskalkulationen, Nutzungsgrad 8 %, Nutzungsdauer 10 Jahre.....	479
Tabelle 94: Abschätzung der benötigten Lagerkapazität für feste Biomasse für eine Jahresproduktion.....	481
Tabelle 95: Aufgaben und Zeitplan.....	493
Tabelle 96: Zusammenstellung des Ressourcenaufwands für die Implementierung der Beratungsstelle auf Seiten des RPV 18 bzw. der Landkreise und der kreisfreien Stadt Rosenheim (1 Personentag (PT) = 8 Arbeitsstunden)	495
Tabelle 97: Bewertung des Projektes nach dem Schulnotensystem	497
Tabelle 98: Akteure des Energieholzmarkts, deren Rolle und Interesse	506

Tabelle 99:	Bewertung des Projektes nach dem Schulnotensystem	507
Tabelle 100:	Überblick der geothermischen Anlagen im RPV 18 (Quelle: Agemar et al., 2014)	524
Tabelle 101:	Potenziale der Strom- und Wärmegewinnung je Landkreis im RPV 18 ...	536
Tabelle 102:	Kategorien der Eignung für die Nutzung eines Standortes mit oberflächennaher Geothermie	546
Tabelle 103:	Randbedingungen für die Vergleichssysteme (dezentral)	554
Tabelle 104:	Vorschläge für Beispielprojekte tiefe Geothermie	560
Tabelle 105:	Vorschläge für Beispielprojekte oberflächennahe Geothermie	560
Tabelle 106:	Schätzkosten für eine geothermische Dublette am Standort Altötting auf Basis eines Day-Rate-Vertrags	570
Tabelle 107:	Investitionen für Dublette und Heizwerk bis Inbetriebnahme	571
Tabelle 108:	Möglicher zeitlicher Projektablauf	576
Tabelle 109:	Schätzkosten für eine geothermische Dublette am Standort Holzen (Förder-/Injektionsrate > 100 l/s) auf Basis eines Day-Rate-Vertrags	592
Tabelle 110:	Investitionskosten bis zur Inbetriebnahme des Geothermiekraftwerks	593
Tabelle 111:	Möglicher zeitlicher Projektablauf	597

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AG	Aktiengesellschaft
AÖ	Altötting
BGL	Berchtesgadener Land
BRD	Bundesrepublik
bspw.	beispielsweise
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
d.	durch
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
el.	elektrisch
ESB	Energie Südbayern
etc.	et cetera
e.V.	eingetragener Verein
EW	Einwohner
GEMIS	Globales Emissions-Modell integrierter Systeme
ggf.	gegebenenfalls
HRSG.	Herausgeber
i.d.R	in der Regel
inkl.	inklusive
ISE	Institut für Systemische Energieberatung
i.V.m.	in Verbindung mit
IWU	Institut für Wohnen und Umwelt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Lkr.	Landkreis
LoD	Level of Detail
Mio.	Millionen
MÜ	Mühldorf am Inn
o.A.	ohne Angaben
RO	Rosenheim
S.	Seite
th.	thermisch
TS	Traunstein
Tsd.	Tausend
u.a.	unter anderem
usw.	und so weiter
v.a.	vor allem
vgl.	vergleiche
WWF	World Wide Fund For Nature
z.B.	zum Beispiel

Einheiten und Indizes

%	Prozent			
°	Grad			
g/kWh _{Endenergie}	Gramm/Kilowattstunde _{Endenergie}			
GWh	Gigawattstunden		el/th	elektrisch/thermisch
ha	Hektar			
kW	Kilowatt		el/th	elektrisch/thermisch
kWh	Kilowattstunden		el/th	elektrisch/thermisch
kV	Kilovolt			
m ²	Quadratmeter			
MW	Megawatt		p/el	peak/elektrisch
MWh	Megawattstunden		el/th	elektrisch/thermisch
PJ	Petajoule			
†	Tonnen			
TWh	Terawattstunden		el/th	elektrisch/thermisch



INSTITUT FÜR
SYSTEMISCHE ENERGIEBERATUNG



Hochschule **Rosenheim**
University of Applied Sciences



team für technik



LOS 1 Gesamtenergiebilanz

LOS 1 Gesamtenergiebilanz

1 Kurzfassung Aufgabenfeld A

1.1 Ist-Zustand bei Energiebedarf und –erzeugung

Im Rahmen des Energiekonzepts für den Regionalen Planungsverband SOB erfolgt die individuelle Betrachtung aller 152 Kommunen der Landkreise Altötting, Berchtesgadener Land, Mühldorf am Inn, Rosenheim und Traunstein. Die Ergebnisse für den Planungsverband SOB stellen die Zusammenfassung dieser Einzelergebnisse dar.

Ausgehend von der im Bericht beschriebenen Datengrundlage sowie dem Bilanzjahr 2013¹ ergibt sich für den Regionalen Planungsverband SOB ein gesamter Endenergiebedarf in Höhe von ca. 31 TWh². Dieser verteilt sich zu 73 % auf den thermischen Endenergiebedarf und zu 27 % auf den elektrischen Endenergiebedarf.

Im Einzelnen ist im Hinblick auf die Endenergiebilanz des Regionalen Planungsverbands aufzuführen:

- Der thermische Endenergiebedarf liegt im Jahr 2013 bei 22.540 GWh_{th}.
- Vom thermischen Endenergiebedarf werden im Jahr 2013 9 %, also 2.005 GWh_{th} mittels erneuerbarer Energien (vorwiegend Biomasse (Holz)) bereitgestellt.
- Der thermische Endenergiebedarf pro Einwohner in der Planungsregion liegt bei 27.983 kWh_{th}. Dieser hohe thermische spezifische Endenergiebedarf wird wesentlich durch den Prozessenergiebedarf der im Landkreis Altötting ansässigen Betriebe bestimmt.
- Der elektrische Endenergiebedarf liegt im Jahr 2013 bei 8.451 GWh_{el}.
- Vom elektrischen Endenergiebedarf werden im Jahr 2013 bereits 50 % (4.249 GWh_{el}) mittels erneuerbarer Energien bereitgestellt; die in der Region angesiedelten Großwasserkraftwerke tragen zu dieser hohen Quote signifikant bei. Der Anteil der erneuerbaren Energien liegt sowohl über dem bayerischen als auch über dem bundesdeutschen Wert des Jahres 2013.
- Es ergibt sich ein elektrischer Endenergiebedarf pro Einwohner in der Planungsregion in Höhe von 10.492 kWh_{el}. Dieser liegt deutlich (40 %) über dem bundesdeutschen Durchschnitt und wird analog zum thermischen Endenergiebedarf wesentlich durch die Industriebetriebe des Landkreises Altötting beeinflusst.
- Dementsprechend liegt auch der Endenergiebedarf pro Einwohner (38.475 kWh) deutlich (86 %) über dem bundesdeutschen Durchschnitt (20.719 kWh/EW³) [vgl. Umweltbundesamt 2016b und Statistisches Bundesamt 2016a].

Die nachfolgende Tabelle sowie die Abbildung zum Endenergiebedarf stellen die Ergebnisse der Energiebilanz grafisch dar.

¹ Das Jahr 2013 ist das Jahr, für das zum Zeitpunkt der Datenerhebung (Ende 2015/Anfang 2016) vollständige Daten von den Energieversorgern vorlagen.

² Ohne Verkehr

³ Ohne Verkehr

Kurzfassung Aufgabenfeld A

Tabelle 1: Zusammenfassung der Endenergiebilanz (2013)

	RPV gesamt in GWh	RPV in kWh/EW	BRD in kWh/EW
Endenergiebedarf elektrisch	8.451	10.492	7.490
Endenergiebedarf thermisch	22.540	27.983	17.110
Endenergiebedarf gesamt	30.991	38.475	20.719

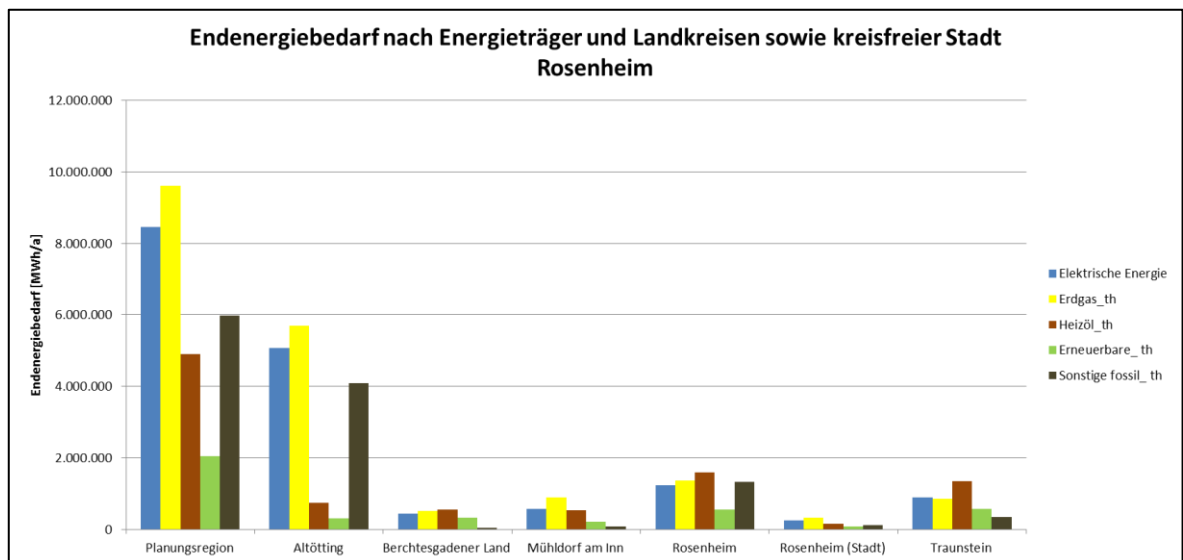


Abbildung 1: Endenergiebedarf nach Energieträger und Landkreisen sowie kreisfreier Stadt Rosenheim (2013)

Aus diesem Gesamtenergiebedarf resultieren unter Berücksichtigung der „vermiedenen“ Emissionen durch die bereits vorhandene erneuerbare Energieerzeugung im Regionalen Planungsverband Gesamtemissionen in Höhe von ca. 7,2 Mio. t. Gemäß der Einwohnerzahl (805.481) aus dem Jahr 2013 liegt der pro Kopf CO₂-Ausstoß im Jahr somit bei ca. 8,9 t (siehe Abbildung 2: CO₂-Emissionen nach Verbrauchgruppen 2013).

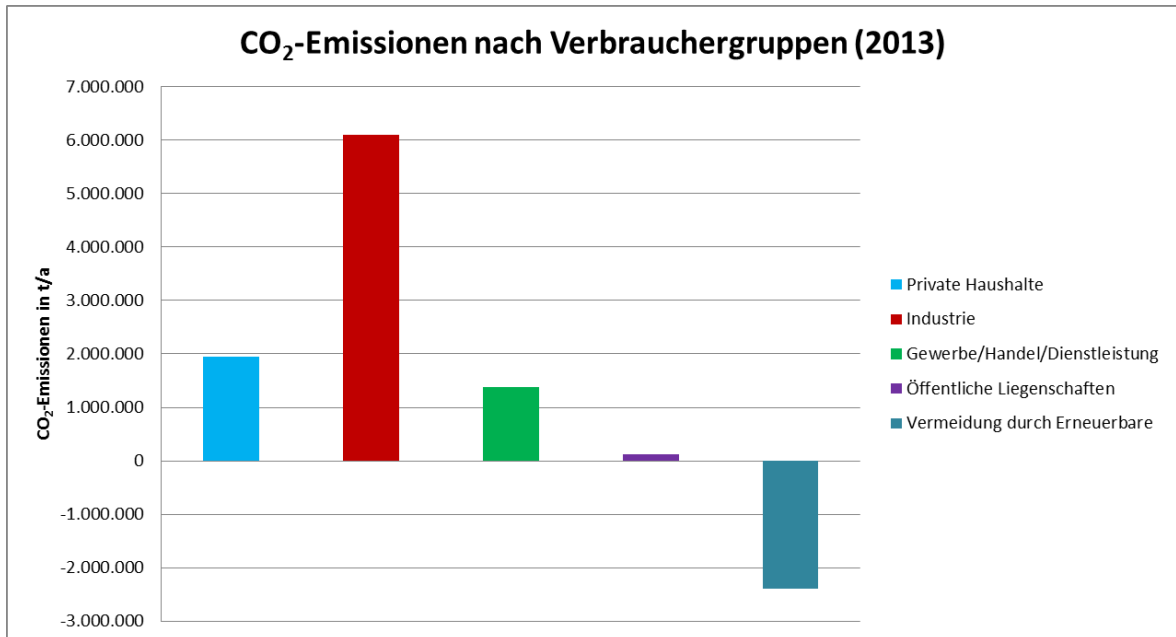


Abbildung 2: CO₂-Emissionen nach Verbrauchgruppen 2013

1.2 Einspar- und Effizienzsteigerungspotenzial

Die Betrachtung der Energieeffizienz- und Einsparpotenziale erfolgt einzeln in allen Verbrauchergruppen bis zum Jahr 2030 und bis zum Jahr 2040. Die Ermittlung dieser Potenziale wird auf Basis der Studie „Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken“, die im Auftrag des WWF durch die Prognos AG sowie das Öko-Institut erarbeitet worden ist, durchgeführt. Es wird zwischen den beiden Szenarien „Referenzszenario“ und „Szenario innovativ“ unterschieden und für beide Szenarien werden die möglichen Energieeffizienz- und Einsparpotenziale bis 2030 und 2040 ausgewiesen.

- **Referenzszenario:** Dieses beschreibt eine ambitionierte Fortsetzung momentaner Energie- und Klimaschutzpolitik.
- **Szenario innovativ:** Dieses Szenario hat den Umbau zu einer emissionsarmen Gesellschaft zum Ziel und ist dementsprechend ambitionierter.

In Abstimmung mit dem Regionalen Planungsverband wird im Bereich der Energieeinsparung und Energieeffizienzsteigerung das ausgearbeitete Szenario „Referenzszenario“ (2030) als Grundlage für die Ausarbeitung der Energiestrategie verwendet.

Im Regionalen Planungsverband Südostoberbayern würde sich somit bis zum Jahr 2030 ein Endenergiebedarf von 26.364 GWh ergeben. Dementsprechend würden bis 2030 4.626 GWh eingespart werden. Die CO₂-Emissionen könnten um 1,3 Mio. t (2030) reduziert werden.

Kurzfassung Aufgabenfeld A

1.3 Datenzusammenführung

Die Ergebnisse der Ist-Analyse sowie der Potenzialanalyse werden in, gemeinsam mit dem Auftraggeber sowie den einzelnen Fachleuten vorab definierten Steckbriefen zusammengefasst. Dementsprechend werden in Summe 152 Kommunalsteckbriefe, fünf Landkreissteckbriefe sowie ein Steckbrief für die gesamte Planungsregion erstellt.

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen beispielhaft den Steckbrief des gesamten Regionalen Planungsverbands.

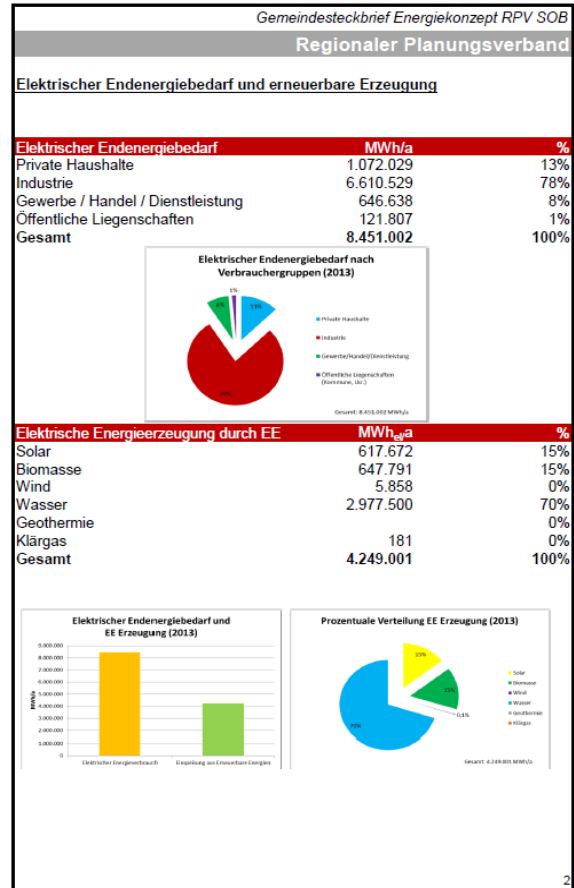
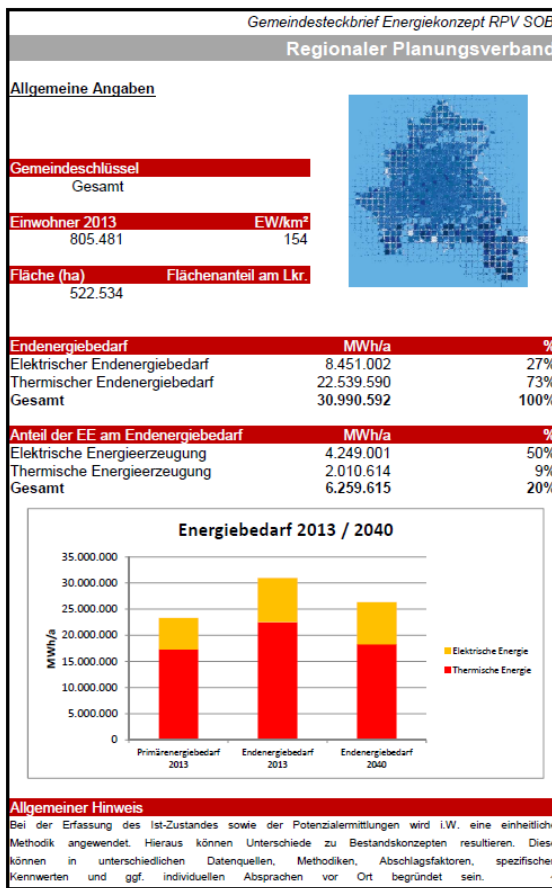


Abbildung 3: Steckbrief Seite 1 und 2

Kurzfassung Aufgabenfeld A

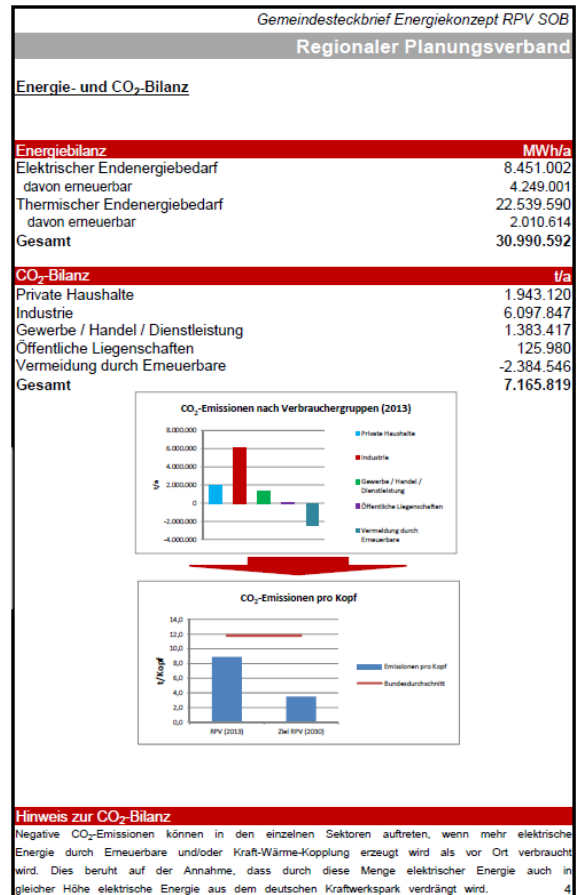
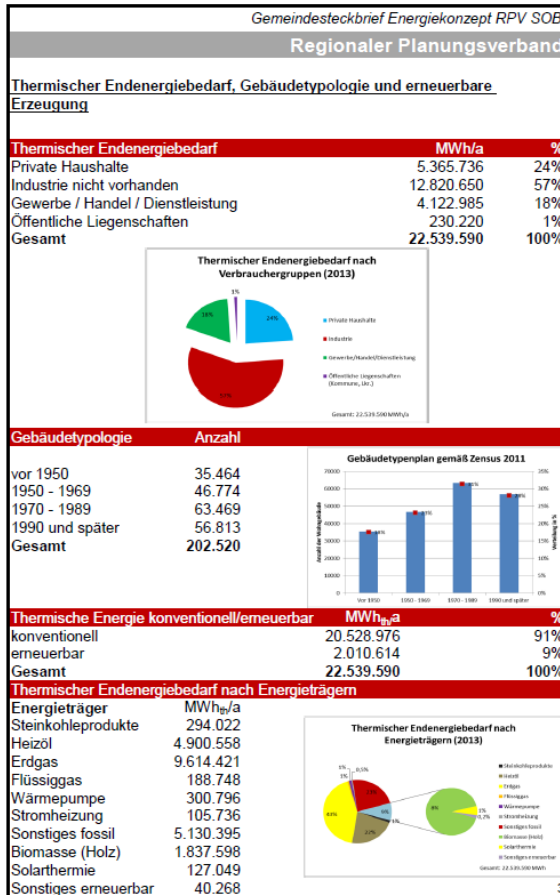


Abbildung 4: Steckbrief Seite 3 und 4

sowie bei den Endverbrauchern eingesetzt werden können. In Bezug auf das Stromnetz muss hinsichtlich der Energiespeicherung beachtet werden, dass zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit insbesondere für die Stabilität der Netze leistungsstarke Energiespeicher vorgehalten werden müssen, wie z.B. Pumpspeicher, um so für einen überregionalen Ausgleich bzw. für die Bereitstellung von Regelenergie zu sorgen. Aus stromnetztechnischer Sicht ist bei den Energiespeichern (z.B. Akkumulatoren bei den Verbrauchern, PV-Anlagen, etc.) außerdem zu berücksichtigen, dass diese zu keiner Netzentlastung führen, da der Ausbau der Netze nach Last/Verbrauch und Erzeugung/Einspeisung erfolgt.

1.5 Fragebogen und Energiestrategie

Auf Basis der durchgeführten Befragung der Kommunen in Kombination mit der Analyse des energetischen Ist-Zustands des Regionalen Planungsverbands Südostoberbayern sowie der durchgeführten Potenzialanalyse der Energieeffizienz- und Einsparpotenziale sowie der erneuerbaren Energiepotenziale, wird eine Energiestrategie für die Planungsregion entworfen.

Zur Erreichung der bundesdeutschen bzw. der Pariser Ziele bis 2030 (5,4 bzw. 3,6 t/Kopf CO₂-Emissionen⁴) in der Planungsregion Südostoberbayern ist es notwendig:

- Die ausgewiesenen Potenziale zur elektrischen und thermischen Effizienzsteigerung und Energieeinsparung in den einzelnen Verbrauchergruppen gemäß Referenzszenario (Zeithorizont bis 2030) zu forcieren.
- Die ausgewiesenen Potenziale zum Ausbau der Erneuerbaren Energien weiter voranzutreiben. Ziel muss die Realisierung von 36 % des Zubaupotenzials (Gesamtpotenzial abzüglich Bestand) bis 2030 sein.
- Hierdurch kann der CO₂-Ausstoß von aktuell 8,9 t (2013) auf ca. 3,5 t im Jahr 2030 im Regionalen Planungsverband gesenkt werden.

⁴ Ohne Verkehr

Grundlagen

2 Grundlagen

2.1 Der Regionale Planungsverband Südostoberbayern

Der Regionale Planungsverband Südostoberbayern (Planungsregion 18) liegt im äußersten Süden Deutschlands und Bayerns und grenzt direkt an drei Bundesländer Österreichs, nämlich Tirol, Salzburg und Oberösterreich an. Er umfasst die fünf Landkreise Altötting, Berchtesgadener Land, Mühldorf am Inn, Rosenheim und Traunstein sowie die kreisfreie Stadt Rosenheim. Nachfolgende Abbildung 6 stellt sowohl die gesamte Planungsregion 18 als auch die fünf Landkreise sowie die insgesamt 152 Kommunen der Planungsregion dar.

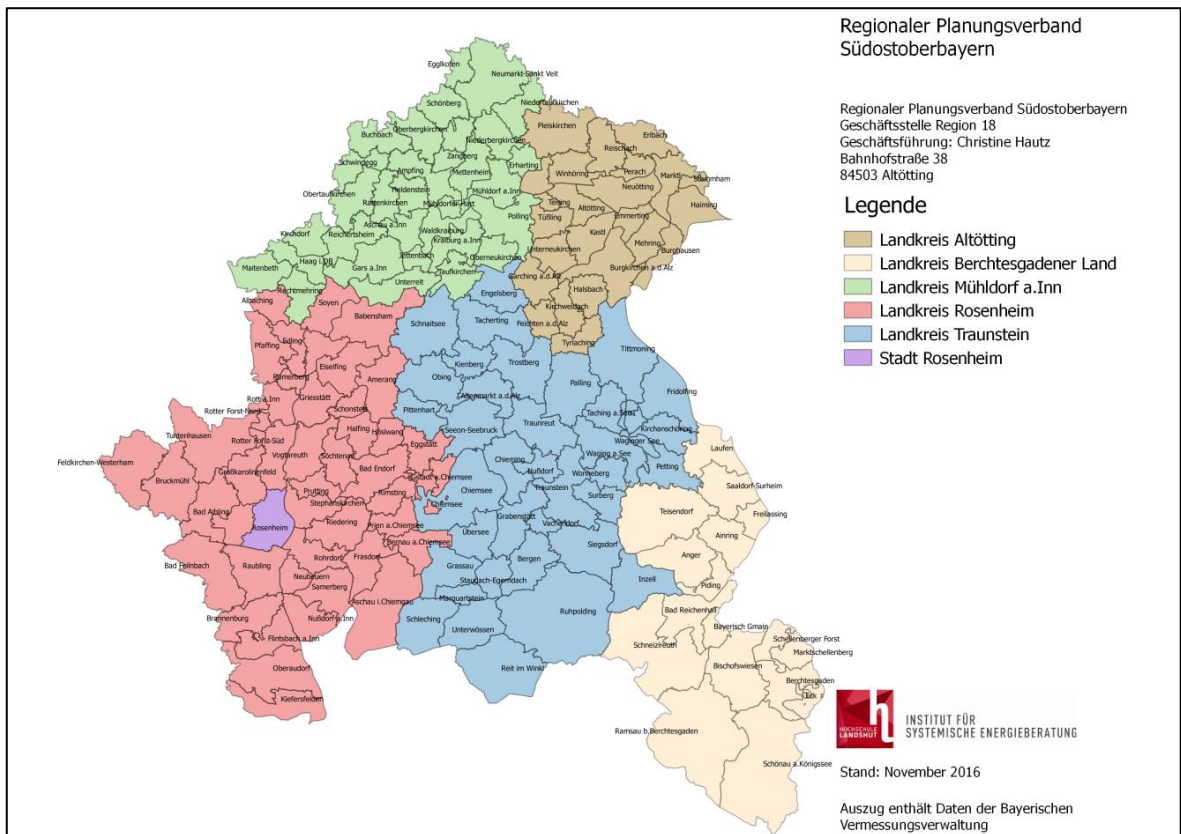


Abbildung 6: Darstellung des Regionalen Planungsverbands Südostoberbayern

Alle nachfolgenden Auswertungen und Ergebnisse werden je Kommune, je Landkreis sowie für die Planungsregion in Summe dargestellt. Die Ergebnisse der einzelnen Kommunen finden sich komprimiert in den Kommunalsteckbriefen wieder (vgl. Kapitel 6). Auch für die einzelnen Landkreise sowie den gesamten Planungsverband wird ein Steckbrief erstellt.

2.2 Einwohnerzahlen nach Landkreisen

Im Jahr 2013 leben in den 152 Kommunen des Planungsverbands Südostoberbayern ca. 805.000 Einwohner. Der Landkreis Rosenheim ist mit ca. 250.000 Einwohner und einem Anteil von ca. 30 % der einwohnerstärkste Landkreis der Planungsregion 18. Es folgt der Landkreis Traunstein (ca. 170.000 Einwohner) mit einem Anteil von ca. 20 %. Die Landkreise Mühldorf am Inn, Altötting und Berchtesgadener Land haben annähernd gleiche Einwohnerzahlen von ca. 110.000 Einwohnern und somit einen Anteil von jeweils ca. 13 %. Die Einwohnerzahl der Stadt Rosenheim lag im Jahr 2013 bei ca. 61.000 (8 %).

Nachfolgende Tabelle 2 zeigt zum einen die Einwohnerzahlen der einzelnen Landkreise in Summe und zum anderen die der einzelnen Kommunen, getrennt nach Landkreisen in drei Kategorien (Kategorie 1 < 2.500 EW, Kategorie 2 2.500-5.000 EW, Kategorie 3 > 10.000 EW). Zudem wird der prozentuale Anteil der einzelnen Kommunen der Landkreise an der Gesamteinwohnerzahl des jeweiligen Landkreises abgebildet.

Grundlagen

Tabelle 2: Einwohnerzahlen nach Landkreisen und Kommunen

Landkreis	Name Kommune	Kategorie 1		Kategorie 2		Kategorie 3		Kategorie 4				
		(<2.500 EW)	Anteil am Lkr. in %	(2.500-5.000 EW)	Anteil am Lkr. in %	(5.000-10.000 EW)	Anteil am Lkr. in %	(>10.000 EW)	Anteil am Lkr. in %			
Ainring (107.465 EW)	Erlbach	1.174	1%	Emmerting	4.098	4%	Garching a.d.Alz	8.494	8%	Altötting	12.633	12%
	Feichten a.d.Alz	1.197	1%	Kastl	2.678	2%	Neuötting	8.471	8%	Burghausen	17.824	17%
	Haiming	2.443	2%	Markt	2.665	2%	Töging a.Inn	9.124	8%	Burgkirchen a.d.Alz	10.202	9%
	Halsbach	961	1%	Pleiskirchen	2.390	2%						
	Kirchweidach	2.283	2%	Reischach	2.544	2%						
	Mehring	2.328	2%	Tüßling	3.241	3%						
	Perach	1.255	1%	Unterneukirchen	2.957	3%						
	Stammham	991	1%	Winhöring	4.665	4%						
	Teising	1.902	2%									
	Tyrlaching	945	1%									
BGL (102.976 EW)	Marktschellenberg	1.750	2%	Anger	4.444	4%	Ainring	9.634	9%	Bad Reichenhall	17.327	17%
	Ramsau b.Berchtesgaden	1.742	2%	Bayerisch Gmain	3.045	3%	Berchtesgaden	7.781	8%	Freilassing	16.194	16%
	Schneizreuth	1.327	1%	Saadorf-Surheim	5.360	5%	Bischofswiesen	7.520	7%			
				Schönau a.Königssee	5.423	5%	Laufen	6.852	7%			
							Piding	5.328	5%			
Mühldorf am Inn (110.296 EW)	Eggkofen	1.206	1%	Aschau a.Inn	3.168	3%	Ampfing	6.248	6%	Mühldorf a.Inn	18.305	17%
	Erharting	933	1%	Buchbach	3.084	3%	Haag i.OB	6.321	6%	Waldkraiburg	22.681	21%
	Jettenbach	744	1%	Gars a.Inn	3.802	3%	Neumarkt-Sankt Veit	6.074	6%			
	Kirchdorf	1.335	1%	Heldenstein	2.507	2%						
	Lohkirchen	700	1%	Kraiburg a.Inn	4.032	4%						
	Maitenbeth	1.959	2%	Mettenheim	3.411	3%						
	Niederbergkirchen	1.195	1%	Polling	3.291	3%						
	Niedertaufkirchen	1.339	1%	Schwindegg	3.456	3%						
	Oberbergkirchen	1.628	1%									
	Oberneukirchen	827	1%									
	Obertaufkirchen	2.448	2%									
	Rattenkirchen	968	1%									
	Rechtmehring	1.837	2%									
	Reichertshausen	1.650	1%									
	Schönberg	992	1%									
Taufkirchen	1.348	1%										
Unterreit	1.703	2%										
Zangberg	1.104	1%										
Rosenheim (251.850 EW)	Albaching	1.729	1%	Amerang	3.609	1%	Aschau i.Chiemgau	5.577	2%	Bad Aibling	17.983	7%
	Breitbrunn a.Chiemsee	1.556	1%	Babensham	2.945	1%	Bad Endorf	8.241	3%	Bruckmühl	16.005	6%
	Chiemsee	225	0%	Edling	4.408	2%	Bad Feilnbach	7.836	3%	Feldkirchen-Westerham	10.501	4%
	Stadt a.Chiemsee	1.167	0%	Eggstätt	2.854	1%	Bernau a.Chiemsee	6.621	3%	Kolbermoor	18.187	7%
	Höslwang	1.252	0%	Esseling	2.933	1%	Brannenburg	5.665	2%	Prien a.Chiemsee	10.355	4%
	Ramerberg	1.362	1%	Flintsbach a.Inn	3.036	1%	Großkarolinenfeld	7.175	3%	Raubling	11.252	4%
	Schorstett	1.305	1%	Frasdorf	3.076	1%	Kiefersfelden	6.682	3%	Stephanskirchen	10.133	4%
				Griesstätt	2.651	1%	Riederling	5.492	2%	Wasserburg a.Inn	12.499	5%
				Halfing	2.694	1%	Rohrdorf	5.592	2%			
				Neubeuern	4.313	2%	Tuntenhausen	6.997	3%			
				Nußdorf a.Inn	2.641	1%						
				Oberaudorf	4.932	2%						
				Pfaffing	3.942	2%						
				Prutting	2.648	1%						
				Rimsting	3.805	2%						
				Rott a.Inn	3.942	2%						
				Söchtenau	2.619	1%						
				Samerberg	2.718	1%						
				Schechen	4.787	2%						
			Soyen	2.800	1%							
			Vogtareuth	3.108	1%							
Traunstein (172.005 EW)	Engelsberg	2.579	1%	Übersee	4.962	3%	Grassau	6.661	4%	Traunreut	20.537	12%
	Kienberg	1.377	1%	Altenmarkt a.d.Alz	4.080	2%	Ruhpolding	6.799	4%	Traunstein	19.365	11%
	Petting	2.287	1%	Bergen	4.882	3%	Siegsdorf	8.228	5%	Trostberg	11.028	6%
	Pittenhart	1.717	1%	Chieming	4.793	3%	Tacherting	5.605	3%			
	Reit im Winkel	2.374	1%	Fridolfing	4.143	2%	Tittmoning	5.800	3%			
	Schlechting	1.730	1%	Grabenstätt	4.319	3%	Waging a.See	6.590	4%			
	Staudach-Egerndach	1.164	1%	Inzell	4.573	3%						
	Taching a.See	1.973	1%	Kirchanschöring	3.190	2%						
	Vachendorf	1.833	1%	Marquartstein	3.241	2%						
	Wonneberg	1.488	1%	Nußdorf	2.504	1%						
				Obing	4.066	2%						
				Palling	3.342	2%						
				Schnalsee	3.566	2%						
			Seeon-Seebruck	4.452	3%							
			Surberg	3.286	2%							
			Unterwössen	3.471	2%							
Stadt Ro											60.889	
Summe		71.332			203.592			196.657			333.900	

Quelle: Bayerisches Landesamt für Statistik o.A.

2.3 Flächenverteilung nach Landkreisen

Wird die Flächenverteilung in der Planungsregion betrachtet (vgl. Abbildung 7, links), so ergibt sich grundsätzlich ein den jeweiligen Einwohnerzahlen der Landkreise entsprechendes Bild. Einzig der Lkr. Traunstein hebt sich durch eine hohe Hektarzahl pro Einwohner in Höhe von ca. 0,8 ha/EW ab und hat dadurch den gleichen Anteil an der Gesamtfläche (ca. 509 Tsd. ha) der Planungsregion wie der Landkreis Rosenheim (vgl. Abbildung 7, links). Abbildung 7, rechts zeigt, dass die ca. 509 Tsd. ha Gesamtfläche der Planungsregion 18 im Jahr 2013 zu 48 % als Landwirtschaftsfläche und zu 35 % als Waldfläche genutzt werden. Weiter entfallen jeweils ca. 5 % der Fläche auf Gebäude- und Freiflächen, Wasserflächen und Flächen sonstiger Nutzung. Der Anteil der Verkehrsflächen beträgt 3 % an der gesamten Fläche. Die restliche Fläche bilden Erholungs- und Betriebsflächen.

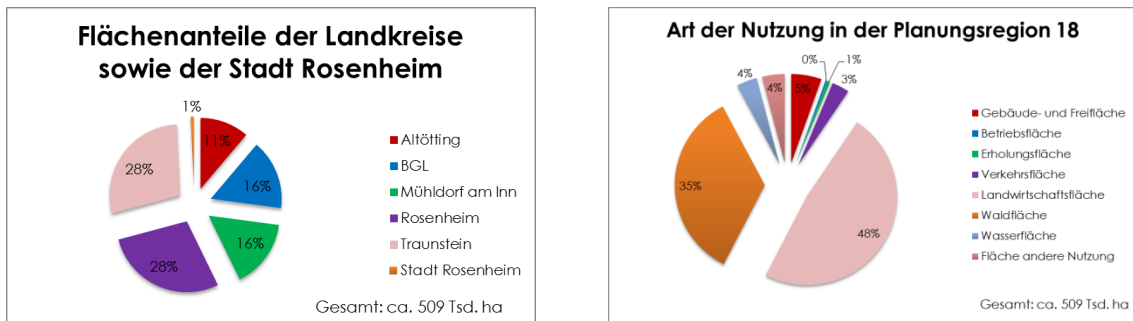


Abbildung 7: Flächenanteile nach Landkreisen und Art der Nutzung der Gesamtfläche der Planungsregion; Quelle: Bayerisches Landesamt für Statistik o.A.

2.4 Darstellung im Geoinformationssystem

Die Darstellung aller Ergebnisse erfolgt sowohl in Form der in Kapitel 6 dargestellten Steckbriefe als auch in Form von Karten. Das heißt, sämtliche Ergebnisse werden in das Geoinformationssystem übertragen und in diesem kommunengenau dargestellt. Daneben werden alle bereits vorhandenen Daten sowie die Daten aus den Abfragen im Rahmen des Energiekonzepts für die Planungsregion (z.B. Daten aus dem Bayerischen Energieatlas) ebenfalls in das Geoinformationssystem integriert.

3 Methodik zur Analyse des energetischen Ist-Zustands (Energie- und CO₂-Bilanz)

Eine Energie- und CO₂-Bilanz bilanziert die Energie (Primär⁵- und/oder Endenergie) und die mit der Energieversorgung verbundenen Treibhausgasemissionen (bei Energie vor allem Kohlendioxid - CO₂) spezifisch für ein Gebiet, wie z.B. für den Regionalen Planungsverband Südostoberbayern.

Im Folgenden wird der elektrische und thermische Endenergiebedarf des Planungsverbandes erfasst und in verschiedenen Gruppierungen dargestellt:

- Endenergiebedarf entsprechend der Nutzung Strom und Wärme
- Endenergiebedarf nach Verbrauchergruppen (Private Haushalte, Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistung⁶, und öffentliche Liegenschaften)

Zum besseren Verständnis werden nachfolgend in Kapitel 3.1.1-3.4.4 die Grundlagen zur Erstellung der Energie- und CO₂-Bilanz erläutert, um dann in Kapitel 4.1 die Ergebnisse der Energiebilanz bzw. in Kapitel 4.2 die Ergebnisse der CO₂-Bilanz darzustellen.

3.1 Datengrundlage

Kapitel 3.1 stellt die im Rahmen des Energiekonzepts des Regionalen Planungsverbands und damit für die Erstellung der Energie- und CO₂-Bilanz zur Verfügung stehende Datengrundlage, die im Rahmen der Datenerfassung durch die einzelnen Stellen (Kommunen, Energieversorger, Industriebetriebe, Kaminkehrer etc.) zur Verfügung gestellt worden ist, dar.

3.1.1 Bilanzjahr

Alle erhobenen Daten, Berechnungen und Analysen beziehen sich auf das Jahr 2013. Für die Bilanzierung ist das Jahr 2013 gewählt worden, da für dieses Bilanzjahr zum Zeitpunkt der Datenerhebung (Ende 2015/Anfang 2016) letztmalig vollständige Daten von den Energieversorgungsunternehmen zur Verfügung standen. Dies liegt vor allem an einer rollierenden Abrechnungsmethode durch das Bayernwerk.

3.1.2 Datenquellen

Die Grundlage für die Erstellung der Energie- und CO₂-Bilanz stellt die Aufnahme folgender Daten dar:

- **Strombedarfe:**

⁵ Der Primärenergiebedarf umfasst zusätzlich zum eigentlichen Energiebedarf die Energiemenge, die durch vorgelagerte Prozessketten (Gewinnung, Umwandlung und Verteilung) benötigt wird. Ein negativer Primärenergiebedarf kann auftreten, wenn mehr elektrische Energie durch Erneuerbare und/oder Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird als vor Ort verbraucht wird. Dies beruht auf der Annahme, dass durch diese Menge elektrischer Energie auch in gleicher Höhe elektrische Energie aus dem deutschen Kraftwerkspark verdrängt wird. Der Primärenergieverbrauch wird in den einzelnen Steckbriefen (Kommune, Landkreis und Planungsregion) dargestellt.

⁶ In dieser Verbrauchergruppe sind auch die Landwirtschaft und der Tourismus enthalten.

Methodik zur Analyse des energetischen Ist-Zustands (Energie- und CO₂-Bilanz)

- Abfrage der Netzabsatzdaten nach Verbrauchergruppen, der Stromeinspeisung durch Erneuerbare sowie Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen bei den zuständigen Stromnetzbetreibern und Stadtwerken der Planungsregion
- Der Stromabsatz für die Straßenbeleuchtung sowie die elektrisch betriebenen Heizsysteme (Stromheizungen und Wärmepumpen) sind in der Datenerfassung separat abgefragt worden.

- **Erneuerbare Energien:**
 - Datenabfrage (Solaranlagen, Biomasseanlagen, Wasserkraftanlagen, Windenergieanlagen, Deponiegasanlagen, Klärgasanlagen sowie Heizkraft- und Abfallkraftwerke) beim Bayerischen Landesamt für Umwelt der Daten des Energieatlas aus dem Bilanzjahr 2013. Es sind folgende Attribute je Anlage abgefragt worden: Gemeindenname, Gemeindegemeinschaft, Adresse, installierte Leistung in kW_{el}, Inbetriebnahmedatum, Geometrie, Energieerzeugung in kWh in 2013 Datenabfrage der durchschnittlichen jährlichen Energieerzeugung (kWh) sowie der installierten Leistung (kW_{el}) bei den Betreibern der Großwasserkraftanlagen (ab 5 MW_{el}).
 - Abfrage der Daten (installierte m² nach Verbrauchergruppen) solarthermischer Anlagen im Betrachtungsgebiet nach Postleitzahlen im Solaratlas

- **Wärmebedarfe:**
 - Abfrage der Netzabsatzdaten (Erdgas) nach Verbrauchergruppen bei den zuständigen Gasnetzbetreibern und Stadtwerken der Planungsregion
 - Abfrage der Erdgasverteilnetze (Karten) nach Landkreisen
 - Abfrage der Schornsteinfegerdaten bei den ansässigen Kaminkehrern: Mindestanforderung an die Daten war die Aufschlüsselung der Feuerstätten der jeweiligen Kommune nach Energieträgern unter Angabe der Anzahl sowie der installierten Nennleistung (kW_{th})

- **Fragebögen:**
 - Versendung eines Fragebogens an die einzelnen Kommunen der Planungsregion zur Abfrage der Strom- und Wärmebedarfe der einzelnen kommunalen Liegenschaften sowie zusätzlicher Informationen, wie bspw. Vorhandensein von Wärmenetzen oder durchgeführte Sanierungsmaßnahmen an den kommunalen Liegenschaften
 - Versendung eines Fragebogens an die fünf Landkreise der Planungsregion zur Abfrage der Strom- und Wärmebedarfe der einzelnen öffentlichen Liegenschaften unter Angabe der Kommune sowie zusätzlicher Informationen, wie bspw. Eigenstromerzeugung oder durchgeführte Sanierungsmaßnahmen an den öffentlichen Liegenschaften
 - Versendung eines Fragebogens an durch den Planungsverband ausgewählte Industriebetriebe der Region zur Erfassung der Großverbraucher

- **Statistische Daten:**
 - Abfrage der Wohnungen nach Größenkategorien, Baujahren in der Zensusdatenbank Zensus 2011 der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder sowie der spezifischen Bedarfswerte nach Raumwärme und Warmwasser gemäß Leit-

faden Energienutzungsplan und Übertragung auf die Kategorien laut ZensusAbfrage der Wirkungsgrade der Heizungen sowie der beheizten Wohnfläche nach Gebäudetypologie je Baualtersklasse beim Institut für Wohnen und Umwelt

- Abfrage der Einwohnerzahlen und Gemeindeflächen der einzelnen Kommunen beim Bayerisches Landesamt für Statistik (Genesis)

- **Geodaten⁷:**

- Abfrage verschiedener Geodaten (Digitale Flurkarten, ATKIS, LoD-Daten, etc.) bei der bayer. Landesvermessungsverwaltung
- Abfrage diverser Infrastrukturdaten (Stromleitungen ab 100 kV, Erdgashochdruckleitungen, usw.) bei der bayer. Landesvermessungsverwaltung

- **Bestandskonzepte:**

- Abfrage der bereits erstellten Energie- und/oder Klimaschutzkonzepte bei den Kommunen und Landkreisen
- Abfrage und Integration der thermischen Endenergiebedarfe aus dem aktuell (2016) erstellten Energienutzungsplan des Lkr. Berchtesgadener Land

Um eine hohe Rücklaufquote (siehe Kapitel 3.1.3) in allen Bereichen zu erhalten ist bei allen Datenquellen durch den Auftragnehmer, den Auftraggeber oder die einzelnen Klimaschutzmanager der Landkreise mehrmals nachgefasst worden.

3.1.3 Datenqualität

Die Genauigkeit der Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz hängt entscheidend von der Datenqualität der Inputdaten ab. Aus diesem Grund stellt dieses Kapitel die Rückläufe in den einzelnen Bereichen nach Landkreisen sowie der kreisfreien Stadt Rosenheim dar. Eine genaue Übersicht in Form einer Datengütetabelle nach Kommunen des Planungsverbands Südostoberbayern ist im Anhang (vgl. Anlage I) beigefügt.

⁷ Das StMFLH hat über die bayerische Landesvermessungsverwaltung die Geodaten zur Verfügung gestellt.

Netzbetreiber:

Im Rahmen der Datenerfassung sind insgesamt 38 Stromnetzbetreiber, sieben Gasnetzbetreiber und acht Wärmenetzbetreiber, die für die Strom-, Gas- und Wärmeversorgung in der Planungsregion zuständig sind, kontaktiert worden. Die einzelnen Rücklaufquoten sind Abbildung 8 zu entnehmen. Entscheidend hierbei ist, dass sowohl im Bereich „Strom“, als auch im Bereich „Gas“ die weite Teile des Betrachtungsgebiets versorgenden Netzbetreiber, also die Bayernwerk Netz GmbH (Strom) sowie die Energie Südbayern (Gas) vollständige Datensätze zur Verfügung gestellt haben.

Netzbetreiber Strom	Netzbetreiber Gas	Netzbetreiber Wärme
<ul style="list-style-type: none"> • Insgesamt sind 38 Netzbetreiber vorhanden • 27 haben eine Rückmeldung gegeben, darunter der wichtigste Netzbetreiber (Bayernwerk). Vom Bayernwerk liegen die Daten für die gesamte Region vor. • Rücklaufquote: 71 % 	<ul style="list-style-type: none"> • Insgesamt sind 7 Netzbetreiber vorhanden • 4 haben eine Rückmeldung gegeben, darunter der wichtigste Netzbetreiber (ESB). • Von der ESB liegen die Daten inkl. Gaskarten vollständig vor. • Rücklaufquote 57 % 	<ul style="list-style-type: none"> • Insgesamt sind 8 Netzbetreiber vorhanden • Einer hat eine Rückmeldung gegeben. • Rücklaufquote 13 %

Abbildung 8: Rücklauf Datenabfrage Netzbetreiber (Regionale Energieversorger und Stadtwerke)

Methodik zur Analyse des energetischen Ist-Zustands (Energie- und CO₂-Bilanz)

Kaminkehrer:

Die Kaminkehrerdaten sind über die einzelnen Landkreise bei den für die verschiedenen Kommunen zuständigen Schornsteinfegern abgefragt worden. Tabelle 3 zeigt zum einen die Anzahl der Kommunen je Landkreis und zum anderen in der Spalte „Erfasste Kommunen d. Kaminkehrer“ all jene Kommunen, in denen mindestens ein Kaminkehrerdatensatz bereitgestellt worden ist. Eine Rücklaufquote von 100 % bedeutet deshalb nicht zwingend, dass die Kaminkehrerdaten jeder Kommune vollständig vorliegen, sondern einzig, dass in dem jeweiligen Landkreis für alle Kommunen Daten eingegangen sind.

Tabelle 3: Rücklauf Datenerhebung nicht-leitungsgebundener Energieträger

Landkreis	Anzahl der Kommunen	Erfasste Kommunen d. Kaminkehrer	Rücklaufquote in %
Landkreis Rosenheim	46	35	76
Stadt Rosenheim	Vorhanden (Bilanz der Stadt)	Vorhanden (Bilanz der Stadt)	Vorhanden
Landkreis Altötting	24	24	100
Landkreis Traunstein	35	32	91
Landkreis BGL*	15	15	100
Landkreis Mühldorf*	31	28 (fehlende Kommunen haben auch bei ENP des Lkr. nicht teilgenommen)	90

* Datenbasis sind die im Rahmen der landkreisweiten Energienutzungspläne erhobenen Daten.

Industrie:

Tabelle 4 zeigt nach Landkreisen auf, wie viele Fragebögen an ansässige Industriebetriebe versendet worden sind und wie viele Rückmeldungen eingegangen sind. Mit einer über den Planungsverband durchschnittlichen Rücklaufquote von über 50 %, liegt in diesem Bereich eine gute Datengrundlage vor. Allerdings haben die angegebenen Daten in den Fragebögen unterschiedliche Datenqualität, weshalb mit einigen Unternehmen telefonisch zur Klärung offener Fragen Kontakt aufgenommen worden ist.

Tabelle 4: Rücklauf Datenerhebung Industrie

Landkreis	Versendet	Rückmeldung	Rücklauf in %
Altötting	20	6	30
Traunstein	18	13	72
Rosenheim	32	14	44
Mühldorf	12	9	75
Berchtesgadener Land	9	6	67
Summe	91	48	53

Kommunale Liegenschaften:

Tabelle 5 zeigt die Rücklaufquoten der Fragebögen, die an die einzelnen Kommunen der Planungsregion mit dem vorwiegenden Ziel der Erfassung der Strom- und Wärmebedarfe der einzelnen kommunalen Liegenschaften, versandt worden sind. Es wird deutlich, dass in allen Landkreisen hohe Rücklaufquoten von ca. 80 % erreicht werden konnten. Allerdings muss an dieser Stelle angemerkt werden, dass die Angaben in den Fragebögen einerseits teilweise unvollständig und andererseits in unterschiedlicher Datenqualität vorliegen (vgl. auch Datengütetabelle in Anlage I).

Tabelle 5: Rücklauf Datenerhebung kommunale Liegenschaften

Landkreis	Anzahl Kommunen	Rückmeldung	Rücklauf in %
Altötting	24	24	100
Traunstein	35	35	100
Rosenheim	46	36	78
Mühldorf	31	25	81
Berchtesgadener Land	15	15	100
Summe	151	135	89

Neben den kommunalen Liegenschaften sind zusätzlich die öffentlichen Liegenschaften bei den Landkreisen abgefragt worden. Alle Landkreise haben hier eine Rückmeldung gegeben.

3.2 Dargestellte Verbrauchergruppen

Die Energie- und CO₂-Bilanz der einzelnen Kommunen und Landkreise sowie der gesamten Planungsregion wird in Abstimmung mit dem Auftraggeber summarisch sowie nach vier verschiedenen Verbrauchergruppen („Private Haushalte“, „Industrie“, „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“ sowie „öffentliche Liegenschaften“) dargestellt. Die einzelnen Verbrauchergruppen werden in diesem Kapitel kurz beschrieben.

Private Haushalte

Die Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ umfasst alle Gebäude mit Wohnraum auf Basis von Zensus 2011. Hierbei sind im Rahmen einer Gebäude- und Wohnungszählung bundesweit alle Eigentümer und Eigentümerinnen, Verwalter und Verwalterinnen und sonstige Verfügungs- und Nutzungsberechtigte im Rahmen einer postalischen Befragung zu Ihren Gebäuden und Wohnungen befragt worden. Dabei sind alle Gebäude mit Wohnraum, bewohnte Unterkünfte und Wohnungen erfasst worden [vgl. Zensusdatenbank 2011 a].

Industrie

Die Verbrauchergruppe „Industrie“ bildet diejenigen Verbraucher ab, die im Rahmen der Datenerhebung bei ausgewählten Industriebetrieben der Planungsregion eine Rückmeldung gegeben haben (vgl. Kapitel 3.1.3) oder im Rahmen der Verifizierung durch die Kommunen zusätzlich befragt worden sind (vgl. Kapitel 6).



INSTITUT FÜR
SYSTEMISCHE ENERGIEBERATUNG



Hochschule Rosenheim
University of Applied Sciences



team für technik



Methodik zur Analyse des energetischen Ist-Zustands (Energie- und CO₂-Bilanz)

Gewerbe/Handel/Dienstleistung

In der Verbrauchergruppe „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“ werden alle Verbraucher erfasst, welche nicht in den Verbrauchergruppen „Private Haushalte“, „Industrie“ oder „Öffentliche Liegenschaften“ enthalten sind. Hierbei handelt es sich zumeist nicht nur um Betriebe aus Gewerbe, Handel und Dienstleistung. Diese Gruppe enthält u.a. auch Energieverbräuche aus der Landwirtschaft, aus dem Tourismus, von Industriebetrieben ohne zurückgesendete Fragebögen oder nicht kontaktierten Industriebetrieben sowie von allen nicht oder unvollständig angegebenen kommunalen und öffentlichen Liegenschaften bzw. die Straßenbeleuchtungen.

Öffentliche Liegenschaften

In der Verbrauchergruppe „Öffentliche Liegenschaften“ werden alle kommunalen und öffentlichen Liegenschaften sowie die Straßenbeleuchtung zusammengeführt. Typische Einrichtungen in dieser Verbrauchergruppe sind Verwaltungsgebäude (z.B. Rathäuser, Bildungseinrichtungen, Kindergärten, Schulen sowie deren Turnhallen), Sportstätten (z.B. Schwimmbäder, Eishallen), Gebäude der Wasser- und Abwasserversorgung (z.B. Kläranlagen, Hochbehälter, Pumpstationen), und sonstige Einrichtungen (Krankenhäuser, Jugendtreffs, Feuerwehrhäuser). Sind in einer Kommune keinerlei Angaben zu kommunalen oder öffentlichen Liegenschaften gemacht worden, so kann die Verbrauchergruppe gar nicht oder nur unvollständig (z.B. nur durch die Straßenbeleuchtung bei der elektrischen Energie) abgebildet werden. Alle kommunalen und öffentlichen Liegenschaften, die durch die Kommunen und Landkreise nicht einzeln erfasst und im Rahmen der Datenerfassung angegeben worden sind, sind in der Verbrauchergruppe „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“ enthalten. In den einzelnen Steckbriefen ist dies durch eine entsprechende „Benennung“ der Verbrauchergruppe gekennzeichnet (vgl. Kapitel 6).

3.3 Vorhandene Energieinfrastruktur

Neben der Bilanzierung der Energiemengen wird im Rahmen der Analyse des Ist-Zustands des Planungsverbands Südostoberbayern auch die bereits bestehende Energieinfrastruktur in Form von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen sowie der Strom- und Gasnetze aufgenommen und entsprechend in das Geoinformationssystem integriert.

Stromnetze

Zur Analyse der Stromnetze werden einerseits Daten der Bayernwerk Netz GmbH sowie öffentlich zugängliche Daten der „kleineren“ Netzbetreiber des Betrachtungsgebiets genutzt, andererseits werden die Daten des StMFLH – also die 110 kV Leitungen der Region – berücksichtigt (vgl. Abbildung 9).

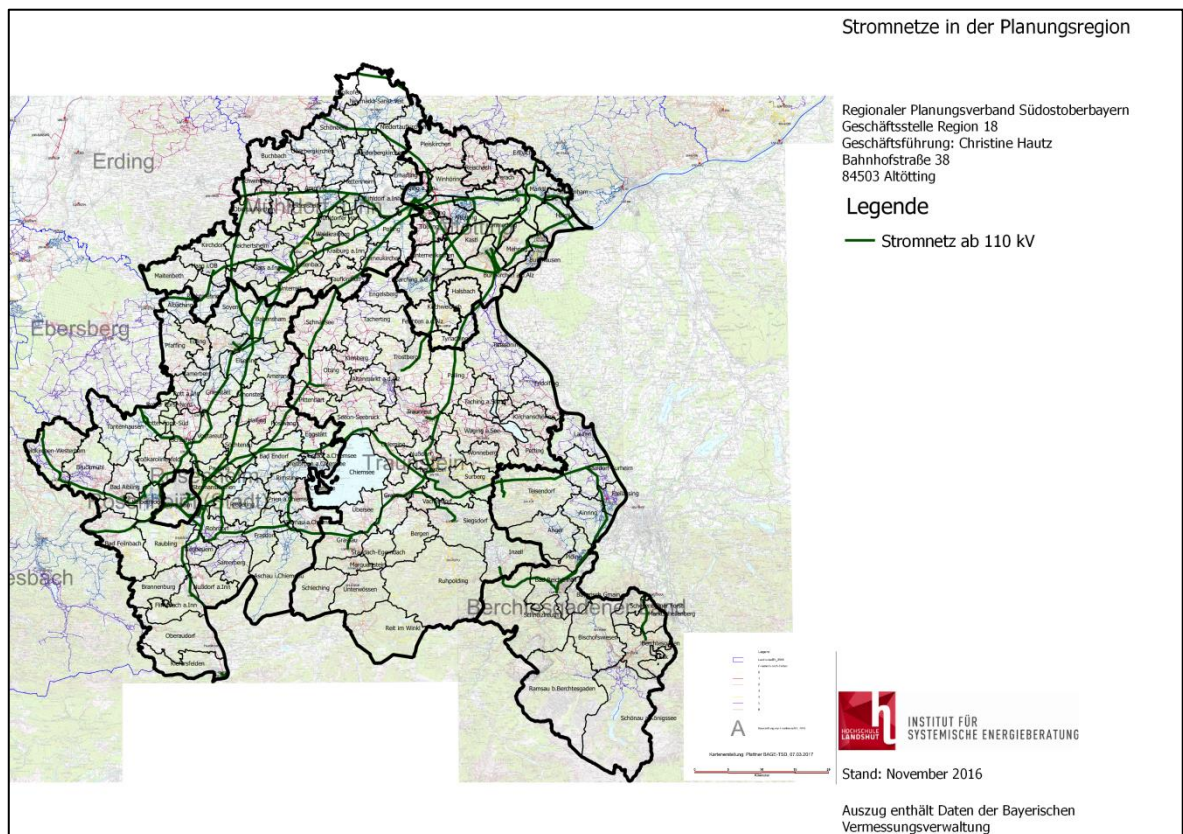


Abbildung 9: Stromnetze in der Planungsregion

Methodik zur Analyse des energetischen Ist-Zustands (Energie- und CO₂-Bilanz)

Erdgasnetze

Der Verlauf der Hochdruckleitungen im Regionalen Planungsverband wird vom StMFLH bereitgestellt und in das Geoinformationssystem integriert. Daneben sind die Daten der Energie Südbayern – also die vorhandenen Verteilnetze sowie die Information, ob die jeweilige Kommune gasversorgt ist - im Geoinformationssystem abgebildet worden.

Abbildung 10 zeigt daher zum einen alle erdgasversorgten Kommunen (Gemeindegebiet ist gelb eingefärbt) und zum anderen die erfassten und georeferenzierten Verteilnetze. Weiter werden die durch das Betrachtungsgebiet verlaufenden Gashochdruckleitungen dargestellt.

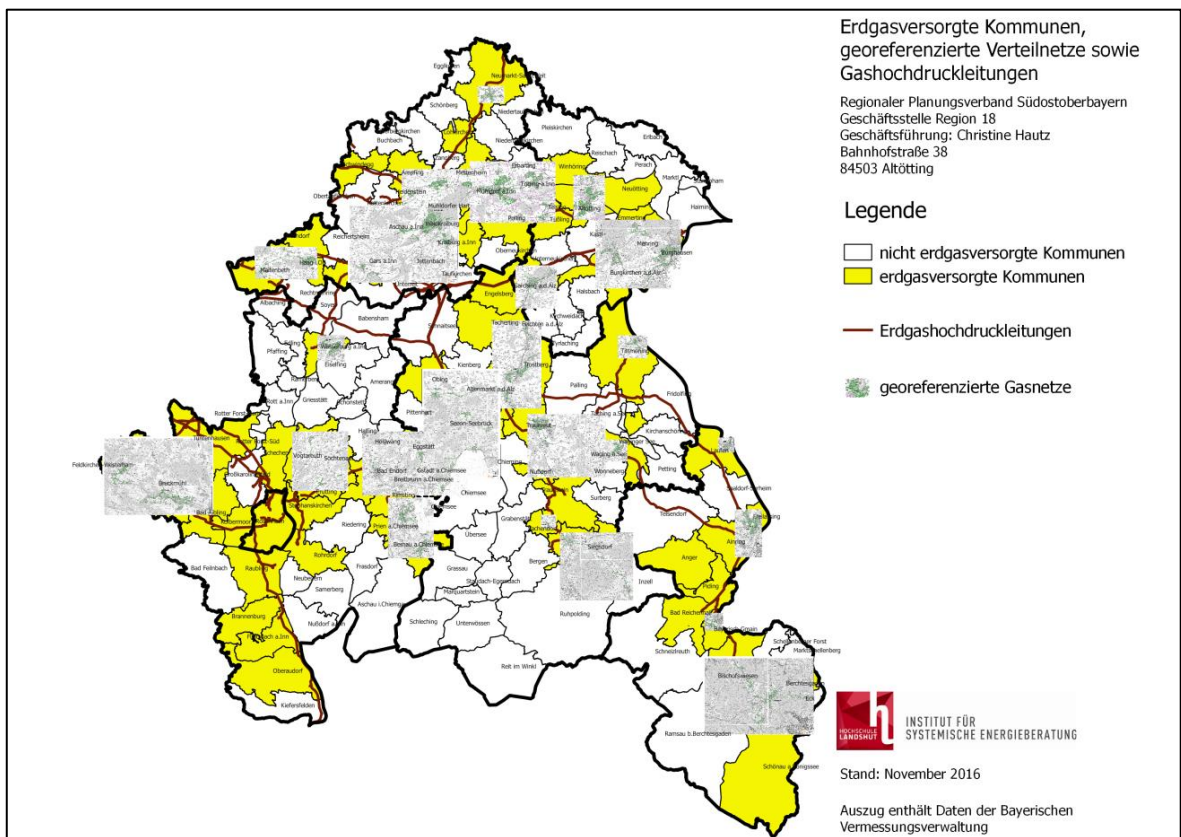


Abbildung 10: Erdgasversorgte Kommunen, georeferenzierte Verteilnetze sowie Gashochdruckleitungen, Detaillierung der Karten im Anhang (Anlage II-Anlage VI)

Erneuerbare Energien

Im Gebiet des Regionalen Planungsverbandes sind zahlreiche erneuerbare Energieerzeugungsanlagen installiert und über die gesamte Region verteilt. Abbildung 11 zeigt diese verschiedenen Anlagen georeferenziert, wobei ein deutlicher Abfall der Anzahl der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen im Süden der Planungsregion und damit im Süden der Landkreise Rosenheim, Traunstein und Berchtesgadener Land zu beobachten ist. Dies ist durch die beginnende Voralpenregion zu begründen. Rein zahlenmäßig dominierend sind in der Planungsregion Südostbayern die Photovoltaikanlagen mit 40.789 Anlagen, gefolgt von 411 Wasserkraftanlagen, 382 Biomasseanlagen, 27 Klär- und Deponiegasanlagen sowie 21 Windkraftanlagen.

Wird die Energieerzeugung betrachtet, so verändert sich die Reihenfolge und die Wasserkraftanlagen entlang des Inns spielen die weitaus größte Rolle (vgl. Kapitel 4.1.3).

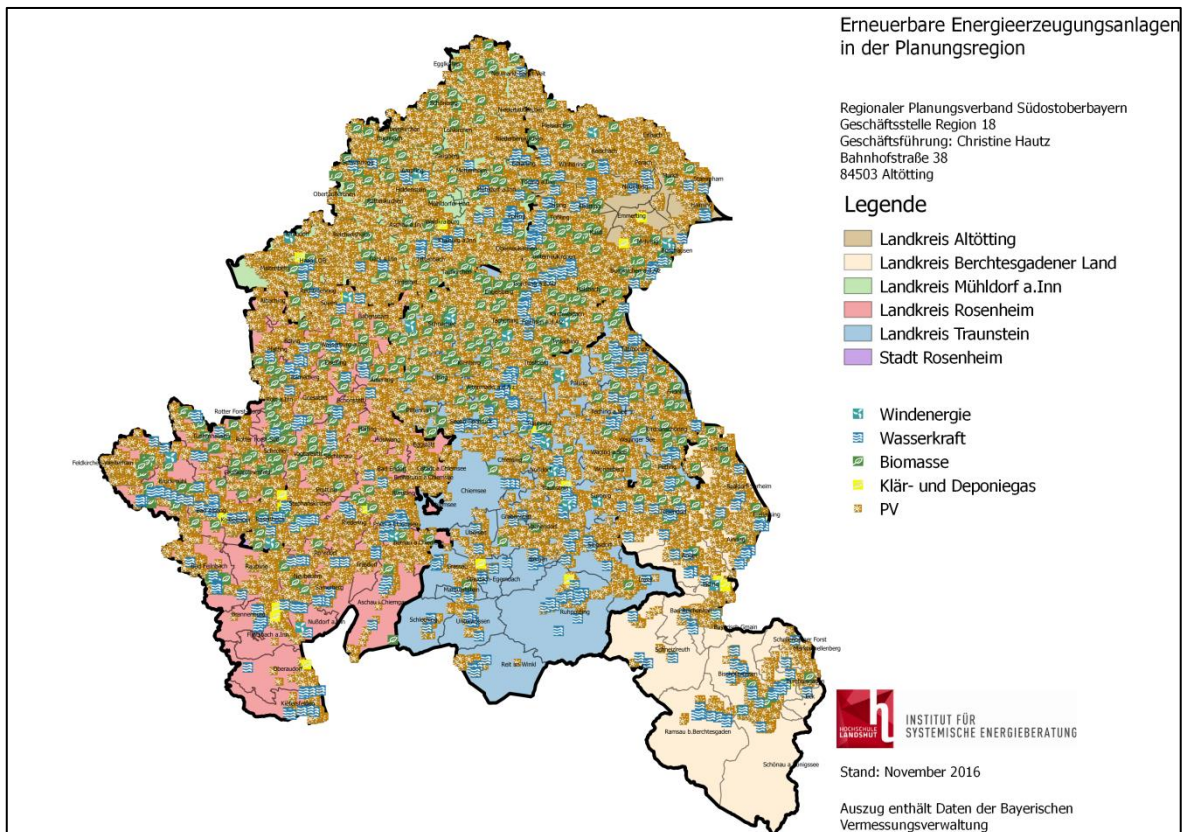


Abbildung 11: Übersicht erneuerbare Energieerzeugungsanlagen, Detaillierung siehe Anhang (Anlage VII-Anlage XI)

Methodik zur Analyse des energetischen Ist-Zustands (Energie- und CO₂-Bilanz)

Abbildung 12 stellt einerseits die vorhandenen Biogasanlagen und andererseits die Gashochdruckleitungen und 110 kV-Leitungen sowie die gasversorgten Kommunen dar. Es zeigt sich, dass einige Anlagen in geografischer Nähe zur Gasleitung sowie der 110 kV-Leitung liegen.

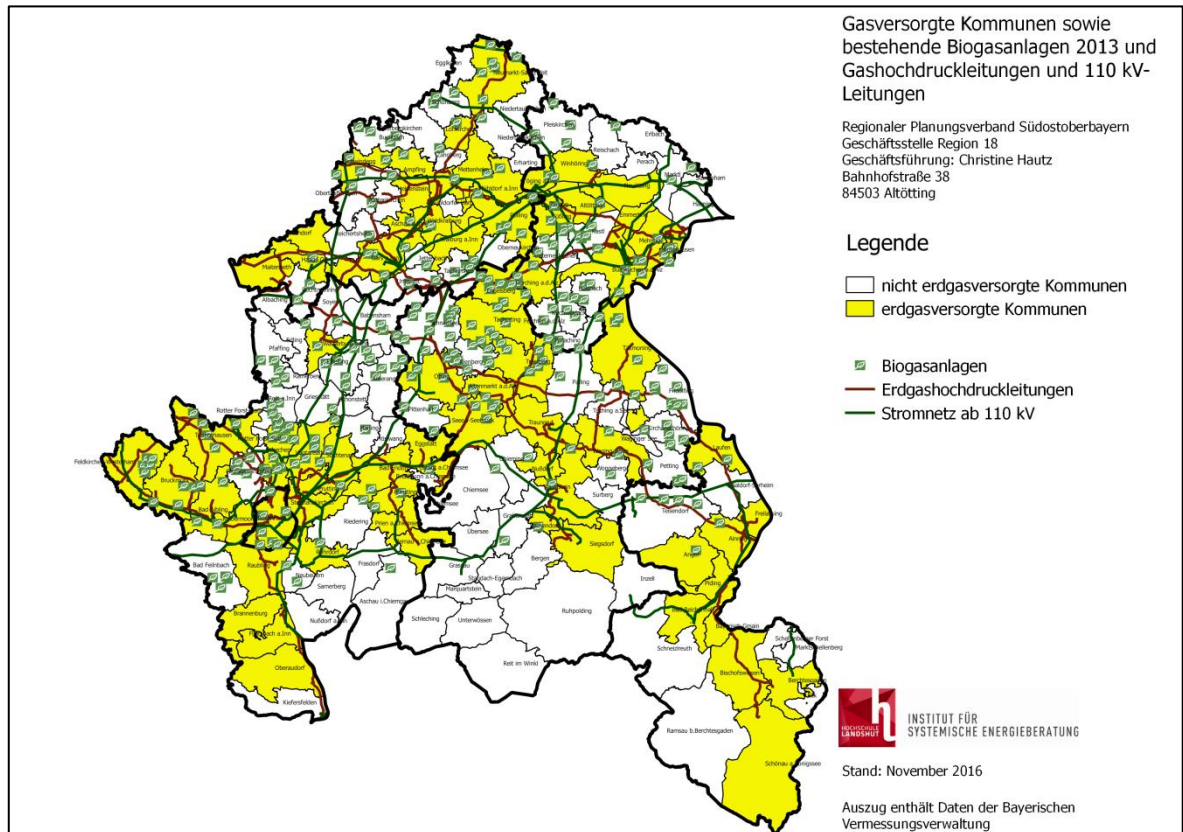


Abbildung 12: Gasversorgte Kommunen sowie bestehende Biogasanlagen 2013 und Gashochdruckleitungen und 110 kV-Leitungen

3.4 Grundlage der Energie- und CO₂-Bilanz

Kapitel 3.4 beschreibt die Vorgehensweise zur Ermittlung der elektrischen und thermischen Endenergiebedarfe sowie der erneuerbaren Energieerzeugung. Außerdem wird die angewandte Bilanzierungsmethodik zur Ermittlung der CO₂-Bilanz beschrieben.

3.4.1 Ermittlung des elektrischen Endenergiebedarfs

Entsprechend den Ausführungen der Kapitel 3.1.2 und 3.1.3 sind zur Ermittlung des elektrischen Endenergiebedarfs der Planungsregion 38 Netzbetreiber kontaktiert und die jährlichen Verbräuche der einzelnen Kundengruppen (nach Lastprofilen) mittels eines standardisierten Fragebogens abgefragt worden.

Bei den vorhandenen Netzabsatzdaten elektrischer Energie ist grundsätzlich zwischen folgenden drei Gruppen zu unterscheiden:

- **Bayernwerk vollversorgt:** Keine weitere Bearbeitung notwendig
- **Bayernwerk teilversorgt:** Zusammenführung der Daten des Bayernwerks mit den Daten weiterer Netzbetreiber; Überprüfung der Vollständigkeit mittels Kennwerten; gegebenenfalls Ergänzung der Daten
- **Nicht Bayernwerk versorgt:** Zusammenführung der Daten aller vorhandenen Netzbetreiber; Überprüfung der Vollständigkeit mittels Kennwerten; gegebenenfalls Ergänzung der Daten

Das bedeutet, dass mit Hilfe von Kennzahlen die elektrischen Endenergiebedarfe derjenigen Kommunen, die sich in den beiden Gruppen „Bayernwerk teilversorgt“ oder „Nicht Bayernwerk versorgt“ befinden, auf ihre Vollständigkeit hin überprüft und ggf. ergänzt werden.

Zu diesem Zweck werden folgende Kennzahlen gebildet:

- Strombedarf pro Haushalt
- Strombedarf pro Landwirtschaft
- Strombedarf pro Gewerbe/Handel/Dienstleistung

Weichen die Kennzahlen der Kommunen aus den beiden Gruppen signifikant von aus den vollversorgten Kommunen gebildeten durchschnittlichen Werten der Kennzahlen ab, so wird eine Korrektur hin auf die durchschnittliche Höhe des jeweiligen Kennwerts vorgenommen.

Des Weiteren werden bei der Ermittlung der elektrischen Endenergiebedarfe der einzelnen Kommunen und damit der Landkreise sowie der gesamten Planungsregion folgende weitere Annahmen getroffen bzw. wird folgendermaßen vorgegangen:

- Der elektrische Endenergiebedarf von Stromheizungen und Wärmepumpen, wird sofern vom Netzbetreiber angegeben, vollständig der thermischen Energiebereitstellung zugeordnet.
- Die Daten der Netzbetreiber enthalten keine Werte zur elektrischen Energieerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen sowie erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen, die in den einzelnen Liegenschaften oder Unternehmen direkt vor Ort verbraucht werden und damit nicht in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden. Aus diesem Grund werden, sofern über den Rücklauf der Fragebögen der Verbrauchergruppe „Industrie“ und „öffentliche Liegenschaften“ bekannt, die Eigenverbräuche zu den Absatzdaten der Netzbetreiber hinzuaddiert.

- In der Planungsregion sind vereinzelt Unternehmen (z.B. Wacker Chemie AG) angesiedelt, die die elektrische Energie aus höheren Netzebenen entnehmen. Diese Absätze elektrischer Energie sind jedoch nicht von den Verteilnetzbetreibern zur Verfügung gestellt und infolgedessen ebenfalls auf die Netzabsatzdaten der Verteilnetzbetreiber addiert worden.

3.4.2 Ermittlung des thermischen Endenergiebedarfs

Zur Ermittlung des thermischen Endenergiebedarfs nach Verbrauchergruppen in den einzelnen Kommunen und damit den Landkreisen sowie der gesamten Planungsregion wird auf verschiedene Datensätze (Kaminkehrerdaten, Solarthermieanlagen, Gebäudetypenplan, Gasabsatzdaten, Fragebögen „Industrie“ und „öffentliche Liegenschaften“) zurückgegriffen.

Solarthermie

Die thermische Energiebereitstellung aus Solarthermieanlagen in den einzelnen Kommunen wird auf Basis der abgefragten Kollektorfläche und durch Multiplikation dieser mit einem durchschnittlichen Ertrag von 425 kWh pro Quadratmeter und Jahr ermittelt [vgl. Solaranlagenprotal o.A.]. Durch die ebenfalls abgefragte Verteilung der Anlagen auf die einzelnen Verbrauchergruppen erfolgt die Zuordnung zu diesen.

Gasnetzabsatzdaten:

- Gasabsatzdaten werden von den Netzbetreibern in der Regel nach den Verbrauchergruppen „Private Haushalte“, „Gewerbe“ und „Industrie“ zur Verfügung gestellt.
- Liegt nur ein Gesamtgasabsatz in der Kommune vor, so wird dieser auf die Verbrauchergruppen „Private Haushalte“ und „Gewerbe“ gemäß der durchschnittlichen Verteilung der „bekannten“ (Aufteilung auf die Verbrauchgruppen ist vorhanden) Kommunen verteilt; falls vorhanden wird der Gasabsatz „Industrie“ (Quelle: Fragebogen, vgl. Kapitel 3.1.3) berücksichtigt.
- Sind einzelne Großverbraucher zwar bekannt, aber nicht durch den Netzbetreiber angegeben, werden diese, wenn möglich, über die Bestandskonzepte bzw. vorhandene Fragebögen ergänzt.
- Nicht gelieferte Gasabsatzdaten werden über die Homepage der Netzbetreiber in Form eines Gesamtgasabsatzes erfasst. Auch hier erfolgt die Verteilung des Gasabsatzes auf die einzelnen Verbrauchergruppen dann entsprechend der „bekannten“ Kommunen.

Nicht-leitungsgebundene Energieträger

Die Ermittlung der thermischen Endenergiebedarfe mittels der Feuerstättenzählung der Kaminkehrer wird unter Berücksichtigung einer Verteilung von Einzel- und Zentralfeuerstätten (Basis: Datenbank ISE oder tatsächliche Angaben des Kaminkehrers), der angegebenen Kesselleistung sowie durchschnittlicher, charakteristischer Volllaststunden vorgenommen.

Auch die errechneten thermischen Endenergiebedarfe werden mit Hilfe von Kennzahlen mit den Werten der anderen Kommunen verglichen. Es werden folgende Kennzahlen je Kommune gebildet:

- Wärmebedarf gesamt (KK)/Wärmebedarf „Private Haushalte“
- Vergleich Strombedarf/EW in der Verbrauchergruppe „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“ mit Wärmebedarf/EW in der Verbrauchergruppe „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“

Ist der erste Kennwert < 1 und wenn sich beim zweiten Kennwert ein höher Strom- als Wärmebedarf ergibt, so ist eine Korrektur auf das in der Planungsregion durchschnittlich vorhandene Niveau in der Verbrauchergruppe „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“ durchgeführt worden.

Die Ermittlung des gesamten thermischen Endenergiebedarfs erfolgt auf Basis der je Kommune vorhandenen Kaminkehrerdaten in Verbindung mit den bekannten Gasabsätzen nach Verbrauchergruppen, Stromverbräuchen für Wärmepumpen und Stromheizungen sowie der Verbräuche aus den Fragebögen der Industrie und der öffentlichen und kommunalen Liegenschaften.

Die Aufteilung des thermischen Endenergiebedarfs auf die einzelnen Verbrauchergruppen geschieht dabei folgendermaßen:

- **Öffentliche Liegenschaften:** Die thermischen Endenergiebedarfe sowie die Energieträgerverteilung ergibt sich durch die im Fragebogen angegebenen Werte.
- **Industrie:** Die thermischen Endenergiebedarfe sowie die Energieträgerverteilung ergeben sich durch die im Fragebogen angegebenen Werte. Zudem werden fehlende Gasabsatzdaten durch Vergleich der angegebenen Daten je Kommune mit den Angaben der Netzbetreiber ggf. ergänzt.
- **Private Haushalte:** Der gesamte thermische Endenergiebedarf der privaten Haushalte errechnet sich, unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades der Heizung nach Baualtersklasse [vgl. Institut für Wohnen und Umwelt 2002: S.4], der Anzahl der Wohnungen je Baualtersklasse [vgl. Zensusdatenbank 2011b], den spezifischen Bedarfswerten für Raumwärme und Warmwasser in kWh/m² nach Baualtersklasse [vgl. Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit, u.a. 2011: S.21] sowie der beheizten Wohnfläche gemäß IWU Gebäudetypologie je Baualtersklasse [vgl. Institut für Wohnen und Umwelt 2005: S.1]. Auch der ermittelte thermische Endenergiebedarf der Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ ist durch Bildung der Kennzahl „Wärmeverbrauch pro Einwohner“ in der Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ und Abgleich dieser mit dem Bundesdurchschnitt validiert worden. Der auf diese Art und Weise errechnete Endenergiebedarf wird schließlich mit Hilfe der prozentualen Energieträgerverteilung aus der Feuerstättenzählung auf die verschiedenen Energieträger verteilt. Liegt keine Feuerstättenzählung in der jeweiligen Kommune vor, so wird die durchschnittliche Energieträgerverteilung des jeweiligen Landkreises verwendet.
- **Gewerbe/Handel/Dienstleistung:** Der thermische Endenergiebedarf dieser Verbrauchergruppe ergibt sich aus der Differenz des ermittelten thermischen Gesamtendenergiebedarfs der Kaminkehrer und den thermischen Endenergiebedarfen der Verbrauchergruppen „Private Haushalte“ und „Öffentliche Liegenschaften“. Bei nicht vorhandenen oder unvollständigen Kaminkehrerdaten wird die Verbrauchergruppe durch Korrektur der Kaminkehrerdaten (Mittelwert Planungsverband) gebildet (siehe oben).

Thermische Energie aus Wärmenetzen wird, falls bekannt, entsprechend der Angaben der Wärmenetzbetreiber den einzelnen Verbrauchergruppen zugeordnet.

3.4.3 Ermittlung der elektrischen Energieerzeugung

Die Informationen zur elektrischen Energieerzeugung in den einzelnen Kommunen der Planungsregion stammen, entsprechend der Daten zum Netzabsatz, von den regionalen Energieversorgungsunternehmen sowie den in der Region ansässigen Stadtwerken und kleineren Netzbetreibern (z.B. Elektrizitätswerke). Eine Validierung dieser Daten ist über die durch das Landesamt für Umwelt zur Verfügung gestellten Daten aus dem Energieatlas [vgl. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie 2016] möglich. Die dort gelisteten EEG-Anlagen werden von den Übertragungsnetzbetreibern auf Basis der Angaben der Verteilnetzbetreiber übermittelt. Im Rahmen der Ist-Analyse erfolgt daher ein Abgleich und ggf. eine Angleichung der von den Verteilnetzbetreibern für die Erstellung des Energiekonzepts der Planungsregion bereitgestellten Daten mit den Daten des Energieatlas Bayern. Des Weiteren werden nicht EEG-Anlagen, größere KWK-Anlagen und Anlagen mit Eigenverbrauch, entsprechend der Angaben der Anlagenbetreiber (z.B. Verbund oder Unternehmen) zu den angegebenen Werten der Netzbetreiber hinzuaddiert.

3.4.4 Ermittlung der CO₂-Emissionen

Bei der Bilanzierung der CO₂-Emissionen gibt es derzeit keine standardisierte oder einzig richtige Methode. Da die Bilanzierung ein Werkzeug darstellt, um bestimmte Aussagen zu bekommen, hängt die Art der Bilanzierung auch von dem Ziel („Was soll dargestellt werden?“) ab. Für die Erstellung einer kommunalen CO₂-Bilanz stehen derzeit drei grundlegende Prinzipien (Akteursprinzip, Verursacherprinzip, Territorialprinzip) in mehreren Variationen zur Verfügung.

Empfohlen wird die Verwendung des endenergiebasierten Territorialprinzips, welches auch für die Erstellung der CO₂-Bilanz für den regionalen Planungsverband angewendet wird.

Dieses Prinzip berücksichtigt alle im betrachteten Territorium anfallenden Bedarfe auf Ebene der Endenergie (Energie, die z.B. am Hauszähler gemessen wird) und ordnet diese den verschiedenen Verbrauchergruppen zu. Hierzu werden CO₂-Äquivalente verwendet und somit die CO₂-Emissionen berechnet. Graue Energie (die z.B. in Produkten steckt) und Energie, die außerhalb der Gemeindegrenzen benötigt wird (z.B. bei einem Hotelaufenthalt), werden nicht bilanziert [vgl. Deutsches Institut für Urbanistik (HRSG.) 2011: S.215].

Zur Ermittlung der CO₂-Bilanz des Regionalen Planungsverbands wird für jeden Energieträger ein spezifisches CO₂-Äquivalent, welches die Vorketten der Energiebereitstellung (Gewinnung, Umwandlung und Transport) berücksichtigt, angesetzt. In den CO₂-Äquivalenten werden auch andere Treibhausgase wie Methan, Lachgas u.a. berücksichtigt. CO₂-Äquivalente geben entsprechend die freigesetzte Menge aller Treibhausgase (auch Methan, Lachgas, etc.) bezogen auf das Treibhausgas CO₂ je verbrauchter kWh beim Endverbraucher an.

Im Rahmen des Energiekonzepts für den Planungsverband Südostoberbayern werden die CO₂-Äquivalente mittels des Lebenszyklus- und Stoffstromanalyse-Modells GEMIS in der Version 4.9 [vgl. Öko-Institut e.V. 2008] bzw. den Angaben des Klimabündnis für Klimaschutzplaner [vgl. Klima-Bündnis e.V. o.A. i.V.m. Institut für Energie- und Umweltforschung] nach Verbrauchergruppen sowie auf Basis der Angaben des Umweltbundesamts angesetzt [vgl. Umweltbundesamt 2016c: S.6 und Umweltbundesamt 2012: S.1].

Die absoluten CO₂-Emissionen in der gesamten Planungsregion, dem jeweiligen Landkreis sowie der einzelnen Kommune ergeben sich durch die Multiplikation der Endenergiemengen nach Energieträgern mit den jeweiligen spezifischen CO₂-Äquivalenten. Hinsichtlich der Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien auf der jeweiligen Ebene (Planungsregion, Landkreis und Kommune) wird mittels eines Vermeidungsfaktors eine CO₂-Gutschrift errechnet. Der Vermeidungsfaktor

dungsfaktor ergibt sich dabei aus dem CO₂-Äquivalent des Bundesstrommixes abzüglich des CO₂-Äquivalents des jeweiligen erneuerbaren Energieträgers (z.B. Windenergie).

Diese bilanzielle Gutschrift wird angesetzt, da davon ausgegangen wird, dass diese erneuerbare elektrische Energie auch in gleicher Menge Strom aus dem konventionellen Kraftwerkspark Deutschlands verdrängt. Diese Art der Bilanzierung hat dementsprechend das Ziel die regionale erneuerbare elektrische Energieerzeugung abzubilden. Sie kann dazu führen, dass sich in einzelnen Kommunen mit hohen jährlichen erneuerbaren elektrischen Energiemengen in Summe bilanziell negative CO₂-Emissionen ergeben. Dies bedeutet, dass in dieser Kommune im Vergleich zum Bundesdurchschnitt bereits CO₂-Emissionen eingespart werden.

Tabelle 6 stellt auszugsweise die angesetzten CO₂-Äquivalente dar.

Tabelle 6: Verwendete CO₂-Äquivalente (auszugsweise)

CO ₂ -Äquivalente			
	CO ₂ -Äquivalente	Einheit	Quelle
Emissionsfaktoren Wärme			
Biomasse für Haushalte und Gewerbe	27	(g/kWh _{Endenergie})	Klimabündnis
Biomasse für Industrie	24	(g/kWh _{Endenergie})	Klimabündnis
Heizöl für Haushalte und Gewerbe	320	(g/kWh _{Endenergie})	Klimabündnis
Heizöl für Industrie	311	(g/kWh _{Endenergie})	Klimabündnis
Erdgas für Haushalte und Gewerbe	250	(g/kWh _{Endenergie})	Klimabündnis
Erdgas für Industrie	235	(g/kWh _{Endenergie})	Klimabündnis
Flüssiggas	267	(g/kWh _{Endenergie})	Klimabündnis
Bundesmix 2013 (Strominlandsverbrauch)	615	(g/kWh _{Endenergie})	VGL. Umweltbundesamt 2016
Emissionsfaktoren Strom			
Bundesmix 2013 (Strominlandsverbrauch)	615	(g/kWh _{Endenergie})	VGL. Umweltbundesamt 2016
PV	69	(g/kWh _{Endenergie})	VGL. Umweltbundesamt 2012
Wasserkraft	4	(g/kWh _{Endenergie})	VGL. Umweltbundesamt 2012
Windenergie	12	(g/kWh _{Endenergie})	VGL. Umweltbundesamt 2012

4 Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz

Kapitel 4 stellt auf Grundlage der Ausführungen der Kapitel 2 und 3 die aggregierten Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz für den gesamten Planungsverband sowie die einzelnen Landkreise und die kreisfreie Stadt Rosenheim dar. Die individuellen Ergebnisse der einzelnen Kommunen werden mittels der in Kapitel 6 dargestellten Steckbriefe abgebildet und jeder Kommune der Planungsregion zur Verfügung gestellt. Auch für jeden einzelnen Landkreis sowie die gesamte Planungsregion wird ein entsprechender Steckbrief erstellt.

An dieser Stelle sei angemerkt, dass es aufgrund unterschiedlicher Methodik und Parameter im Vergleich zu Bestandskonzepten zu Abweichungen kommen kann.

4.1 Ergebnisse der Endenergiebilanz

Die Ergebnisse der Endenergiebilanz setzen sich aus dem elektrischen Endenergiebedarf, dem thermischen Endenergiebedarf sowie der elektrischen Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien zusammen. Diese werden in den nachfolgenden Kapiteln 4.1.1 - 4.1.3 dargestellt und beschrieben. Kapitel 4.1.4 fasst die Ergebnisse der Endenergiebilanz zusammen.

4.1.1 Elektrischer Endenergiebedarf

Insgesamt haben alle Kommunen des Regionalen Planungsverbandes Südostoberbayern im Jahr 2013 einen elektrischen Endenergiebedarf in Höhe von ca. 8,5 TWh_{el}. Wie Abbildung 13 zeigt, benötigt die Verbrauchergruppe „Industrie“ mit 78 % den Großteil des gesamten elektrischen Endenergiebedarfs der Planungsregion. Dies ist auf das im Südosten der Planungsregion (v.a. der gesamte Landkreis Altötting, aber auch Teile der Landkreise Mühldorf am Inn und Traunstein) angesiedelte Chiemdreeck zurückzuführen. In diesem sind verhältnismäßig viele Unternehmen der chemischen Industrie, die entsprechend hohe Endenergiebedarfe verursachen, angesiedelt. Es folgen die Verbrauchergruppen „Private Haushalte“ und „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“ mit Anteilen von 13 % bzw. 8 %. Die Verbrauchergruppe „Öffentliche Liegenschaften“ hat erwartungsgemäß den geringsten Anteil aller Verbrauchergruppen am elektrischen Endenergiebedarf in Höhe von 1 %.

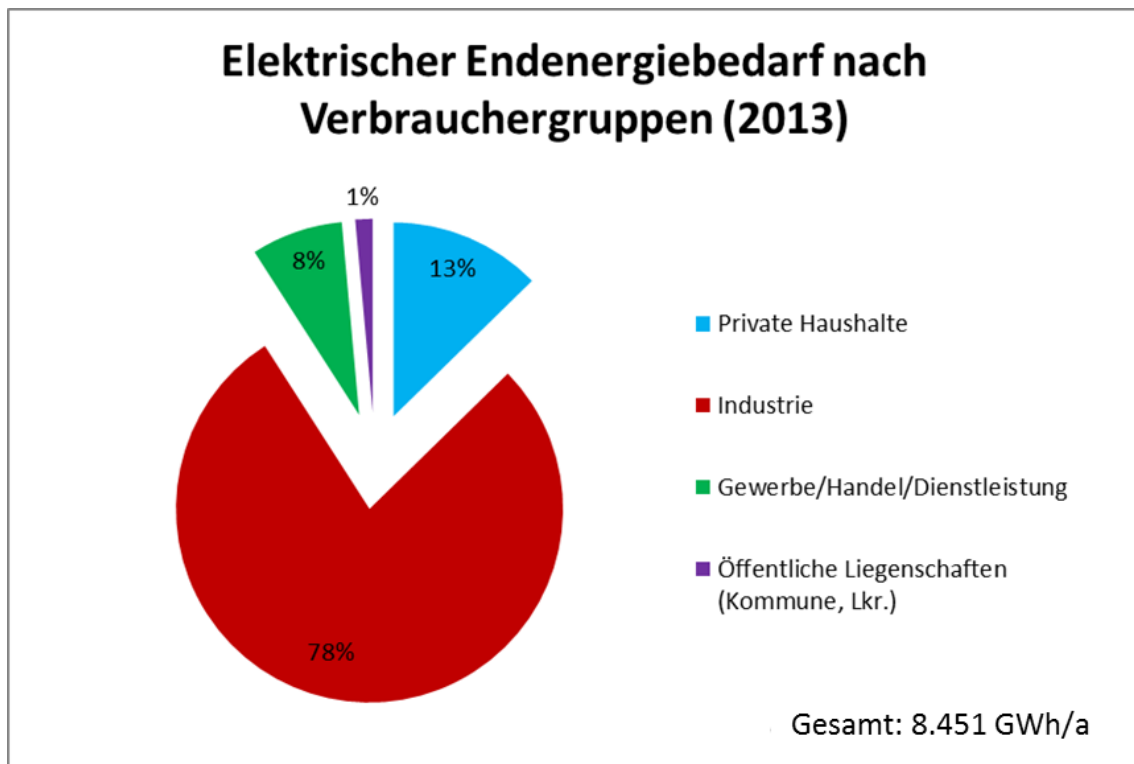


Abbildung 13: Aufteilung des elektrischen Endenergiebedarfs nach Verbrauchergruppen (2013)

Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz

Abbildung 14 stellt den gesamten elektrischen Endenergiebedarf der Planungsregion für jede einzelne Kommune kartografisch dar. Je dunkler die einzelnen Kommunen markiert sind, umso höher liegt der gesamte elektrische Endenergiebedarf in der jeweiligen Kommune.

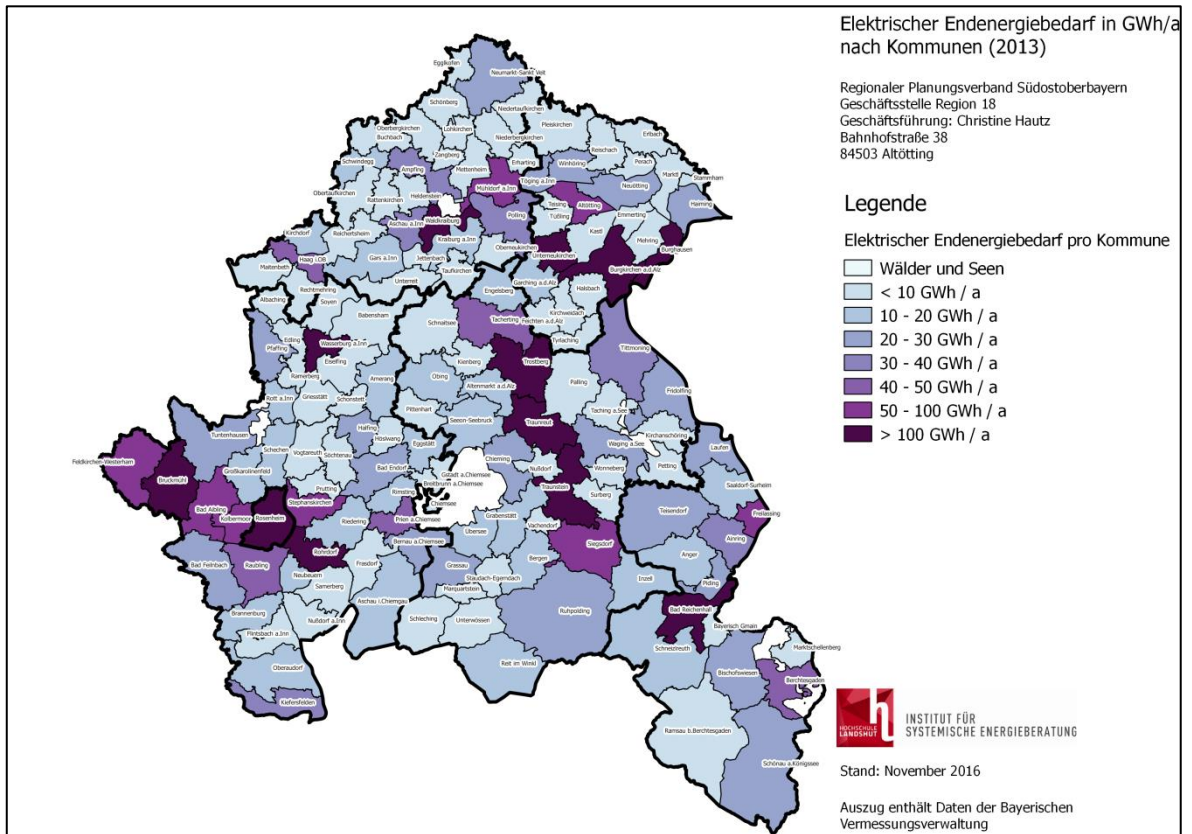


Abbildung 14: Elektrischer Endenergiebedarf in GWh (2013) nach Kommunen

Wird der gesamte elektrische Endenergiebedarf des Planungsverbands Südostoberbayern des Jahres 2013 auf die gesamte Einwohnerzahl der Planungsregion (805.481 EW) bezogen, so ergibt sich ein elektrischer Endenergiebedarf pro Einwohner und Jahr in Höhe von 10.492 kWh_{el}. Damit liegt der jährliche Strombedarf pro Einwohner der Planungsregion um 40 % über dem durchschnittlichen jährlichen Strombedarf pro Einwohner der Bundesrepublik Deutschland (7.490 kWh_{el}, 2013) [vgl. Statistisches Bundesamt 2016b] und 39 % über dem Wert von Bayern (7.568 kWh_{el}, 2013) [vgl. Bayerisches Landesamt für Statistik 2016 und Statistisches Bundesamt 2017].

Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz

Dies ist, wie bereits oben beschrieben, durch den hohen Strombedarf der Verbrauchergruppe „Industrie“, zurückzuführen auf das Chemiedreieck, zu begründen. Es spiegelt sich auch nochmals deutlich in den in Tabelle 7 dargestellten elektrischen Endenergiebedarfen (2013) pro Einwohner nach Landkreisen sowie der kreisfreien Stadt Rosenheim wider. Dort zeigt sich ein deutlich erhöhter Wert im Landkreis Altötting im Jahr 2013 (47.239 kWh_{el}/EW), der um 530 % über bundesdeutschen Wert liegt. Die Landkreise Traunstein und Mühldorf am Inn weisen im Vergleich zu den Landkreisen Berchtesgadener Land und Rosenheim ebenfalls leicht erhöhte Werte auf, die jedoch alle deutlich unter dem bundesdeutschen Wert (ca. 30 %) liegen.

Tabelle 7: Verteilung des elektrischen Endenergiebedarfs pro Einwohner nach Landkreisen und kreisfreier Stadt Rosenheim 2013

Landkreise/kreisfreie Stadt	AÖ	BGL	MÜ	RO	RO (Stadt)	TS
Elektrischer Endenergiebedarf in kWh/(EW) (2013)	47.239	4.284	5.104	4.886	4.036	5.198

Wird nur die Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ betrachtet, so ergibt sich in der Planungsregion ein Wert in Höhe von 2.916 kWh_{el}, der damit ca. 4 % unter dem bundesdeutschen Durchschnitt (3.022 kWh_{el}/Haushalt) liegt [vgl. Statistisches Bundesamt 2016c]. Damit wird deutlich, dass die Ursache für den hohen elektrischen Endenergiebedarf im Planungsverband die Verbrauchergruppen „Industrie“ und „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“ sind.

Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz

Wird der elektrische Endenergiebedarf pro Einwohner (2013) für jede einzelne Kommune gebildet, so ergibt sich das in Abbildung 15 dargestellte Bild. Auch in dieser Abbildung signalisiert eine dunkle Einfärbung der Kommunen einen hohen elektrischen Endenergiebedarf pro Einwohner, wobei zumeist diejenigen Kommunen mit einem hohen gesamten elektrischen Endenergiebedarf (vgl. Abbildung 14) auch einen hohen elektrischen Endenergiebedarf pro Einwohner aufweisen. Abbildung 10 verdeutlicht zudem, den i.d.R. bestehenden Zusammenhang eines hohen elektrischen Endenergiebedarfs pro Einwohner mit dem Vorhandensein von Industriebetrieben. Zusätzlich spielt im Regionalen Planungsverband Südostoberbayern der Tourismus eine Rolle. Besonders im Alpenraum (Süden) und rund um den Chiemsee ergibt sich dadurch ein erhöhter elektrischer Endenergiebedarf, welcher sich auch im elektrischen Endenergiebedarf pro Einwohner widerspiegelt.

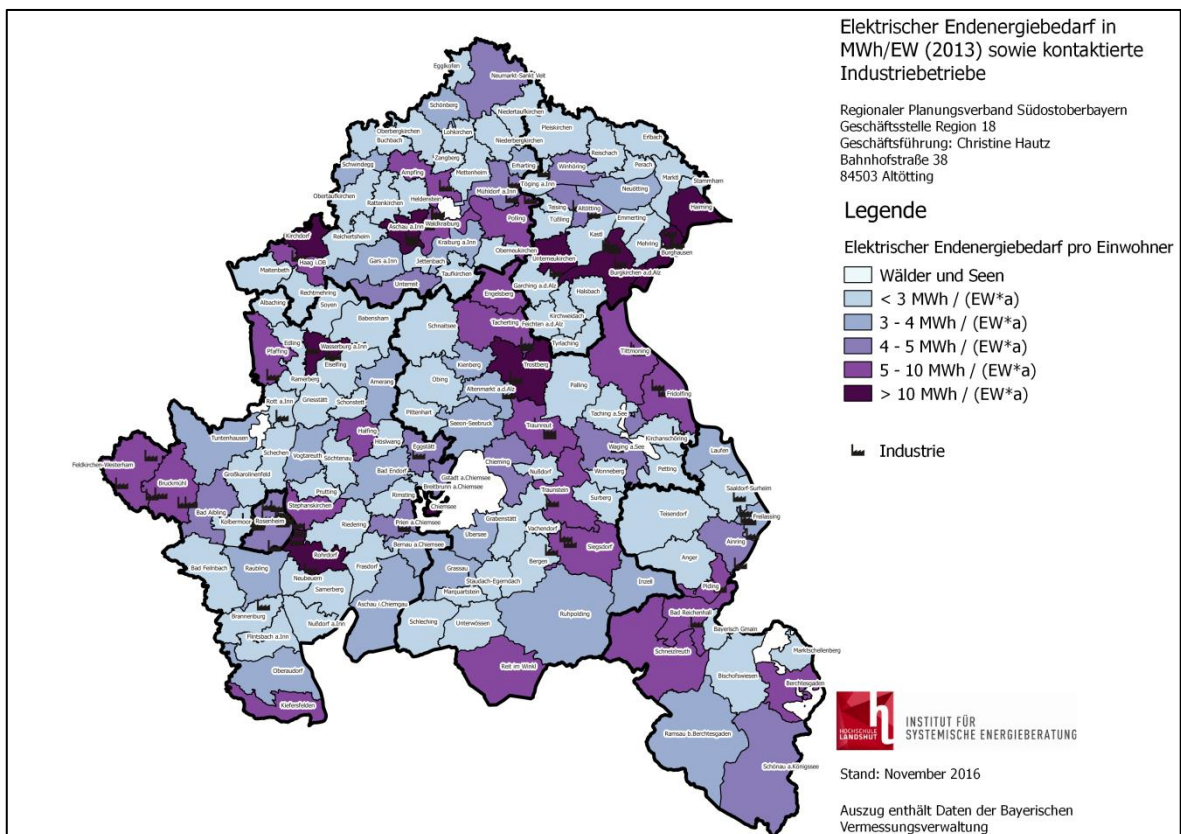


Abbildung 15: Elektrischer Endenergiebedarf in MWh/EW (2013) sowie kontaktierte Industriebetriebe

4.1.2 Thermischer Endenergiebedarf

Wird der gesamte thermische Endenergiebedarf (2013) des Regionalen Planungsverbands Südostoberbayern in Höhe von ca. 22,5 TWh_{th} nach Verbrauchergruppen betrachtet, so zeigt sich ein im Vergleich zum elektrischen Endenergiebedarf leicht verändertes Bild (vgl. Abbildung 16). Das bedeutet, dass die beiden Verbrauchergruppen „Private Haushalte“ und „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“ mit Anteilen von 24 % bzw. 18 % und damit zusammen 42 % eine größere Bedeutung als beim elektrischen Endenergiebedarf einnehmen. Die Verbrauchergruppe „Industrie“⁸ bleibt jedoch auch beim thermischen Endenergiebedarf mit einem Anteil von 57 % die „dominante“ Verbrauchergruppe, während die „Öffentlichen Liegenschaften“ auch hier anteilig eine untergeordnete Rolle spielen.

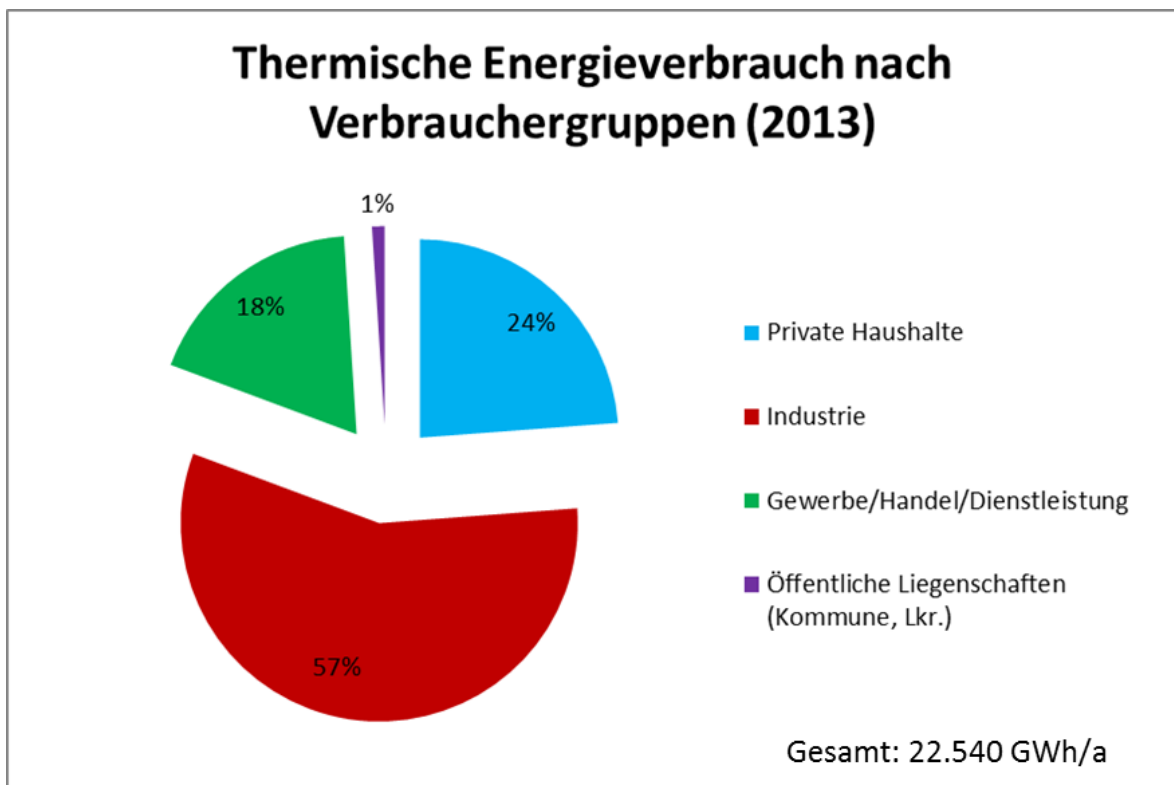


Abbildung 16: Thermischer Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen (2013)

⁸ Der Gesamtwärmebedarf der Verbrauchergruppe „Industrie“ beinhaltet neben dem reinen Heizwärme- und Warmwasserwärmebedarf auch Prozesswärmebedarfe.

Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz

Abbildung 17 stellt in Analogie zur Darstellung des elektrischen Endenergiebedarfs, den thermischen Endenergiebedarf in der Planungsregion in Summe je Kommune dar und ordnet diesen vier verschiedenen Kategorien (< 50 GWh, 50 – 100 GWh, 100-250 GWh und > 250 GWh) zu, wobei hin zur vierten Kategorien die Farbgebung dunkler wird. Wird Abbildung 17 mit Abbildung 14 verglichen, so zeigt sich, dass sich in einigen Kommunen mit hohen elektrischen Endenergiebedarfen auch hohe thermische Endenergiebedarfe, zurückzuführen auf die ansässige Industrie und deren teilweise hohen Prozessenergiebedarf, ergeben. Auch beim thermischen Endenergiebedarf spielt neben der Industrie der Tourismus vor allem in den südlichen, alpennahen Regionen eine nicht unerhebliche Rolle und beeinflusst dessen Höhe entsprechend.

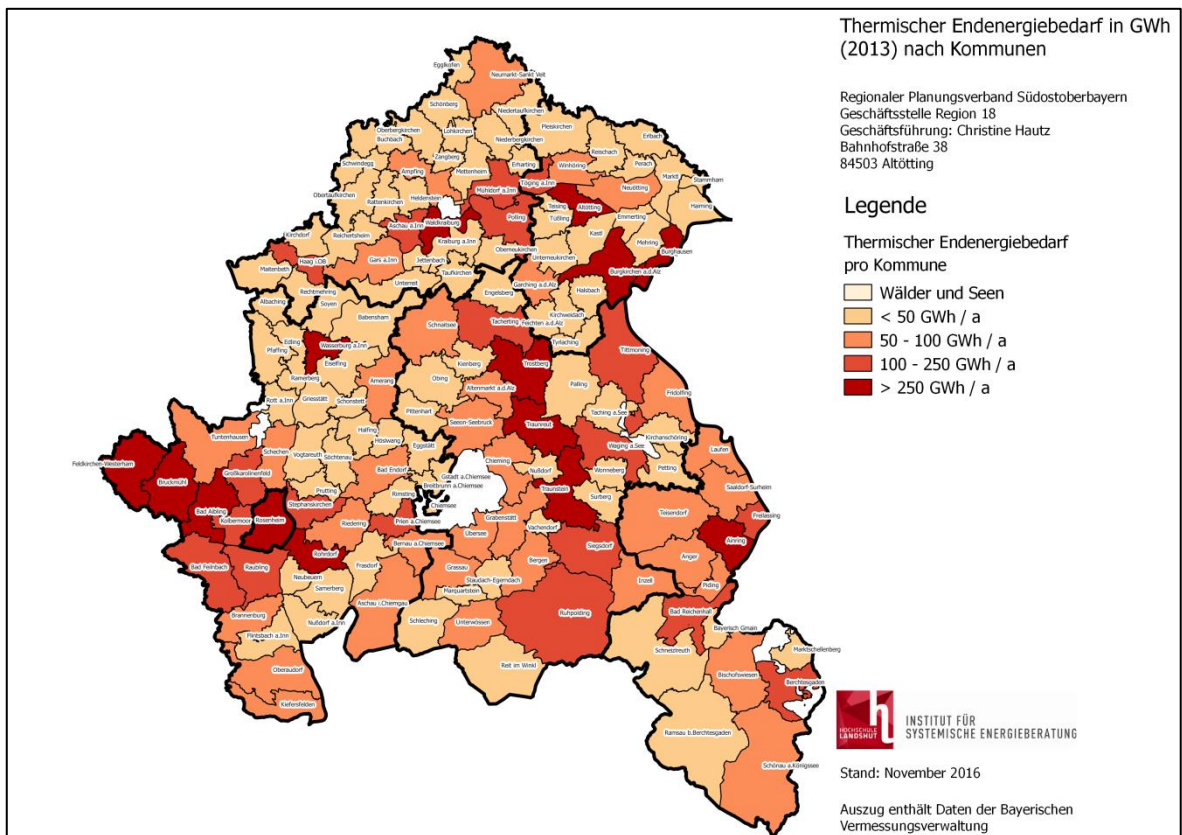


Abbildung 17:Thermischer Endenergiebedarf in GWh (2013) nach Kommunen

Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz

Der gesamte thermische Endenergiebedarf (22,5 TWh_{th}) im Regionalen Planungsverband wird mittels verschiedener Energieträger bereitgestellt. Die Verteilung auf die einzelnen Energieträger wird in Abbildung 18 dargestellt.

Es zeigt sich, dass über 90 % des gesamten thermischen Endenergiebedarfs (2013) in der Planungsregion mittels fossiler Energieträger bereitgestellt werden. Dominierend bei den fossilen Energieträgern ist der Energieträger Erdgas mit einem Anteil von 43 % (9.614 GWh_{th}). Es folgt die Gruppe der „sonstigen fossilen Energieträgern“, die vor allem das in einigen Industriebetrieben eingesetzte Carbidgeas⁹ und Raffineriegas umfasst, mit einem Anteil von 23 % (5.130 GWh_{th}) sowie der Energieträger „Heizöl“ mit einem Anteil von 22 % (4.901 GWh_{th}). Wärmepumpen, Flüssiggasheizung, Steinkohleheizungen sowie Stromheizungen spielen mit Anteilen von jeweils ca. 1 % insgesamt eine untergeordnete Rolle.

Bei den erneuerbaren Energien (Anteil 9 %) ist die Biomasse in Form von Scheitholz-, Hackschnitzel- und Pelletheizungen mit einem Anteil von 8 % (1.838 GWh_{th}) dominant. Solarthermie sowie „sonstiges erneuerbar“, in dem auch die mittels erneuerbarer Energien betriebenen Wärmenetze der Region enthalten sind, haben zusammen einen Anteil von ca. 1 %.

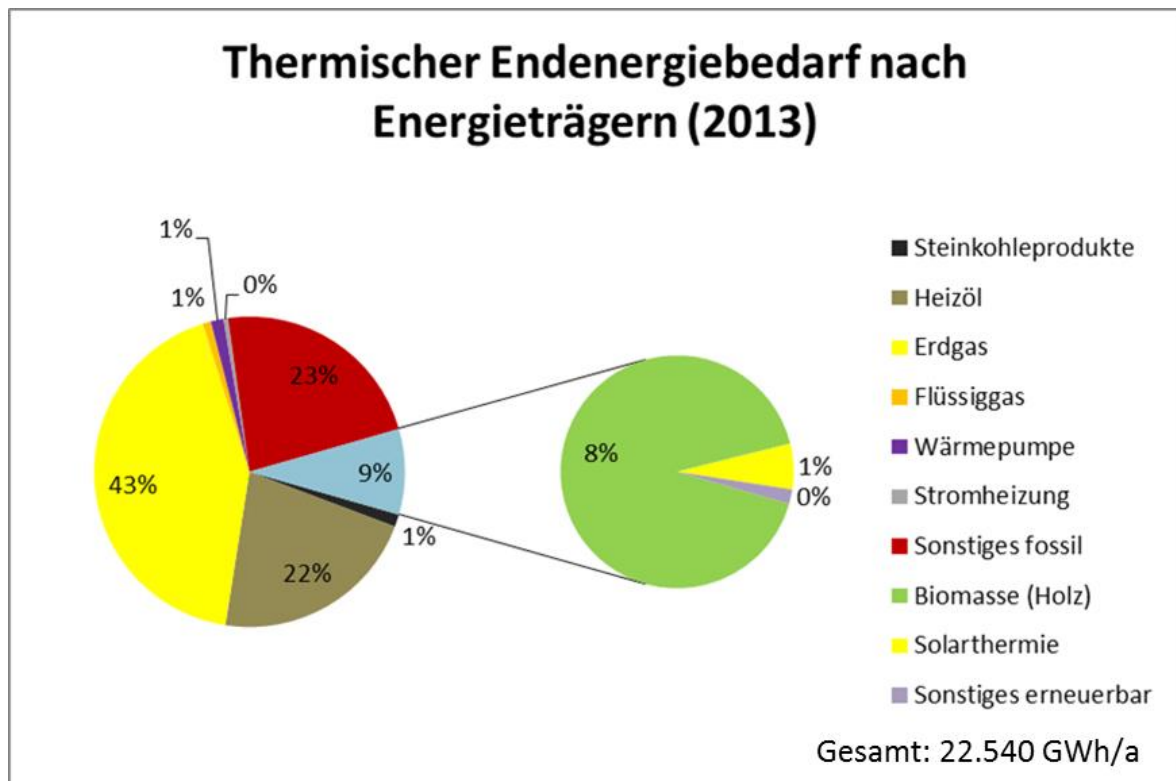


Abbildung 18: Thermischer Endenergiebedarf nach Energieträgern (2013)

⁹ Abfallprodukt aus der Herstellung von Carbide. Es werden somit keine zusätzlichen Ressourcen benötigt.

Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz

Auch der thermische Endenergiebedarf wird analog zum elektrischen Endenergiebedarf zur besseren Vergleichbarkeit der einzelnen Werte sowohl auf der Ebene der Landkreise als auch auf der Ebene der Kommunen auf die jeweilige Einwohnerzahl heruntergebrochen. Für die gesamte Planungsregion ergibt sich somit ein thermischer Endenergiebedarf pro Einwohner und Jahr in Höhe von 27.983 kWh_{th}. Im Vergleich mit dem Wert der Bundesrepublik aus dem Jahr 2012 (17.110 kWh_{th}/EW) [vgl. Umweltbundesamt 2016a und Statistisches Bundesamt 2016a] bedeutet das einen erhöhten Bedarf von 64 %.

Wie in Tabelle 8 ersichtlich wird, hebt sich auch beim Vergleich der thermischen Endenergiebedarfe pro Einwohner der Landkreis Altötting mit einem Wert pro Einwohner in Höhe von 100.702 kWh_{th} deutlich (260 %) von den anderen Landkreisen der Planungsregion und damit dem Durchschnittswert der Region ab. Dies ist auch bei der thermischen Energie auf die ansässige Industrie bzw. deren hohen Prozessenergiebedarf zurückzuführen.

Werden die verbleibenden Landkreise bzw. die kreisfreie Stadt Rosenheim betrachtet, so zeigt sich jedoch auch hier eine Bandbreite von ca. 19.000 kWh_{th}/EW bis ca. 11.000 kWh_{th}/EW. Die abweichenden Werte zwischen den Landkreisen sind zum einen auf das in den Landkreisen unterschiedliche Gefüge der Verbrauchergruppen „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“ sowie „Industrie“ und zum anderen auf die verschiedenen Siedlungsstrukturen in den Kommunen, welche sich u.a. durch das Baulalter abgrenzen, zurückzuführen.

Wird die erneuerbare thermische Energieerzeugung (2.005 GWh_{th}) in den einzelnen Landkreisen sowie in der kreisfreien Stadt Rosenheim betrachtet (vgl. Tabelle 8), so wird deutlich, dass in den Landkreisen Berchtesgadener Land und Traunstein mit jeweils ca. 20 % die größten Energiemengen im Bereich der thermischen Energie durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden.

Tabelle 8: Verteilung des thermischen Endenergiebedarfs pro Einwohner und Anteil der erneuerbaren Energien am thermischen Endenergiebedarf nach Landkreisen und kreisfreier Stadt Rosenheim 2013

Landkreise/kreisfreie Stadt	AÖ	BGL	MÜ	RO	RO (Stadt)	TS
Thermischer Endenergiebedarf in kWh/EW (2013)	100.702	13.978	15.389	19.174	10.559	18.076
Thermische Erzeugung aus erneuerbaren Energien in kWh/EW (2013)	2.796	3.139	1.989	2.208	1.173	3.339

Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz

Wird der thermische Endenergiebedarf pro Einwohner, wie in Abbildung 19 dargestellt, je Kommune betrachtet, so wird deutlich, dass sich ein Großteil der Kommunen in derselben Kategorie (10-15 MWh/EW) befindet. Diejenigen Kommunen, in denen entweder Industrie ansässig ist oder die zu Tourismusregionen des Planungsverbands zählen, weisen hingegen zum Teil deutlich höhere Werte pro Einwohner (>15 MWh/EW) auf und heben sich damit von den anderen Kommunen ab.

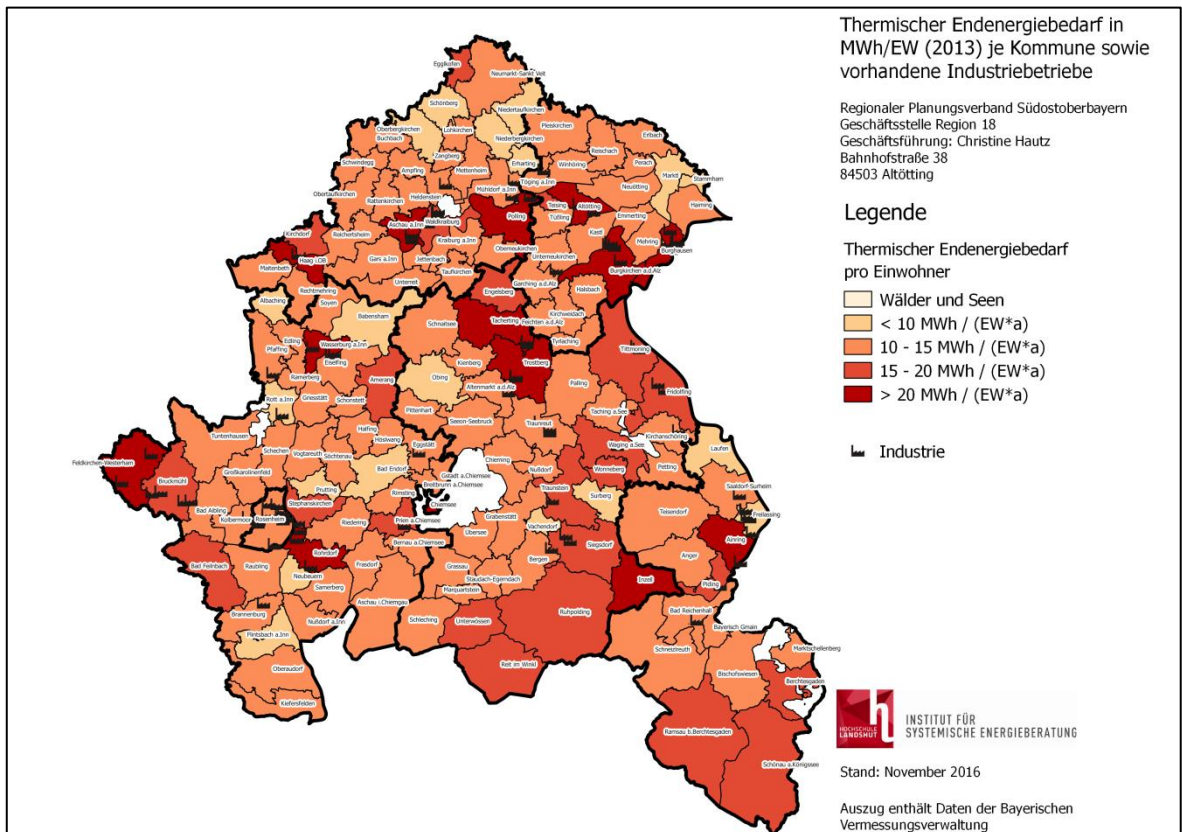


Abbildung 19: Thermischer Endenergiebedarf in MWh/EW (2013) je Kommune sowie vorhandene Industriebetriebe

Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz

Wird einerseits der thermische Endenergiebedarf und andererseits die Gasversorgung der einzelnen Kommunen betrachtet (vgl. Abbildung 20), so wird ersichtlich, dass viele der Kommunen mit erhöhten jährlichen thermischen Endenergiebedarfen auch mit Erdgas versorgt werden. Es gibt jedoch auch noch Kommunen mit erhöhtem Erdgasbedarf und nicht vorhandenem Erdgasnetz, in denen der Anschluss an dieses geprüft werden sollte.

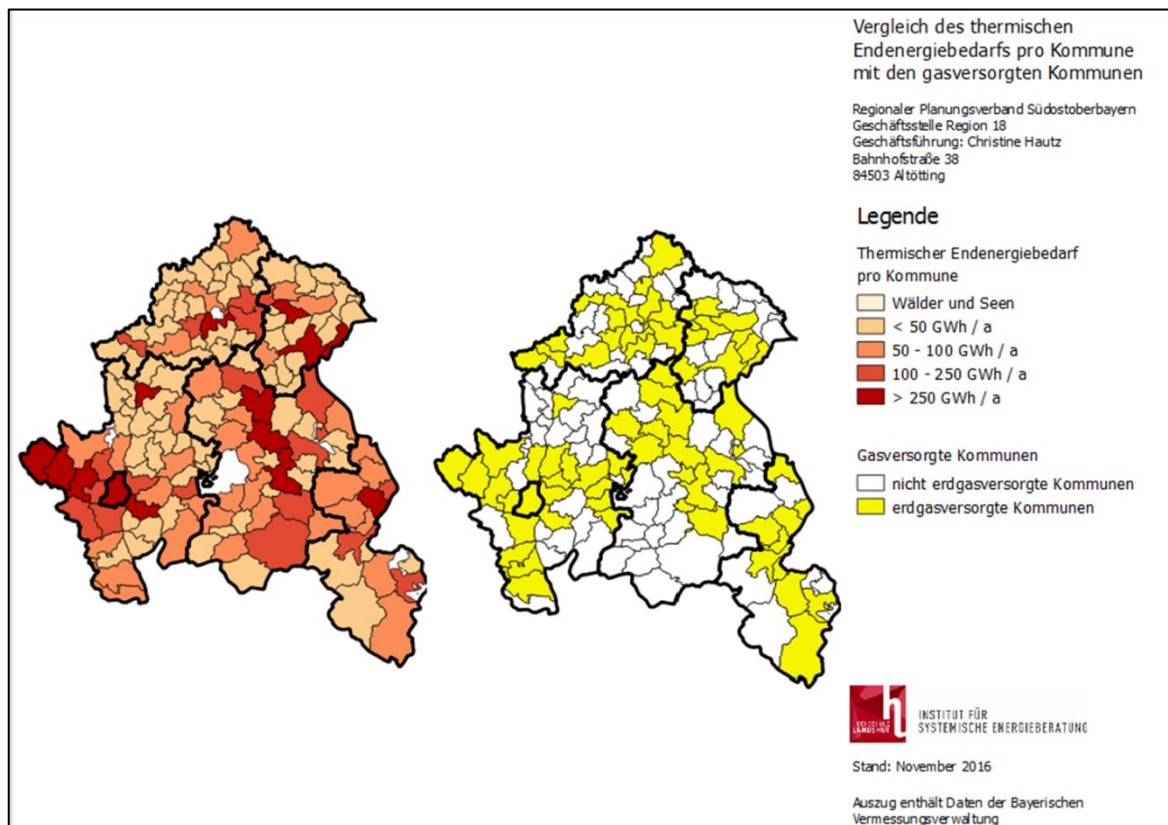


Abbildung 20: Vergleich des thermischen Endenergiebedarfs pro Kommune mit den gasversorgten Kommunen

Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz

Wird zusammenfassend der gesamte thermische Endenergiebedarf betrachtet (vgl. Abbildung 21), zeigt sich, dass der überwiegende Teil (91 %) dieses thermischen Endenergiebedarfs durch fossile Energieträger gedeckt wird, während derzeit nur 9 % durch erneuerbare Energieträger (Biomethan, Scheitholz, Pellets, Hackschnitzel, Solarthermie und sonstige erneuerbare Energieträger) bereitgestellt werden (vgl. Abbildung 21). Die Wärmepumpen sowie die Stromheizungen werden in diesem Zusammenhang vollständig dem nicht erneuerbaren Anteil der Wärmebereitstellung hinzugerechnet, da die benötigte Hilfsenergie hauptsächlich durch fossile Energieträger bereitgestellt wird. Der hohe fossile Anteil am thermischen Endenergiebedarf lässt sich v.a. durch den hohen thermischen Endenergiebedarf der Verbrauchergruppe „Industrie“ erklären, in welcher hauptsächlich fossile Energieträger eingesetzt werden.

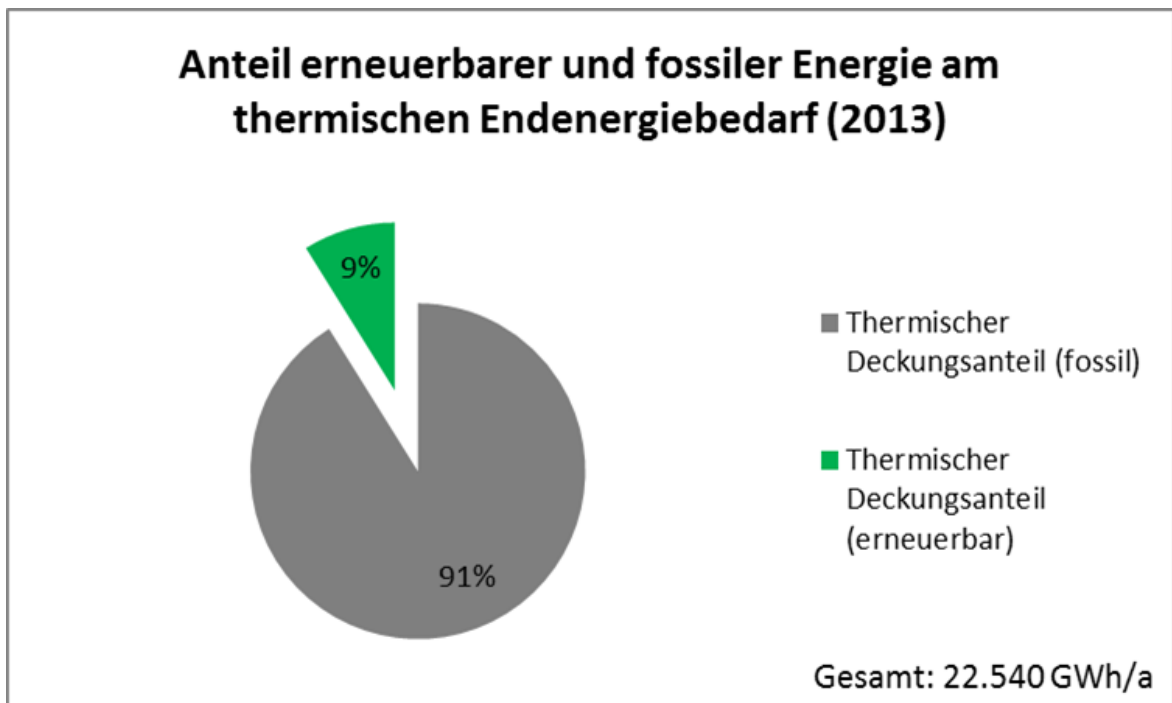


Abbildung 21: Anteil erneuerbarer und fossiler Energie am thermischen Endenergiebedarf 2013

Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz

Das Ziel der Bundesrepublik, den Anteil der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 auf 14 % [vgl. Die Bundesregierung 2017] zu erhöhen, hat die Planungsregion im Jahr 2013 damit noch nicht erreicht (siehe Abbildung 22). Auch liegt der Planungsverband im Falle der Bundesrepublik leicht (Anteil Erneuerbare am thermischen Energiebedarf 10 %) und im Falle Bayerns deutlich (Anteil Erneuerbare am thermischen Energiebedarf 20 %) unter dem Anteil der erneuerbaren Energien an der thermischen Energieversorgung im Jahr 2013.

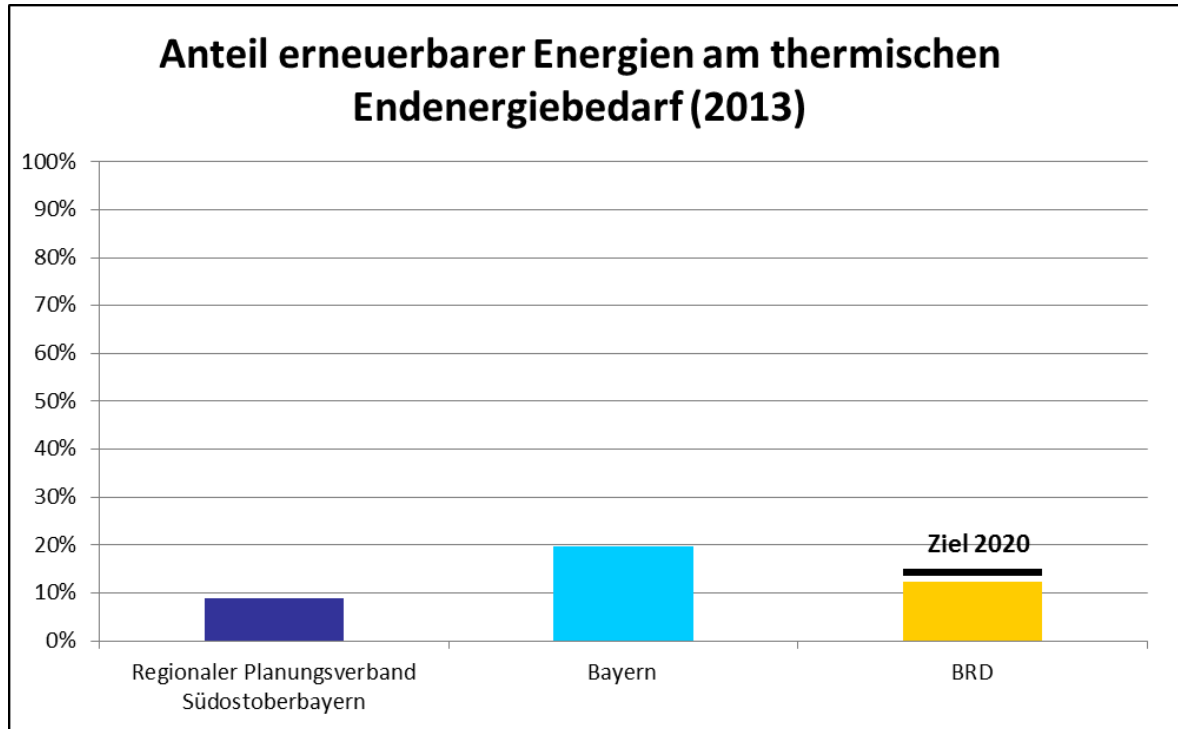


Abbildung 22: Anteil erneuerbarer Energien am thermischen Endenergiebedarf (2013) im Vergleich zu Bayern und der BRD [vgl. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie 2016 und Umweltbundesamt 2017]

4.1.3 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Insgesamt stellt der Regionale Planungsverband Südostoberbayern im Jahr 2013 50 % (ca. 4,2 TWh_{el}) seines Gesamtstrombedarfs (ca. 8,5 TWh_{el}) durch erneuerbare Energieerzeugungsanlagen bereit (vgl. Abbildung 23, links). Der hohe Anteil der erneuerbaren Energien ist hauptsächlich auf die Wasserkraft mit ca. 3 TWh_{el} (ca. 70 % Anteil an der erneuerbaren Energieerzeugung, vgl. Abbildung 23, rechts) zurückzuführen. Photovoltaik- und Biomasseanlagen tragen mit ca. 0,6 TWh_{el} einen Anteil von ca. 15 % zur erneuerbaren elektrischen Energieerzeugung der Planungsregion bei. Die Windenergie sowie das Klärgas spielen mit Anteilen kleiner 1 % derzeit eine untergeordnete Rolle.

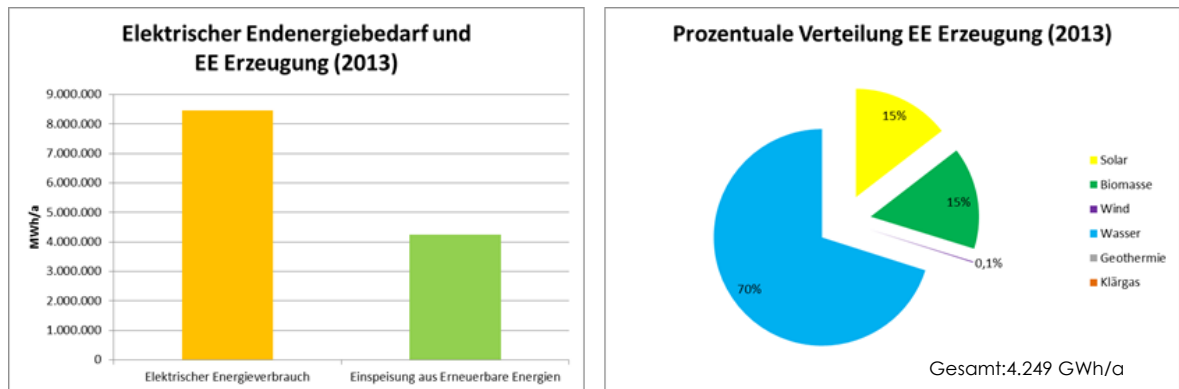


Abbildung 23: Elektrischer Endenergiebedarf und Erzeugung aus Erneuerbaren sowie die prozentuale Darstellung der Erzeugung

Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz

Im Vergleich zum Regionalen Planungsverband Südostoberbayern liegt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Gesamtstromerzeugung in Bayern im Jahr 2013 bei ca. 34,8 %, wobei hier auch die Wasserkraft mit 41,5 % dominierend ist, gefolgt von Photovoltaik (28,6 %) und Biomasse (25,5 %). Die Windenergie leistet nur einen geringen Beitrag von ca. 3,5 %, während Sonstige einen Anteil von 0,9 % beitragen. [vgl. Bayerisches Landesamt für Statistik 2016]. In der BRD entspricht der Anteil der erneuerbaren Energien im Jahr 2013 25,4 % und verteilt sich auf Windenergie (33,9 %), Biomasse (25,6 %), Photovoltaik (20,3 %), Wasser (15,1 %) und Sonstige (4,5 %). [vgl. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 2015]

Das Ziel Bayerns (bis 2025), den Anteil der Erneuerbaren auf 70 % zu erhöhen, hat der Planungsverband noch nicht erreicht. Hingegen ist das Ziel der Bundesrepublik, den Anteil der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2025 auf 40 bis 45 %¹⁰ zu erhöhen, bereits überschritten (siehe Abbildung 24).

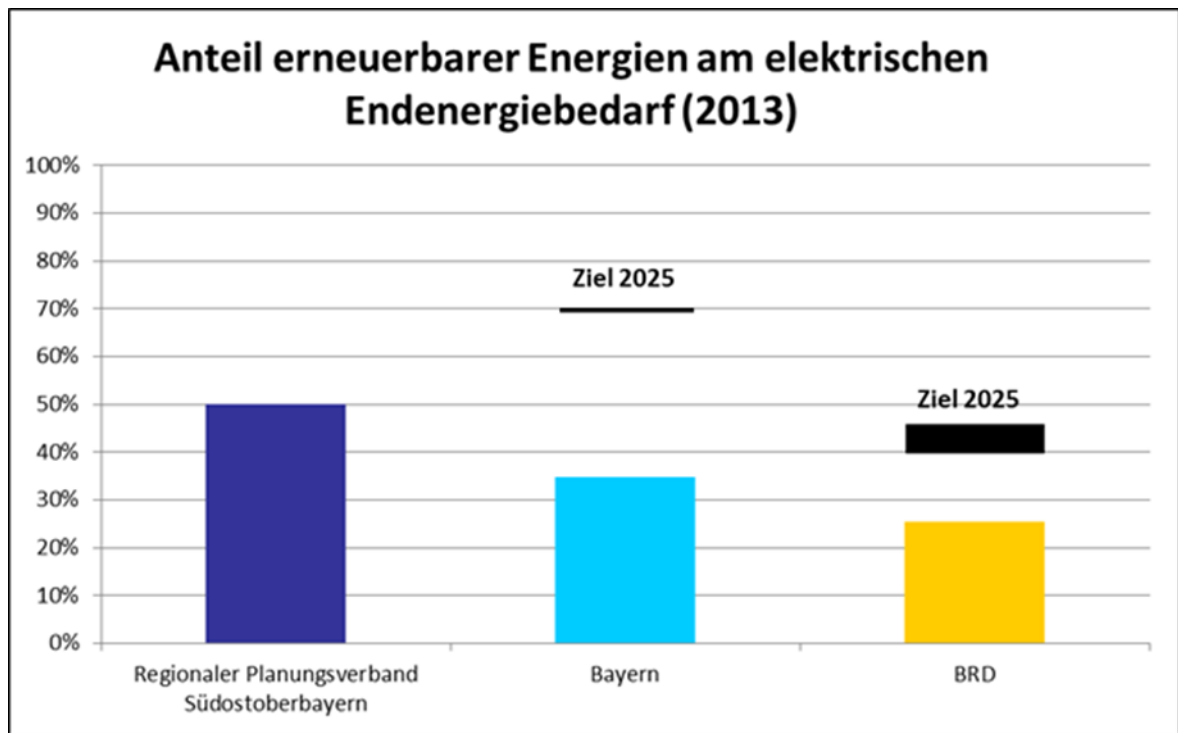


Abbildung 24: Anteil erneuerbarer Energien am elektrischen Endenergiebedarf (2013)

¹⁰ Gemäß dem fortgeschrittenen Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG [vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2016].

Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz

Werden die Anteile der erneuerbaren elektrischen Energieerzeugung in den einzelnen Landkreisen betrachtet, so ergeben sich deutliche Unterschiede, die auch auf unterschiedliche elektrische Endenergiebedarfe sowie unterschiedliche Flächenverteilung in den Landkreisen zurückzuführen sind (vgl. Tabelle 9). Während im Landkreis Rosenheim im Jahresmittel bereits mehr elektrische Energie mittels erneuerbarer Energien erzeugt wird als elektrische Energie benötigt wird, liegt der Landkreis Mühldorf am Inn bereits deutlich und der Landkreis Traunstein leicht über dem aktuellen Wert Bayerns und die Landkreise Altötting und Berchtesgadener Land im aktuellen bayerischen Durchschnitt. Einzig in der Stadt Rosenheim liegt der Anteil der erneuerbaren Energieerzeugung mit 19 % deutlich unterhalb des bayerischen Durchschnitts sowie des bundesdeutschen Durchschnitts. Dies ist jedoch durch die begrenzte Fläche in einer Stadt begründbar. Alle Landkreise liegen oberhalb des bundesdeutschen Durchschnitts von 25,4 %.

Tabelle 9: Anteil erneuerbarer Energien am elektrischen Endenergiebedarf nach Landkreisen und kreisfreier Stadt Rosenheim 2013

Landkreise/kreisfreie Stadt	AÖ	BGL	MÜ	RO	RO (Stadt)	TS
Elektrische erneuerbare Energieerzeugung in GWh/a (2013)	1.595	169	482	1.447	47	509
Anteil erneuerbarer Energien am elektrischen Endenergiebedarf (2013)	31%	38%	86%	118%	19%	57%

Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz

In der Abbildung 25 wird die elektrische Erzeugung aus erneuerbaren Energien je Kommune in vier Kategorien (< 5 GWh/a, 5-10 GWh/a, 10-20 GWh/a und > 20 GWh) dargestellt. Eine hohe elektrische erneuerbare Energieerzeugung in einer Kommune wird durch eine dunkelgrüne Einfärbung dieser symbolisiert. Es zeigen sich vor allem im nördlichen Teil der Planungsregion einige Kommunen mit einer erneuerbaren elektrischen Energieerzeugung > 20 GWh. Abbildung 25 verdeutlicht auch, dass beispielweise im Landkreis Altötting zwar insgesamt nur ein Anteil von 31 % der erneuerbaren Energieerzeugung am elektrischen Endenergiebedarf vorliegt, jedoch eine große Anzahl der Kommunen bereits eine erneuerbare Energieerzeugung > 20 GWh/a bereitstellt. Der im Vergleich relativ geringe Gesamtanteil erneuerbarer Energien ist dementsprechend im Landkreis Altötting auf den hohen gesamten elektrischen Endenergiebedarf zurückzuführen. Des Weiteren zeigt Abbildung 25, alle Anlagen mit einer Leistung größer 3 MW sowie den Verlauf der 110 kV Leitungen.

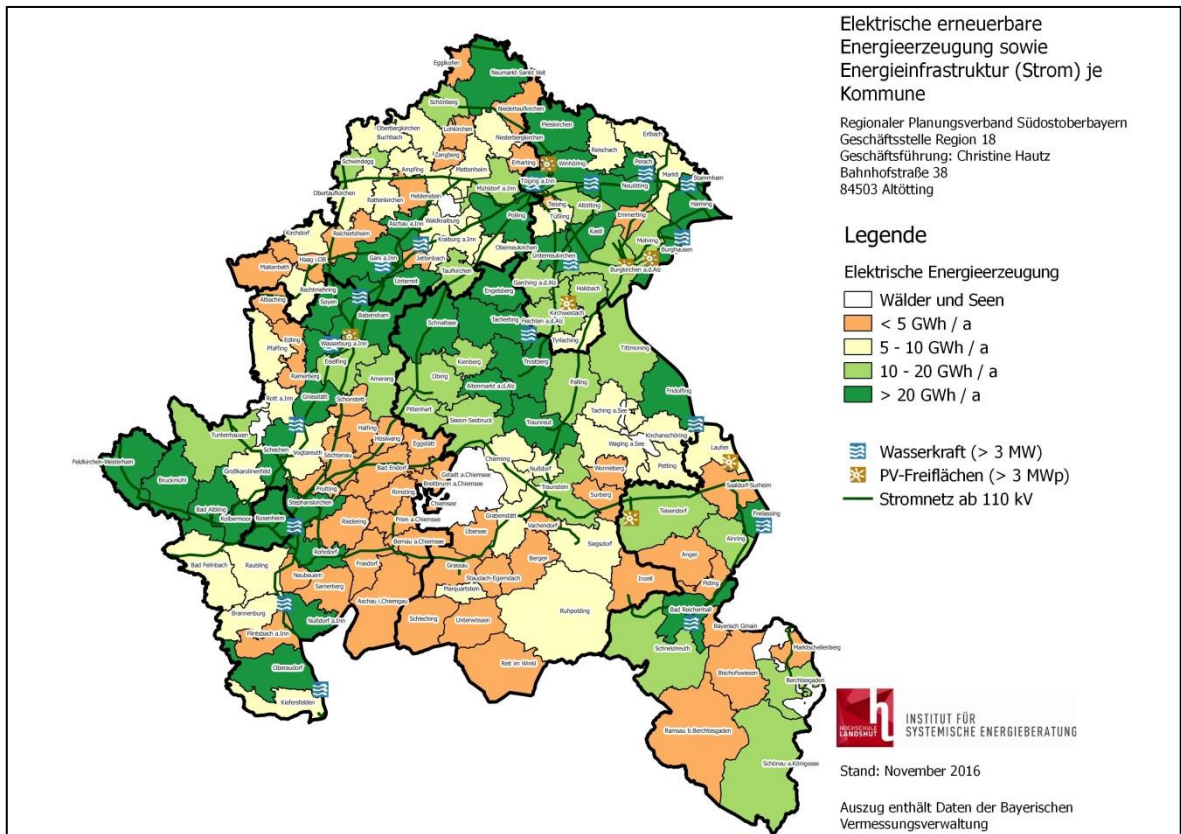


Abbildung 25: Elektrische erneuerbare Energieerzeugung sowie Energieinfrastruktur (Strom) je Kommune

Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz

Neben der gesamten erneuerbaren Energiemenge je Kommune ist auch das Verhältnis von elektrischer erneuerbarer Energieerzeugung zu elektrischem Endenergiebedarf in den jeweiligen Kommunen interessant. Dieses wird in der Abbildung 26 dargestellt. In allen dunkelgrün eingefärbten Kommunen wird somit mehr elektrische erneuerbare Energie erzeugt als elektrische Energie verbraucht wird. In den beige eingefärbten Kommunen liegt dagegen ein geringer Anteil erneuerbarer Energien vor. Auch in dieser Darstellung zeigt sich, dass im Landkreis Altötting bereits eine große Anzahl der Kommunen bilanziell über das Jahr betrachtet energieautark sind, dies jedoch den hohen elektrischen Endenergiebedarf der in einigen Kommunen (z.B. Burghausen) ansässigen Industrie nicht kompensieren kann. Auffällig sind die Dichte der Biomasseanlagen im Norden und in der Mitte der Planungsregion, die nach Süden hin deutlich abnimmt, sowie die über die gesamte Planungsregion verteilten Wasserkraftanlagen.

Aus Gründen der Übersichtlichkeit stellt Abbildung 26 die installierten Photovoltaikdachanlagen nicht dar (vgl. hierzu Abbildung 11).

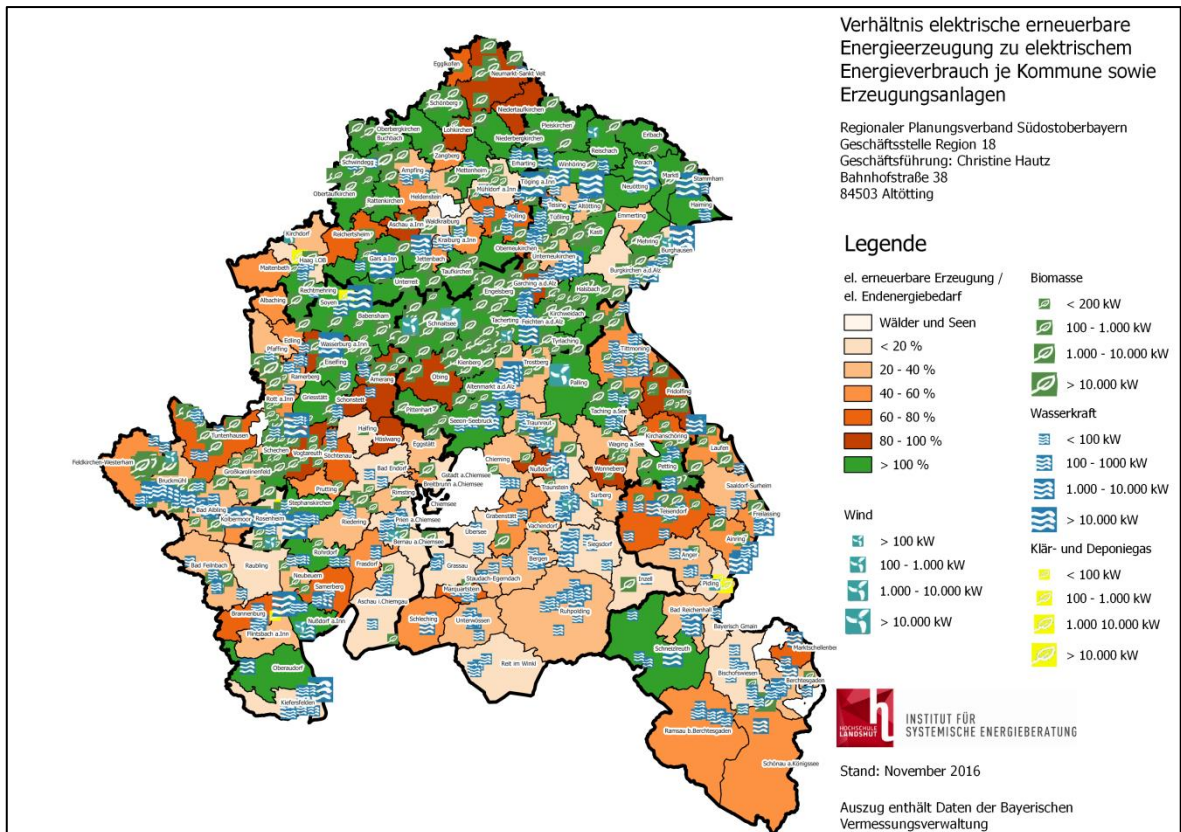


Abbildung 26: Verhältnis elektrische erneuerbare Energieerzeugung zu elektrischem Endenergiebedarf je Kommune sowie Erzeugungsanlagen 2013, Detaillierung siehe Anhang (Anlage XII-Anlage XVI)

4.1.4 Zusammenfassung

Der gesamte Endenergiebedarf im Regionalen Planungsverband Südostoberbayern im Jahr 2013 liegt bei ca. 31 TWh¹¹ und verteilt sich zu 73 % auf die thermische Energie und zu 27 % auf die elektrische Energie. Folgende Punkte sind für die Energiebilanz des Regionalen Planungsverbands Südostoberbayern entscheidend:

- Der thermische Endenergiebedarf liegt im Jahr 2013 bei 22.540 GWh_{th}.
- Vom thermischen Endenergiebedarf werden im Jahr 2013 9 %, also 2.005 GWh_{th} mittels erneuerbarer Energien (vorwiegend Biomasse (Holz)) bereitgestellt.
- Der thermische Endenergiebedarf pro Einwohner in der Planungsregion liegt bei 27.983 kWh_{th}. Der Landkreis Altötting bzw. der Prozessenergiebedarf der dort ansässigen Betriebe und damit ein thermischer Endenergiebedarf in Höhe von 100.702 kWh_{th} pro Einwohner beeinflussen diesen entscheidend.
- Der elektrische Endenergiebedarf liegt im Jahr 2013 bei 8.451 GWh_{el}.
- Vom elektrischen Endenergiebedarf werden im Jahr 2013 bereits 50 % (4.249 GWh_{el}) mittels erneuerbarer Energien, wobei die in der Region angesiedelten Großwasserkraftwerke hier eine entscheidende Rolle spielen, bereitgestellt. Dieser Anteil liegt sowohl über dem bayerischen als auch dem bundesdeutschen Wert des Jahres 2013.
- Es ergibt sich ein elektrischer Endenergiebedarf pro Einwohner in der Planungsregion in Höhe von 10.492 kWh_{el}. Dieser liegt deutlich (40 %) über dem bundesdeutschen Durchschnitt und wird analog zum thermischen Endenergiebedarf „negativ“ durch die Industriebetriebe des Landkreis Altötting beeinflusst.
- Dementsprechend liegt auch der Endenergiebedarf pro Einwohner (38.475 kWh) deutlich 86 % über dem bundesdeutschen Durchschnitt (20.719 kWh/EW¹²) [vgl. Umweltbundesamt 2016b und Statistisches Bundesamt 2016a].

Nachfolgende Tabelle fasst die Ergebnisse der Endenergiebilanz nochmals zusammen.

Tabelle 10: Zusammenfassung der Endenergiebilanz

	RPV gesamt in GWh	RPV in kWh/EW	BRD in kWh/EW
Endenergiebedarf elektrisch	8.451	10.492	7.490
Endenergiebedarf thermisch	22.540	27.983	17.110
Endenergiebedarf gesamt	30.991	38.475	20.719

¹¹ Ohne Verkehr

¹² Ohne Verkehr

Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz

In der Abbildung 27 ist die Aufteilung des Endenergiebedarfs im Planungsverband und in den Landkreisen sowie der kreisfreien Stadt Rosenheim dargestellt. Auch in dieser Darstellung zeigt sich die für die Höhe des Endenergiebedarfs der Planungsregion entscheidende Rolle des Landkreises Altötting. Der hohe Strom- und Erdgasabsatz sowie die Höhe der sonstigen fossilen Energieträger sind vor allem auf die vorhandene energieintensive Industrie zurückzuführen.

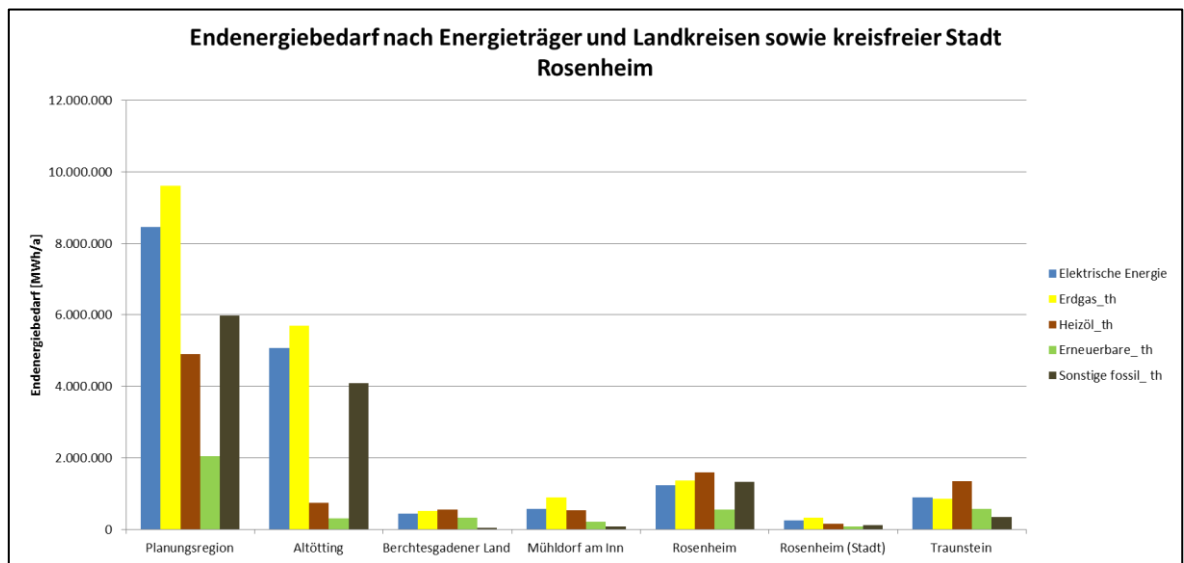


Abbildung 27: Endenergiebedarf nach Energieträger und Landkreisen sowie kreisfreier Stadt Rosenheim

Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz

Bezogen auf die einzelnen Verbrauchergruppen sollen zudem folgende Punkte zusammenfassend festgehalten werden (vgl. Abbildung 28):

- Der thermische Endenergiebedarf nimmt einen Anteil von 72 % des Gesamtendenergiebedarfs ein. Die dominierende Verbrauchergruppe ist die Industrie, deren thermischer Endenergiebedarf einen Anteil von 41 % am gesamten Endenergiebedarf der Planungsregion hat. Es folgen die „Privaten Haushalte“, „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“ und die „Öffentlichen Liegenschaften“.
- Der elektrische Endenergiebedarf nimmt einen Anteil von rund 28 % des Gesamtendenergiebedarfs ein. Davon (von den 28 %) entfallen rund 21 % auf die Verbrauchergruppe „Industrie“. Die übrigen Verbrauchergruppen folgen der Reihenfolge des thermischen Endenergiebedarfs entsprechend.

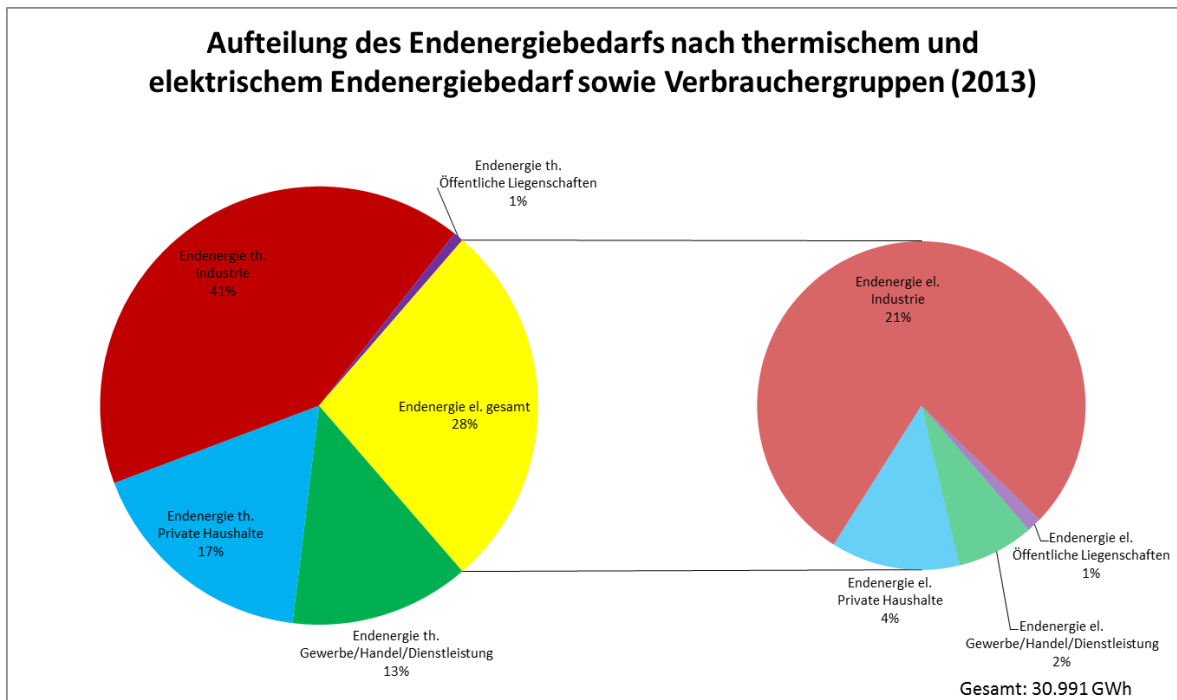


Abbildung 28: Aufteilung des Endenergiebedarfs nach thermischem und elektrischem Endenergiebedarf sowie nach Verbrauchgruppen (2013)

4.2 Ergebnisse der CO₂-Bilanz

Die in diesem Kapitel dargestellten CO₂-Emissionen stellen die Summe der Emissionen in der gesamten Planungsregion dar. Die Ergebnisse je Kommune können den einzelnen Steckbriefen entnommen werden. Aus dem gesamten Endenergiebedarf resultieren unter Berücksichtigung der „vermiedenen“ Emissionen durch die bereits vorhandene erneuerbare Energieerzeugung im Regionalen Planungsverband Südostoberbayern CO₂-Emissionen in Höhe von ca. 7,2 Mio. t.

Wie aus unten stehender Abbildung 29 ersichtlich wird, hat die Verbrauchergruppe „Industrie“ mit 85 % den größten Anteil aller Verbrauchergruppen am gesamten CO₂-Ausstoß. Die Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ (27 %) und „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“ (19 %) folgen dahinter. Die Verbrauchergruppe „öffentliche Liegenschaften“ spielt mit einem Anteil von ca. 2 % an den Gesamtemissionen eine untergeordnete Rolle. Durch die Erneuerbaren Energien können 33 % der CO₂-Emissionen vermieden werden.

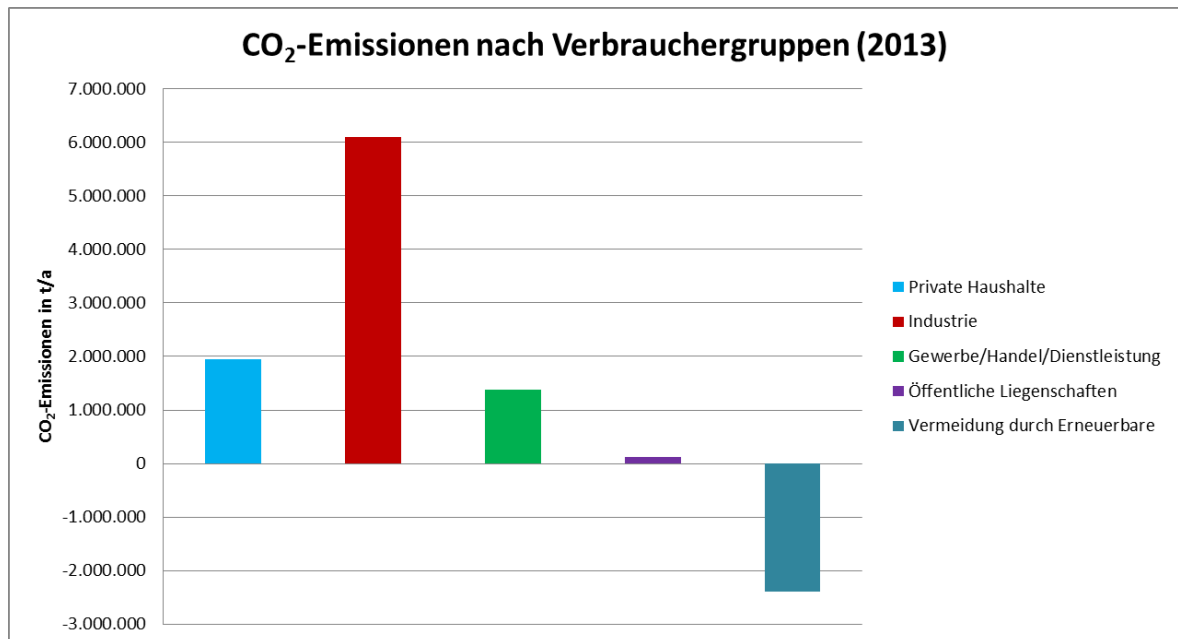


Abbildung 29: CO₂-Emissionen nach Verbrauchgruppen 2013

Gemäß der Einwohnerzahl (805.481) aus dem Jahr 2013 liegt der pro Kopf CO₂-Ausstoß im Jahr somit bei ca. 8,9 t. Davon resultieren rund 2 Tonnen CO₂ pro Einwohner aus dem Einsatz elektrischer Energie und rund 6,9 Tonnen CO₂ pro Einwohner thermischer Endenergie (inklusive erneuerbare Energien).

Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz

Die Betrachtung der CO₂-Emissionen pro Kopf in den einzelnen Landkreisen ergibt ein ähnliches Bild wie das der Endenergiebedarfe. Der Landkreis Altötting hebt sich mit hohen CO₂-Emissionen in Höhe von 34,7 t pro Einwohner deutlich von den Werten der anderen Landkreise und der kreisfreien Stadt Rosenheim ab (vgl. Tabelle 11). Der Grund hierfür ist der hohe Endenergiebedarf bei gleichzeitig im Verhältnis geringerer elektrischer und thermischer erneuerbarer Energieerzeugung.

Tabelle 11: CO₂-Emissionen pro Landkreis und kreisfreier Stadt Rosenheim in t/EW im Jahr 2013

Landkrei- se/kreisfreie Stadt	AÖ	BGL	MÜ	RO	RO (Stadt)	TS
CO ₂ -Emissionen in t/(EW*a) (2013)	34,7	4,8	4,4	4,5	5,1	5,8

Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz

Abbildung 30 stellt die CO₂-Emissionen der einzelnen Kommunen des Planungsverbands Südostoberbayern kartografisch in fünf Kategorien (<0 t/EW, 0-3 t/EW, 3-6 t/EW, 6-9 t/EW und >9 t/EW) dar. Auch bei dieser Darstellung gilt, je dunkler die Kommune eingefärbt ist, umso höher sind die jeweiligen CO₂-Emissionen pro Einwohner. In einigen Kommunen ergeben sich CO₂-Emissionen pro Kopf < 0 t/EW. Dies ist auf die in Kapitel 3.4.4 beschriebene Bilanzierungsmethodik, die die durch die erneuerbare elektrische Energieerzeugung „vermiedenen“ CO₂-Emissionen berücksichtigt, zurückzuführen. Die hohen CO₂-Emissionen pro Einwohner sind durch die dort ansässigen Industriebetriebe zu begründen. Abbildung 30 stellt daher auch die mittels Fragebögen kontaktierten Industriebetriebe dar.

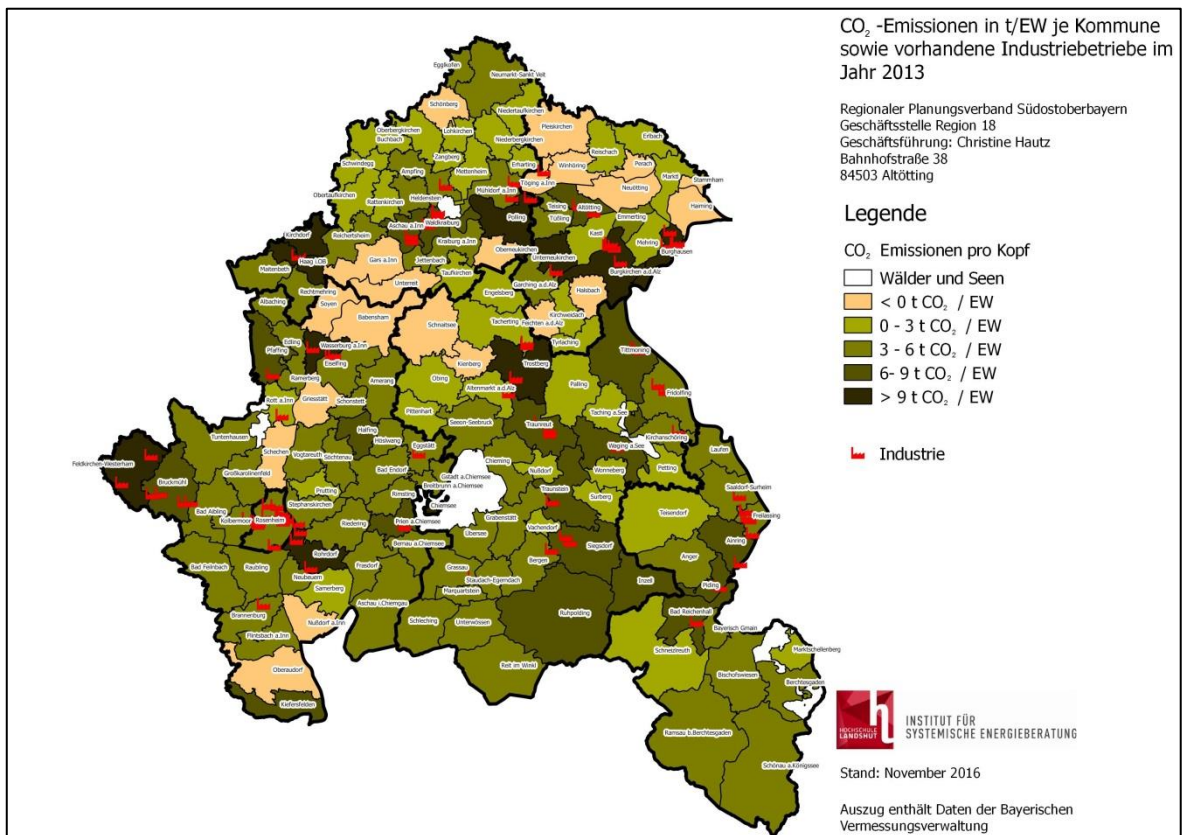


Abbildung 30: CO₂-Emissionen in t/EW je Kommune sowie vorhandene Industriebetriebe im Jahr 2013

5 Ergebnisse der Potenzialanalyse

Im folgenden Kapitel werden die Energieeinspar- und Effizienzpotenziale als Summe für die gesamte Planungsregion sowie für die einzelnen Landkreise und die kreisfreie Stadt Rosenheim nach elektrischen und thermischen Energieeinspar- und Effizienzpotenzialen dargestellt. Die kommunenscharfe Potenzialanalyse ist in den Kommunalsteckbriefen enthalten.

5.1 Potenzialbegriff

Unter dem nachfolgend dargestellten Potenzial wird stets das technische Potenzial, also der Teil des theoretischen Potenzials, der unter den gegebenen technischen Randbedingungen nutzbar ist, verstanden. Das theoretische Potenzial beschreibt dagegen das Potenzial, welches unter Berücksichtigung aller Ressourcen möglich wäre und ist damit größer als das technische Potenzial. Das wirtschaftliche Potenzial hingegen ist eine Teilmenge des technischen Potenzials und damit kleiner als dieses. Es stellt das unter den gegebenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wirtschaftlich umzusetzende Potenzial dar. Es ist damit vom jeweiligen Umsetzungszeitpunkt sowie von den anzusetzenden Kriterien für die Wirtschaftlichkeit abhängig (vgl. Abbildung 31).

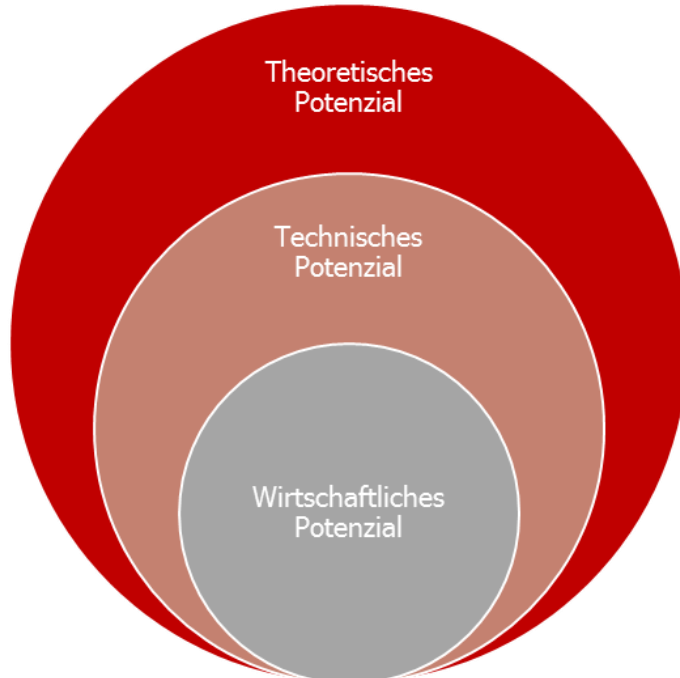


Abbildung 31: Darstellung der verschiedenen Potenzialarten

5.2 Energieeffizienz- und Einsparpotenziale

Ziel dieses Kapitels ist es, mögliche technische Energieeinspar- und Effizienzpotenziale für die beiden Zielzeitpunkte 2030 und 2040¹³ im Bereich der elektrischen als auch der thermischen Energie, differenziert nach den Verbrauchergruppen „Private Haushalte“, „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“, „Industrie“ sowie „Öffentliche Liegenschaften“ zu quantifizieren.

5.2.1 Methodik

Die Betrachtung der Energieeffizienz- und Einsparpotenziale erfolgt einzeln in allen Verbrauchergruppen bis zum Jahr 2030 bzw. 2040. Die Ermittlung dieser Potenziale wird auf Basis der Studie „Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken“, die im Auftrag des WWF durch die Prognos AG sowie das Öko-Institut erarbeitet worden ist, durchgeführt. Das bedeutet, dass für die in der Studie ausgewiesenen Energieeffizienz- und Einsparmaßnahmen jeweils die mögliche prozentuale Einsparung bezogen auf die verschiedenen Zielzeiträume der Studie (2005-2020, 2005-2030, 2005-2040, 2005-2050) ermittelt und auf dieser Basis eine jährliche prozentuale Einsparung je Bereich (z.B. „Kochen“ oder „Elektrogeräte“) errechnet worden ist. Diese unterschiedliche jährliche prozentuale Einsparung je Maßnahme und Zeithorizont wird schließlich auf die elektrischen und thermischen Endenergiebedarfe der einzelnen Kommunen des Regionalen Planungsverbands übertragen, um eine den Zielzeiträumen des Planungsverbands (2030/2040), bezogen auf das Basisjahr 2013, entsprechende Berechnung der Potenziale zu ermöglichen. Die Verteilung des Endenergiebedarfs auf die verschiedenen Bereiche je Verbrauchergruppe (z.B. Private Haushalte: „Kochen“ und „Elektrogeräte“ oder Gewerbe/Handel/Dienstleistung: „Raumwärme“ und „Prozesswärme“ sowie „Kühlen und Lüften“, „Beleuchtung“, „Bürogeräte“ und „Kraft“) erfolgt der Verteilung der Studie entsprechend.

Einzig das thermische Energieeffizienz- und Einsparpotenzial in der Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ wird auf Basis der erfassten Gebäudestruktur (Baualtersklassen) der einzelnen Kommunen unter Berücksichtigung eines Sanierungszyklus¹⁴ mittels spezifischer Sanierungsabschlüsse, ermittelt.

Nachfolgend wird zwischen den beiden Szenarien „Referenzszenario“ und „Szenario innovativ“ unterschieden und für beide Szenarien die möglichen Energieeffizienz- und Einsparpotenziale bis 2030 und 2040 ausgewiesen. Das „Referenzszenario“ beschreibt eine ambitionierte Fortsetzung momentaner Energie- und Klimaschutzpolitik, während das „Szenario innovativ“ den Umbau zu einer emissionsarmen Gesellschaft zum Ziel hat und dementsprechend ambitionierter ist. Beide Szenarien entsprechen denen der Studie des WWF [vgl. WWF Deutschland 2009]. Einzig im Bereich der thermischen Energieeffizienz- und Einsparpotenziale wird das Potenzial auf Basis der vorliegenden Gebäudestruktur und dem angenommenen Sanierungszyklus ermittelt, wobei im „Referenzszenario“ bei unterstellter Sanierung 50 % des Sanierungsabschlusses angesetzt werden, während im „Szenario innovativ“ 100 % verwendet werden.

¹³ Gemäß Steuerungsrunde vom 3.8.2016 und Steuerkreis vom 15.9.2016

¹⁴ Für den ersten Sanierungszyklus wird ein Zeitraum von 45 Jahren angesetzt, während für den zweiten Sanierungszyklus 50 Jahre, aufgrund des bereits erhöhten Effizienzstandards des Gebäudes, verwendet werden.

5.2.1.1 Private Haushalte

In der Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ werden die Energieeffizienz- und Einsparpotenziale im Bereich der Elektrogeräte auf Basis der Entwicklung des spezifischen Energiebedarfs der einzelnen Geräte in den einzelnen Zielzeitpunkten berechnet (vgl. Abbildung 32).

	2005	Referenzszenario				Innovationsszenario			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Licht	281	125	105	42	33	125	105	42	33
Kühlschrank	256	199	145	122	114	191	126	92	70
Kühl-Gefrier-Gerät	329	237	156	114	95	229	145	102	79
Gefrier-Gerät	299	225	170	141	127	218	152	114	89
Waschmaschine	223	171	143	128	117	163	113	76	42
Waschtrockner	613	495	422	379	348	480	340	232	147
Wäschetrockner	298	235	204	183	166	227	173	129	90
Geschirrspüler	243	202	184	169	156	200	176	153	133
Farb-TV	162	207	150	97	83	207	148	94	79
Radio-HiFi	51	48	46	44	42	48	46	44	42
Video / DVD	40	8	8	8	8	8	8	8	8
Bügeleisen	25	24	23	22	20	24	23	22	20
Staubsauger	24	23	22	21	20	23	22	21	20
Kaffeemaschine	85	85	68	68	68	85	68	68	68
Toaster	25	24	23	22	20	24	23	22	20
Fön	25	24	23	22	20	24	23	22	20
Dunstabzugshaube	45	43	41	39	37	43	41	39	37
Mikrowelle	35	33	32	30	29	33	32	30	29
PC (inkl. Nutzungskomponenten)	196	84	62	62	62	84	62	62	62
Gemeinschaftsbeleuchtung u.ä.	28	21	20	17	17	21	20	17	17

Abbildung 32: Szenarienvergleich: Entwicklung der Technikkomponente des spezifischen Verbrauchs von Elektrogeräten 2005 - 2050, in kWh pro Gerät und Jahr (=mittlerer Geräte-Jahresverbrauch im Bestand) in privaten Haushalten [WWF Deutschland 2009]

Die thermischen Effizienzpotenziale der Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ werden über den tatsächlichen Endenergiebedarf in den Jahren 2013, 2030 und 2040 ermittelt. Bei der Berechnung wird wie in Kapitel 3.4.2 beschrieben vorgegangen. Für die Berechnung der Energieeffizienz- und Einsparpotenziale werden einerseits spezifische Sanierungsabschläge pro Gebäudetyp und Baualterklasse (erster Sanierungszyklus) berücksichtigt und andererseits auf einen je nach Szenario vorgegebenen Effizienzhausstandard (zweiter Sanierungszyklus) saniert. Auf Basis des angenommenen Sanierungszyklus von 45 Jahren/50 Jahren (erster und zweiter Sanierungszyklus) wird ermittelt, welches Gebäude im jeweiligen Betrachtungszeitraum 2030 und 2040 zum ersten bzw. zum zweiten Mal saniert werden sollte und die mögliche Energieeffizienz- und Einsparpotenziale bei Fälligkeit der Sanierung je nach Szenario ermittelt [vgl. Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit, u.a. 2011: S.107 und Energiegenossenschaft Rhein-Ruhr eG 2014]. Neben der energetischen Gebäudesanierung wird auch das Energieeffizienz- und Einsparpotenzial durch Durchführung eines hydraulischen Abgleichs sowie eines Heizungstauschs bei Fälligkeit der Sanierung berücksichtigt. Auch hierbei wird ein Unterschied in den zu erzielenden Energieeinspar- und Effizienzpotenzialen je nach Szenario berücksichtigt (hydraulischer Abgleich in „Referenzszenario“ 50 % des Abschlags aus „Referenz innovativ“; Heizungstausch: Verbesserung Nutzungsgrade).

Ergebnisse der Potenzialanalyse

Das thermische Effizienzpotenzial je Szenario ermittelt sich somit aus der Differenz des je Kommune aktuellen (Jahr 2013) gesamten thermischen Endenergiebedarfs und dem für das Jahr 2030 bzw. das Jahr 2040 ermittelten.

Der Bereich „Kochen“ wird nochmals gesondert betrachtet, da hier die Energieträger, Erdgas, Strom und Kohle sowie Biomasse eingesetzt werden. Die Ermittlung der Potenziale erfolgt entsprechend der ermittelten jährlichen prozentualen Gesamtenergieeffizienzsteigerung bzw. Energieeinsparung und auf Grundlage der in der Studie angenommenen Verteilung der einzelnen Bedarfe auf die vier Energieträger. Aufgrund der Energieträger werden die Elektroherde dem Potenzial des elektrischen und die Erdgas-, Holz- sowie die Kohleherde dem Potenzial des thermischen Endenergiebedarfs zugeschrieben.

5.2.1.2 Gewerbe Handel Dienstleistung und Öffentliche Liegenschaften

Die möglichen Ansätze zu Energieeffizienzsteigerung und Energieeinsparung in den beiden Verbrauchergruppen „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“ und „Öffentliche Liegenschaften“ werden als gleich angenommen, da die gleichen Strukturen und Nutzungseigenschaften der Verwaltungsgebäude im Gewerbe und den öffentlichen Liegenschaften vorliegen.

Folgende Bereiche werden in diesen beiden Verbrauchergruppen berücksichtigt:

- Raumwärme
- Prozesswärme (nur bei Gewerbe/Handel/Dienstleistung)
- Kühlen und Lüften
- Beleuchtung
- Bürogeräte
- Kraft

Abbildung 33 zeigt die Entwicklung des gesamten Endenergiebedarfs in den beiden Verbrauchergruppen gemäß der Studie des WWF für die beiden Szenarien und nach Zielzeitpunkten. Es zeigen sich je nach Szenario bei den verschiedenen Ansatzpunkten unterschiedliche Energieeffizienz- und Einsparpotenziale bzw. ergeben sich zusätzliche Energiebedarfe (siehe Lüften und Kühlen).

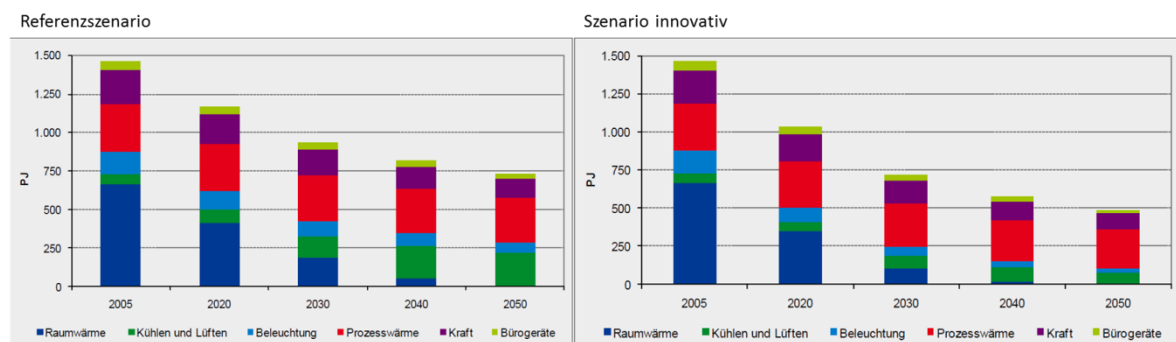


Abbildung 33: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch in der Verbrauchergruppe Gewerbe/Handel/Dienstleistung und öffentliche Liegenschaften nach Verwendungszwecken 2005 – 2050, in PJ [WWF Deutschland 2009]

5.2.1.3 Industrie

In der Verbrauchergruppe „Industrie“ werden der Studie des WWF entsprechend folgende Bereiche zur Steigerung der Energieeffizienz sowie zur Energieeinsparung berücksichtigt:

- Raumwärme
- Prozesswärme
- Mechanische Energie
- Information und Kommunikation
- Beleuchtung

Abbildung 34 zeigt den beiden vorherigen Verbrauchergruppen entsprechend, die Entwicklung des Endenergiebedarfs gemäß WWF Studie nach den beiden Szenarien sowie den unterschiedlichen Zieljahren.

Die Energieeffizienz- und Einsparpotenziale im Bereich der Raumwärme orientieren sich dabei, unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen Aspekten, an denen der Verbrauchergruppe „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass durch die Nutzung der industriellen Abwärme auf eine energetische Gebäudesanierung in dieser Verbrauchergruppe verzichtet wird. Einsparung in der Prozesswärme sind mit Hilfe von elektronischen Prozessleitsystemen, Wärmerückgewinnung, Reduktion der Abgasverluste, neuer Prozessdesigns sowie der Substitution brennstoffbetriebener Öfen durch Elektroöfen zu erreichen. Weiterhin kann im Bereich Information und Kommunikation eine Effizienzsteigerung durch neue Produktentwicklungen und im Bereich Beleuchtung durch den Einsatz neuer Beleuchtungstechnologien erzielt werden. Die Einsparungen im Bereich der mechanischen Energie beruhen auf der Wärmerückgewinnung mechanischer Prozessenergie, der Anpassung von Anlagen auf den tatsächlichen Bedarf, besserer Wirkungsgrade und richtig dimensionierter Motoren und Antriebe [vgl. WWF Deutschland 2009].

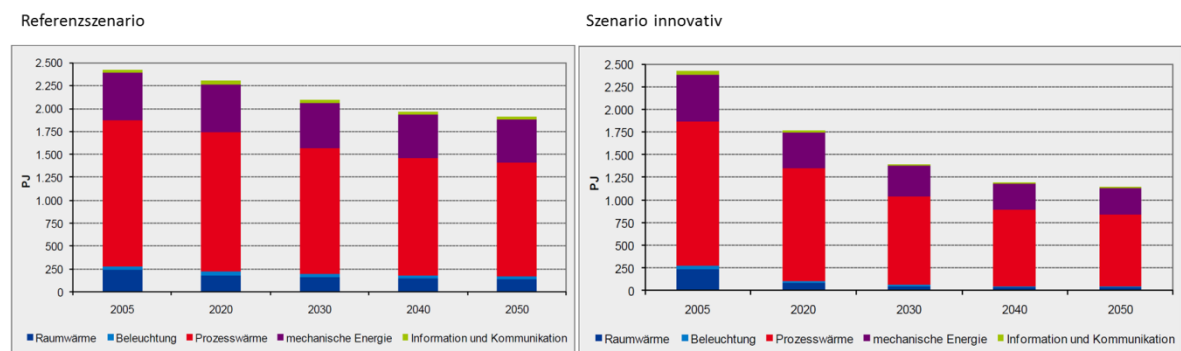


Abbildung 34: Szenarienvergleich: Endenergieverbrauch im Industriesektor nach Verwendungszwecken 2005 – 2050, in PJ [WWF Deutschland 2009]

Ergebnisse der Potenzialanalyse

5.2.2 Ergebnisse der Energieeffizienz- und Einsparpotenziale

Werden die auf Basis der in Kapitel 5.2.1 beschriebenen Methodik ermittelten Energieeffizienz- und Einsparpotenziale summarisch nach Verbrauchergruppen für den Regionalen Planungsverband Südostoberbayern zusammengefasst, so ergibt sich für das Referenzszenario das in Tabelle 12 und für das „Szenario innovativ“ das in Tabelle 13 dargestellte Bild.

Das bedeutet, dass sich im Regionalen Planungsverband Südostoberbayern im „Referenzszenario“ bis zum Jahr 2030 ein Endenergiebedarf von 26.364 GWh und bis zum Jahr 2040 einer in Höhe von 24.261 GWh ergibt. Dementsprechend werden bis 2030 4.626 GWh und bis zum Jahr 2040 weitere 2.103 GWh eingespart. Die CO₂-Emissionen können dementsprechend um 1,3 Mio. t (2030) bzw. um 1,9 Mio. t (2040) reduziert werden.

Tabelle 12: Endenergiebedarfe der Verbrauchergruppen bis zum Jahr 2040 im „Referenzszenario“ in GWh¹⁵

Endenergiebedarfe und CO ₂ -Emissionen der Verbrauchergruppen im "Referenzszenario" in GWh bzw. t																
	Private Haushalte			Gewerbe/Handel/Dienstleistung			Industrie			öffentliche Liegenschaften			Vermiedene CO ₂ -Emissionen	Gesamt		
	elektrisch	thermisch	CO ₂ -Emissionen	elektrisch	thermisch	CO ₂ -Emissionen	elektrisch	thermisch	CO ₂ -Emissionen	elektrisch	thermisch	CO ₂ -Emissionen	CO ₂ -Emissionen	elektrisch	thermisch	CO ₂ -Emissionen
2013	1.072	5.366	1.943.120	647	4.123	1.383.417	6.611	12.821	6.097.847	122	230	125.980	-2.384.546	8.451	22.540	7.165.819
2030	938	4.052	1.592.802	627	2.709	1.019.700	6.376	11.399	5.542.003	120	143	106.105	-2.384.546	8.060	18.304	5.876.063
2040	859	3.732	1.481.427	659	2.038	870.607	6.113	10.624	5.162.099	135	101	105.382	-2.384.546	7.756	16.496	5.234.969

Tabelle 13 zeigt, das im ambitionierten „Szenario innovativ“ in der Planungsregion insgesamt bis 2030 insgesamt 9.934 GWh und bis 2040 12.925 GWh Endenergie eingespart werden können. In Summe können somit bis 2030 3,2 Mio. t bzw. bis 2040 ca. 4,2 Mio. t CO₂ eingespart werden.

Tabelle 13: Endenergiebedarfe der Verbrauchergruppen bis zum Jahr 2040 im „Szenario innovativ“ in GWh

Endenergiebedarfe und CO ₂ -Emissionen der Verbrauchergruppen im "Szenario innovativ" in GWh bzw. t																
	Private Haushalte			Gewerbe/Handel/Dienstleistung			Industrie			öffentliche Liegenschaften			Vermiedene CO ₂ -Emissionen	Gesamt		
	elektrisch	thermisch	CO ₂ -Emissionen	elektrisch	thermisch	CO ₂ -Emissionen	elektrisch	thermisch	CO ₂ -Emissionen	elektrisch	thermisch	CO ₂ -Emissionen	CO ₂ -Emissionen	elektrisch	thermisch	CO ₂ -Emissionen
2013	1.072	5.366	1.943.120	647	4.123	1.383.417	6.611	12.821	6.097.847	122	230	125.980	-2.384.546	8.451	22.540	7.165.819
2030	893	3.167	1.382.861	533	2.416	893.540	4.850	8.998	3.961.459	105	95	86.637	-2.384.546	6.381	14.676	3.939.951
2040	788	2.887	1.288.595	489	1.822	719.714	4.280	7.651	3.236.768	98	51	73.085	-2.384.546	5.655	12.411	2.933.617

¹⁵ Die CO₂-Emissionen Gesamt in den beiden Tabellen berücksichtigen auch die derzeit (2013) vermiedenen Emissionen und stellen damit die Gesamtemissionen nach Umsetzung der Energieeffizienz- und Einsparpotenziale dar.

Ergebnisse der Potenzialanalyse

Die nachfolgenden vier Abbildungen stellen die Ergebnisse des Referenzszenarios sowie des Szenarios „Szenario innovativ“ nach den fünf Landkreisen sowie der kreisfreien Stadt Rosenheim sowohl für die elektrische (vgl. Abbildung 35 und Abbildung 36) als auch für die thermische Energie (vgl. Abbildung 37 und Abbildung 38) dar.

Der elektrische Endenergiebedarf kann im „Referenzszenario“ bzw. im „Szenario innovativ“ bis zum Jahr 2040 in allen Landkreisen der Planungsregion und in der Stadt Rosenheim um ca. 10 % bzw. ca. 30 % gesenkt werden. Über den gesamten Planungsverband hinweg besteht ein gesamtes elektrisches Endenergieeinsparpotenzial von 8 % im „Referenzszenario“ (685 GWh) bzw. 33 % (2.796 GWh) „Szenario innovativ“. Auch hier hebt sich der Landkreis Altötting von den übrigen Landkreisen aufgrund des hohen Energieeffizienz- und Einsparpotenzials in der Verbrauchergruppe „Industrie“ ab.

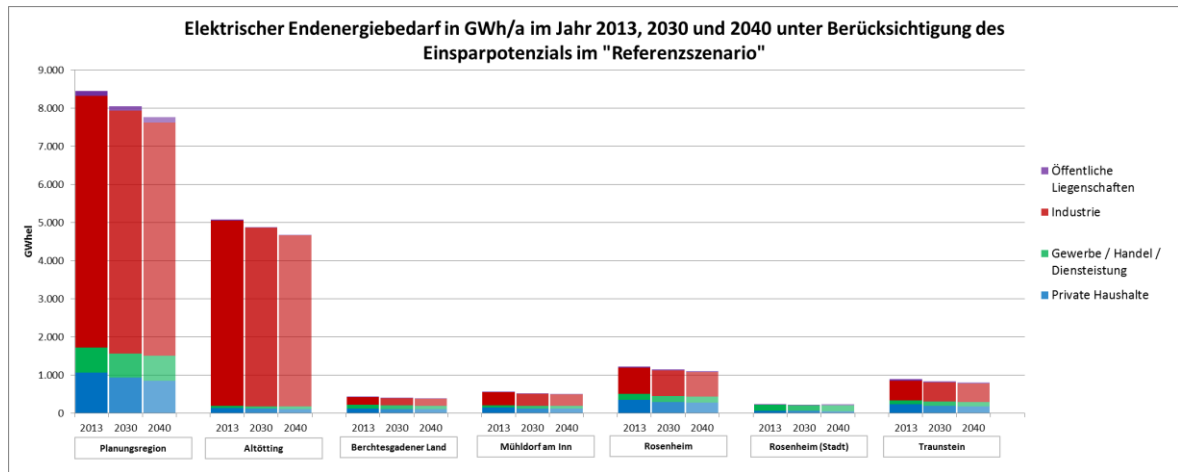


Abbildung 35: Elektrischer Endenergiebedarf in GWh/a im Jahr 2013, 2030 und 2040 unter Berücksichtigung des Einsparpotenzials im „Referenzszenario“¹⁶

¹⁶ In der Stadt Rosenheim erfolgt keine separate Ausweisung der Verbrauchergruppen „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“ und „Industrie“ im Ist-Zustand. Dementsprechend werden auch die Potenziale „nur“ für die im Ist-Zustand ausgewiesene Verbrauchergruppe „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“ ausgewiesen. Dies gilt auch für die nachfolgenden Grafiken zur den Energieeinspar- und Effizienzpotenzialen.

Ergebnisse der Potenzialanalyse

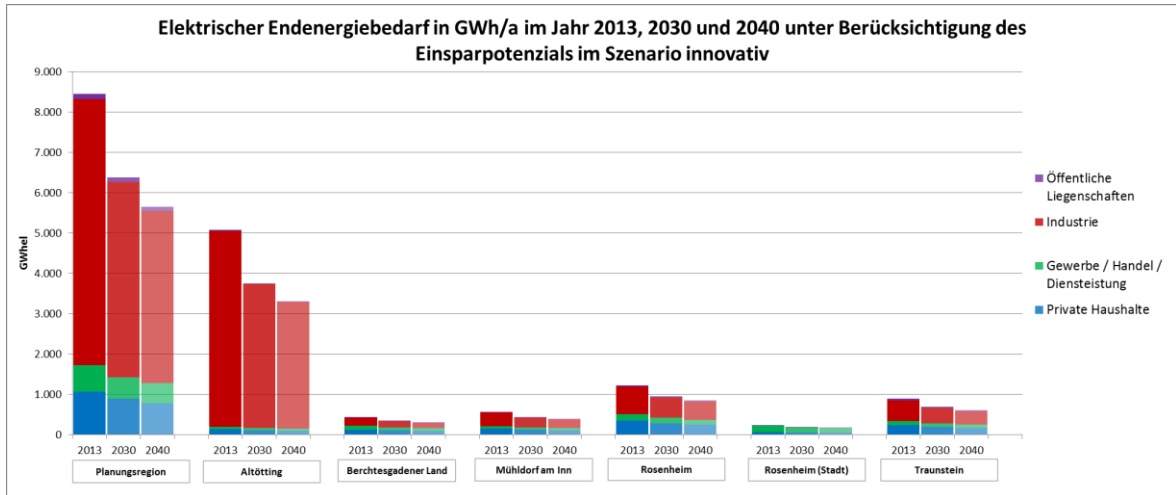


Abbildung 36: Elektrischer Endenergiebedarf in GWh/a im Jahr 2013, 2030 und 2040 unter Berücksichtigung des Einsparpotenzials im „Szenario innovativ“

Wird der thermische Endenergiebedarf betrachtet, so zeigt sich, dass dieser im „Referenzszenario“ bzw. im „Szenario innovativ“ bis zum Jahr 2040 in allen Landkreisen sowie der kreisfreien Stadt Rosenheim um ca. 27 % bzw. ca. 40 % reduziert werden kann. Auch im Bereich der thermischen Energieeinsparung hebt sich der Landkreis Altötting in der Höhe des Potenzials von den übrigen Landkreisen ab. Die prozentuale Einsparung hingegen ist in allen Landkreisen sowie der kreisfreien Stadt Rosenheim annähernd gleich.

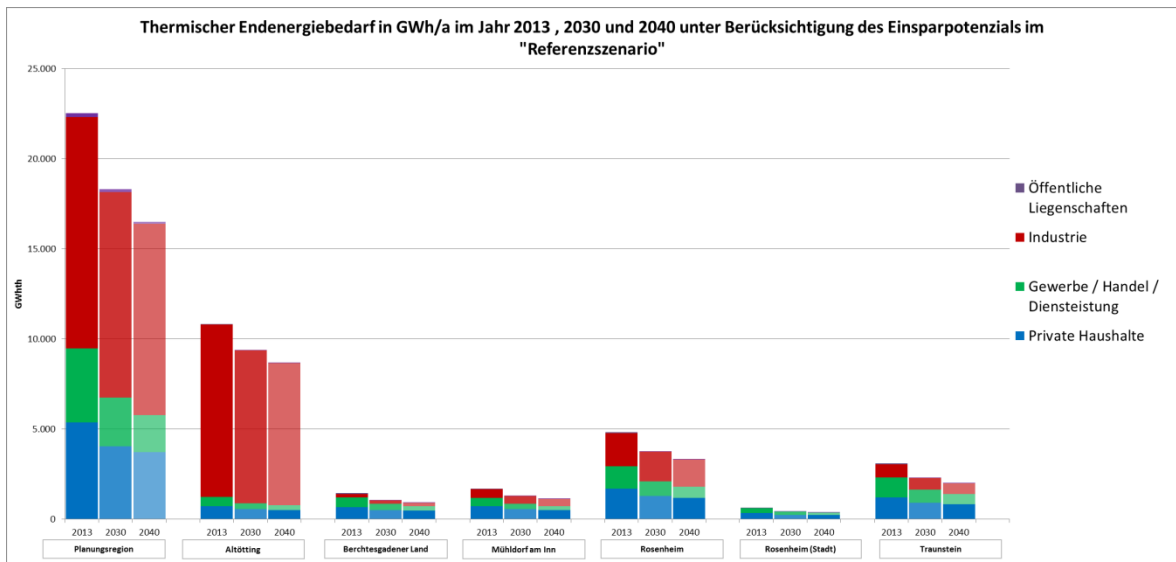


Abbildung 37: Thermischer Endenergiebedarf in GWh/a im Jahr 2013, 2030 und 2040 unter Berücksichtigung des Einsparpotenzials im „Referenzszenario“

Ergebnisse der Potenzialanalyse

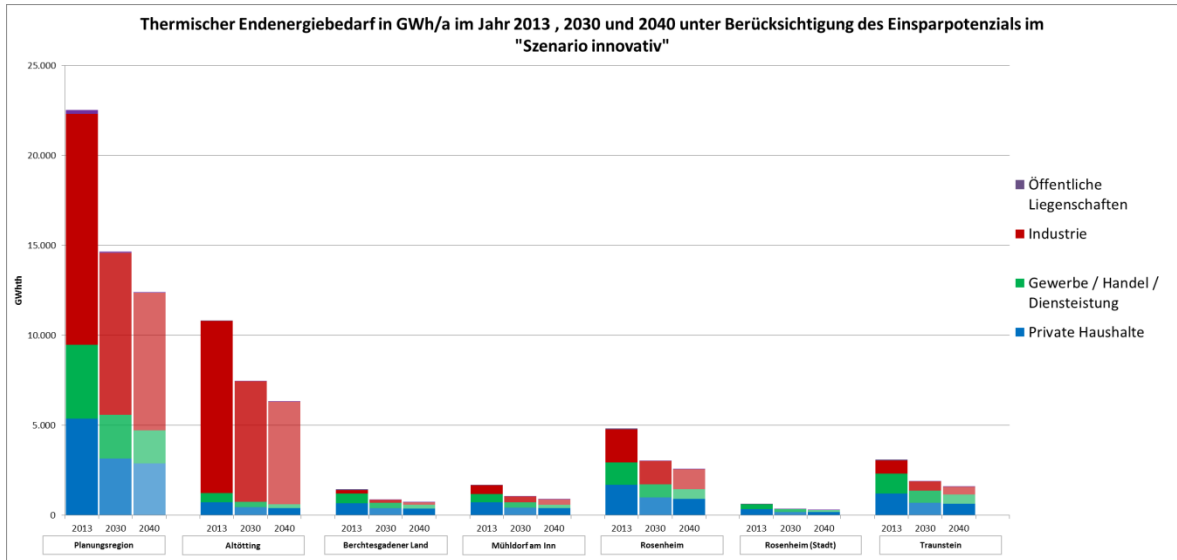


Abbildung 38: Thermischer Endenergiebedarf in GWh/a im Jahr 2013, 2030 und 2040 unter Berücksichtigung des Einsparpotenzials im „Szenario innovativ“

5.3 Demand Side Management

Das hier angeführte Kapitel kann als eine erste Hinführung zum Thema Demand Side Management dienen; eine tiefergehende Aussage hinsichtlich zu realisierender DSM-Potenziale kann jedoch nur mittels einer separaten Studie erfolgen.

Grundlagen für dieses Kapitel sind folgende Studien:

- Frontier Economics Ltd 2014: Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?, London
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) o.A.: Möglichkeiten der Lastverschiebung, URL: <http://www.dsm-bayern.de/dsm/was-ist-demand-side-management/moegliche-lastverschiebungen/>, aufgerufen am 25.01.2017.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2010: Dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2015., Berlin

Eine Abschätzung des DSM Potenzials im RPV ist auf Basis der Dena Netzstudie II wie in diesem Kapitel beschrieben und dem Pflichtenheft entsprechend durchgeführt worden.

Die Bemühungen, die erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Reduktion der elektrischen Energieerzeugung aus konventionellen Kraftwerken weiter auszubauen, führen im Stromversorgungssystem zu zunehmenden Schwankungen in der Stromerzeugung. Dies ist hauptsächlich auf die wetter- bzw. tageszeitenabhängigen erneuerbaren Energien (Wind- und Solarenergie) zurückzuführen. Ein Lösungsansatz, die Erzeugungsspitzen und –senken „abzufangen“, ist das „Demand Side Management“, welches auch unter dem Namen „Lastmanagement“ bekannt ist. Dabei sollen die Konsumenten elektrischer Energie von ihren gewöhnlichen Verbrauchsmustern abweichen und damit ihre Stromnachfrage freiwillig anpassen, um dadurch einen Ausgleich von zeitaufgelöster Nachfrage und Erzeugung im Stromnetz zu unterstützen und somit einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten. Anreize zur Anpassung des elektrischen Energieverbrauches auf die zum jeweiligen Zeitpunkt vorliegende Produktionslage elektrischer Energie und die Stromnetzbedürfnisse können mittels variabler Strompreise und Bonuszahlungen geschaffen werden [vgl. Klobasa 2009: S.23]. Möglichkeiten für die Anwendung von „Demand Side Management“ sind über alle Verbrauchergruppen hinweg gegeben, jedoch nicht immer technisch bzw. wirtschaftlich sinnvoll.

Ergebnisse der Potenzialanalyse

Im „Demand Side Management“ wird zwischen positiver und negativer Nachfrageflexibilität unterschieden. Von einer positiven Nachfrageflexibilität (positives DSM-Potenzial) wird bei einem Verzicht des Verbrauchers auf elektrische Energie (Lastreduktion) oder bei Verschiebung der Nachfrage auf einen späteren Zeitpunkt (Lastverschiebung) gesprochen. Die positive Nachfrageflexibilität wird bspw. dann benötigt, wenn Engpässe in der elektrischen Energieerzeugung oder eine hohe elektrische Energienachfrage vorliegen. Die negative Nachfrageflexibilität (negatives DSM-Potenzial) dagegen erfordert vom Kunden eine zeitweise Erhöhung der Nachfrage elektrischer Energie. Ein solcher Einsatz des „Demand Side Management“ erfolgt dementsprechend bei einem Überangebot elektrischer Energie im Stromnetz und kann beispielsweise durch Energiespeicher abgefangen werden [vgl. Frontier 2014: S.91]. Nachfolgende Abbildung 39 zeigt die verschiedenen Möglichkeiten zur Lastverschiebung.



Abbildung 39: Möglichkeiten der Lastverschiebung [Dena 2017]

5.3.1 Potenziale

Zur Potenzialermittlung für den Regionalen Planungsverband werden die Ergebnisse aus der DENA Netzstudie II [vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2010] zugrunde gelegt und durch das Themenfeld „Elektromobilität“ ergänzt. Die Netzstudie II bzw. deren Ergebnisse werden nachfolgend kurz beschrieben und letztlich für die Ermittlung des Potenzials für „Demand Side Management“ im Regionalen Planungsverband soweit zielführend zu Grunde gelegt. In der Dena Netzstudie II wird sowohl das negative als auch das positive DSM-Potenzial (je nach Szenario auch über alle Verbrauchergruppen) ausgewiesen und die Ermittlung der Potenziale erfolgt auf Basis fundierter Quellen und vergleichsweise aktueller Daten.

Die Dena Netzstudie II unterscheidet zwischen einem Referenzszenario und zwei weiterführenden Szenarien im Anhang der Studie. Die beiden weiterführenden Szenarien unterscheiden sich aus Kostensicht, jedoch weisen diese gleiche Potenziale im „Demand Side Management“ aus und werden somit in der folgenden Betrachtung als ein Szenario behandelt. Das Referenzszenario und die weiterführenden Szenarien grenzen sich in fünf wesentlichen Punkten voneinander ab:

- Im Referenzszenario werden ausschließlich Potenziale der Minutenreserve erschlossen, während in den weiterführenden Szenarien aufgrund der Bündelung und zentraler Steuerung der Prozesse Potenziale über die Minutenreserve hinaus, also auch im Bereich der Sekundär- und Primärenergieregelung erschlossen werden können.
- In den weiterführenden Szenarien wird von verschärften Mindestvorgaben aus der Politik in Bezug auf Stromzähler hin zu regelfähigen Zählern und von einer Kostendegression neuer Stromzähler (Smart Meter) durch Skaleneffekte ausgegangen.
- Außerdem wird in den weiterführenden Szenarien ein forcierter Roll-Out von Smart-Metern über alle Sektoren hinweg und eine damit einhergehende Kostendegression der Smart Meter durch Skaleneffekte erwartet.
- In der Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ findet in den weiterführenden Szenarien eine differenzierte Betrachtung unterschiedlicher Haushaltstypen in Abhängigkeit der Größe und der installierten Heizungs- und Warmwassersysteme statt.
- In den weiterführenden Szenarien wird mit einer aktuelleren Datengrundlage (Anhang der Studie ist später hinzugefügt worden) gerechnet.

Das bedeutet im Referenzszenario erfolgt eine Betrachtung der Potenziale unter den derzeitigen Rahmenbedingungen, während die weiterführenden Szenarien von einer optimistischeren Erschließung der DSM-Potenziale durch die Anpassung der Präqualifikationsanforderungen und neuer politischer Rahmenbedingungen ausgehen. Daraus resultiert, dass im Referenzszenario ausschließlich die Querschnittstechnologien im „Privaten Haushalt“ sowie die Prozessenergie in der Verbrauchergruppe „Industrie“ als DSM-Potenzial ausgewiesen werden können. Bei der Einbeziehung der weiteren Szenarien existieren zusätzlich DSM-Potenziale von Querschnittstechnologien in den Verbrauchergruppen „Industrie“ bzw. „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“ sowie Potenziale im Betrieb von Kläranlagen in der Verbrauchergruppe „Öffentliche Liegenschaften“. Die Ermittlung der Potenziale für jede Verbrauchergruppe erfolgt anhand der positiven und negativen DSM-Potenziale, der durchschnittlichen Netzlast, der Saisonalität der durchschnittlichen Netzlast des DSM-Prozesses auf Basis von Jahreszeiten, dem täglichen Verlauf der Netzlast und der Spezifikationen der Lastnachholung und der Speicherverluste. Weiter wird der Sektor „Elektromobilität“, wegen der verbraucherübergreifenden Potenziale, einzeln ausgewiesen. Im Folgenden werden einzig die Ergebnisse aus den weiterführenden Szenarien je Verbrauchergruppe dargestellt und gegebenenfalls auf den Regionalen Planungsverband heruntergebrochen.

Ergebnisse der Potenzialanalyse

Für die Übertragung der Ergebnisse wird für jede Verbrauchergruppe der Dena Netzstudie II das Verhältnis des ausgewiesenen DSM-Leistungspotenzials zum ausgewiesenen elektrischen Endenergiebedarf der Verbrauchergruppe gebildet. Mit diesem Kennwert wird dann der elektrische Endenergiebedarf der jeweiligen Verbrauchergruppe des Regionalen Planungsverbands multipliziert, um so überschlägig das DSM-Potenzial der Verbrauchergruppe zu ermitteln. Eine Übertragung dieser ermittelten Potenziale auf die Verbrauchergruppe „Industrie“ ist jedoch nicht ohne weiteres möglich, da die industriellen Prozesse zum einen stark von der Branche und zum anderen von den einzelnen Unternehmen abhängen. Für eine konkrete Analyse der DSM-Potenziale in dieser Verbrauchergruppe müsste deshalb eine Ermittlung der DSM - Potenziale in den einzelnen Werken und eine darauf folgende Aufsummierung für den Regionalen Planungsverband stattfinden.

Für eine erste Abschätzung der DSM-Potenziale in der „Industrie“ könnte das von der „Deutschen Energie-Agentur (dena)“ und dem „Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie (StMWi)“ zur Verfügung gestellte Tool „Kurzcheck: Demand Side Management“ angewendet werden. Dieses Tool ist im Zuge des Pilotprojektes „Demand Side Management Bayern“ erstellt worden und kann unter der URL „<http://www.dsm-bayern.de/toolbox/kurzcheck-dsm/>“ abgerufen werden.

Ergebnisse der Potenzialanalyse

Private Haushalte

Auf Basis der Dena Netzstudie II resultieren in Deutschland in den weiterführenden Szenarien ein gesamtes durchschnittliches negatives Potenzial von 32.049 MW_{el} und ein positives Potenzial in Höhe von 7.029 MW_{el}. Hieraus wiederum resultiert der oben beschriebenen Vorgehensweise entsprechend für den Regionalen Planungsverband ein negatives DSM-Potenzial in Höhe von ca. 335 MW_{el} und ein positives DSM-Potenzial von ca. 73 MW_{el}.

Verteilt sind die Potenziale auf die Querschnittstechnologien Nachtspeicherheizungen, Umwälzpumpen, Wärmepumpen, Warmwasserbereitung, Kühlschränke, Gefrierschränke, Waschmaschinen, Trockner und Spülmaschinen. Besonders bei den Nachtspeicherheizungen besteht ein hohes negatives Potenzial, welches sich auf über 25.000 MW in Deutschland (durchschnittlich) beläuft und somit deutlich höher als die negativen Potenziale der anderen Querschnittstechnologien ist. Die positiven Potenziale sind niedriger als die negativen und setzen sich hauptsächlich aus den Bereichen Nachtspeicherheizungen und Umwälzpumpen mit jeweils ca. 2.500 MW (durchschnittlich in Deutschland) zusammen. Hervorzuheben ist das hohe negative Potenzial der Nachtspeicheröfen, welches weit über den restlichen Potenzialen liegt (vgl. Abbildung 40).

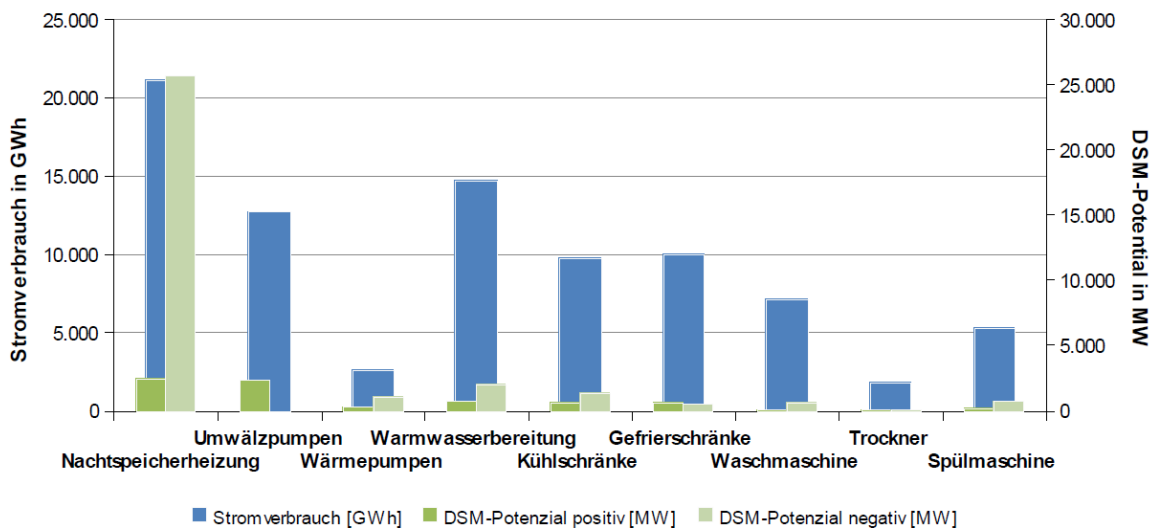


Abbildung 40: Übersicht durchschnittliche DSM-Potenziale für positive und negative Nachfrageflexibilität in der Verbraucherguppe „Private Haushalte“ [DENA 2010]

Ergebnisse der Potenzialanalyse

Gewerbe/Handel/Dienstleistung

Auf Grundlage der Dena Netzstudie II ergibt sich in Deutschland ein technisches Potenzial in Höhe von 2.420 MW_{el} für positive Nachfrageflexibilität und eines in Höhe von 14.275 MW_{el} für negative Nachfrageflexibilität. Auf Basis dieser Angaben wird, entsprechend der Vorgehensweise in der Verbrauchergruppe „Private Haushalte“, in der Verbrauchergruppe „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“ im Regionalen Planungsverband ein Potenzial für positive Nachfrageflexibilität in Höhe von ca. 7 MW_{el} und eines für negative Nachfrageflexibilität in Höhe von ca. 23 MW_{el} ermittelt.¹⁷

Abbildung 41 zeigt für die Verbrauchergruppe „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“ wie sich das ausgewiesene negative und positive Potenzial Deutschlands bezogen auf die einzelnen Querschnittstechnologien Prozesskälte, Prozesswärme, Belüftung, Klimakälte und Heizsysteme verteilt. Wie in der Verbrauchergruppe „Private Haushalte“, ergibt sich ein hohes negatives Potenzial bei den Heizsystemen, welches zum Großteil aus Nachtspeicherheizungen resultiert (mehr als 9.000 MW_{el} im deutschen Durchschnitt). Auch bei den positiven Potenzialen zur Steigerung der Nachfrageflexibilität sind die Heizsysteme mit knapp 1.000 MW_{el} führend, gefolgt von Prozesskälte, Klimakälte, Belüftung und Prozesswärme (vgl. Abbildung 41). Bei den negativen Potenzialen der Heizsysteme sind entsprechend den „Privaten Haushalten“ auch hier die Nachtspeicheröfen entscheidend.

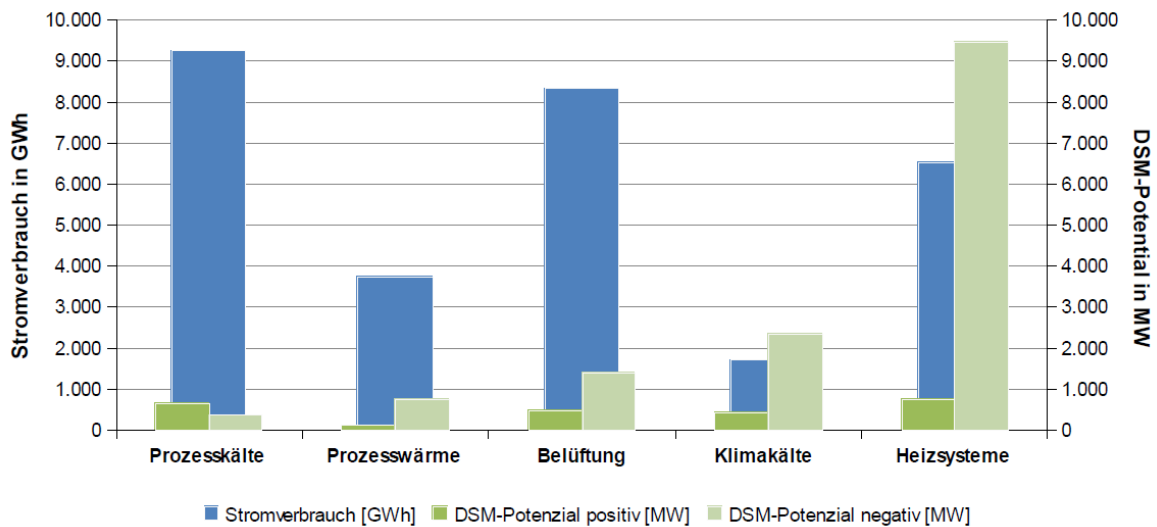


Abbildung 41: Übersicht durchschnittliche DSM-Potenziale für positive und negative Nachfrageflexibilität in der Verbrauchergruppe Gewerbe/Handel/Dienstleistung [Dena 2010]

¹⁷ Abweichend von der Dena Netzstudie ist im ausgewiesenen Potenzial für Gewerbe/Handel/Dienstleistung des Regionalen Planungsverbands das DSM-Potenzial für Heizsysteme nicht enthalten, da dieses im Falle des regionalen Planungsverbands zu 100 % der Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ zugeordnet worden ist. Dies ergibt sich aus zugrunde liegenden Daten für die Erstellung der Energiebilanz (Netzbetreiber, z.B. Bayernwerk).

Ergebnisse der Potenzialanalyse

Industrie

Den Ausführungen der Dena Netzstudie II entsprechend können in den weiterführenden Szenarien in Industrieprozessen bei positiver Nachfrageflexibilität 1.811 MW_{el} und bei negativer Nachfrageflexibilität 410 MW_{el} sowie bei den Querschnittstechnologien 4.722 MW_{el} bei positiver Nachfrageflexibilität und 3.523 MW_{el} bei negativer Nachfrageflexibilität erzielt werden.

Auffällig bei den für Deutschland ermittelten Potenzialen bei den energieintensiven Prozessen sind die hohen negativen und positiven Potenziale im Sektor Chemie, welcher im Regionalen Planungsverband Südostoberbayern stark vertreten ist. Auch in den in der Planungsregion vertretenen Branchen Zement und Papier sind positive und negative DSM-Potenziale zu erzielen. Zusätzlich ermöglichen Prozesse in den Sektoren Stahl und Aluminium positive DSM-Potenziale, wobei das höchste positive Potenzial in Prozessen der Stahlindustrie existiert. Entscheidend ist auch, dass in allen Sektoren die positiven Potenziale überwiegen, mit welchen Energieengpässe abgefangen werden können und somit einen Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet werden kann (vgl. Abbildung 42).

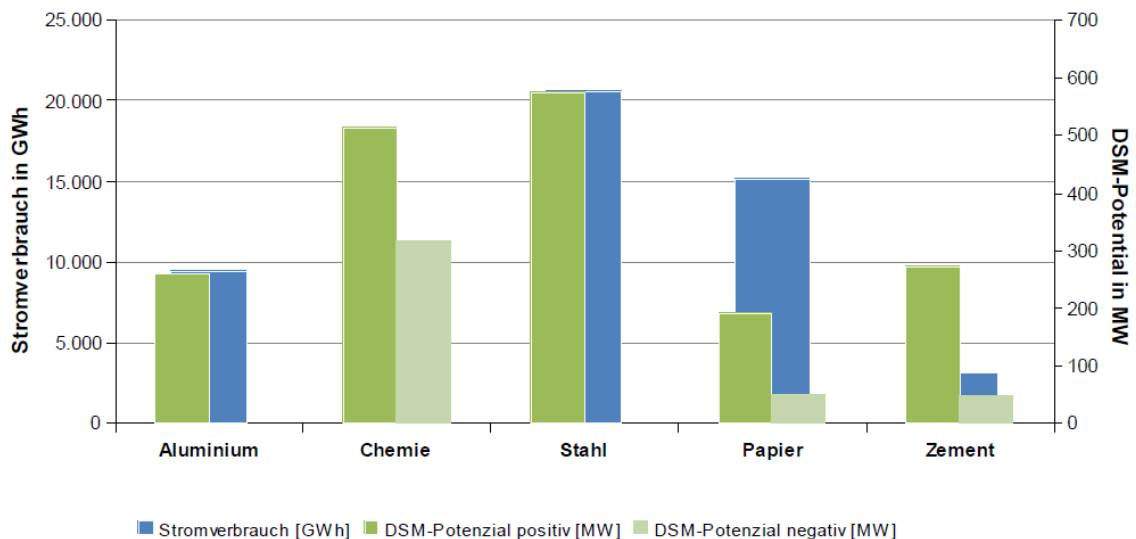


Abbildung 42: Übersicht durchschnittliche DSM-Potenziale der energieintensiven Einzelprozesse in der Verbrauchergruppe „Industrie“ [Dena 2010]¹⁸

Exkurs „Power to Heat“

Power to Heat beschreibt die Umwandlung von elektrischer Energie in thermische Energie und könnte im Regionalen Planungsverband (Chemiedreieck) ein DSM-Potenzial im großen Stil bedeuten. Power to Heat bietet dabei zwei Vorteile, zum einen kann Strom aus erneuerbaren Energien, der ansonsten abgeregelt werden würde, genutzt werden und zum anderen dem Strommarkt zusätzliche Flexibilität bieten. Auch dieses Potenzial müsste jedoch in einer separaten Studie detailliert werden.

¹⁸ Der Stromverbrauch der Chemieindustrie ist in der Grafik aus der Dena-Netzstudie II nicht enthalten. Er beträgt, gemäß textlicher Ausführung der Studie ca. 16.000 GWh.

Ergebnisse der Potenzialanalyse

Die Querschnittstechnologien Prozesskälte, Belüftung und Druckluft bergen in der Industrie sowohl negative als auch positive DSM-Potenziale. Hinsichtlich der negativen Potenziale führt die Druckluft mit über 2.500 MW_{el} gefolgt von Prozesskälte und Belüftung die Querschnittstechnologien an. Wobei bei den positiven Potenzialen die Prozesskälte mit ca. 2.000 MW_{el} vor Druckluft und Belüftung die höchsten Potenziale ausweist.

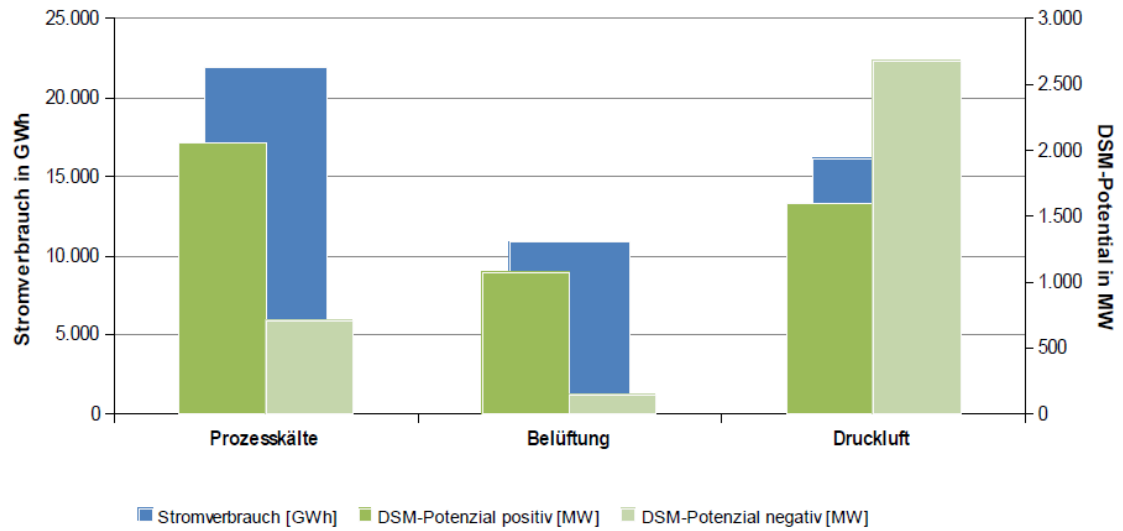


Abbildung 43: Übersicht durchschnittliche DSM-Potenziale der Querschnittstechnologien im Industriesektor [Dena 2010]

Ergebnisse der Potenzialanalyse

Öffentliche Liegenschaften

Im Bereich der „Öffentlichen Liegenschaften“ behandelt die Netzstudie ausschließlich DSM-Potenziale von Kläranlagen, welche im deutschen Durchschnitt ein positives DSM-Potenzial von 131 MW_{el} aufweisen (0,3 MW_{el}¹⁹ im Regionalen Planungsverband). Für die Bildung des gesamten Potenzials im Regionalen Planungsverband wird deshalb der Kennwert aus der Verbrauchergruppe „Gewerbe/Handel/Dienstleistung“ auf die „Öffentlichen Liegenschaften abzgl. bekannter Kläranlagen“ übertragen. Daraus resultiert in Summe ein durchschnittliches positives Potenzial im Planungsverband in Höhe von ca. 1 MW_{el} und ein negatives Potenzial von ca. 4 MW_{el}.

Elektromobilität

Mit der Forcierung der Elektromobilität durch die Bundesregierung werden gleichzeitig neue elektrische Speicher in Form der Batterie in den Umlauf gebracht. Dadurch können mit der Förderung flexibler Ladezeiten positive und negative Potenziale in puncto Demand Side Management generiert werden. Die Potenziale sind jedoch abhängig von den Verkaufszahlen der elektrischen Verkehrsmittel und sind aktuell in keiner bekannten Studie explizit ausgewiesen.

¹⁹ Bezogen auf die vorliegenden Verbräuche aus den Datenerfassungen der Kommunen

5.3.2 Voraussetzungen für Demand Side Management

Um die in Kapitel 5.3.1 beschriebenen Potenziale nutzen zu können ist eine Zusammenarbeit zwischen Energieversorger und Verbraucher notwendig.

Beim „Demand Side Management“ wird zwischen indirekten und direkten Demand Side Management unterschieden. Im indirekten „Demand Side Management“ beeinflusst der Energieversorger den Verbraucher, indem Anreize geschaffen werden zu einer bestimmten Zeit mehr bzw. weniger Energie zu konsumieren. Dies geschieht beispielsweise derzeit mit dem Hoch-/Niedertarifmodell, mit welchem die Kunden durch günstigere Tarife animiert werden sollen in Schwachlastzeiten mehr Energie zu verbrauchen, als in Hochlastzeiten und damit teureren Tarifen. Ein Beispiel dafür sind Nachtspeicheröfen, die während der Nacht mit günstigem Strom versorgt werden und bei teurem Hochtarifstrom am Tag mit der gespeicherten Energie heizen. Vorteilhaft bei diesem Modell ist die einfache Umsetzung mit einem Tarifsysteem. Nachteilig ist jedoch die geringe Flexibilität, da nicht direkt gesteuert werden kann, wann Energie abgerufen wird. Abhilfe schafft das System des direkten Demand Side Management, bei dem der Versorger direkt beeinflussen kann, wann wie viel Energie, im Rahmen der möglichen Lastverschiebung, verbraucht wird. Für eine erfolgreiche Umsetzung, muss zum einen von den Versorgern die nötige Infrastruktur und ein passendes Tarifmodell mit Anreizen für den Einsatz beim Verbraucher bestehen und zum anderen bei den Kunden die Hardware und das nötige Interesse sowie Einverständnis zu einer Fernsteuerung ihrer Anwendungen vorliegen [Klobasa 2009: S. 98 ff.].

Für eine erfolgreiche Umsetzung der Demand Side Management Potenziale bedarf es eines Modells, welches aus indirektem und direktem Demand Side Management besteht. Ein wichtiger Punkt dabei sind monetäre Anreize (z.B. über passende Tarifsysteme) für die Verbraucher, um sich mit Lastverschiebungen auseinanderzusetzen, Gewohnheiten zu ändern und Investitionen zu tätigen. Denn zur aktiven Umsetzung vorhandener DSM-Potenziale ist über alle Verbrauchergruppen hinweg zum einen ein Smart Meter und zusätzlich für jede Anwendung elektrischer Energie eine Steuerungsbox notwendig.

Bezugnehmend auf die Potenziale des Referenzszenarios ist besonders auf die Nachtspeicheröfen im „Privaten Haushalt“ und die Industrieprozesse einzugehen, da hier das höchste Potenzial für „Demand Side Management“ vorliegt. Um diese DSM-Potenziale im Planungsverband zu heben ist einerseits eine enge Kommunikation mit den Energieversorgern und das Ausarbeiten gemeinsamer Konzepte denkbar und andererseits eine gezielte Information der jeweiligen Verbrauchergruppen, entsprechende Modelle der Energieversorger vorausgesetzt, notwendig. In der „Industrie“ spielt das Lastenmanagement bereits eine Rolle, da hier durch den Leistungspreis erhebliche Kosten durch die Vermeidung von Lastspitzen eingespart werden können. Hier sollte in Zusammenarbeit zwischen den Versorgern und den Industriebetrieben ein Konzept erstellt werden, mit welchem nicht nur die Lasten reduziert werden, sondern auch die dennoch vorliegenden Spitzenlasten, wenn möglich, derart verschoben werden können, dass das Stromnetz in den richtigen Zeiten ent- bzw. belastet wird.

6 Zusammenführung der Ergebnisse (Steckbriefe)

Die Ergebnisse der Kapitel 4 und 5, also die Ergebnisse der Ist-Analyse sowie der Potenzialanalyse werden in, mit dem Auftraggeber sowie den einzelnen Fachleuten, abgestimmten Steckbriefen zusammengefasst. Dementsprechend werden in Summe 152 Kommunalsteckbriefe, fünf Landkreissteckbriefe sowie ein Steckbrief für die gesamte Planungsregion erstellt.

Die Steckbriefe sind sowohl nach Abschluss der Ist-Analyse als auch nach Ergänzung der Ergebnisse der Potenzialanalyse an die einzelnen Kommunen zur Verifizierung der Daten und Abstimmung der Ergebnisse versendet worden.

Jeder Steckbrief sowohl auf Ebene der Kommunen, der Landkreise und der gesamten Planungsregion besteht insgesamt aus sechs Seiten und hat folgenden Aufbau:

- **Seite 1: Allgemeine Angaben**

Es werden allgemeine Angaben der Kommune, des Landkreises oder der Planungsregion, wie der Gemeindeschlüssel, die Einwohnerzahl und Fläche dargestellt. Zudem wird der gesamte Endenergiebedarf, bestehend aus elektrischem und thermischem Endenergiebedarf sowie der Anteil der erneuerbaren Energien an diesem, beziffert (vgl. Abbildung 44, links).

- **Seite 2: Elektrischer Endenergiebedarf und erneuerbare Erzeugung**

Es wird einerseits der elektrische Endenergiebedarf differenziert nach den Verbrauchergruppen²⁰ sowie in Summe und andererseits die elektrische erneuerbare Energieerzeugung nach erneuerbaren Energieträgern sowie in Summe, dargestellt (vgl. Abbildung 44, rechts).

- **Seite 3: Thermischer Endenergiebedarf, Gebäudetypologie und erneuerbare Erzeugung**

Entsprechend dem elektrischen Endenergiebedarf wird auf dieser Seite des Steckbriefs einerseits der thermische Endenergiebedarf nach Verbrauchergruppen sowie in Summe und andererseits die Anteile der einzelnen Energieträger (fossil und erneuerbar) am thermischen Endenergiebedarf, abgebildet. Daneben stellt diese Seite auch die in der jeweiligen Kommune/Landkreis/Planungsregion vorliegende Gebäudetypologie gemäß Zensus dar (vgl. Kapitel 3.4.2) (vgl. Abbildung 45, links).

- **Seite 4: Energie- und CO₂-Bilanz**

Diese Seite stellt sowohl das Ergebnis der Energie- als auch das Ergebnis der CO₂-Bilanz dar. Das bedeutet, dass der elektrische sowie der thermische Endenergiebedarf und der Anteil der erneuerbaren Energien und der gesamte Endenergiebedarf aufgeführt werden auf dessen Basis sich die CO₂-Bilanz der Kommune, des Landkreises bzw. der Planungsregion ergibt. Zudem werden die CO₂-Emissionen nach Verbrauchergruppen sowie in Summe dargestellt. Die „vermiedenen“ CO₂-Emissionen, resultierend aus der bestehenden erneuerbaren Energieerzeugung, werden separat ausgewiesen (vgl. Abbildung 45, rechts).

²⁰ Die Verbrauchergruppen werden je nach vorhandenen Daten unterschiedlich „benannt“, dadurch wird bspw. ersichtlich, ob in der jeweiligen Kommune im Rahmen der Datenerfassung Angaben zu den öffentlichen Liegenschaften gemacht worden sind. Dies gilt auch für alle anderen Abschnitte im Steckbrief in denen die einzelnen Verbrauchergruppen dargestellt werden.

Zusammenführung der Ergebnisse (Steckbriefe)

• **Seite 5: Technische Energieeinsparpotenziale (bis 2030)/erneuerbare Energiepotenziale**

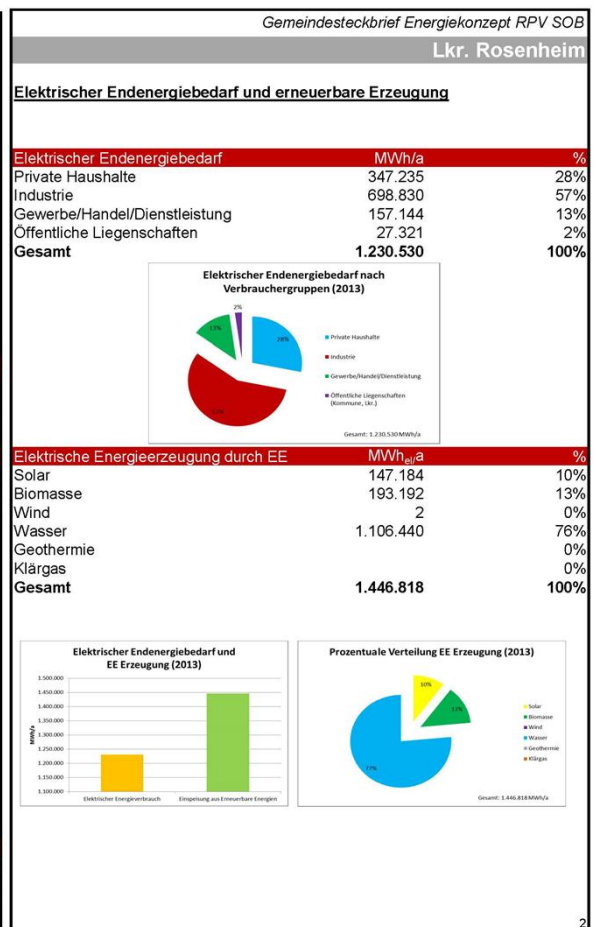
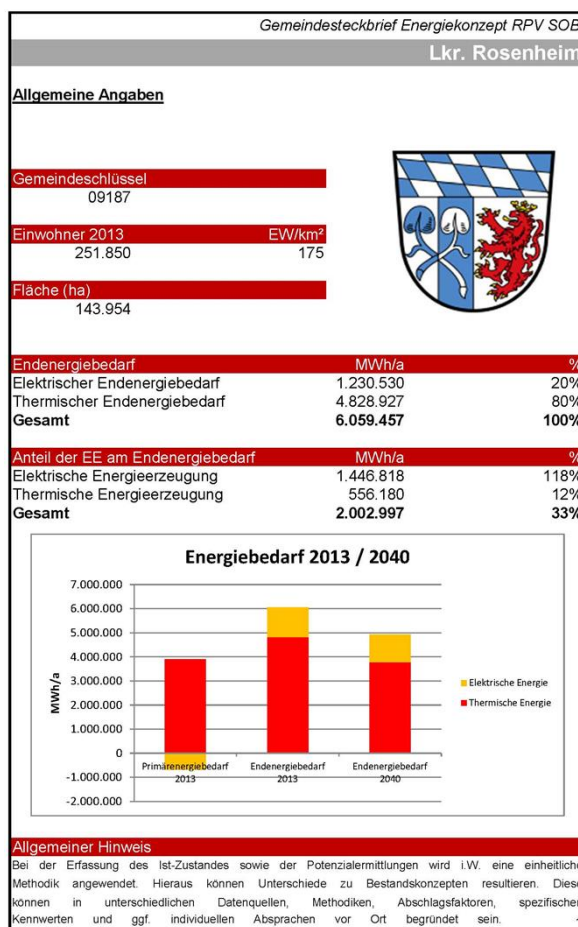
Es werden die möglichen Energieeinspar- und Effizienzpotenziale im „Referenzszenario“ bis zum Jahr 2030, nach Verbrauchergruppen sowie differenziert nach elektrischer und thermischer Energie, aufzeigt. Daneben wird das Zubaupotenzial erneuerbarer Energien nach den verschiedenen, in den einzelnen Fachlosen untersuchten, erneuerbaren Energieträgern dargestellt (vgl. Abbildung 46, links).

• **Seite 6: Vergleich**

Abschließend werden die ermittelten Werte aus der Ist-Analyse sowie der Potenzialanalyse der einzelnen Kommune/der Landkreise mit den Mittelwerten des Planungsverbands verglichen, um eine Einordnung der jeweiligen Kommune bzw. des Landkreises zu ermöglichen (vgl. Abbildung 46, rechts).

• **Seite 7: Erläuterungen zum Steckbrief**

Im Beiblatt werden einzelne Inhalte zum besseren Verständnis und zur Nachvollziehbarkeit beschrieben (siehe Abbildung 47).



Zusammenführung der Ergebnisse (Steckbriefe)

Abbildung 44: Steckbrief Seite 1 und 2 (beispielhaft Landkreis Rosenheim)

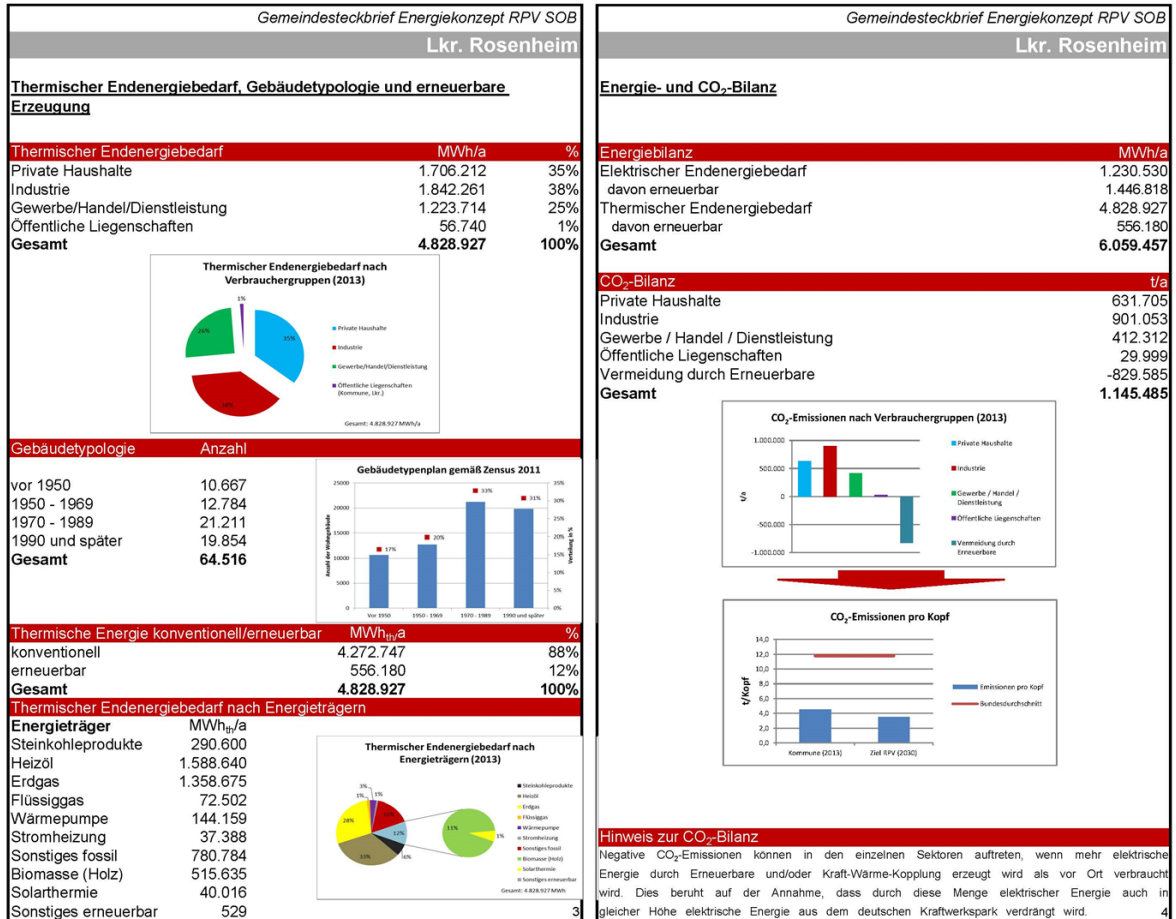
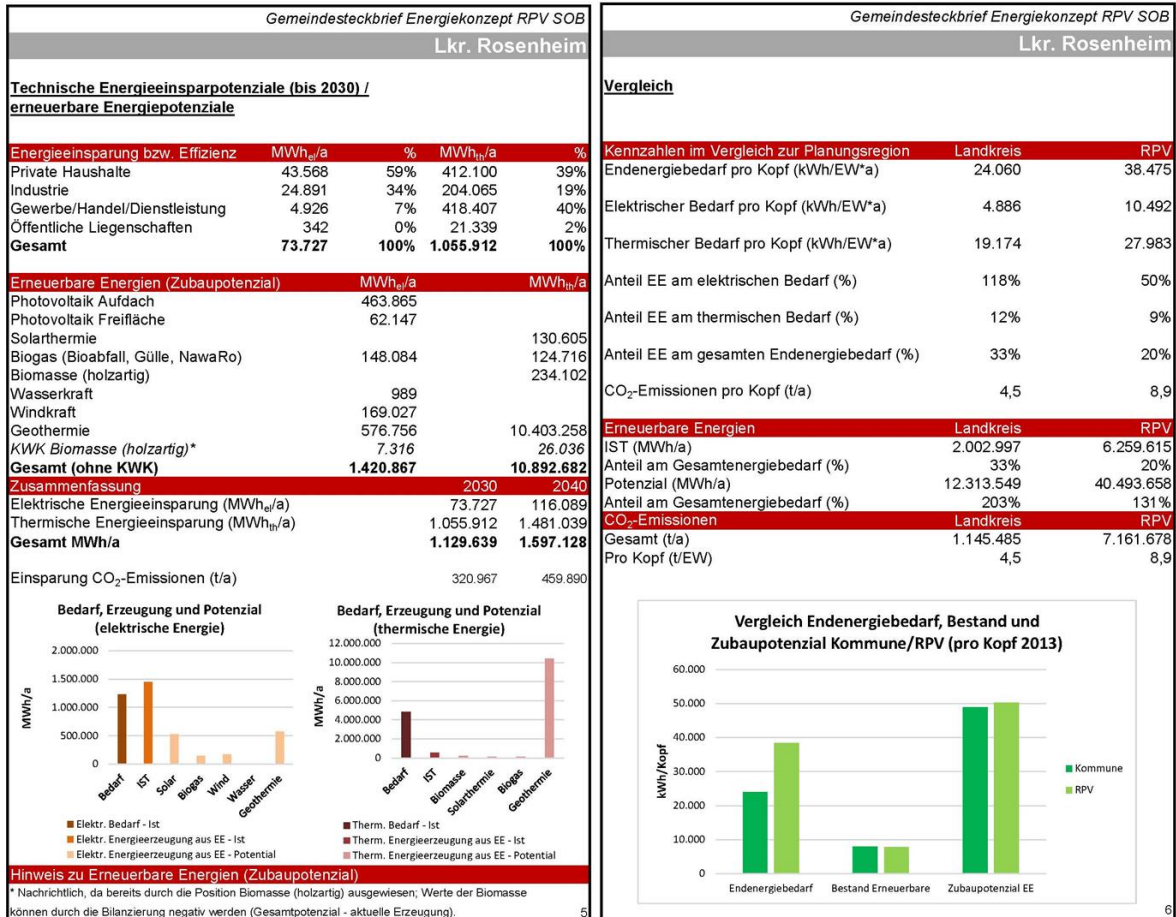


Abbildung 45: Steckbrief Seite 3 und 4 (beispielhaft Landkreis Rosenheim)

Zusammenführung der Ergebnisse (Steckbriefe)



Hinweis zu Erneuerbare Energien (Zubaupotenzial)
 * Nachrichtlich, da bereits durch die Position Biomasse (holzartig) ausgewiesen, Werte der Biomasse können durch die Bilanzierung negativ werden (Gesamtpotenzial - aktuelle Erzeugung).

Abbildung 46: Steckbrief Seite 5 und 6 (beispielhaft Landkreis Rosenheim)

Zusammenführung der Ergebnisse (Steckbriefe)

Gemeindesteckbrief Energiekonzept RPV SOB			
Erläuterungen zum Steckbrief			
Bezugsjahr			
Die IST-Werte im Steckbrief beziehen sich auf das Jahr 2013. Für die Bilanzierung ist das Jahr 2013 gewählt worden, da für dieses Bilanzjahr zum Zeitpunkt der Datenerhebung (Ende 2015/Anfang 2016) letztmalig vollständige Daten von den EVU zur Verfügung standen. Dies liegt vor allem an einer rollierenden Abrechnungsmethode durch das Bayerwerk. Das ausgewiesene technische Energieeinsparpotenzial ist jenes, welches bis zum Jahr 2030 im Vergleich zum Bezugsjahr 2013 realisiert werden kann.			
Erläuterung Primärenergiebedarf			
Der Primärenergiebedarf umfasst zusätzlich zum eigentlichen Energiebedarf die Energiemenge, die durch vorgelagerte Prozessketten (Gewinnung, Umwandlung und Verteilung) benötigt wird. Ein negativer Primärenergiebedarf kann auftreten, wenn mehr elektrische Energie durch Erneuerbare und/oder Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird als vor Ort verbraucht wird. Dies beruht auf der Annahme, dass durch diese Menge elektrischer Energie auch in gleicher Höhe elektrische Energie aus dem deutschen Kraftwerkspark verdrängt wird.			
Beschreibung der Energieeinsparpotenziale			
Die Energieeinsparpotenziale werden auf Basis der Studie „Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken“ für jede Kommune ermittelt. In den Steckbriefen werden die Werte aus dem Referenzszenario dargestellt. Dieses legt eine ambitionierte Fortsetzung der momentanen Energie- und Klimaschutzpolitik zugrunde und ist auch gemäß Beschluss der Steuerungsrunde die Grundlage für die Energiestrategie der Planungsregion.			
Erläuterung Biomassepotenzial			
Die Nutzung des technischen Zubaupotenzials kann regional Einschränkungen unterliegen. Insbesondere in den Gemeinden mit einem geringem Anteil an Ackerland an den landwirtschaftlich genutzten Flächen kann dies zu einem verminderten tatsächlichen Zubaupotenzial führen.			
Erläuterung Geothermiepotenzial			
Die tiefergeothermische Nutzung erfordert eine bergrechtliche Konzession, die nicht an Gemeindegrenzen gebunden ist. Die daraus resultierende Diskrepanz zwischen der Summe aus allen Gemeindepotenzialen im RPV 18 und dem ausgewiesenen regionalen Gesamtpotenzial auf Landkreisebene wird im Schlussbericht zur Potenzialstudie ausführlich erläutert.			
Abkürzungsverzeichnis			
a	Jahr	kWh	Kilowattstunden
CO ₂	Kohlendioxid	Lkr.	Landkreis
EE	erneuerbare Energien	MWh	Megawattstunden
EW	Einwohner	MWh _{el}	Megawattstunden elektrisch (Strom)
ggf.	gegebenenfalls	MWh _{th}	Megawattstunden thermisch (Wärme)
ha	Hektar	RPV	Regionaler Planungsverband
i.W.	im Weiteren	SOB	Südostoberbayern
km ²	Quadratkilometer	t	Tonnen

Abbildung 47: Erläuterungen zum Steckbrief

7 Energiestrategie

Auf Basis der durchgeführten Befragung der Kommunen in Kombination mit der in den vorangegangenen Kapiteln dargestellten Analyse des energetischen Ist-Zustands des Regionalen Planungsverbands Südostoberbayern sowie der durchgeführten Potenzialanalyse der Energieeffizienz- und Einsparpotenziale sowie der erneuerbaren Energiepotenziale, ist es Ziel dieses Kapitels eine Energiestrategie für die Planungsregion zu entwerfen. Die hierfür notwendigen Maßnahmen (Umsetzung der identifizierten Potenziale) sollen dann in einem zweiten Schritt sowohl für den gesamten Regionalen Planungsverband als auch für die einzelnen Landkreise aufgezeigt werden. Ferner sollen auf Basis der entworfenen Energiestrategie der notwendige Ausbau erneuerbarer Energien in den einzelnen Landkreisen und der Stadt Rosenheim sowie die Auswirkungen des zur Zielerreichung notwendigen Ausbaus erneuerbarer Energien auf das Stromnetz (vgl. Kapitel 8) aufgezeigt werden.

7.1 Auswertung Fragebogen

Neben den durchgeführten quantitativen Analysen ist der durch das Institut für Systemische Energieberatung erarbeitete Fragebogen (siehe Anlage II) ein weiterer Baustein für die Erarbeitung der Energiestrategie für die Planungsregion Südostoberbayern.²¹

Der Fragebogen umfasst die beiden Themenfelder „Fragen in Bezug auf den Regionalen Planungsverband“ und „Fragen in Bezug auf die jeweilige Kommune“, wobei zu beiden Themenfeldern in Summe 14 Fragen gestellt worden sind. Beantwortet haben den Fragebogen insgesamt 89 der 152 Kommunen der Planungsregion Südostoberbayern. Dies entspricht einer Rücklaufquote von ca. 60 % (vgl. Abbildung 48). Um eine möglichst hohe Rücklaufquote zu erhalten, ist einerseits eine Erinnerungsmail an alle Kommunen vor Ablauf der Bearbeitungsfrist versendet und andererseits sind alle „fehlenden“ Kommunen nochmals telefonisch kontaktiert worden.

²¹ Fragebogen wurde mit LOS 2-4 abgestimmt

Energiestrategie

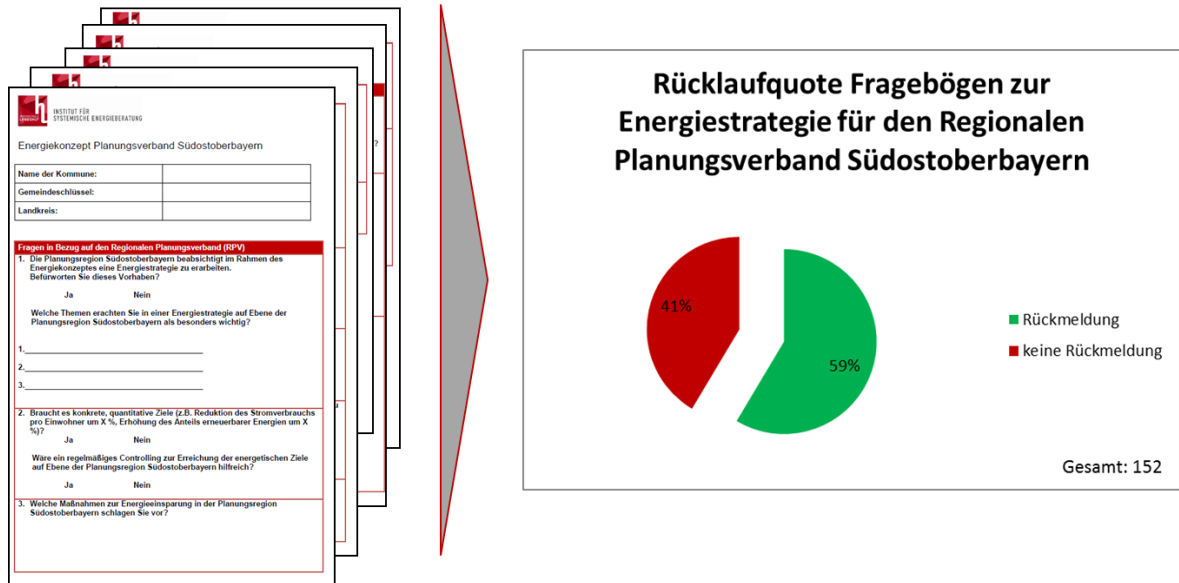


Abbildung 48: Fragebogen Energiestrategie und Rücklaufquote

Die nachfolgenden Abbildungen stellen die Auswertung ausgewählter Fragen aus den beiden Themenfeldern dar und werden durch die dann folgenden Kernaussagen bewertet und analysiert.

„Fragen in Bezug auf den Regionalen Planungsverband“

Grundsätzlich sind 74 der 89 Kommunen, die den Fragebogen beantwortet haben, der Ansicht, dass es sinnvoll ist, eine Energiestrategie für die Planungsregion zu erarbeiten.

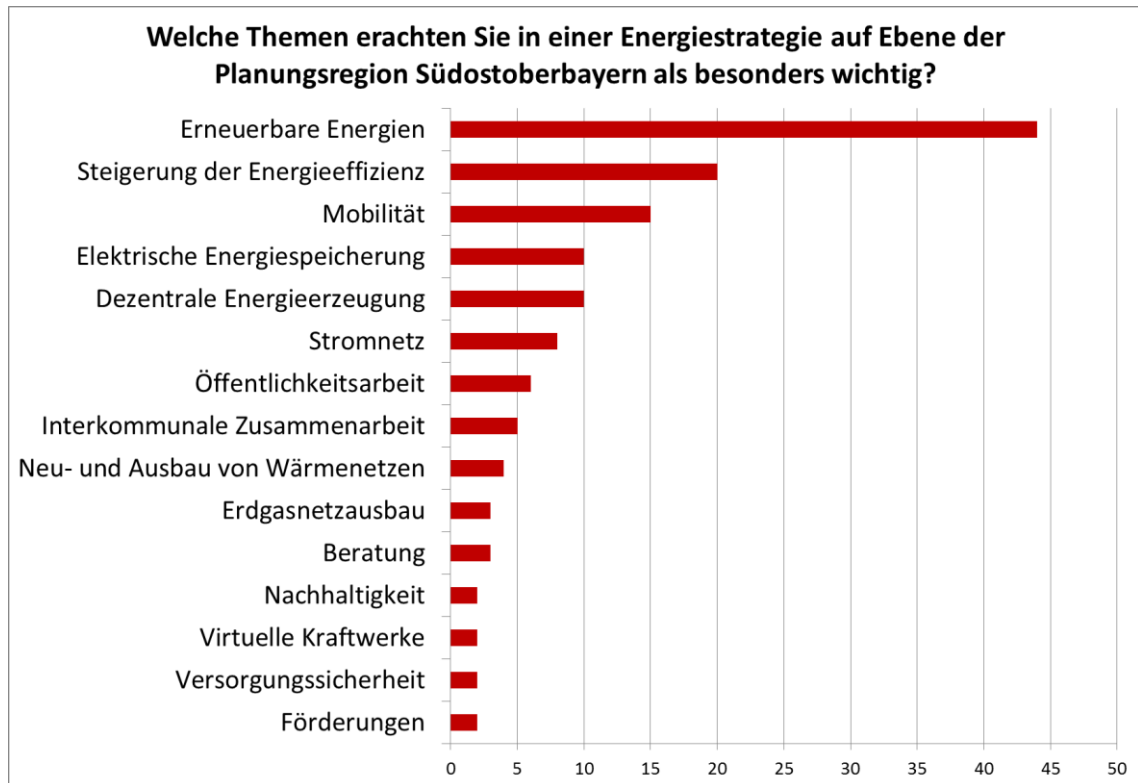


Abbildung 49: Wichtige Themen für die Energiestrategie (maximal drei Nennungen möglich)

Kernaussagen zu Abbildung 49:

- Als besonders wichtige Themen für die Energiestrategie der Planungsregion sehen die Kommunen die erneuerbaren Energien sowie die Steigerung der Energieeffizienz.
- Daneben wird vor allem der Sektor Mobilität als wichtig erachtet.²²
- Auch das Stromnetz sollte in der Energiestrategie nach Ansicht der Kommunen berücksichtigt werden.

²² Der Sektor Mobilität wird im Rahmen der Erarbeitung des Energiekonzepts für die Planungsregion Südostoberbayern nicht betrachtet.

Energiestrategie

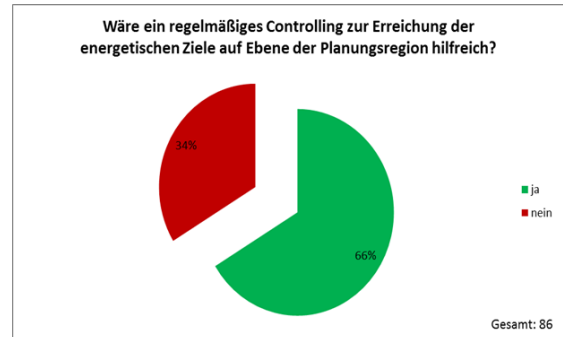


Abbildung 50: Definition quantitativer Ziele und Controlling

Kernaussagen zu Abbildung 50:

- Knapp 60 % der Kommunen sind der Meinung, dass für eine Energiestrategie in der Planungsregion die Definition konkreter, quantitativer Ziele notwendig ist (vgl. Abbildung 50, links).
- Knapp 70 % der Kommunen erachten es in diesem Zusammenhang auch als sinnvoll, dass ein regelmäßiges Controlling hinsichtlich der Erreichung der definierten Ziele durchgeführt wird (vgl. Abbildung 50, rechts); allerdings setzt ein Controlling die Definition quantitativer Ziele voraus.

Werden die Kommunen hinsichtlich der Bereitschaft zur Einplanung entsprechender Haushaltsmittel zur Durchführung eines regelmäßigen Controllings befragt, so sind dazu nur 45 % bereit²³. Geht es dagegen um die Bereitschaft Haushaltsmittel für die Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen zur Verfügung zu stellen, so sind hierfür 92 %²⁴ der Kommunen bereit.

²³ Diese Frage ist von insgesamt 77 Kommunen beantwortet worden.

²⁴ Diese Frage ist von insgesamt 78 Kommunen beantwortet worden.

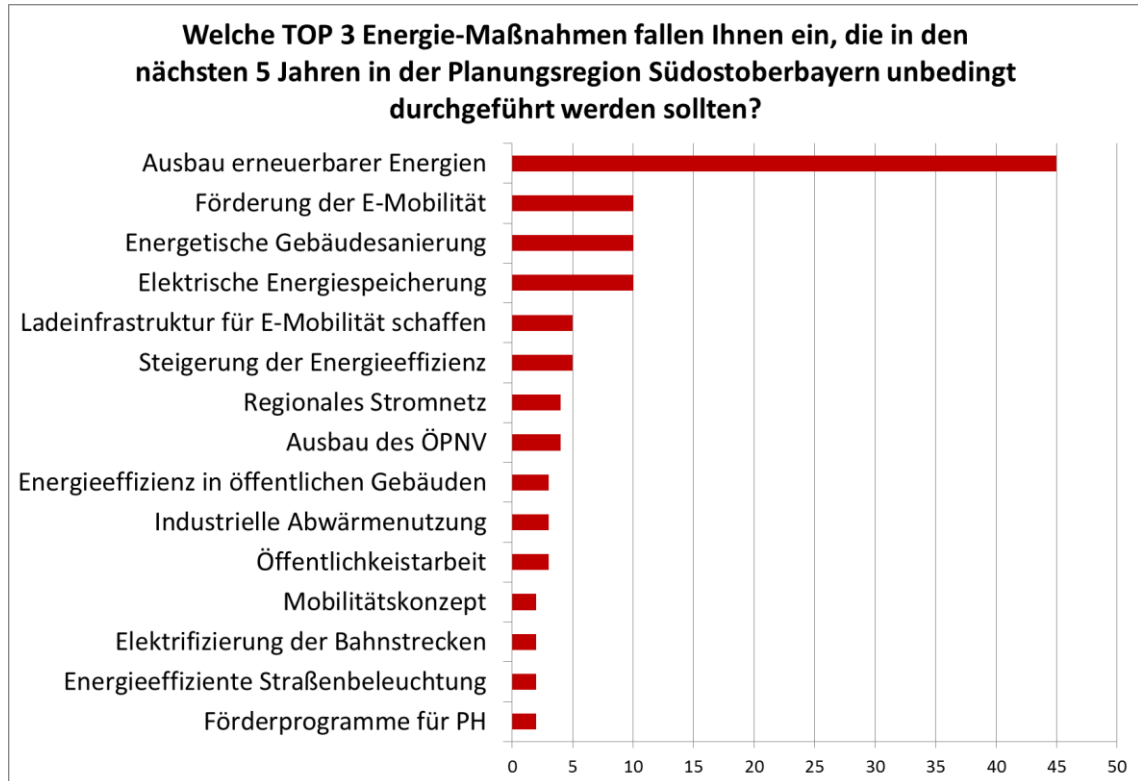


Abbildung 51: Umzusetzende Maßnahmen in der Planungsregion in den nächsten 5 Jahren

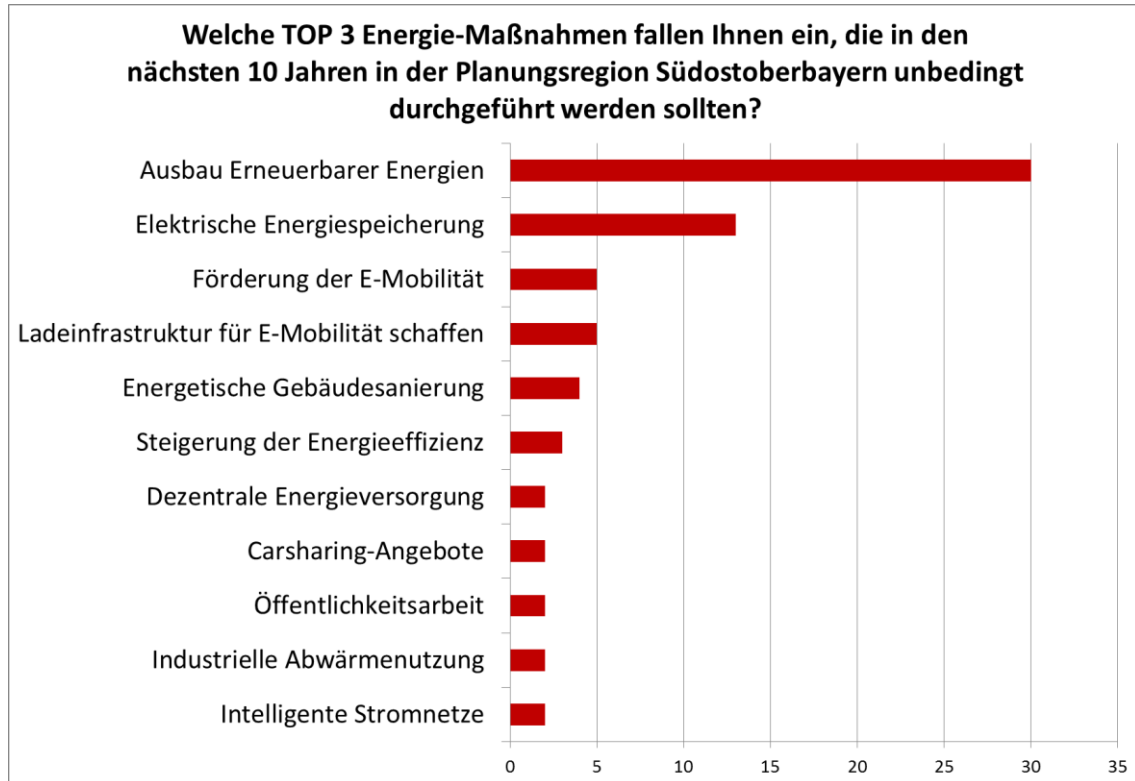


Abbildung 52: Umzusetzende Maßnahmen in der Planungsregion in den nächsten 10 Jahren

Kernaussagen zu

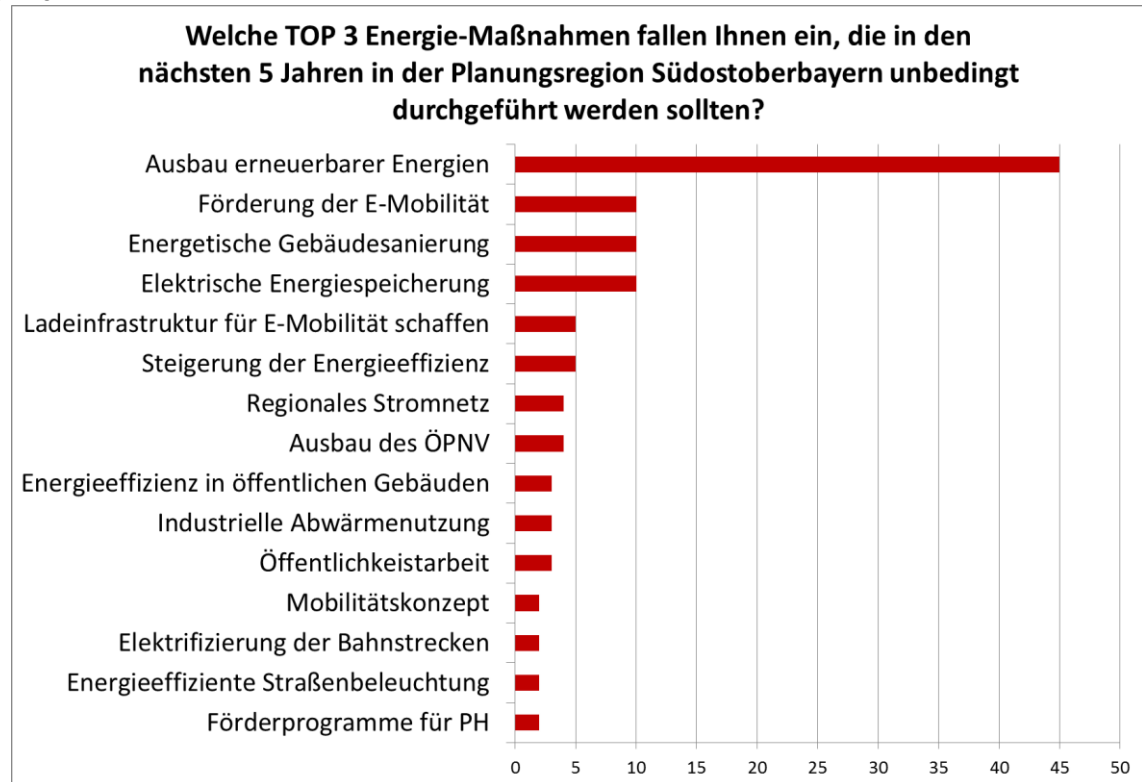
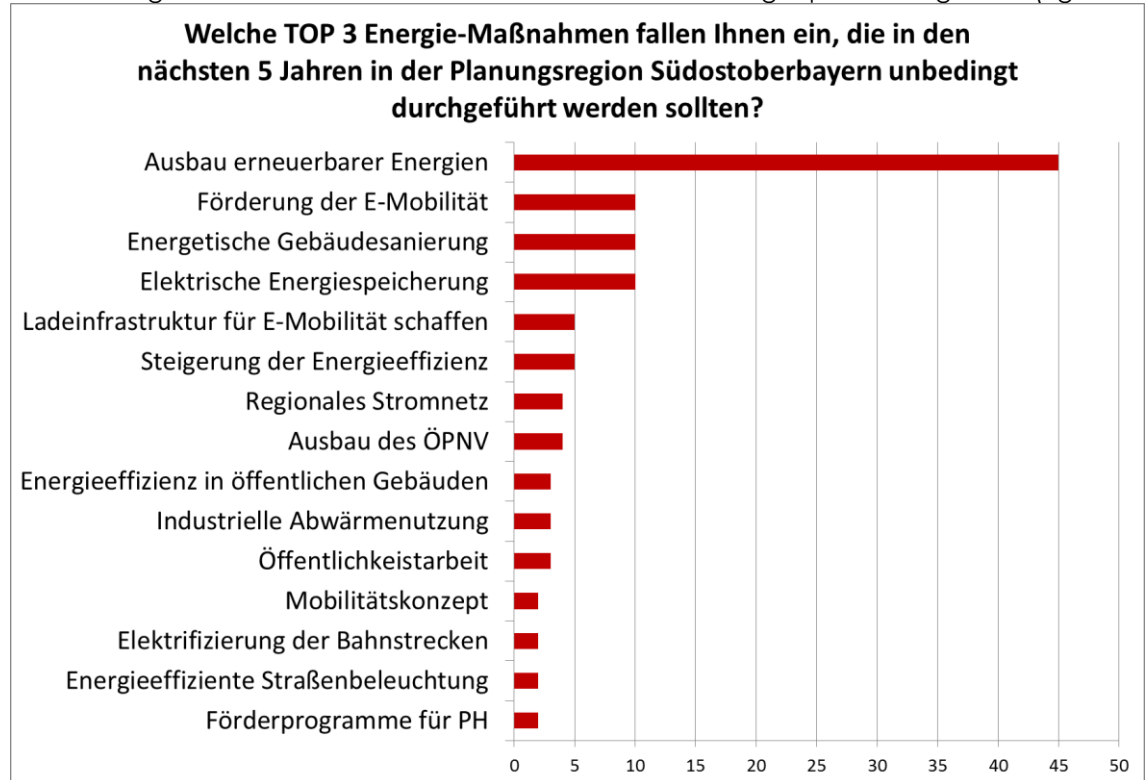


Abbildung 51 und 52:

- Sowohl in den nächsten 5 als auch in den nächsten 10 Jahren sehen die Kommunen den Ausbau der erneuerbaren Energien als wichtigste Maßnahme in der Planungsregion an.
- Werden die nächsten fünf Jahre betrachtet, so folgen als wichtig erachtete Maßnahmen die Förderung der E-Mobilität sowie die Durchführung der energetischen Gebäude-

desanierung und die elektrische Energiespeicherung (vgl.



- Abbildung 51
- Im Betrachtungszeitraum der nächsten zehn Jahre ändert sich dies inhaltlich nicht, jedoch rückt die elektrische Energiespeicherung an Position zwei der Top 3-Maßnahmen, gefolgt von der Förderung der E-Mobilität sowie dem Ausbau der Ladesäuleninfrastruktur für die E-Mobilität (vgl. Abbildung 52).

Die Kommunen sehen dabei ihren Beitrag zur Umsetzung einer Energiestrategie oder bestimmter Zieldefinitionen vor allem in der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen an den eigenen Liegenschaften. Zudem sind einige bereit, den Ausbau der erneuerbaren Energien zu unterstützen und entsprechende Öffentlichkeitsarbeit zu leisten.

Energiestrategie

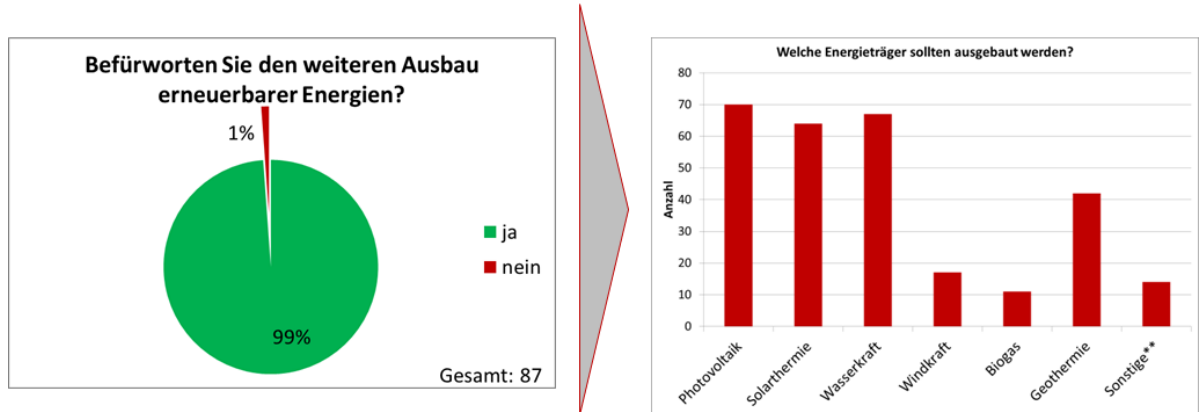


Abbildung 53: Ausbau erneuerbarer Energieträger in der Planungsregion

** Entscheidung dem Markt überlassen, nur PV-Dachanlagen, Abwärmenutzung, ein guter Mix aus allem, Biomasse

Kernaussagen zu Abbildung 53:

- 99 % der Kommunen befürworten den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in der Planungsregion (vgl. Abbildung 53, links).
- Hinsichtlich der Fragestellung welcher erneuerbare Energieträger ausgebaut werden sollte, wollen die Kommunen, dass vor allem der Ausbau der Solarenergie (Photovoltaik und Solarthermie) vorangetrieben wird.
- Es folgen die Energieträger Wasserkraft und die Geothermie.
- Der Ausbau der Windenergie sowie des Biogases wird in der Region weniger befürwortet.

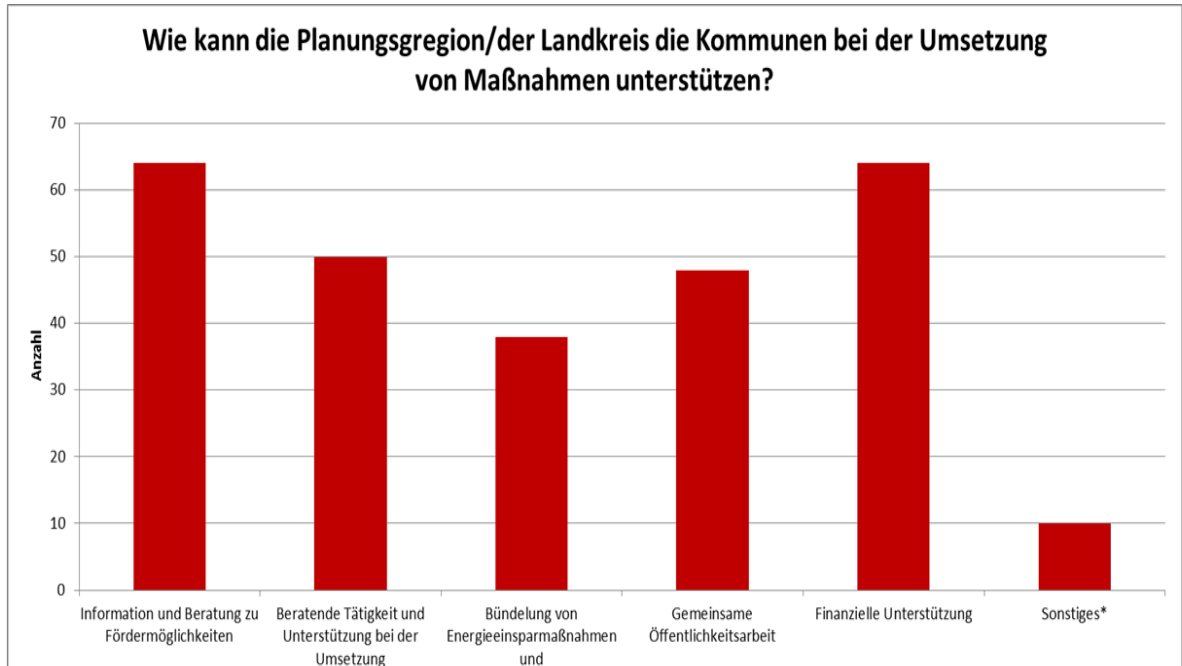


Abbildung 54: Unterstützung der Planungsregion/der Landkreis

Kernaussagen zu Abbildung 54:

- Die 76 Kommunen, die diese Frage²⁵ beantwortet haben, wünschen sich von der Planungsregion/vom jeweiligen Landkreis vor allem Unterstützung durch Information und Beratung zu Fördermöglichkeiten sowie finanzielle Mittel.
- Zudem sehen sie es als zielführend an, die Umsetzung von Einsparmaßnahmen über die Planungsregion/den Landkreis zu bündeln und auch eine gemeinsame Öffentlichkeitsarbeit anzustreben.

²⁵ Mehrfachnennungen waren hier möglich

„Fragen in Bezug auf die Kommune“

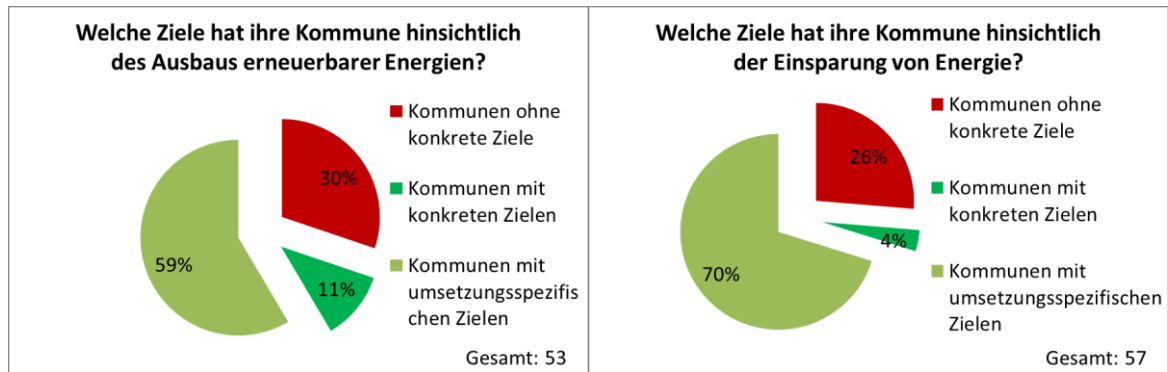


Abbildung 55: Zieldefinitionen in den einzelnen Kommunen

Kernaussagen zu Abbildung 55:

- Konkrete Ziele sowohl im Hinblick auf erneuerbare Energien als auch im Hinblick auf Energieeinsparmaßnahmen liegen in den Kommunen nicht vor (90 %/96%).
- Viele Kommunen geben in beiden Bereichen jedoch umsetzungsbezogene Ziele, also zur Realisierung konkreter Maßnahmen (z.B. Installation einer auf der Kläranlage) an.

Energiestrategie

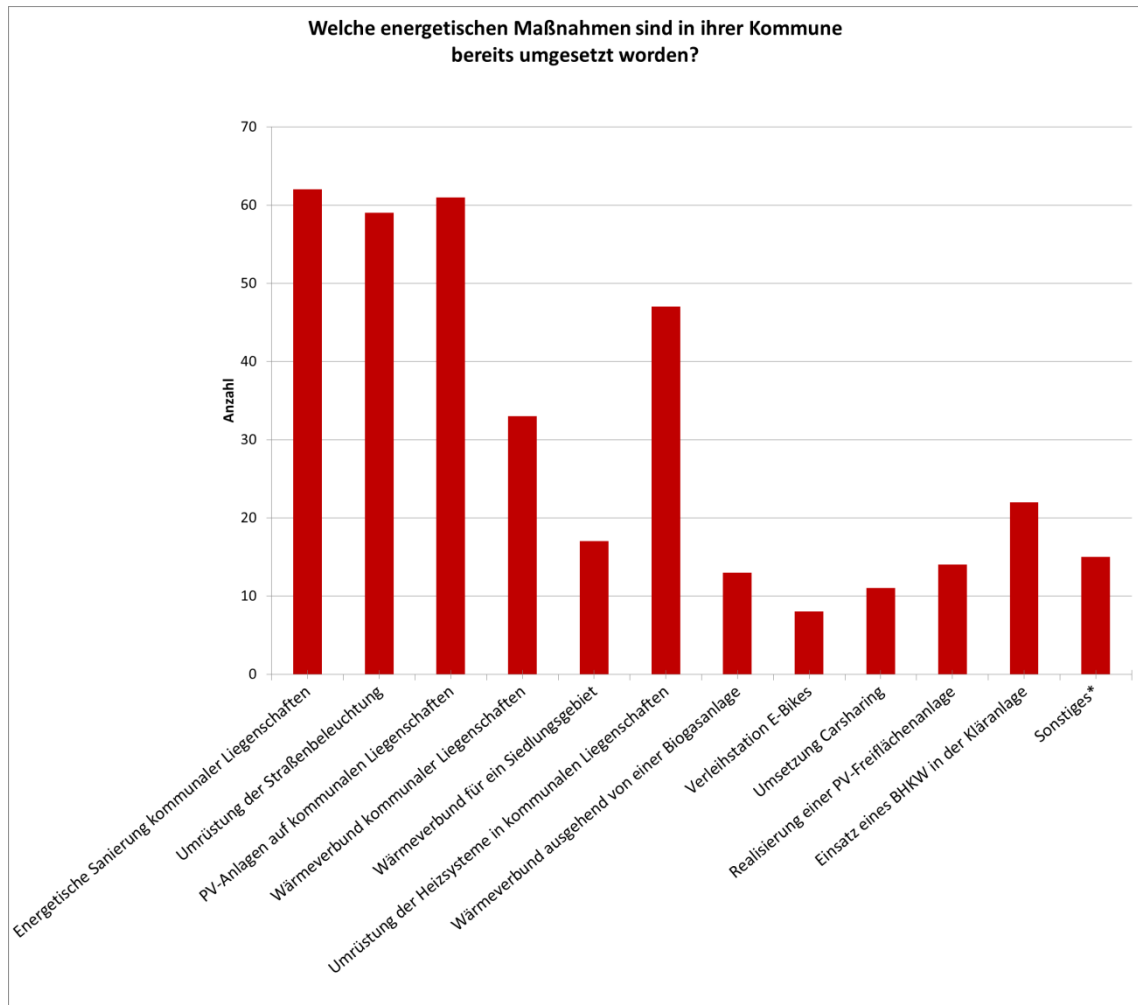


Abbildung 56: Umgesetzte Maßnahmen in den Kommunen

Kernaussagen zu Abbildung 56:

- Ca. 60 von 79 Kommunen geben an sowohl die energetische Gebäudesanierung der eigenen Liegenschaften sowie die Installation von PV-Anlagen auf kommunalen Liegenschaften und die Umrüstung der Straßenbeleuchtung bereits durchgeführt zu haben.
- Knapp 50 der 79 Kommunen haben sich auch mit der Umrüstung von Heizsystemen in den kommunalen Liegenschaften bereits auseinandergesetzt.
- Weniger umgesetzt sind dagegen der Einsatz von Blockheizkraftwerken an Kläranlagen oder Wärmeverbünde sowie das Carsharing.

Energiestrategie

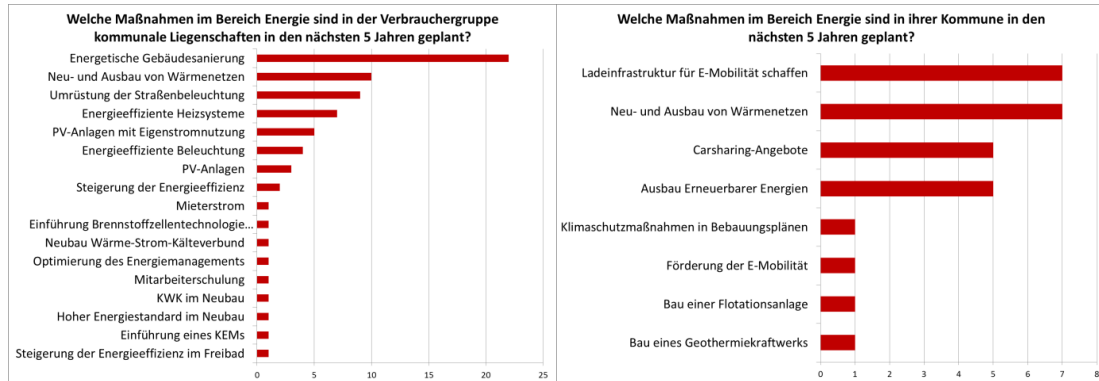


Abbildung 57: Maßnahmen in den Kommunen in den nächsten 5/10 Jahren

Kernaussagen zu Abbildung 57:

- In den nächsten fünf Jahren wollen die Kommunen vor allem die energetische Gebäudesanierung sowie den Neu- und Ausbau von Wärmenetzen und die Umrüstung der Straßenbeleuchtung weiter umsetzen.
- In den nächsten zehn Jahren stehen der Ausbau der Ladesäuleninfrastruktur, weiterhin der Neu- und Ausbau von Wärmenetzen sowie der Aufbau eines Carsharing-Angebots im Fokus der Kommunen.

7.2 Definition der Energiestrategie

Die Energiestrategie soll die Grundlage für das weitere Vorgehen in der Planungsregion darstellen und konkrete Ziele in den Bereichen Energieeinsparung und Energieeffizienzsteigerung sowie dem Ausbau erneuerbarer Energien definieren (vgl. Wichtige Themen der Energiestrategie Abbildung 49 sowie Abbildung 58). Daneben stellt die Energiestrategie auch die Grundlage für die in Kapitel 8 dargestellte Stromnetzanalyse dar, in der der notwendige Netzausbau in zwei Szenarien (100 % Ausbau der erneuerbaren Energien, Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß Energiestrategie) aufgezeigt wird.

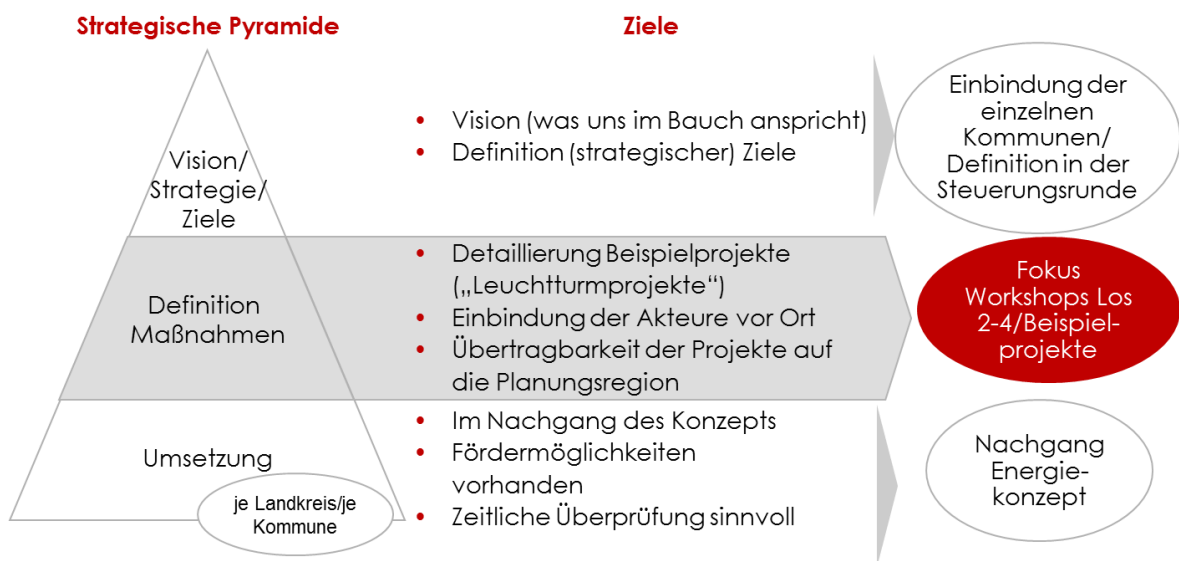


Abbildung 58: Energiestrategie für die Planungsregion Südostoberbayern

Auf Basis der in Kapitel 7.1 dargestellten Auswertung der Fragebögen wäre folgende Energievision für die Planungsregion denkbar:

Die Planungsregion forciert den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und strebt einen nachhaltigen Umgang mit Energie an.

Grundlage für die Entwicklung der Energiestrategie für den Regionalen Planungsverband Südostoberbayern sowie die daraus abzuleitenden konkreten Zielsetzungen sollen, entsprechend der Steuerkreissitzung vom 15.03.2017 zum Energiekonzept des Planungsverbands, die Klimaschutzziele der Bundesregierung sein. In Abstimmung mit dem Regionalen Planungsverband wird zudem im Bereich der Energieeinsparung und Energieeffizienzsteigerung das ausgearbeitete Szenario „Referenzszenario“ als Grundlage für die Ausarbeitung der Energiestrategie verwendet (vgl. Kapitel 5.2). Hinsichtlich des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien möchte sich der Regionale Planungsverband an den Zielen der Bundesregierung (und der „Pariser-Ziele“) in Bezug auf die zukünftigen CO₂-Emissionen pro Kopf orientieren. Die zu definierende Energiestrategie des Regionalen Planungsverbands Südostoberbayern soll sich auf das Jahr 2030 beziehen.

Die Bundesregierung hat sich im Rahmen des Energiekonzepts aus dem Jahr 2010 konkrete Klimaschutzziele gesetzt. Im Jahr 2016 hat das Bundeskabinett zudem das Pariser Klimaabkommen vom 22.04.2016 ratifiziert. Folgende Ziele (vgl. Tabelle 14) stellen dementsprechend die Grundlage für die Erarbeitung der Energiestrategie für den Planungsverband Südostoberbayern dar.

Tabelle 14: Zielsetzungen der verschiedenen Abkommen

Abkommen/Vereinbarung	Zielsetzungen
Bundesrepublik Deutschland (Energiekonzept BRD)	<ul style="list-style-type: none"> Die Erderwärmung soll auf maximal 2 Grad Celsius im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter begrenzt werden. Ziel der Bundesregierung ist die Reduktion der Emissionen von mindestens 40 % bis 2020 bzw. 80 % bis 95 % bis 2050 im Vergleich zum Jahr 1990. Das Pariser Klimaabkommen ist durch die Bundesrepublik Deutschland ratifiziert worden [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2014].
Pariser Klimaabkommen	<ul style="list-style-type: none"> Die Erderwärmung soll im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter auf „weit unter“ 2 Grad Celsius beschränkt werden. Avisiert wird ein Temperaturanstieg von 1,5 Grad Celsius [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2016].

Da die Bundesregierung das Pariser Klimaabkommen ratifiziert hat, jedoch ihre klimapolitischen Ziele noch nicht an dieses angepasst hat, werden nachfolgend auf Basis jeder dieser Abkommen die zukünftigen prognostizierten pro Kopf CO₂-Emissionen Deutschlands dargestellt und mit den aktuellen und, der auf Basis obiger Szenarien errechneten zukünftigen pro Kopf Emissionen des Regionalen Planungsverbands sowie der Landkreise/Stadt Rosenheim verglichen. Auf dieser Basis wird anschließend der notwendige Ausbau erneuerbarer Energien sowohl im gesamten Regionalen Planungsverband als auch in den einzelnen Landkreisen beziffert.

Die in Tabelle 14 dargestellten Ziele sowohl der Bundesregierung als auch des Pariser Klimaabkommens werden in nachfolgender Tabelle 15, auf Basis der energiebedingten CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland des Jahres 1990 [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2016], ermittelt und in CO₂-Emissionen pro Kopf dargestellt.

Tabelle 15: Zielemissionen²⁶ in t/Kopf der beiden Abkommen

Energiekonzept BRD ²⁷	Pariser Klimaabkommen
<ul style="list-style-type: none"> ca. 7,3 t CO₂/Kopf in 2020 ca. 5,4 t CO₂/Kopf in 2030 ca. 3,4 t CO₂/Kopf in 2040 ca. 1,5 t CO₂/Kopf in 2050 	<ul style="list-style-type: none"> ca. 7,3 t CO₂/Kopf in 2020 ca. 3,6 t CO₂/Kopf in 2030 minimale CO₂/Kopf in 2040

Soll das Ziel des Pariser Klimagipfels, dass es max. eine weltweite 1,5° Celsius-Temperaturerhöhung bis 2050 gibt, erreicht werden, so ist es notwendig, spätestens im Jahr 2040 nur mehr minimale CO₂-Emissionen durch die Nutzung fossiler Energieträger zu emittieren. Eine vollständige Dekarbonisierung der Energieversorgung ist perspektivisch notwendig [vgl. Quaschnig 2016].

Entsprechend der durchgeführten Analyse des energetischen Ist-Zustandes im Regionalen Planungsverband Südostoberbayern, ergeben sich derzeit (2013) die in nachfolgender Tabelle 16 dargestellten pro Kopf CO₂-Emissionen in den einzelnen Landkreisen/Stadt Rosenheim bzw. im gesamten Planungsverband.

Tabelle 16: Pro Kopf CO₂-Emissionen im Jahr 2013

Stadt/Landkreis/Planungsregion	CO ₂ -Emissionen in t	CO ₂ -Emissionen in t pro Kopf (2013)
Lkr. Altötting	3.727.925	34,7
Lkr. Berchtesgadener Land	496.795	4,8
Lkr. Mühldorf am Inn	489.673	4,4
Lkr. Rosenheim	1.145.486	4,5
Lkr. Traunstein	994.741	5,8
Stadt Rosenheim	311.200	5,1
Planungsregion Südostoberbayern	7.165.819	8,9

²⁶ Ohne Verkehr

²⁷ Unter der Annahme, dass im Jahr 2050 87,5 % der CO₂-Emissionen im Vergleich zum Jahr 1990 eingespart worden sind.

Energiestrategie

Hinweis: Bei der Darstellung des Ist-Zustands sowie der nachfolgenden Darstellung zukünftiger Emissionen geht es nicht darum, einzelne Landkreise/Stadt Rosenheim auf Grund ihrer „hohen“ oder „niedrigen“ pro Kopf CO₂-Emissionen hervorzuheben oder gar zu bewerten. Sowohl die Abweichungen nach oben (z.B. Landkreis Altötting: große Anzahl an Industriebetrieben) als auch nach unten (z.B. Landkreis Mühldorf am Inn: geringe Anzahl an Industriebetrieben, Vorhandensein großer Wasserkraftwerke) sind erklärbar. Ziel ist es einen gemeinsamen möglichen Weg zum Erreichen der gesetzten Ziele in der Planungsregion aufzuzeigen.

Es ergeben sich somit im Regionalen Planungsverband Südostoberbayern pro Kopf CO₂-Emissionen im Jahr 2013 von 8,9 t, wobei die höchsten pro Kopf Emissionen durch den Landkreis Altötting (34,7 t/Kopf), bedingt durch das Chemiedreieck, verursacht werden. Der Landkreis Mühldorf am Inn hingegen verursacht aufgrund der Überdeckung des Strombedarfs des Landkreises durch erneuerbare Energie die niedrigsten jährlichen pro Kopf Emissionen (4,4 t/Kopf) im Regionalen Planungsverband.

Wird der Ist-Zustand im Regionalen Planungsverband sowie in den einzelnen Landkreisen/Stadt Rosenheim mit den Zielen 2030 der Bundesregierung sowie des Pariser Klimaabkommens verglichen, so zeigt sich (vgl. Abbildung 59), dass die Landkreise Mühldorf am Inn, Rosenheim und Berchtesgadener Land das Ziel der Bundesregierung 2030 (5,4 t/Kopf CO₂-Emissionen, vgl. Tabelle 15) bereits jetzt erreicht haben. Werden die IST pro Kopf-CO₂-Emissionen (2013) des gesamten Regionalen Planungsverbands mit dem Ziel der Bundesregierung 2030 verglichen, wird ersichtlich, dass dieser im Jahr 2013 vom Zielwert 2030 der Bundesregierung um 65 % abweicht. Es wird deutlich, dass weder die Landkreise noch die kreisfreie Stadt Rosenheim die Ziele des Pariser Klimaabkommens derzeit erreichen. Aufgrund einer Abweichung der gesamten Planungsregion vom Zielwert des Pariser Klimaabkommens in Höhe von 147 %, sind zur Zielerreichung in der gesamten Planungsregion erhebliche Anstrengungen notwendig (vgl. Abbildung 59).

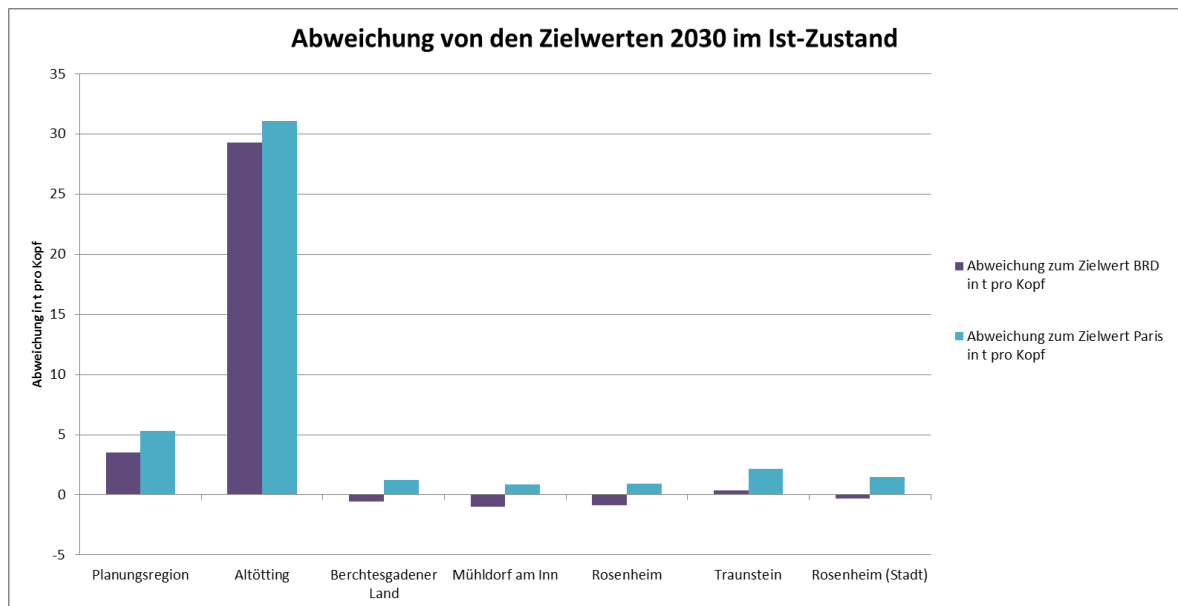


Abbildung 59: Abweichung von den Zielwerten 2030 im Ist-Zustand

In Abstimmung mit dem Regionalen Planungsverband soll hinsichtlich der Energieeffizienz- und Energieeinsparpotenziale bis zum Jahr 2030 das „Referenzszenario“ (vgl. 5.2.1) realisiert werden. Ausgehend von diesem Ziel werden zunächst die Auswirkungen der Umsetzung dieses Szenarios auf die pro Kopf CO₂-Emissionen im Regionalen Planungsverband betrachtet. Tabelle 17 zeigt die CO₂-Emissionen pro Kopf sowohl im Ist-Zustand als auch nach Realisierung der Energieeinspar- und Energieeffizienzpotenziale und deren Abweichung von den beiden Zielwerten (Bundesregierung und Pariser Klimaabkommen).

Tabelle 17: Pro Kopf CO₂-Emissionen im Jahr 2013 und 2030 sowie Abweichungen von den Zielwerten

Stadt/Landkreis/ Planungsregion	CO ₂ - Emissionen in t pro Kopf (2013)	CO ₂ -Emissionen in t pro Kopf (nach Umset- zung „Referenz- szenario“)	Abwei- chung vom Zielwert „BRD“ in %	Abwei- chung vom Zielwert „Paris“ in %
Lkr. Altötting	34,7	30	455	733
Lkr. Berchtesgadener Land	4,8	3,9	-27	9
Lkr. Mühldorf am Inn	4,4	3,5	-36	-4
Lkr. Rosenheim	4,5	3,3	-39	-9
Lkr. Traunstein	5,8	4,6	-14	28
Stadt Rosenheim	5,1	4,0	-25	12
Planungsregion Süd- ostoberbayern	8,9	7,3	35	103

Durch Realisierung des Referenzszenarios im Bereich der Energieeffizienzsteigerung/Energieeinsparung können die pro Kopf CO₂-Emissionen im Regionalen Planungsverband Südostoberbayern von 8,9 t/Kopf im Jahr 2013 auf 7,3 t/Kopf im Jahr 2030 reduziert werden. Tabelle 17 zeigt, dass einzig der Landkreis Altötting nach Umsetzung des Referenzszenarios bei der Energieeffizienzsteigerung/Energieeinsparung das Ziel der Bundesregierung nicht erreicht. Aus diesem Grund liegt auch der Regionale Planungsverband in Summe nach Realisierung des Energieeffizienz- und Energieeinsparpotenziale („Referenzszenario“) sowohl über dem Ziel der „BRD“ als auch über dem Ziel von „Paris“.

Zudem wird ersichtlich, dass im Jahr 2030 nach Realisierung der Energieeffizienz- und Energieeinsparpotenziale des Referenzszenarios sowohl der Landkreis Rosenheim als auch der Landkreis Mühldorf am Inn pro Kopf CO₂-Emissionen erreichen, die bereits unter den Zielwerten von Paris liegen (3,3 t bzw. 3,5 t). Damit wäre es in diesen beiden Landkreisen zur Erreichung des „Pariser-Ziels“ des Jahres 2030 nicht notwendig, die erneuerbaren Energien weiter auszubauen. In der weiteren Betrachtung werden beide Landkreise dennoch auch im Ausbau der erneuerbaren Energien prozentual gleichermaßen berücksichtigt.

Durch Umsetzung der ermittelten Potenziale im Bereich der erneuerbaren Energien könnten zusätzlich jährlich rund 4.757 GWh_{el} elektrische Energie und rund 35.737 GWh_{th} thermische Energie in der Planungsregion Südostoberbayern bereitgestellt werden.

Energiestrategie

Die nachfolgenden beiden Grafiken zeigen das in Kapitel 5 ermittelte Zubaupotenzial nach erneuerbaren Energien sowohl für die elektrische als auch die thermische Energie.

Sowohl im Bereich des elektrischen als auch im Bereich des thermischen Zubaupotenzials wird ersichtlich, dass das größte Zubaupotenzial durch die Geothermie hervorgerufen wird (vgl. Abbildung 60 und Abbildung 61). Es folgt die Photovoltaik-Aufdach sowie die Windkraft bzw. das thermische Biomassepotenzial, wobei das größte erneuerbare Energien Zubaupotenzial in den Landkreisen Traunstein und Rosenheim, verursacht durch ein hohes elektrisches und thermisches Zubaupotenzial bei der Geothermie²⁸, besteht.

Wird die Geothermie bei den Zubaupotenzialen erneuerbarer Energien nicht berücksichtigt, so reduziert sich das jährliche Potenzial auf 2.860 GWh_{el} und rund 1.841 GWh_{th}.

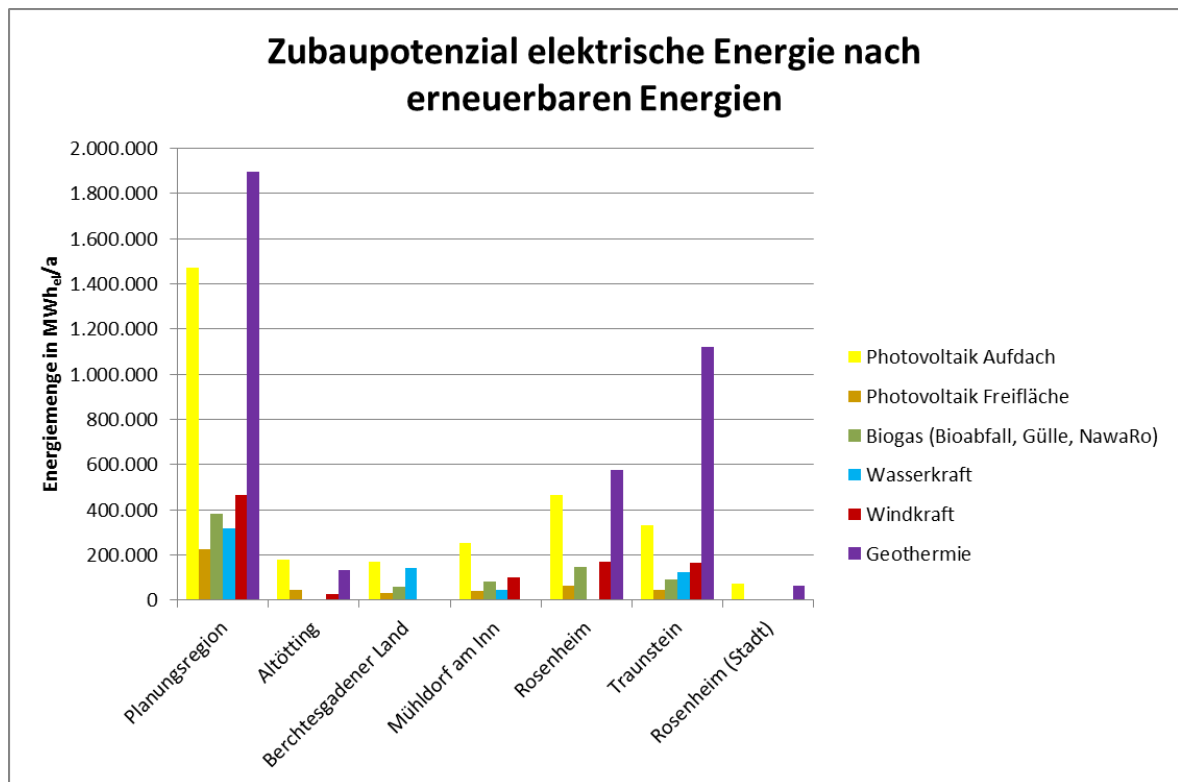


Abbildung 60: Zubaupotenzial elektrische Energie

²⁸ Im Rahmen der Energiestrategie wird das Geothermiepotenzial aus den Landkreissteckbriefen verwendet.

Energiestrategie

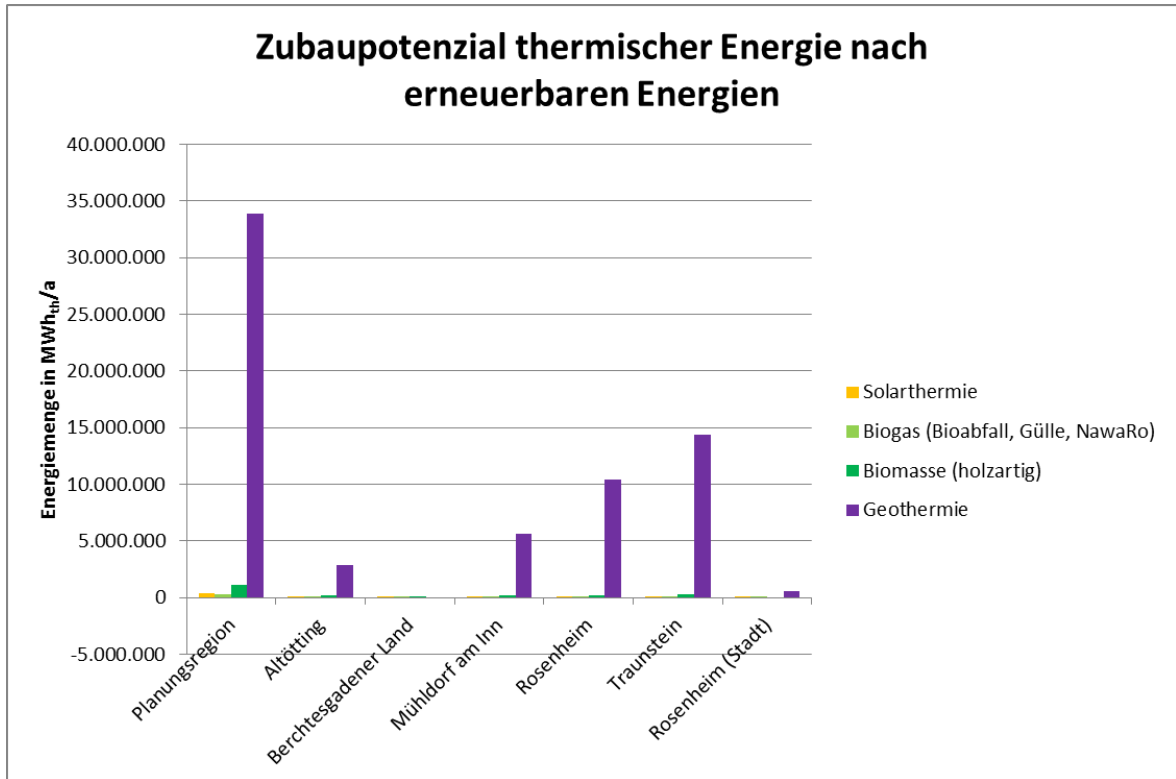


Abbildung 61: Zubaupotenzial thermische Energie

Das Erreichen des „Pariser-Ziels“ (3,6 t/Kopf) im Regionalen Planungsverband Südostoberbayern wäre dann möglich, wenn pro Landkreis und je erneuerbarem Energieträger ca. 36 % des ausgewiesenen Zubaupotenzials bis 2030 gehoben werden würde (vgl. Tabelle 18).

Tabelle 18: CO₂-Emissionen pro Kopf 2030 (nach Umsetzung des Referenzszenarios sowie 36 % des Potenzials aller erneuerbarer Energien)

Stadt/Landkreis/ Planungsregion	CO ₂ - Emissionen in t pro Kopf (2013)	CO ₂ -Emissionen in t pro Kopf (nach Umset- zung „Referenzszena- rio“)	CO ₂ -Emissionen in t pro Kopf (nach Umset- zung „Referenzszena- rio“ sowie 36 % EE)
Lkr. Altötting	34,7	30	27,5
Lkr. Berchtesgadener Land	4,8	3,9	3,0
Lkr. Mühldorf am Inn	4,4	3,5	-0,7
Lkr. Rosenheim	4,5	3,3	-0,3
Lkr. Traunstein	5,8	4,6	-2,4
Stadt Rosenheim	5,1	4,0	3,1
Planungsregion Süd- ostoberbayern	8,9	7,3	3,6

Tabelle 18 in Verbindung mit Abbildung 62 zeigt, dass nach Realisierung des Referenzszenarios bei der Energieeffizienzsteigerung und Energieeinsparung sowie nach Umsetzung von 36 % des Potenzials erneuerbarer Energien je Landkreis/Stadt Rosenheim im Jahr 2030 in allen Landkreisen sowie der Stadt Rosenheim bis auf den Landkreis Altötting der Zielwert der BRD (5,4 t/Kopf) deutlich unterschritten wird. Hinsichtlich des „Pariser-Ziels“ zeigt sich ebenfalls, dass bis auf den Landkreis Altötting alle Landkreise und auch die Stadt Rosenheim das Ziel bis 2030 (3,6 t/Kopf) erreichen bzw. deutlich unterschreiten und damit auch in Summe das „Pariser-Ziel“ im Regionalen Planungsverband erreicht werden kann.

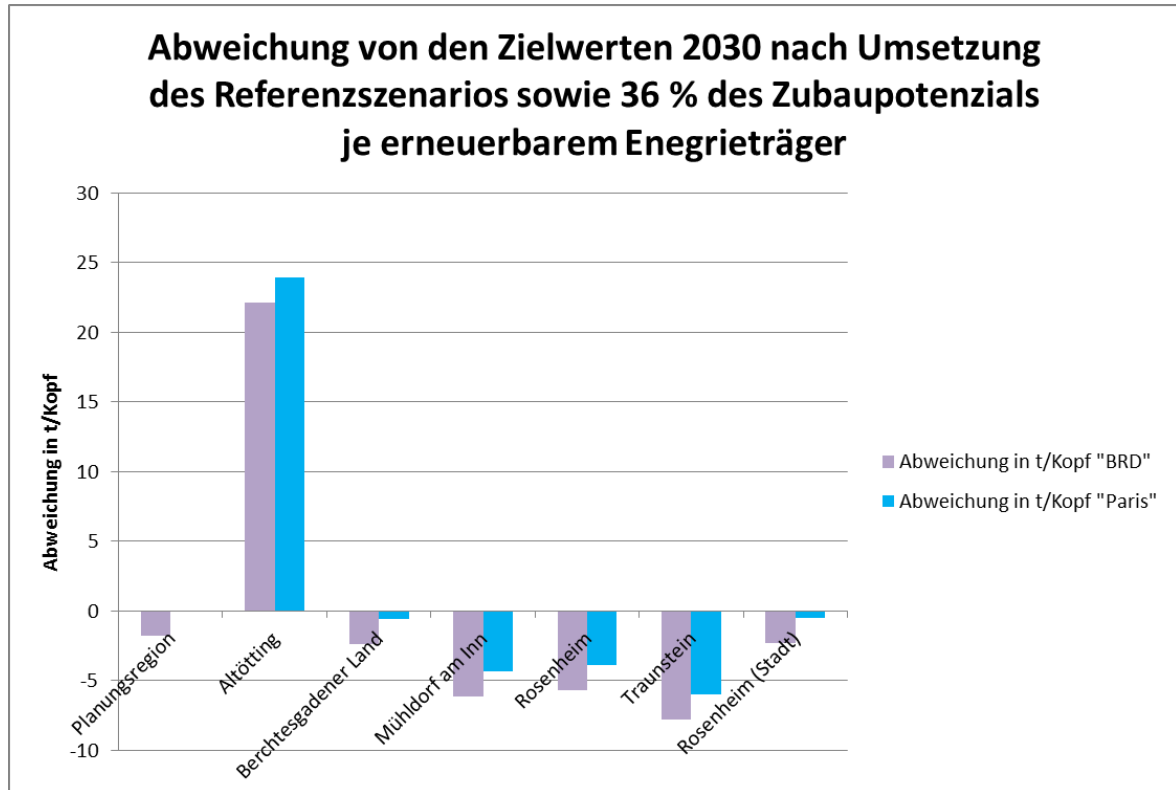


Abbildung 62: Abweichung von den Zielwerten nach Umsetzung des Referenzszenarios sowie 36 % des Zubaupotenzials je erneuerbarem Energieträger

Wird angenommen, dass das geothermische Potenzial in der Region nicht erschlossen werden kann, so wäre es notwendig bis zum Jahr 2030 je 80 % der übrigen erneuerbaren Energien zuzubauen, um das aktuelle bundesdeutsche Ziel weiterhin erreichen zu können. Zur Erreichung des „Pariser Ziels“ sind selbst 100 % Realisierung des ausgewiesenen Zubaupotenzials aller erneuerbaren Energieträger nicht ausreichend, um dieses Ziel zu realisieren. Die Weiterverfolgung der Geothermie in der Planungsregion ist damit zur Zielerreichung zwingend erforderlich. Sollte dies nicht oder nur eingeschränkt möglich sein, müsste hinsichtlich der Energieeffizienz- und Einsparpotenziale das deutlich ambitionierte „Szenario_Innovativ“ (vgl. Kapitel 5.2) verfolgt werden, um das „Pariser Ziel“ dennoch zu erreichen.

7.3 Notwendiger Ausbau erneuerbarer Energien zur Zielerreichung

Den Ausführungen des Kapitels 7.2 entsprechend, ist zur Erreichung des „Pariser-Ziels“ (2030) im Regionalen Planungsverband eine Realisierung von 36 % des Zubaupotenzials über alle Energieträger und Landkreise/Stadt Rosenheim hinweg notwendig (siehe auch Kapitel 5). Die beiden nachfolgenden Abbildungen (Abbildung 63 und Abbildung 64) zeigen den notwendigen Zubau in MWh sowohl im Bereich der elektrischen (vgl. Abbildung 63) als auch der thermischen Energie (vgl. Abbildung 64) für die Planungsregion sowie die Landkreise/Stadt Rosenheim zur Zielerreichung.

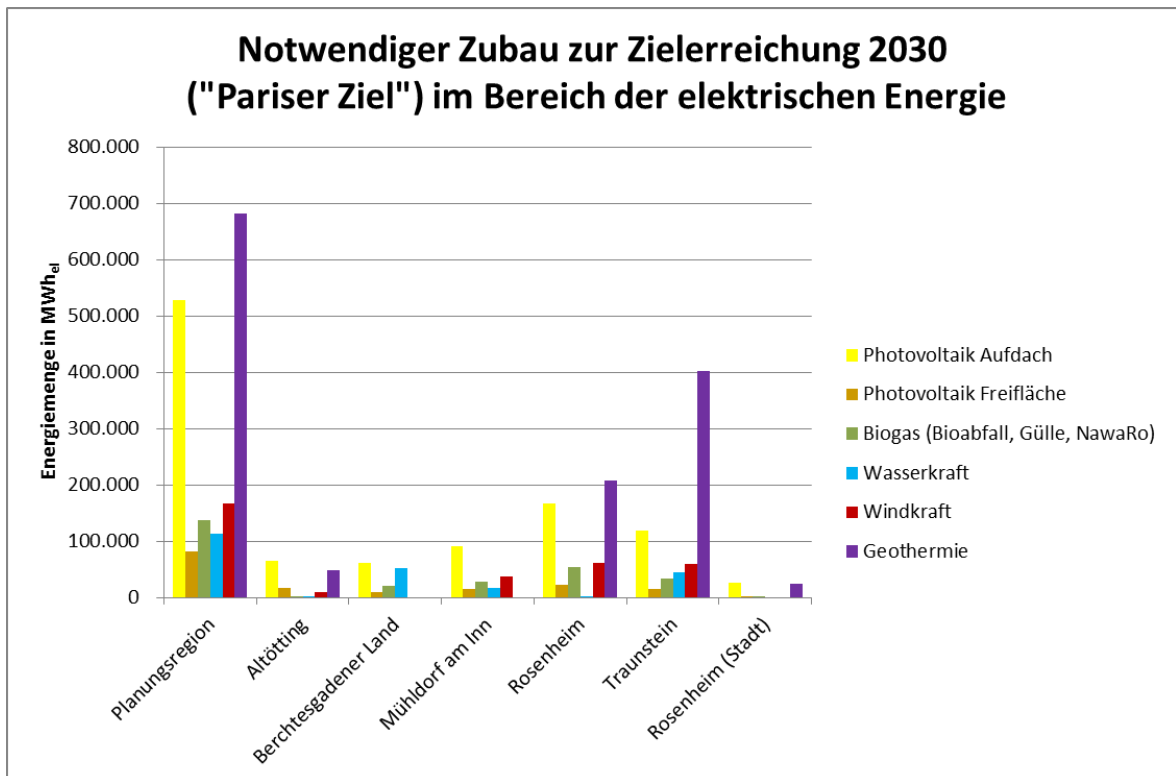


Abbildung 63: Notwendiger Zubau zur Zielerreichung 2030 „Pariser Ziel“ im Bereich der elektrischen Energie

Energiestrategie

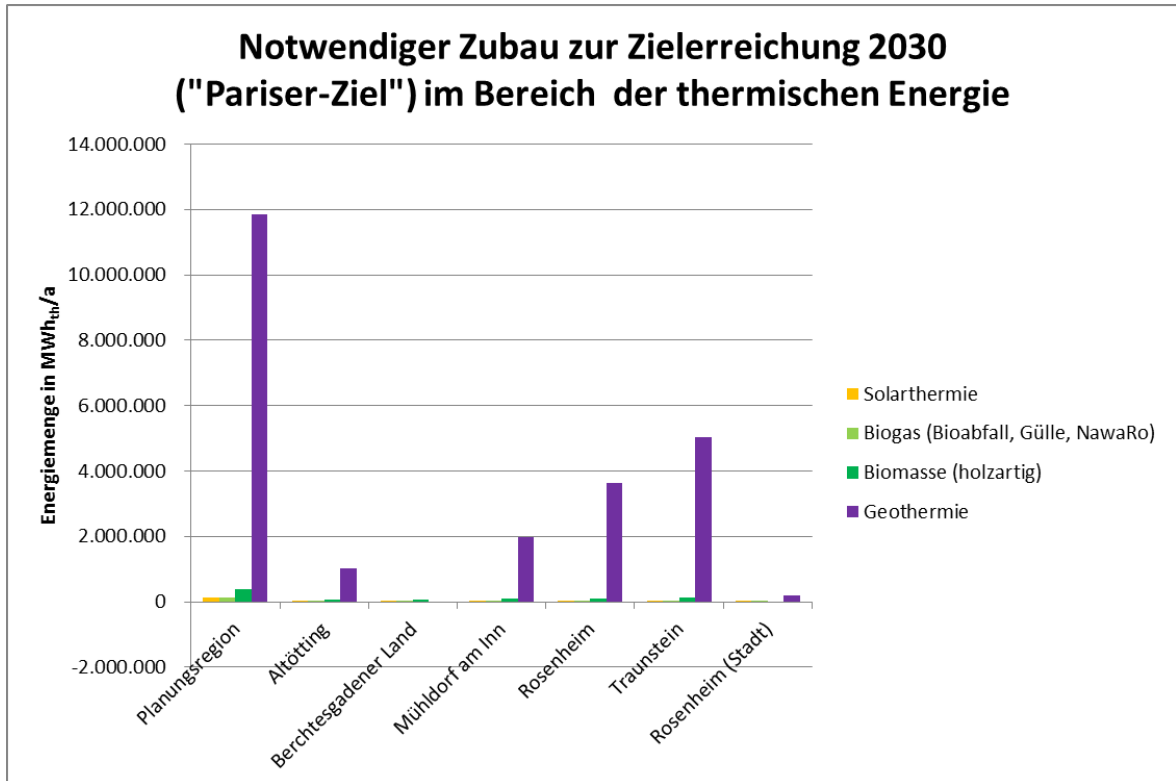


Abbildung 64: Notwendiger Zubau zur Zielerreichung 2030 ("Pariser-Ziel") im Bereich der thermischen Energie

Energiestrategie

Zur Ermittlung der notwendigen elektrischen Leistung in MW nach Energieträgern sowie der Planungsregion und den Landkreisen/Stadt Rosenheim, werden die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden der einzelnen Energieträger auf Basis der Bestandsdaten im Regionalen Planungsverband Südostoberbayern ermittelt und zur Berechnung der Leistung angesetzt. Abbildung 65 zeigt die notwendige zu installierende Leistung in MW_{el} zu Erreichung des „Pariser Ziels“ nach Energieträger.

Über die gesamte Planungsregion müssten exemplarisch – Verschiebungen zwischen den Energieträgern sind möglich – folgende Leistungen nach Energieträgern installiert werden:

- Photovoltaik Aufdach: 586 MW_{el}
- Photovoltaik Freifläche: 75 MW_{el}
- Biogas (Bioabfall, Gülle, NawaRo): 25 MW_{el}
- Wasserkraft: 27 MW_{el}
- Windkraft: 98 MW_{el}
- Geothermie: 79 MW_{el}

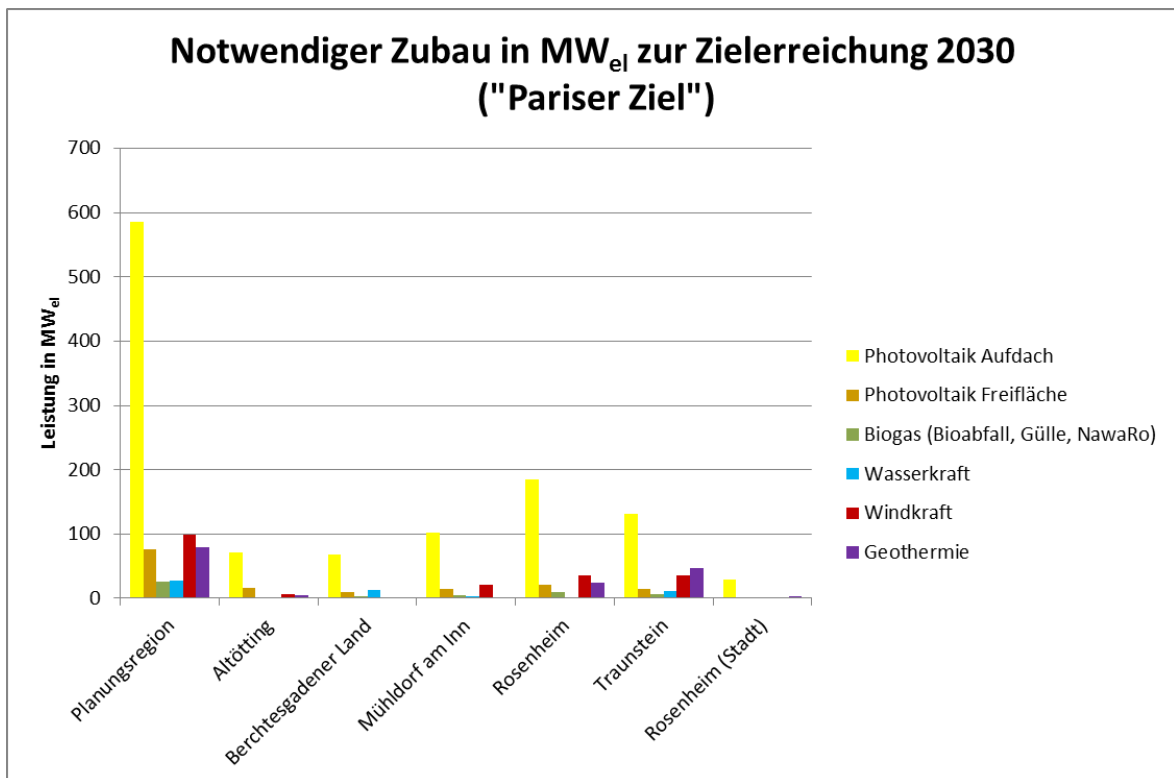


Abbildung 65: Notwendiger Zubau in MW_{el} zur Zielerreichung 2030 („Pariser Ziel“)

Zur Verdeutlichung des notwendigen Zubaus erneuerbarer Energien im Bereich der elektrischen Energie wird der in Abbildung 65 dargestellte notwendige Zubau in MW_{el} auf Basis folgender Grundannahmen in eine Anlagenzahl je Planungsregion und Landkreis sowie der Stadt Rosenheim nach den einzelnen Energieträgern umgerechnet:

- **Photovoltaik²⁹**: Grundlage für die Ermittlung der Anlagenzahlen sind die Daten zur installierten Leistung von Photovoltaikdachanlagen des Energieatlas Bayern. Dementsprechend werden folgende drei Kategorien unterschieden:
 - Kategorie 1: bis 10 kWp
 - Kategorie 2: > 10 kWp-100 kWp (in der Berechnung werden 45 kWp angesetzt)
 - Kategorie 3: > 100 kWp (in der Berechnung werden 100 kWp angesetzt)
- **Photovoltaik-Freifläche¹⁸**: Angenommene Anlagengröße 1,5 MWp
- **Biogas³⁰**: Angenommene Anlagengröße 150 kWp
- **Wasserkraft³¹**: Grundlage für die Ermittlung der Anlagenzahlen sind die Daten zur installierten Leistung von Wasserkraftanlagen des Energieatlas Bayern. Es werden folgende drei Kategorien unterschieden:
 - Kategorie 1: bis 100 kWp
 - Kategorie 2: > 100 kWp-1 MWp (in der Berechnung werden 450 kWp angesetzt)
 - Kategorie 3: > 1-10 MWp (in der Berechnung werden 4,5 MWp angesetzt)
- **Windenergie**: Angenommene Anlagengröße 3,5 MWp
- **Geothermie³²**: Angenommene Anlagengröße 2,5 MWp

In nachfolgender Tabelle ist das Ergebnis aufgeschlüsselt nach Planungsregion sowie den Landkreisen und der Stadt Rosenheim dargestellt.

Tabelle 19: Notwendige Anlagenzahlen zur Zielerreichung 2030 („Pariser Ziel“)

Anlagenzahl zur Zielerreichung							
	Planungsregion	Altötting	Berchtesgadener Land	Mühldorf am Inn	Rosenheim	Traunstein	Rosenheim (Stadt)
Photovoltaik_Kategorie 1	10.438	1.272	1.209	1.808	3.293	2.347	509
Photovoltaik_Kategorie 2	8.113	988	940	1.405	2.560	1.824	395
Photovoltaik_Kategorie 3	1.161	141	134	201	366	261	57
Photovoltaik Freifläche	50	11	7	9	14	10	1
Biogas (Bioabfall, Gülle, NawaRo)	167	2	25	35	64	40	1
Wasserkraft_Kategorie 1	28	0	13	4	0	11	0
Wasserkraft_Kategorie 2	10	0	5	1	0	4	0
Wasserkraft_Kategorie 3	4	0	2	1	0	2	0
Windkraft	28	2	0	6	10	10	0
Geothermie	32	2	0	0	10	19	1

²⁹ Vgl. Energieatlas Bayern o.A.

³⁰ Vgl. Fachverband Biogas 2017

³¹ Vgl. Energieatlas Bayern o.A. a

³² Vgl. Bundesverband Geothermie o.A.

Energiestrategie

Folgende Ziele wären auf Basis dieser Auswertungen für den Regionalen Planungsverband denkbar und sollten in den entsprechenden Gremien diskutiert und entschieden werden.

- Die ausgewiesenen Potenziale zur elektrischen und thermischen Effizienzsteigerung und Energieeinsparung in den einzelnen Verbrauchergruppen sollen dem Referenzszenario entsprechend (Zeithorizont bis 2030, vgl. Kapitel 5.2) forciert werden.
- Die ausgewiesenen Potenziale zum Ausbau der erneuerbaren Energien sollen weiter vorangetrieben werden. Ziel ist die Realisierung von 36% des Zubaupotenzials (Gesamtpotenzial abzüglich Bestand) bis 2030 über alle Energieträger bzw. eine Kompensation, falls ein Energieträger nicht mehr weiterverfolgt werden soll (z.B. Priorisierung der Zubaupotenziale Photovoltaik anstatt Biogas, vgl. Kapitel 7.2).
- Hierdurch kann der CO₂-Ausstoß von aktuell 8,9 t (2013) auf ca. 3,6 t im Jahr 2030 im Regionalen Planungsverband gesenkt werden.

8 Stromnetzanalyse

Im Folgenden werden auf Basis der Ergebnisse zum aktuellen Energieeinsatz, zu den erneuerbaren Energien im Ist-Zustand sowie auf Basis der ermittelten Zubaupotenziale das bestehende Stromnetz und dessen Ausbaubedarf betrachtet. Das Ziel dieser Analyse ist zum einen die netzplanerische Analyse der Leitungskapazitäten, insbesondere bezogen auf die Lastflüsse im Mittel- und Hochspannungsnetz, und zum anderen den notwendigen Ausbaubedarf dieser Netze zu ermitteln. Diese Analyse wird für zwei Szenarien durchgeführt, für die Realisierung von 100 % des Zubaupotenzials und für die Realisierung des Zubaupotenzials gemäß Energiestrategie, d.h. Realisierung von 36 % des in der Potenzialanalyse ermittelten Zubaupotenzials.

8.1 Auswirkungen der Potenzialanalyse auf den Stromnetzausbau

Hinsichtlich der Auswirkungen der Potenzialanalyse ist zwischen den Auswirkungen der Energieeffizienz- und Energieeinsparpotenziale sowie den Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien zu unterscheiden.

Auswirkungen der Energieeinspar- und Effizienzpotenziale auf den Stromnetzausbau

Im Zusammenhang mit den angenommenen Szenarien für Energieeinsparung und Effizienzsteigerungen (vgl. Kapitel 5.2) bei den Endkunden wird seitens der Stromnetzbetrachtungen davon ausgegangen, dass hier keine unmittelbaren Auswirkungen auf die Netze gegeben sind. Dies erklärt sich insbesondere über die Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors von Lasten (Bezugsgröße Leistung in kW bzw. kVA) und den resultierenden energetischen Betrachtungen des Energieverbrauchs (Bezugsgröße Energie in kWh). Wenn es hier zu einer energetischen Reduktion des Energieverbrauchs, z.B. über die Dauer der Anwendung, kommt, bedeutet dies nicht unmittelbar eine Reduktion der Leistung, welche für die Auslegung und den Betrieb der Netze von Bedeutung ist. Weiterführend ist der Gleichzeitigkeitsfaktor der eingesetzten Maßnahmen zur Energieeinsparung und Effizienzsteigerung zu berücksichtigen, denn nicht alle getroffenen Ansätze laut den Szenarien werden bei den Stromverbrauchern zeitgleich angewendet, sodass es hier zu einer kumulativen Entlastung der Netze käme (Stand 2017 – ohne zentrale Steuerungen dieser Maßnahmen). Da aus netztechnischer Sicht im Nieder- und Mittelspannungsnetz die planungsrelevanten Parameter insbesondere die Spannungsqualität gemäß zugehöriger Europanorm, die Belastbarkeit der Betriebsmittel sowie im Hochspannungsnetz die (n-1)-Sicherheit für Lasten sind, kommt es in den hier angenommenen Szenarien für Energieeinsparung und Effizienzsteigerungen ohne DSM unter den angeführten Bedingungen zu keinen Veränderungen des Netzausbaus, dieser wird in der Planungsregion aktuell vorwiegend durch den Zubau von neuen Erzeugungsanlagen beeinflusst.

Auswirkungen der Ausbaupotenziale erneuerbarer Energien

Der Zubau von erneuerbaren Energien (EE) für die Stromerzeugung hat unterschiedliche Auswirkungen auf die Stromnetzinfrastruktur. Allgemein kann angemerkt werden, dass Erzeugungsanlagen mit höheren Leistungen unter Berücksichtigung des technischen und wirtschaftlichen Netzanschlusses häufig in das Hochspannungsnetz (110-kV-Netz) einspeisen. Weiterführend ist zu berücksichtigen, dass insbesondere regionale Konzentrationen und inhomogene Verteilungen der Einspeisung einer der wichtigsten und markantesten Treiber für technische Maßnahmen bzw. Ausbauten im Stromnetz sind. Dies begründet sich u.a. in den maximal zulässigen Übertragungsleistungen der einzelnen bestehenden Stromnetze sowie den technischen Rahmenbedingungen und normativen Vorgaben der Spannungsqualität. Zusätzlich wird angeführt, dass hier bisherige Erfahrungen aus vergleichbaren Studien sowie Netzanalysen in die Betrachtungen eingeflossen sind.

Im Rahmen dieses Arbeitspakets werden auf Basis der in Arbeitspaket A 1 abgefragten Daten sowie mittels eigener Berechnungen und Analysen die aktuelle Netzsituation im Regionalen Planungsverband betrachtet und schließlich Möglichkeiten zum Netzausbau, zur Energiespeicherung bzw. zu „Netzverbänden“ aufgezeigt.

Es gilt insbesondere folgende Fragestellungen zu bearbeiten:

- Teilziel 1: Welche Auswirkungen haben neue Energiequellen auf die Netze?
- Teilziel 2: Stimmen die bisherigen Netze noch und sind diese ausreichend?
- Teilziel 3: Wo ergibt sich ein zusätzlicher Netzausbaubedarf (einschließlich zeitlicher Prognosen)?
- Teilziel 4: Welche Verbundlösungen mit Nachbarregionen (Bayern und Österreich) sind sinnvoll und realistisch?
- Teilziel 5: Welche Möglichkeiten der Energiespeicherung sind in der Region 18 und den Nachbarregionen vorhanden bzw. welche kommen in Frage?

Es wird darauf hingewiesen, dass die Teilziele im Rahmen der Bearbeitung nachfolgend in geänderter Reihenfolge beantwortet werden.

Zur Bearbeitung und in weiterer Folge zur Analyse des Stromnetzes im Regionalen Planungsverband ist folgendermaßen vorgegangen worden:

- 1) Analyse der Grundlagen
- 2) Ist-Analyse des Stromnetzes in der Planungsregion
- 3) Annahmen für die Stromnetzanalyse
- 4) Darstellung der Ergebnisse der Stromnetzanalyse anhand der zwei Szenarien (Energiestrategie Realisierung von 36 % des Zubaupotenzials und Realisierung von 100% des Zubaupotenzials) für den Ausbau der erneuerbaren Energien
- 5) Kostenanalyse
- 6) Speicheranalyse

8.2 Analyse der Grundlagen

Bei den Fragestellungen zum Netz, bezogen auf die aktuelle und zukünftige Situation, wird auf Grundlage der technischen Restriktionen, wie u.a. Spannungsabfall, Übertragungsleistung der elektrischen Betriebsmittel und dem resultierenden Lastfluss, eine Bewertung durchgeführt.

Allgemein wird bei der Bewertung zum Netzanschluss von neuen EE-Anlagen so vorgegangen, dass der nächstgelegene technisch und wirtschaftlich geeignete Netzverknüpfungspunkt gesucht wird. Das ist der Netzverknüpfungspunkt, der die geringsten Gesamtanschlusskosten (Anlagen plus Netzbetreiber) hervorruft.

Es kann aufgrund der Lastflusssituation im Netzabschnitt beim Zubau von Erzeugungsanlagen auch ein Ausbau bzw. Verstärkung der vorgelagerten Netze (z.B. Transformatoren, Abgänge, Leitungen) notwendig sein. Die jeweils individuellen Situationen, welche sich insbesondere aufgrund des räumlich sehr differenzierten Potenzials der Nutzung von Energiequellen, aber auch aufgrund der technischen Spezifikationen und der Netzkonzepte ergeben, gilt es ebenfalls zu berücksichtigen.

Bei diesen Betrachtungen kann es auch zu Auswirkungen auf den technisch vorgelagerten Netzbetreiber kommen, aufgrund dessen werden die nachfolgenden Betrachtungen auf das System, also die Versorgungsregion Südostbayern, bezogen.

Bei lokalen Konzentrationen von Erzeugungsanlagen können diese Betrachtungen und Analysen eine Anregung für einen koordinierten Netzausbau der betroffenen Netzbetreiber sein.

Zur Analyse des Stromnetzes wird weiterführend angemerkt, dass die Spannungsebenen Mittel- und Hochspannung aufgrund der beschriebenen leistungsbezogenen Konzentration von Erzeugungsanlagen berücksichtigt wurden (siehe hierzu auch Hinweis am Ende dieses Kapitels).

Die Planung des Netzausbaus erfolgt wesentlich nach der Entwicklung des Verbrauchs- und Erzeugungszuwachses. Speziell der Erzeugungszuwachs ist äußerst schwierig prognostizierbar bzw. vorhersehbar, denn dieser wird u.a. von Genehmigungsabläufen sowie von Förderinstrumenten sehr stark geprägt.

Wesentlich ist die Berücksichtigung des zeitlichen Verlaufs der Einspeisungen in das Netz in Verbindung mit dem zeitlichen Lastverlauf (insbesondere bei volatilen Erzeugungsanlagen sind die Einspeisungen sehr häufig unabhängig bzw. sogar gegenläufig zu den Lasten im Netz), d.h. wie die Erzeugungscharakteristik (Erzeugungsprofil) mit dem Verbrauch (Lastprofil) zeitlich übereinstimmt. Insbesondere der Einsatz der Erzeugungsanlagen der erneuerbaren Energien hängt vom Dargebot ab, z.B. Wind und Sonne, und berücksichtigt somit nicht die aktuelle Lastsituation im Netz. Aufgrund des vorliegenden energetischen Potenzials der erneuerbaren Energien, die von Photovoltaik (PV), Wasser, Wind, Biomasse bis hin zu Geothermie zur Stromerzeugung reichen, gilt es aus energiewirtschaftlicher, netztechnischer und planerischer Sicht die jeweiligen Vollbenutzungsstunden zur Ermittlung der zu installierenden Leistungen zu berücksichtigen. So können bei der Nutzung von unterschiedlichen erneuerbaren Energieträgern divergierende Beiträge zur Versorgungssituation und Versorgungssicherheit geliefert werden, exemplarische Beispiele: Die PV-Stromerzeugung ist eingeschränkt durch die tägliche Sonnenstrahlung, während die Geothermie zur Stromerzeugung über einen Großteil des Jahres nutzbar ist.

Die Verfügbarkeit von ausreichenden Netzkapazitäten ist für den Betrieb von Netzen eine der wesentlichen Voraussetzungen. Die erforderlichen Netzkapazitäten umfassen allgemein das Verteiler- und Übertragungsnetz.

Die Abfolge zur Bearbeitung und Behandlung der angeführten Fragestellungen im Rahmen dieses Projektes wurde in drei Phasen gegliedert.

Phase 1:

- Georeferenzieren des Netzes für den Planungsverband (=Betrachtungsgebiet)
- Implementierung der 110/20-kV-Umspannwerke im Betrachtungsgebiet
- Auf Basis des 20-kV-Netzes erfolgt die Zuordnung der 20-kV-Versorgungsgebiete zu den 110/20-kV-Umspannwerken
- Adaptierung und Implementierung des 110-kV-Netzes im Lastflussberechnungsprogramm
- Datenbeschaffung der Bestands- und Ausbaudaten je erneuerbaren Energieträger im Geoinformationssystem (GIS) (wenn vorhanden, z.B. Windenergie)

Phase 2:

- Zubauraten / Betrachtungszeitraum definieren
- Alterungsanalysen der Bestandsdaten für den Betrachtungszeitraum
- Graphische Darstellung von Zubau im Betrachtungszeitraum mittels GIS

Phase 3:

- Ermittlung der aktuellen Netzsituationen (u.a. UW – Einspeisung, Last)
- Lastflussberechnungen – Ergebnisse (Plausibilisierung, Bedarf ermitteln, Netzausbau definieren, ...)
- Auswertung der nötigen Netzinfrastruktur für die Anbindung des Zubaus im Betrachtungszeitraum nach Szenarien
- Aufbereiten der Ergebnisse
- Analyse zu den Speicherdaten bzw. der Energiespeicherung (insb. netzdienlicher Einsatz)

Aufgrund der individuellen, räumlichen und zeitlich divergierenden Zubauten von EE-Anlagen zur Stromerzeugung kann trotz höchster Sorgfalt zu den Maßnahmen im Netz lediglich eine Abschätzung unter Bezugnahme auf die angeführten Szenarien durchgeführt werden. Die Annahmen wurden auf Grundlage der Erhebungen und Analysen der im Rahmen dieses Projektes durchgeführten Arbeitsschwerpunkte der anderen Lose getroffen bzw. bauen auf deren Ergebnisse auf.

Hinweis:

Die Niederspannungsnetze werden häufig durch den Ausbau von lokalen Erzeugungsanlagen mit kleineren Leistungen konfrontiert (z.B. Photovoltaik dach- und/oder fassadenintegriert). Hier ist unter Berücksichtigung von Netz- bzw. Betriebsmittelauslegungen sowie den zugehörigen netzbetrieblichen Planungsparametern, u.a. Spannungsänderung, davon auszugehen, dass diese vorwiegend über lokal bedingte Ausbauten, wie z.B. Querschnittverstärkungen, Transformatorverstärkungen oder den Einbau von regelbaren Ortsnetztransformatoren, integriert werden können. Zusätzlich kommt es aufgrund der starken Regionalisierungen des Energieversorgungssystems zu einer bedingten Abbildbarkeit der Niederspannungsnetze. Der lokale Ausbaubedarf ist hier zum aktuellen Zeitpunkt sehr schwer abschätzbar. Allgemein wird angemerkt, dass es hier u.a. aufgrund von räumlichen Konzentrationen von Photovoltaikanlagen, z.B. in

ländlichen Regionen, zu deutlich höheren Ausbaurkosten im Niederspannungsnetz kommen kann, die hier aufgrund der überregionalen Betrachtung unberücksichtigt bleiben.

Im Gegensatz hierzu werden PV-Freiflächenanlagen aufgrund der höheren Leistungen sowie der räumlichen Konzentration, z.B. neben Autobahn- oder Bahnstrecken, an das Mittelspannungsnetz und/oder an das Hochspannungsnetz (im Umspannwerk) angeschlossen. Windenergieanlagen werden vorwiegend als Windparks verwirklicht, die über Mittelspannungsnetze miteinander verbunden sind und anschließend ebenfalls an das Hochspannungsnetz über Umspannwerke (20 kV auf 110 kV) angeschlossen werden.

8.3 Ist-Analyse des Stromnetzes in der Planungsregion

Vorab wird zur Bearbeitung der Phase 1 (siehe Abschnitt 8.2) angemerkt, dass eine umfassende Netzinfrastruktur für die Stromversorgung von Haushalten, Gewerben, Landwirtschaft, Industrie und öffentliche Einrichtungen erforderlich ist und viele Bereiche direkt und nicht substituierbar davon abhängig sind.

Grundlage der Arbeiten war die Kontaktaufnahme mit den jeweiligen betroffenen Netzbetreibern bzw. die Abfrage der relevanten Daten bei diesen. Die Karte der Stromnetzbetreiber in Bayern, siehe Auszug in Abbildung 66, zeigt u.a. für den Regionalen Planungsverband Südostbayern die Vielzahl der zu berücksichtigenden lokalen/regionalen Netzbetreiber. Ein Schwerpunkt der Datenerhebungen bezog sich aufgrund der räumlichen und kundenbezogenen Versorgung auf die Bayerwerk Netz GmbH, welche umfangreiche Daten zu den Mittel- und Hochspannungsnetzen zur Verfügung gestellt hat.

Die Erhebungen und resultierenden Analysen zu den Netzdaten, die nachfolgend auch in die jeweiligen Bearbeitungsschritte eingeflossen sind, ergaben, ebenfalls zum Teilziel 2, dass die aktuelle Versorgungssituation in der betrachteten Region als sehr gut bezeichnet werden kann. Diese spiegelt sich u.a. in der hohen Versorgungssicherheit mit den statistisch geringen Ausfallszeiten wider. Dies zeigten auch die individuellen und umfassenden Erhebungen je Netzbetreiber. Die Netze können in der Region des Planungsverbandes aufgrund der erhobenen Daten zur Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie unter Berücksichtigung der aktuellen Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen als bedarfsgerecht angesehen werden.

Weiterführend wird zur Situation der Stromnetze, inkl. der zugehörigen Aussagen zur Versorgungssicherheit, beispielsweise auf BIHK (2013) mit dem Titel "Energienetze in Bayern – Handlungsempfehlungen bis 2022" hingewiesen. So wird in dieser Studie u.a. angeführt, dass die zügige Anpassung der Stromnetze an die sich veränderte Erzeugungsstruktur eine grundlegende Voraussetzung für den Erhalt der Versorgungssicherheit und für die wirtschaftliche Nutzung der erneuerbaren Energien ist. Netzinfrastrukturen aus- oder neu zu bauen ist jedoch sehr teuer. Um die volkswirtschaftlichen Kosten gering zu halten, sollen daher vor dem Neubau zunächst alle wirtschaftlichen Möglichkeiten der Optimierung und Verstärkung der bestehenden Netze genutzt werden. Die Netzbetreiber in Bayern handeln nach diesem Grundprinzip und beschreiten innovative Wege: Der Einsatz von Technologien wie Smart Grid oder regelbare Ortsnetztransformatoren lastet das Energienetz effizienter aus und verschafft den Planern für neue Netze etwas Zeit und neuen Handlungsspielraum, siehe BIHK (2013). Auch wenn diese Bewertungen bereits einige Jahre zurück liegen, ist die Versorgungssicherheit nach wie vor sehr hoch in Bayern.

Im Regionalen Planungsverband wird das Netz fortlaufend durch die Netzbetreiber überprüft, so dass die Versorgungssicherheit gewährleistet ist.

Stromnetzanalyse

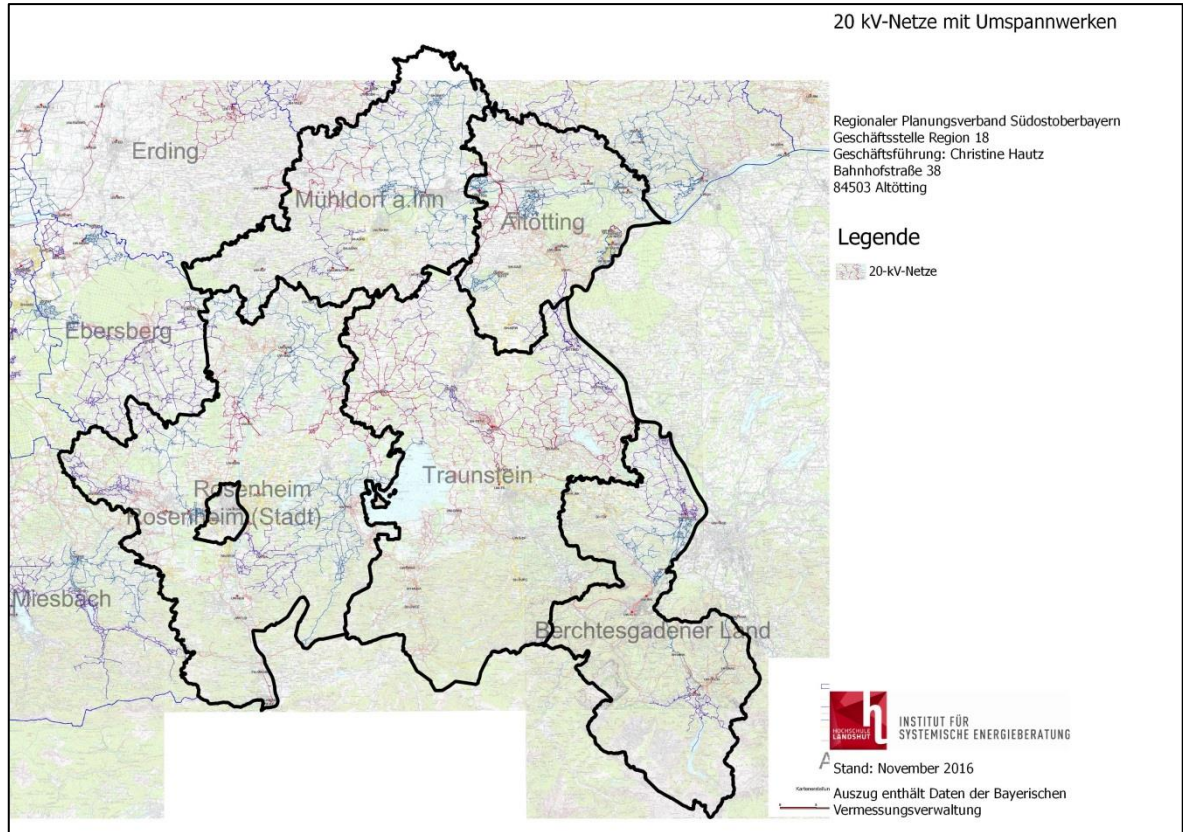


Abbildung 67: Karte der Hochspannungsnetze von Bayernwerk Netz GmbH und Umspannwerke, Stand 2017

Quelle: Bayernwerk Netz GmbH

Stromnetzanalyse

Desweiteren sind in dieser Phase Daten zum IST-Zustand der erneuerbaren Energien im GIS implementiert worden. Außerdem ist zur detaillierten Analyse des Stromnetzes in einem weiteren Schritt anhand der Informationen zum aktuellen 20-kV-Netz (Mittelspannungsnetz) und zum aktuellen 110-kV-Netz (Hochspannungsnetz) sowie den vorhandenen Umspannwerken in der Planungsregion, die für diese Analyse vom Bayernwerk AG zur Verfügung gestellt worden sind, die gesamte Planungsregion in verschiedene Versorgungsgebiete eingeteilt worden (vgl. Abbildung 68), die hier über die unterschiedlichen Farben des 20-kV-Netzes und der Versorgungsgebiete erkennbar sind.

Auf Grundlage dieser Arbeitsschritte ist eine Verschneidung der Einspeiseleistungen mit den verschiedenen Versorgungsgebieten unter Berücksichtigung der leistungsmäßigen Richtwerte für die Zuordnung zu den Spannungsebenen, der vorhandenen Umspannwerke, der 110-kV-Leitungen sowie der georeferenzierten Zubaupotenziale möglich.

Den einzelnen Versorgungsgebieten sind in einem weiteren Schritt sowohl die Bestandanlagen bzw. deren Leistung (kW) und Erzeugung (kWh) als auch das ermittelte Zubaupotenzial bzw. dessen Leistung (kW) und Erzeugung (kWh) zugeordnet worden, um darauf aufbauend in der Netzplanungssoftware NEPLAN® Lastflussberechnungen zu ermöglichen.

20 kV-Netze und Umspannwerke



Einteilung der Region in Versorgungsgebiete

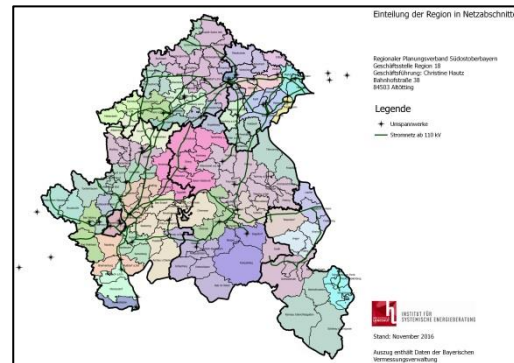


Abbildung 68: Einteilung des 20-kV-Netzes in der Planungsregion in Versorgungsgebiete

Stromnetzanalyse

Dies stellt die Basis für die weitere Stromnetzanalyse dar. Abbildung 69 zeigt die Verschneidung der Einzelinformationen (Versorgungsgebiete, Stromnetze, georeferenzierte Zubaupotenziale für PV-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen) dar.

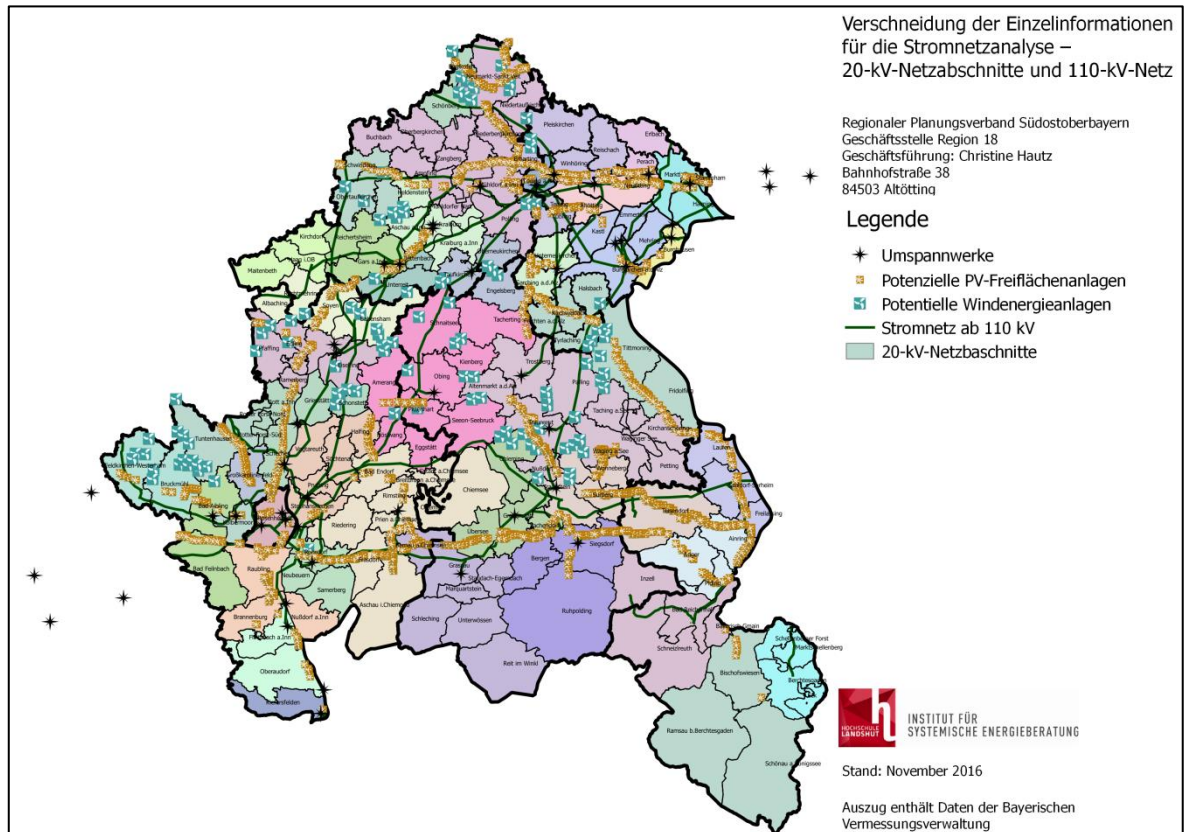


Abbildung 69: Verschneidung der Einzelinformationen von PV-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen je Netzabschnitte

Abschließend sind in Phase 1 die Netzdaten (Hochspannungsnetz mit Übergabe zum Mittelspannungsnetz), die Netzeinspeisung aus höheren Spannungsebenen sowie die Leitungsparmeter in der Netzplanungssoftware sowie im Lastflussberechnungsprogramm (NEPLAN®) implementiert worden. Daran anschließend erfolgte ein Abgleich der Netzstrukturdaten und damit eine Validierung des gesamten Netzes sowie die Konkretisierung der Netzanschlusspunkte und Proberechnungen zu den Lastflüssen.

Hinweis:

Zur Bewertung der Versorgungssituation bei der Abschaltung des Kraftwerks Ohu wird ausgeführt, dass die Versorgung der Region über die ausgewiesene Erzeugungssituation und dem geplanten Ausbau der EE-Anlagen bei Verfügbarkeit des Verteil- und Übertragungsnetzes gewährleistet ist. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass das Übertragungsnetz mit den Übergabestellen an das Verteilnetz wesentlich für die Versorgungssicherheit ist und zusätzlich die Systemstabilität gewährleistet. So gilt es den Netzausbau, siehe auch www.netzausbau.de, gemäß dem Netzentwicklungsplan zügig voranzutreiben. Konkret gibt es somit Pläne neben dem Wechselstromnetz (u.a. auf bestehenden Trassen) des Übertragungsnetzes zusätzlich eine Gleichstromleitung von Norden bis zum Netzverknüpfungspunkt am Kraftwerk Isar zu bauen. Diese Gleichstromleitung dient ebenfalls als wichtige Anbindung der Erzeugung im Norden von Deutschland mit dem Süden. Dieser SuedOstLink gilt als zentrales Netzausbauprojekt, siehe auch www.tennet.eu, bei dem es eine koordinierte Planung mehrere Übertragungsnetzbetreiber in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur gibt. Nach §3 Bundesbedarfsplangesetz gilt für alle Gleichstromverbindungen wie den SuedOstLink ein Vorrang der Erdverkabelung.

8.4 Annahmen für die Stromnetzanalyse

Bevor auf die Ergebnisse der Stromnetzanalyse für die beiden Szenarien (Umsetzung gemäß Energiestrategie, siehe Kapitel 7 und Umsetzung von 100 % des ermittelten Zubaupotenzials erneuerbarer Energien) eingegangen wird, werden zuerst die weiterführenden Annahmen für die Prognose von Umsetzung bzw. Ausbau der technischen Zubaupotenziale beschrieben (Phase 2).

Allgemein gilt hier, dass die leistungstechnischen Kriterien, u.a. gemäß den zugrundeliegenden Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen³³ sowie technischen Anschlussbeurteilungen³⁴, für die Betrachtungen der Netze sowie netzbetriebliche Grundlagen diesen Betrachtungen zugrunde gelegt wurden.

Grundsätzlich wird in der nachfolgenden Stromnetzanalyse sowie in den Szenarien von einem Prognosezeithorizont bis 2030 ausgegangen.

Bei den Analysen zu den Zubaupotenzialen von EE-Anlagen liegen die durch die einzelnen Fachlose im Rahmen der Potenzialanalyse ermittelten Energiemengen zugrunde (siehe Kapitel 5), welche hier mittels typischer Vollbenutzungsstunden je Anlagentechnologie bzw. erneuerbarer Energie in Leistung (Engpassleistung der Anlagen) umgerechnet wurden. Die jeweiligen Vollbenutzungsstunden nach Energieträgern sind in Tabelle 20 ersichtlich. Zur Ermittlung dieser Vollbenutzungsstunden wurden die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden nach Energieträger im Planungsverband im Jahr 2013 verifiziert und anschließend verwendet sowie Werte für Windenergie im Rahmen des Projektes abgestimmt.

Tabelle 20: Vollbenutzungsstunden nach Energieträgern, Stand: September 2017

Erneuerbare Energien	Vollbenutzungsstunden [h]
PV Dach	904
PV Freiflächen	1.075
Windenergie	1.700
Wasserkraft	4.218
Biogas	5.512
Geothermie	8.660

Der Bestand und das gesamte Zubaupotenzial von erneuerbaren Energien im Regionalen Planungsverband Südostbayern (Stand November 2017) ist in Tabelle 21 ersichtlich.

33 DistributionCode 2007, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/DistributionCode2007.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/DistributionCode2007.pdf) (Stand Oktober 2017)

34 TAB Mittelspannung 2008,

[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/TAB_Mittelspannung_2008-05-29.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/TAB_Mittelspannung_2008-05-29.pdf) (Stand Oktober 2017)

Stromnetzanalyse

Im Zusammenhang mit dem aktuellen Bestand von EE-Anlagen in der betrachteten Region mit den zukünftigen möglichen regionalen Abschaltungen von diesen aufgrund von auslaufenden Förderungen ist davon auszugehen, dass die Stromnetze hierdurch nicht entlastet oder beeinflusst werden. Dies begründet sich u.a. darin, dass sich der resultierende Lastfluss aufgrund der physikalischen Grundlagen nach den Leitungsimpedanzen richtet und mit geänderten sowie zusätzlichen Lasten bzw. Verbrauchsstrukturen zu rechnen ist, die wiederum einen höheren Bedarf an Stromnetzen verursachen.

Tabelle 21: Leistungen der Bestandsanlagen erneuerbarer Energien sowie des gesamten Zubaupotenzials im RPV nach Energieträger, Stand: November 2017

Erneuerbare Energien	Bestand (2013) in [MW _{el}]	Gesamtes Zubaupotenzial in [MW _{el}]
PV Dach	683	1.626
PV Freiflächen ³⁵	-	209
Wasserkraft	706	75
Windenergie	3	273
Biogas	118	70
Geothermie	-	219
Gesamt	1.512	2.472

³⁵ Die PV-Freiflächenanlagen sind im Bestand in „PV-Dach“ enthalten, da eine Trennung von PV-Dach- und PV-Freiflächenanlagen in den vom Landesamt für Umwelt zur Verfügung gestellten Daten nicht möglich war.

Stromnetzanalyse

Eine Übersicht der geographischen Positionierung der Zubaupotenziale für die unterschiedlichen EE-Anlagen finden sich in Abbildung 70 (PV-Freiflächenanlagen) und Abbildung 71 (Windenergieanlagen).

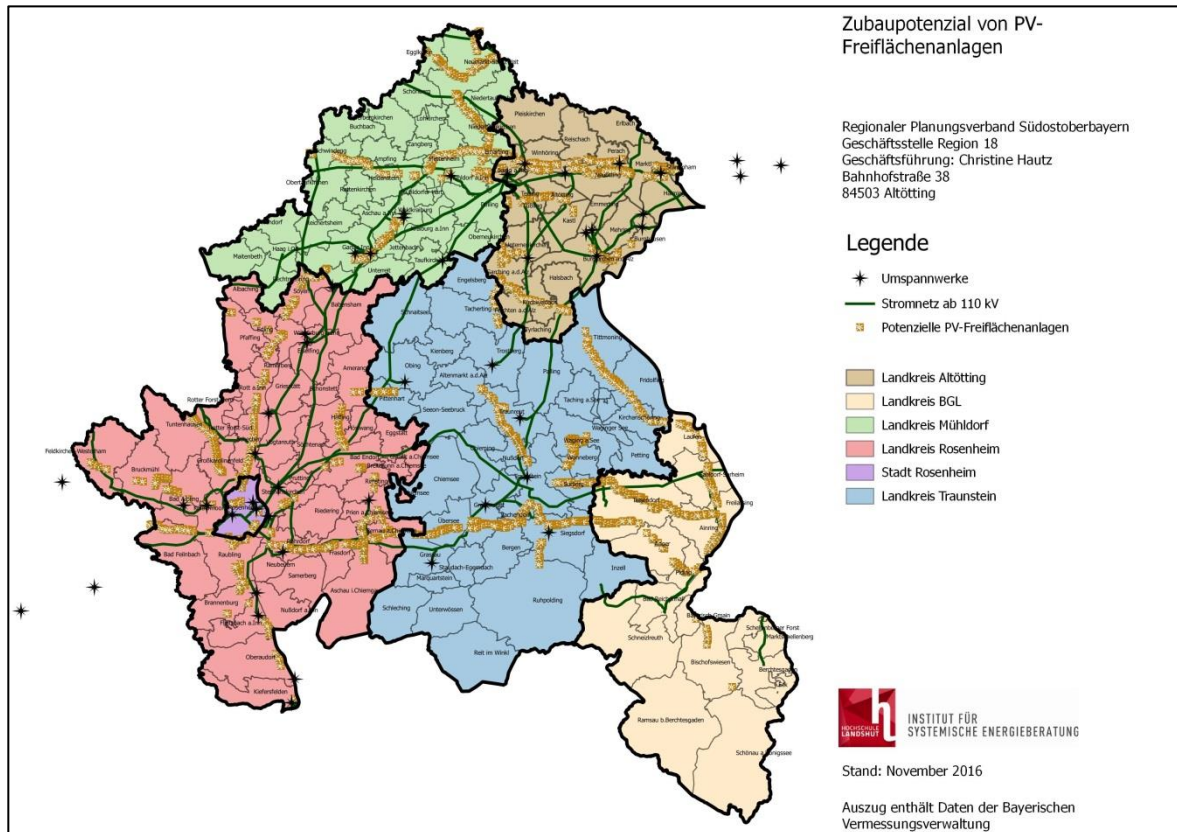


Abbildung 70: Karte der Zubaupotenziale von EE-Anlagen PV-Freiflächenanlagen, Stand 2017

Stromnetzanalyse

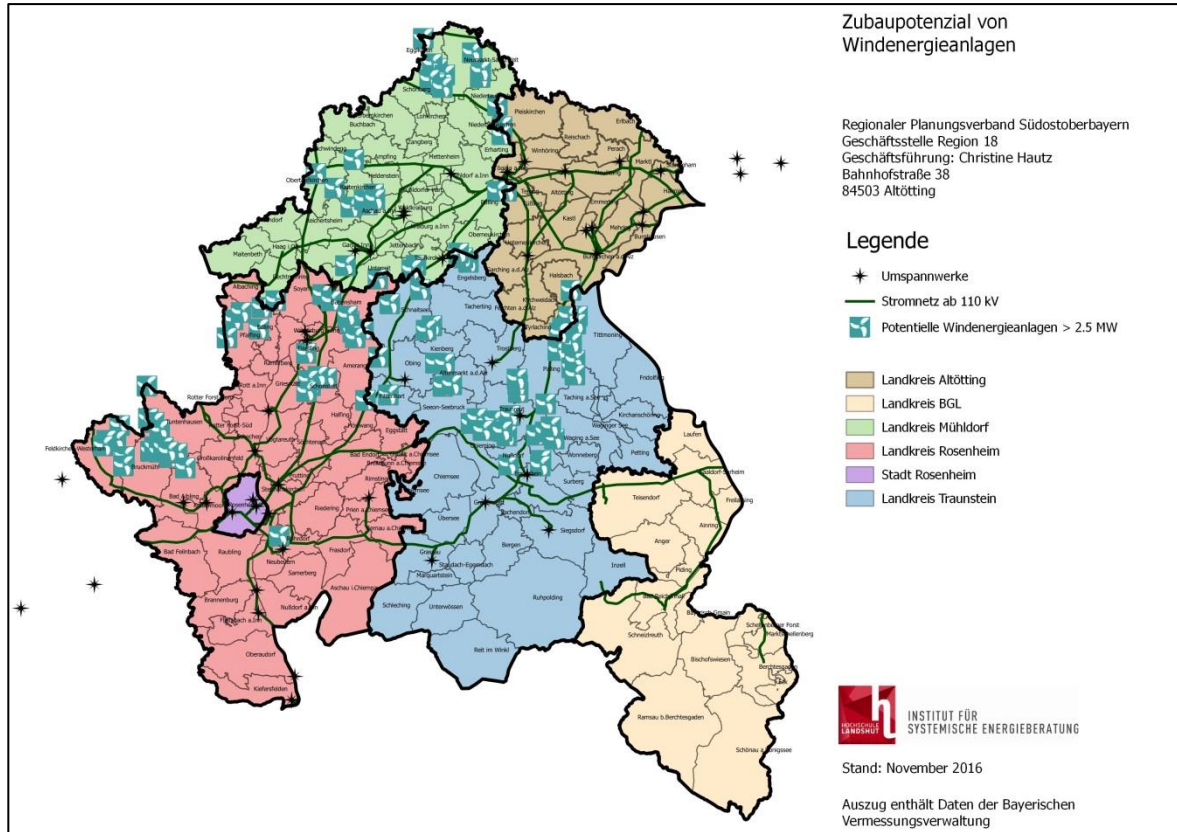


Abbildung 71: Karte der Zubaupotenziale von Windenergieanlagen, Stand 2017

8.5 Darstellung der Ergebnisse gemäß Energiestrategie

Für die Erreichung des „Pariser Ziels“ bis 2030 ist es notwendig, dass in allen Landkreisen/Stadt Rosenheim ca. 36 % des in der Potenzialanalyse ermittelten Zubaupotenzials erneuerbarer Energien für die Stromproduktion bis 2030 umgesetzt werden. Dieses Ziel wird in der nachfolgenden Netzbetrachtung berücksichtigt und der notwendige Netzausbau auf dieser Grundlage ermittelt (Phase 3).

In der dritten und letzten Phase werden die aktuellen Netzsituationen, insbesondere bezogen auf die Einspeise- und Lastsituation berücksichtigt. Zusätzlich werden die Netzanschlüsse (u.a. gemäß den netzpunktbezogenen kumulierten Erzeugungsanlagen, PV-Freiflächenanlagen oder Windparks) von den Zubauten für die EE-Anlagen gemäß dem beschriebenen Ziel bewertet und in den Lastflüssen integriert. Resultierend werden mit den beiden Szenarien für den Zubau von EE-Anlagen Lastflussberechnungen mit einhergehenden Plausibilisierungen durchgeführt. Als Ergebnis dieser Berechnungen ergab sich die Beanspruchung der Netze mit einem erforderlichen Netzausbau bis 2030, unter Berücksichtigung der angeführten Prämissen und Annahmen, wie z.B. den geographischen Zubaupotenzialen von EE-Anlagen, Abschaltungen, usw. (siehe Kapitel 8.4).

Stromnetzanalyse

Tabelle 22 zeigt das elektrische Zubaupotenzial in MW_{el} nach Energieträgern unter Berücksichtigung der in Tabelle 20 dargestellten Vollbenutzungsstunden bezogen auf den notwendigen Zubaubedarf zur Erreichung des „Pariser Ziels“ gemäß Energiestrategie.

Tabelle 22: Bestand (2013) und Zubaupotenzial (36%) bis 2030 von EE-Anlagen, Stand: November 2017

Erneuerbare Energien	Bestand (2013) in $[MW_{el}]$	Zubaupotential von 36% (bis 2030) in $[MW_{el}]$
PV Dach	683	586
PV Freiflächen ³⁶	-	75
Wasserkraft	706	27
Windenergie	3	98
Biogas	118	25
Geothermie	-	79
Gesamt	1.512	890

³⁶ Siehe Tabelle 21

Stromnetzanalyse

Zu den nachfolgenden Ausführungen wird angemerkt, dass eine detaillierte Betrachtung je Energieträger aufgrund der kumulativen Wirkung auf die Netze nicht möglich ist.

Bezüglich der „Identifikation dringlicher Gebiete“ wird zur Beantwortung von Teilziel 2 darauf hingewiesen, dass im Zuge der Erstellung des Berichtes mit dem resultierenden Ausbau zur Erreichung der Klimaziele die EE-Anlagen flächendeckend gemäß dem Anteil von 36% im regionalen Planungsverband Südostbayern bis 2030 ausgebaut werden müssen. Eine zeitliche Priorisierung bzw. Identifikation dringlicher Gebiete ist im Zuge dessen nicht möglich, nachdem hier der Ausbau aufgrund der Genehmigungen der EE-Anlagen und den damit überlappenden zeitlichen Installationen der Anlagen einhergeht. Es sind somit die Netze fortwährend bis zum Jahr 2030 in der Region entsprechend auszubauen.

Abbildung 72 zeigt eine Übersicht des gemäß „Pariser Ziel“ notwendigen Zubaus von EE-Anlagen nach den anhand der vorhandenen Umspannwerke definierten Netzgebieten im Regionalen Planungsverband. Aufgrund der beschriebenen Annahmen der gleichmäßigen Verteilung der EE-Anlagen ergeben sich die angeführten Leistungen in den Regionen, welche in weiterer Folge mit dem Bedarf an Stromnetzen einhergehen.

Stromnetzanalyse



Abbildung 72: Übersicht der regionalen Zubauten von EE-Anlagen beim Ausbau von 36% des Zubaupotenzials, Stand November 2017

Als Ergebnis kann folgender Ausbaubedarf des Netzes bis 2030, siehe Tabelle 23 festgehalten werden. Insbesondere für die Geothermie ergibt sich dabei im 20-kV-Netz ein erhöhter Ausbaubedarf. Dies begründet sich u.a. darin, dass hier für den Netzanschluss zusätzliche Mittelspannungsnetze gebaut werden müssen, um so auch die höheren Einspeiseleistungen nach Möglichkeit im Umspannwerk direkt über eigene Abgangfelder anzuschließen. Ein Umspannwerk wird hier dem Ausbau von Windenergie über Windparks zugeschrieben. Die genaue Lokalisierung von solchen größeren Anzahlen von Erzeugungsanlagen ist zum Stand November 2017 nicht weiter möglich.

Zur Tabelle 23 sowie den hier angeführten Näherungen des Ausbaubedarfs des Stromnetzes für die Erreichung des „Pariser Ziels“ gemäß Energiestrategie ist anzumerken, dass grundsätzlich der erforderliche Ausbau der erneuerbaren Energien in der Nähe von bestehenden Infrastrukturen erfolgen sollte, um so den erforderlichen Netzausbau auf ein Minimum zu beschränken. Nachdem das insbesondere bei den Windkraftanlagen und den PV-Freiflächenanlagen nicht immer der Fall sein kann, können hier die angeführten Umfänge für den Netzausbau stark abweichen.

Tabelle 23: Ausbaubedarf des Stromnetzes gemäß „Pariser_Ziels“ (36 % des technischen n Zubaupotenzials) bis 2030, Stand November 2017

Betriebsmittel	Ausbaubedarf
20-kV-Leitungsausbau	730 km
Umspannwerke (inkl. 2 Transformatoren)	1
Hochspannungstransformatoren	8
Abgangfelder im Umspannwerk	16
110-kV-Freileitungsbau (inkl. Erweiterung)	80 km

Zu den regionalen Netzausbauten bzw. dem Bedarf an Stromnetzen (siehe Teilziel 3) im Zuge des Ausbaubedarfs gemäß „Pariser_Ziel“ (36 % des technischen Zubaupotenzials) bis 2030 können unter Berücksichtigung der angeführten Prämissen und Annahmen, wie z.B. den geographischen Zubaupotenzialen von EE-Anlagen, Abschaltungen, usw. (siehe Kapitel 8.4) die regionalen Zuordnungen getroffen werden. Gemäß Tabelle 23 können die Regionen des Netzausbaus in Abbildung 73 dargestellt werden. Es wird darauf hingewiesen, dass angenommen wird, dass der Netzausbau derart erfolgt, dass die definierten EE- Anlagenpotenziale bei Fertigstellung auch in das elektrische Netz einspeisen können - Prognosezeitraum bis 2030. Aufgrund dessen ist der Ausbau der Netze zeitgleich mit dem Bau der jeweiligen EE-Anlagen zu koordinieren. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass diese Daten auf Basis der zugrundeliegenden Erhebungen der jeweiligen Lose im Rahmen dieses Projekts ermittelt wurden und es aufgrund der genauen Positionierung bei tatsächlicher Realisierung von den EE-Anlagen zu Abweichungen im angenommenen Netzausbau kommen kann und wird – die dargestellten Ausführungen entsprechen somit einer ersten Abschätzung.

Mit der Optimierung der Netze (siehe auch Abschnitt 8.3), der geänderten Betriebsweise, dem Einsatz von Einspeisemanagement (Möglichkeit zur Reduktion der Einspeiseleistung gemäß EEG), dem Lastmanagement (siehe auch Abschnitt 5.3) kann vorübergehend das Netz nicht unmittelbar entlastet aber besser ausgenutzt werden – laut Teilziel 3. Eine Netzentlastung für die Erreichung der Energieziele ist nicht möglich, das Stromnetz muss ausgebaut werden.

Stromnetzanalyse

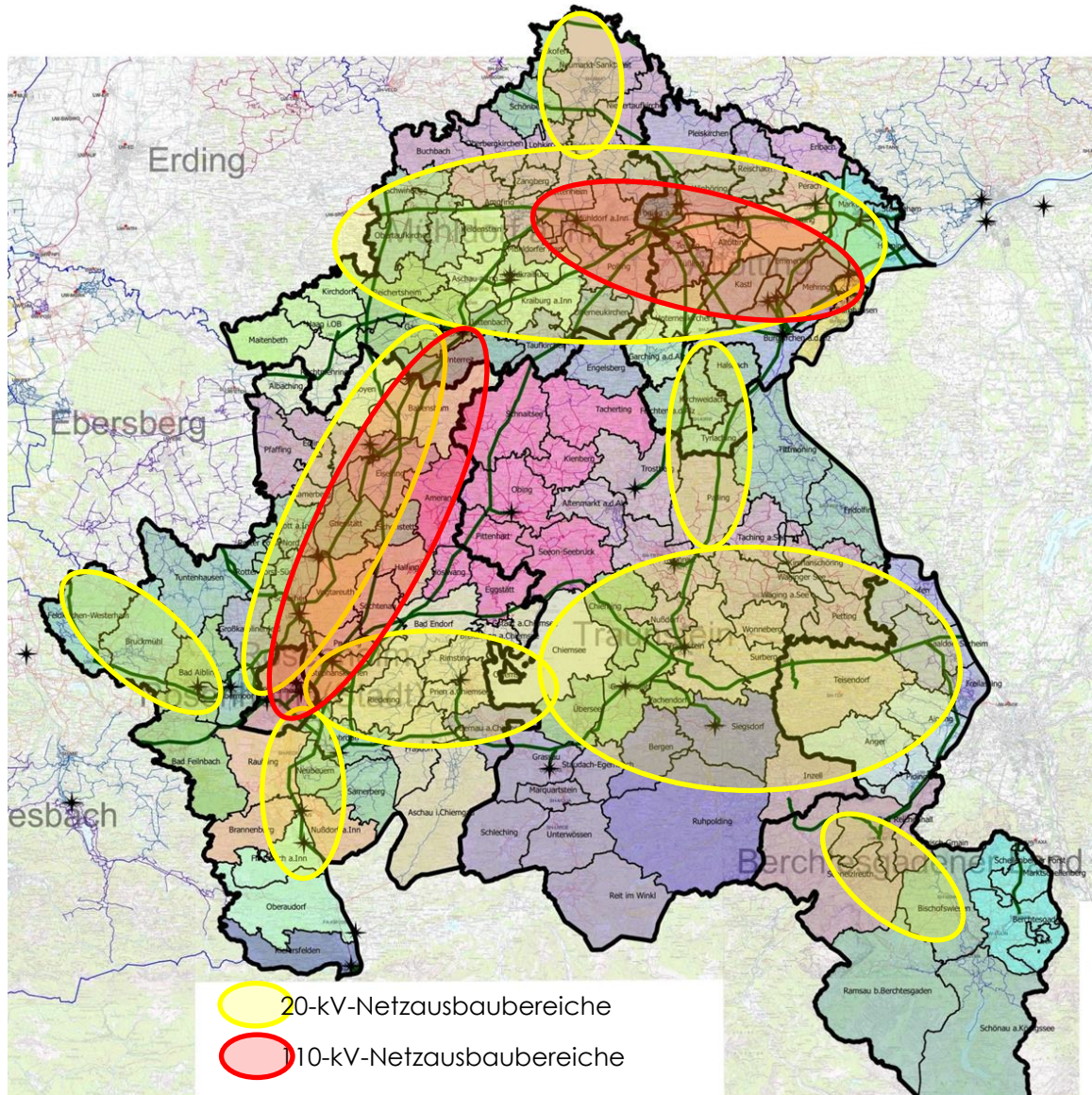


Abbildung 73: Übersicht des Netzausbaubedarfs beim Ausbau von 36% des Zubaupotenzials, Stand November 2017

Zur Beantwortung des Teilzieles 1, konkret zu den Auswirkungen der neuen Energiequellen auf die Netze wird folgendes festgehalten.

Im Zusammenhang mit den Auswirkungen der neuen Energiequellen auf die Netze zeigt sich, dass der Ausbau der EE-Anlagen, unter der beschriebenen Annahme über alle Energieträger, eine höhere Beanspruchung des Stromnetzes mit einem geforderten Ausbau für den Netzananschluss und die Verteilung über die Netze (20-kV-Netze, Transformatoren 110/20 kV und partiell für Windenergieanlagen ein Umspannwerk) einhergeht, wie dargestellt.

Aufgrund der unterschiedlichen Vollbenutzungsstunden von den Energieträgern haben Verzögerungen beim Netzausbau abweichende Auswirkungen. Die größte Auswirkung hätte aufgrund der zugrundeliegenden Zubaupotenziale der fehlende Ausbau bzw. Netzanschluss von Geothermie zur Stromerzeugung, resultierend durch die Vollbenutzungsstunden von 8.660 h und insbesondere die Energiemengen für die Erreichung erforderlichen emissionsfreien Einspeisungen von Strom. Es gilt somit nicht nur den leistungstechnischen Ausbau, sondern die zugrundeliegenden Energiemengen der Energieträger zu berücksichtigen.

Beispielrechnungen:

- 10 MW PV Freifläche mit Vollbenutzungsstunden von 1.075 h liefern im Jahr 10.750 MWh.
- 10 MW Geothermie mit Vollbenutzungsstunden von 8.660 h liefern im Jahr 86.600 MWh.

Zum Netzausbaubedarf ist die Höhe der Auflösung leider insbesondere durch die unterschiedlichen Annahmen und die Unschärfe der zeitlichen Vakanz in den Ausbauregionen begrenzt, eine detaillierte Aussage zu regionalen Netzausbauten ist hierdurch aktuell nicht möglich. Insbesondere im Bereich der Netzanschlüsse von Geothermie und den PV-Freiflächenanlagen, u.a. in Abhängigkeit der genehmigten Anlagen, besteht ein erhöhter Bedarf an 20-kV-Leitungen mit einhergehenden Abgängen in den Umspannwerken. Wenn es zu einer Genehmigung von größeren Windparks kommt, ist je nach der räumlichen Zuordnung mit hoher Wahrscheinlichkeit vom Bedarf eines zusätzlichen 110/20-kV-Umspannwerkes auszugehen.

Weiterführend ist zu erwähnen, dass aufgrund der bisher bereits hohen Nutzung von PV-Anlagen im Haushalts- und Gewerbebereich es lokal zu Umbauten und Erweiterungen im Niederspannungsbereich kommen kann. Hier werden bereits bei den Netzbetreibern neue Technologien von "Smart Grid" eingesetzt, die so einen technisch und ökonomisch optimierten Netzausbau ermöglichen.

Allgemein kann erwähnt und empfohlen werden, dass der Ausbau von EE-Anlagen zur Erreichung der Klimaziele einher mit dem Ausbau der erforderlichen Infrastrukturen geht, dies bezieht sich insbesondere auf den erforderlichen Zubau von Verteilnetzen. Diese Maßnahmen sollten somit bereits über mehrere Fachdisziplinen und Interessenten hinweg im Vorfeld koordiniert geplant und umgesetzt werden.

8.6 Darstellung der Ergebnisse gemäß 100 % Realisierung Zubaupotenzial

Im Rahmen der Analysen zum Netzausbau ergibt sich somit für einen 100%igen Zubau aller Potenziale an EE-Anlagen im Regionalen Planungsverband, laut Tabelle 24, der nachfolgende Bedarf an Infrastrukturen im Mittel- und Hochspannungsnetz unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen, siehe Tabelle 21. Es wird darauf hingewiesen, dass diese Daten auf Basis der zugrundeliegenden Erhebungen der jeweiligen Lose im Rahmen dieses Projekts ermittelt wurden und es aufgrund der genauen Positionierung bei tatsächlicher Realisierung von den EE-Anlagen zu Abweichungen im angenommenen Netzausbau kommen kann und wird (siehe auch Kapitel 8.5).

Wie eingangs geschildert, berücksichtigen diese Betrachtungen das in der Potenzialanalyse ermittelte Zubaupotenzial für die Windenergie, PV-Freifläche, Biogas und Wasserkraft und Geothermie.

Tabelle 24: Angenommener/berechneter Netzausbaubedarf für Mittel- und Hochspannungsnetze im Regionalen Planungsverband Südstbayern bei 100%-Ausbau von EE-Anlagen, Stand: November 2017

Betriebsmittel	Ausbaubedarf bei „100%-Zubau“
20-kV-Leitungsausbau	1.919 km
Umspannwerke (inkl. 2 Transformatoren)	3
Hochspannungstransformatoren	17
Abgangfelder im Umspannwerk	26
110-kV-Freileitungsbau (inkl. Erweiterung)	180 km

Zu den regionalen Netzausbauten bzw. dem Bedarf an Stromnetzen (siehe Teilziel 3) im Zuge des Ausbaubedarfs gemäß 100%-Zubau bis 2030 können unter Berücksichtigung der angeführten Prämissen und Annahmen, wie z.B. den geographischen Zubaupotenzialen von EE-Anlagen, Abschaltungen, usw. (siehe Kapitel 8.4) die regionalen Zuordnungen getroffen werden. Laut Tabelle 24 können die Regionen des Netzausbaus in Abbildung 74 dargestellt werden. Es wird darauf hingewiesen, dass diese Daten auf Basis der zugrundeliegenden Erhebungen der jeweiligen Lose im Rahmen dieses Projekts ermittelt wurden und es aufgrund der genauen Positionierung bei tatsächlicher Realisierung von den EE-Anlagen zu Abweichungen im angenommenen Netzausbau kommen kann und wird – entspricht somit einer Abschätzung.

Stromnetzanalyse

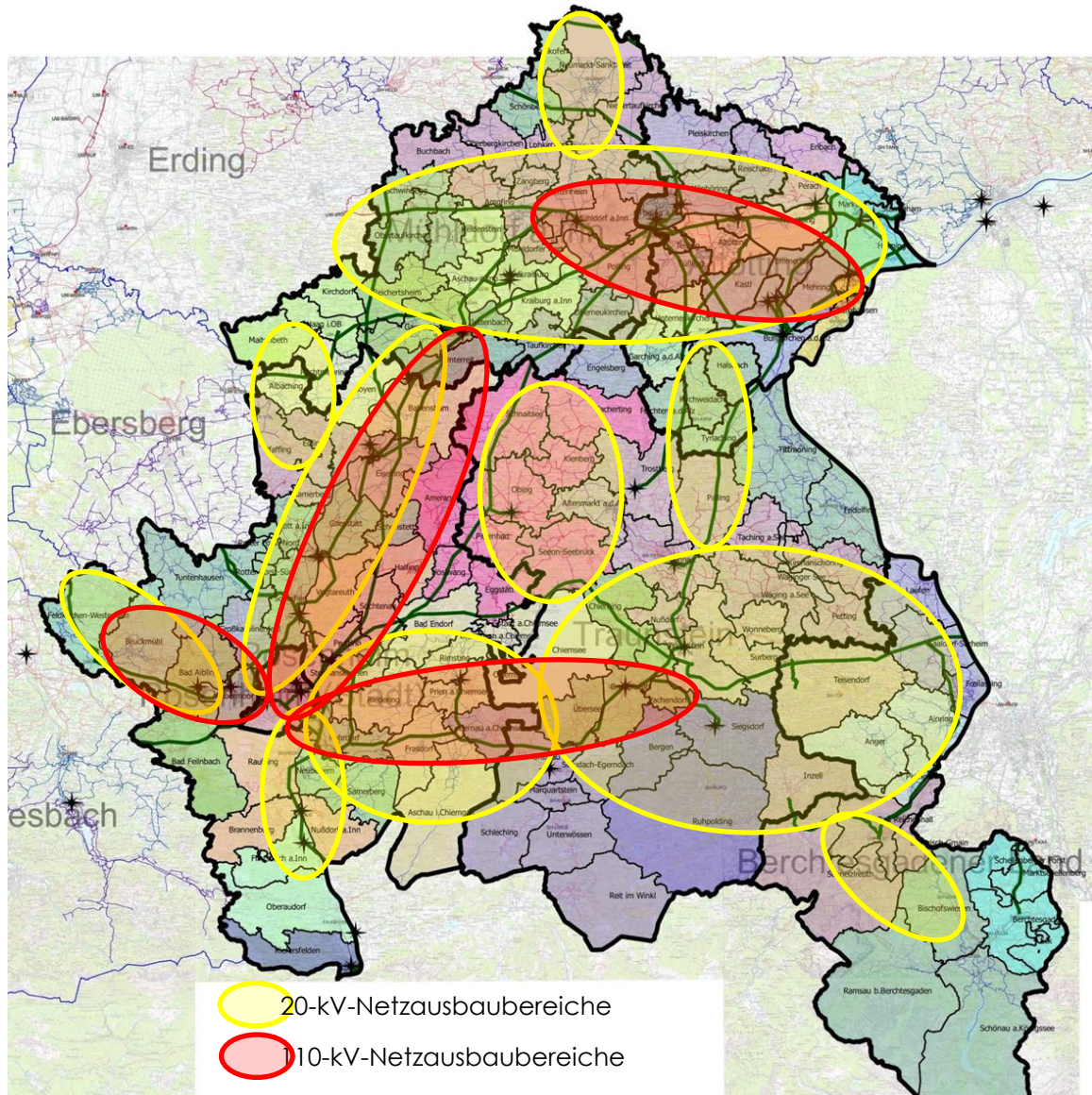


Abbildung 74: Übersicht des Netzausbaubedarfs beim Ausbau von 100% des Zubaupotenzials, Stand November 2017

8.7 Richtwerte für die Kosten des Netzausbaubedarfs je Szenario

Um eine Abschätzung der Kosten des Netzausbaus für die Planungsregion in den einzelnen Szenarien vornehmen zu können, sind in den nachfolgenden drei Tabellen die Richtwerte, in Abstimmung mit der Bayernwerk Netz GmbH, der Kosten unterschiedlicher Betriebsmittel je nach Netzebene dargestellt. Diese Daten sind als vorläufige Schätzung unter Berücksichtigung des Ausbaus gemäß der zugrundeliegenden Potenziale und prognostizierten Ausbauleistungen (Zubauten) gemäß den eingangs angeführten Annahmen zu verstehen.

In den Betrachtungen sind Standardbetriebsmittel eingeflossen, diese sind z.B.:

- Mittelspannungskabel – Aluminium 3x1x240mm²
- Umspannung von Hoch- auf Mittelspannung mit der Leistung von 40 MVA

Insbesondere für den Betrieb der Netze sind folgende Betrachtungen bzw. normative Vorgaben berücksichtigt worden:

- EN 50160 – Europanorm – Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
- Maximale Dauerbelastbarkeit von Betriebsmitteln
- (n-1)-Sicherheit für den Betrieb von Hochspannungsnetzen für den Lastfall
- Umschaltmöglichkeiten

Tabelle 25: Richtwerte für die Kosten unterschiedlicher Betriebsmittel der Niederspannungsebene (Stand 2017/11)

Betriebsmittel	Kosten in [€] (Richtwert)
Kabelleitung (Kosten je km Systemlänge)	50.000 bis 100.000
Transformatortausch (kein regelbarer Ortsnetztransformator)	10.000
Ortsnetzstation	30.000 bis 40.000

Tabelle 26: Richtwerte für die Kosten unterschiedlicher Betriebsmittel der Mittelspannungsebene (Stand 2017/11)

Betriebsmittel	Kosten in [€] (Richtwert)
Kabelleitung (Kosten je km Systemlänge)	70.000 bis 100.000
Abgangsfeld Mittelspannung im Umspannwerk (reine Feldkosten)	70.000 bis 90.000
Transformatortausch (inkl. Transformator, bauliche Nebenkosten und Sekundärtechnik)	1.000.000
Umspannwerk (2 Umspanner)	2.500.000 bis 3.000.000

Stromnetzanalyse

Tabelle 27: Richtwerte für die Kosten unterschiedlicher Betriebsmittel der Hochspannungsebene (Stand 2017/11)

Betriebsmittel	Kosten in [€] (Richtwert)
Freileitung (Kosten je km Trassenlänge)	300.000 bis 600.000
Freileitungsbelegung – z.B. Seiltausch (Kosten je Systemlänge)	50.000
Kabelleitung (Kosten je km Systemlänge)	600.000 bis 900.000
Transformatorfeld Hochspannung im Umspannwerk (reine Feldkosten)	600.000 bis 750.000

Auf Basis der in den obigen Tabellen dargestellten Richtwerte für die verschiedenen Betriebsmittel in den einzelnen Spannungsebenen zeigt sich auf Grundlage der Netzausbaumaßnahmen zu den Szenarien der in nachfolgender Tabelle 28 (36%-Ausbau) und Tabelle 29 (100%-Ausbau) notwendige Netzausbau und die zugehörigen Kosten. Die Annahmen beziehen sich auf Näherungen zu den Standorten und die resultierenden Netzausbaumaßnahmen – entsprechen somit einer Abschätzung auf Stand November 2017.

Die Kosten des Stromnetzausbaus im Szenario "36%-Ausbau", siehe Tabelle 28, belaufen sich bis zum Jahr 2030 auf rd. 110 Mio. €. Bei einem "100%-Ausbau" der erneuerbaren Energien würden die Kosten hingegen bei voraussichtlich rd. 271,5 Mio. € liegen (vgl. Tabelle 29). Es wird darauf hingewiesen, dass ein 100%-Ausbau aus technischen Aspekten bis weit über das Jahr 2030 dauern würde.

Tabelle 28: Netzausbaubedarf und Richtwerte der Kosten für das Szenario 36%-Ausbau bis 2030, Stand November 2017

Angenommener/berechneter Netzausbaubedarf (Mittel- und Hochspannung) für prognostizierten Zubau von EE-Anlagen bis 2030			
	"36%-Ausbau"		
		Richtwerte Durschnittskosten in [€]	Richtwerte Kosten in [€]
20-kV-Leitungsausbau	730 km	85.000 €	62.050.000 €
Umspannwerke (inkl. 2 Transformatoren)	1	2.750.000 €	2.750.000 €
Hochspannungstransformatoren	8	1.000.000 €	8.000.000 €
Abgangfelder im Umspannwerk (reine Feldkosten)	16	80.000 €	1.280.000 €
110-kV-Freileitungsbau (inkl. Erweiterung)	80 km	450.000 €	36.000.000 €
Summe (Annahmen: Stand November 2017)			110.080.000 €

Tabelle 29: Netzausbaubedarf und Richtwerte der Kosten für das Szenario 100%-Ausbau, Stand November 2017

Angenommener/berechneter Netzausbaubedarf (Mittel- und Hochspannung) für prognostizierten Zubau von EE-Anlagen			
	"100%-Ausbau"		
		Richtwerte Durschnittskosten in [€]	Richtwerte Kosten in [€]
20-kV-Leitungsausbau	1.919 km	85.000 €	163.115.000 €
Umspannwerke (inkl. 2 Transformatoren)	3	2.750.000 €	8.250.000 €
Hochspannungstransformatoren	17	1.000.000 €	17.000.000 €
Abgangfelder im Umspannwerk (reine Feldkosten)	26	80.000 €	2.080.000 €
110-kV-Freileitungsbau (inkl. Erweiterung)	180 km	450.000 €	81.000.000 €
Summe (Annahmen: Stand November 2017)			271.445.000 €

HINWEIS:

Die Richtwerte der Kosten, die Ergebnisse der Potenzialanalyse für erneuerbare Energien als auch die Stromnetzanalyse sind in einem Treffen mit der Bayernwerk Netz GmbH besprochen worden. Im Zuge der Datenbereitstellung wird hier der Bayernwerk Netz GmbH gedankt.

8.8 Analyse zu den Speicherdaten bzw. der Energiespeicherung (insb. netzdienlicher Einsatz) und Nachbarregionen

Im Rahmen der Phase 3 galt es Möglichkeiten der elektrischen Energiespeicherung im Regionalen Planungsverband darzustellen.

Nachfolgend werden gemäß Teilziel 5 die Möglichkeiten der Energiespeicherung in der Region behandelt.

Vorab wird auf die Ergebnisse der anderen Lose zu den Energiespeichern, z.B. Beispielprojekt 2: Ausarbeitung regionaler elektrischer und thermischer Energiespeichermöglichkeiten, verwiesen, in denen Technologien und Speicherdaten angeführt sind.

8.8.1 Energiespeicher nach dem Einsatz

Allgemein wird angemerkt, dass es unterschiedliche Technologien von Speichern gibt, welche im Rahmen dieser Betrachtungen im Nieder- und Mittelspannungsnetz sowie bei den Endverbrauchern eingesetzt werden können. Die Technologie und der Einsatzort werden an dieser Stelle nicht weiter betrachtet, der Fokus liegt auf den Auswirkungen von Speichern im Netz bzw. auf die Netzdimensionierung.

Um die Einspeisung leistungsbezogen an der Last bzw. den Verbrauch anpassen zu können, bedarf es einer variablen Einspeisung. Energiespeicher werden heute bereits mit großen Energieinhalten und Leistungen betrieben, wie z.B. in der Wasserkraft als Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerke. Nun besteht die Anforderung an die Stromnetze der Zukunft, die dezentralen – meist volatilen und nicht an den Verbrauch angepassten – Erzeugungsanlagen besser in das elektrische System zu integrieren. Hier können lokale Energiespeicher zum Einsatz kommen, welche die Energie von z.B. Photovoltaik-(PV)-Anlagen in der Mittagszeit speichern und die gespeicherte Energie am Abend wieder in das Netz abgeben. Durch einen solchen Einsatz von Speichern kann es über die kollektive Wirkung u.a. zu einer besseren Ausnutzung der Netzkapazitäten (keine zusätzlichen Lastflüsse im Netz) sowie bei bekannten Speicher- und Einspeisevorgängen zur Reduktion der Spannungsanhebungen kommen.

Energiespeicher weisen zwei wesentliche Eigenschaften auf, im Fall der Ladung wirken diese wie eine Last und im Fall der Einspeisung wie eine Erzeugungsanlage. Beide Fälle sind wesentlich für die Dimensionierung von Netzen, denn im Nieder- und Mittelspannungsnetz gilt insbesondere die Spannungsqualität gemäß zugehöriger Europeanorm einzuhalten und weiterführend auf die Belastbarkeit der Betriebsmittel (z.B. Transformatoren) zu achten.

Nachfolgend wird eine Übersicht der Speicher gewählt, welche sich nach den Einsätzen in

- markt-
- kunden-

Stromnetzanalyse

- system- und
- netzdienlich

untergliedern lassen. Weiterführend gilt es Kurz- und Langzeitspeicher zu betrachten, die in den unterschiedlichen Anwendungen zum Einsatz kommen. Beispiele für Kurzzeitspeicher sind:

- Batteriespeicher
- Batterien
- Kondensatoren
- Spulen
- Schwungräder
- Druckluft

Langzeitspeicher sind z.B.:

- Gasspeicher
- Brenn- und Kraftstoffe
- Wärmespeicher

Somit ergeben sich mehrere Anforderungen, die wiederum je nach Einsatz bei Kundengruppen (Haushalt, Gewerbe, Industrie) und im Netzbetrieb zum Einsatz kommen können. Bei den Kundengruppen sind u.a. folgende Aspekte zu betrachten:

- Eigenstromversorgung, Eigenversorgungsoptimierung
- Reduktion der Stromspitzen
- Sicherung der Stromversorgung (Spannungsqualität, Ausfallssicherheit)
- Speicherung von Erzeugungsspitzen (Erzeugungsspitzenreduktion)
- Inselbetrieb
- ...

In diesen Fällen kommen vorwiegend Kurzzeitspeicher zum Einsatz, wie z.B. Batteriespeicher.

Im Netzbetrieb gilt es u.a. folgende Aspekte der Systemdienstleistungen zu berücksichtigen:

- Regelernergie (z.B. Primär- und Sekundärregelung)
- Spannungshaltung
- Ausgleich von volatilen Stromerzeugungsanlagen
- Versorgungswiederaufbau
- ...

So wird beispielsweise bei der Primärregelung zur Frequenzhaltung, deren Einsatz durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt, zwischen Stromerzeugung und -verbrauch ein kontinuierliches Gleichgewicht gehalten. Hierfür stehen die Momentanreserve und die Regelernergie zur Verfügung. Bei der Spannungshaltung haben die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber die Aufgabe, in ihrem jeweiligen Netzgebiet die Netzspannung in einem hinsichtlich Spannungs-

qualität zulässigen Spannungsband zu halten. Im Falle eines großflächigen bzw. überregionalen Stromausfalls müssen die Netzbetreiber mittels Versorgungswiederaufbau in der Lage sein, innerhalb kürzester Zeit die Versorgung mit elektrischer Energie wieder herzustellen. Die zugehörige Betriebsführung liegt im Verantwortungsbereich des jeweils zuständigen Netzbetreibers, der ebenfalls die Vorgaben des jeweils vorgelagerten Netzbetreibers berücksichtigt.

Für die oben angeführten Aspekte werden unterschiedliche Kraftwerke und Speicherkraftwerke, wie z.B. auch Pumpspeicherkraftwerke, eingesetzt. Im Sinne der Versorgungssicherheit und unabhängig von der Bereitstellung von Systemdienstleistungen wird darauf hingewiesen, dass die Vorhaltung von ausreichend dimensionierten und gesicherten Erzeugungsleistungen zur Deckung der Lasten, also der Stromnachfrage, fortwährend notwendig ist.

Hieraus ergibt sich ebenfalls die unterschiedliche Betrachtung von Speichern im Zusammenhang mit den Stromnetzen. So gilt es zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit insbesondere für die Stabilität der Netze leistungsstarke Energiespeicher vorzuhalten, wie z.B. Pumpspeicher, die häufig an das Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen sind und so für einen überregionalen Ausgleich bzw. für Regelleistung sorgen. Hierfür müssen diese Netze und Speicher ausreichend zur Verfügung gestellt werden, wodurch auch z.B. bei räumlichen Konzentrationen von EE-Anlagen ein Ausgleich der volatilen Stromerzeugung für das Gleichgewicht zur Stromnachfrage (Last) über das Hoch- und Höchstspannungsnetz gesichert ist. Resultierend gilt es leistungsstarke Energiespeicher vorzuhalten. Wenn es aufgrund der geographischen Gegebenheiten für z.B. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zu diesem Bau kommt, gilt es entsprechende Netzanschlüsse herzustellen. Aufgrund der Betrachtungen für den Regionalen Planungsverband Südostbayern können aufgrund der Ergebnisse von anderen Lösungen hier z.B. die Pumpspeicher Einöden und Poschberg – Saalachsperre genannt werden. Der jeweilige Bedarf für den Netzanschluss hängt von der installierten Leistung ab, die erst bei weiterführenden Konkretisierungen der Planungen vorliegen. Aktuell kann jedoch angemerkt werden, dass hierfür weitere Netzanbindungen erforderlich wären.

8.8.2 Möglichkeiten für Energiespeicher

Als Energiespeicherung, bezogen auf die nachfolgende Netz- und Systemintegration, kann eine Aufnahme und spätere Abgabe von Energie in einer bestimmten bzw. definierten Form verstanden werden. Hierzu stehen grundsätzlich mehrere Technologien zur Verfügung. Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich insbesondere aufgrund der Einsatzmöglichkeiten in Kombination mit EE-Anlagen, u.a. bei Haushalten, und im Zusammenhang auf den netzdienlichen Einsatz auf Batteriespeicher. Batteriespeicher im Mittel- und Niederspannungsnetz sind technisch gut geeignet, um die Auswirkungen der fluktuierenden Einspeisungen aus den volatilen Quellen im Kurzzeitbereich (bis zu einigen Stunden) zu beherrschen.

Es gibt weiterführende Untergliederungen von Speichern. Klassische Beispiele für sektorale Energiespeicher (Energiespeicher, die rein in einem Energiesektor eingesetzt) sind Pumpspeicher (Stromsektor), Pufferspeicher (Wärmesektor) und Kraftstofftanks (Verkehrssektor). Die Energiespeicher sind systemintegriert. Eine Ausnahme stellt ein Gasspeicher dar, der aus Sicht des Gassektors ein sektoraler Speicher ist, aber letztlich über die Sektorenkopplung für alle drei Energieanwendungssektoren Strom, Wärme und Verkehr plus industrielle Anwendungen zum Einsatz kommt, siehe Sterner, 2017.

Hierzu können auch Biogaskraftwerke genannt werden, die über Biogasspeicher und höheren installierten Erzeugungsanlagen für Spitzenlastabdeckungen im Stromnetz eingesetzt werden können. Aufgrund der Speicherung von Biogas können diese dann aus Sicht der Stromnetze le-

diglich als elektrische Erzeugungsanlage betrieben werden, um so nachfrageseitig den Bedarf kurzfristig decken zu können. Dies spiegelt sich dann u.a. in den Vollbenutzungsstunden wieder, die hier bei einigen hundert bis wenige tausend Stunden im Jahr liegen. Dieser Einsatz setzt dann wiederum aufgrund der höheren installierten Leistungen eine Netzbeanspruchung dar, die in Abhängigkeit der regionalen Positionierung und aufgrund der verfügbaren Biogasmengen zu unterschiedlichen Auswirkungen auf die Netze führen können. Im Rahmen dieser Betrachtungen konnte in Abstimmung mit anderen Losen (Beispielprojekte) keine regionale Zuordnung für solche Betriebsweisen von Biogaskraftwerken getroffen werden.

Sinngemäß gelten diese Betrachtungen der sektoralen Energiespeicher als Kurzzeitspeicher ebenfalls für Druckluftspeicher, die jedoch bidirektional, also für Einspeicherung und Ausspeicherung, elektrisch betrieben werden können. In diesem Fall erfolgt die Energiespeicherung über Druckluft. Im Rahmen der Erhebungen und Analysen zu den Stromnetzen kann es, abhängig von der installierten Leistung und den wirtschaftlichen Betrachtungen, zu Ausbauten im Mittel- und Hochspannungsnetz kommen.

Beispiele für sektorenkoppelnde Energiespeicher (verbindet die Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und den nicht-energetischen Verbrauch fossiler Rohstoffe über Energiespeicher und Energiewandler) sind (Nacht-)Speicherheizungen, die im Lastmanagement Strom- und Wärmesektor unidirektional miteinander verknüpfen. Die moderne Variante davon wird „Power-to-Heat“ genannt und nutzt Wärmepumpen und Heizstäbe, um vorwiegend Wind- und Solarstrom, aber auch Regelenergie (Graustrom) in Wärme zu wandeln, siehe Sterner, 2017.

Insbesondere „Power-to-Heat“ kann, neben der industriellen Anwendung, ebenfalls über PV-Strom in der Region des Planungsverbandes eingesetzt werden. Hier gilt es jedoch den Wärmebedarf zu berücksichtigen und den Zeitpunkt der verfügbaren Stromerzeugung. So ist dieser Einsatz u.a. in den Sommermonaten bei hoher PV-Stromerzeugung bei einer umfassenden Nutzung der Wärme zielführend. Somit gilt es wiederum das Nutzungsverhalten nach den Kundengruppen zu berücksichtigen. Im Fall von Haushaltsanwendungen und der Nutzung der Wärme kann es nur bedingt zu Entlastungen des Stromnetzes kommen. Somit ist deren Einsatz jeweils individuell zu betrachten, eine allgemeine Aussage zur möglichen Entlastung der Stromnetze ist nicht möglich.

Power to Gas, also die Umwandlung von elektrischer Energie in Gas mit der resultierenden Verfügbarkeit von Gasleitungen kann punktuell, in Abhängigkeit der Ressource des Primärenergieträgers (z.B. Wind) und der erforderlichen Verfügbarkeit der Infrastruktur Gas für beispielsweise Windparks im Regionalen Planungsverband angedacht werden. In diesen Fällen, unter Berücksichtigung der Annahmen, könnten Windparks errichtet werden, bei denen regionale Stromnetze zu einer Power-to-Gas-Anlage führen und so dann das Gas in das Gasnetz einspeisen. Hier könnten Netzanschlüsse an das erforderliche öffentliche Netz, z.B. Hochspannungsnetz, vermieden werden, wobei die Betriebsweise des Netzes hier zur Energieumwandlung und Einspeisung in das Gasnetz vorliegen müsste.

Der physikalische Nutzen von Energiespeichern besteht in der Bevorratung, Aufbewahrung und Lagerung von Energie, um einen zeitlichen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu schaffen. Dabei stehen sie grundsätzlich hinsichtlich ihrer Funktion nicht in Konkurrenz zu Energienetzen, welche für den räumlichen Ausgleich zuständig sind, siehe Sterner, 2017.

Es besteht die Möglichkeit, elektrische Energie lokal einer Zwischenspeicherung zuzuführen, um so Netzengpässe vermeiden zu helfen, wenn ihr Einsatz netzdienlich erfolgt und nicht marktge-

trieben ist. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass der Stromspeicher nicht den räumlichen Ausgleich ersetzen kann. Diese ist insbesondere im Zusammenhang mit der zeitgleichen Erzeugung der verbrauchten/benötigten elektrischen Energie, konkret bezogen auf die Leistung über die Zeit, zu berücksichtigen.

In den Niederspannungsnetzen und somit bei den Haushalten werden elektrochemische Energiespeicher in Form von Akkumulatoren (Batterien) eingesetzt.

Die Leistungsfähigkeit der Netze wird u.a. durch die Einspeisung und in weiterer Folge durch die Speicher bzw. die Batteriespeicher beeinflusst. Somit bestimmt der resultierende Lastfluss die Dimensionierung der Leitung, welche wiederum von dem Ort des Netzanschlusses abhängt und ebenfalls in der Netzplanung zu berücksichtigen ist.

Resultierend aus den Netzbetrachtungen wird nachfolgend der Einsatz von Batteriespeichern im Zusammenhang mit den Auswirkungen auf das Netz betrachtet. Die Annahme, dass es durch den Einsatz von Speichern zu einer Entlastung im Netz kommt, ist nicht unmittelbar gegeben und bedarf einer regional/lokal differenzierten Betrachtung. Dies begründet sich insbesondere in der vorwiegend fehlenden zeitlichen Korrelation von Last und Erzeugung bzw. Bezug und Einspeisung, in den möglichen regionalen/lokalen Konzentrationen von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen sowie den jeweiligen Gleichzeitigkeitsfaktoren. So ist es wichtig, die zeitgleiche Lastdeckung in Verbindung mit der Einspeisung in das Netz und den daraus resultierenden, möglichen bidirektionalen Lastfluss leistungsbezogen zu betrachten.

Folgend lässt sich die Rolle der Batteriespeicher ableiten, wobei grundsätzlich die drei genannten Einsatzmöglichkeiten bestehen. Eine restriktive Abgrenzung zwischen den Einsatzmöglichkeiten ist nicht immer möglich und muss aufgrund der dienlichen An- und Einsätze auch nicht immer getroffen werden, insbesondere unter dem Gesichtspunkt, dass bspw. alle Einsatzmöglichkeiten auch netzdienlich sein können. So können Batteriespeicher die Netzkapazitätsauslastung reduzieren und zur Spannungshaltung beitragen, mit der Bereitstellung von Regelleistung markt- und netzdienlich die Netzstabilität gewährleisten und über die unterbrechungsfreie Stromversorgung kundendienlich die Spannungsqualität verbessern. Wie die Speicher lokal implementiert sind, z.B. als Haus- oder Quartierspeicher, ist für die hier vorgenommenen Betrachtungen des Einsatzes nicht immer essenziell.

Bei den Betrachtungen wurden unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten festgestellt, die von netzüber markt- bis kundendienlich reichen. Für den Betrieb der Speicher sind ebenfalls mehrere Anwendungen möglich, im Rahmen der in diesem Beitrag durchgeführten Analysen lag der Schwerpunkt auf der „Einspeicherung“ und der „Ausspeicherung“.

Somit ist es immer von Bedeutung, dass wesentliche Annahmen bei allen Betrachtungen einfließen, wie z.B. der ideale Netzausbau in der Region und überregional u.a. zum Ausgleich von Lastschwankungen und den Änderungen der Erzeugungssituation. Weiterführend müssen die Systemdienstleistungen, wie z.B. die Spannungshaltung, die Blindleistungslieferung und die Frequenzhaltung, fortwährend gesichert werden – und das erfolgt über die Netzbetreiber. Kommt es z.B. zu einer Änderung der Spannung über bestimmte Grenzen, funktionieren viele elektrische Geräte nicht mehr. Im Zusammenhang mit der Blindleistung ist zu erwähnen, dass mit Ausnahme von ohmschen Verbrauchern, wie z.B. Elektroheizungen, Blindleistung im Netz und für die Verbraucher benötigt wird. Die Frequenzhaltung, welche über die Systembetriebsverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber gewährleistet wird, sichert ein kontinuierliches Gleichgewicht von Erzeugung und Last. Im Falle von Abweichungen über definierte Grenzen führt dies zum Zusammenbruch von großen Netzgebieten.

Aus stromnetztechnischer Sicht ist bei den Energiespeichern (z.B. Akkumulatoren bei den Verbrauchern, PV-Anlagen, etc.) zu berücksichtigen, dass diese zu keiner Netzentlastung führen, da der Ausbau der Netze nach Last/Verbrauch und Erzeugung/Einspeisung erfolgt. In Hinblick auf den Netzausbau können diese allenfalls nur zu einer Verzögerung des Netzausbaus führen und nicht zur Vermeidung des Ausbaus. Diese Annahmen gelten insbesondere, wenn kein Speichermanagement implementiert ist. Hierzu wird angemerkt, dass die Energiespeicher aktuell nicht z.B. zur Spitzenlastreduktion angesteuert/betrieben werden und derzeit keine genügend große Anzahl von Speicher bzw. Energiemengen vorhanden sind.

Energiespeicher können somit zur begrenzt lokalen Nutzung, wie z.B. Haus- oder Heimspeicher, sehr gut eingesetzt werden, diese ersetzen jedoch nicht den Netzanschluss in unseren Bereichen. Denn die Versorgungszuverlässigkeit und die Versorgungsqualität werden durch die Netze gewährleistet. Die Nutzung von Hausspeichern in Verbindung von z.B. PV-Anlagen können die Eigenversorgung zu Zeiten der Sonneneinstrahlung für das Laden und spätere Entladen von Batterien sehr gut genutzt werden. Dieser Einsatz von sogenannten Haus- oder Heimspeichern kann somit nur komplementär zum Stromnetz erfolgen. Die Batteriespeicher auf Haushaltsebene nutzen diese vorrangig zur Optimierung des Eigenverbrauchs von PV-Strom, abhängig von Standort, Auslegung und Betriebsweise können diese den Netzbetrieb unterstützen oder belasten.

Aus wirtschaftlicher Sicht ist beim Betrieb von Batteriespeichern im Markt aktuell zu berücksichtigen (Stand November 2017), dass ein wirtschaftlicher Einsatz (u.a. aufgrund der vorherrschenden Energie-/Börsenpreise) nur schwierig darstellbar ist.

Für Verteilnetzbetreiber können die Batteriespeicher eine interessante Option darstellen, wobei heute sehr selten ein wirtschaftlicher Einsatz als Alternative zum konventionellen Netzausbau gegeben ist und deren Nutzung juristisch nicht eindeutig geklärt ist [vgl. Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. 2015].

In einigen Anwendungsfällen, z.B. bei unterschiedlichen Kundengruppen, und Abhängigkeit von den regulatorischen Rahmenbedingungen kann bereits heute oder in naher Zukunft (bis 2025) ein wirtschaftlicher Betrieb von Batteriespeichern möglich werden. In anderen Anwendungsfällen ist ein wirtschaftlicher Betrieb in absehbarer Zeit noch nicht zu erwarten [vgl. VDE-Studie: Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene 2015: Seite 9].

Ein markt- oder kundendienlicher Einsatz von Speichern kann regional gefördert werden. Dies dient u.a. zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote bei Anlagen mit PV-Anlagen. Dieser Begriff definiert sich durch den Anteil der direkt verbrauchten und in Speichern zwischengespeicherten elektrischen Energie an der Gesamtenergieerzeugung der PV-Anlage. In diesem Fall wird die überschüssige Energie, die zum Zeitpunkt der Erzeugung nicht im Haushalt verbraucht bzw. benötigt wird, in den Speichern eingespeist. Somit kann systembezogen abgegrenzt, z.B. auf den Haushalt, der Autonomiegrad erhöht werden. Dieser stellt den kumulierten elektrischen Energieanteil an der Deckung des Strombedarfs durch Erzeugungsanlage und Speichersystem am Gesamtverbrauch dar. Im Zuge dieser Nutzung kann bei Verfügbarkeit einer zentralen Steuerung, die aktuell technisch nicht vorgesehen ist, eine Lastspitzen- oder auch Energieverschiebung vorgenommen werden. Aus netztechnischer Sicht können diese Änderungen aufgrund der fehlenden zentralen Steuerung nicht in die oben angeführten Ausführungen berücksichtigt werden. Dennoch kann der Anteil der Speicher aus energiewirtschaftlicher Sicht aus markt- und kundendienlicher Sicht unterstützt werden.

Zur Beantwortung des Teilzieles 5 kann zusammengefasst werden, dass der Einsatz der Energiespeicher über mehrere Technologien möglich ist. Konkret wird auf den Einsatz von Pumpspeichern verwiesen, gemäß den ausgewiesenen Potenzialen der anderen Lose. Dieser Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke dient u.a. für die Systemdienstleistungen und der Aufrechterhaltung der Stabilität der Netze.

Bei den Betrachtungen zu den Pumpspeichern sowie leistungs großen Batteriespeichern im Zusammenhang mit dem Demand Side Management (DSM – siehe auch Abschnitt 5.3) und den Auswirkungen auf Netze sind hier immer gesonderte Betrachtungen und die Steuerungsmöglichkeiten der jeweiligen Komponenten zu berücksichtigen. So gilt es u.a. bei der Einbeziehung in die Netzbetrachtungen die jeweiligen Verbrauchergruppen zu berücksichtigen. Auf Basis von ermittelten oder verfügbaren Potenzialen unter Berücksichtigung der Verbrauchergruppen, der durchschnittlichen Netzlast, der Saisonalität, dem täglichen Verlauf der Netzlast, der Speicherverluste, usw. können weiterführend die jeweiligen individuellen Netzbetrachtungen für einen Netzbereich durchgeführt werden. Wie bereits erkennbar, sind hier umfassende und tagesbezogene Analysen erforderlich. Somit ist es empfehlenswert in Zusammenarbeit zwischen den Versorgern und den Industriebetrieben ein Konzept zu erstellen, mit welchem nicht nur die Lasten reduziert werden, sondern auch die dennoch vorliegenden Spitzenlasten, wenn möglich, derart verschoben werden können, dass das Stromnetz in den richtigen Zeiten ent- bzw. belastet wird. Hierzu können dann leistungs große Energiespeicher und weiterführende Maßnahmen, wie z.B. DSM, zum Einsatz kommen.

Im Zuge des ausgewiesenen Ausbaus von Windparks kann in Abhängigkeit der verfügbaren Infrastruktur der Gasnetze auch Power-to-Gas zum Einsatz kommen. In diesem Fall könnte der Netzanschluss mit dem resultierenden Netzbedarf reduziert werden. Ein regionales Stromnetz für den Windpark müsste jedoch errichtet werden, um die elektrische Leistung an der Power-to-Gas-Anlage in Gas umzuwandeln und anschließend in das Gasnetz einzuspeisen. Hier wird jedoch ein leistungsfähiges Gasnetz mit entsprechenden Druck- und Einspeisevermögen verfügbar sein.

Ein großes Anwendungsgebiet liegt im Einsatz von Haushaltsspeichern, welche u.a. den PV-Strom vor Ort zwischenspeichern können und somit als Kurzzeitspeicher dienen können.

Abhängig von den unterschiedlichen Technologien und den Einsätzen von Speichern ist bei der Dimensionierung auf die Leistung und die Kapazität zu achten. So sind Energiespeicher für Systemdienstleistungen, bestimmend durch die verfügbaren Energieträger, entsprechend ausgelegt und der Einsatz von Hausspeichern richtet sich insbesondere nach den Anwendungsfällen, z.B. Speicherung von PV-Strom. Somit gilt es für die Betriebsweisen „Einspeicherung“ und „Auspeicherung“ immer die jeweiligen Anforderungen zu berücksichtigen. Für den Parallelbetrieb mit dem Netz sind u.a. auch die Leistungsgradienten, also der zeitliche Verlauf der Leistung zum Zeitpunkt des Einschaltens (je nach Betrieb) zu betrachten. Denn dieser Leistungsgradient hat bei größeren Leistungen oder kumulativ von mehreren Speichern je Netzabschnitt wiederum Auswirkungen auf den Spannungsverlauf bzw. die Spannungsänderung. Aufgrund dessen sind die jeweiligen Normen (z.B. VDE AR-N 4105) und Netzanschlussbedingungen der Netzbetreiber zu beachten.

Stromnetzanalyse

Zum Ausbau von regionalen Speichersystemen und den Speicheransätzen von Batterien, insbesondere bezogen auf Anlagen mit PV-Anlagen, können folgende exemplarische Mechanismen vorgeschlagen werden:

- Monetäre Förderung des Einbaus von Speichern
- Einkaufsgemeinschaft für den Kauf von Speichern
- Förderung von (lokalen) Elektro- und Speicherunternehmen für den Einbau von Speichern (z.B. monetäre Unterstützung von Speichern)
- Kooperation mit (lokalen) Elektro- und Speicherunternehmen für den Vertrieb und Einbau von Speichern
- Vorgaben/Förderungen für Neubauten von Ein- und Mehrfamilienhäusern mit PV-Anlagen zum Einbau von Speichern
- Vorgaben für den Einsatz von öffentlichen Gebäuden mit PV-Anlagen und Speichern
- Kopplung mit E-Mobilität zur Nutzung von Speichern
 - o E-Ladestationen im öffentlichen Raum mit PV-Anlagen und Speichern für die Ladung
 - o E-Mobile mit Heimpladestationen – Nutzung von PV-Anlagen mit Speichern für die Ladung

8.8.3 Verbundlösungen mit Nachbarregionen

Zum Verbundbetrieb mit dem einhergehenden Energieaustausch mit grenzüberschreitenden Nachbarregionen (Phase 3 laut Abschnitt 8.2 und Teilziel 4) wird auf eine Entscheidung der Bundesnetzagentur hingewiesen, die eine Einschränkung dieses Strommarktes vorsieht. Konkret bedeutet dies, dass mit 1. Oktober 2018 ein Engpassmanagement für den Stromhandel an der deutsch-österreichischen Grenze vorliegt und somit nur noch ein eingeschränkter Stromhandel der Übertragungsnetzbetreiber der jeweiligen Länder möglich ist – siehe www.bundesnetzagentur.de, bzw. Beschluss BK6-17-273³⁷ sowie Beschluss BK-17-058³⁸. Hier werden u.a. die Genehmigung eines gemeinsamen Vorschlages aller Übertragungsnetzbetreiber der Kapazitätsberechnungsregion für langfristige Übertragungsrechte an den Gebotszonen-grenzen, z.B. Deutschland und Österreich, geregelt.

Der Stromhandel zwischen Deutschland und Österreich wird somit zukünftig zwar beschränkt, mit der vereinbarten Langfristkapazität von 4.900 Megawatt wird dieser jedoch über die Übertragungsnetze möglich sein. Dies führt jedoch zu einer Strompreistrennung, sodass ab 1. Oktober 2018 keine Day-Ahead-Auktion mehr für das gemeinsame Marktgebiet durchführbar ist. Termingeschäfte bzw. eine Terminmarktborse wird es über die genannten Langfristkapazitäten jedoch geben. Hiermit können langfristige Produkte gemäß den nationalen Regulierungsbehörden beschlossen werden.

Diese bedeutet u.a., dass mit der Trennung der Märkte ein beschränkter Austausch und Handel zwischen den Strompreiszonen entsteht, der ebenfalls zu unterschiedlichen Strompreisen zwischen Deutschland und Österreich führen kann, deren Effekte aktuell nicht einheitlich eingeschätzt werden. Somit gab es im Rahmen der oben angeführten Beschlüsse zur Trennung der bisherigen gemeinsamen Strompreiszone unterschiedliche Annahmen zur Entwicklung der Strompreise in den nun getrennten Märkten. Diese Trennung wird sich ebenfalls auf der Terminmarktborse langfristig widerspiegeln und kann zu einer fehlenden gegenseitigen Absicherung der angedachten Geschäfte aufgrund der beschränkten physikalischen Grundlage führen.

Verbundlösungen der Nachbarregionen sind unter Berücksichtigung der oben angeführten Entscheidungen aus dem Jahr 2017 mit dem Start am 1. Oktober 2018 somit über Termingeschäfte von Stromhändlern entsprechend den verfügbaren Leitungskapazitäten der Übertragungsnetze möglich.

³⁷ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2017/2017_0001bis0999/BK6-17-273/BK6-17-273_verfahrenser%C3%B6ffnung.html

³⁸ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2017/2017_0001bis0999/BK6-17-058/BK6_17_058_Beschluss_vom_19102017.pdf?__blob=publicationFile&v=2

9 Quellenverzeichnis

Bayerischer Landtag, 17/2181: Schriftliche Anfrage, der Abgeordneten Christine Kamm, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, vom 19.03.2014, Eckdaten der Stromversorgung Bayerns 2013 (2010, 2005 und 2000), https://www.bayern.landtag.de/www/ElanTextAblage_WP17/Drucksachen/Schriftliche%20Anfragen/17_0002181.pdf, Download 02.09.2017

Bayerisches Landesamt für Statistik o.A.: Fläche: Gemeinden, Fläche (ALB), Art der tatsächlichen Nutzung (6)/(10)/(17), Jahr (bis 31.12.2013), URL: <https://www.statistikdaten.bayern.de/genesis/online/data?operation=abruffabelleBearbeiten&levelindex=2&levelid=1478268682376&auswahloperation=abruffabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&selectionname=33111-101r&auswahltext=%23SGKRL-09163%2C09187%2C09189%2C09171%2C09172%2C09183&nummer=4&variable=2&name=NUTZG3&nummer=5&variable=3&name=KREISE&werteabruf=Werteabruf>, aufgerufen am 04.11.2016.

Bayerisches Landesamt für Statistik 2016: Erneuerbare Energien, URL: <https://www.statistik.bayern.de/statistik/energie/>, aufgerufen am 20.12.2016.

Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit, Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, Oberste Baubehörde im Bayerischen Staatsministerium des Innern 2011: Leitfadens Energienutzungsplan, München.

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie 2016: Energieatlas Bayern, URL: <https://www.energieatlas.bayern.de/hilfe/kartenteil.html#EaHelpItemFAQ>, Zugriff am 20.12.2016.

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie 2016: Aktuelle Zahlen zur Energieversorgung in Bayern, URL: https://www.stmwil.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwivt/Publikationen/2016/2016-11-07_Energiedaten_Bayern.pdf, aufgerufen am 07.02.2017.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 2015: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2015) - Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration der Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme, Berlin.

BIHK (2013): Energienetze in Bayern, Handlungsbedarf bis 2022, Bayerischer Industrie- und Handelskammertag BIHK e.V., Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. – VBew, www.vbew.de, Oktober 2013, <https://www.bihk.de/bihk/Anhaenge/bihkrepository/energienetze-studie-langfassung.pdf>, Download 02.09.2017

Quellenverzeichnis

BMWi (2016): Strom 2030 – Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre, Impulspapier, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Stand September 2016, www.bmwi.de (Stand September 2017)

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit; Die deutschen Klimaschutzziele, Stand 09.04.2014; Internetseite: <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimapolitik-der-bundesregierung/#c17577>.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit 2016: Das weltweite Klimaschutz-Abkommen, URL: http://www.bmub.bund.de/service/mediathek/infografiken/detailview/?tx_cpsbmugallery_pi1%5BshowUid%5D=50256, aufgerufen am 02.09.2016.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2016: Energiebedingte CO₂-Emissionen nach Energieträgern, URL: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/energie-umwelt.html>, aufgerufen am 20.12.2016.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2016a: Impulspapier – Strom 230 – Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre, URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/strom-2030,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, aufgerufen am 06.10.2016.

Die Bundesregierung 2017: Rechtliche Grundlagen: Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz, URL: https://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Fragen-Antworten/3_ErneuerbareEnergien/8_rechtliche-grundlagen/_node.html, aufgerufen am 07.02.2017.

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) 2015: Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung, https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/BEE_HM_FENES_Kurzstudie_Der_positive_Beitrag_von_Batteriespeichern_2015.pdf, aufgerufen am 10.11.2017.

Bundesverband Geothermie o.A.: Nutzung der Geothermie in Deutschland, URL: <http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/in-deutschland.html>, aufgerufen am 10.05.2017.

dena-Verteilnetzstudie – Ausbau- und Innovationsbedarf der deutschen Stromverteilnetze bis 2030, https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9036_ESD_dena-Verteilnetzstudie.pdf, Download 01.09.2017

Deutsches Institut für Urbanistik 2011: Klimaschutz in Kommunen-Praxisleitfaden, Berlin.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2010: Dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2015., Berlin



INSTITUT FÜR
SYSTEMISCHE ENERGIEBERATUNG



Hochschule Rosenheim
University of Applied Sciences



team für technik



Quellenverzeichnis

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) o.A.: Möglichkeiten der Lastverschiebung, URL: <http://www.dsm-bayern.de/dsm/was-ist-demand-side-management/moegliche-lastverschiebungen/>, aufgerufen am 25.01.2017.

Energiegenossenschaft Rhein-Ruhr eG 2014: Wieviel Wärmeenergie verbraucht mein Haus?, URL: <http://www.egrr.de/aktuelles-reader/wieviel-waermeenergie-verbraucht-mein-haus.html>, aufgerufen am 31.01.2017.

Energieatlas Bayern o.A.: Photovoltaik-Daten und Fakten, URL: https://www.energieatlas.bayern.de/thema_sonne/photovoltaik/daten.html, aufgerufen am 10.05.2017.

Energieatlas Bayern o.A.: Wasserkraft-Daten und Fakten, URL: https://www.energieatlas.bayern.de/thema_wasser/daten.html, aufgerufen am 10.05.2017.

Fachverband Biogas 2017: Perspektiven des EEG 2017 für die Biogasbranche, URL: http://www.gaerprodukte.de/downloads/01_da_Costa_Gomez.pdf, aufgerufen am 10.05.2017.

Frontier Economics Ltd 2014: Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Markt-design Versorgungssicherheit?, London

Institut für Wohnen und Umwelt 2002: Energetische Kenngrößen für Heizungsanlagen im Bestand, Darmstadt.

Institut für Wohnen und Umwelt 2005: Deutsche Gebäudetypologie - Systematik und Datensätze, Darmstadt.

Klima-Bündnis e.V. o.A. i.V.m. Institut für Energie- und Umweltforschung: CO₂-Äquivalente des Klimaschutzplaners, gemäß E-Mail vom 23.11.2015.

Klobasa Marian 2009: Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz, Stuttgart

Öko-Institut e.V. 2008: Globales-Emissions-Modell-Integrierter-Systeme (GEMIS), Version 4.9, Darmstadt.

Quaschnig Volker 2016: Sektorkoppelung durch die Energiewende – Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaziele unter Berücksichtigung der Sektorkoppelung.

Solaranlagenportal o.A.: Solarthermie & Ertrag - Berechnung für ein Einfamilienhaus, URL: <http://www.solaranlagen-portal.com/solarthermie/thermische-solaranlage/ertrag>, aufgerufen am 03.01.2017.

Statistisches Bundesamt 2016a: Einwohnerzahl - Anzahl der Einwohner von Deutschland von 1990 bis 2015 (in Millionen), URL:

Quellenverzeichnis

<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/2861/umfrage/entwicklung-der-gesamtbevoelkerung-deutschlands/>, aufgerufen am 20.12.2016.

Statistisches Bundesamt 2016b: Pro-Kopf-Stromverbrauch in Deutschland in den Jahren 1995 bis 2015 (in Kilowattstunden), URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/240696/umfrage/pro-kopf-stromverbrauch-in-deutschland/>, aufgerufen am 20.12.2016.

Statistisches Bundesamt 2016c: Jährlicher Stromverbrauch eines privaten Haushaltes* in Deutschland in den Jahren 1991 bis 2015 (in Kilowattstunden), URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/245790/umfrage/stromverbrauch-eines-privathaushalts-in-deutschland/>, aufgerufen am 20.12.2016.

Statistisches Bundesamt 2017: Entwicklung der Einwohnerzahl in Bayern von 1960 bis 2015, URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/154879/umfrage/entwicklung-der-bevoelkerung-von-bayern-seit-1961/>, aufgerufen am 05.01.2017.

Sternier, M., Stadler, I.: Energiespeicher, Springer Vieweg, 2. Auflage, 2017, ISBN 978-3-662-48892-8

Umweltbundesamt 2012: Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Durch Einsatz erneuerbarer Energieträger vermiedene Emissionen im Jahr 2011-Aktualisierte Anhänge 2 und 4 der Veröffentlichung „Climate Change 12/2009“, Roßlau-Dessau.

Umweltbundesamt 2016a: Energieverbrauch des gesamten EEV-Sektors für Wärmezwecke, URL: <https://www.umweltbundesamt.de/energieverbrauch-fuer-waerme#textpart-1>, aufgerufen am 20.12.2016.

Umweltbundesamt 2016b: Energieverbrauch nach Energieträgern, Sektoren und Anwendungen, URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/energieverbrauch-nach-energie-traegern-sektoren>, aufgerufen am 20.12.2016.

Umweltbundesamt 2016c: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015 - Aktualisierung auf Basis des Bandes „Climate Change 9/2015“, Roßlau-Dessau.

Umweltbundesamt 2017: Erneuerbare Energien in Zahlen, URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#textpart-1>, aufgerufen am 07.02.2017.

VDE-Studie: Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene, Mai 2015, <https://shop.vde.com/en/vde-studie-batteriespeicher-in-der-nieder-und-mittelspannungsebene-3>, abgerufen, 01.09.2017

Witzmann, R.: Verteilnetzstudie Bayern 2013, Ausbaubedarf bis 2021 – Basisszenario, <https://www.energie->



INSTITUT FÜR
SYSTEMISCHE ENERGIEBERATUNG



Hochschule Rosenheim
University of Applied Sciences



team für technik



Quellenverzeichnis

innovativ.de/fileadmin/user_upload/energie_innovativ/Dokumente/Energie-Rohstoffe/Verteilnetzstudie_Bayern_02092013.pdf, Download 01.09.2017

WWF Deutschland 2009: Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken, Basel/Berlin.

Zensusdatenbank Zensus 2011a der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder: Glossar, URL: <https://ergebnisse.zensus2011.de/#Glossary>., aufgerufen am 20.12.2016.

Zensusdatenbank Zensus 2011b der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder: Gebäude nach Baujahr (Mikrozensus-Klassen) und Zahl der Wohnungen im Gebäude, URL: https://ergebnisse.zensus2011.de/#dynTable:statUnit=GEBAEUDE;absRel=ANZAHL;agsAxis=X;yAxis=BAUJAHR_MZ,ZAHLWOHNGN_HHG., aufgerufen am 20.12.2016.



INSTITUT FÜR
SYSTEMISCHE ENERGIEBERATUNG



Hochschule **Rosenheim**
University of Applied Sciences



team für technik



LOS 1 Sonnenenergie

LOS 1 Sonnenenergie

10 Kurzfassung Sonnenenergie

Im Rahmen dieses Arbeitsfeldes wurden die Potentiale für Solarthermie und Photovoltaik-Anlagen auf Dachflächen sowie Freiflächen untersucht und nach Landkreisen sortiert dargestellt. Die Potentiale wurden zusätzlich gemeindegerecht in den jeweiligen Gemeinde-Steckbriefen veröffentlicht.

Die Solarthermie kann einen wichtigen Beitrag für die Brauchwasseraufbereitung und Heizungsunterstützung liefern, allerdings vorrangig für Privathaushalte. Es wurde angenommen, dass nur jedes zweite Wohngebäude für die Nutzung der Solarthermie geeignet ist, wodurch sich folglich ein Potential in Höhe von 10,0 % des Wärmebedarfs der privaten Haushalte ergibt.

Bei den PV-Dachanlagen wurden aufgrund der Statik und der Verschattung nur 50 % der Gebäude als brauchbar eingestuft und davon 80 % als nutzbare Fläche. Die entsprechenden Erträge ergaben sich aus einer mittleren Dachneigung mit 35 °, mit einem Flächenbedarf von 6,66 m²/ kWp und einer Stromausbeute von 954 kWh/ kWp.

Die Photovoltaik-Anlagen auf Freiflächen unterliegen gemäß dem Erneuerbaren-Energie-Gesetz bestimmten Voraussetzungen für eine gesetzliche Förderung. Sie sind lediglich auf Flächen entlang von Autobahnen und Bahntrassen oder auf Konversionsflächen förderfähig, allerdings beschränken Ausschlussgebiete, beispielsweise für den Hochwasserschutz, das Angebotspotential.

Landkreis	Solarthermie in MWh/Jahr	PV-Dach in Wh/Jahr	PV-Freifläche in MWh/Jahr	Gesamt in MWh/Jahr
Altötting	58.039	179.144	47.154	284.337
BGL	53.155	170.343	29.156	252.654
Stadt Rosenheim	32.214	71.625	2.952	106.791
Mühldorf am Inn	50.178	254.720	41.152	346.050
Rosenheim	130.605	463.865	62.146	656.616
Traunstein	88.914	330.610	42.935	462.459
Gesamt	413.105	1.470.307	225.495	2.108.907

Tabelle 30: Technisches Zubaupotential Solarenergie im RPV 18, nach Landkreisen sortiert

10.1 Regionale Direktvermarktung von Solarstrom

Als Teilziel 2 sollten im Rahmen der Solarenergie die Möglichkeiten einer regionalen Direktvermarktung vorgestellt werden. Hinführend über die Grundlagen des Stromhandels werden die unterschiedlichen Vermarktungsmöglichkeiten, die bereits während der EEG-Vergütungsdauer nutzbar sind, aufgezeigt.

In der Ausarbeitung wird beschrieben, wie eine regionale Stromvermarktung speziell im Anschluss an die gesicherte EEG-Vergütung (Post-EEG-Zeitalter) marktwirtschaftlich umgesetzt werden kann. Wichtig sind die Nutzung neuer Technologien der Digitalisierung, eine regionale Abstimmung zwischen Erzeugung und Verbrauch sowie die Nutzung der Vertriebswege von Stadt- und Gemeindewerken. Aufgrund der Tatsache, dass ab 01. Januar 2021 die ersten EEG-Anlagen ihre EEG-Vergütung verlieren, wird die



Abbildung 75: Logo von REX - regional energy exchange

Umsetzung eines Modellprojektes „rex - regional energy exchange“ empfohlen. Dadurch können sich alle Akteure im Planungsgebiet auf das Post-EEG-Zeitalter vorbereiten und einen reibungslosen Übergang in eine marktwirtschaftliche Versorgung über regionale und regenerative Energien sicherstellen.

10.2 Elektrische und thermische Energiespeichermöglichkeiten

Die Ausarbeitung gibt einen grundsätzlichen Überblick über verfügbare oder noch in der Entwicklung befindliche Energiespeichersysteme und ihre Eigenschaften. Darüber hinaus werden Empfehlungen für den Einsatz in der Planungsregion 18 vorgestellt. Es sollen die Potentiale zur Speicherung von Strom oder Wärme aus Sonnenenergie stärker genutzt werden. Neue Möglichkeiten mit Hilfe der Digitalisierung schaffen eine Abstimmung unter den beteiligten Akteuren, beispielsweise in Mehrfamilienhäuser oder Siedlungsgebieten, aber sie tragen auch zur Energiebildung (Verbrauchsbewusstsein) bei. Interessant wäre in diesem Zusammenhang die Realisierung eines Pilot-Konzeptes für ein Mehrfamilienhaus, ein Siedlungs- oder Gewerbegebiet, das als Vorbild für andere Flächenentwicklungen dienen kann.

10.3 Konkretes exemplarisches Beispielprojekt - Solarthermie

10.3.1 Projekt „ISKA“ in der Gemeinde Nußdorf

Das Projekt „ISKA“ beschreibt eine interkommunale solarthermische Klärschlamm-trocknungs-Anlage für die Kläranlagen in den Landkreisen Traunstein und Berchtesgadener Land. Dieses einfache Prinzip der Nutzung von Sonnenstrahlen zur Reduzierung der Klärschlammmenge verringert die Anzahl von Entsorgungsfahrten, schafft eine erhebliche Kosten- sowie CO₂-Einsparung, sichert Rohstoffe für die Region und dient als notwendige Klärschlamm-entsorgungs-Strategie. Vor allem aber kann ISKA im Rahmen einer kommunalen Trägerschaft eine Vorbildfunktion einnehmen.

Um das Potential einer ISKA herauszufinden wurden Fragebögen an die Klärwärter aus den beiden Landkreisen verteilt und eine Führung bei der solarthermischen Trocknungsanlage in der Gemeinde Raubling veranstaltet.

Für eine zukünftige ISKA wurde eine Standortwahl in der Gemeinde Nußdorf getroffen, anhand einer technischen Dimensionierung sowie wirtschaftlichen Betrachtung und anschließend eine entsprechende Umsetzungsempfehlung ausgesprochen.

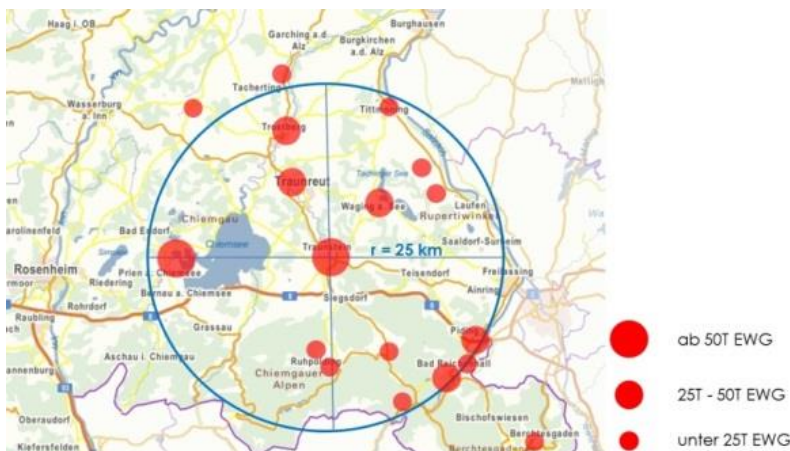


Abbildung 76: Gemeinde Nußdorf als zentraler Standort für eine ISKA



Abbildung 77: Solarthermische Klärschlamm-trocknungs-an-lage für 300.000 Haushalte in Bayreuth

10.3.2 Saisonspeicherung von Wärme mit thermochemischen Speicher

In Absprache mit dem Steuerkreis wurde die Auswahl auf einen Eisspeicher als Wärmespeicher getroffen. Die Betrachtung des Wärmeflusses, der Wirtschaftlichkeit und der CO₂-Bilanz sind auf Grundlage von Daten aus einem Hallen-Neubau in Aschau im Chiemgau, Landkreis Rosenheim, getroffen worden. Das Eisspeicher-Konzept wird derzeit bereits an der Berufsschule in Mühldorf umgesetzt.

Ein Eisspeicher nutzt die Kristallisationsenergie von Wasser (Phasenübergang von fest zu flüssig) und kann dadurch im Sommer Kühlenergie bereitstellen sowie Wärmeenergie für die Wintermonate speichern. Bei diesem ökologisch unbedenklichen System handelt es sich um ein Niedertemperatur-System, das eine externe Wärmeunterstützung benötigt, beispielsweise mittels Biomasse oder Solarthermie.

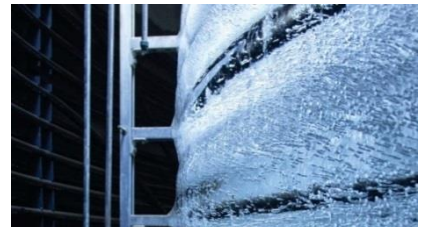


Abbildung 78: Der gefrorene Eis-speicher. Fa. Viessmann
beispielsweise mittels Biomasse o-

10.3.3 Saisonspeicherung von Wärme mit Vakuum-Pufferspeicher

Ein Vakuum-Pufferspeicher besitzt eine gute Wärmedämmung und hohe Speicherkapazität, gleichzeitig ist er individuell und in unterschiedlichen Größen einsetzbar. Als Beispielprojekt für den Einsatz eines Vakuum-Pufferspeichers wurde in der Gemeinde Eiselfing, Landkreis Rosenheim, ein Neubauprojekt mit vier Wohneinheiten gewählt und der Speicher entsprechend ausgelegt.

Die Firma Hummelsberger Schlosserei GmbH, als bekannter Hersteller eines erfolgreichen Systems für einen Vakuum-Pufferspeicher sitzt im Landkreis Mühldorf.



Abbildung 79: Neubau in Eiselfing

10.3.4 Solarthermische Unterstützung eines Nahwärme-Netzes

Die solarthermische Unterstützung von Nahwärmenetzen hat in Südostoberbayern aufgrund der Vielzahl kleiner und mittlerer Nahwärmenetze mit Biomassefeuerung ein hohes Potential. In der Gemeinde Seon-Seebruck, Landkreis Traunstein, ist aus diesem Grund ein bestehendes Nahwärme-Netz, das für den Ausbau eines Kindergartens und eines Wohnheimes erweitert werden soll, in Kombination mit einer solarthermische Anlage untersucht worden. Bereits bei geringen Investitionen sind hohe Einsparpotentiale vorhanden, so dass eine Umsetzung zu empfehlen ist.



Abbildung 80: Hackschnitzelwerk, Gemeinde Seon-Seebruck

11 Sonnenenergie

Die derzeit meist verbreitete Nutzungsart der Sonnenenergie ist deren Umwandlung in elektrischen Strom mittels Photovoltaik (PV)-Modulen. Neben sogenannten PV-Freiflächenanlagen, auf gesetzlich vordefinierten Flächen, sind mit Beginn der EEG-Umlageförderung vor allem PV-Dachanlagen installiert worden. Weitere Möglichkeiten, wie gebäudeintegrierte PV-Module, beispielsweise an Fassaden, spielen eine untergeordnete Rolle in Bezug auf die installierte Leistung.

Wesentliche Vorteile der Stromerzeugung über die PV-Technologie sind die mittlerweile geringen Kosten der Installation, die lange Haltbarkeit der Technik sowie die Möglichkeit der zeitgleichen Eigennutzung des produzierten Stromes zu Tageszeiten. Für PV-Strommengen, die nicht zeitgleich genutzt werden können, besteht die Möglichkeit der Netzeinspeisung und der damit verbundenen staatlich garantierten Einspeisevergütung. Aufgrund steigender Strombezugskosten für Verbraucher, bei gleichzeitig sinkenden Anschaffungskosten, wird die Installation von PV-Anlagen für Eigenverbraucher, wie Privathaushalte, zunehmend interessanter. PV-Freiflächenanlagen unterliegen ab einer installierten Leistung, in Höhe von 750 kW Peak (kWp), der Ausschreibungsverordnung nach EEG und damit einem deutschlandweiten Wettbewerb³⁹. Aufgrund einer fehlenden Möglichkeit den Strom direkt vor Ort zu verbrauchen, handelt es sich bei PV-Freiflächenanlagen um reine Erzeugungsanlagen, die von einer kostendeckenden Einspeisevergütung abhängig sind.



Abbildung 81: Freiflächen-Photovoltaikanlagen entlang einer Bundesautobahn

Eine weitere energetische Nutzung von Sonnenenergie ist die thermische Erhitzung einer Trägerflüssigkeit zur Strom- oder Wärmeerzeugung. In den gemäßigten Breiten Mitteleuropas wird die Solarthermie, aufgrund der geringen Sonneneinstrahlung und Strahlungsintensität, hauptsächlich zur Warmwasseraufbereitung genutzt. Sogenannte Solarkollektoren übertragen die Sonnenenergie an ein fluides Medium (z.B. Wasser), das anschließend als Heizwärme oder zur Erhitzung von Brauchwasser Verwendung findet.

³⁹ Bestimmungen der Ausschreibungsverordnung, gemäß Bundesnetzagentur:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Ausschreibung_en_node.html



Abbildung 82: Photovoltaik- und Solarthermie-Anlagen auf einem Dach

Das Potenzial der Nutzung der Sonnenenergie wird über die zur Verfügung stehenden Flächen und die spezifischen Leistungsdichten, sowie dem regionalspezifischen Energieertrag berechnet. Die Ermittlung der zur Verfügung stehenden Dachflächen erfolgt über die Flächendaten der digitalen Flurkarte (DFK).

11.1 Methodik der Potenzialermittlung für Solarthermie

Für die Berechnung des Potentials zur Wärmebereitstellung durch Solarthermie, untersucht die vorliegende Studie die Nutzung der Brauchwasseraufbereitung sowie der Heizungsunterstützung. Entsprechend dem Leitfaden für Energienutzungspläne der Bayerischen Staatsregierung, wird nach der Methodik des bedarfsorientierten Szenarios II gerechnet. Hier werden insgesamt 20 % des gesamten Wärmebedarfs von Wohngebäuden bzw. privaten Haushalten angesetzt. Da jedoch die Annahme getroffen wurde, dass lediglich jedes zweite Gebäude für die Nutzung von Sonnenenergie geeignet ist (die restlichen Gebäude sind auf Grund von Verschattung, Ausrichtung oder statischen Problemen ungeeignet), verringert sich das Potential für Solarthermie auf 10,0 % des Wärmebedarfs der privaten Haushalte.

Bei Wohn-Nebengebäuden, Flächen gemischter Nutzung sowie Flächen für Industrie und Gewerbe wurde ausschließlich das Photovoltaik-Potential angesetzt, da hier eine sinnvolle und wirtschaftliche Nutzung von Solarthermie nur im Einzelfall, bei hohem Warmwasserbedarf, möglich ist. Der Wärmebedarf der privaten Haushalte liegt gemeindescharf vor, der notwendige Dachflächenbedarf wird über entsprechende Kennzahlen berechnet. Aufgrund der hohen Wirkungsgradverluste bei längeren Transportwegen ist eine geringe Entfernung zwischen Wärmeerzeuger und Verbraucher notwendig. Aus diesem Grund wurde in dieser Studie auf eine Analyse der Freiflächenpotentiale zur solarthermischen Nutzung verzichtet.

Entsprechend der Methodik im Leitfaden für Energienutzungspläne, findet in den Analysen die Wärmebereitstellung durch Solarthermie vorrangig statt. Folglich sollen die zur Verfügung stehenden Dachflächen von Wohnhauptgebäuden in der Kommune hauptsächlich für Solarthermie vorgehalten werden. Das Zubau-Potential entspricht somit 10,0 % des Wärmebedarfs der privaten Haushalte, abzüglich der bereits installierten solarthermischen Anlagen.

Die für das Zubau-Potential benötigte Fläche im Bereich der Solarthermie wird nachfolgend, beispielhaft für die Gemeinde Altötting, erläutert.

$$A_{D \text{ Solar}} = (Q_{\text{Privat}} * D_{\text{Solar}}) / (G_{\text{Jährlich}} * N_{\text{Solar}})$$

mit

$A_{D \text{ Solar}}$ Benötigte Dachfläche für Solarthermie (m²)

Sonnenenergie

 Q_{Privat} jährlicher Wärmebedarf privater Haushalte (kWh/a)

 D_{Solar} Abdeckungsgrad Solarthermie (%)

 $G_{\text{Jährlich}}$ jährliche Globalstrahlung (kWh/m²)

 N_{Solar} Jahresnutzungsgrad Solarthermie (%)

Für die Gemeinde Altötting ergibt sich somit folgende Rechnung:

$$A_{D \text{ Solar}} = ((78.932.966 \text{ kWh/a} * 10,0 \%) / (1.165 \text{ kWh}/(\text{m}^2 * \text{a}) * 25,0 \%)$$

$$A_{D \text{ Solar}} = 27.101 \text{ m}^2$$

11.2 Ergebnisse der Potentialermittlung für Solarthermie

Im Jahr 2013 lag der Wärmeverbrauch für die untersuchte Region bei etwa 5.366 GWh. Davon wurden 2,4 % oder 131 GWh durch Solarthermie erzeugt, demnach liegt das technische Zubau-Potential bei 410 GWh pro Jahr.

In einigen Gemeinden (Erharting, Kirchdorf, Lohkirchen, Niederbergkirchen, Niedertaufkirchen, Rattenkirchen, Staudach-Egerndach und Tyrlaching) lag der Anteil der Solarthermie bereits 2013 über 10,0 % des bestehenden Wärmebedarfs der privaten Haushalte. Da eine Aufteilung der Solarthermie- Bestandsanlagen auf die Sektoren GHD, Industrie und Privathaushalte nicht möglich ist, wurde nachfolgend die Annahme getroffen, dass in diesen Gemeinden kein weiteres Zubau-Potential vorhanden ist. Die Ergebnisse der Potentialanalyse sind den Gemeinde-steckbriefen zu entnehmen. In der nachfolgenden Tabelle sind die Potentiale auf Landkreisebene dargestellt:

Landkreis	Potential in MWh/Jahr
Altötting	58.039
BGL	53.155
Mühldorf am Inn	50.178
Stadt Rosenheim	32.214
Rosenheim	130.605
Traunstein	88.914

Tabelle 31: Technisches Zubau-Potential für Solarthermie

11.3 Methodik der Potentialermittlung Dachflächen-Photovoltaik

Für die Berechnung des Dachflächen-PV-Potentials werden im Folgenden Polykristalline-Standardmodule angesetzt, mit einem Flächenbedarf von durchschnittlich ca. 6,66 m² pro kWp. Darüber hinaus wird angenommen, dass aufgrund von Verschattung, Statik oder Denkmalschutz nur 50 % der Gebäude für die Nutzung von Photovoltaik geeignet sind.

Im Wohnbereich wurden vorrangig Rechteck-Bauten mit Steildächern errichtet, aus denen sich über die Gebäudegrundfläche und dem Neigungswinkel die Dachfläche ermitteln lässt (Abbildung 4). Die vorwiegend anzutreffende Dachneigung beträgt ca. 20° - 50° und im Mittelwert 35°.

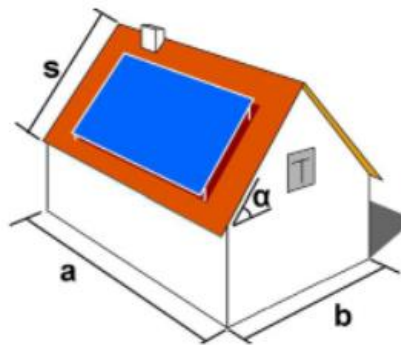


Abbildung 83: Berechnung des Dachflächen-Potentials für PV

Somit gilt $\cos \alpha = \frac{1}{2} b \cdot \frac{1}{s}$ (Formel 1)

Grundsätzlich werden neben den nach Süden ausgerichteten Dachflächen zunehmend auch ost- und westorientierte Dachflächen zur Stromproduktion mittels PV genutzt, besonders wenn es sich um Eigenverbrauchsanlagen handelt. Im Folgenden wird beispielhaft lediglich das Dachflächenpotential der Süddächer ermittelt.

$A_D = a \cdot s$ (Formel 2)

Aufgrund von Störfaktoren, wie Dachränder oder Schornsteine, sollte im Durchschnitt nur von einer möglichen Belegungsfläche für PV-Module in Höhe von 80 % ausgegangen werden.

$A_{D, \text{Nutz}} = A_D \cdot 0,8$ (Formel 3)

Aus Gleichung 3 ergibt sich mit der Gebäudegrundfläche A_{GGF} die nutzbare Dachfläche $A_{PV, \text{Nutz}}$.

$A_{GGF} = a \cdot b$ (Formel 4)

$A_{PV, \text{Nutz}} = \frac{1}{2} A_{GGF} \cdot 0,8 \cdot \frac{1}{\cos \alpha}$

$A_{PV, \text{Nutz}} = 0,488 A_{GGF} \approx 0,5 A_{GGF}$

Aufgrund der Eignung von nur 50 % der Gebäude, ergibt sich folgende Kennzahl:

$A_{PV, \text{Nutz}}^* = 0,5 A_{GGF} \cdot 0,5 = 0,25 A_{GGF}$

Sonnenenergie

Bei einer Dachneigung von 35° folgt ein Wert von 0,488, der auf 0,5 gerundet wird. Flachdächer verfügen aufgrund der Aufständereien für die PV-Module und der damit verbundenen Verschattung, bzw. notwendigen Abständen zwischen den Modulreihen sowie den Störfaktoren, ebenfalls über eine nutzbare Grundfläche von nur 50 %.

Das Zubau-Potential, wird nachfolgend beispielhaft für die Stadt Altötting erläutert:

$$Q_{\text{Zubau}} = ((A_{\text{PV Nutz}} - A_{\text{D Solar}}) / A_{\text{pro kWPeak}} * Q_{\emptyset} \text{ Ertrag pro kWPeak}) - Q_{\text{install.}}$$

Mit

A_{D} $A_{\text{PV Nutz}}$ * Grundsätzlich nutzbare und geeignete Dachfläche (m²)

A_{solar} * Fläche die für Solarthermie insgesamt benötigt wird (m²)

$A_{\text{pro kWPeak}}$ Fläche pro kW Peak (m²/kW_{Peak})

$Q_{\emptyset} \text{ Ertrag pro kWPeak}$ ** Durchschnittlicher Ertrag pro kW_{Peak} (kWh/kW_{Peak})

$Q_{\text{install.}}$ Erzeugter Strom installierte Leistung (kWh)

** Mit zugrunde liegenden Einspeisedaten aus dem Jahr 2013 und einem durchschnittlicher Ertrag pro kWp, konnte der Ertrag pro kWp für jede Gemeinde bestimmt werden. Teilweise waren einzelne Ertragswerte nicht plausibel (z.B. 1600 kWh/kWp), deshalb wurden nur die Erträge zwischen 500 kWh/kWp und 1.250 kWh/kWp ausgewertet.

$$Q_{\text{Zubau}} =$$

$$(890.913 \text{ m}^2 * 0,25 - 54.203 \text{ m}^2) / 6,66 \text{ m}^2 / \text{kW}_{\text{Peak}} * 954 \text{ kWh} / \text{kW}_{\text{Peak}} - 9.317.070 \text{ kWh}$$

$$Q_{\text{Zubau}} = 14.801.319 \text{ kWh}$$

$$Q_{\text{Zubau}} = 14.801 \text{ MWh}$$

11.4 Ergebnisse der Potentialermittlung für Dachflächen-Photovoltaik

Das technische Zubau-Potential für PV- Dachflächen liegt im Untersuchungsgebiet bei 1.470 GWh/ Jahr. Die Ergebnisse der einzelnen Gemeinden sind den Gemeindesteckbriefen zu entnehmen. In der nachfolgenden Tabelle sind die Potentiale auf Landkreisebene dargestellt:

Landkreis	Potential in MWh/Jahr
Altötting	179.144
BGL	170.343
Mühldorf am Inn	254.720
Stadt Rosenheim	71.625
Rosenheim	463.865
Traunstein	330.610
Summe	1.470.307

Tabelle 32: Technisches Zubau-Potential PV-Dachflächen

11.5 Methodik der Potentialermittlung für PV-Freiflächenanlagen

Die Nutzung der Sonnenenergie auf Freiflächen erweitert das Potential der Photovoltaik im Untersuchungsgebiet, über die Nutzung auf Dachflächen hinaus. Es handelt sich dabei allerdings hauptsächlich um reine Einspeiseanlagen, im Gegensatz zu den PV-Dachanlagen. Aus diesem Grund müssen die Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erfüllt werden, um die notwendige Wirtschaftlichkeit über die EEG-Vergütung zu erreichen. Das EEG begrenzt das technische Zubau-Potential über PV-Freiflächenanlagen mittels detaillierter gesetzlicher Vorgaben.

Um eine Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion zu vermindern, erhalten PV-Freiflächenanlagen lediglich auf Konversionsflächen oder entlang von Autobahnen und Schienenwegen eine EEG-Vergütung⁴⁰. Eine Baugenehmigung könnte unabhängig davon jedoch auch auf anderen Flächen durch die Genehmigungsbehörden erteilt werden.

Förderungen von PV-Freiflächenanlagen auf landwirtschaftlich benachteiligten Gebieten können durch die Bundesländer ermöglicht werden, über eine Länderöffnungsklausel im EEG. Bayern nutzt diese Möglichkeit und schafft damit neue Flächen zur Energieerzeugung.

In der Potentialanalyse für PV-Freiflächenanlagen wurden lediglich die im EEG definierten Flächen, in einem Korridor von 110 m entlang der Bundesautobahnen und Bahntrassen sowie auf Konversionsflächen untersucht, da die Projekte auf landwirtschaftlich benachteiligten Gebieten bayernweit auf 30 Stück pro Jahr begrenzt sind. Die entsprechenden Flächenangebote nach EEG wurden durch die Festlegung weiterer Ausschlusskriterien zusätzlich minimiert. Grundsätzlich stellt jede Photovoltaikanlage eine bauliche Maßnahme dar, die dem Bauplanungsrecht unterliegt. Für private Dachanlagen wurden Ausnahmeregelungen beschlossen, mit denen die Überwachung der Einhaltung baurechtlicher Vorschriften dem Hausbesitzer übertragen wurde, weswegen hier keine Baugenehmigung erforderlich ist. Für PV-Freiflächenanlagen ist hingegen eine solche Genehmigung notwendig. Die Genehmigungshoheit liegt bei den zuständigen Kommunen, die in den Bauleitplanungen gemeinsam mit den Landratsämtern über eine Änderung der Flächennutzung in ein Vorranggebiet für Photovoltaik und der Aufstellung eines Bebauungsplanes entscheiden. In diesem Zusammenhang können die Behörden auch konkrete

⁴⁰Voraussetzungen für eine EEG-Vergütung für solare Strahlungsenergie: § 48, EEG 2017

Auflagen festsetzen, beispielsweise für die Höhe der Bauausführung oder ökologische Ausgleichsregelungen aufgrund der Änderung der Flächennutzung.

Ausschlusskriterien	Freihaltung bzw. Ab- stand
Siedlungsgebiete	
Innenbereich von Siedlungen	flächenhaft
Naturschutz, Regionalplanung und Hochwassergefahren	
Nationalparks ⁴¹	flächenhaft
Naturschutzgebiete ⁴²	flächenhaft
Vorranggebiete Bodenschätze ⁴³	flächenhaft
Vorranggebiete Hochwasserschutz ⁴⁴	flächenhaft
Festgesetzte Überschwemmungsgebiete ⁴⁵	flächenhaft
Flächen mit Risiko eines 100-jährigen Hochwassers ⁴⁶	flächenhaft

Tabelle 33: Ergänzende Ausschlusskriterien für Photovoltaikanlagen auf Freiflächen

Die nutzbaren Freiflächen für die Photovoltaik wurden über ein Geoinformationssystem gemessen und mit Hilfe der regionalspezifisch ermittelten Volllaststundenzahl auf deren Ertrag ermittelt (Abbildung 7). Berücksichtigt wurden ein spezifischer Flächenbedarf für PV-Freiflächenanlagen mit 30 m²/ kWp sowie eine maximal geeignete Flächennutzung von 20 %, aufgrund der Geländemodellierung, den notwendigen Wartungs-, Betriebs- und Ausgleichsflächen sowie gegenseitiger Verschattungen der Modulreihen⁴⁷.

⁴¹ Quelle: LfU (2013a)

⁴² Quelle: LfU (2013a)

⁴³ Quelle: StMWIVT (2013a)

⁴⁴ Quelle: StMWIVT (2013a)

⁴⁵ Quelle: LfU (2013b)

⁴⁶ Quelle: LfU (2013b)

⁴⁷ Quelle: www.energieatlas.bayern.de(2016)



Abbildung 84: Beispielhafte Flächenermittlung für PV-Freiflächenanlagen in Altötting

11.6 Ergebnisse der Potentialermittlung für PV-Freiflächenanlagen

Das technische Zubau-Potential für PV-Freiflächen liegt im Untersuchungsgebiet bei 225 GWh/Jahr. Die Ergebnisse der einzelnen Gemeinden sind den Gemeindesteckbriefen zu entnehmen. In der nachfolgenden Tabelle sind die Potentiale auf Landkreisebene dargestellt:

Landkreis	Potential in MWh/Jahr
Altötting	47.154
BGL	29.156
Mühldorf am Inn	41.152
Stadt Rosenheim	2.592
Rosenheim	62.146
Traunstein	42.935
Summe	225.135

Tabelle 34: Technisches Potential PV-Freiflächenanlagen

11.7 Datenverifizierung und Effizienzbewertung der Sonnenenergie

Eine Datenverifizierung und eine Effizienzbewertung der vorhandenen Anlagen ist nur im Rahmen der Photovoltaik möglich, da bei den Bestandsanlagen der Solarthermie weder Angaben zum spezifischen Ertrag (kWh/kW), noch Angaben zum Baualter vorhanden sind. Bei der Beurteilung der Bestandsanlagen der Photovoltaik wird zunächst eine Plausibilisierung der spezifischen Erträge durchgeführt, bzw. der reinen Einspeisedaten. Der Stromerzeugung für den Eigenverbrauch kann nicht ermittelt werden, was die Plausibilisierung der spezifischen Erträge entsprechend beeinflusst.

Es gibt in der zu untersuchenden Region insgesamt 40.788 Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von insgesamt 745 MWp. Die Zubau-Raten für die Planungsregion 18 sowie für Deutsch-

Sonnenenergie

land sind in den nachfolgenden Abbildungen aufgezeigt. Die Zubau-Rate beschreibt dabei die jährliche Menge der neu zugebauten installierten Leistung.

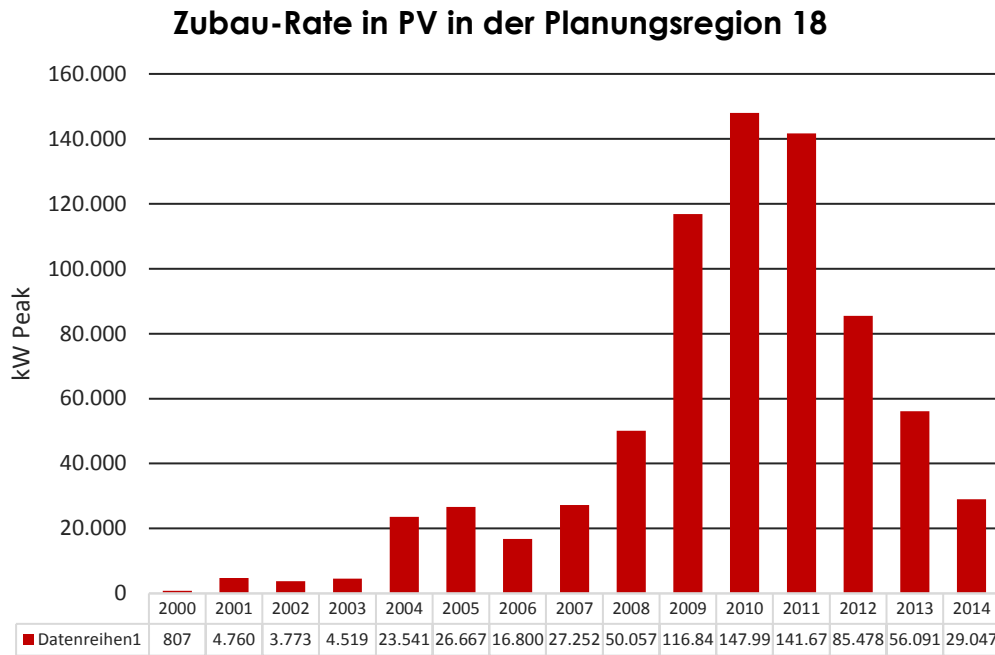


Abbildung 85: Zubau-Rate in Photovoltaik in der Planungsregion 18

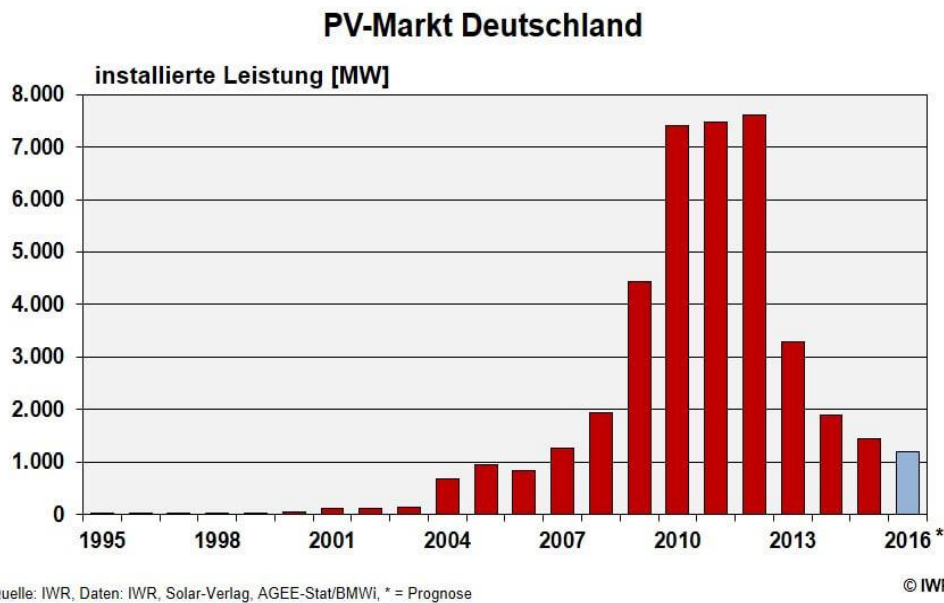


Abbildung 86: Zubau-Rate in PV in Deutschland

Vergleicht man die Zubau-Rate der untersuchten Planungsregion mit der im gesamten Bundesgebiet, so ergeben sich lediglich im Einbruch der Zubau-Rate Abweichungen, der in der untersuchten Region bereits 2012 und nicht erst 2013 begann. Der Ausbau der Photovoltaik betrug im Jahr 2014 in der untersuchten Region ca. 29 MWp. Betrachtet man das ermittelte Zubau-Potential für die Region von 1.695.442 MWh/ Jahr und der Annahme eines Energieertrages von 1.100 kWh/ kWp, so ergibt sich ein Zubau-Potential in Höhe von 1.541 MWp. Das ermittelte Zubau-Potential würde bei gleicher Zubau-Rate ca. 53 Jahre in Anspruch nehmen. Demnach ist die Beschleunigung im PV-Zubau für die Planungsregion notwendig.

Die Einspeisedaten beziehen sich auf das Jahr 2013, wobei hier ebenfalls Anlagen aus den Jahren 2014 und 2015 enthalten sind, jedoch ohne Erträge und nur mit einer Leistungsangabe. Anlagen mit dem Inbetriebnahmejahr 2013 können nicht in die Effizienzbewertung hineinfließen, da sie kein volles Jahr Strom produzierten. Für eine plausible Effizienzbewertung wurden außerdem unrealistische spezifische Erträge unter 500 kWh/kWp sowie über 1.250 kWh/kWp ausgeschlossen. Mit Hilfe der Erfahrungswerte im Bereich der PV besteht Grund zur Annahme, dass Erträge unterhalb von 500 kWh/kWp aufgrund von Produktionsstörungen gemessen wurden. Erträge über 1.250 kWh/kWp können zwar von nachgeführten PV-Freiflächenanlagen stammen, sie werden mangels Datengrundlage allerdings ebenfalls ausgeschlossen.

Insgesamt wurden aufgrund fehlender oder mangelhafter Datengrundlage 4.512 PV-Anlagen, mit einer Leistung von 89 MWp, nach dem 31.12.2012 in Betrieb genommen, die in der Bewertung nicht berücksichtigt sind. Weitere 624 PV-Anlagen, mit einer Gesamtleistung von 8,2 MWp haben geringere spezifischen Erträge als 500 kWh/kWp und 162 Anlagen, mit einer Gesamtleistung von 3,0 MWp, weisen spezifische Erträge über 1.250 kWh/kWp auf. Die damit verbundenen Erzeugungsanlagen werden ebenfalls nicht für die Bewertung herangezogen. Aufgrund der technischen Entwicklung und Steigerungen im Wirkungsgrad, wird in einem ersten Schritt der spezifische Ertrag der geeigneten Erzeugungsanlagen nach dem Jahr der Inbetriebnahme betrachtet. Im Anschluss erfolgt eine Analyse hinsichtlich der Effizienzbewertung in Abhängigkeit der Anlagengröße. Die folgenden Abbildungen zeigen die spezifischen Erträge in Abhängigkeit der Inbetriebnahme:

EFFIZIENZBEWERTUNG PV NACH ANLAGENALTER

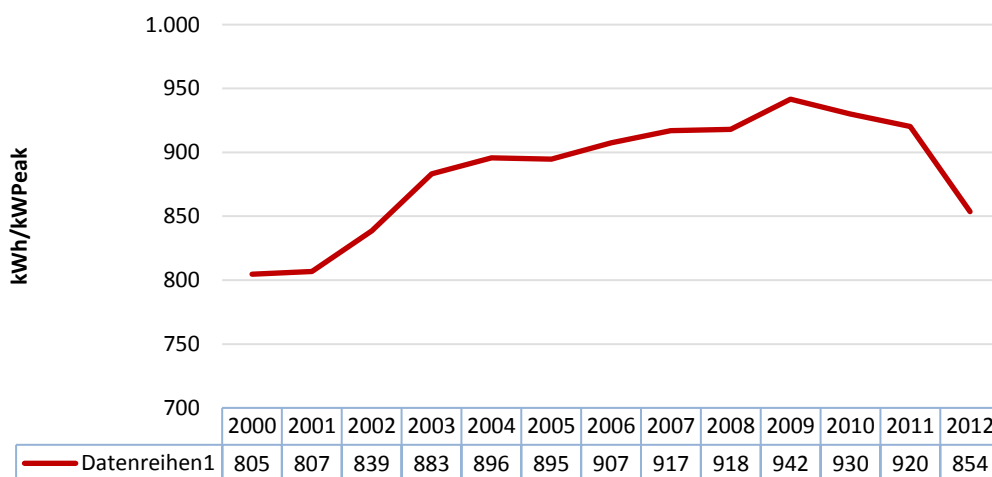


Abbildung 87: Effizienzbewertung PV nach Anlagentalter für die Planungsregion 18

Die Auswertung zeigt einen kontinuierlichen Anstieg der spezifischen Erträge für Erzeugungsanlagen, die bis zum Jahr 2009 an das Netz angeschlossen wurden und einen kleinen Abwärts-

Sonnenenergie

trend von 2010 bis 2011. Auffällig ist jedoch der geringere spezifische Ertrag der Anlagen aus dem Jahr 2012, der sich dem durchschnittlichen Ertrag aus dem Jahr 2002 (854 kWh/ kWPeak) annähert. Es liegt die Vermutung nahe, dass diese Erzeugungsanlagen verstärkt zur Deckung des Eigenverbrauches genutzt werden. Diese Anlagen speisen während des Eigenverbrauchs keine oder verringerte Strommengen in das Stromnetz ein. Der Netzbetreiber ermittelt jedoch nur die Einspeisemengen. Hinweise dafür könnten die Änderungen in der EEG-Vergütung für diesen Zeitraum sein, die den Eigenverbrauch für PV-Dachanlagen lukrativer machen, als die Einspeisung in das öffentliche Stromnetz. Witterungsbedingte Ertragsminderungen sind ebenfalls naheliegend, da die solare Einstrahlung im Jahr 2012 geringer war als 2011 und 2010 geringer war als 2009.

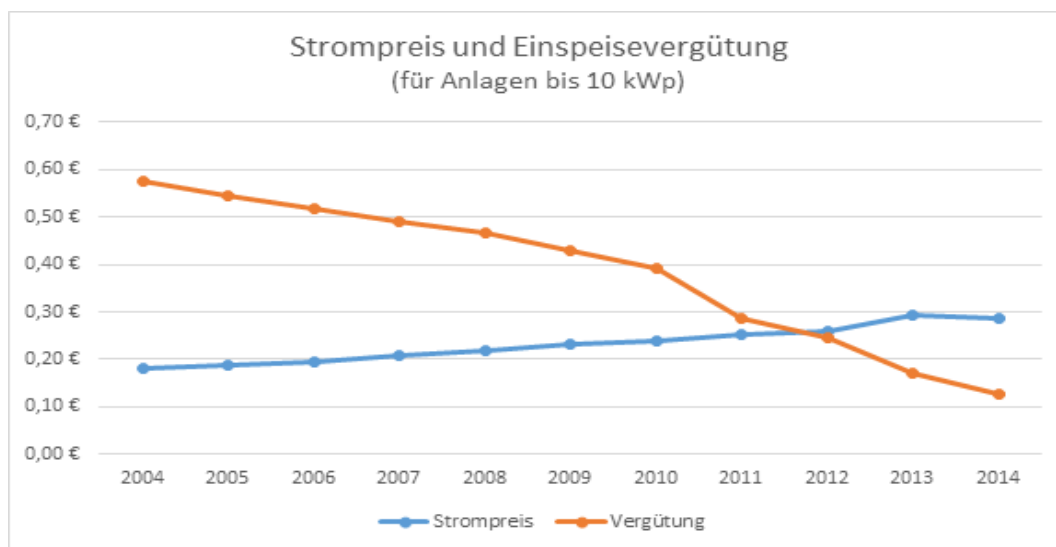


Abbildung 88: Strompreisentwicklung und Einspeisevergütung, gemäß Statista GmbH

Für eine möglichst hohe zeitgleiche Deckung des Stromverbrauchs aus eigenen PV-Anlagen, kann zum einen das Verbrauchsverhalten entsprechend der PV-Erzeugung angepasst werden oder umgekehrt die PV-Erzeugung dem Stromverbrauch. Letzteres geschieht mittels einer optimierten Ost-West Ausrichtung der PV-Anlage, um speziell morgens und abends Energie zu erzeugen, wenn die Bewohner unter dem Dach der PV-Anlage zu Hause sind. Der Jahresertrag der PV-Anlage reduziert sich jedoch in diesem Beispiel, im Vergleich zur Südausrichtung.

11.8 Beispielprojekt 1: Ermittlung der Möglichkeiten einer regionalen Direktvermarktung von Solarstrom

11.8.1 Einführung

11.8.1.1 Kurzübersicht

Für die Planungsregion Südostoberbayern sollen im Energiekonzept die Möglichkeiten einer regionalen Direktvermarktung von Solarstrom aufgezeigt werden.

Es wird eine Beschreibung der vorhandenen Möglichkeiten mit Untermauerung durch Beispiele aus der Praxis erwartet. Eine vorhergehende Beschreibung der Begriffe „Strom“ und „Direktvermarktung“ wird ein Grundwissen zur regionalen Solarstromvermarktung vermitteln. Im Anschluss daran werden zukünftige Möglichkeiten und Entwicklungen aufgezeigt, damit die Energiewen-

Sonnenenergie

de im Stromsektor sowie unter Beachtung der Sektorenkopplung, in der Planungsregion langfristig realisiert werden kann.

11.8.1.2 Zielsetzung

Zur Sicherung der Daseinsvorsorge, aber auch um einen Abfluss der Finanzmittel aus der Planungsregion zu vermindern, die regionale Wirtschaft zu stärken und um im Sinne des Klima- sowie Umweltschutzes die Planungsregion für die nachfolgenden Generationen zu erhalten, sollen Möglichkeiten untersucht werden, wie eine regionale Energiewende gelingen kann. Dazu zählt der weitere Ausbau der Leistung regenerativer Energieerzeuger ebenso wie die regionale Vermarktung der daraus produzierten Energiemengen.

Eine regionale Vermarktung von (Solar-)Strom beschreibt eine zeitgleiche Nutzung der elektrisch erzeugten Energie vor Ort, unter Beachtung des Subsidiaritäts-Prinzips. Dementsprechend soll der Strom der Reihenfolge nach zuerst im Niederspannungsnetz (400 V/ 230 V, z.B. Wohnhaus) erzeugt und verbraucht werden. Anschließend dienen Übermengen des produzierten Stromes der Versorgung einer Region (Mittelspannungsnetz, 20 kV), gemeinsam mit größeren Erzeugungsanlagen, die direkt in das entsprechende Mittelspannungsnetz einspeisen. In umgekehrter Weise versorgt das Mittelspannungsnetz die einzelnen Verbraucher einer Region, wenn diese beispielsweise mit einer PV-Dachanlage im Niederspannungsnetz nicht genügend Strom produzieren. Übermengen aus dem Mittelspannungsnetz einer Region werden mit Hilfe von Umspannwerken auf eine Spannung von 110 kV transformiert und über das Hochspannungsnetz in andere Regionen geliefert. Fehlende Strommengen einer Region, die nicht vor Ort erzeugt werden, können über das Hochspannungsnetz von anderen Regionen besorgt werden. Das Höchstspannungsnetz (220 kV und 380 kV) verbindet die Hochspannungsleitungen und sorgt für einen nationalen sowie europaweiten Ausgleich im Stromnetz.

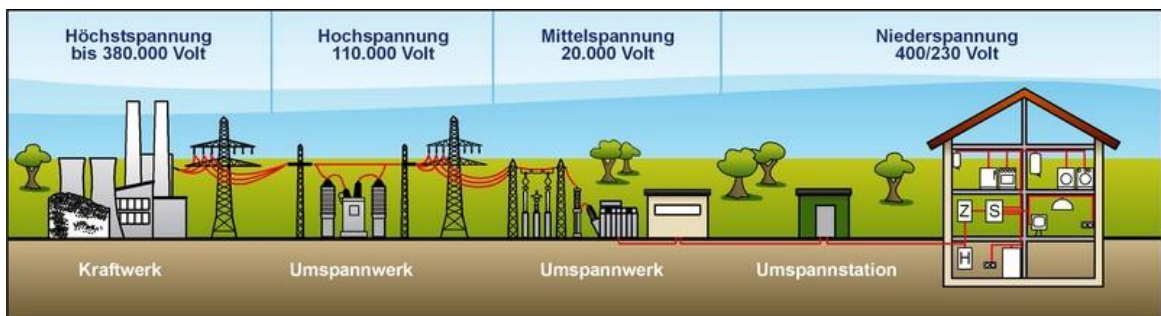


Abbildung 89: Netzebenen in einem klassischen Netz (Quelle: EWE Netz)

Elektrischer Strom stellt eine fließende elektrische Ladung dar, die unmittelbar durch den nächstgelegenen Verbraucher eines Kraftwerks genutzt wird. Aus diesem Grund soll sich im Sinne einer regionalen Stromvermarktung, unter dem Subsidiaritäts-Prinzips, jede Netzebene möglichst eigenständig versorgen sowie Mehr- und Mindermengen mit angrenzenden Gebieten ausgleichen. Zu beachten ist dabei, dass eine regionale Versorgung nicht nur bilanziell, sondern physikalisch und zeitgleich stattfinden soll.

Ein möglichst hoher Autarkiegrad im Bereich der regenerativen Stromversorgung kann durchaus preisliche Vorteile bieten, beispielsweise durch vermiedene Netzentgelte, wenn übergeordnete Netzebenen nachweislich nicht genutzt werden oder durch eine verminderte EEG-Umlage für Verbraucher. Darüber hinaus stärkt es die Energie- und Umweltbildung sowie das Selbstwertgefühl einer Region, wenn Abhängigkeiten verringert werden.

11.8.2 Der Handel im Stromsektor

11.8.2.1 Strom als Einheitsprodukt

Strom wird als sogenanntes Commodity-Produkt, ohne jegliche Eigenschaften, an der Strombörse „European Energy Exchange“ (EEX) in Leipzig oder außerbörslich, „over the counter“ (OTC) gehandelt. Angebot und Nachfrage regeln den Preis an der Strombörse. Die Herkunft ist jedoch nicht mehr nachvollziehbar, es handelt sich um die standardisierte Handelsware „Graustrom“.

Stromproduzenten, wie zum Beispiel Betreiber von Atom-, Kohle- oder Wasserkraftanlagen, nutzen die Strombörse zur Vermarktung der produzierten Energiemengen. Stromanbieter, wie zum Beispiel Stadtwerke oder auch Ökostromanbieter, können dort die Strommengen einkaufen, die sie zur Versorgung ihrer Endkunden benötigen.

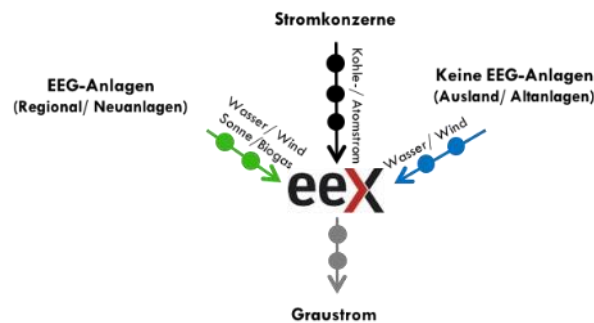


Abbildung 90: Strom als Einheitsprodukt

11.8.2.2 Der Begriff „Ökostrom“

Der Begriff „Ökostrom“ ist in Deutschland undefiniert und gesetzlich nicht geschützt. Ökostromanbieter kaufen über die Strombörse ebenfalls Graustrom, den sie dann mit verschiedenen Zertifikaten, sogenannten Herkunftsnachweisen⁴⁸, „grün anstreichen“. Diese Zertifikate dürfen von EEG-Anlagen nicht ausgestellt werden (§ 80, EEG 2017), ansonsten würden sie ihre EEG-Vergütung verlieren.

Die Studie „Marktanalyse Ökostrom“ des Umweltbundesamtes zeigt auf, dass Ökostrom nur einen sehr geringen Einfluss auf die Energiewende in Deutschland hat, die nach wie vor nahezu ausschließlich über das EEG weiter fortgeschrieben wird. Zu niedrigeren Konditionen, außerhalb des EEG, können wirtschaftlich in Deutschland keine neuen regenerativen Energieerzeugungsanlagen betrieben werden. Aus diesem Grund leisten Herkunftsnachweise (HKNR-Zertifikate, siehe Abbildung 3) und das daraus entwickelte Ökostromprodukt nur einen geringen Beitrag zur Energiewende. Es handelt sich dabei um ein reines Bilanzierungsinstrument, ohne Auswirkungen auf einen weiteren Zubau oder tatsächliche, physikalische Stromlieferungen⁴⁹. Entsprechend

⁴⁸ Herkunftsnachweise: Häufig gestellte Fragen, Umweltbundesamt vom 28.09.2012

⁴⁹ Marktanalyse Ökostrom, Umweltbundesamt

Sonnenenergie

der Zertifikatspreise von durchschnittlich 6 €/to CO₂⁵⁰ (2017) und CO₂-Emissionen von 471 gCO₂/kWh in Deutschland⁵¹ (2016) ergeben sich marginale Preisunterschiede zwischen Graustrom- und Ökostromprodukten von etwa 0,3 ct/kWh, was vor allem an einem Überangebot von CO₂-Zertifikaten in Europa liegt.

Einen etwas größeren Einfluss auf die Energiewende haben Ökostromkunden, wenn der jeweilige Anbieter einen gewissen Betrag der Stromrechnung, meist 1,0 ct/kWh, in regenerative Energieprojekte investiert. Diese neu errichteten Anlagen, meist Windkraftwerke im Norden Deutschlands, werden allerdings wiederum ausschließlich über das EEG finanziert und sie dienen lediglich am Anlagenstandort einer regionalen Energieversorgung.

Fazit:

Der Bezug von Ökostrom fördert eine regionale Energiewende nicht wesentlich. Auch Investitionen der Ökostromanbieter über Fördermodelle sind eher ungeeignet, da der daraus resultierende Jahresbetrag, pro Person etwa 10 €/Jahr⁵², durch den Kunden bei einer regional verankerten Bürgerenergiegenossenschaft besser investiert wäre, mit dem Effekt einer Beteiligung am entsprechenden Energieprojekt und der Steigerung des regenerativen Anteils des eigenen Bezugsstromes.

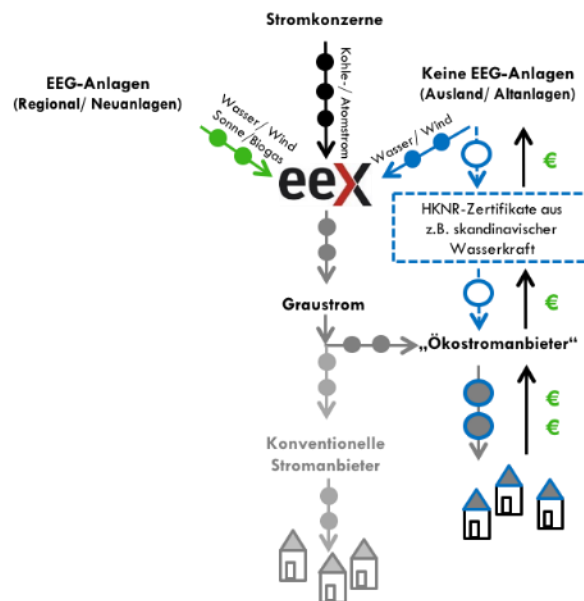


Abbildung 91: Der Weg des Stroms und der Wandel hin zu einem Ökostromprodukt

⁵⁰ CO₂ European Emission Allowances, boerse-online.de

⁵¹ Datenerhebung 2016 - Bundesmix 2016, BDEW e.V. vom 25.08.2017

⁵² Annahme eines Stromverbrauchs pro Person und Jahr in Höhe von 1.000 kWh

Sonnenenergie

Strom dar. Aus diesem Grund und weil der Strombezug über das öffentliche Stromnetz aus anderen Kraftwerken finanziell aufwendiger ist, sollten bestehende Dachflächen in der Planungsregion als PV-Eigenverbrauchsanlagen genutzt werden. Ein zeitgleicher Deckungsgrad der Eigenversorgung aus einer PV-Dachanlage kann zudem mit Hilfe von Stromspeichern erhöht werden.

Fazit:

Eine regionale Vermarktung von Solarstrom ist mit Hilfe des Eigenverbrauches möglich, da elektrischer Strom eine fließende elektrische Ladung darstellt und diese unmittelbar durch den Verbraucher und ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes abgenommen wird. Die Regionalität ist allerdings geographisch auf das selbstgenutzte Wohngebäude begrenzt.

Mit Hilfe von sogenannten Strom-Communities kommunizieren Betreiber von PV-Dachanlagen oder kombinierte Systeme mit Batteriespeichern untereinander. Strom-Überrahmen werden an Community-Mitglieder geliefert und Mindermengen wiederum von ihnen bezogen. Dieser Vorgang ist allerdings rein bilanziell und somit für ein regionales Versorgungs- und Vermarktungskonzept nicht geeignet.

11.8.2.4.1.2 Mieterstrommodell (§ 21, EEG 2017) ⁵⁴

Als Mieterstrom wird der Strom bezeichnet, der auf einem Dach eines Wohngebäudes durch dessen Eigentümer (Vermieter) produziert und zeitgleich von Letztverbrauchern des Gebäudes (Mieter) verbraucht wird. Das Mieterstrommodell ist für PV-Anlagen bis zu einer installierten Leistung in Höhe von 100 kWp beschränkt. Abhängig der installierten Leistung erhalten PV-Anlagen im Mieterstrommodell einen sogenannten Mieterstromzuschlag zwischen 2,11 und 3,7 Ct/kWh. Zu beachten sind in diesem Direktvermarktungsmodell noch weitere Anforderungen an die Messung des Stroms und die Höhe des Strompreises.

Fazit:

Eine regionale Vermarktung von Solarstrom ist mit Hilfe des Mieterstrommodells möglich, da wie im Beispiel zum Eigenverbrauch keine Nutzung des öffentlichen Stromnetzes stattfindet. Allerdings ist dadurch die Regionalität geographisch erneut auf das genutzte Wohngebäude begrenzt.

11.8.2.4.1.3 EEG-Direktvermarktung (§ 37, EEG 2014 und § 21, EEG 2017)

Mit der EEG-Novelle im Jahr 2014 wurde für alle Neuanlagen die Pflicht zur sogenannten EEG-Direktvermarktung eingeführt. Seit diesem Zeitpunkt müssen neu installierte Anlagen ihre Strommengen über einen sogenannten Direktvermarkter eigenständig an der Strombörse vermarkten. Mit der Novellierung des EEG im Jahre 2017 besteht die verpflichtende Direktvermarktung für alle Photovoltaik-Anlagenbetreiber ab einer installierten Leistung von 100 kWp.

Diese verpflichtende Direktvermarktung gilt allerdings nicht für Bestandsanlagen, die vor Inkrafttreten des EEG 2014 in Betrieb genommen wurden. Diese können sich freiwillig für die Direktvermarktung entscheiden und über das sogenannte Marktprämienmodell von höheren Erlösen als über die vorhergehende Vermarktungsvariante über den Netzbetreiber profitieren. Die Marktprämie entspricht dem Erlösunterschied zwischen dem Marktpreis für Strom und der bisherigen EEG-Einspeisevergütung des Grünstroms. Sie wird vom Netzbetreiber ausgeglichen und beinhaltet einen gesetzlich festgelegten Zusatzerlös. Zusätzlich wird eine Managementprämie

⁵⁴ Informationspapier des Bundesverband Solarwirtschaft e.V., Juni 2017

erstattet, die den Vermarktungsaufwand ausgleichen soll. Photovoltaik-Anlagenbetreiber erhalten aktuell eine Managementprämie in Höhe von 0,04 Ct/kWh, die sie mit dem Direktvermarktungsunternehmen teilen müssen.

Entsprechend des § 80, EEG 2017 dürfen Anlagenbetreiber neben der EEG-Vergütung keine weiteren Einnahmen durch die Vermarktung des Stroms oder dessen positiven Eigenschaften (CO₂-Zertifikate) erzielen.

11.8.2.4.1.3.1 Funktionsprinzip

Photovoltaik-Anlagenbetreiber überlassen ihre produzierten Strommengen einem Direktvermarktungsunternehmen (DVU), das den Strom anschließend eigenständig über die Strombörse vermarktet. Dazu organisieren die DVU's entsprechende Bilanzkreise, in die alle vertraglich gesicherten Leistungen der PV-Anlagenbetreiber bilanziert werden. Mit Hilfe von Prognosen und Steuerungstechniken am Anlagenstandort können die erzeugten Strommengen anschließend bestmöglich an der Strombörse angeboten werden. Die Bilanzkreise der DVU müssen dabei immer ausgeglichen sein, das heißt es müssen exakt die gleichen Strommengen produziert werden, die an der Strombörse verkauft wurden. Prognoseabweichungen müssen mit teurer Ausgleichsenergie durch den DVU ausgeglichen werden.

Stromanbieter, wie beispielsweise Stadtwerke, ordern die benötigten Strommengen für die Verbraucher vor Ort nach dem gleichen Prinzip, über einen entsprechenden Bilanzkreis. Mit dem Einsatz von Prognosen und schaltbaren Lasten versuchen sie einen möglichst ausgeglichenen Bilanzkreis zu verwalten und dabei den Stromverbrauch ihrer Kunden mit dem Stromeinkauf über die Börse abzustimmen.

11.8.2.4.1.4 Unternehmen im Bereich der Direktvermarktung

Unternehmen im Bereich der Direktvermarktung (DVU) kaufen den EEG-Strom vom EEG-Anlagenbetreiber und vermarkten ihn anschließend an der Leipziger Strombörse. Die bundesweit direkt vermarktete Leistung erhöhte sich bis Ende 2016 um etwa 7.400 MW auf insgesamt 60.000 MW⁵⁵. Aufgrund einer hohen Anzahl von DVU's, die um eine begrenzte Strommenge kämpfen, konsolidiert sich der Markt derzeit stark. Aus diesem Grund sollte bei der Wahl des DVU's auf dessen wirtschaftliche Stärke und die Breite des Geschäftsfeldes geachtet werden. Grundsätzlich bieten DVU's den EEG-Anlagenbetreibern mehrmonatige Bankbürgschaften, zur Absicherung der Forderungen aus der Stromvermarktung. Neben den Bankbürgschaften ist der Anteil der Managementprämie für den EEG-Anlagenbetreiber relevant, die in Höhe von 0,4 Ct/kWh (2017) mit dem DVU geteilt werden muss.

⁵⁵ Direktvermarktungs-Portfolios im Gesamtjahr 2016, Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH, Februar 2017

Sonnenenergie

DVU	Standort	Fachgebiet	Portfoliogröße in MW	Link
CLENS GmbH	Leipzig	Wind	2.500	www.clens.eu
e2m GmbH	Leipzig	Biogas	3.200	www.energy2market.de
EON Energie Deutschland GmbH	Essen	PV	3.400	www.eon.de
Naturstrom AG	Düsseldorf	Wind	500	www.naturstrom.de
NEXT Kraftwerke GmbH	Köln	Biogas	1.700	www.next-kraftwerke.de
Quadra Energy GmbH	Düsseldorf	Wind	3.300	www.quadra-energy.com
Statkraft AG	Oslo	Wind	8.800	www.statkraft.de
SWM GmbH	München	Wind	1.200	www.swm.de

Abbildung 93: Auswahl von führenden DVU`s aus der Erhebung der Direktvermarkter, Stand 01.01.2017, nach alphabetischer Reihenfolge

Fazit:

Eine regionale Vermarktung von Solarstrom ist über die EEG-Direktvermarktung nicht möglich, da diese Strommengen zentral über die Strombörse als Graustrom gehandelt werden. Auch sogenannte Herkunftsnachweise, also CO₂-Zertifikate, die eine regionale Herkunft des Stromes belegen würden, können nicht vermarktet werden.

Einzelne Direktvermarkter, wie beispielsweise die Naturstrom AG, bieten neben der reinen EEG-Direktvermarktung zudem eine Endkundenvermarktung an. In diesem Fall kaufen diese Unternehmen im Anschluss an die Direktvermarktung die benötigten Strommengen zur Endkundenversorgung wieder über die Strombörse ein. Ein Zusammenhang zwischen Direktvermarktung und Einkauf an der Strombörse besteht dabei lediglich bilanziell, wenn die Strommengen eines Händlers im Einkauf und im Verkauf in jeder ¼-Stunde ausgeglichen sind. Ein regionaler Zusammenhang zwischen Entnahmen und Einspeisungen eines Bilanzkreises ist jedoch nicht nachweisbar.

11.8.2.4.2 Die Direktvermarktung im Post-EEG-Zeitalter

Betreiber von regenerativen Energieanlagen zur Stromerzeugung müssen nach dem Ablauf der gesicherten EEG-Vergütung die erzeugten Strommengen eigenständig an der Strombörse (EEX) oder außerbörslich, over-the-counter (OTC-Handel), mit Hilfe von direkten Lieferverträgen, vermarkten. Die Stromvermarktung an der Leipziger Strombörse ermöglicht Einnahmen von derzeit etwa 3,0 Ct/ kWh⁵⁶. Dieser niedrige Börsenstrompreis stellt beispielsweise auch Wasserkraftwerksbetreiber, die keine EEG-Vergütung beziehen, vor große Probleme. Eine anschließende Teilnahme an EEG-Ausschreibungen, durch ein „Repowering“ stellt grundsätzlich eine Option für Anlagenbetreiber dar, allerdings muss die Erzeugungsanlage im Zuge dessen erneuert werden. Im Zuge eines notwendigen Ausbaus der Energiewende sollten die durch das EEG begrenzten Ausschreibungsmengen zudem von Neuanlagen beansprucht werden und nicht von Repowering-Anlagen.

Neben den produzierten Strommengen dürfen Post-EEG-Anlagen auch CO₂-Zertifikate (Herkunftsnachweise) am Markt anbieten und darüber weitere Einnahmen erzielen. Der Handel von Herkunftsnachweisen sichert dem Anlagenbetreiber aktuell etwa 0,3 Ct/kWh an zusätzlichen Einnahmen. Insgesamt kann der Betreiber einer Post-EEG-Anlage demnach durch die reine Vermarktung von Strom und dessen positive Eigenschaft (CO₂-frei) Einnahmen in Höhe von 3,3 Ct/kWh erzielen. Für Eigenverbrauchsanlagen sind diese Einnahmen ausreichend, da deren Betreiber durch den reduzierten Strombezug über das Stromnetz wesentliche Kosten sparen.

Überschuss-Einspeiser und vor allem reine Einspeiseanlagen, wie beispielsweise große PV-Dachanlagen oder Solarfelder, können dagegen mit diesen Einnahmen die Kosten für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb nicht decken und werden folglich die PV-Anlage im Post-EEG-Zeitalter zurückbauen. Die Tatsache eines fehlenden Geschäftsmodells für Post-EEG-Anlagen und eines drohenden Rückbaus an regenerativer Erzeugungsleistung ohne EEG-Vergütung, muss als wesentliche Gefahr für eine regionale Stromvermarktung betrachtet werden.

Neben den geringen Stromerlösen über eine Börsenvermarktung besteht zusätzlich die Gefahr von negativen Strompreisen, zeitgleich zur Einspeisung einer Post-EEG-Solarstromanlage. In diesem Fall muss der Anlagenbetreiber für die Stromproduktion sogar den negativen Strompreis bezahlen. Die Wahrscheinlichkeit für negative Strompreise steigt bei hoher regenerativer Stromeinspeisung, beispielsweise für Solarstromanlagen wenn in den Sommerferien die Sonne

⁵⁶ European Energy Exchange AG, Durchschnittspreis im Laufe eines Jahres

scheint, alle Solarstromanlagen einspeisen und ein geringer Strombedarf vorherrscht. Das Sturmtief „Herwart“ sorgte Ende Oktober 2017 sogar für entsprechende Rekorde, als über sechs Stunden negative Preise in Höhe von durchschnittlich 8,3 Ct/ kWh für die Stromproduktion bezahlt werden mussten⁵⁷. Diese unkalkulierbare Gefahr negativer Strompreise und deren Dauer gefährden Post-EEG-Geschäftsmodelle zusätzlich.

11.8.3 Möglichkeiten einer regionalen Direktvermarktung von Solarstrom

11.8.3.1 Zielsetzung im Energiekonzept

Die Zielsetzungen einer regionalen Direktvermarktung von Solarstrom in der Planungsregion sind der weitere Ausbau der Energiewende und ein möglichst hoher Selbstversorgungsgrad, wodurch die Wertschöpfung in der Planungsregion erhalten bleibt.

Aufgrund der Tatsache, dass das EEG schon den weiteren Ausbau der Energiewende über die EEG-Förderung unterstützt, soll über eine regionale Direktvermarktung primär der Weiterbetrieb von sogenannten Post-EEG-Anlagen, ab dem Jahre 2021, gesichert werden. Funktionierende Geschäftsmodelle sind in diesem Zusammenhang noch nicht bekannt, jedoch gibt es interessante Entwicklungen, speziell im Bereich der Bündelung von Energieerzeugern und in der Digitalisierung, die für die Planungsregion interessant sind.

11.8.3.2 Akteure und Beteiligte

11.8.3.2.1 (Post-)EEG-Anlagenbetreiber, als Erzeuger

Damit Post-EEG-Anlagenbetreiber höhere Einnahmen als über die Vermarktung als Graustrom-Produkt erhalten, müssen sie ihre Produktqualität (regenerativ, regional) in den Strompreis einpreisen. Darüber hinaus ist ein wirtschaftlicher Zusammenschluss der regional verteilten Anlagenbetreiber sinnvoll, um eine Markenidentität für die Verbraucher zu installieren. Als optimales Beispiel zur Vermarktung einer Produktqualität sowie Markenidentität dient die Molkerei Berchtesgadener Land eG. Als genossenschaftlicher Zusammenschluss von Landwirten einer Region ermöglichen sie ihren Mitgliedern deutschlandweit den höchsten Milchpreis.

Im Bereich der Energiewende organisiert die Erzeugergemeinschaft für Energie in Bayern eG (EEB eG) die Energiewirte Bayerns unter einem Dach. Mit Hilfe dieses deutschlandweit ersten genossenschaftlichen und erzeugerübergreifenden Zusammenschlusses regenerativer Energieerzeuger kann der produzierte Strom mit einer einheitlichen Produktqualität und Markenidentität und damit zu höheren Konditionen vermarktet werden.

Die EEB eG befindet sich dabei ausschließlich in den Händen ihrer Mitglieder, den bayerischen Betreibern regenerativer Energieerzeugungsanlagen. Weitere Vorteile aus diesem Zusammenschluss ergeben sich für die einzelnen Mitglieder durch die Beratung und Betreuung, politische Interessensvertretung, den Auftritt als Einkaufsgemeinschaft sowie die gemeinsamen Kooperationen mit Wirtschaft und Wissenschaft.

⁵⁷ Sturm Herwart sorgt für negative Strompreise, ener | gate messenger 30.10.2017



Erzeugergemeinschaft für Energie in Bayern eG

Erneuerbare Energien aus Bayern, für Bayern

Abbildung 94: Logo der Erzeugergemeinschaft für Energie in Bayern eG

Seit Gründung der EEB eG im Jahre 2015 haben sich bereits 20 Solarfelder, 4 Biogasanlagen und 2 Windkraftanlagen Bayerns angeschlossen, mit einer installierten Leistung von insgesamt 40 MW⁵⁸.

11.8.3.2.2 Stadt- und Gemeindewerke, als Verteiler

Auch im Bereich der Stromvermarktung muss auf eine maximale Produktqualität sowie Markenidentität geachtet werden, um die notwendigen Einnahmen für einen marktwirtschaftlichen Weitertrieb der Post-EEG-Anlagen zu erreichen. Aus diesem Grund ist eine regionale Vermarktung von Solarstrom- und anderen regenerativen Energiemengen über die in der Planungsregion bestehenden Stadt- und Gemeindewerke anzustreben, da diese ein enormes Vertrauen in der Bevölkerung genießen. Dies hätte gleichzeitig für die Stadt- und Gemeindewerke den Vorteil, dass sie im Vergleich zu den deutschlandweit agierenden Ökostromanbietern erstmals einen eindeutigen Wettbewerbsvorteil in der Produktqualität des vermarkteten Stroms erhalten. Mit der Vermarktung der regionalen und regenerativen Energiemengen können Marktanteile zurückgewonnen und die regionale Wertschöpfung zusätzlich gesteigert werden.

Kommunale Gebietskörperschaften, die kein eigenes Stadt- oder Gemeindewerk besitzen, können sich organisieren und über ein gemeinsames sowie virtuelles Gemeindewerk ebenfalls an den Einnahmen der Stromvermarktung partizipieren. Die regionalwerke GmbH & Co. KG entwickelt in diesem Zusammenhang bereits ein Geschäftsmodell, damit sich diese Kommunen abhängig ihrer Größe (Einwohnerzahl, Fläche) und der Finanzkraft dynamisch fair beteiligen können. Mit diesem Schritt verbunden ist eine erneute Sicherung der regionalen Wertschöpfung, da Verbraucher dann ihren Strom nicht mehr von beispielsweise norddeutschen Stromanbietern kaufen. Die Kommune erhält diese Erträge aus der Stromvermarktung, die pro Haushalt bei 50 bis 100 €/ Jahr liegen können.

Federführend durch die Gemeinde Kirchanschöring und BGM Birner untersucht die Lokale Aktionsgruppe Chiemgauer Alpen e.V. ab Mai die Umsetzung eines gemeinsamen Gemeindewerks mit verschiedenen Kommunen im RPV 18. Eine innovative und kostengünstige Möglichkeit zur Sicherung der regionalen Wertschöpfung aus dem regionalen Strommarkt wäre die gemeinsame Beteiligung an einem virtuellen Gemeindewerk.



Abbildung 95: Logo der regionalwerke GmbH & Co. KG

⁵⁸ Website der Erzeugergemeinschaft für Energie in Bayern eG, 30.10.2017

Insgesamt ermöglicht ein gemeinschaftlicher Auftritt, in Zusammenarbeit mit den bestehenden Kommunalwerken und einem neuen virtuellen Gemeindegewerk die größten Chancen für die Verteiler, wobei alle Beteiligten die Kunden im eigenen Netzgebiet exklusiv versorgen sollten.

11.8.3.2.3 Privathaushalte und Gewerbebetriebe, als Verbraucher

Mit dem Bezug von regionalem und regenerativem Strom können die Verbraucher die Energiewende vor Ort unterstützen und die regionale Wertschöpfung steigern. Zukünftige Entwicklungen im Bereich der Digitalisierung sowie der SmartMeter-Rollout, also die flächendeckende Installation intelligenter Stromzähler, ermöglichen neue Geschäftsmodelle und die Entwicklung neuer Stromprodukte⁵⁹. Gleichzeitig können Verbraucher auch als sogenannte „Prosumer“ (Konsument und Produzent) auftreten und Übermengen aus der eigenen Solarstromproduktion in der Region vermarkten.

Direkte finanzielle Vorteile können sich durch günstigere Stromtarife ergeben, beispielsweise aufgrund von vermiedenen Netzentgelten, einer verminderten EEG-Umlage oder im Rahmen von Systemdienstleistungen, wie einen flexiblen Stromverbrauch (Gewerbe) im Rahmen der Netzstabilität.

Die Möglichkeit der direkten Teilnahme an einer regionalen Energiewende steigert zudem die Akzeptanz für neue Energieprojekte in der Bevölkerung sowie für die Energiewende insgesamt.

11.8.3.3 Regional Energy Exchange (REX)

„Regional Energy Exchange“ (REX) bedeutet den regionalen Austausch von regenerativen Energiemengen auf einem virtuellen Marktplatz. Über eine außerbörsliche Handelsplattform (OTC-Handel) sollen Post-EEG-Anlagenbetreibern künftig ihre produzierten Strommengen anbieten und Kommunalwerke (vorhandene/ virtuelle) diese dann für die Verbraucher vor Ort einkaufen.

In diesem Zusammenhang ermöglicht die Digitalisierung (BlockChain⁶⁰) erstmals eine eindeutige Kennzeichnung der produzierten Strommengen hinsichtlich Produktqualität, Markenidentität und Systemdienstleistungen, im Gegensatz zu einem bisher gehandelten Graustromprodukt, ohne jegliche Eigenschaften. Mit zunehmender Intelligenz der Stromzähler (SmartMeter) können die Produkte dann für die Verbraucher aufgeschlüsselt werden, was u.a. individuelle Stromprodukte und flexible Strompreise ermöglichen wird.

Die Post-EEG-Anlagenbetreiber erhalten in diesem Fall einen digitalen Produktgenerator, über den sie die verschiedenen Produktmerkmale, beispielsweise die Erzeugungsart, den Anlagenstandort oder weitere Kriterien, wie die ökologische Betriebsweise oder die Eigentümerstruktur (Bürgerenergiegenossenschaft) eingeben können. Anschließend wird ein smart-contract, also ein digitaler Vertrag definiert, der alle Produktmerkmale speichert. Mit Hilfe eines programmierbaren Zweirichtungszählers (Einplatinen-Computer) im Zählerschrank erhält jede produzierte kWh einen digitalen Fingerabdruck, der diese eindeutig identifiziert, transparent und fälschungssicher. Im Anschluss daran kann diese kWh automatisch als Qualitätsprodukt über REX vermarktet und von teilnehmenden Kommunalwerken gekauft werden.

⁵⁹ Chancen eines digitalen Energie-Marktdesigns, Stiftung neue Verantwortung, Oktober 2017

⁶⁰ Chancen eines digitalen Energie-Marktdesigns, Stiftung neue Verantwortung, Oktober 2017

Sonnenenergie

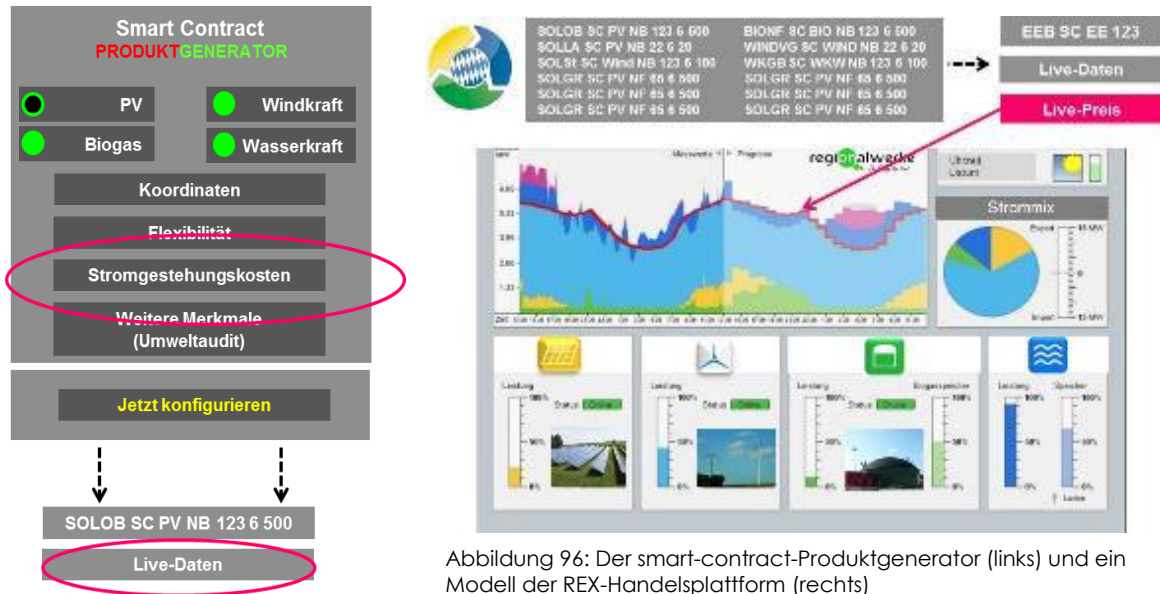


Abbildung 96: Der smart-contract-Produktgenerator (links) und ein Modell der REX-Handelsplattform (rechts)

Die Eingabe der Stromgestehungskosten in den Produktgenerator durch alle Post-EEG-Anlagenbetreiber ermöglicht zudem eine Preiskurve für den REX-Markt. Sofern die Strommengen aus fluktuierender Erzeugung nicht ausreichen, können Speicherkraftwerke oder Biogasanlagen hochgefahren werden und der REX-Preis pro kWh würde sich erhöhen. In diesem Fall würden Preissignale bei den Stromkunden dafür sorgen, dass nur die notwendigen Haushaltsgeräte aktiviert werden. Im Umkehrschluss sorgt ein niedriger REX-Preis pro kWh für positive Preissignale und die Stromkunden sparen in diesen Zeiträumen, wenn sie beispielsweise die Haushaltsgeräte nutzen oder das Elektro-Mobil laden.

Eine gesicherte Kommunikation zwischen Erzeuger, Verbraucher und Verteiler ist für das Gelingen einer regionalen Energiewende essentiell.

Fazit:

Eine regionale Vermarktung von Solarstrom ist über eine REX-Handelsplattform möglich, da diese Strommengen im Post-EEG-Zeitalter eindeutig identifiziert gehandelt werden. Darüber hinaus sorgt REX für eine maximale regionale Wertschöpfung durch die Einbindung aller Akteure vor Ort. REX ermöglicht außerdem die für die Energiewende notwendige Kommunikation zwischen Verbraucher, Erzeuger und Verteiler, wodurch eine intelligente Energiewende zu fairen Preisen gelingen kann. Die Einbindung von Netzdaten schafft zudem eine physikalische Stromversorgung aus der Region.

11.8.3.4 Alternativen zu REX

Alternative Möglichkeiten einer regionalen Stromversorgung zu REX bieten bereits bestehende Marktakteure, die jedoch nur eine rein bilanzielle Versorgung gewährleisten. Beispielsweise können Verbraucher aus der Planungsregion 18 durchaus das Produkt „Regionalstrom“ des Unternehmens Nordgröön kaufen. Physikalisch erhalten sie allerdings weiterhin den bisherigen Strommix, den sie aber noch dazu nicht regenerativer gestalten können. Die Wertschöpfung würde außerdem in 24994 Medelby stattfinden und nicht vor Ort.

Sonnenenergie

Anbieter	Unternehmen im Hintergrund	Unternehmensstandort (Wertschöpfung)	Bilanzieller Regionalstrom	Web
Bavariastrom	Naturstrom/	Düsseldorf/ Hamburg	Ja	www.bavariastrom.de
Lumenaza	EnBW	Berlin/ Karlsruhe	Ja	www.lumenaza.de
Mein Regio-strom	EnBW	Karlsruhe	Ja	www.meinregiostrom.de
Nordgröön	-	Medelby	Ja	www.nordgroom.de

Abbildung 97: Alternative Vermarktungsmöglichkeiten zu REX

11.8.3.5 Umsetzungsmöglichkeiten von REX

11.8.3.5.1 Modellprojekt REX, zur Simulation eines Post-EEG-Modells

Das Ziel eines Modellprojektes ist die Schaffung der Marktreife für regenerative Energieerzeugungsanlagen der Planungsregion 18, in Vorbereitung auf das Post-EEG-Zeitalter sowie die Erwirtschaftung von Mehreinnahmen für EEG-Anlagenbetreiber (neu/ bestehend) und Kommunalwerke (real/ virtuell). Gleichzeitig sollen die Stromverbraucher der Region von stabilen (wenn auch flexiblen) Strompreisen und über den einhergehenden Klima- und Umweltschutz sowie die Energieunabhängigkeit und gesicherte Energieversorgung profitieren. Diese gesamtheitliche Betrachtung der Energiewende auf Basis der Digitalisierung kann unter dem Begriff Energie 4.0 betrachtet werden, als regionale abgestimmte und intelligente Energiewende.

Energie 1.0	Energie 2.0	Energie 3.0	Energie 4.0
Fossile, biogener Ursprung (Kohle, Öl, Gas)	Fossil, mineralischer Ursprung (Uran)	Erneuerbar, unkoordiniert	Erneuerbar, intelligent
0 - 2040	1950 - 2022	2000 - 2020	Ab 2021

Abbildung 98: Zeitstrahl im Bereich der Entwicklung der Energieversorgung

11.8.3.5.2 Mögliche Teilnehmer in einem Modellprojekt REX

Projektteilnehmer	Unternehmen/ Einrichtung	Aufgabenbereich
Aus der Planungsregion 18	Kommunalwerke	<ul style="list-style-type: none"> Stromverteilung Stromhandel via REX Einführung Energie 4.0
	Städte/ Gemeinden	<ul style="list-style-type: none"> Teilnahme am virtuellen Gemeindewerk der regionalwerke
	EEG-Anlagenbetreiber	<ul style="list-style-type: none"> Stromproduktion Stromhandel via REX Einführung Energie 4.0
	Verbraucher	<ul style="list-style-type: none"> Strombezug über Kommunalwerke (vorhanden/ virtuell) Einführung Energie 4.0
Aus anderen Regionen	Erzeugergemeinschaft für Energie in Bayern eG	<ul style="list-style-type: none"> Stromproduktion Stromhandel via REX Einführung Energie 4.0

Sonnenenergie

	regionalwerke GmbH & Co. KG	<ul style="list-style-type: none"> • Stromverteilung • Stromhandel via REX • Virtuelles Gemeindewerk • Einführung Energie 4.0
	BIFA Umweltinstitut	<ul style="list-style-type: none"> • Projektmanagement
	BMWi-Förderprojekt SMECS Smart Energy Communities	<ul style="list-style-type: none"> • Fraunhofer IAO, Uni Leipzig, Softwareunternehmen • Begleitung des Modellprojektes • Projektstart Februar 2018
	HS Landshut	<ul style="list-style-type: none"> • Internet of Things
	HS Rosenheim	<ul style="list-style-type: none"> • Informatik • Wirtschaftsingenieurwesen
	Uni Passau	<ul style="list-style-type: none"> • IT-Sicherheitsrecht
	Zentrum für Digitalisierung Bayern ZD.B	<ul style="list-style-type: none"> • Digitalisierung
	5e ecosystems	<ul style="list-style-type: none"> • Digitalisierung • BlockChain
	CARMEN e.V.	<ul style="list-style-type: none"> • Zentrum für nachwachsende Rohstoffe in Straubing
	Starwings	<ul style="list-style-type: none"> • Digitale Unternehmensbeteiligung an der regionalwerke für Kommunen, via BlockChain
	M.-fabrik Reinhausen	<ul style="list-style-type: none"> • Regelbare Ortsnetztransformatoren
	Fenecon	<ul style="list-style-type: none"> • Energiespeicher
	Gravity Power	<ul style="list-style-type: none"> • Lageenergiespeicher, Pilotanlage bei den SW Weilheim
	SmartRadioNet	<ul style="list-style-type: none"> • Sichere Kommunikationstechnologie
RA-Kanzlei BBH	<ul style="list-style-type: none"> • Rechtsberatung • Fachanwälte Kommunal- und Energierecht 	

Abbildung 99: Beispiele für mögliche Projektteilnehmer in einem REX-Modellprojekt

11.8.3.5.3 Möglicher REX-Projekttablauf

Durchzuführende Schritte	Zeitlicher Rahmen
Organisation von Projektteilnehmern	12 Wochen
Politischer Beschluss	Im Anschluss
Start des Modellprojektes	4 Wochen
Ende des Modellprojektes	78 Wochen
Testlauf vor der Marktreife	26 Wochen
Start eines wirtschaftlichen Post-EEG-Geschäftsmodells	Im Anschluss

Abbildung 100: Beschreibung der wichtigsten Schritte im Falle einer Umsetzung

Sonnenenergie

Im ersten Halbjahr des ersten Jahres werden die potentiellen Projektteilnehmer im Rahmen von Veranstaltungen und persönlichen Gesprächen über das REX-Modellprojekt informiert. Im Laufe dieses Zeitraums sollen die Interessen der Beteiligten erfragt und Zusagen über Absichtserklärungen, sogenannte „Letter-of-Intend“ (LoI), bis zum Ende des ersten Halbjahres eingeholt werden.

Zu Beginn des zweiten Halbjahres können notwendige politische Beschlüsse gefasst werden, wenn das Projektkonsortium im Grundsatz feststeht. Darüber hinaus müssen sich zu diesem Zeitraum auch die Kommunen entscheiden, ob sie sich an einem virtuellen Gemeindewerk beteiligen möchten. Etwaige Unterstützungszusagen aus der Planungsregion oder von anderen kommunalen Gebietskörperschaften können getätigt werden.

Im Herbst des ersten Jahres sollte das Modellprojekt mit einer mediengerechten Auftaktveranstaltung beginnen. Ab diesem Zeitpunkt werden die Erzeuger und Verbraucher mit einem programmierten Einplatinen-Computer ausgestattet, um die Lastgänge aufzunehmen und in ein REX-Portal zu integrieren. Da zum 01.02.2018 das BMWi-Förderprojekt „SMECS“ gestartet ist, an dem sich die EEB eG und die regionalwerke beteiligen, können die Ergebnisse daraus in ein Modellprojekt REX einfließen. Speziell die Marktforschung und der in SMECS zu entwickelnde Produktgenerator werden dann in REX integriert und dort in der Praxis simuliert.

REX sollte volle zwei Jahre laufen und auf mögliche Schwachstellen getestet werden. Anschließend könnte ein Testlauf mit den ersten Post-EEG-Anlagen für ein gesamtes Jahr stattfinden.

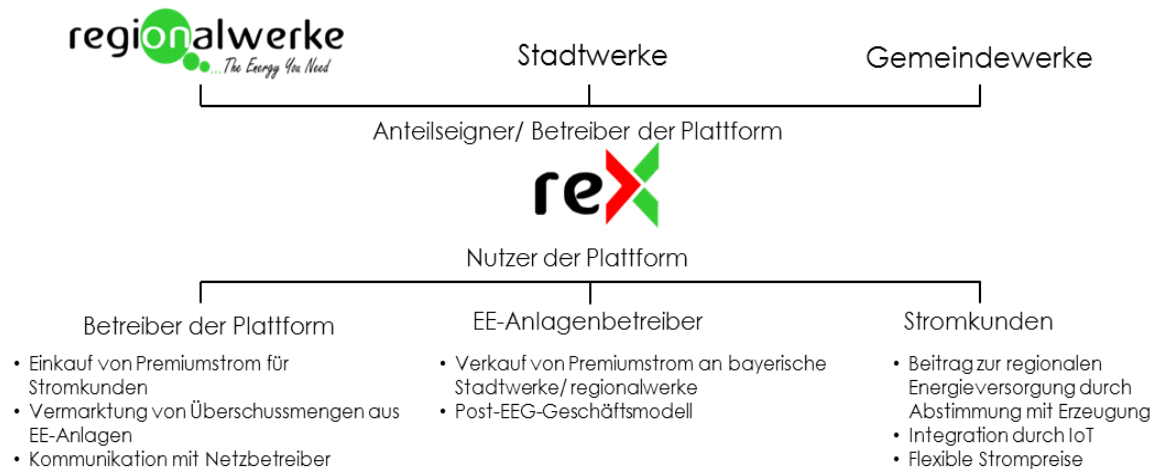


Abbildung 101: Aufgabenverteilung der Beteiligten Akteure

Der Start eines wirtschaftlichen Geschäftsmodells muss im Jahr 2022 gelingen, damit den ersten Post-EEG-Anlagenbetreibern der wirtschaftliche Weiterbetrieb ohne EEG-Förderung und damit eine nachhaltige Energiewende in der Planungsregion gesichert werden kann. Bis zu diesem Zeitpunkt müssen die an REX beteiligten Stromversorger eine entsprechende Endkundenanzahl vorweisen, um jede Post-EEG-produzierte kWh garantiert abnehmen zu können. Sofern der Testlauf 2021 erfolgreich ist und die notwendige Endkundenanzahl erreicht wurde, dann haben alle regenerativen Energieerzeugungsanlagen ein politisch unabhängiges Geschäftsmodell, die Verbraucher der Region stabile Strompreise und alle beteiligten Kommunen sichere Einnahmen aus der Stromvermarktung. Aus der Planungsregion 18 kann das Modellprojekt anschließend in alle anderen Regionen expandiert werden.

11.8.3.6 Fazit

Die Digitalisierung hat bereits viele Branchen grundlegend verändert, im Bereich der Energiewirtschaft hat sie jedoch gerade erst begonnen. Die Digitalisierung verarbeitet eine bisher nie dagewesene Datenmenge in den Bereichen Erzeugung, Verteilung und Verbrauch zu einem gesamtheitlichen und ineinander abgestimmten Energiewende-Projekt, nach individuell vorherbestimmten Kriterien. Daneben ergeben sich Synergieeffekte, Stichwort „digitale Dividende“, die völlig neue Geschäftsmodelle entwickeln lassen und das Wirtschaftswachstum der Planungsregion 18 über die eigentliche Energiewende hinaus ankurbeln könnten.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass eine regionale Direktvermarktung von Solarstrom enorme Potenziale beinhaltet, sie für das Gelingen jedoch auch differenziert betrachtet werden muss. Zum einen ist der Status der Erzeugungsanlagen (EEG/ Post-EEG) relevant und zum anderen muss der Bedarf einer bilanziellen oder tatsächlichen, physikalischen regionalen Stromvermarktung und Versorgung der Planungsregion geklärt werden. Sofern eine tatsächliche Versorgung der Planungsregion aus regionaler Erzeugung gewünscht ist, dann sind Beispiele aus der Praxis noch nicht vorhanden, da sich alle Solarstromanlagen noch in der EEG-Vergütungsdauer befinden. Ähnlich ist es im Post-EEG-Zeitalter, ab 2022, da in diesem Fall ebenfalls Beispiele aus der Praxis fehlen.

Das Modellprojekt REX-regional energy exchange kann ein dringend benötigtes Post-EEG-Modell darstellen, um einen drohenden Rückbau von Erzeugungskapazitäten in der Planungsregion zu verhindern und die Klimaziele nicht zu gefährden. REX sucht aktuell noch eine Modellregion für die Simulation. Die Planungsregion Südostoberbayern scheint dafür sehr geeignet, aufgrund ihres Engagements im Bereich der Energiewende, der zahlreichen Stadt- und Gemeindewerke sowie der vorhandenen regenerativen Erzeugungsleistung.

Aufgrund der Ergebnisse aus der Klimaforschung und der vom Bundestag beschlossenen Energiewende, der Umweltverschmutzung durch fossile Energieträger (Gesundheitsschädigung, Artensterben), der Sicherung der Energieversorgung (Energieunabhängigkeit) auf Basis erneuerbarer Energien, der Steigerung der regionalen Wertschöpfung und weil die Themen Energiewende und Digitalisierung die gesamtgesellschaftliche Entwicklung maßgeblich beeinflussen werden, ist das Modellprojekt REX zur Umsetzung in der Planungsregion zu empfehlen. Vor allem aber kann mit Hilfe von REX die Energieversorgung eigenständig gestaltet werden, nach den individuellen Bedürfnissen der Planungsregion Südostoberbayern und deren Einwohner.

Bewertung eines Modellprojektes zur regionalen Vermarktung von Solarstrom I			
Flächenbedarf	1	Regionale Wertschöpfung	1
Technische Ausgewogenheit	1	Wettbewerbsfähigkeit	1
Umweltverträglichkeit	1	Landschaft und Lebensqualität	1
Versorgungssicherheit	1	Bürgerakzeptanz	1

Abbildung 102: Bewertung des Modellprojektes REX nach dem Schulnotensystem

11.8.3.7 Erläuterung zur Bewertung des Modellprojektes

Die Bewertungen des Modellprojektes „REX“ wurden von den Bearbeitern durchgeführt. Dabei wurden nachfolgende Kriterien zur Bewertung herangezogen. Die Bewertung erfolgt auf einer Skala von 1 bis 6, wobei entsprechend des Schulnotensystems eine 1 die beste Bewertung hat.

Flächenbedarf:

Für ein Modellprojekt werden keine zusätzlichen Flächen benötigt.

Zukünftig kann der Bau von neuen Stromleitungen voraussichtlich verringert werden, da eine intelligente Energieversorgung erreicht werden soll. Neue Erzeugungsanlagen, die für eine Energiewende notwendig sind, können auf Gebäuden oder naturverträglich errichtet werden.

Technische Ausgewogenheit:

Das Modellprojekt kombiniert alle vorhandenen technischen Möglichkeiten einer regionalen Versorgung auf Basis erneuerbarer Energien.

Umweltverträglichkeit:

Reduzierter Flächenbedarf durch intelligente Umsetzung der Energiewende. Zudem können mit Hilfe der Digitalisierung weitere Eigenschaften in der Stromproduktion bewertet werden, wie die ökologische Betriebsausrichtung der Erzeugungsanlagen.

Versorgungssicherheit:

Das Subsidiaritäts-Prinzip sowie eine intelligente Energiewende, unter Abstimmung von Erzeugung, Verteilung und Verbrauch, schaffen eine große Versorgungssicherheit.

Kosten:

Die Erreichung der Marktreife für eine regionale und erneuerbare Energieversorgung stellt die günstigste Form der Energieversorgung dar.

Regionale Wertschöpfung:

Zugewinn an Wirtschaftsleistung, aufgrund eines verminderten Abflusses von Finanzmitteln zur Energiebeschaffung und der Sicherung des Geschäftsbetriebs von Energieerzeugern und Stadt-/ Gemeindewerken der Planungsregion. Zudem schafft ein virtuelles Gemeindewerk weitere Einnahmen für die Kommunen, die kein eigenes Stadt-/ Gemeindewerk besitzen.

Wettbewerbsfähigkeit:

Ähnliche marktreife Geschäftsmodelle sind noch nicht vorhanden. Aus diesem Grund kann ein erfolgreiches Modellprojekt Weichen stellen.

Landschaft und Lebensqualität:

In Bewertung des Einflusses des Modellprojektes auf die Natur, sowie das Leben der Menschen in den betroffenen Gebieten, können nur Vorteile festgestellt werden.

Bürgerakzeptanz:

Die Notwendigkeit der Energiewende ist unbestritten und von der Mehrzahl der Bürger gewünscht. In Kombination mit der Steigerung der Unabhängigkeit und der regionalen Wertschöpfung, aber auch durch die ökologische und soziale Integration der Energiewende, kann durch das Modellprojekt eine maximale Bürgerakzeptanz erreicht werden.

11.9 Beispielprojekt 2: Ausarbeitung regionaler elektrischer und thermischer Energiespeichermöglichkeiten

11.9.1 Einführung

11.9.1.1 Kurzübersicht

Für die Planungsregion Südostoberbayern sollen im Energiekonzept die Möglichkeiten von elektrischen und thermischen Energiespeichermöglichkeiten dargestellt werden.

Es wird eine Beschreibung der vorhandenen Technologien erwartet, die für die Speicherung von solarthermischer sowie photovoltaischer Energien in Frage kommen.

11.9.1.2 Zielsetzung

Die Ausarbeitung soll einen grundsätzlichen Überblick über verfügbare oder noch in der Entwicklung befindliche Energiespeichersysteme und ihre Eigenschaften vermitteln, als Leitfaden für mögliche Investitionen in der Planungsregion 18.

Aufgrund der Pariser Klimaschutzziele und der durch den Deutschen Bundestag beschlossenen Energiewende ist der Ausbau der regenerativen Energieerzeugung für eine weiterhin sichere Energieversorgung notwendig. Im Gegensatz zur aktuellen fossilen Energieversorgung, muss auf Basis der erneuerbaren Energien mit einem fluktuierenden Energiedargebot gerechnet werden. In Kombination mit zuverlässigen sowie lernfähigen Prognosen und schnellen Einsatzzeiten, können Speicherslösungen Lastspitzen kappen und Stromversorgungslücken ausgleichen.

Zur Gewährleistung einer längerfristigen Stromversorgungssicherheit, beispielsweise aufgrund von fehlender Solarstromerzeugung in der Nacht, einem mangelnden Winddargebot im Sommer oder zunehmenden Trockenperioden (Wasserkraft) gewinnt der Einsatz von verschiedenen Kurzzeit- oder Langzeitspeichern mit dem weiteren Ausbau der Energiewende zunehmend an Bedeutung.

Im Rahmen der Energiewende muss neben einer Stromwende auch eine Mobilitäts- und Wärmewende erfolgen. Diese beiden Sektoren werden zukünftig ebenfalls erneuerbar, über Strom erzeugt, eine Wärmewende zudem durch die Nutzung solarthermischer Erzeugung unterstützt.

11.9.1.3 Aufgaben eines Energiespeichers

Energiespeicher dienen der Bevorratung von Energie und gewinnen vor allem aufgrund eines stetig wachsenden Anteils regenerativer und fluktuierender Energieproduktionen zukünftig an Bedeutung. Der Einsatz von Stromspeichern ermöglicht eine bessere Integration von regenerativer Stromerzeugung in das sensible Versorgungs- und Verteilungssystem und ist für den weiteren Ausbau einer Stromwende essentiell. Thermische Energiespeicher nutzen die schwankende Wärmeproduktion erneuerbarer Energien, beispielsweise über die Solarthermie und können die CO₂-emittierenden Energieträger, wie das Heizöl, zunehmend ersetzen. Zusammenfassend heben Energiespeicher die Versorgungssicherheit und die Qualität der Energiebereitstellung, sie sind aber auch zur Bekämpfung des Klimawandels enorm wichtig.

In Abhängigkeit ihrer Speicherkapazität und der Ausspeicherzeit werden Energiespeichertechnologien in unterschiedlichen Einsatzbereichen verwendet.

Sonnenenergie

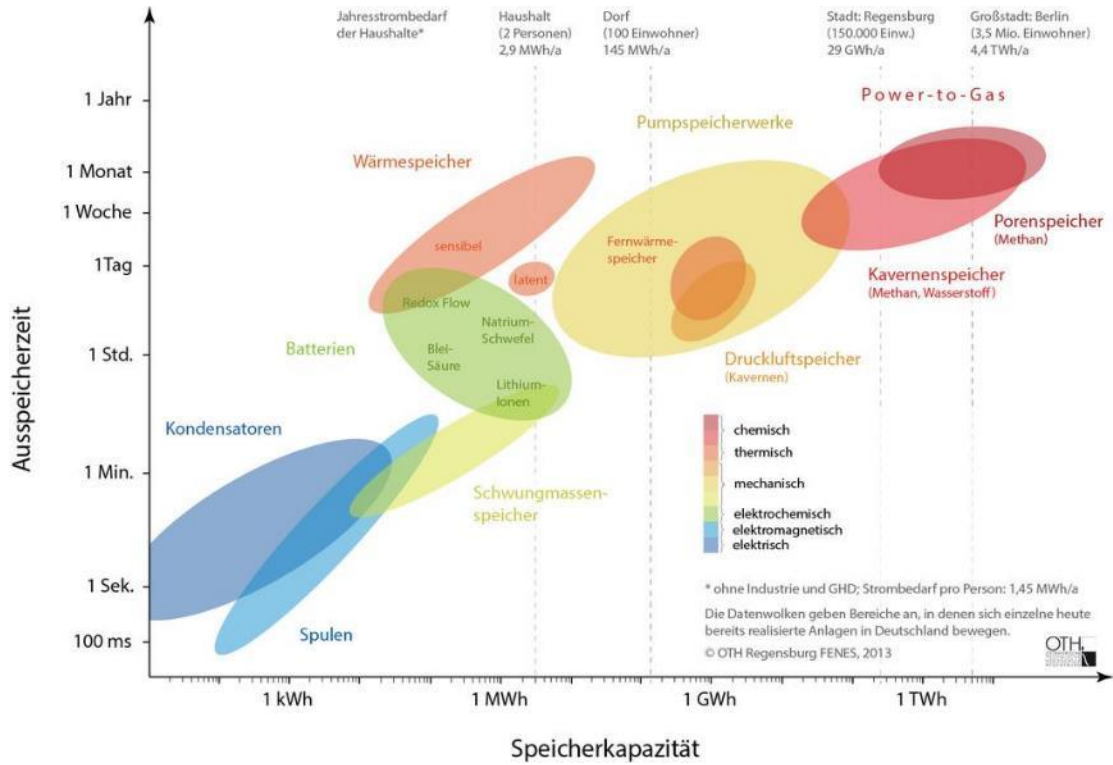


Abbildung 103: Einsatzgebiete von Energiespeichertechnologien; OTH Regensburg FENES, 2013

11.9.1.3.1 Stromspeicher

Mit dem weiteren Ausbau der Energiewende muss gleichzeitig die Stromversorgungssicherheit aufrechterhalten werden, besonders in industrialisierten Ländern. Stromspeicher dienen dieser elektrischen Versorgungssicherheit. Sie werden grundsätzlich in Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicher unterschieden.

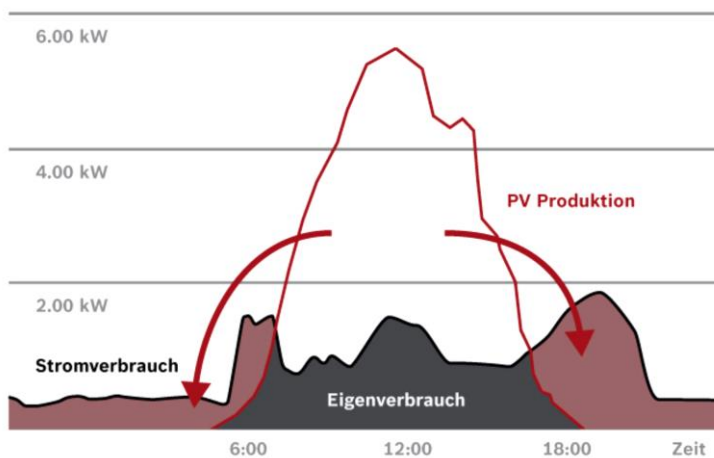


Abbildung 104: Ausgleich einer PV-Überproduktion im Hinblick auf den täglichen Stromverbrauch; www.opl-energie.de

Sonnenenergie

Im Hinblick auf die Netzstabilität und einer stabilen Netzbetriebsführung ist die Spannung- und Frequenzhaltung relevant. Kurzzeitspeicher, wie beispielsweise Batteriespeicher, gleichen Lastunterschiede im Stromnetz aus und stellen kurzfristig hohe Energiemengen bereit. Regenerative Stromerzeugungsanlagen mit fluktuierender Einspeisecharakteristik, wie beispielsweise Photovoltaikanlagen, können keine Regelleistung bereitstellen und nur im geringen Maß, mit Hilfe von Wetterprognosen, zur Netzstabilität beitragen. Eine Kombination von Photovoltaik-Anlagen mit elektrischen Speichertechnologien ermöglicht dagegen eine regelbare und systemdienliche Zurverfügungstellung von elektrischer Energie.

Langzeitspeicher dienen einer langfristigen Versorgungssicherheit, beispielsweise in Zeiten einer sogenannten „Dunkelflaute“, wenn über mehrere Tage in den Wintermonaten mit wenig Ertrag aus regenerativen Energieerzeugungsanlagen gerechnet werden muss und gleichzeitig ein höherer Strombedarf vorhanden ist, als eine regenerative Erzeugung versorgen kann. Ein weiterer Aspekt einer langfristigen Versorgungssicherheit ist die begrenzte Verfügbarkeit von fossilen Energieressourcen, bei einer gleichzeitig weltweit steigenden Energienachfrage. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist dagegen nicht endlich, allerdings müssen bei einer vollständigen Energiewende die Überproduktionen für energiearme Zeiten gespeichert werden können.

11.9.1.3.2 Wärmespeicher

Die Speicherung von Wärme erfolgt über verschiedene Wärmeträgermedien, die entsprechend ihrer unterschiedlichen Kriterien für einen entsprechenden Einsatzort ausgewählt werden:

- Wasser, im niedrigen Temperaturbereich (0° C - 100° C)
- Wärmeträgeröle
- Luft oder Rauchgas, im Hochtemperaturbereich in Verbindung mit Feststoffspeichermedien
- Feststoffmedien, hauptsächlich metallische- oder keramische feuerfeste Feststoffe

Man unterscheidet dabei, ob ein Speichermedium die thermische Energie direkt über ein Wärmeträgermedium aufnimmt oder indirekt die Wärme austauscht, beispielsweise über einen Wärmetauscher.

Sonnenenergie

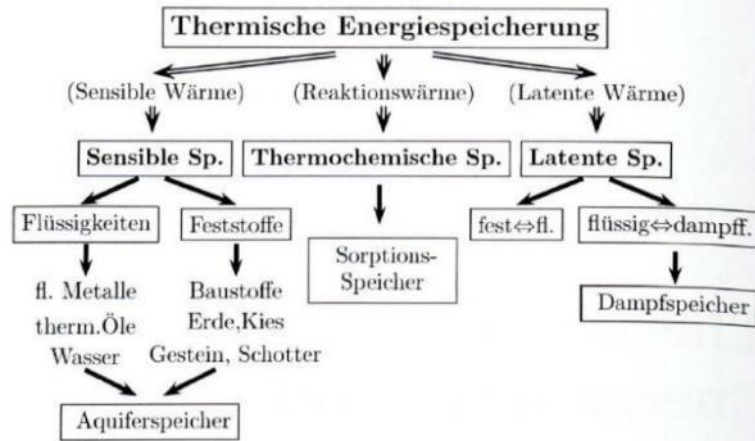


Abbildung 105: Arten thermischer Energiespeicher; Rummich, E.: Energiespeicher, expert Verlag 2009

Sensible thermische Speicher sichern die thermische Energie aufgrund der Temperaturänderung eines Materials, wie zum Beispiel bei der Wasser- oder der Salzschmelze und können fühlbar gemessen werden. Abhängig von der Isolation und der Länge von etwaigen Rohrleitungen, treten Energieverluste an die Umgebung ein.



Abbildung 106: Wärmespeicher der Nürnberger Stadtwerke

Thermische Speicher gewinnen im Rahmen der Energiewendeziele zunehmend an Bedeutung und werden in Deutschland verstärkt eingesetzt. Die Speichergröße und damit verbunden der Einsatzort thermischer Speicher ist nahezu unbegrenzt.

Die Stadtwerke Nürnberg speichern seit 2015 den thermischen Energiebedarf von rund einem Viertel der Nürnberger Haushalte in einem über 70 m hohen Wärmespeicher, der rund 33.000 Kubikmeter Wasser fasst.

Sonnenenergie



Abbildung 107: Eisspeicher; Firma Viessmann

Latente thermische Speicher nutzen die für eine Phasenumwandlung eines Stoffs benötigte Energie. Anhand der latent gespeicherten Energiemenge am Beispiel des Phasenübergangs von Eis zu flüssigem Wasser sind die hohen Energiedichten eindrucksvoll darstellbar. Mit der Schmelzwärme von 1 kg Eis kann 1 kg Wasser auf 80 °C erhitzt werden (335 kJ). Die gleiche Energiemenge wird umgekehrt bei der Eisbildung frei. Diese natürlich gespeicherte Energie ist heutzutage durch relativ einfache Systeme nutzbar, beispielsweise bei der Speicherung von Wärme aus Rechenzentren in Bürogebäuden, für die Heizungsunterstützung in den Wintermonaten.

Thermochemische Speicher (Sorptionsspeicher) können Wärme mittels reversibler chemischer Prozesse sichern. Die Vorteile thermochemischer Speicher liegen in der hohen Speicherdichte, dem großen Temperaturbereich und den kostengünstigen Speichermaterialien. Die Nachteile liegen in den bisher allgemein noch nicht praxistauglichen Anwendungsmöglichkeiten.

Speicherart	Energiedichte	Speichermedien	Arbeitstemperatur
Sensibel	ca. 60 kWh/ m ³	Wasser	< 100 °C
Latent	bis zu 120 kWh/ m ³	Salzhydrate	ca. 30 - 80 °C
		Paraffine	ca. 10 - 60 °C
thermochemisch	bis zu 200 - 500 kWh/ m ³	Metallhydride	ca. 280 - 500 °C
		Silikagele	ca. 40 - 100 °C
		Zeolithe	ca. 100 - 300 °C

Abbildung 108: Arten thermochemischer Speicher und erzielbare Energiedichten

Neben der Unterscheidung hinsichtlich des Speichermediums, sind Wärmespeicher auch anhand ihres Temperaturniveaus zu klassifizieren, nach Niedertemperatur und Hochtemperaturwärmespeicher oder ihrer Speicherkapazität, in Kurzzeit oder Langzeitspeicher. Niedertemperaturwärmespeicher werden hauptsächlich in Kombination mit Solarthermie genutzt und können für eine notwendige Brauchwassererwärmung auch mit Wärmepumpen unterstützt werden. Hochtemperaturwärmespeicher sind in herkömmlichen Heizkesseln und als Kurzzeitspeicher einsetzbar.

11.10 Möglichkeiten zur Speicherung von Solarstrom

11.10.1 Elektro-chemisch

Die Speicherung von Solarstrom ist mit Hilfe verschiedenster Batterietechnologien und -Hersteller bereits heute in allen Größenklassen möglich, vom kleinen Eigenheim bis hin zum großen Solarpark. Neben der Energieautarkie können Batteriespeicher auch einen wichtigen Beitrag für die Netzstabilität sorgen und im Rahmen der Regelenergieleistung zunehmend höhere Einnahmen erzielen. Die Teilnahme an einer „Batterie-Gemeinschaft“, wie sie beispielsweise die Sonnen GmbH mit ihrer „Sonnen-Community“ anbietet, ist möglich, allerdings unter den Gesichtspunkten einer privaten oder regionalen Stromversorgung nicht nützlich. Innerhalb von Batterie-Gemeinschaften werden Strommengen lediglich bilanziell ausgetauscht und nicht physikalisch.

Zu beachten ist, dass der Abbau der notwendigen Rohstoffe mit teils gravierenden Umweltschäden verbunden sein kann. Der Rohstoff Lithium ist nahezu unbegrenzt verfügbar und auch in Deutschland gibt es enorme Vorkommen⁶¹.

Weitere Informationen und eine Marktübersicht über alle gängigen Batteriespeicher bietet CARMEN e.V. zum Download auf ihrer Homepage.⁶²

11.10.1.1 Fenecon

Die Fenecon GmbH & Co. KG aus Deggendorf bietet Lithium-Eisenphosphat-Batteriespeicherlösungen des weltweit größten Batteriespeicherherstellers BYD in unterschiedlichen Größen und für die unterschiedlichsten Anwendungsfälle an. Das Fenecon Energie Ma-

⁶¹ <https://www.bmbf.de/de/lithium-aus-deutschland-nachhaltig-und-kostenguenstig-5576.html>

⁶² https://www.carmen-ev.de/files/Sonne_Wind_und_Co/Speicher/Markt%C3%BCbersicht-Batteriespeicher_2017.pdf

Sonnenenergie

agement System (FEMS) ermöglicht als Open-Source-Software das Echtzeit-Monitoring aller Energieflüsse, das Lade- und Entlademanagement von Batteriespeichern und die Einbindung weiterer Verbraucher, wie die E-Mobilität oder Wärmepumpen. FEMS schafft ein intelligentes Speichersystem und optimiert den Strombezug, beispielsweise durch die Teilnahme am Regelenenergiemarkt oder im Hinblick auf die Steigerung des Autarkiegrades.

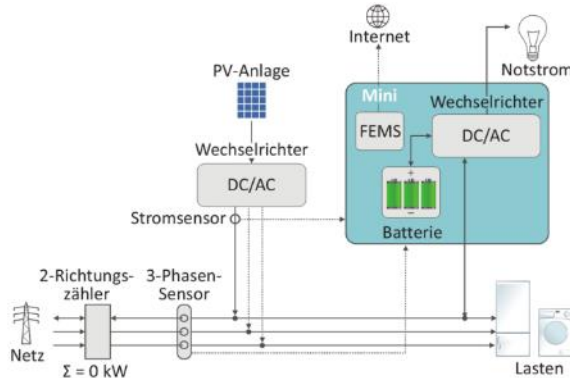


Abbildung 109: Anschluss und Funktion eines Fenecon mini; Fenecon

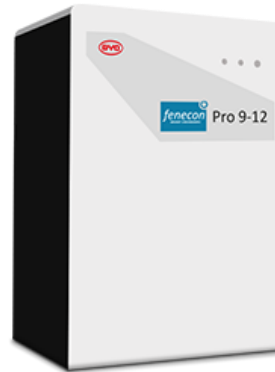


Abbildung 110: Fenecon Pro 9-12; Fenecon

	Mini 3-3	Pro	Commercial	Industrial
Entladeleistung	3 kW	9 kW	40 kW	ab 100 kW
Nutzbare Speicherkapazität	3 kWh (6 kWh)	12 kWh	40 kWh	ab 100 kWh
Anwendung, für Jahresstromverbrauch	< 5.000 kWh	> 5.000 kWh	> 30.000 kWh	größenabhängig
Garantie	6.000 Zyklen	6.000 Zyklen	6.000 Zyklen	größenabhängig
	12 Jahre	12 Jahre	12 Jahre	größenabhängig

Abbildung 111: Batteriespeicherangebote von Fenecon

11.10.1.2 Sonnen

Die Sonnen GmbH aus Wildpoldsried bietet für Speicherlösungen für Haushalte oder Gewerbebetriebe auf Basis von Lithium-Eisenphosphat-Akkumulatoren an. Sonnen argumentiert, dass ihre Batterie nicht an die Größe der Photovoltaikanlage gebunden ist und zudem modular, in 2 kWh-Schritten erweiterbar ist, bis 48 kWh.

Sonnenenergie

	eco 4	pro	hybrid
Entladeleistung	2,5 kW	9,9 kW	2,5 (3,3) kW
Nutzbare Speicherkapazität	4 kWh (16 kWh)	24 kWh (48 kWh)	4 kWh (16kWh)
Anwendung, für Jahresstromverbrauch	< 3.300 kWh	k.A.	k.A.
Garantie	10.000 Zyklen	10.000 Zyklen	10.000 Zyklen
	10 Jahre	10 Jahre	10 Jahre

Abbildung 112: Batteriespeicherangebote von Sonnen



Abbildung 113: Die Sonnen-Batterie, Sonnen

11.10.1.3 VoltStorage

Die Solarstromspeicher der VoltStorage GmbH aus München basieren auf einem Flussbatteriesystem und der Vanadium-Redox-Flow-Technologie, bei der Solarenergie in zwei Flüssigkeitsbehältern gespeichert wird. Die beiden Behälter sind mit der unterschiedlich geladenen Elektrolyt-Flüssigkeit (insgesamt 220 Liter) befüllt. Innerhalb der Batteriezellen wird chemische Energie umgewandelt und im Vanadium-Elektrolyt gespeichert. Sobald der gespeicherte Strom abgerufen wird, kehrt sich dieser Umwandlungsprozess um und die im Vanadium-Elektrolyt chemisch gespeicherte Energie wird in elektrische Energie umgewandelt. Das als Speichermedium genutzte Vanadium-Elektrolyt besteht zu 80 % aus Wasser. Dadurch sind Feuerbildungen zu 100% auszuschließen.⁶³

⁶³ VoltStorage GmbH

	Voltstorage100
Entladeleistung	3,6 kW
Nutzbare Speicherkapazität	6,8 kWh
Anwendung, für Jahresstromverbrauch	3.500 kWh
Garantie	10.000 Zyklen
	10 Jahre
Preisangabe	5.999 €

Abbildung 114: Batteriespeicherangebote von VoltStorage



Abbildung 115: VoltStorage 100, VoltStorage

11.10.1.4 Tesla

Die Powerwall von Tesla (USA) ist eine vollständig integrierte Wechselstrom-Batterie, mit Lithium-Ionen Technologie, für den Heimbereich oder das Kleingewerbe, auf Basis der Lithium-Ionen-Technologie. Die Batteriespeicherlösungen von Tesla sind unbegrenzt skalierbar und auch für komplette Inselssysteme ganzer Städte geeignet. Innerhalb von 100 Tagen wurde beispielsweise der größte Akku der Welt in Jamestown, Australien installiert, der 30.000 Haushalte eine sichere Stromversorgung garantiert, mit einer nutzbaren Speicherkapazität in Höhe von 129.000 kWh.

Sonnenenergie



Abbildung 116: Tesla Powerwall, Tesla

	Powerwall	Powerpack
Entladeleistung	4,6 kW	50 kW
Nutzbare Speicherkapazität	13,5 kWh (x 10)	unbegrenzt
Anwendung, für Jahresstromverbrauch	k.A.	k.A.
Garantie	k.A.	k.A.
	10 Jahre	k.A.
Preisangabe	6.770 €	k.A.

Abbildung 117: Batteriespeicherangebot von Tesla

11.10.2 Physikalisch

11.10.2.1 Lageenergie, Pumpspeicher

Die Speicherung von elektrischer Energie mittels Lageenergie-Speicher ist bereits seit den 1920er Jahren mittels Pumpspeicherkraftwerken (PSKW) im Einsatz und seitdem technisch ausgereift. Für ein PSKW werden zwei Speicherseen benötigt, ein Ober- sowie ein Unterbecken und ein entsprechender Höhenunterschied beider Speicherseen.

PSKW dienen in der Energiewirtschaft zur Energiespeicherung, Frequenzhaltung im Stromnetz, dem Ausgleich von Blindleistung und dem schnellen Abfangen extremer Leistungsschwankungen.

Über eine Druckrohrleitung, die beide Reservoirs miteinander verbindet, wird im Falle der Netzentnahme, bei einem Überschuss an elektrischer Energie im Stromnetz, Wasser aus dem Unterbecken in das Oberbecken gepumpt und dabei elektrische Energie in potenzielle Energie umgewandelt. Bei der Netzeinspeisung, wenn die Nachfrage nach elektrischer Energie, die

Sonnenenergie

Leistung im Stromnetz übersteigt, wird Wasser in das Unterbecken abgelassen und mittels einer Turbinen-/Generatoreinheit in elektrische Energie umgewandelt.

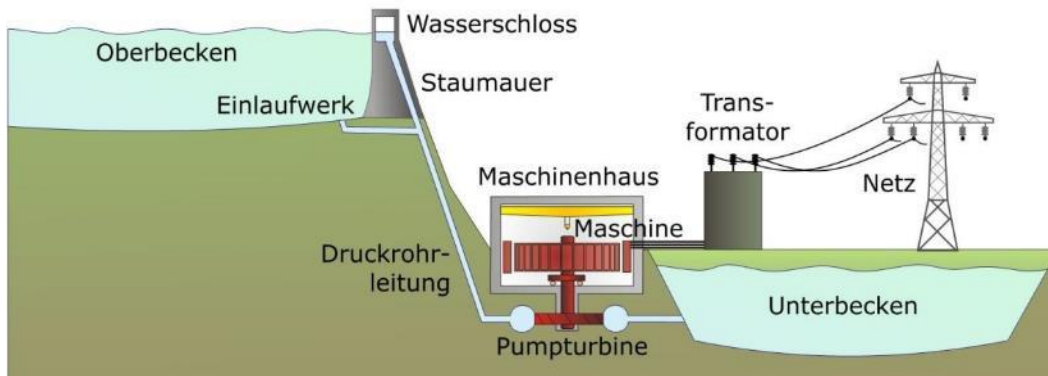


Abbildung 118: Prinzip eines PSKW's; Quaschnig V.: Regenerative Energiesysteme, Hanser 2011

Von der zugeführten elektrischen Arbeit, die das Wasser aus dem Unter- in das Oberbecken pumpt, werden nach Abzug der Verluste durch den Transformator, Motor, Pumpe und Rohrleitung 86,4 % als potentielle Energie im Oberbecken gespeichert. Als zurückgewonnene elektrische Arbeit verbleiben dann noch 77,3 %, aufgrund der Verluste durch die Ausspeisung des Oberwassers.⁶⁴

PSKW ergänzen die fluktuierende Stromerzeugung über erneuerbare Energien sehr gut. Sie können in kurzer Zeit große Energiemengen speichern oder abgeben und damit zum Beispiel gespeicherten Strom aus Photovoltaik, der tagsüber in zu großen Mengen produziert wird, in der Nacht einspeisen.

Aufgrund eines aufwendigen Genehmigungsverfahrens für neue PSKW, vor allem durch Widerstände aus der Bevölkerung und der relativ langen Bauzeiten, ist die Installation neuer PSKW in Deutschland eher unwahrscheinlich. Die landschaftlichen Voraussetzungen, für einen benötigten Höhenunterschied zwischen den beiden Speicherseen, schränken die Anzahl möglicher neuer Standorte zusätzlich ein.

11.10.2.2 Lageenergie, GravityPower

Eine sehr interessante Technologie, die das Prinzip eines PSKW nutzt, entwickelt derzeit die Gravity Energy AG mit einem Pilotprojekt bei den Stadtwerken Weilheim. Es handelt sich dabei um ein unterirdisches PSKW, das die Vorteile eines oberirdischen PSKW beinhaltet und gleichzeitig die Nachteile der Standortabhängigkeit und aufwendigen Genehmigungsverfahren umgehen kann.

Sonnenenergie

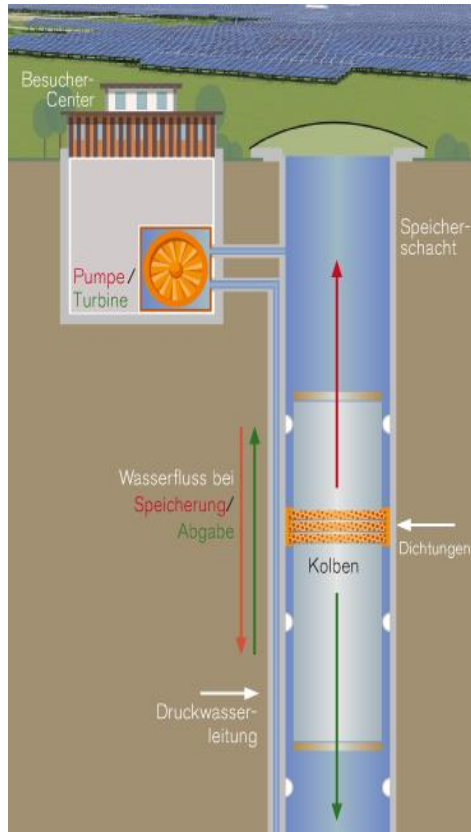


Abbildung 119: Funktion eines GP-Speichers;
Gravity Energy AG

Die Bohrung eines senkrechten Speicherschachts, der mit Wasser (Verdrängungsmedium) und einem Kolben (Lageenergie) gefüllt wird, ersetzt dabei den Ober- sowie den Untersee eines gewöhnlichen PSKW's. Das Betriebshaus, mit der Pumpe und dem Generator sowie die Druckwasserleitungen bleiben im System erhalten.

Im Vergleich zu PSKW können GP-Anlagen standortunabhängig dort errichtet werden, wo die Netzinfrastruktur vorhanden und der Bedarf an Speicherleistung notwendig sind, unabhängig von topographischen Voraussetzungen. Darüber hinaus entstehen keine Umweltbelastungen im Betrieb oder durch die Entsorgung der Bauteile, wie im Falle von Batterien, zudem ist das System beliebig skalierbar. Aufgrund der unterirdischen Bauweise ist mit kürzeren Bauzeiten und Genehmigungsverfahren zu rechnen. Oberirdisch können die Menschen vor Ort lediglich ein Betriebshaus erkennen.

Die Installation von GP-Anlagen sind an wichtigen Netzverknüpfungspunkten, den Umspannwerken, denkbar, zur Sicherung einer grundlastfähigen, regenerativen Stromversorgung von regionalen Mittelspannungs-Netzgebieten sowie für den Austausch mit anderen Netzregionen, über das Umspannwerk und die Hochspannungsleitungen.

11.10.3 E-Mobilität

Eine sektorenübergreifende Energiewende fordert auch den Einstieg in die Elektromobilität und die Ladung der entsprechenden Batterien mit regenerativen Energien. Eine intelligente Ladesoftware bietet den Nutzern der Elektromobilität bereits heute die Möglichkeit der Batterieladung

Sonnenenergie

mit eigenerzeugtem PV-Strom, in Abstimmung mit dem Verbrauchsverhalten im Haushalt und im Bereich der Mobilität sowie mit Wetterprognosen.

Die Elektromobilität kann einen wichtigen Beitrag zum Gelingen einer regionalen Energiewende leisten, allerdings verlangen die vorhandenen Kapazitäten an regenerativer Ausbauleistung einen enormen Zubau, wenn neben der Stromversorgung auch noch die Mobilität regenerativ erzeugt werden soll.



Abbildung 120: Elektro-LKW; BYD



Abbildung 121: Elektro-PKW;
Renault Zoe



Abbildung 122: E-Roller;
Piaggio Vespa

11.10.4 Möglichkeiten zur Speicherung von Solarthermie

11.10.4.1 Einteilung

- Sensible Speicher

Speicherdichten von 20 - 100 kWh/m³, in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz

Sensible Speicher nutzen Flüssigkeiten (flüssige Metalle, thermische Öle, Wasser), Festkörper (Steine, Felsen, Beton) oder Gase (Sauerstoff) als Speichermedium. Sie können im Hausbetrieb eingesetzt werden oder bei größeren Kraftwerken, wie am Parabolrinnen-Kraftwerk „Ivanpah“ in der kalifornischen Mojave-Wüste.

Eine gewerbliche Nutzung der Solarthermie ist in Deutschland aufgrund der Breitengrade und der damit verbundenen geringen Sonneneinstrahlung von etwa 1.000 kWh/ m² mit der aktuellen Technik noch nicht ausgereift. Im Vergleich dazu kann in Kalifornien mit durchschnittlich 2.200 kWh/ m² gerechnet werden. Für die weiteren Praxisbeispiele zur Nutzung sensibler Speicher im Zusammenhang mit der Solarthermie sollen darum nur Ein- und Mehrfamilienhäuser, öffentliche Gebäude oder Bürogebäude vorgestellt werden.



Abbildung 123: Solarthermie-Kraftwerk Ivanpah, mit 377 MW; Bright Source Energy

- Thermochemische Speicher

Speicherdichten von 100 - 400 kWh/m³, in Abhängigkeit von Druck und Temperatur

Sonnenenergie



Abbildung 124: Latentwärmespeicher als Taschenwärmer, Fa. Vaude

Thermochemische Speicher erzielen im Vergleich zu herkömmlichen Wärmespeichermaterialien kostengünstig hohe spezifische Energiedichten. Aktuell befinden sie sich allerdings aktuell noch im fortgeschrittenen Entwicklungsstadium und werden aus diesem Grund nachfolgend nicht mit Praxisbeispielen vorgestellt.

- Latente Speicher

Speicherdichten von 50 - 150 kWh/m³, bei minimaler Temperaturdifferenz

Latentwärmespeicher nutzen die Änderung des Aggregatzustandes, von fest zu flüssig oder umgekehrt. Für die Änderung des Aggregatzustandes muss ein Speichermedium Wärme aufnehmen. Die latente Wärme bleibt dabei im Stoff gebunden und kann durch physikalische Einwirkungen zu einem späteren Zeitpunkt wieder freigesetzt und genutzt werden. Zur Wärmespeicherung eignen sich Salzhydrate oder Paraffine, zur Kältespeicherung Wasser oder wässrige Salzlösungen.

Ein bekanntes Beispiel ist der sogenannte „Taschenwärmer“, mit einer metastabilen und übersättigten Salz-Lösung (Natriumacetat), bei der ein einfaches Knacken eines Metallplättchens die Kristallisation auslöst.

11.10.4.2 Vakuum-Pufferspeicher

Vakuum-Pufferspeicher sind Heißwasserspeicher, die Wärmeenergie über einen langen Zeitraum, bis zu mehreren Monaten, speichern können. Als externe Wärmelieferanten können aus industrieller Abwärme gewonnene Wärme oder Wärme aus Sonne, Wind, nachwachsenden Rohstoffen oder Wärmepumpen verwendet werden. Einmal erzeugte und nicht zeitgleich nutzbare Energie wird in Form von Warmwasser bevorratet und mit Hilfe einer Vakuum-Isolation vor dem Abkühlen gesichert. In Abhängigkeit des Wärmebedarfs, des Installationsortes oder den genutzten Energieerzeugern, sind mit Vakuum-Pufferspeicher hohe Deckungsgrade, bis zu 100 % erzielbar.

Sonnenenergie

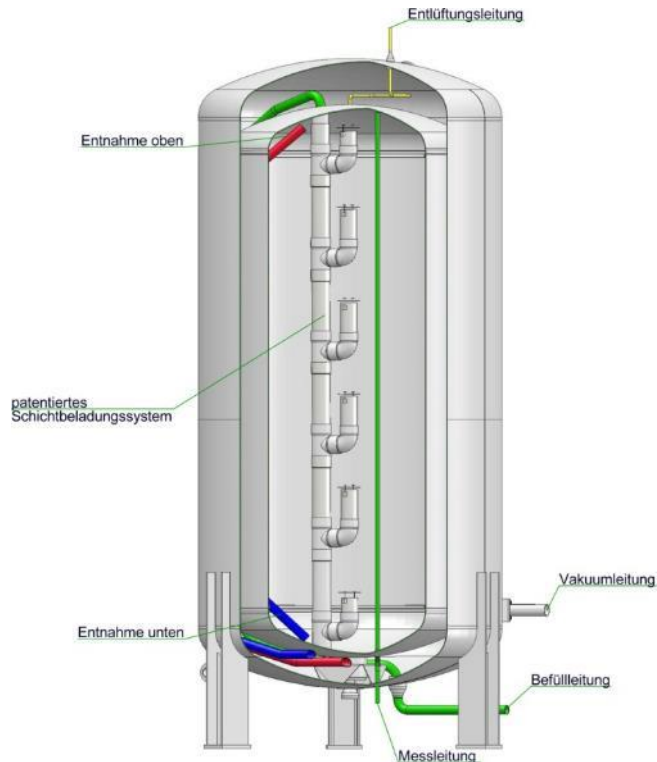


Abbildung 125: Funktionsprinzip Vakuum-Pufferspeicher; Fa. Hummelsberger

Der Zwischenraum eines doppelwandigen Stahlbehälters wird mit einem mikroporösen Puffer, dem Vulkangestein Perlit, gefüllt und anschließend evakuiert. Bei einem moderaten Vakuum von 0,1 mbar, können Wärmeverluste auf etwa 10 - 20 %, im Vergleich zu herkömmlichen Isolationen (z.B. Mineralwolle), reduziert werden. Wasserspeicher mit Vakuum-Isolatoren erlauben aus diesem Grund die Wärmespeicherung mit Wasser über mehrere Monate, wodurch die im Sommer erzeugte Energie auch im Winter noch genutzt werden kann.

Eine besonders hohe Effizienz erzielt der Vakuum-Pufferspeicher durch die Kombination mit einem Schichtenbeladungssystem. Dieses System schichtet mittels eines Klappmechanismus das eintreffende Wasser in die passende Temperaturschicht, wodurch eine temperaturzerstörende Durchmischung verhindert wird. In Abhängigkeit der angestrebten Energiedeckung und des Speichervolumens können verschiedenen Temperaturebenen, von 5 - 110 °C verwendet werden.

11.10.4.3 Eisspeicher

Ein Eisspeicher besteht aus einer Zisterne, die komplett unter der Erdoberfläche vergraben wird. Die Zisterne selbst ist meist aus Beton und nicht isoliert. Im Inneren der Zisterne befinden sich große Spiralen aus Leitungen, in denen eine frostsichere Flüssigkeit (Sole) zirkuliert. Diese Spiralen teilen sich in einen Entzugswärmetauscher und einen Regenerationswärmetauscher auf. Sind alle Leitungen sowie Ab- und Zuflüsse installiert, wird die Zisterne mit Wasser gefüllt, das anschließend als Energielieferant dient.

Sonnenenergie

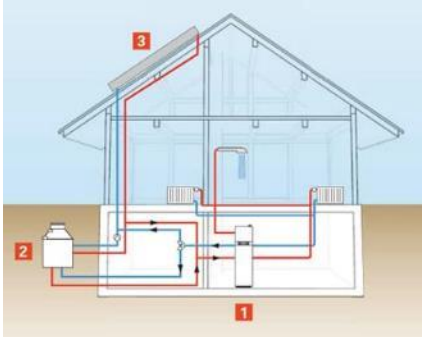


Abbildung 126: Eisspeicher-Funktions-skizze, mit Sole-Wasser-Wärmepumpe (1), Speicherbehälter (2) und Solar-Luftabsorber (3), Fa. Viessmann

Während des Betriebs entzieht der erste Wärmetauscher dem flüssigen Wasser die Energie und leitet sie weiter an die eigentliche Wärmepumpe. Dort findet der Verdichtungsprozess statt, bei dem ein Kältemittel zunächst verdampft und anschließend komprimiert wird. Die dabei entstehende Wärme lässt sich sowohl für die Heizung als auch zur Warmwasserbereitung nutzen.



Abbildung 127: Rohrleitungen eines Eisspeichers, Fa. Viessmann

Indem das Wasser seine Wärme an den Entzugswärmetauscher abgibt, sinkt seine Temperatur und es gefriert allmählich. Damit die Zisterne keine Schäden nimmt, sind die Leitungen so verlegt, dass die Vereisung von innen nach außen erfolgt. Der Regenerationswärmetauscher führt der Zisterne Wärme aus dem Solar-Luftabsorber oder einer anderen Wärmequelle zu. Ist das Wasser wieder flüssig, lässt sich der Kreislauf beliebig oft wiederholen. Neben der Erdwärme verstärken auch andere Umwelteinflüsse wie ein warmer Regen oder Sonneneinstrahlungen diesen Regenerationsprozess.⁶⁵

Mit der Kombination eines Solar-Luftabsorbers, der auf dem Dach eines Gebäudes installiert wird, kann der thermische Deckungsgrad zusätzlich erhöht werden, gleichzeitig wird das System mit einer zusätzlichen regenerativen Energiequelle unterstützt und entlastet die Wärmepumpe.

Die Vorteile eines Eisspeichers sind die Nutzung der kostenlosen Umgebungswärme, Erdwärme und Kristallisationsenergie, ein beliebig oft wiederholbarer Regenerationsprozess, ein wartungsarmer und ungefährlicher Betrieb (z.B. in Wasserschutzgebieten), eine genehmigungsfreie Mon-

⁶⁵ Funktionsprinzip eines Eisspeichers; Auszug aus der Homepage der Fa. Viessmann

tage sowie die Nutzung zur Raumkühlung im Sommer, z.B. für Sporthallen oder Seniorenwohnheime oder zur gewerblichen Kühlung von z.B. Rechenzentren.

In der Planungsregion 18 wird das Konzept eines Eisspeichers derzeit an der Berufsschule in Mühldorf verwendet und dabei unter anderem die Abwärme des Serverraumes gespeichert.

11.10.4.4 Passive Solarnutzung

Die einfachste Form der Speicherung von solarthermischer Energie ist die direkte Nutzung der Sonnenstrahlen für die Raumwärme eines Gebäudes. Mit einer intelligenten Architektur können Sonnenstrahlen die Luft eines Gebäudes durch eine entsprechende Glasfront erwärmen, dadurch die Raumtemperatur erhöhen und den Bezug von externer Heizenergie reduzieren. Wichtig sind in diesem Zusammenhang eine entsprechende Isolierung der Gebäudehülle sowie etwaige Möglichkeiten zur Verschattung der Fenster im Sommer und eine Ausrichtung der Fensterflächen nach Süden.



Abbildung 128: Passive Solarnutzung; Fa. Ziegler Holzbau

Die passive Solarnutzung ist kostenlos und kann einen wesentlichen Beitrag für ein nachhaltiges Wärmekonzept liefern, in Kombination mit anderen regenerativen Wärmeerzeugungs- und -Speichersystemen.

11.10.5 Empfehlungen für den Einsatz in der Planungsregion

11.10.5.1 Speicherung von Solarstrom

Die Speicherung von Solarstrom über Batteriespeichersysteme ermöglicht für Hausbesitzer, Gewerbebetriebe und sogar für größere Gebiete eine gewisse Autarkie. Gleichwohl kann eine flächendeckende Unabhängigkeit nur schwer erreicht werden, da sich nur ein Teil der Verbraucher die Anschaffungskosten leisten können, andere wiederum stehen dem dafür notwendigen Rohstoffverbrauch und der Entsorgung nach der Einsatzzeit kritisch gegenüber. Die Kombination der verschiedenen technischen Möglichkeiten und deren Kommunikation untereinander sind daher zu empfehlen. Besonders interessant ist in diesem Zusammenhang die parallele Nutzung von unterirdischen Pumpspeicherkraftwerken der Firma Gravity Power AG. Diese Technologie kann mit einem geringen Flächen- und Rohstoffverbrauch einen sehr wichtigen Beitrag zur Stromunabhängigkeit eines ganzen Netzgebietes und dessen einzelne Verbraucher leisten. Die Verbraucher einer Netzregion könnten überschüssige Strommengen in ein „Strom-Bankkonto“ des Speicherbetreibers (z.B. Stadtwerk) „ein zahlen“ und dieses Konto in sonnen-schwachen Zeiten abrufen. Gleichzeitig könnte das Speicherkraftwerk einer Netzebene mit anderen Netzebenen kommunizieren und Unterschiede, nach dem Subsidiaritäts-Prinzips, in der gesamten Planungsregion ausgleichen.

11.10.5.2 Speicherung von Solarthermie

11.10.5.2.1 Vakuum-Pufferspeicher

Die Firma Hummelsberger Schlosserei GmbH, mit Sitz in der Planungsregion 18 (Mühldorf), ist überregional als innovativer Hersteller des Vakuum-Pufferspeichers bekannt. Sie produziert Vakuum-Pufferspeicher, die dank einer patentierten Temperaturschichtung, solare Deckungsgrade bis zu 100 % erreichen. Die Vakuum-Pufferspeicher können Außen sowie Innen installiert und auch nachträglich in Gebäude eingebaut werden. Die Firma Hummelsberger bietet zudem individuelle Speichervolumina an, entsprechend der jeweiligen Kundenvorstellungen. Der Einsatz von Vakuum-Pufferspeichern, in Kombination mit einer regenerativen Wärmeerzeugung, ist für die Planungsregion zu empfehlen.

Im Rahmen des Beispielprojektes zur Untersuchung der „Saisonspeicherung von solarthermischer Wärme zur Heizungsunterstützung oder solaren Komplettabdeckung“ wird der Einsatz eines Vakuum-Pufferspeichers in der Gemeinde Eiselfing, Landkreis Rosenheim, vorgestellt.



Abbildung 129: Speicher-Serien der Firma Hummelsberger

11.10.5.2.2 Eisspeicher

Die Eisspeicher-Technologie ist aufgrund der größenunabhängigen Installation, der Umweltverträglichkeit und des Kühleffekts in den Sommermonaten für alle Gebäudearten in der Planungsregion 18 einsetzbar. Aus diesem Grund wurde unter dem Beispielprojekt B1.3 „Saisonspeicherung von solarthermischer Wärme mittels thermochemischer Speicher zur Heizungsunterstützung oder solaren Komplettabdeckung“ ein Eisspeicher-Projekt für eine Turnhalle gewählt.

Weitere Informationen zu diesem Konzept liefert auch das Eisspeicher-Projekt des beruflichen Schulungszentrums (BSZ) in Mühldorf, das dadurch als „EnergiePlus-Komplex“ realisiert werden kann.

„Das innovative Herzstück des Solar-Eis-Systems sorgt dafür, dass in der warmen Jahreszeit die überschüssige Sonnenenergie in den großvolumigen Speichern auf niedrigem Temperaturniveau gespeichert wird. Die umgebene Erdwärme ermöglicht die Speicherung über eine längere Zeit und ohne aufwendige Isolierung. In der kalten Jahreszeit entzieht die Wärmepumpe dem unterirdischen Solar-Eis-Speicher Wärme und führt sie dem Heizsystem zu. In der warmen Zeit wird dem Speicher Kälte entzogen und dem Kühlsystem zugeführt.“⁶⁶

⁶⁶ Wolfgang Blaschke, Firma Coplan-Versorgungstechnik; OVP-online, vom 08.06.2016

11.10.6 Fazit

Die Potentiale zur Speicherung von Strom oder Wärme aus Sonnenenergie sollten in der Planungsregion vorgestellt und stärker umgesetzt werden. Zusätzlich schafft die Digitalisierung neue Möglichkeiten zur Energiebildung (Verbrauchsbewusstsein) und zur Abstimmung unter beteiligten Akteuren, beispielsweise in Mehrfamilienhäuser oder Siedlungsgebieten. In Brütten bei Winterthur (Scheiz) steht das erste Mehrfamilienhaus der Welt, deren Bewohner untereinander Energie handeln und insgesamt autark leben⁶⁷. Interessant wäre in diesem Zusammenhang die Realisierung eines Pilot-Konzeptes für ein Mehrfamilienhaus, ein Siedlungs- oder Gewerbegebiet, das als Vorbild für andere Flächenentwicklungen dienen kann.

11.11 Beispielprojekt 3: Vakuum-Pufferspeicher in der Gemeinde Eiselfing | Saisonspeicherung von solarthermischer Wärme zur Heizungsunterstützung oder solaren Komplettabdeckung

11.11.1 Einführung

11.11.1.1 Kurzübersicht

Für die Planungsregion Südostoberbayern soll eine Integration eines Vakuumpufferspeichers in ein Heizungssystem untersucht werden, in Kombination mit Nutzung von solarthermischer Wärme.

Nach einer Untersuchung potentieller Projekte für den Vakuumpufferspeicher in der Planungsregion ist eine Neubausiedlung in Eiselfing, im Landkreis Rosenheim, ausgewählt worden. Nach Rücksprache mit dem Bauamt in Eiselfing soll dort, gemäß dem Bebauungsplan Nord, neben Einfamilienhäuser auch vier Mehrfamilienhäuser (MFH) mit insgesamt 45 Wohneinheiten, insgesamt etwa 3.000 m² Wohnfläche und 4.000 m² Nutzfläche errichtet werden. Drei MFH werden von einem privaten Bauträger verwaltet, ein MFH betreibt die Gemeinde Eiselfing im Rahmen des sozialen Wohnungsbaus. Aufgrund der neuen Energieeinsparverordnung 2016 (EnEV 2016) mit KfW 40 Standard, weisen die Wohngebäude nur noch sehr geringe Energieverbräuche auf. Trotzdem ist besonders während der Wintermonate ein Warmwasser- und Heizwasserbedarf vorhanden.

11.11.1.2 Zielsetzung

Die Ausarbeitung soll anhand einer vereinfachten Wärmebedarfs-, Heizlast- und Warmwasserbedarfsermittlung, den Nutzen von Vakuumpufferspeichern für MFH aufzeigen und als Beispielprojekt für zukünftige Bauten dienen.

⁶⁷ Ein Haus als Kraftwerk; 3Sat Mediathek

Sonnenenergie



Abbildung 130: Vakuumpufferspeicher für Mehrfamilienhäuser, rechts neben dem Wohnhaus

11.11.2 Gemeinde Eiselfing, Bebauungsplan „Eiselfing Nord“

Die Gemeinde Eiselfing liegt im Landkreis Rosenheim etwa 2,5 km südöstlich der Stadt Wasserburg am Inn und hat 3.047 Einwohner.



Abbildung 131: Gemeinde Eiselfing und das Neubaugebiet

11.11.2.1 Neubaugebiet

Die vier Wohneinheiten zeichnen sich durch eine hohe ressourcenschonende Planung aus. Neben der Nutzung der Sonnenenergie sind begrünte Flachdächer für eine dezentrale und nachhaltige Regenwasserbewirtschaftung angedacht, wodurch Vorfluter und die notwendigen Kanäle entlastet werden.

Sonnenenergie



Abbildung 132: Solarthermie und Photovoltaikinstallation auf Flachdächer der MFH

Gleichzeitig tritt durch Verdunstung des im Gründach gespeicherten Wassers bei sommerlichen Temperaturen ein Kühleffekt ein und kühlt die darunterliegenden Wohneinheiten. Mit entsprechenden Installationssystemen ist eine ausreichende Befestigung der Photovoltaik und Solarthermie auf begrünten Flachdächern möglich. Bei PV-Modulen schützt die Verdunstung im Sommer vor Überhitzung und steigert die Effizienz der Module. Somit kann ausreichend Wärme und elektrischer Strom für die Bewohner produziert werden. Die geplanten Wohneinheiten haben somit einen Vorzeigecharakter für weitere Projekte. Die Installation eines Vakuumpufferspeichers rundet ein möglichst umweltschonendes Konzept ab.



Abbildung 133: Bebauungsplan Eiselring Nord; 10.01.2017

11.11.2.2 Wärmekonzept

Derzeit liegt für die Wohneinheiten noch kein detailliertes Wärmekonzept vor. Ein Vakuumpufferspeicher ist laut Gemeinde Eiselfing grundsätzlich interessant und soll in die ersten Planungen einfließen.

Entsprechend der aktuellen EnEV 2016 werden die MFH mit dem KfW 40 Standard errichtet. Der Energie- bzw. Heizbedarf beträgt folglich etwa $25 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{a}}$. Bei einer gesamten Nutzfläche von circa 4.000 m^2 ist ein jährlicher Energiebedarf von $100.000 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$ zu erwarten. Aufgrund der guten Wärmedämmung ergibt sich ein kleines Verhältnis der Raumbeheizung zum Warmwasserbedarf.

Etwa 70 % der Heizwärme werden durch die Verschärfung der EnEV 2014 (2. Stufe) zur EnEV 2016 mit KfW 40 für die Erwärmung des Brauchwassers benötigt, die einen relativ konstanten Jahresverlauf aufweist. Insgesamt sind $175 \frac{\text{MWh}}{\text{a}}$ für Brauchwasser und Heizwärme aufzuwenden. Bei der benötigten Kesselleistung, einer 30 %-Auslastung und einem Nutzungsgrad des Heizkessels von 90 %, wird ein Energiebedarf von etwa 45 kW erwartet.

Für die geschätzten 100 Bewohner der MFH und einem täglichen Warmwasserbedarf von 50 l/Person, mit dem Faktor 14,9 aus DIN EN 12831, sind 74.500 kWh/a für die Warmwassererwärmung notwendig. Mit Vollbenutzungsstunden des Wärmeerzeugers von 3h/d (für einen gehobenen Standard) und einem Nutzungsgrad von 0,7 für eine wohnungszentrale Gruppentrinkwassererwärmung, liegt der Bedarf der Kesselleistung zur Brauchwassererwärmung bei 97 kW.

Zur Gewährleistung einer komfortablen Warmwasserversorgung wird ein ausreichend dimensionierter Warmwasserspeicher gewählt, um etwaige Maximalbelastungen in den Wintermonaten zu ermöglichen.

Ein großes Speichervolumen mit großer Schalthysterese ergibt lange Kesselaufzeiten mit wenigen Kesselstarts. Dies wirkt sich positiv auf den Jahresnutzungsgrad des Kessels aus. Der Wärmeerzeuger kann somit unabhängig vom Wärmebedarf betrieben werden, wodurch der Wirkungsgrad und die Lebensdauer steigen, bei gleichzeitiger Reduzierung der Emissionen. Etwaige Speicherverluste aufgrund der Transmission sind zu beachten, allerdings lassen sich mit großen Puffervolumen erneuerbare Energiequellen besser in die Heizungsanlage einbinden. Bei solarthermischer Heizungsunterstützung sind folglich höhere solare Deckungsgraden möglich und der Heizkessel wird nur für Spitzenlasten eingesetzt.

Die MFH benötigen durch die Vorgaben der EnEV 2016 nur noch im November bis Februar größere Energiemengen zur Raumheizung. In der übrigen Zeit werden interne Wärmegewinne der Bewohner und elektrischer Geräte sowie der Strahlungseintrag genutzt.

Solarthermische Kollektoren reduzieren den Anteil fossiler Brennstoffe. Anfallende Wärmeüberschüsse werden in Pufferspeicher abgegeben und können an strahlungsschwachen Tagen wieder abgerufen werden. Bei einer größeren Kollektor- und Speicherauslegung kann ein Teil des Wärmebedarfs aus den Sommermonaten auch zur Wärmedeckung im Winter dienen und das System insgesamt einen hohen solaren Deckungsgrad erreichen. Neben der Einsparung von CO_2 -Emissionen werden folglich auch die Betriebskosten reduziert.

Nach Berechnungen des Bundesverbandes Erneuerbarer Energien e.V. (BEE e.V.) ist die Wärmebereitstellung von Gebäuden bei einem maximalen Primärenergieverbrauch von $51 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{a}}$ ohne erneuerbare Energien nicht mehr möglich.

Sonnenenergie

Ausführungsvarianten mit EnEV 2016:	Werte	PE in (kWh/(m ² *a)) (H _T überall erfüllt)	EnEV-konform? PE ≤ kWh/(m ² *a)
Pellet		19,0	✓
Pellet mit Solarthermie		14,2	✓
Außenluft-Wärmepumpe		37,9	✓
Außenluft-Wärmepumpe mit PV		22,4	✓
Erdsonden-Wärmepumpe		19,8	✓
Wärmenetz Geothermie		35,8	✓
Wärmenetz Biogas		9,4	✓
Erdgas mit Solarthermie		50,6	✓
Erdgas		51,7	✗

Abbildung 134: Anforderungen für Einfamilienhäuser mit EnEV 2016; BEE e.V.

Mit einer geplanten zentralen Hackschnitzelanlage für die vier MFH werden die Anforderungen der aktuellen EnEV erfüllt. Eine solarthermische Unterstützung entlastet die Kessel und erhöht den Wirkungsgrad, der Hackschnitzelbedarf und CO₂-Emissionen werden gleichzeitig reduziert.

11.11.2.3 Dimensionierung des Vakuumpufferspeichers

Zur Errichtung von förderfähigen Hackschnitzelkessel ist ein Pufferspeicher von mind. 30l/ kW notwendig. Für einen effizienteren Betrieb sind bei Holzkesselanlagen größer 4 kW Leistung mindestens $55 \frac{l}{kW_{Leistung}}$ notwendig⁶⁸.

Einige Pufferspeicherhersteller empfehlen 100 l Speichergröße pro kW Heizleistung und dementsprechend eine Speichergröße für die Heizung mit 7.000 l.

Größer dimensionierte Speicher ermöglichen in Kombination mit solarthermischen Kollektoren eine heizungsunterstützende Auslegung der Holzkesselanlage. Wärmeüberschüsse werden im Sommer oder an Tagen mit hoher Globalstrahlung im Pufferspeicher gesichert und stehen an Tagen mit geringer Globalstrahlung für die Raumheizung und Warmwasseraufbereitung zur Verfügung.

Die Größen von Pufferspeicher sind variabel lieferbar, von kleinen 800l Speicher für EFH bis hin zu mehreren 1000 m³ zur Fernwärmeversorgung. Die Puffergröße ist für das Projekt in Eiselfing wesentlich vom gewünschten Nutzungsgrad oder dem solaren Deckungsgrad abhängig, neben den eingangs genannten Dimensionierungsgrundsätzen.

Höhere Speichervolumina ergeben größere Oberflächen und somit höhere Wärmeverluste durch Transmission. Um möglichst geringe Wärmeverluste zu erreichen, ist darüber hinaus auf eine optimale thermische Isolierung des Pufferspeichers zu achten, wodurch der Wärmeaustausch zwischen dem höher temperierten Pufferinhalt und der äußeren Umgebung reduziert werden kann.

⁶⁸ §5, Absatz 2, 1. BImSchV

Sonnenenergie

Eine möglichst hohe Bauform und die Kombination mit einem Schichtenbeladungssystem ermöglicht eine besonders hohe Systemeffizienz, da kälteres Heizwasser aus dem Rücklauf nicht mit dem höher temperierten Wasser im Pufferspeicher vermischt wird.

Vakuumpufferspeicher zeichnen sich aufgrund ihrer Höhe durch ausgezeichnete Schichtenspeicherfähigkeit und mit hoher Wärmedämmung aus, aufgrund des Vakuums. Dieses entsteht durch eine doppelwandige Stahlzylinderkonstruktion, wobei der Spalt zwischen den Zylindern mit mikroporösem Perlit gefüllt und evakuiert⁶⁹. Das Feinvakuum von $< 0,05$ mbar unterbindet die Gaswärmeleitung vollständig, wodurch U-Werte von bis zu $0,05 \frac{W}{m^2 \cdot K}$ erzielt werden können. Die Perlitfüllung absorbiert die Restwärmestrahlung⁷⁰.

Im Vergleich dazu weist ein konventioneller Warmwasserspeicher die gleichen Isoliereigenschaften erst bei einer KMF Dämmung von 800 mm Stärke auf und benötigt somit eine zehnfache Stärke der Wärmedämmung als die Vakuumisolation.

Konventionelle Warmwasserspeicher in Größenordnungen ab 10 m^3 sind meist mit 200 mm KMF gedämmt, mit einem U-Wert von 0,2 und somit 4fachen Wärmeverlusten im Gegensatz zu Vakuumpufferspeichern.

Für die MFH ergibt sich unter Betrachtung des gesamten Wärmebedarfs für Brauchwassererzeugung und Wohnraumbeheizung die nachfolgende Jahresdauerlinie. Dabei wird ersichtlich, dass an etwa 100 Tagen, besonders in den Sommermonaten, ein täglicher Wärmebedarf von unter 250 kWh und vereinfacht eine Heizleistung von 10,5 kW benötigt wird.



Abbildung 135: Schichtenbeladungssystem und Perlitfüllung des Puffers

⁶⁹ Hummelsberger Stahl- und Metallbau

⁷⁰ http://www.bine.info/fileadmin/content/Presse/Projektinfos_2014/PM_14_2014/ProjektInfo_1414_internetx.pdf

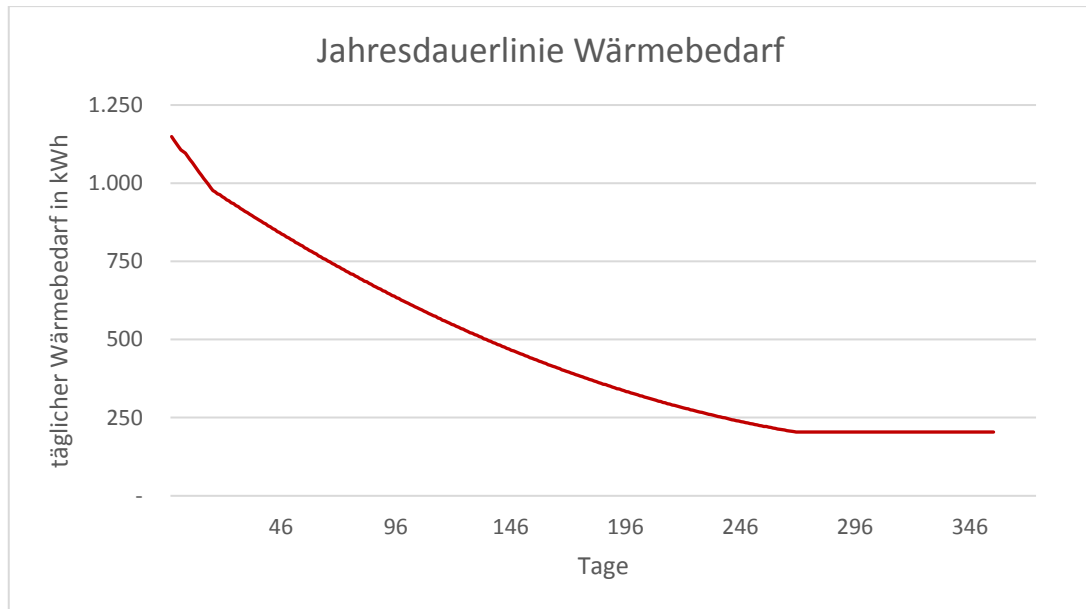


Abbildung 136: errechnete Jahresdauerlinie für den Wärmebedarf

- Mindestpufferspeichergroße von 30l/kW
 - Ausschließlicher Einsatz von naturbelassener Biomasse (§ 3 Absatz 1 Nummer 4, 5, 5a, 8 oder 13 der 1. BImSchV)
 - Einhaltung folgender Grenzwerte auf Basis eines Volumengehalts an Sauerstoff im Abgas von 13 % im Normzustand (273 K, 1013 hPa):
 - Maximal 200 Milligramm/Kubikmeter Kohlenmonoxid bei Nennwärmeleistung
 - Maximal 20 Milligramm/Kubikmeter staubförmige Emissionen
 - Kesselwirkungsgrad: Mindestens 89 %
 - Hydraulischer Abgleich der Heizungsanlage
 - Bescheinigung über das Ergebnis der Überprüfung, Messung und Benutzung für eine Feuerungsanlage für feste Brennstoffe nach 1. BImSchV
 - Die Basisförderung der Hackschnitzelkessel beträgt pauschal 3.500 € pro Anlage
 - Durch die Errichtung einer förderfähigen Solaranlage sind als Zusatzförderung 500 € erhältlich

Mit einer Solarkollektorfläche in Höhe von 100 m² kann der tägliche Bedarf zur Warmwassererzeugung von 250 kWh während der Sommermonate gedeckt werden (Abbildung 137). Ein solarer Deckungsgrad von 30 % wird in Kombination mit einem ausreichenden Speicher erreicht (Abbildung 138), wobei ein Deckungsgrad unter 35 % wirtschaftlich sinnvoll ist. Ein höherer Deckungsgrad erscheint auf Grundlage der nicht ausgeglichenen Erzeugung und des Verbrauchs derzeit als noch nicht sinnvoll.

Sonnenenergie

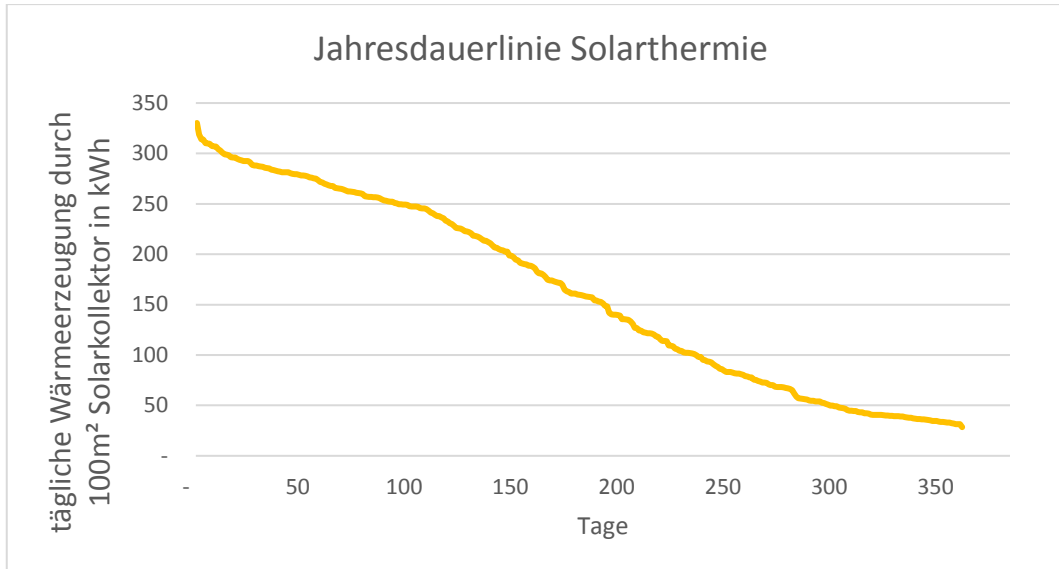


Abbildung 137: Wärmeproduktion Solarthermie 100 m²

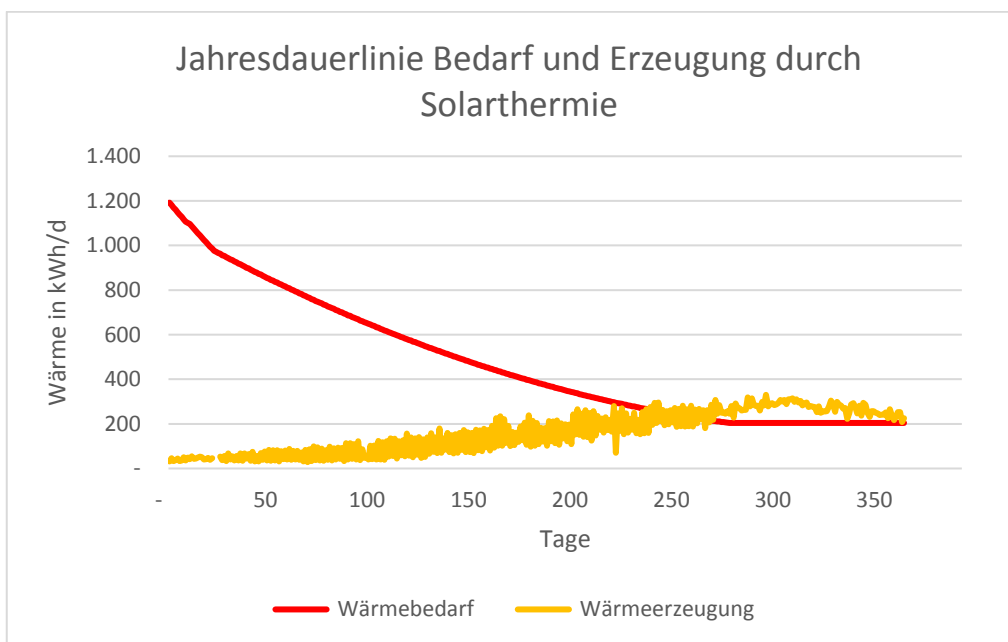


Abbildung 138: Vergleich Wärmeverbrauch und -erzeugung durch Solarthermie

Als Puffervolumen wird ein 20.000 l Speicher gewählt. Dadurch ist die Heizungsanlage BAFA-förderfähig und ein ausreichendes Volumen zur mehrtägigen Speicherung der Wärmeerzeugung mittels Solarthermie sowie ein hoher Wirkungsgrad des Heizkessels sind erzielbar. Zudem steigt der Komfort für die Bewohner.

Sonnenenergie



Abbildung 139: Installation Vakuumpufferspeicher

Der Pufferspeicher kann aufgrund seiner Stahlaußenhülle und der hohen Dämmleistung auch außen freistehend, komplett- oder teilvergraben und auch innerhalb eines Gebäudes installiert werden.

Bei einer gemeinsamen Nutzung eines Heizkessels für Raumtemperierung und Warmwassererzeugung wird eine Leistung von 100 kW angenommen, wodurch ausreichend hohe Vorlauf- sowie Warmwassertemperaturen im Hinblick auf den Legionellenschutz gegeben sind. Das innovative Schichtenspeichersystem leistet auch bei milden Außentemperaturen die notwendige Vorlauftemperatur. Bei gleichzeitig geringen Wärmeverlusten eignet sich der Vakuumpufferspeicher daher besonders.

11.11.2.4 Wirtschaftliche Betrachtung

Bei einem solaren Deckungsgrad von 30 % und einer gesamten Wärmemenge von rund 180.000 kWh/a werden etwa 54.000 kWh/a an Brennstoffkosten eingespart. Bei handelsüblichen, durchschnittlichen Hackschnitzelpreisen (WG 20, Süden, 3.Quartal 2017) von 30,11 €/MWh⁷¹ und einem Kesselwirkungsgrad von größer 90 %, sind Einsparungen von 1.800 €/Jahr möglich.

	Vakuumpufferspeicher	Konventioneller Pufferspeicher
U-Wert [$\frac{W}{m^2 \cdot K}$]	0,05	0,29
Wärmestrom [W]	180	1000
Laufzeit [Jahre]	30	30
Wärmeverlust [kWh]	47.200	260.000

Abbildung 140: Vergleich der Wärmeverluste Vakuumpufferspeicher und konventioneller Speicher

⁷¹ <https://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/hackschnitzel>

Sonnenenergie

Die geschätzten Investitionen von 400€/ m² Kollektorfläche und mit einer BAFA-Förderung von 150 €/ m^{2,72}, bei kombinierter Warmwasserbereitung und Raumheizung, liegen die Investitionskosten bei 25.000 €/ 100 m². Eine jährliche Darlehenstilgung in Höhe der jährlichen Einsparungen, mit 1.800 €/a, amortisiert die solarthermische Unterstützung bereits nach 15 Jahren, bei angedachten Darlehenszinsen über 1,25 % (siehe Anhang).

Die höhere Investition für den Vakuumpufferspeicher wird durch die geringeren Wärmeverluste ausgeglichen. Bei einer Laufzeit von 30 Jahren werden durch den Vakuumpufferspeicher ca. 210.000 kWh eingespart, dies entspricht bei $0,10 \frac{\text{€ct}}{\text{kWh}}$ etwa 21.000€.

11.11.2.5 CO₂ Bilanz

Durch die Brennstoffeinsparung und effizienter Speicherung werden jährlich 5.400 kg CO₂ weniger emittiert, bei einem Emissionsfaktor der Hackschnitzelverbrennung von $100 \text{ g} \frac{\text{CO}_2}{\text{kWh}}$. Zudem wird aufgrund der geringeren Abgase und besonders in Bezug auf Staub und NO_x, die Luftqualität wesentlich verbessert.

11.11.3 Fazit

Die Kombination eines Vakuumpufferspeichers mit der Solarthermie eignet sich insbesondere aufgrund der hohen Speicherkapazität und der geringen Wärmeverluste zur Wärmebereitstellung von hocheffizienten Wohnhäusern. Das System kann im Gegensatz zu Steinwolle als Isoliermaterial zudem vollständig recycelt werden, da nur Stahl als Baumaterial verwendet wird. Eine Überprüfung des Vakuums wird durch den Hersteller alle 10 Jahre angeboten, um gleichbleibende Isolationseigenschaften zu gewährleisten.

Aufgrund ihrer Stahlaufenhülle und durch die hochwirksame Vakuumisolation eignen sich Vakuumpufferspeicher auch zur Installation in dicht bebauten Siedlungen, da sie nahezu überall platziert werden können.

Die höheren Investitionskosten rechtfertigen sich durch die Hackschnitzeleinsparung und die vermiedenen Abstrahlverluste.

Bewertung eines Vakuumpufferspeichers			
Flächenbedarf	1	Regionale Wertschöpfung	1
Technische Ausgewogenheit	2	Wettbewerbsfähigkeit	2
Umweltverträglichkeit	1	Landschaft und Lebensqualität	1
Versorgungssicherheit	1	Bürgerakzeptanz	1
Kosten	2		

Abbildung 141: Bewertung des Vakuumpufferspeichers nach dem Schulnotensystem

⁷²http://www.bafa.de/DE/Energie/Heizen_mit_Erneuerbaren_Energien/Solarthermie/Neubau/Innovations_Zusatzfoerderung/innovations_zusatzfoerderung_node.html

11.11.4 Erläuterung zur Bewertung des Beispielprojektes

Die Bewertungen des Beispielprojektes in Eiselfing wurden von den Bearbeitern durchgeführt. Dabei wurden nachfolgende Kriterien zur Bewertung herangezogen. Die Bewertung erfolgt auf einer Skala von 1 bis 6, wobei entsprechend des Schulnotensystems eine 1 die beste Bewertung hat.

Flächenbedarf:

Ein Vakuumpufferspeicher zeichnet sich durch einen geringen Flächenbedarf aus. Zudem ist das System in Gebäuden und außerhalb installierbar.

Technische Ausgewogenheit:

Das Schichtenladesystem sowie die Isolierung mittels Vakuum stellt eine innovative, wenn auch technisch einfache Lösung zur optimalen Wärmebereitstellung dar.

Umweltverträglichkeit:

Das System benötigt keine umweltgefährdenden Stoffe und ist zudem vollständig recycelbar. Darüber hinaus kann es hervorragend mit regenerativen Wärmeerzeugern, zum Beispiel mit der Solarthermie, kombiniert werden. Die Luftqualität wird durch eine höhere Brenneffizienz und der solarthermischen Unterstützung verbessert.

Versorgungssicherheit:

Eine ausreichende Dimensionierung des Vakuumpufferspeichers gewährleistet eine maximale Versorgungssicherheit. Das System ist beliebig skalierbar, nach den Voraussetzungen des Einsatzortes.

Kosten:

Im Rahmen einer rein wirtschaftlichen Betrachtung führen staatlich subventionierte fossile Energieträger aktuell zu relativ geringen Einsparungen. Voraussichtlich wird sich eine Amortisierung in Zukunft schneller einstellen.

Regionale Wertschöpfung:

In Kombination mit einer regenerativen Energieerzeugung wird der Kapitalabfluss im Vergleich zur Wärmeversorgung auf Basis fossiler Energien gestoppt. Die Firma Hummelsberger, die einen entsprechenden Vakuumpufferspeicher produziert, ist zudem in der Planungsregion ansässig.

Wettbewerbsfähigkeit:

Das Wärmeversorgungssystem ist sowohl für Haushalte auch für Gewerbebetriebe interessant und kann mit fossilen Wärmekonzepten konkurrieren.

Landschaft und Lebensqualität:

Die Landschaft wird durch einen Vakuumpufferspeicher nicht beeinträchtigt. Die Lebensqualität steigt aufgrund einer Energieunabhängigkeit im Rahmen der Wärmeversorgung.

Bürgerakzeptanz:

Die Akzeptanz von Bürgern wird sich mit zunehmenden Preissteigerungen für fossile Energieträger erhöhen. Grundsätzlich kann eine fehlende Bürgerakzeptanz ein einzelnes Projekt jedoch nicht gefährden.

11.12 Beispielprojekt 4: Solarthermische Unterstützung eines Nahwärmenetzes in der Gemeinde Seeon-Seebruck

11.12.1 Einführung

11.12.1.1 Kurzübersicht

Für die Planungsregion Südostoberbayern soll im Energiekonzept, Arbeitspaket B1.3, eine Integration einer solarthermischen Anlage (Solarkollektor) in ein bestehendes Nahwärmenetz untersucht werden.

Der Fokus liegt in der Reduzierung des Brennstoffbedarfs, der Entlastung der Heizkessel und einem effizienteren Betriebsschema. Nach einer Untersuchung geeigneter Projekte in der Planungsregion Südostoberbayern wurde ein privat betriebenes Nahwärmenetz in Seeon als Beispielprojekt ausgewählt. Das durch einen anliegenden Landwirt betriebene Nahwärmenetz versorgt über zwei Biomassekessel, mit jeweils 200 kW Leistung und einer Hackschnitzelbeschickung (Hackschnitzel jeweils 200 kW) mehrere private und kommunale Verbraucher ganzjährig mit regenerativer Wärme. Die Netzlänge liegt bei etwa 450 m.

11.12.1.2 Zielsetzung

Der Brennstoffverbrauch und die damit verbundenen CO₂-Emissionen des Nahwärmenetzes sollen durch die solarthermische Unterstützung reduziert werden. Zur Erzeugung der Wärme werden rund 800 SRm (Schüttraummeter) Hackschnitzel aus der Landwirtschaft des Betreibers verwendet. Um die Hackgutmenge zu reduzieren, zur Entlastung der Biomassekessel und zur Reduzierung der CO₂ Emissionen, wurden durch den Landwirt bereits Überlegungen und erste Berechnungen für solarthermisch unterstützende Maßnahmen getroffen.

Aufgrund der hauptsächlich privaten (Haushalte) und öffentlichen Verbraucher (Schule, Kindergarten) unterliegt der Wärmeverbrauch grundsätzlich starken saisonalen Schwankungen. Hohe solarthermische Erträge in Zeiten geringer Wärmeverbräuche, beispielsweise in den Sommermonaten, führen zu groß dimensionierten Speichern und einem hohen Flächenbedarf für Solarkollektoren, um einen hohen solaren Deckungsgrad zu erzielen.

Ein geringerer, aber ausreichend interessanter solarer Deckungsgrad kann jedoch im bestehenden System einfach und kostengünstig integriert werden. Dieser solare Deckungsgrad reduziert die benötigte Hackschnitzelmenge, die in vielen Nah- und Fernwärmenetzen der Planungsregion 18 eingesetzt wird. Das Projekt in Seeon kann als Vorzeigeprojekt für andere Wärmenetze dienen.

11.12.2 Projektgebiet Nahwärmenetz Seeon

11.12.2.1 Planungsgebiet

Im Planungsgebiet in der Gemeinde Seeon sind derzeit eine Grundschule, mit 200 kW, eine Turnhalle, mit 120 kW, ein Lehrerwohnheim, mit 50 kW, und ein Einfamilienhaus, mit 50 kW, am Nahwärmenetz angeschlossen. Der Heizkessel versorgt somit die Verbraucher mit insgesamt 420 kW. Die Schule und die dazugehörige Turnhalle besitzen aufgrund des schwankenden Wärmebedarfs einen Wärmetauscher mit hoher Leistung. Nach Rücksprache mit dem Betreiber des Wärmenetzes sollen zusätzlich in absehbarer Zeit ein Gebäude der Lebenshilfe sowie ein Kindergarten, mit jeweils 50 kW, angebunden werden. Das führt zu einer Gesamtdimensionierung in Höhe von 550 kW.

Sonnenenergie

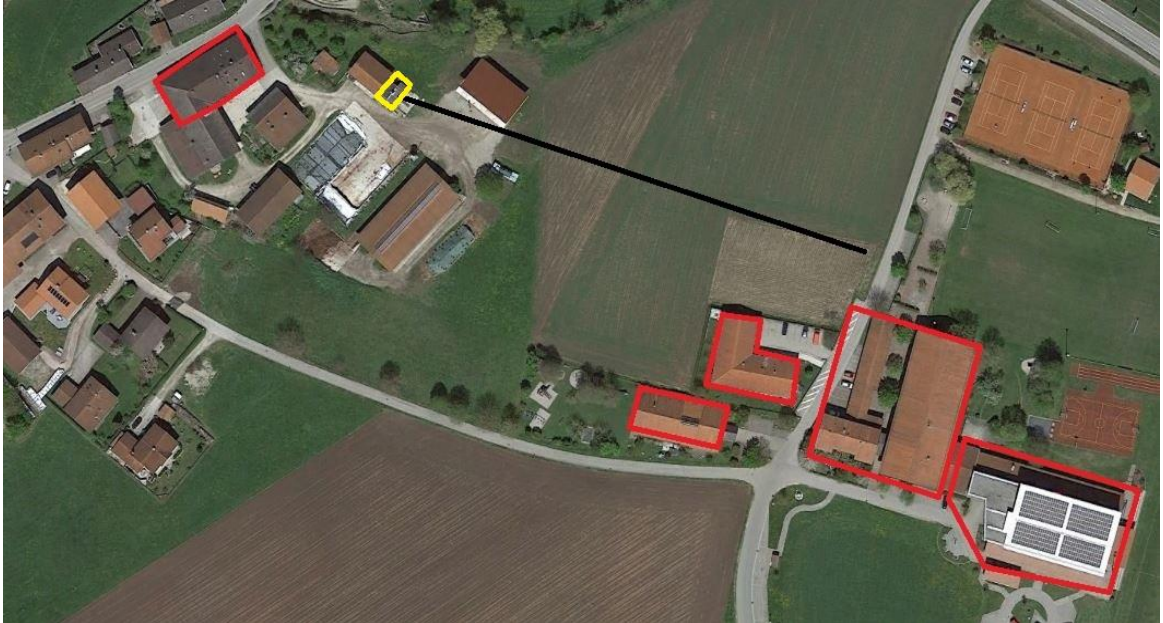
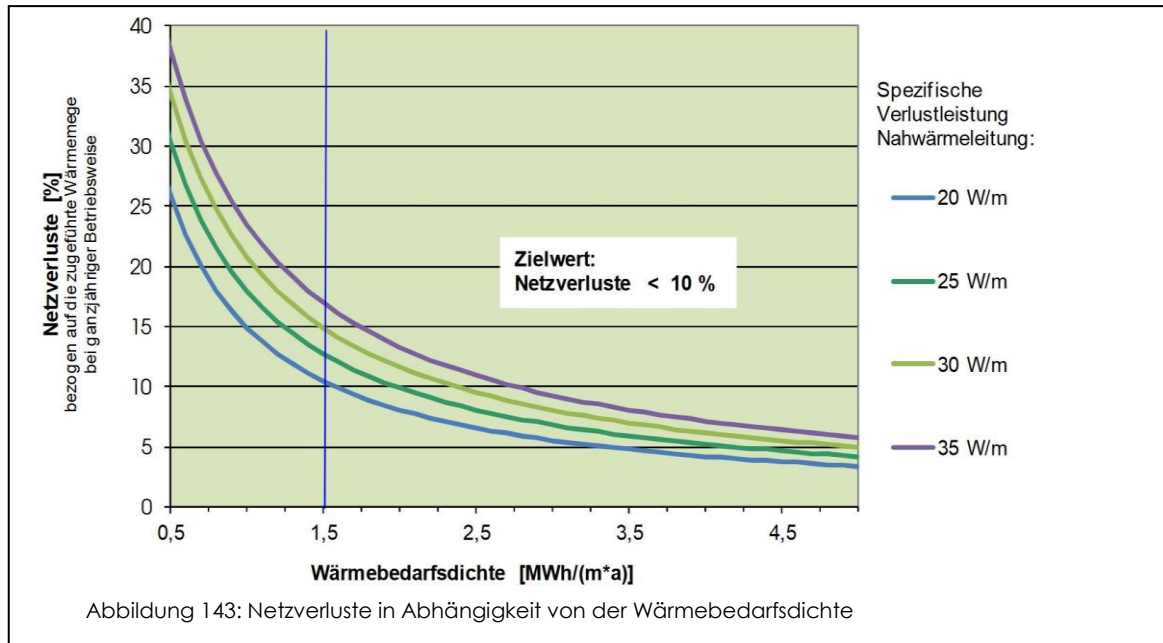


Abbildung 142: Versorgte Gebäude (rot markiert), Heizungszentrale (gelb markiert) und Hauptleitung des Nahwärmenetzes in Seon (schwarz markiert)

Als grundlegende Untersuchung wird zunächst die Wärmebedarfsdichte des Nahwärmenetzes untersucht, um dessen allgemeine Effizienz zu ermitteln. Bei ca. 450 m Netzlänge und derzeit 550 MWh/a Energieverbrauch beträgt die Wärmebedarfsdichte $1,22 \frac{\text{MWh}}{\text{m}\cdot\text{a}}$. Durch die Anbindung der Lebenshilfe und des Kindergartens im Sommer 2018, mit jeweils 50 kW, steigt der Wärmebedarf auf ca. 650 MWh/a - 700 MWh/a. Die Wärmebedarfsdichte erhöht sich auf $1,44 \frac{\text{MWh}}{\text{m}\cdot\text{a}}$ - $1,55 \frac{\text{MWh}}{\text{m}\cdot\text{a}}$.

Sonnenenergie



Der Wärmeverlust des Nahwärmenetzes wird über die Wärmebedarfsdichte und Verlustleistung der Nahwärmeleitung ermittelt. Dabei verringern ein hoher Wärmebedarf bei kurzen Strecken und gut isolierte Leitungen die Netzverluste. Als Zielwert für ein Wärmenetz im Endausbau sind Netzverluste von unter 10 % anzustreben, insbesondere bei einer zusätzlich benötigten Wärmeerzeugung mittels Biomassebrennstoffen. Im Sommerbetrieb von Wärmenetzen können die Netzverluste schnell den Nutzwärmeabsatz für Warmwasser übersteigen. Es sollte daher immer überprüft werden, ob es sinnvoll ist, das Netz oder Teilstränge davon außerhalb der Heizperiode abzuschalten und die Warmwasserbereitung dezentral beim Objekt z. B. über Solarkollektoren zu bewerkstelligen⁷³.

11.12.2.2 Dimensionierung der solarthermischen Unterstützung

Grundsätzlich können drei Varianten der solar unterstützten Nahwärme unterschieden werden.

- solar unterstützte Nahwärme zur solaren Vorwärmung (solarer Deckungsgrad ca. 5 %),
- solar unterstützte Nahwärme mit Kurzzeit-Wärmespeicher (solarer Deckungsgrad bis 20%),
- solar unterstützte Nahwärme mit saisonalem Wärmespeicher (solarer Deckungsgrad 50% und mehr)

Eine solarthermische Anlage dient während der Sommermonate hauptsächlich der Warmwassererwärmung und an vereinzelt kalten Tagen auch der Heizwärmebereitstellung. Mit einem Wärmespeicher und mehreren Solarkollektoren kann zudem der Bedarf der anschließenden Übergangszeit abgedeckt werden. Der restliche Wärmebedarf in der Übergangszeit und im Winter wird dann über die Heizkessel gedeckt. Solarthermisch unterstützte Nahwärmenetze sind

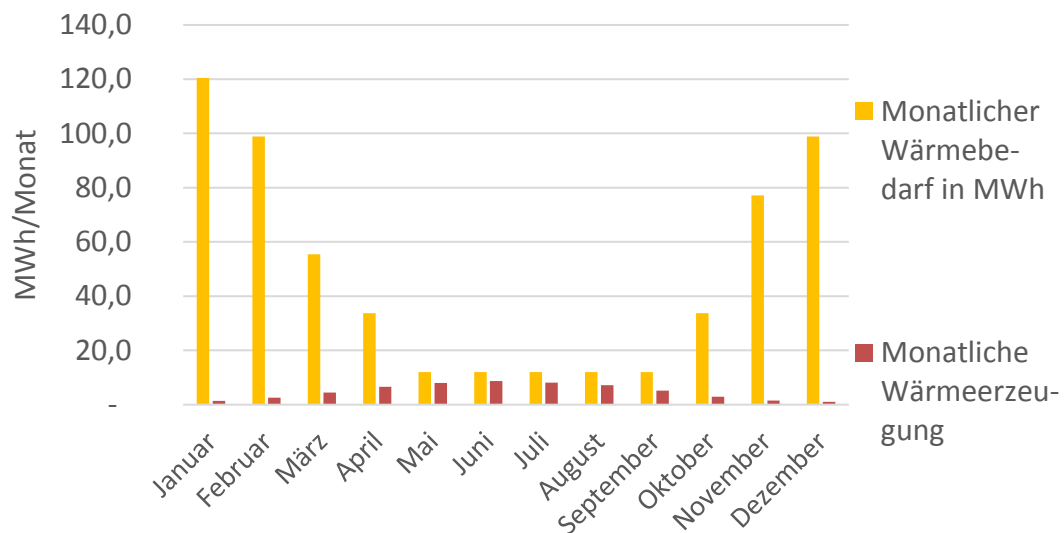
⁷³ https://www.carmen-ev.de/files/festbrennstoffe/merkblatt_Nahwaermenetz_carmen_ev.pdf

Sonnenenergie

bereits vielerorts installiert, beispielsweise in Büsingen (Lkr. Konstanz)⁷⁴ und im Wohngebiet Hirtenwiesen II in Crailsheim (Lkr. Schwäbisch Hall)⁷⁵.

Eine Analyse der Globalstrahlung in Seeon aus dem langjährigen Mittel in Freising und Fürstzell ergibt das in der Abbildung 144 dargestellte Globalstrahlungspotential für 100 m² Solarkollektorfläche. Bei einem Gesamtwirkungsgrad von 50 %⁷⁶ kann etwa 90 % der erforderlichen Wärme von Mai bis August solarthermisch erzeugt werden. Mit dem vorhandenen 20 m³ Pufferspeicher werden die Biomassekessel entlastet, welche besonders im Schwachlastbetrieb (April bis Oktober) ineffektiv arbeiten. Bei einer hohen Globalstrahlung (Mai-August) kann die solarthermische Anlage die notwendige Wärmemenge an sonnenreichen Tagen ohne Heizkessel erzeugen. Aufgrund der hohen Außentemperatur (20 °C) und der vorhandenen Speicherkapazität sind hohe Wirkungsgrade der Solarkollektoren von ca. 50 % im Sommer möglich, trotz der hohen Rücklauftemperaturen (60 °C) im Nahwärmenetz.

Solarthermische Unterstützung Nahwärmenetz Seeon


 Abbildung 144: Solarthermisches Potential in Seeon bei 100m² Kollektorfläche

Von September bis April werden die Solarkollektoren nur noch zur Heizungsunterstützung als Rücklaufanhebung oder für eine Hackschnitzeltrocknung, die mit geringeren Vorlauftemperaturen (40 °C) betrieben werden kann, eingesetzt. Der Grund dafür sind die geringere Globalstrahlung, die niedrigere Außentemperatur und folglich auch der hohe Wärmebedarf. Eine Trocknung der Hackschnitzel mit etwa 40 % Wassergehalt (WG) auf 20 % WG würde deren Heizwert um 7 % erhöhen. Damit ergibt sich eine Einsparung von 40 m³ Hackschnitzel pro Jahr. Zusätzlich kann im September/Oktober die landwirtschaftliche Ernte (Getreide, Körnermais) getrocknet und zu höheren Preisen vermarktet werden.

⁷⁴ <http://www.solarcomplex.de/energieanlagen/bioenergieadoerfer.html>

⁷⁵ http://solar-district-heating.eu/Portals/21/20150210_SolnetBW_Anlagensteckbrief_Crailsheim.pdf

⁷⁶ Bei 50°C Temperaturunterschied zwischen Außentemperatur und Kollektortemperatur

Sonnenenergie

Ein solarer Deckungsgrad von 5,5 % ist mit dieser geringen Kollektorfläche bei einer Nahwärmeunterstützung hauptsächlich zwischen Mai und August erreichbar. Der groß dimensionierte vorhandene Pufferspeicher erlaubt bei einem Anschluss von weiteren Abnehmern eine Erweiterung der Kollektorfläche auf bis zu 400 m². Der solare Deckungsgrad könnte dadurch erhöht und die Biomassekessel mit einem höheren Nutzungsgrad betrieben werden.

Die Erweiterung des Nahwärmenetzes mit dem Anschluss des Kindergartens sowie der Lebenshilfe und somit ein höherer Anschlussgrad dienen zur anteiligen Reduzierung der Netzverluste und sind im Modellprojekt Seeon gewünscht.

11.12.2.3 Wirtschaftliche Betrachtung

Aufgrund der hohen Investitionskosten der Solarthermie von ca. 400 €/ m², brutto, inklusive der Installationskosten (siehe Anhang Abbildung 147), ist für eine wirtschaftliche Lösung eine Förderung notwendig. Ein zinsgünstiger KfW Kredit mit einem Tilgungszuschuss bis zu 40 %⁷⁷ oder eine Förderung über die BAFA (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle) erhöht die Wirtschaftlichkeit.

Das BAFA gewährt im Bestandsbau Förderungen bis 200€/ m², bei 20 - 100 m² Kollektorfläche⁷⁸. Die Nutzung von beiden Fördermöglichkeiten ist jedoch nicht zulässig. Die Wahl der Förderung ist von den Gesamt-Investitionskosten abhängig.

Die Möglichkeit zur einfachen Integration der solarthermischen Kollektoren im bestehenden Heizkreis in Seeon und des bereits vorhandenen sowie ausreichend dimensionierten Pufferspeichers wird die feste Förderung über BAFA vorgeschlagen.

Ein wesentlicher Vorteil eines solarthermisch unterstützten Nahwärmenetzes sind stabile Wärmegestehungskosten. Der solare Deckungsanteil wird nicht nur erneuerbar und emissionsfrei zur Verfügung gestellt, er verursacht außerdem keine Brennstoffkosten oder etwaige Kostensteigerungen.

Der erhöhte Aufwand für die Planung und Instandhaltung sowie die anfangs hohen Investitionskosten begrenzen eine flächendeckende Umsetzung entsprechender Projekte. Darüber hinaus führen günstige Holzpreise, auch aufgrund des Anstiegs von Schädlingsbefall in der Forstwirtschaft, zu einem geringeren Investitionsanreiz.

Gemäß den Untersuchungen von CARMEN e.V. sind Solarthermieanlagen mit niedrigen Wärmegestehungskosten realisierbar, mit

- einer möglichst einfachen Einbindung in ein Nah- und Fernwärmenetz,
- einer Freilandaufstellung,
- einer Leistung > 1 MW_{th},
- niedrigen Netztemperaturen
- und solaren Deckungsanteilen an der Gesamtwärmeerzeugung bis 20 %.

⁷⁷ Antrag auf Tilgungszuschuss [https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000000204-Antrag-Zuschuss-271-281.pdf](https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000000204-Antrag-Zuschuss-271-281.pdf)

⁷⁸ http://www.bafa.de/DE/Energie/Heizen_mit_Erneuerbaren_Energien/Solarthermie/solarthermie_node.html

Sonnenenergie

Für das Projekt in Seeon sind jedoch nur der Deckungsgrad bis 20 % und die einfache Einbindung in ein Nahwärmenetz gegeben. Positiv wirkt sich aus, dass die Kosten für einen entsprechenden Pufferspeicher entfallen. Eine Kombination aus Trocknung und Nahwärmeunterstützung ermöglicht zudem sehr hohe Systemwirkungsgrade. Aufgrund des vorhandenen Pufferspeichers erhöht sich die Nutzungseffizienz der Solarkollektoren, die dadurch auch im Sommer keine Stillstandzeiten vorweisen.

Mit der Trocknung der Hackschnitzel von September bis April, von ca. 40 % TR auf 20 % TR, erhöht sich der mittlere Heizwert um 7 %. Bei 800 m³/a Hackschnitzelverbrauch werden somit 41 m³/a eingespart. Mit einem Hackschnitzelpreis (20 % WG) von 20 €/SRm werden ca. 820 €/a eingespart.

Insgesamt werden in den Sommermonaten (Mai-August) solarthermisch 32 MWh produziert und vollständig genutzt. Dadurch ergibt sich ein solarer Deckungsgrad von 5,5 %. Bei Arbeitskosten von $6,5 \frac{\text{€ct}}{\text{kWh}}$ sind Einsparungen von 2.080 €/a möglich.

Die kalkulierten Kosten und Einnahmen erlauben die Rückzahlung eines entsprechenden Darlehens in etwa 12 Jahren (siehe Anhang Kalkulation).

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	
Investition Solarthermie	40.000,00 €
Förderung Solarthermie	20.000,00 €
Summe Investition	20.000,00 €
Betriebskosten 2 % Invest/a	800,00 €
Zins (KfW)	1%
Jährliche Ersparnis	2.900 €

Abbildung 145: Kosten und Einnahmen einer solarthermischen Unterstützung

11.12.2.4 CO₂ Bilanz

Mit der Nahwärmeunterstützung in Seeon, werden aufgrund der Reduzierung des Brennstoffbedarfs an Holz jährlich 0,77 to CO₂ eingespart. Eine exklusive Betrachtung der Photosynthese, wenn die für den Brennstoffbedarf notwendigen Bäume nicht gefällt werden müssten, würde die CO₂-Einsparung auf jährlich etwa 16 to CO₂⁷⁹erhöhen. Dies entspricht der Fahrtstrecke von 150.000 km/a mit einem Mittelklassewagen⁸⁰. Durch die Reduzierung der Hackschnitzelmenge von 40 SRm durch Trocknung wird die CO₂-Emission nochmals um etwa 16 to CO₂ reduziert.

Die Energierücklaufzeit einer thermischen Solaranlage beträgt zwischen einem halben und zweieinhalb Jahre.⁸¹ Ab diesem Zeitpunkt liefert das Gesamtkonzept einen Beitrag CO₂-Reduktion.

11.12.3 Fazit

Die solarthermische Unterstützung von Nahwärmenetzen hat in Südostoberbayern aufgrund der Vielzahl kleiner und mittlerer Nahwärmenetze mit Biomassefeuerung hohes Potential. Diese Studie zeigt, dass bereits bei geringen Investitionen und technischem Aufwand hohe Einsparpotentiale erreicht werden. Der Flächenbedarf ist dabei meist als sehr gering einzuschätzen, wenn die Kollektoren auf den Betriebsgebäuden installiert werden. Durch die CO₂-Einsparung und den effizienteren Betrieb (geringer Staub und NO_x Emissionen) der Heizkessel ist eine hohe Umweltverträglichkeit möglich. Die solarthermische Unterstützung steigert die Versorgungssicherheit und die Landschafts- und Lebensqualität durch einen geringeren Holzeinschlag und bessere Luftqualität in den Wohngebieten. Die regionale Wertschöpfung kann durch den geringeren Biomasseverbrauch verschlechtert werden. Wenn die Solarkollektoren von lokalen/regionalen Betrieben installiert und gewartet wird, kann die Verschlechterung dadurch kompensiert werden. Aufgrund der Ressourcenersparnis, des geringen Flächenbedarfs und höherer Landschafts- und Lebensqualität ist mit einer hohen Bürgerakzeptanz zu rechnen.

⁷⁹ Bei 400 kgCO₂/SRm

⁸⁰ 100 $\frac{\text{gCO}_2}{\text{km}}$ Ausstoß

⁸¹ <https://www.solarserver.de/wissen/basiswissen/solarthermie.html>

Bewertung einer solarthermischen Unterstützung			
Flächenbedarf	1	Regionale Wertschöpfung	2
Technische Ausgewogenheit	3	Wettbewerbsfähigkeit	3
Umweltverträglichkeit	1	Landschaft und Lebensqualität	1
Versorgungssicherheit	1	Bürgerakzeptanz	1
Kosten	3		

Abbildung 146: Bewertung des Beispielprojektes nach dem Schulnotensystem

11.12.4 Erläuterung zur Bewertung des Modellprojektes

Die Bewertungen des Modellprojektes wurden von den Bearbeitern durchgeführt. Dabei wurden nachfolgende Kriterien zur Bewertung herangezogen. Die Bewertung erfolgt auf einer Skala von 1 bis 6, wobei entsprechend des Schulnotensystems eine 1 die beste Bewertung hat.

Flächenbedarf:

Für ein Modellprojekt werden keine zusätzlichen Flächen benötigt, da die solarthermische Anlage auf vorhandenen Dachflächen installiert wird.

Technische Ausgewogenheit:

Es handelt sich um ein einfaches System, das modular in das bestehende Wärmeversorgungskonzept integriert werden kann.

Umweltverträglichkeit:

Die Verbrennung von Holz emittiert eine zuvor gebundene Menge an CO₂.

Die Reduzierung des Ressourcenverbrauchs schafft eine direkte sowie zusätzlich eine indirekte CO₂-Einsparung, da die Bäume weiterhin Photosynthese betreiben können und nicht gefällt werden müssen.

Die Komponenten einer solarthermischen Anlage können vollständig recycelt werden. Die Energierücklaufzeit zur Herstellung der solarthermischen Anlage beträgt maximal 2,5 Jahre.

Versorgungssicherheit:

Die Versorgungssicherheit erhöht sich durch die Reduzierung des Brennstoffbedarfs, der für unsichere Zeiten gesichert werden kann. Die Unabhängigkeit von steigenden Brennstoffkosten wird erhöht.

Kosten:

Eine Amortisationsdauer von 12 Jahren ist für die gesamte Betriebszeit über 30 Jahren positiv zu bewerten. Die Wirtschaftlichkeit kann im Vergleich zu alternativen Wärmeversorgungskonzepten erhöht werden, wenn Brennstoffkosten weiterhin steigen.

Regionale Wertschöpfung:

Die Gewinnung von Hackschnitzel aus der Region schafft eine regionale Wertschöpfung. Eine solarthermische Unterstützung einer Hackschnitzelanlage verringert diese regionale Wertschöpfung in erster Hinsicht. Das Holz kann jedoch anderweitig verwendet werden. Zudem erlaubt

die solarthermische Unterstützung den Ausbau von weiteren regenerativen Wärmeversorgungskonzepten aus Hackschnitzel, aus regionaler Produktion.

Wettbewerbsfähigkeit:

Das Wärmeversorgungssystem ist sowohl für Haushalte als auch für Gewerbebetriebe interessant und kann mit alternativen Wärmekonzepten konkurrieren.

Landschaft und Lebensqualität:

Die Landschaft wird durch eine solarthermische Anlage nicht negativ beeinträchtigt. Stattdessen wird die Rodung von Waldflächen minimiert. Die Lebensqualität wird durch hohe Umweltverträglichkeit und die positiven Auswirkungen auf die Energieunabhängigkeit erhöht.

Bürgerakzeptanz:

Die Akzeptanz von Bürgern wird sich mit zunehmenden Preissteigerungen für fossile Energieträger erhöhen. Grundsätzlich kann eine fehlende Bürgerakzeptanz ein einzelnes Projekt jedoch nicht gefährden.

Abbildung 147: Angebot Blueclean Solar für 100 m²

Seite 1

12.10.2017

Angebotsnr. 2017_1450

Kunden-Nr. 2286

Pos	Menge	Art.Nr.	Bezeichnung	E-Preis	G-Preis
1	20	531	Orion Solar Plasma Spectral™ CPC 24 KLS Röhrenkollektor Röhrenkollektor Plasma Spectral CPC 24 mit KLS Kondensleitsystem, Heatpipe Verdampfungsbeschleuniger, CPC Reflektoren mit witterungsbeständiger Spezialbeschichtung, Nanoversiegelung mit einem Reflektionsgrad von 90 %, frostsicher bis - 50° C, Sammlerkasten in wasserdichter Ausführung, Easyfix Röhrenaufnahmen aus witterungsbeständigem Polyamid, Montagerahmen aus gebürstetem Aluminium mit 8 Befestigungspunkten für Aufdach oder Wandmontage, Montageschrauben aus Edelstahl. Bruttofläche 5,12 m2, Absorberfläche: 6,02 m2, Aperturfläche: 4,41 m2, Abmessungen: (LxBxH) 1917x2670x133 mm, Anzahl der Röhren: 24 Stück, Anzahl der CPC Reflektoren: 24 Stück, Röhrenabstand: 110 mm, Durchmesser Sammlerrohr: 1 Zoll, Sammleranschluss: 22 mm Kupfer, Sammlerinhalt: 2,26 Liter, Prüfdruck: 10 bar, Gewicht: 81 kg, Spitzenleistung 3009 Watt, Solarkeymark zertifiziert, Bafa gelistet, Hagelprüfzertifikat und Drucklastzertifikat	1.290,00	25.800,00
2	20	272	Montagesatz zu Orion Solar Plasma Spectral™ CPC 24 KLS Röhrenkollektor	49,58	991,60
3	2	532020	BlueClean Standard Solarleitung DN20, 20m, inkl. Isolierung und 420,17 840,34 Fühlerleitung Das vorisolierte Edelstahlwellrohr für thermische Solaranlagen		
Vorteile:					
<ul style="list-style-type: none"> - Zeitsparendes Schnellverrohrungssystem zwischen Solarkollektoren und Wärmespeicher - Separate Wärmedämmung der beiden Rohre mit Hochtemperatur-EPDM-Isolierung - Einfache Trennung der vorisolierten Rohre - Einsetzbar bis Dauertemperatur 150°C, kurzzeitig bis 175°C - Hochwertiges Edelstahlwellrohr VA aus dem Werkstoff 1.4404 - UV-beständige Folienummantelung schützt vor Beschädigungen - Platzsparende Konstruktion und geringes Gewicht - Auch an schwer zugänglichen Stellen einfach zu verlegen - Kennzeichnung von Vor- und Rücklauf - Inklusive 2-adrige Fühlerleitung - Systemoptimierte, flachdichtende Schnellverschraubung 					
4	2	200080	Membran-Ausdehnungsgefäß Solar 100 Liter, 2,5 bar Vordruck	127,73	255,46
5	2	590010	BlueClean FlowBox 2-Strang	285,71	571,43
6	1	465	resol DeltaSol BX133,61 4 Relaisausgänge und 5 Eingänge für Pt1000-Temperatursensoren 2 Eingänge für analoge Grundfos Direct Sensors™ 2 PWM-Ausgänge für die drehzahl geregelte Ansteuerung von Hocheffizienzpumpen Drehzahlgeregelte Ansteuerung von Hocheffizienzpumpen 26 Grundsysteme wählbar Drainback-Option Umschaltung zwischen °C und °F	133,61	
7	20	530010	Tyfocor LS 10 Liter	32,77	655,46
8	1	99999999	Plattenwärmetauscher 100kW mit Ladepumpe	600,00	600,00

Seite 2

Tabelle 35: Kalkulation Solarthermie

Investition Solarthermie	40.000,00 €			
Förderung Solarthermie BAFA	20.000,00 €			
Summe Investition	20.000,00 €			
Betriebskosten 2%	800,00 €			
Zins	1%			
Jährliche Ersparnis	2.902,69 €			
jährliche Rate (Ersparnis - Betriebskosten)				
	Restschuld	Zins	Tilgung	jährliche Rate
1. Jahr	20.000,00 €	250,00 €	1.852,69 €	2.102,69 €
2. Jahr	18.147,31 €	226,84 €	1.875,85 €	2.102,69 €
3. Jahr	16.271,45 €	203,39 €	1.899,30 €	2.102,69 €
4. Jahr	14.372,15 €	179,65 €	1.923,04 €	2.102,69 €
5. Jahr	12.449,11 €	155,61 €	1.947,08 €	2.102,69 €
6. Jahr	10.502,03 €	131,28 €	1.971,42 €	2.102,69 €
7. Jahr	8.530,61 €	106,63 €	1.996,06 €	2.102,69 €
8. Jahr	6.534,55 €	81,68 €	2.021,01 €	2.102,69 €
9. Jahr	4.513,54 €	56,42 €	2.046,27 €	2.102,69 €
10. Jahr	2.467,27 €	30,84 €	2.071,85 €	2.102,69 €
11. Jahr	395,42 €	4,94 €	395,41 €	400,36 €
12. Jahr	0,00 €			

11.13 Beispielprojekt 5: Solarthermische Prozesswärme für Gewerbebetriebe

11.13.1 Einführung

11.13.1.1 Kurzübersicht

Für die Planungsregion Südostoberbayern soll im Energiekonzept die Nutzung der solarthermischen Prozesswärme für einen Gewerbebetrieb in der Region untersucht werden. Nach Rücksprache mit dem Planungsausschuss wurde als Beispielprojekt zur Nutzung der Solarthermie die Klärschlamm-trocknung in den Landkreisen Traunstein und Berchtesgadener Land gewählt, da ein entsprechendes Interesse bei den Gewerbebetrieben nicht vorhanden war. Aufgrund der Tatsache, dass die Kommunen eine Vorbildfunktion haben und darüber hinaus ebenfalls fossile Energien einsparen sollen, war das Interesse für eine entsprechende Untersuchung vorhanden.

Sonnenenergie

Es wurde ein Fragebogen zur Potentialanalyse erstellt und an alle Klärwärter der beiden Landkreise versendet⁸². Es stellte sich dabei heraus, dass viele Kläranlagenbetreiber an der Nutzung der Solarthermie interessiert sind, allerdings waren die notwendigen räumlichen Voraussetzungen für eine solarthermische Klärschlamm-trocknung bei nahezu allen Standorten nicht vorhanden. Aus diesem Grund und weil ein Platzmangel kein Ausschlusskriterium darstellen sollte, wurde das Konzept von dezentral verteilten Trocknungsanlagen ausgeweitet, auf eine interkommunale und zentrale Klärschlamm-trocknungsanlage an einem neuen Standort.

Eine Führung am Klärwerk in Raubling⁸³, an dem dieses Konzept bereits seit Jahren in Betrieb ist, sollte den Klärwärtern aus den beiden Landkreisen das Funktionsprinzip, die Technologie und den Betrieb im praktischen Einsatz vorstellen sowie einen Austausch untereinander und speziell zu diesem Thema ermöglichen. Hohe Klärschlamm-entsorgungskosten durch den Transport bis nach Sachsen und damit verbundene unnötige „Wasserfahrten“, bei einem Wasseranteil von etwa 75 % im Klärschlamm, veranlassten die Gemeinde Raubling im Jahr 2008 eine solarthermische Trocknung zu installieren. Die Entsorgungsfahrten konnten dadurch in Raubling um etwa 60 % reduziert werden, bei einer gleichzeitigen Refinanzierung der Investitionskosten innerhalb von acht Jahren.

11.13.1.2 Zielsetzung

Die Ausarbeitung soll als Entscheidungsgrundlage und Handlungsleitfaden zur Entwicklung eines nachhaltigen Klärschlamm-Entsorgungskonzeptes für die Kommunen aus den Landkreisen Traunstein und Berchtesgadener Land dienen. Gleichzeitig ist die Ausarbeitung auch für die Kommunen aus den anderen Landkreisen nutzbar, wobei in die Untersuchung die speziellen Voraussetzungen der Kläranlagen in den Landkreisen Traunstein und Berchtesgadener Land eingeflossen sind.

Wesentliche Faktoren für die Untersuchung sind die Entwicklung einer nachhaltigen und regionalen Entsorgungslösung, im Hinblick auf die Sicherung der Daseinsvorsorge und die Kosteneinsparung sowie Verringerung von sogenannten „Wasserfahrten“ und die damit verbundene CO₂-Emission.

Für die Umsetzung wurde eine interkommunale Realisierung einer solarthermischen Klärschlamm-Trocknungsanlage gewählt, hauptsächlich aufgrund des Platzmangels an nahezu allen Kläranlagen des Untersuchungsgebietes. Der dafür notwendige Standort sollte verkehrstechnisch möglichst zentral liegen und gut erreichbar sein. Darüber hinaus können zur Unterstützung der Solarthermie externe Wärmequellen bei der Standortwahl berücksichtigt werden.

11.13.2 Die klärtechnische Abwasserbehandlung

11.13.2.1 Funktionsprinzip

In der bayerischen Abwasserbehandlung werden pro Jahr etwa 1,8 Mrd. m³ Schmutzwasser (960 Mio. m³), Fremdwasser (360 Mio. m³) und Niederschlagswasser (490 Mio. m³) aufbereitet⁸⁴. Mit Hilfe von mechanischen, biologischen und chemischen Verfahren erfolgen eine Reinigung des Abwassers und eine Rückführung in den ökologischen Kreislauf.

⁸² Fragebogen an die Klärwärter der Landkreise BGL und TS

⁸³ Zeitungsbericht zur Führung am Klärwerk Raubling

⁸⁴ Statistischer Bericht der öffentlichen Wasserversorgung und Abwasserentsorgung in Bayern 2013 – Bayerisches Landesamt für Statistik

Sonnenenergie

Die dabei anfallende Menge des zu entsorgenden Klärschlamms beläuft sich in Bayern pro Jahr auf etwa 270.000 Tonnen (to) Trockenmasse (TM), die anschließend thermisch (64 %), landwirtschaftlich (15 %) oder über andere Verfahren (22 %) verwertet werden.

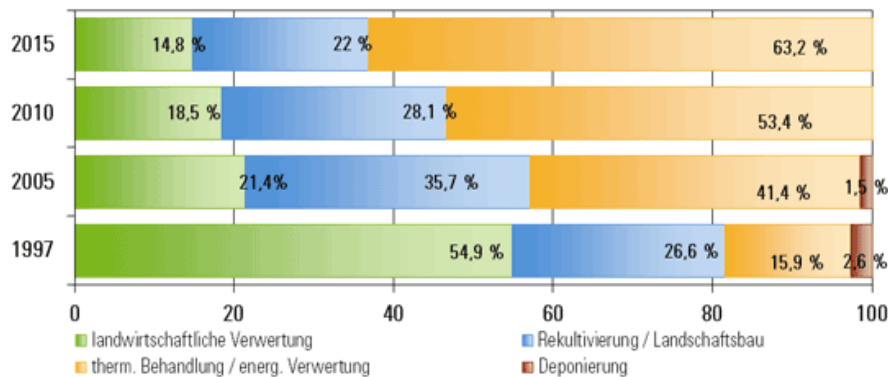


Abbildung 148: StMUV - Arten der Klärschlammverwertung in Bayern 2015

11.13.2.2 Klärschlammverwertung

Im Hinblick auf aktuelle Gesetzes-Änderungen und -Novellen mehrerer Verordnungen (Abf-KlärV, DÜMV) ist zukünftig eine kostengünstige Verwertung des Klärschlamms auf landwirtschaftlichen Flächen nur noch für kleine Kläranlagen unter 50.000 Einwohnerwerte (EW) möglich. Auch die Mitverbrennung von Klärschlamm aus Kläranlagen über 50.000 EW wird nur noch in Ausnahmefällen zulässig sein und aufgrund des geplanten Kohleausstiegs bis zum Jahr 2030 reduziert sich außerdem die Anzahl großer „Verwerter“ zusätzlich.

Folglich werden die bisher bereits überlasteten Verwertungsanlagen mit enormen zusätzlichen Mengen an Klärschlamm zu rechnen haben. Schätzungen gehen von zusätzlichen notwendigen Kapazitäten von 650.000 to TM für Deutschland aus. Darüber hinaus verfolgt der Freistaat Bayern das Ziel, die Klärschlammverwertung über die Landwirtschaft oder den Landschaftsbau aus Gründen des vorsorgenden Verbraucher-, Boden- und Gewässerschutzes zu beenden⁸⁵. Klärschlamm soll entsprechenden Entsorgungsverfahren zugeführt werden, um die organischen Stoffe und Keime abzubauen, wie beispielsweise durch eine thermische Verwertung und dadurch einer Reduzierung der Masse.

Als mittelfristige Ziele aus dem Abfallwirtschaftspapier der bayerischen Staatsregierung werden die vollständige thermische Behandlung/ Verwertung des bisher landwirtschaftlich und landschaftsbaulich verwerteten Klärschlamms genannt und durch die Förderung der Entwicklung innovativer, alternativer Entsorgungsverfahren sowie kostengünstiger Rückgewinnungsverfahren von Phosphat aus Klärschlamm unterstützt.

Mit der Novellierung der Klärschlammverordnung im Bundestag (Juni 2017) möchte der Gesetzgeber aus Vorsorgegründen die bodenbezogene Verwertung bei größeren Kläranlagen (> 50.000 EW) verbieten und die Betreiber dieser Kläranlagen nach gestaffelten Übergangsfristen von zwölf bzw. fünfzehn Jahren zur Rückgewinnung des Phosphors aus Klärschlämmen und Klärschlammaschen verpflichten. Im Rahmen der Ressourcenschonung soll der zurückgewonnene Phosphor - in Form von Phosphat - zur pflanzlichen Düngung eingesetzt werden. Für Kläranlagen < 50.000 EW bleibt nach der Klärschlammverordnung weiterhin die Möglichkeit der bodenbe-

⁸⁵ Klärschlamm Entsorgung in Bayern – Planungshilfe für Kommunen; Abfallwirtschaftsplan der bayerischen Staatsregierung

zogenen Klärschlammverwertung bestehen, welche in Bayern aufgrund des Abfallwirtschaftsplans zukünftig nicht mehr möglich ist.

Etwa die Hälfte des Klärschlammes wird derzeit außerhalb Bayerns in Kohlekraftwerken mitverbrannt. Damit verbunden sind hohe Transportkosten und CO₂-Emissionen, aber auch sogenannte „Wasserfahrten“, bei denen Klärschlamm mit einem Wasseranteil von durchschnittlich 75 % hauptsächlich in die östlichen Bundesländer transportiert wird.

Fazit:

Eine regionale und nachhaltige Verwertungsstrategie von Klärschlamm aus dem Untersuchungsgebiet schafft eine Absicherung vor künftigen Preissteigerungen im Rahmen der Klärschlamm Entsorgung und schont die Umwelt.

11.13.3 Die solarthermische Klärschlamm Trocknung

11.13.3.1 Funktionsprinzip

Die solarthermische Klärschlamm Trocknung ermöglicht die Trocknung der mechanisch entwässerten Klärschlamm Mengen CO₂-neutral mit Hilfe der Sonnenenergie und einfachster technischer Mittel.

Der nasse Klärschlamm wird üblicherweise mechanisch, mit Hilfe einer Zentrifuge, vor Ort bei den Kläranlagen auf einen Trockenanteil von 25 % entwässert. Anschließend folgt eine Entsorgung in die Landwirtschaft, im Tagebau oder durch Verbrennung, oftmals viele hundert Kilometer weit entfernt. Da sich die Verordnungen zur Klärschlamm Entsorgung aufgrund der Überdüngung der landwirtschaftlichen Flächen verschärfen und weil weite Entsorgungsfahrten mit 75 % Wasseranteil ökologisch wenig sinnvoll sind, rückt die solarthermische Klärschlamm Trocknung nun stärker in den Fokus. Damit können die anfallende Klärschlamm Menge um bis zu zwei Drittel reduziert und die Entsorgungskosten gesenkt werden.

Im Konzept zur solarthermischen Trocknung wird der bereits mechanisch entwässerte Klärschlamm in einem „Gewächshaus“ (Trockenhalle) gleichmäßig verteilt und mit Hilfe von Sonnenstrahlen und Abluftventilatoren an der Hallendecke getrocknet. Auf diese einfache Weise wird dem Klärschlamm das Wasser entzogen und dadurch die Schlamm Menge erheblich verringert. Ein sogenanntes „mechanisches Schwein“, also ein Roboter, der den Klärschlamm nach dem Zufallsprinzip wendet, sorgt für einen regelmäßigen Umtausch im Klärschlamm und somit für eine gleichmäßige Trocknung auf bis zu 90 % TR (Trockenrückstand).

Ein installiertes Lüftungssystem kontrolliert den Luftaustausch und führt die feuchte Luft aus der Trockenhalle ab. Alle Parameter werden dabei zentral überwacht und ausgewertet.

Sonnenenergie



Abbildung 149: Mechanisches Schwein im Vordergrund und Abluftventilatoren an der Hallendecke, Raibling

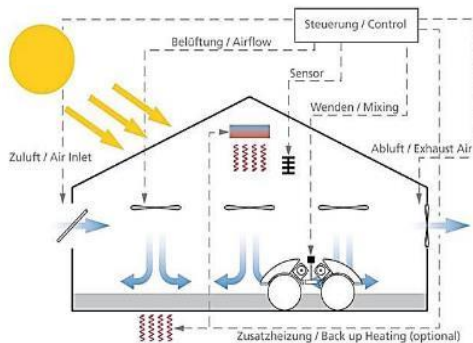


Abbildung 150: Funktionsskizze zur solaren Klärschlamm-trocknung, Fa. Thermosystem GmbH

Dieses System kann zusätzlich mit einer externen Wärmeversorgung kombiniert werden, beispielsweise durch die Abwärme einer Biogasanlage, wodurch sich die benötigte Fläche für das Gewächshaus noch stark reduzieren lassen würde.

11.13.3.2 Thermische Unterstützung

Zur Reduzierung der für die Trockenhalle benötigten Flächen, aber auch um die Effizienz des Systems zu erhöhen, besteht die Möglichkeit der Kombination des Trocknungssystems mit externen Wärmequellen, beispielsweise von Biogasanlagen, industrieller Abwärme oder dem Anschluss an ein Fernwärmenetz. Vor allem in den Wintermonaten sinkt die Intensität der Sonneneinstrahlung. Eine extern unterstützte Trocknungshalle kann aufgrund des jahreszeitlich vorhersehbaren und gut zu kalkulierbaren Wärmebedarfes als exzellenter Wärmekunde angesehen werden.



Abbildung 151: Externe Wärmeunterstützung aus einer Biogasanlage, für eine Gärrest-Trocknungshalle; Fa. Thermosystems GmbH

11.13.3.3 Reststoffverwertung

Die Verwertung des anfallenden und getrockneten Reststoffes ist abhängig des erzielten TS-Gehalts, der in den meisten Fällen zwischen 50 % - 90 % TS-Gehalt liegt. Grundsätzlich ermöglicht die solarthermische Klärschlamm-trocknung die Erzielung eines den Wünschen entsprechenden Trockengehalts, nach den spezifischen Anforderungen der angedachten Reststoffverwertung.

Eine thermische Verwertung über eine Mono-Verbrennungsanlage, in der ausschließlich der getrocknete Klärschlamm ohne Stützfeuer verbrannt wird, ist bereits mit einem TS-Gehalt ab 60 % technisch umsetzbar und wirtschaftlich interessant. Abhängig der Jahreszeit (Sonnenintensität), der zur Trocknung anfallenden Klärschlamm-mengen und des thermischen Energiebedarfs für etwaige Abnehmer (Fernwärmenetz), können die Mono-Verbrennungsanlage und die solarthermische Klärschlamm-trocknungsanlage relativ flexibel aufeinander abgestimmt werden. Der mechanisch vorentwässerte Klärschlamm wird zunächst in einer solaren Trocknungsanlage unter zusätzlichem Wärmeeintrag aus der Verbrennung getrocknet und anschließend in der Verbrennungsanlage thermisch verwertet. Für diesen Fall wird eine einmalige Anschub-Feuerung benötigt, anschließend stellt sich eine Kreislaufwirtschaft am Anlagenstandort ein, bei der die Trocknungshalle den Brennstoff für die Verbrennungsanlage liefert und die Verbrennungsanlage die externe Wärme zur Effizienzsteigerung der Trocknungshalle erzeugt.



Abbildung 152: Energieautarke und dezentrale Klärschlammverwertungsanlage, zur energetischen und stofflichen Verwertung des getrockneten Klärschlammes; Reformierungsanlage zur thermischen Vergasung; Fa. Thermosystem GmbH

Die bei der Klärschlammverbrennung durch eine Reformierungsanlage anfallende Abwärme wird in die Trocknung zurückgeführt, um dort die Trocknungsleistung zu erhöhen. Nach der Reformierung fallen weniger als 10 % der ursprünglichen entwässerten Schlammmenge als mineralisches Substrat an, welches je nach Herkunft und Ausgangszusammensetzung als Rohstoff für die Phosphorrückgewinnung, als Grundstoff für Phosphatdünger oder als Bauzuschlagstoff eingesetzt werden kann. Der Klärschlamm kann aufgrund des enormen Energie- und Nährstoffin-

haltes als kostenlose Rohstoffmine betrachtet werden und sollte auch aus diesem Grund der Region erhalten bleiben.

11.13.4 Das Untersuchungsprojekt „KZV Südostoberbayern“

Das Untersuchungsgebiet für einen möglichen „Klärschlamm-Zweckverband Südostbayern“ umfasst die Landkreise Traunstein und Berchtesgadener Land.

11.13.4.1 Daten aus dem Untersuchungsgebiet

Mit Hilfe eines Fragebogens wurden im definierten Untersuchungsgebiet, in den Landkreisen Traunstein und Berchtesgadener Land, die Anzahl der Kläranlagen und deren Daten abgefragt. Darüber hinaus konnten die Klärwärter das Interesse für eine solarthermische Klärschlamm-trocknung angeben.

Insgesamt 48 Abwasserbetriebe aus dem Untersuchungsgebiet erhielten den Fragenbogen per Email zugesandt, wobei eine positive Rückmeldung mit Daten von 23 Kläranlagen zu verzeichnen war. 25 Abwasserbetriebe erkannten keinen Bedarf im eigenen Betrieb, hauptsächlich aufgrund von vertraglichen Verpflichtungen zur Klärschlammabgabe an bestimmte Unternehmen, wie zum Beispiel Südwasser oder der Tatsache, dass Klärschlamm-entsorgungskonzepte vorhanden sind. Aufgrund von Verschärfungen der gesetzlichen Regelungen wird der Bedarf eines nachhaltigen Entsorgungskonzeptes in Zukunft voraussichtlich weiter ansteigen.

Von den 23 beantworteten Fragebögen konnten 21 nutzbar ausgewertet werden. 18 Klärwärter zeigten ein besonders großes Interesse für das Konzept einer solarthermischen Trocknung und waren an einer im Rahmen des Energiekonzeptes organisierten Führung in Raubling interessiert. Insgesamt 10 von diesen 18 Kläranlagen gaben an, kein Entsorgungskonzept zu haben, mit einer Klärschlammmenge von etwa 30.000 m³/a (22 % TR), beziehungsweise 6.600 t TS/a.

Die Abwasserbetriebe mit einem vorhandenen Entsorgungskonzept sind an einer weitergehenden Trocknung über 50 % TR interessiert, hauptsächlich um die Anzahl der Entsorgungsfahrten, mit bis zu 500 km einfacher Fahrt, zu minimieren.

Abbildung 153: Größenklassen von Kläranlagen, gemäß LfU Bayern

Größenklasse	Einwohner
1	< 1.000
2	1.000 - 5.000
3	5.001 - 10.000
4	10.001 - 100.000
4+	> 100.000

Sonnenenergie

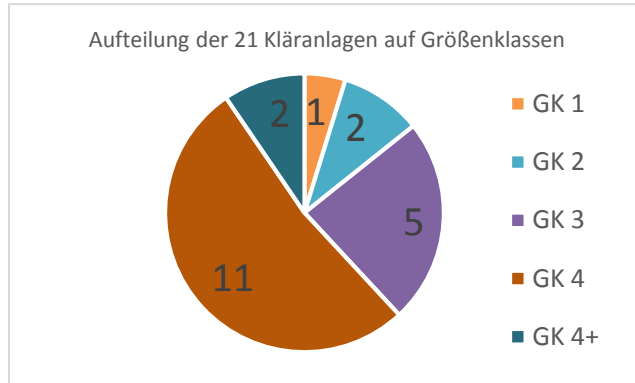


Abbildung 154; Aufteilung interessierter Kläranlagen nach Größenklassen

Die Auswertung der Fragebögen ergab zudem ein großes Interesse für den Betrieb einer gemeinschaftlichen Anlage und zur Verwertung des Schlammes in regionaler Umgebung.

Sonnenenergie

	LK	Ort	EWG	Schlammmenge in m ³ /Jahr (4,5 % TR)
1	BGL	Bad Reichenhall	18.400	20.000
2	BGL	Berchtesgaden	23.000	15.500
3	TS	Tittmoning	6.500	2.500
4	TS	Traunstein	83.000	33.700
5	TS	Inzell	9.500	2.000
6	TS	Ruhpolding	20.000	16.500
7	TS	Bergen	5.000	2.900
8	TS	Chiemsee	85.000	28.900
9	TS	Waging	39.000	10.800
			289.400	133.300

Abbildung 155: Teilnehmende Kläranlagen an der Führung in Raubling

Die an der Führung in Raubling teilnehmenden Kläranlagen erzeugen eine jährliche Klärschlammmenge in Höhe von 26.000 m³, mechanisch entwässert, mit einem TR-Gehalt von durchschnittlich 23 % und einer damit verbundenen Trockenmasse von etwa 6.000 to.

	LK	Ort	EWG	Schlammmenge in m ³ /Jahr
1	BGL	Saalachtal	40.000	15.000
2	BGL	Bayerisch Gmain	12.000	5.500
3	BGL	Schneitzlreuth	750	70
4	TS	Fridolfing	5.500	2.300
5	TS	Engelsberg	10.000	3.200
6	TS	Schnaitsee	3.150	1.800
7	TS	Traunreut	31.000	15.000
8	TS	Trostberg	15.125	7.000
9	TS	Kirchanschöring	1.950	400
			119.475	50.270

Abbildung 156: An der solarthermischen Klärschlamm-trocknung interessierte Kläranlagen, die nicht an der Führung teilnehmen konnten

Die darüber hinaus an der solarthermischen Klärschlamm-trocknung interessierten Kläranlagen erzeugen eine jährliche Klärschlammmenge in Höhe von 8.600 m³, mechanisch entwässert, mit einem TR-Gehalt von durchschnittlich 20 % und einer damit verbundenen Trockenmasse von etwa 1.800 to.

Insgesamt betrachtet summieren sich die Klärschlamm-mengen auf 34.600 m³ Klärschlamm, mit durchschnittlich 20 % TR und 7.800 to Trockenmasse, bei Kläranlagen mit einem summierten Einwohnergleichwert von 408.875.

11.13.4.2 Standortwahl

Insbesondere im ländlichen Raum stellt die interkommunale Zusammenarbeit einen bedeutenden Faktor dar, über den auch einzelne und kleinere Gebietskörperschaften größere Projekte realisieren können. Die Auswertung der Fragebögen ergab, dass sich in der Untersuchungsregion die Verteilung der interessierten Kläranlagen in einem Radius von etwa 30 km befindet. Aufgrund der verkehrstechnisch gut erschlossenen Region, unter anderem durch die Autobahn 8 und der Bundesstraßen 304 sowie 306, die das Untersuchungsgebiet in Ost-West- sowie in Nord-

Sonnenenergie

Süd-Richtung halbieren, wird ein zentraler Standort zur Trocknung und Verwertung des Klärschlammes gewählt, anstatt der Installation von möglichen „Satelliten-Trocknungsanlagen“ und einer zentralen Verwertungsanlage.

Die zentrale Lage der Kreisstadt Traunstein im Untersuchungsgebiet sowie die in der Kläranlage Traunstein anfallenden Klärschlamm-mengen, die sich als die größten des Untersuchungsgebiets herausstellten, lassen den Standort Traunstein vielversprechend klingen. Traunstein ist verkehrstechnisch gut erschlossen und erreichbar, zusätzlich müssten die dort anfallenden Klärschlamm-mengen nur über geringe Entfernungen transportiert werden.

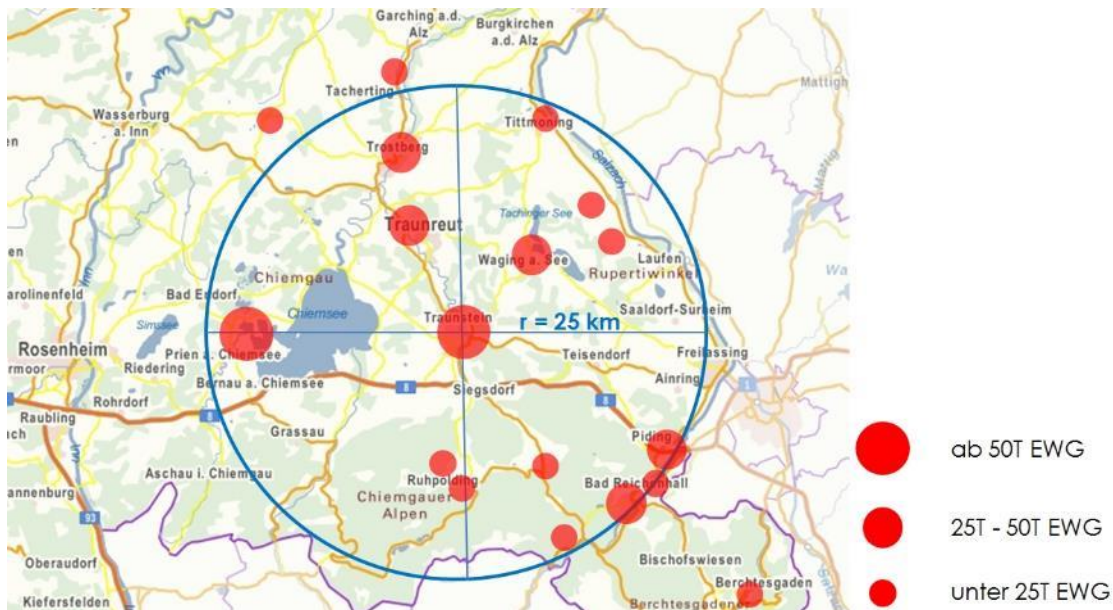


Abbildung 157: Standorte der interessierten Kläranlagen der Landkreis BGL und TS, nach Einwohnergleichwerte (EWG)

Nach Rücksprache mit den entsprechenden Stellen der Stadt Traunstein, für Tiefbau und Stadtentwässerung sowie für Stadtentwicklung, wurde ein entsprechendes Interesse für eine Standortwahl in Traunstein angemeldet. Wie in allen Gebieten der Planungsregion herrscht allerdings auch in Traunstein und Umgebung ein starker Platzmangel, freie Gewerbeflächen sind nicht vorhanden und die Flächenkonkurrenz mit den umliegenden landwirtschaftlichen Betrieben schränkt die Ausweitung neuer Gewerbeflächen stark ein.

In der Gemeinde Nußdorf, nördlich angrenzend an die Kreisstadt Traunstein, werden jedoch neue Gewerbeflächen ausgewiesen und ein entsprechendes Interesse für die Ansiedelung eines Gewerbebetriebes zur Klärschlamm-trocknung ist nach telefonischer Rücksprache ebenfalls vorhanden. Die Entfernung des neuen Gewerbegebietes in Aiging, Gemeinde Nußdorf, zur Kläranlage Traunstein beträgt lediglich 3,9 km über die Industriestraße im Norden von Traunstein sowie über die Bundesstraße 304. Aus den neu auszuweisenden Gewerbeflächen ist besonders das Flurstück 1635, Gemarkung Nußdorf, interessant, das mit einer Größe von 3,8 ha südlich an die Müll-Umladestation des Zweckverbands Abfallverwertung Südostbayern angrenzen wird. Darüber hinaus verfügt dieses Grundstück bereits über eine Anschlussstelle zur Bundesstraße und ist nur von dieser aus und über die Müll-Umladestation einsehbar, im Süden sowie im Westen grenzt ein Waldgebiet an.

Sonnenenergie

Neben den Vorteilen einer minimalen Einsehbarkeit sind auf diesem Standort auch etwaige Beschwerden der Bevölkerung über eine Geruchsbelästigung nicht zu erwarten, wobei die entsprechend strengen Regelungen des BImSchG eingehalten werden.

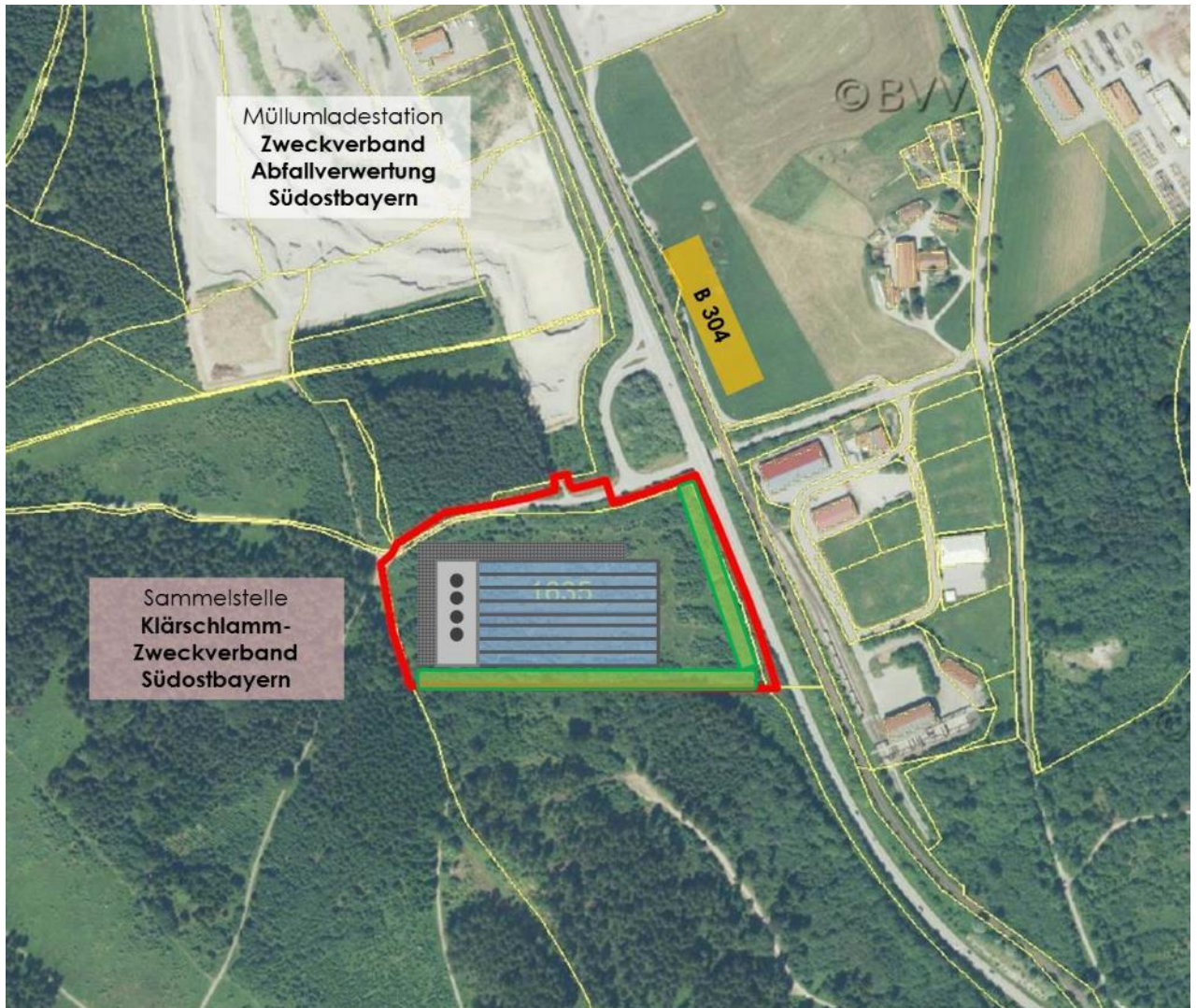


Abbildung 158: Lageplan des Bebauungsplanes mit Geltungsbereichsline und Hallenstandort; Grafikgrundlage aus der Änderung des B-Plans der Gemeinde Nußdorf, FSt. 1635, vom 12.09.2017

Gemäß der städtebaulichen und der grünordnerischen Konzeption aus dem Bebauungsplan für das gewählte Flurstück, ist eine Nutzung für eine ISKA, aber auch für eine etwaige thermische Verwertungsanlage, möglich.

Auszug aus der 1. Änderung des Bebauungsplans der Gemeinde Nußdorf, FSt. 1635, vom 12.09.2017:

Sonnenenergie

Mit der Ausweisung der Gewerbefläche sollen insbesondere größere Gewerbebetriebe angesiedelt werden, die zumeist eine Unverträglichkeit in Ortslagen darstellen. Die innere Erschließung und Parzellierung der Gewerbefläche erfolgt mit dem Bedarf der Bauwerber.

Entsprechend der Flächenbilanz aus dem Bebauungsplan für das Flurstück 1635 können insgesamt 3,0 ha als reine Gewerbefläche genutzt werden. Nach Abzug des Flächenbedarfs für die Installation der Trocknungshalle, besteht somit auch noch die Möglichkeit eine thermische Verwertungsanlage, Parkplätze in ausreichender Anzahl, LKW-Wendemöglichkeiten, ein Betriebsgebäude sowie eine LKW-Fahrzeugwaage zu platzieren.

Das Flurstück 1635 eignet sich optimal zur Nutzung für eine ISKA, inklusive thermische Verwertungsanlagen, im Sinne der Machbarkeitsstudie.

11.13.4.3 Technische Dimensionierung

11.13.4.3.1 Planungsgrundsätze

Der Klärschlamm soll für das Projekt „KZV Traunstein“ auf ca. 70 % TR getrocknet werden, um ohne Stützfeuer thermisch verwertet werden zu können. Die zu trocknende Klärschlammmenge wird mit 45.000 m³ Schlamm mit durchschnittlich 22 % TR bilanziert und wird auf 70 % TR getrocknet. Dazu müssen ca. 30.857 m³ Wasser verdampft/verdunstet werden, wobei bei 100 % Trocknungswirkungsgrad ca. 20.000.000 kWh/a Wärmeenergie benötigt werden. Für eine genauere Dimensionierung wurde das in der Bemessung und im Bau von solarthermischen Klärschlamm-trocknungsanlagen erfahrene Unternehmen Thermo-System GmbH gebeten eine Voruntersuchung für eine Anlage im LK Traunstein durchzuführen. Eine Dimensionierung der Anlage erfolgte für 45.000 to Schlamm pro Jahr mit 22 % TR (entspricht ca. 450.000 EW), ohne Abwärmenutzung. Die dafür benötigte Fläche beträgt 33.000 m² bzw. die Investitionskosten belaufen sich auf etwa 6,9 Mio. €. Eine vor kurzem errichtete Anlage mit ähnlichen Schlamm-mengen und einer Abwärmenutzung im Raum Bremen benötigt dagegen nur 7.000 m². Die solare Klärschlamm-trocknung der Stadt Bayreuth, mit 300.000 EW, funktioniert aufgrund einer Abwärmenutzung mit einer Fläche von 8.000 m².



Abbildung 159: Solare Klärschlamm-trocknung in Bayreuth für 300.000 EW, bestehend aus 15 Trocknungshallen, mit ca. 8.000 m² Gesamtfläche; (HUBER SE 2017)

Eine sinnvolle Abwärmenutzung kann aufgrund des geringeren Platzbedarfs die Investitionskosten bis um das Fünffache reduzieren und soll aus diesem Grund für KZV Traunstein angestrebt werden.

11.13.4.3.2 Fragebogen

Zur Datenabfrage für eine erste Potentialabschätzung wurde ein Fragebogen an die entsprechenden Ansprechpartner der Kläranlagen im Untersuchungsgebiet versendet. Der Rücklauf der Fragebögen gab dabei einen ersten Aufschluss über das Interesse seitens der Klärwärter an einem gemeinsamen Entsorgungskonzept, auf Basis einer solarthermischen Klärschlamm-trocknung.

Im Fragebogen wurden allgemeine Fragen zur Größe der Kläranlage gestellt, beispielsweise wurden die Einwohnergleichwerte und die jährlich anfallende Menge des zu entwässernden



INSTITUT FÜR
SYSTEMISCHE ENERGIEBERATUNG



Hochschule Rosenheim
University of Applied Sciences



team für technik



Sonnenenergie

Schlamm abgefragt, aber auch um spezifische Antworten zur Schlammkonditionierung, dem Trockengehalt oder der Weiterverwendung des Schlammes gebeten.

Es stellte sich heraus, dass einige Kommunen das Abwasser zu größeren Anlagen weiterleiten, nach Traunreut (Gemeinde Nußdorf), AUV Chiemsee (Gemeinde Grabenstätt) oder Berchtesgaden (z.B. Gemeinde Bischofswiesen), die Stadt Laufen sogar nach Salzburg, zum Reinhalteverbund Großraum Salzburg. Darüber hinaus gibt es auch Organisationen zur gemeinschaftlichen Abwasserbeseitigung über Zweckverbände, wie dem Abwasserzweckverband Achental (Gemeinde Schleching, Gemeinde Obing) und dem Abwasser- und Umweltverband Chiemgau, mit Gemeinden aus den Landkreisen Rosenheim und Traunstein.

Einzelne Rückmeldungen, die keinen Fragebogen ausgefüllt hatten, sind auf die Zusammenschlüsse von kleinen Kläranlagen zu größeren Zweckverbänden oder den Weiterleitungen zu größeren Kläranlagen zurückzuführen, da vor Ort keine Klärschlammbehandlung stattfindet.

Sonnenenergie

11.13.5 Investitionskosten

Spezifikationen

Schlammmenge Beginn	ca.	45.000 t/a
TR-Gehalt Beginn	ca.	22 %
Schlammmenge Ende	ca.	14.143 t/a
TR-Gehalt Ende	ca.	70 %
Massenreduktion	ca.	30.857 t/a
Anzahl separater Trocknungshallen		16 St.
Trocknungsfläche (gesamt)	ca.	20.480 m ²
Länge der Trocknungshallen	ca.	100,0 m
Breite der Trocknungshallen	ca.	12,8 m
Durchfahrthöhe	ca.	3,5 m

Gebäudekonstruktion

Stahlkonstruktion	feuerverzinkt
Eindeckung Dach	Polycarbonat Well- bzw. Stegdoppelplatten
Eindeckung Seitenwände/Giebel	Polycarbonat Wellplatten

Maschinentechnik

Abluftventilatoren (drehzahlgesteuert)	112 St.
Umluftventilatoren (drehzahlgesteuert)	240 St.
MoviVent-Belüftungssysteme	80 St.
Wendeeinrichtung "Elektrisches Schwein®"	16 St.

EMSR-Technik

Einspeiseschaltschrank zentral	1 St.
Schaltschrank Hallensteuerung	16 St.
Steuerung SIEMENS	1 St.
Touch Display	1 St.
ClimaControl - Steuerungssoftware	1 St.
Klimasensorik	1 Satz
Sicherheitstechnik (Torüberwachung)	enthalten
Fernzugriffsmöglichkeit	enthalten

Zusatzheizung

Hallen mit Zusatzheizung	4 St.
Vorlauftemperatur	90 °C
Mittl. Heizleistungsbedarf	2.500 kW
Nennleistung Wärmetauscher	2.870 kW

Zusatzoptionen

Annahnebunker	optional
Beschickungszone	optional
Biofilter	optional

Investitionskosten

Stahlbau u. Gebäudehülle	ca.	2.006.000 €
Maschinen- u. Lüftungstechnik	ca.	1.360.000 €
EMSR-Technik	ca.	926.000 €
Heizungstechnik	ca.	502.000 €
Summe (netto)	ca.	4.800.000 €

Abbildung 160: Kostenschätzung KZV Südostoberbayern; Angebot Fa. Thermo System GmbH

Bauseitige Leistungen, die nicht im Angebot enthalten sind:

- Erwirkung der Bau- und immissionsschutzrechtlichen Genehmigung
- Erd- und Betonarbeiten (Bodenplatte ohne offene Fugen)
- Infrastrukturelle Maßnahmen (Wege- und Straßenbau, Versorgungsleitungen (Strom, Wasser), Zäune, Landschaftsgestaltung, Renaturierung, etc.)
- Regendrainage/Regenableitung
- Klimatisierter Schaltschrankraum direkt bei der Trocknungsanlage
- Versorgungsleitungen (Strom - Standard 3x400 V, 50 Hz) bis zum Schaltschrank
- Bereitstellung einer entsprechenden Internetverbindung per Telefonkabel oder Mobilfunk inkl. Datenvertrag mit einem Internet-Anbieter für die Fernzugriffsoption
- Schlammannahme und Ent-/Verladung mithilfe eines Radladers oder vergleichbaren Gerätes
- Fahrzeuge für den Schlammtransport
- Wärmebereitstellung in Form von Heißwasser an der Außenkante der Trocknungshalle(n)
- Frostschutz für den Heizkreislauf
- Sonstige Leistungen, die nicht explizit im Leistungsumfang beschrieben sind, z.B. LKW-Waagen

11.13.5.1 Wirtschaftliche Betrachtung

Gemäß aktueller Ausschreibungen der Kläranlagen aus BGL und TS liegen die Kosten der konventionellen Entsorgung bei 63,00 - 71,50 €/to. Aufgrund der Verschärfungen der Regelungen zur Abfallklärschlammverordnung (AbfKlärV) sowie zur Düngemittelverordnung (DüMv) wird bereits kurz- und mittelfristig mit einem starken Anstieg der Entsorgungskosten gerechnet. Das maximale Preisniveau aktueller Ausschreibungen von über 70,00 €/t wird mittel- bis langfristig ein unteres Preisniveau darstellen.

Im Rahmen einer ISKA müssen die teilnehmenden und weiterhin eigenständigen Kläranlagen ebenfalls Entsorgungskosten bezahlen. Diese basieren nun jedoch nicht mehr auf Kalkulationen eines externen Dienstleisters, sondern auf den Betriebskosten der ISKA, die als Zweckverband und ohne Gewinnerzielungsabsicht betrieben werden soll. Ein wesentlicher Vorteil einer interkommunalen Lösung liegt also in der Unabhängigkeit von steigenden Preisen und somit in einer vorhersehbaren und moderaten Kostenentwicklung für die einzelnen Kläranlagen.

Die reinen Fahrkosten für das Abholen der mechanisch getrockneten Klärschlammengen an den Standorten der Kläranlagen betragen bei einer durchschnittlichen Entfernung zum ISKA-Standort in Nußdorf mit 15 km rund 8,50 €/t. Anhand der Werte werden für die Entsorgungsfahrten rechnerisch 1,9 LKW's benötigt.

Schlammmenge	45.000 m ³
LKW-Nutzlast	24 to
Dauer für Beladung und Transport	2 h
Arbeitszeit pro Arbeitstag	8 h

Sonnenenergie

Arbeitstage pro Jahr	250 Tage
Fahrten insgesamt	1.875 Stück
Kosten pro Stunde	100,00 €
Jahreskosten	375.000,00 €
Fahrtkosten pro m ³	8,33 €

Abbildung 161: Berechnung der reinen Fahrtkosten für die interessierten Kläranlagen in den Landkreisen TS und BGL

Der zum ISKA-Standort transportierte und bereits mechanisch getrocknete Klärschlamm muss anschließend weiter behandelt werden. Die laufenden Betriebskosten der ISKA ergeben sich entsprechend der Angaben aus der solarthermischen Klärschlamm-Trocknungsanlage in Raubling, die eine Schlammmenge von 1.000 m³ pro Jahr trocknet.

Investition IKAS	4.800.000,00 €			
Personalkosten	325.150,00 €	4,5 Mitarbeiter Entgeltgruppe 6, 1 Mitarbeiter Entgeltgruppe 11 (Betriebsleiter) Ann. Raubling: 0,75 h/d → 4,5 Facharbeiter für ISKA		
Stromkosten	234.360,00 €	21,7 Ct/kWh, 1.080.000 kWh		
sonstige Betriebskosten	48.000,00 €	Annahme bei 1 % der Investitionskosten		
Klärschlamm-Entsorgungskosten für TR 70%	990.000,00 €			
Transport	375.000,00 €			
Zins	2,00%			
jährliche Einsparung	3.150.000,00 €	entfallende Kosten bei konventioneller Entsorgung, mit 70 €/ m ³		
Mittel zur jährlichen Zins und Tilgung	1.177.490,00 €	Jährliche Einsparung konventionell abzgl. jährliche Kosten ISKA		
	Restschuld	Zins	Tilgung	jährliche Rate
1. Jahr	4.800.000,00 €	96.000,00 €	1.081.490,00 €	1.177.490,00 €
2. Jahr	3.718.510,00 €	74.370,20 €	1.103.119,80 €	1.177.490,00 €
3. Jahr	2.615.390,20 €	52.307,80 €	1.125.182,20 €	1.177.490,00 €
4. Jahr	1.490.208,00 €	29.804,16 €	1.147.685,84 €	1.177.490,00 €
5. Jahr	342.522,16 €	6.850,44 €	342.522,16 €	349.372,61 €
6. Jahr	- €	- €	- €	- €

Abbildung 162: Kostenvergleich der ISKA mit einer konventionellen Entsorgung, ohne Betrachtung der bauseitigen Kosten

Sonnenenergie

Bei angenommenen Klärschlammbehandlungskosten von 70 €/ t betragen bei 45.000 t/a maschinell entwässerten Klärschlamms rund 3.150.000 €. Demnach stehen in einer einfachen Kostenbetrachtung, vor Abschreibungen, im Vergleich zur konventionellen Klärschlamm Entsorgung pro Jahr knapp 1,2 Mio. € zur Bedienung eines Darlehens zu Verfügung.

Die Stromkosten könnten mit einer PV-Freiflächenanlage oder der Nutzung von Carports für PV-Dachanlagen von 21,7 Ct/ kWh (durchschnittliche Stromkosten für Gewerbe), noch um etwa 60 % gekürzt werden. Aufgrund der notwendigen Lüftungsleistung an sonnenreichen Stunden, in der auch eine PV-Anlage Strom produziert, ergäbe sich eine optimale Kombination zur Nutzung der Photovoltaik.

Die Annahme von Stromkosten in Höhe von 21,7 Ct/kWh werden voraussichtlich unterschritten, da Stromabnehmer in entsprechender Höhe durchaus mit individuellen und kostengünstigeren Preisvereinbarungen rechnen können.

Die Installation von Kleinwindanlagen kann dazu beitragen, um an sonnenschwachen Stunden die Photovoltaik zu unterstützen. Vor allem aber zeigen sie etwaigen Besuchergruppen und den Verkehrsteilnehmern an der B 304, dass die Nutzung regenerativer Energien in vielen Bereichen eingesetzt werden kann.

Jahr	Abschreibung		Zins	Personal-kosten	Stromkos-ten	Stromkos-ten Eigen-strom	sonstige Betriebs-kosten	EK für getrock-neten Schlamm	Transport zu ISKA	EK €/m ³	EK bei Eigen-strom €/m ³	konven-tionelle EK €/m ³
0	4.800,00 0	240.000	96.000	325.150,00	234.360,00	91.800,00	48.000,00	990.000,00	375.000,00	51,30	42,80	70,00
1	4.560,00 0	240.000	91.200	328.401,50	236.703,60	92.718,00	48.480,00	999.900,00	378.750,00	51,63	43,10	71,40
2	4.320,00 0	240.000	86.400	331.685,52	239.070,64	93.645,18	48.964,80	1.009.899,0 0	382.537,50	51,97	43,40	72,83
3	4.080,00 0	240.000	81.600	335.002,37	241.461,34	94.581,63	49.454,45	1.019.997,9 9	386.362,88	52,31	43,71	74,28
4	3.840,00 0	240.000	76.800	338.352,39	243.875,96	95.527,45	49.948,99	1.030.197,9 7	390.226,50	52,65	44,02	75,77
5	3.600,00 0	240.000	72.000	341.735,92	246.314,72	96.482,72	50.448,48	1.040.499,9 5	394.128,77	53,00	44,34	77,29
6	3.360,00 0	240.000	67.200	345.153,28	248.777,86	97.447,55	50.952,97	1.050.904,9 5	398.070,06	53,36	44,66	78,83
7	3.120,00 0	240.000	62.400	348.604,81	251.265,64	98.422,03	51.462,50	1.061.414,0 0	402.050,76	53,72	44,99	80,41
8	2.880,00 0	240.000	57.600	352.090,86	253.778,30	99.406,25	51.977,12	1.072.028,1 4	406.071,26	54,08	45,31	82,02
9	2.640,00 0	240.000	52.800	355.611,77	256.316,08	100.400,31	52.496,89	1.082.748,4 2	410.131,98	54,45	45,65	83,66
10	2.400,00 0	240.000	48.000	359.167,88	258.879,24	101.404,31	53.021,86	1.093.575,9 0	414.233,30	54,82	45,99	85,33
11	2.160,00 0	240.000	43.200	362.759,56	261.468,03	102.418,35	53.552,08	1.104.511,6 6	418.375,63	55,20	46,33	87,04
12	1.920,00 0	240.000	38.400	366.387,16	264.082,71	103.442,54	54.087,60	1.115.556,7 8	422.559,39	55,58	46,68	88,78
13	1.680,00 0	240.000	33.600	370.051,03	266.723,54	104.476,96	54.628,48	1.126.712,3 5	426.784,98	55,97	47,03	90,55
14	1.440,00 0	240.000	28.800	373.751,54	269.390,78	105.521,73	55.174,76	1.137.979,4 7	431.052,83	56,36	47,38	92,36
15	1.200,00 0	240.000	24.000	377.489,06	272.084,68	106.576,95	55.726,51	1.149.359,2 7	435.363,36	56,76	47,74	94,21

Sonnenenergie

16	960.000	240.000	19.200	381.263,95	274.805,53	107.642,72	56.283,77	1.160.852,86	439.716,99	57,16	48,11	96,09
17	720.000	240.000	14.400	385.076,59	277.553,59	108.719,15	56.846,61	1.172.461,39	444.114,16	57,57	48,48	98,02
18	480.000	240.000	9.600	388.927,35	280.329,12	109.806,34	57.415,08	1.184.186,00	448.555,30	57,98	48,86	99,98
19	240.000	240.000	4.800	392.816,63	283.132,41	110.904,40	57.989,23	1.196.027,86	453.040,86	58,40	49,24	101,98
20	-	240.000	-	396.744,79	285.963,74	112.013,45	58.569,12	1.207.988,14	457.571,26	58,82	49,62	104,02

Abbildung 163: Höhe der Entsorgungskosten (EK) in Euro für teilnehmende Kläranlagen, abhängig der Stromkosten von ISKA

Abhängig der Stromkosten ergeben sich für die ISKA stabile Entsorgungskosten, die im Vergleich zur konventionellen Entsorgung um bis zu 50 % geringer ausfallen können. Unter der Annahme von Preissteigerungen im Rahmen der konventionellen Klärschlamm-Entsorgung in Höhe von 2 % pro Jahr werden beispielsweise im 20. Betriebsjahr Kosten von 104,02 €/ m³ erwartet, bei einer ISKA ohne Eigenstromnutzung 58,82 €/ m³ und mit einer Eigenstromnutzung sogar nur 49,62 €/ m³.

Bei der Kostenkalkulation ist zu beachten, dass die zusätzlichen bauseitigen Leistungen in der Kalkulation nicht berücksichtigt sind. Des Weiteren ist die angebotene Anlage der Thermosystem GmbH bei einer weiteren Verwertung des getrockneten Klärschlammes (Verbrennung oder Vergasung) vor Ort überdimensioniert, da die entstehende Abwärme aus dem Verbrennungsprozess zur Trocknung genutzt werden kann. In diesem Fall ändern sich die Behandlungskosten des Klärschlammes sowie die Investitionskosten und müssen neu bewertet werden.

11.13.5.2 CO₂-Bilanz

Eine detaillierte Bewertung der CO₂-Bilanz ist aus vielerlei Hinsicht schwierig zu ermitteln. Zum einen fehlen die genauen Angaben der aktuellen Verwertungskonzepte, inklusive der Entfernungsangaben, zum anderen wird durch die Phosphor-Rückgewinnung eine CO₂-intensive Düngemittelerzeugung reduziert, wobei in diesem Zusammenhang ebenfalls detaillierte Angaben fehlen.

Grundsätzlich kann jedoch festgehalten werden, dass im Vergleich zu den aktuellen Entsorgungskonzepten eine Reduzierung der CO₂-Emissionen zu erwarten ist.

Es besteht zudem die Möglichkeit einer Installation von regenerativen Energieerzeugungsanlagen am ISKA-Standort, beispielsweise über Kleinwindkraftanlagen, PV-Carports oder einer PV-Freiflächenanlage. Der Transport der Klärschlammengen kann über Elektro-LKWs erfolgen, die aus regenerativen Energien versorgt werden, ebenso können die Lader am Standort elektrisch betrieben werden. Die Nutzung regenerativer Stromerzeugung würde die CO₂-Bilanz zusätzlich verbessern.

11.13.5.3 Rohstoffbilanz

11.13.5.3.1 Energiebilanz durch Klärschlammverwertung

In einer zentralen anaeroben Stabilisierung, des bis jetzt aerob stabilisierten Schlammes (ca. 3.000 t TS/a), können etwa 1 Mio. m³ Faulgas, mit einer jährlichen Strom- und Wärmeerzeugung von jeweils rund 2 Mio. kWh/a, in einem 300 kW BHKW produziert werden. Die Abwärme wird zur Unterstützung der Schlamm-trocknung verwendet. Eine Stabilisierung des Schlammes reduziert allerdings den Organikgehalt des Schlammes, den Glühverlust und den Brennwert, beziehungsweise den Heizwert des getrockneten Schlammes. Ein höherer TR (60 %) ist für eine nachfolgende Verbrennung notwendig. Durch die Vermeidung der aeroben Stabilisierung können die Kläranla-

gen ihr notwendiges Beckenvolumen reduzieren, die hydraulischen Aufenthaltszeiten des Abwassers erhöhen und somit die Ablaufwerte des Abwassers kostengünstiger gestalten. Zusätzlich wird durch den Verzicht der aeroben Stabilisierung, mit etwa 19 kWh_{elektr} pro Einwohner, die notwendige Belüftungsenergie auf 14 kWh_{elektr} pro Einwohner reduziert und zugleich 16 kWh_{elektr} pro Einwohner in der anaeroben Faulung erzeugt. Somit ergeben sich Einsparungen in Höhe von 21 kWh_{elektr} pro Einwohner und Jahr⁸⁶. Die untersuchten Kläranlagen mit aerober Stabilisierung übernehmen die Abwasserreinigung für rund 180.000 EW. Dadurch könnten jährlich 3,5 Mio. kWh_{elektr} eingespart und bei einer anaeroben Stabilisierung zusätzlich produziert werden. Die potentiellen und individuellen Kostenersparnisse sowie die Machbarkeit durch die veränderten Betriebsregime müssen spezifisch an den einzelnen Kläranlagen ermittelt werden.

11.13.5.3.2 Düngemittelerzeugung aus Klärschlamm

Eine Monoverbrennung des solarthermisch getrockneten Klärschlammes bietet den Vorteil einer relativ einfachen und effektiven Phosphorrückgewinnung und einer idealen Anpassung an den Brennstoff Klärschlamm. Eine Vielzahl kleinerer Monoverbrennungsanlagen (< 4000 t TS/a) sind EU-weit in Betrieb und weisen positive Betriebserfahrungen auf. Rauchgasreinigung im Stand der Technik, Wärmerückgewinnung, Phosphorrückgewinnung und Erzeugung von erneuerbarer elektrischer Energie tragen zum Schutz der Umwelt bei und sorgen für eine regionale Wertschöpfungskette. Dabei rechnen kleine Verbrennungsanlagen bis 4000 t TS/a mit internen Entsorgungskosten von rund 100€/t oTS. Große Anlagen mit 30.000 t TS/a weisen interne Entsorgungskosten von etwa 30€/t oTS auf⁸⁷.

11.13.5.4 Sicheres Entsorgungskonzept

Aufgrund der Einstufung als Abfall des Kreislaufwirtschaftsgesetzes und der Hochwertigkeit des Stoffstroms, sollte der Klärschlamm aus rechtlicher Sicht stofflich (Nährstoffrückgewinnung) oder zumindest energetisch (mit Phosphorrückgewinnung) verwertet und nur als letzte Möglichkeit in einer Müllverbrennungsanlage (MVA) beseitigt werden, da die enthaltenen Nährstoffe aus der Asche von MVA's nicht mehr zurückgewonnen werden können. Bei der Anwendung von Klärschlamm in der Landwirtschaft gelten die Regelungen der DüMV. Neben dem Vorhaben Bayerns, die landwirtschaftliche Verwertung vollständig zu stoppen, können auch die seit dem 01.01.2015 verschärften Schadstoffgrenzwerte in der DüMV nur erschwert eingehalten werden. Bedingt durch die rechtlichen Änderungen müssen sich Klärschlammherzeuger zunehmend alternative Entsorgungskonzepte überlegen, was auch an den vielen Interessenten der Besichtigung der Kläranlage Raubling ersichtlich war.

Bei einer Vielzahl an kleinen und mittleren Anlagen sind aus diesem Grund interkommunale Kooperationen zu empfehlen, welche größere Verwertungsmengen und -einheiten ermöglichen und somit die Kosten für einzelne Kläranlagen reduzieren. Die individuelle Bewertung der Wirtschaftlichkeit ist von vielen Faktoren abhängig, wie der Auswahl des Standorts, der Transportlogistik, der Entwässerung und Verwertung.

11.13.5.5 Vorbildfunktion

Die Nutzung eines nachhaltigen Konzeptes im Rahmen der Klärschlamm Entsorgung über eine ISKA kann innerhalb der Bevölkerung der Planungsregion das grundsätzliche Interesse am nachhaltigen Umgang mit Abfallstoffen erhöhen. Darüber hinaus zeigt die Realisierung einer

⁸⁶ Heesen 2009; Joachim Hansen et al.

⁸⁷ Ingenieurbüro Friedrich

Sonnenenergie

ISKA der Öffentlichkeit, dass regenerative Energien vielseitig und kostengünstig nutzbar sind und gleichzeitig eine ganze Region profitieren kann.

Die Umsetzung einer ISKA kann die Planungsregion 18 bayernweit als innovative Planungsregion bekannt machen, die ihren Einwohnern ein langfristiges und nachhaltiges Entsorgungskonzept im Bereich der Klärschlamm Entsorgung bietet.

Die Installation von Photovoltaikanlagen auf den Frei- und Dachflächen oder eines kleinen Windrades fördert eine positive Außenwirkung ebenso wie die positive CO₂-Bilanz der ISKA. Zudem könnte der ISKA-Fuhrpark damit regenerativ versorgt werden.

Weitere Modelle zur Unterstützung einer positiven Außendarstellung sowie zur Stärkung des Energie- und Umweltbewusstseins in der Bevölkerung können sich anschließend in vielerlei Hinsicht ergeben. In Berlin wird beispielsweise bereits Phosphor aus dem Klärschlamm zurückgewonnen und als „Berliner Pflanze“, als nachhaltiger Langzeitdünger, auch zu Marketingzwecken, angeboten⁸⁸. Dieser Aspekt ist insbesondere im Hinblick auf den anstehenden Phosphorpeak relevant und weil heute schon knapp 13 % des in Deutschlands benötigten Phosphors aus Klärschlammaschen zurückgewonnen werden könnten.⁸⁹

Vor dem Hintergrund zunehmender Privatisierungen und einer verstärkten Zentralisierung im Rahmen einer global gedachten Wirtschaft, kann ein interkommunaler Ansatz einen anderen und mindestens ebenso erfolgreichen Weg aufzeigen. Zweckverbände haben eine lange Tradition und können auch im Bereich der Klärschlamm Entsorgung eingesetzt werden.

Durch die Erkenntnisse aus einer ISKA können wichtige Erfahrungen gewonnen werden, beispielsweise für die Entwicklung einer regionalen Klärschlammstrategie, die bereits in anderen Bundesländern gefördert werden⁹⁰.

11.13.6 Fazit

Das Konzept für eine ISKA in der Planungsregion 18 kann auf Basis der Klärschlamm m mengen und der bewährten Technologie relativ einfach umgesetzt werden. Eine detaillierte Kostenberechnung in Kombination mit einer umfassenden Bestandsaufnahme sollte in Auftrag gegeben werden, um die bestehenden kurz-, mittel- und langfristigen Klärschlamm Entsorgungskonzepte hinsichtlich einer interkommunalen Lösung zu untersuchen. Die im Rahmen des Beispielprojektes aufgenommenen Klärschlamm werte erlauben aber bereits eine erste positive Einschätzung einer ISKA am Standort in Nußdorf.

Derzeit besteht zudem die Möglichkeit einer finanziellen Förderung durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung, für entsprechende Konzepte und Umsetzungen zur Phosphor-Rückgewinnung⁹¹.

Nach Rücksprache mit der Gemeinde Nußdorf ist eine Ansiedelung dort durchaus erwünscht, allerdings sollte zeitnah der Kontakt mit der Gemeinde gesucht und die Fläche gegebenenfalls auch reserviert werden, da freie Gewerbegebiete in entsprechender Größe nicht lange ungenutzt bleiben.

⁸⁸ <http://www.bwb.de/content/language1/html/6946.php>

⁸⁹ Phosphor-Recycling aus Klärschlamm lohnt sich; LfU 2014

⁹⁰ Klärschlammkooperation Rheinland-Pfalz

⁹¹ Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF): <https://www.bmbf.de/foerderungen/bekanntmachung-1648.html>



Abbildung 164: Besichtigung der Trocknungshalle am Klärwerk Raubling

Bewertung von ISKA 1			
Flächenbedarf	3	Regionale Wertschöpfung	1
Technische Ausgewogenheit	1	Wettbewerbsfähigkeit	1
Umweltverträglichkeit	1	Landschaft und Lebensqualität	1
Versorgungssicherheit	1	Bürgerakzeptanz	1
Kosten	2		

Abbildung 165: Bewertung einer ISKA nach dem Schulnotensystem

11.13.7 Erläuterung zur Bewertung einer ISKA

gende Kriterien zur Bewertung herangezogen. Die Bewertung erfolgt auf einer Skala von 1 bis 6, wobei entsprechend des Schulnotensystems eine 1 die beste Bewertung hat.

Flächenbedarf:

Für das Modellprojekt wird einmalig eine größere Fläche als Betriebsgelände benötigt.

Weitere Flächen-Inanspruchnahmen, zum Beispiel über den landwirtschaftlichen Austrag, sind nicht notwendig. Darüber hinaus werden die begrenzten Flächenangebote an den Standorten der Klärwerke mittels einer zentralen Lösung berücksichtigt.

Technische Ausgewogenheit:

ISKA kombiniert alle vorhandenen technischen Möglichkeiten einer regionalen Versorgung auf Basis erneuerbarer Energien.

Umweltverträglichkeit:

Durch die intelligente Umsetzung der Anlagenbauteile, mit einer Abwärmenutzung aus Verbrennung und Vergärung, wird eine günstige CO₂-Bilanz erreicht. Die mit der Reduzierung von „Wasserfahrten“ einhergehende Einsparung von fossilen Kraftstoffen verbessert die CO₂-Bilanz zusätzlich.

Versorgungssicherheit:

Die Versorgungs- bzw. Entsorgungssicherheit wird durch die interkommunal betriebene Klärschlammbehandlung enorm gesteigert, da der Klärschlamm gesichert und zu moderaten sowie kalkulierbaren Kosten abgenommen wird.

Kosten:

Die Investitions- und Betriebskosten scheinen auf den ersten Blick sehr hoch. Jedoch sind wesentlich geringere und zudem stabile Entsorgungskosten zu erwarten. Die Investition amortisiert sich zügig, wie das Beispiel in der Gemeinde Raubling zeigt. Im Anschluss daran ist aufgrund der wartungsarmen sowie regenerativen und somit kostengünstigen Technologie eine langfristige Kostenersparnis absehbar.

Regionale Wertschöpfung:

Die regionale Wertschöpfung wird durch ISKA gefördert. Neben Arbeitsplätzen kann ein regionales Nährstoffrecycling implementiert werden. Steuereinnahmen werden zudem am Anlagenstandort generiert. Die kommunalen Haushalte der beteiligten Kläranlagen werden entlastet.

Wettbewerbsfähigkeit:

Die Wettbewerbsfähigkeit ist mit der Zulieferung der Klärschlammengen aus den umliegenden Kläranlagen gesichert.

Landschaft und Lebensqualität:

Die Entsorgungsfahrten werden um den Faktor drei reduziert.

Mit etwa 4 ha ist ein relativ großer Flächenverbrauch erforderlich. Allerdings ist das Gewerbegebiet am Standort in Nußdorf bereits mit einer Ausgleichsfläche ausgewiesen. Der Standort liegt zudem außerhalb von Wohngebieten und ist lediglich von einem Waldgebiet, einer Müllsammelstation und einer Bundesstraße umgeben.

Bürgerakzeptanz:

Die Bürgerakzeptanz sollte durch eine frühzeitige Einbeziehung in die Planungsphase und der öffentlichen Vorstellung der Notwendigkeit einer regionalen Lösung, zur Kosten-, Energie- und CO₂-Einsparung, erreicht werden können. Die zusätzliche Nutzung des entstehenden biologischen Langzeitdüngers zu Marketingzwecken kann die Akzeptanz noch zusätzlich erhöhen.

11.14 Beispielprojekt 6: Saisonspeicherung von solarthermischer Wärme mittels thermochemischer Speicher zur Heizungsunterstützung oder solaren Komplettabdeckung

11.14.1 Einführung

11.14.1.1 Kurzübersicht

Für die Planungsregion Südostoberbayern soll im Energiekonzept die Saisonspeicherung von solarthermischer Wärme mit Hilfe eines Latent-Wärmespeichers, zur Heizungsunterstützung oder solaren Komplettabdeckung, anhand eines Beispielprojektes untersucht werden.

Der Steuerkreis der Planungsregion 18 unterstützt den Vorschlag der PGA GmbH zur Untersuchung eines sogenannten „Eisspeichers“, als Wärmekonzept für den Neubau einer Sporthalle. Die Ausarbeitung soll anschließend als Entscheidungshilfe für zukünftige Sporthallen-Investitionen kommunaler Gebietskörperschaften aus der Planungsregion dienen.

Es wird eine Beschreibung der vorhandenen Technologien erwartet, mit einer technischen Dimensionierung, detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und entsprechenden CO₂-Blanz.

Für die Dimensionierung einer beispielhaften Sporthalle wurde in der nachfolgenden Untersuchung die Planungsunterlage eines Neubaus in der Gemeinde Aschau im Chiemgau verwendet.

11.14.1.2 Zielsetzung

Als Planungsgrundlage für künftige Sporthallen-Projekte in der Planungsregion wird ein Wärmekonzept auf Basis regenerativer Energieerzeugung, in Kombination mit einem sinnvollen Energiespeicher, gesucht. In diesem Zusammenhang ist grundsätzlich auf einen sinnvollen Dreiklang für nachhaltiges Bauen zu achten. Dabei müssen die Kosten mit den ökologischen Wünschen abgewogen werden, wobei sich ökologisch nachhaltige Technologien langfristig oftmals durch Kosteneinsparungen kennzeichnen. Für die Gesellschaft ist der Nutzen eines Bauwerks wichtig, ebenso die Funktionalität oder auch gestalterische Eigenschaften. Speziell im Hinblick auf die Klimaschutz- und Energiewendeziele soll der Fokus im Rahmen der Untersuchung auf ein möglichst ressourcenschonendes Wärmekonzept gelegt werden.

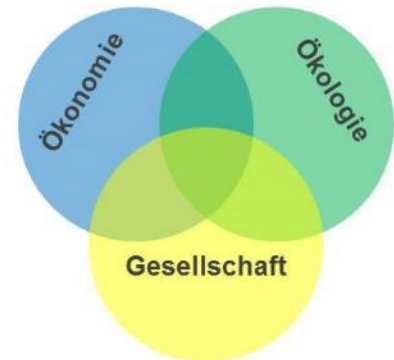


Abbildung 166: Dreiklang im nachhaltigen Bauen

Eine Vielzahl an Gemeinden steht vor der schwierigen Entscheidung, wie sie die strengen Vorgaben der Energie-Einspar-Verordnung (EnEV) im Rahmen der Sanierung, der in die Jahre gekommenen Sport- und Turnhallen oder dem Neubau entsprechender Gebäude, einhalten können. Dies gilt als Voraussetzung, um zinsgünstige KfW-Konditionen zu erhalten und um einen Beitrag für den Klimaschutz zu leisten.

Das Eisspeichersystem stellt eine Wärmequelle für Sole/ Wasser-Wärmepumpen dar, die es ermöglicht, regenerative Energiequellen intelligent zu vernetzen und wirtschaftlich zu speichern. Nahezu CO₂-neutral wird die Wärme des Sommers konserviert, um diese zeitversetzt im Winter nutzbar zu machen, umgekehrt funktioniert das gleichzeitig mit der Kälteversorgung. Nachfolgend wird anhand der Vorstellung des Gesamtsystems und einer Simulationsauswertung eine Eisspeicheranlage dimensioniert, die sich für ein Nutzungskonzept einer modernen Sporthalle eignet.

Sonnenenergie

Die Simulationsauswertung auf Basis des Eisspeicherkonzeptes soll kommunalen Gebietskörperschaften der Planungsregion als Entscheidungshilfe für künftige Investitionen oder als Vergleich mit anderen Wärmekonzepten dienen.

11.14.2 Sporthalle

11.14.2.1 Gebäudedaten

Die Gemeinde Aschau in Chiemgau stellte für die Untersuchung eines Eisspeicher-Konzeptes die Planungsunterlagen für eine neue Sporthalle zur Verfügung, deren Bau 2019, im Anschluss an den Abriss der bestehenden Halle, beginnen soll. Es ist zu beachten, dass die Gebäudedaten aus Aschau nicht detailliert übernommen werden konnten. So beinhaltet die nachfolgende Untersuchung beispielsweise eine Hallenfläche von 2.000 m², mit einer Heizlast von 150 kW. Mögliche Einzelräume oder einen Raum für den Jugendtreff, so wie es in Aschau realisiert werden soll, sind nicht Teil der Berechnungen. Es wurde außerdem eine externe Wärmeleistung von 200 kW angenommen, die in Aschau als Biomasseheizwerk in Aschau umgesetzt werden soll.



Abbildung 167: Alte Sporthalle in der Gemeinde Aschau im Chiemgau

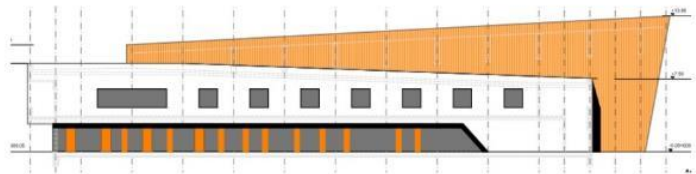


Abbildung 168: Moderner Neubau der Sporthalle für die Gemeinde Aschau im Chiemgau

Gebäudedaten		Wärmeerzeuger [WEZ]	
Heizlast	150 kW	Wärmepumpentyp	Vitocal 300-G-Pro BW 302.C180
Trinkwarmwasserbedarf	-		
Heizungssystem	Fußbodenheizung	Wärmepumpenleistung bei B-5/W35	148,0 kW
Vor- / Rücklauftemperatur	35 / 28 °C	Wärmepumpenleistung bei B0/W35	173,2 kW
Maximale Kühllast	150 kW		
Vor- / Rücklauftemperatur	16 / 19 °C	2. WEZ Leistung	Fernwärme 200 kW
Nachladetemperatur	-	Betriebsweise	Bivalent parallel
Eis-Energiespeicher		Regelung & Umschaltunkte [UP]	
Behälterform	Zylindelförmig	Umschaltemperatur WP-SLK<>WP-EES (Soleaustrittstemperatur Kol-	- 4,0 °C

Sonnenenergie

		lektorfeld)	
Wasservolumen	630.552 Liter	Freigabe Direktbetrieb (WP-SLK)	Okt. - Mär.
Höhe (Innenmaß)	4,0 Meter	Freigabe Regenerationsbetrieb (SLK-EES)	Okt. - Mär.
Durchmesser (Innenmaß)	15,5 Meter	Freigabe Kühlbetrieb	Apr. - Okt.
Pufferzeit	35 d bei 12/h/d	Bivalenztemperatur	- 2,0 °C
		Freigabe Bivalenzbetrieb	Dez. - Feb.
Enthaltene Solemengen		Solar-Luftkollektoren [SLK]	
Wärmetauscher	6.379 Liter	Typ	vormontierte SLK-600
Wasservolumen Kollektoren	4.640 Liter	Anzahl	29
Schnittstellenverlegung	714 Liter	Anstellwinkel	5 °
Anbindeleitung	0 Liter	Ausrichtung	Süd - West
		Aufstellfläche	226 m ²

Abbildung 169: Datengrundlage für nachfolgende Berechnungen

Richtpreis		
Position	exkl. MwSt.	inkl. MwSt.
Betonbehälter, inkl. Sauberkeitsschicht	106.847 €	127.148 €
Wärmetauscher, inkl. Füllstands-Sensor	119.693 €	142.435 €
Solar-Luftkollektoren	50.704 €	60.337 €
Anbindeleitung	-	-
Sole (Tyfocor)	18.500 €	22.015 €
Visualisierung	-	-
Hardware Regelung und Energiequellenüberwachung	-	-
Gesamtkosten	295.743 €	351.934 €

Abbildung 170: Angebot der Fa. Viessmann, auf Basis der Datengrundlage

11.14.2.2 Wärmebedarf

Bei einer angenommenen Sollvorlauftemperatur von 35 °C wird eine Heizenergie in Höhe von 379.357 kWh/a benötigt, die durch den Solar-Luftabsorber und die Wärmepumpen erzeugt werden. Die Energie für die Warmwasseraufbereitung (65 - 70 °C) stellt eine externe Wärmezufuhr von 200 kW zur Verfügung.

Sonnenenergie

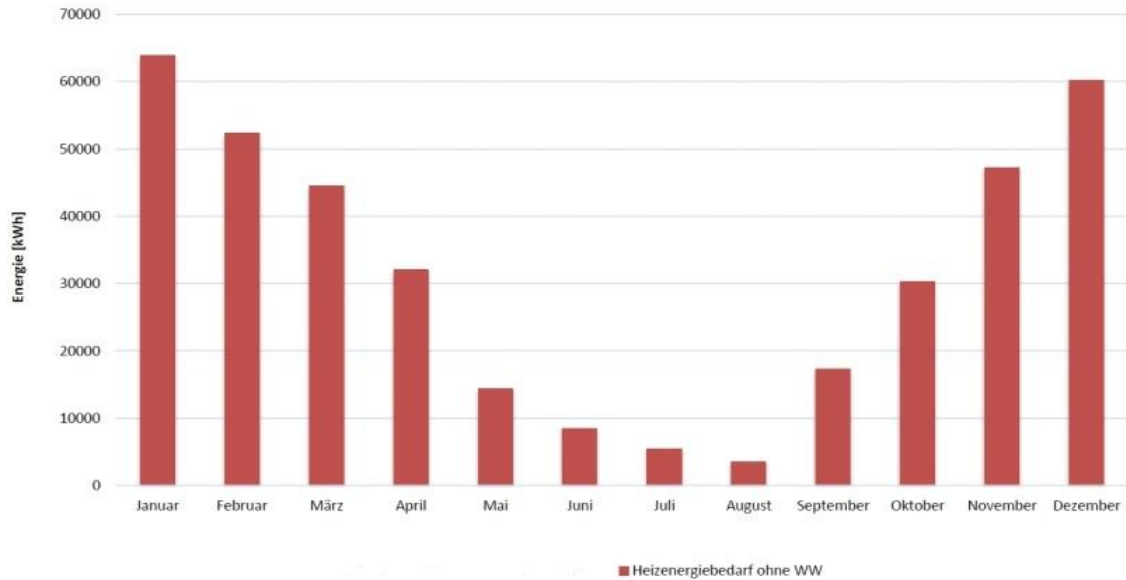


Abbildung 171: Heizenergiebedarf, ohne Warmwasser

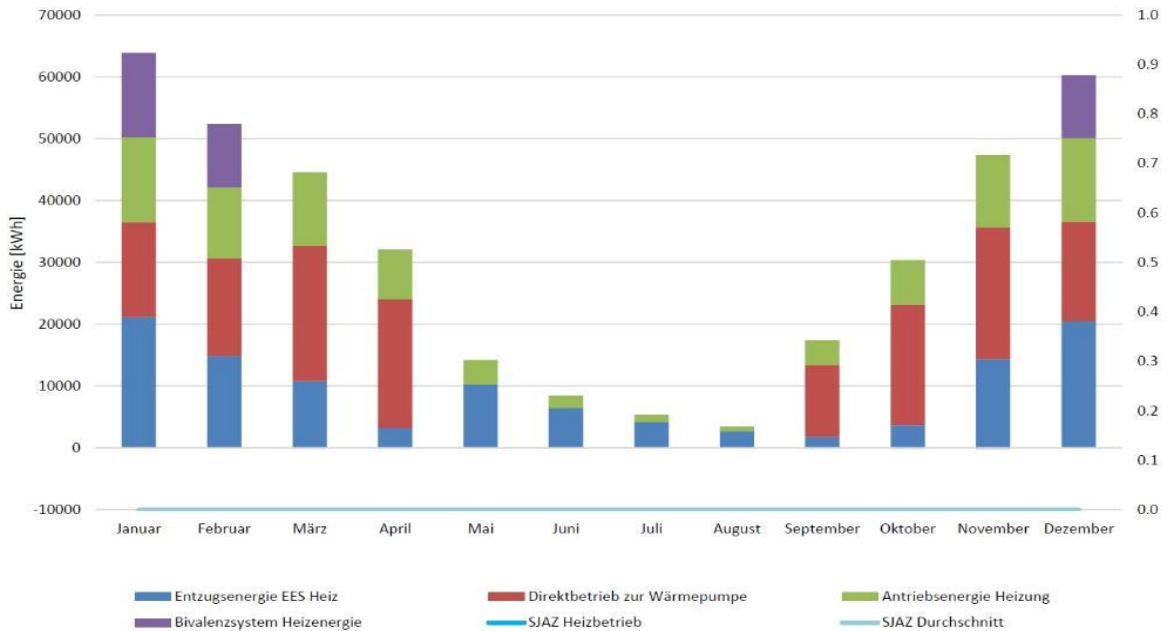


Abbildung 172: Energieflüsse im Heizbetrieb

11.14.3 Das Eisspeichersystem

Das Energiekonzept für die Sporthalle besteht aus einem Eisspeicher und nutzt zur Wärmeerzeugung die Energie aus Sonne, Luft und Erdreich. Die natürlich gewonnene Energie wird auf nied-

Sonnenenergie

rigem Temperaturniveau in einem unterirdischen Betonbehälter eingespeist. Aufgrund der Verwendung von Wasser als Speichermedium ist das System ökologisch unbedenklich und überall einsetzbar. Wärmepumpen unterstützen das System und sorgen für das benötigte Temperaturniveau, auch in kalten Jahreszeiten. Die dafür benötigte Energie erhalten sie entweder aus dem Eisspeicher oder direkt aus den Solar-Luftabsorbern.

**Kostenlose
Umweltwärme**



**Das Eisspeicher-System nutzt
natürliche Energiequellen**

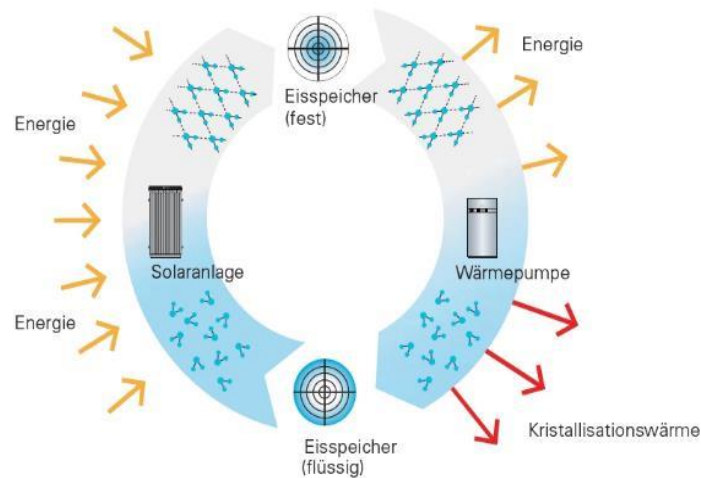


Abbildung 173: Das Eis-Energiespeichersystem; Fa. Viessmann

Ein Alleinstellungsmerkmal im Bereich erneuerbarer Energie und wesentlich für die besondere Wirtschaftlichkeit des Systems ist die Nutzung der Kristallisationsenergie. Diese Energie wird im Phasenübergang von 0 °C kaltem Wasser zu 0 °C kaltem Eis freigesetzt. Darin enthalten ist eine Energiemenge, die benötigt wird, um Wasser von 0 °C auf 80 °C zu erwärmen. Der unterirdische Betonbehälter dient dabei als Latent-Wärmespeicher, der nach den individuellen Ansprüchen dimensioniert wird.



Abbildung 174: Unterirdischer Betonbehälter, Fa. Viessmann

Sonnenenergie



Abbildung 175: Anordnung des Wärmetauschers im Eisspeicher, Fa. Viessmann

Durch das gezielte Wechselspiel aus Wärmeentzug und Regeneration kann der Gefrierprozess innerhalb einer Heizperiode mehrmals wiederholt werden, wodurch die Kristallisationsenergie nahezu unbegrenzt nutzbar wird. Am Ende der Heizperiode steht durch Wärmeentzug entstandenes Eis kostenfrei zur Gebäudekühlung zur Verfügung. Das ist besonders für Gebäude interessant, die im Sommer von Kindern oder Senioren genutzt werden sollen.

Gefriert Wasser zu Eis, geschieht dies in der Natur von außen nach innen. Im Eisspeicher wird dieser Prozess durch die spezielle Anordnung des Wärmetauscher-Systems umgekehrt: Das Wasser gefriert von unten nach oben und von innen nach außen. Dadurch wird die Übertragung von Kräften auf die Speicherkonstruktion ausgeschlossen.

Sonnenenergie

11.14.3.1 Wärmen

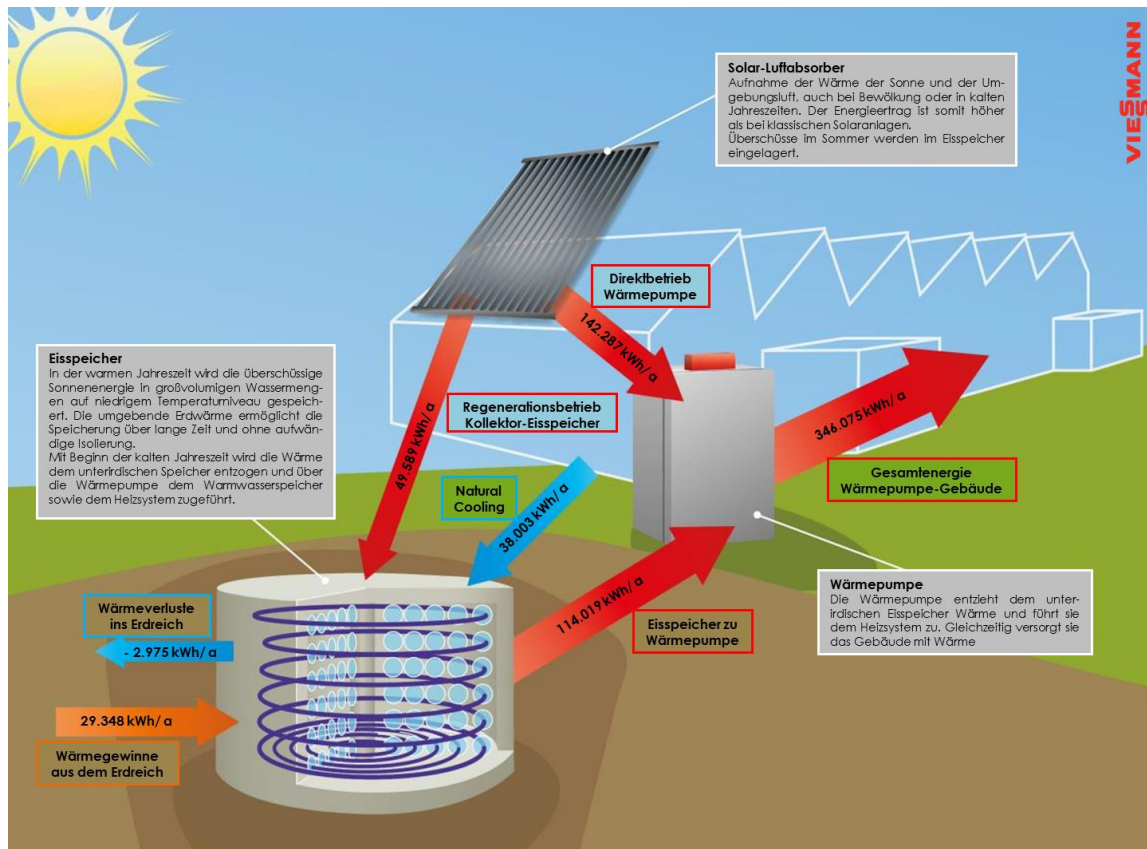


Abbildung 176: Energieflussschema, am Beispiel eines Eisspeicher-Systems für die Sporthalle

11.14.3.1.1 Wärmepumpe

Die Wärmepumpe für den Heizbetrieb nutzt die Wärme aus dem Eisspeicher, deren Energie von der Erdwärme sowie dem Solar-Luftabsorber stammt, und erzeugt die notwendige Wärmemenge. Insgesamt werden für die Sporthalle 379.357 kWh/a an Raumheizung benötigt, mit einer Sollvorlauftemperatur von 35 °C. Die Wärmepumpe erzeugt davon 346.075 kWh/a, wobei der Anteil der über die Wärmepumpe aus Strom erzeugten Wärmeenergie bei 89.466 kWh/a liegt, also bei einem Anteil von 25,85 %.



Abbildung 177: Fünf Stück der Wärmepumpe VITOCAL 300-G, Fa. Viessmann

Sonnenenergie

11.14.3.1.1 Solar-Luftabsorber

Zur Unterstützung der Wärmepumpe wird als wichtigste direkte Wärmequelle ein Solar-Luftabsorber auf den vorhandenen Dachflächen einer Sporthalle installiert. Neben der direkten Sonneneinstrahlung wird auch die Wärme der Umgebungsluft genutzt und in den Heizkreislauf abgegeben.

Ist das Energieangebot aus der Umgebung größer als der aktuelle Wärmebedarf, so kann die überschüssige Wärme im Eisspeicher zur späteren Nutzung gesichert werden.

Speziell unverglaste Solar-Luftabsorber sind für das Eisspeicher-System geeignet, da sie auch bei niedrigeren Lufttemperaturen oder fehlender Sonneneinstrahlung noch Energie für das System bereitstellen können. Die Montage von Solar-Luftabsorbern kann auf allen Dachflächen, mit Hilfe einer Aufständerung oder als Flachdach-Konstruktion, erfolgen.

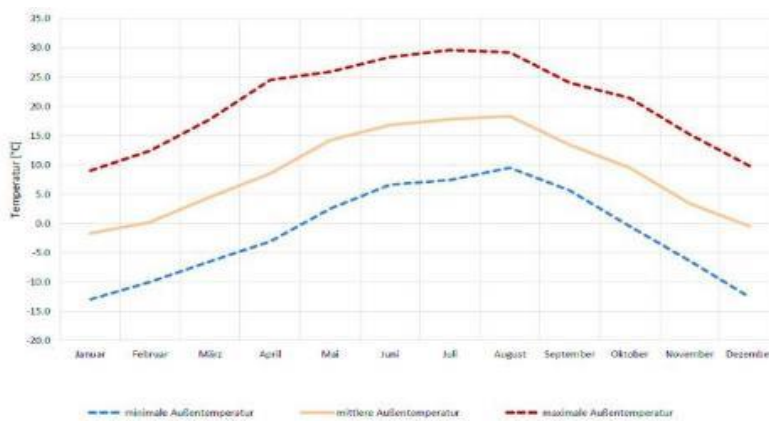


Abbildung 178: Außentemperaturen zur Nutzung für den Solar-Luftabsorber, Temperaturmittel bei 8,8 °C

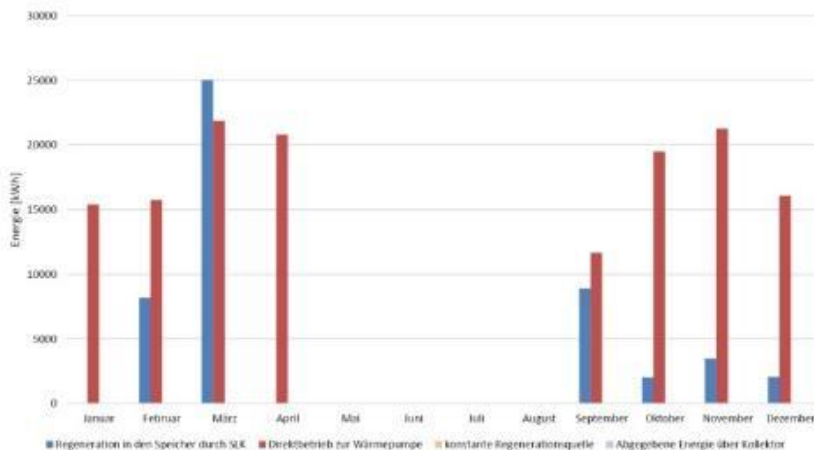


Abbildung 179: Kollektorbetrieb nach Monaten, mit Direktbetrieb zur Wärmepumpe (rot) und Regeneration in den Speicher (blau)

Auf Basis der kalkulierten Außentemperaturwerte und einer Kollektorfläche von 226 m² wird ein Ertrag zur Heizungsunterstützung in Höhe von 191.876 kWh/a erwartet, wobei 142.287 kWh für den Direktbetrieb der Wärmepumpe und 49.589 kWh zur Regeneration in den Eisspeicher geleitet werden.

Sonnenenergie

11.14.3.1.2 Erdwärme

Die unterirdische Installation des Betonbeckens für den Eisspeicher ermöglicht die Nutzung der kostenlosen oberflächennahen Erdwärme, die unabhängig von der Jahreszeit bei etwa 7 - 12 °C liegt⁹². Im Beispielprojekt der Sporthalle kann mit einem Wärmegewinn in Höhe von 29.348 kWh/a aus dem Erdreich gerechnet werden.

11.14.3.1.3 externe Wärmezufuhr

Der Bedarf an externer Wärmezufuhr liegt anteilig bei 9,62 % oder 33.282 kWh/a. Es wird erwartet, dass diese Energiemengen lediglich in den Monaten Dezember bis Februar benötigt werden. Alle weiteren Monate werden aus dem Eisspeicher, der Erdwärme, sowie dem Solar-Luftabsorber und der Wärmepumpe versorgt.

Die Betriebsdauer der Nutzung dieses externen Wärmeerzeugers liegt bei etwa 192 h/a bei einer durchschnittlichen Leistung von 173,3 kW.



Abbildung 180: Anbindung an ein Fernwärmenetz; Dürener Rohrleitungsbau GmbH

11.14.3.2 Kühlen

Ein wesentlicher Vorteil des Einsatzes eines Eisspeichers im Wärmekonzept einer Sporthalle ist die Nutzung des sogenannten „natural-cooling-Effekts“, also der gleichzeitigen Möglichkeit zur Kühlung des Gebäudes, neben der Nutzung als Wärmelieferant. Mit den sportlichen Aktivitäten der Besucher verbunden ist ein entsprechender Wärmeeintrag, den der Eisspeicher aufnehmen kann. Dies sorgt für angenehme Temperaturen auf Basis kostenloser Kühlenergie.

Der natural-cooling-Effekt liefert am Beispiel der Kalkulation 38.003 kWh/a an Kälteenergie für die Sporthalle. Bei einer Kühlaustrittstemperatur von 16,0 °C gehen weitere 4.720 kWh/a an das Erdreich verloren.

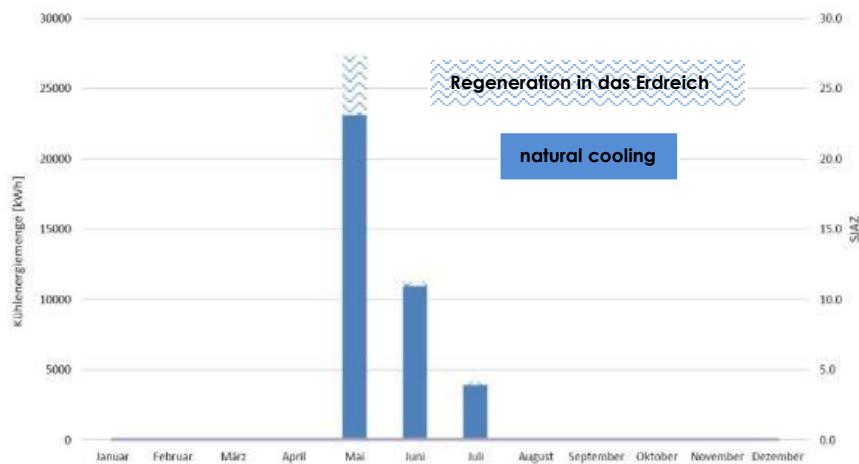


Abbildung 181: Kühlung, auf Basis der Berechnungen zur Nutzung und der Jahreszeit

⁹² UmweltWissen - Klima und Energie, Oberflächennahe Geothermie; Bayerisches Landesamt für Umwelt 2013

Sonnenenergie



Abbildung 182: Gefrorenes Wasser im Betonbehälter, Fa. Viessmann

11.14.3.3 Unterstützende Systeme

11.14.3.3.1 Steuertechnik

Eine intelligente Software-Steuerung regelt die Energieflüsse entsprechend der Sporthallenbenutzung und der vorhandenen Energien aus den einzelnen Wärmeerzeugern. Der Anschluss einer Schnittstelle ermöglicht die Fernüberwachung sowie die Steuerung des Wärmesystems vor Ort oder per Smart Phone über eine App.

Abhängig von der Regelung und der definierten Umschaltunkte sowie dem Kühl- und Regenerationsverhalten können die tatsächlichen Energiemengen eines Eisspeichersystems verändert werden.

11.14.3.3.2 Photovoltaik (PV)

Die Installation einer PV-Dachanlage auf den Dachflächen der Sporthalle sorgt für eine regenerative Stromversorgung der einzelnen Verbraucher, wie der Wärmepumpe. Da der Gesamtstrombedarf aus dem Beispielprojekt nicht bekannt ist, wird eine Annahme in Höhe von 110.000 kWh getroffen⁹³. Aufgrund dieses Strombedarfs kann mit einer installierten Leistung von etwa 100 kWp kalkuliert werden und mit einem entsprechenden Flächenbedarf von 700 m² auf dem Hallendach⁹⁴.

⁹³ Stromverbrauch der Wärmepumpe (89.466 kWh/a) sowie zusätzlicher Verbraucher (20.000 kWh/a)

⁹⁴ Auslegung einer PV-Anlage; Energie-Atlas Bayern

Sonnenenergie



Abbildung 183: Solar-Luftabsorber (vorne) und PV-Dachanlage (hinten), Magazin TGA Fachplaner, 2014

Abhängig der Verbrauchslast und deren Flexibilität (Nutzungskonzept der Halle) muss eine entsprechende Strommenge aus dem Netz bezogen werden, die nicht zeitgleich über die Photovoltaik erzeugt werden kann. Zumindest eine bilanzielle Vollversorgung wird allerdings angestrebt.

11.14.4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Ermittlung der Wirtschaftlichkeit eines allgemeinen Eisspeicher-Systems fordert aufgrund der Vielzahl an unsicheren Daten eine spezielle Betrachtung für ein jeweiliges Hallen-Projekt. Die nachfolgende Bewertung soll jedoch einen ersten Einblick in das System geben, auf Basis von Annahmen.

Spezielle Heizstrom-Tarife liegen bei 15,53 Ct/ kWh, Gastarife bei 4,3 Ct/ kWh, netto, inklusive der Grundgebühren⁹⁵. Die Kosten für eine Fernwärmeversorgung werden mit 8,2 Ct/ kWh angenommen⁹⁶. Die Preissteigerungen werden jährlich in Höhe von 1 % erwartet, was eher moderat zu beurteilen ist. Die Abschreibung der Investitionskosten liegt bei 20 Jahren, mit einer Verzinsung der Vollfinanzierung in Höhe von 1 %⁹⁷. Die Nutzung der Kühlenergie, mit über 38.000 kWh/a, ist in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht berücksichtigt und sollte abhängig der Stromkosten mit 5.000 € (PV-Eigenverbrauch) bis 10.000 € (Netzbezug) bewertet werden.

⁹⁵ Energie-Tarife E.ON Deutschland GmbH; <https://www.eon.de/>

⁹⁶ Brennstoffpreisentwicklung in Deutschland; http://www.energieverbraucher.de/de/preise__981/

⁹⁷ KfW-Konditionen; [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/%C3%96ffentliche-Einrichtungen/Kommunale-soziale-Basisversorgung/Finanzierungsangebote/Investitionskredit-Kommunen-\(208\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/%C3%96ffentliche-Einrichtungen/Kommunale-soziale-Basisversorgung/Finanzierungsangebote/Investitionskredit-Kommunen-(208)/)

Wärmeverbrauch gesamt	379.357	kWh/a
Eisspeicher-Wärmeversorgungs-System	345.772	kWh/a
Wärmebereitstellung Eisspeicher	114.019	kWh/a
Wärmebereitstellung Solar-Luft-Kollektor	142.287	kWh/a
Antriebsenergie elektrisch Wärmepumpe	89.466	kWh/a
Stromkosten Wärmepumpe	0,1553	Euro/kWh el
Kosten Eisspeicher	245.040	Euro
Kosten Solar-Luft-Kollektor	50.704	Euro
Kosten Wärmepumpe	30.000	Euro
Externes Wärmeversorgungs-System Gas	33.585	kWh/a
Leistung Gastherme	173,3	kW
Kosten Gastherme	20.000	Euro
Grundlagen		
Gesamtinvest	345.744	Euro
Abschreibung	20	Jahre
Zinssatz	1,00%	
Preis externe Fernwärme	0,082	Euro/kWh
Preissteigerung externe Wärme pro Jahr	1,00%	
Preis Gasversorgung	0,043	Euro/kWh
Preissteigerung Gas pro Jahr	1,00%	
Preissteigerung Strom pro Jahr	1,00%	
Fördermittel	25.000	Euro

Abbildung 184: Grundlagen zur Vergleichsrechnung des Eisspeicher-Systems mit einer Fernwärme-Versorgung

Der Leistungsumfang aus dem Eisspeicher-Angebot umfasst die Schlüsselkomponenten Betonbehälter, Entzug- und Regenerationswärmetauscher sowie das Regenerationssystem. Darüber hinausgehende Leistungen (zum Beispiel Erdarbeiten, Genehmigungsverfahren, Anschlussarbeiten u.a.) konnten nicht berücksichtigt werden und sind folglich in den Gesamtkosten nicht enthalten. Für eine detaillierte Kostenbetrachtung müssten alle notwendigen Planungsunterlagen eines spezifischen Projektes vorliegen.

Die nachfolgende Vergleichsbetrachtung, mit einer ausschließlichen Wärmeversorgung über einen Fernwärmeanschluss, soll einen ersten Einblick in die Wirtschaftlichkeit eines Eisspeicher-systems, inklusive Solar-Luft-Kollektoren und Wärmepumpen, geben. Zur Heizungsunterstützung in den Wintermonaten, mit 33.585 kWh, wurde eine Gastherme in Betracht gezogen.

Auf Basis der angenommenen Werte sind ab dem 11. und 12. Betriebsjahr gleiche Wärmepreise zu erwarten, im Vergleich mit einer ausschließlichen Versorgung über ein Fernwärmenetz. Wesentliche Kostenfaktoren sind jedoch noch unsicher und könnten reduziert werden. Beispielsweise würde eine Photovoltaikanlage zu geringeren Strombezugskosten führen, wiederum abhängig eines Eigenverbrauchsanteils. Die Bewertung der gleichzeitigen Kühlleistung des Eisspeicher-Systems und einer stattdessen notwendigen Nutzung von Klimaanlage, würde bereits ab dem ersten Jahr eine günstigere Vergleichsbetrachtung erlauben.

Sonnenenergie

Die Anbindung an ein Fernwärmenetz, um die Versorgung der Halle in den Wintermonaten zu sichern, ist grundsätzlich möglich. Es ist in diesem Zusammenhang projektspezifisch zu untersuchen, ob der hohe Wärmebedarf in den wenigen Monaten eines Jahres möglich ist.

Nutzung bundesweiter Fördermittel

Im Rahmen der Innovationsförderung des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausführung (BAFA) können Wärmepumpen mit verbesserter Systemeffizienz gefördert werden. Das sind Wärmepumpen mit zusätzlichen Anlagenteilen beziehungsweise Sonderbauformen, die mit zusätzlichem Investitionsaufwand deutlich effizienter arbeiten und damit einen Beitrag zur Reduzierung des Strombedarfs und der Netzlast leisten. Wärmepumpen in Kombination mit einem Eisspeicher gelten nach den Richtlinien als förderfähiges Anlagenkonzept. Im Gebäudebestand werden Wärmepumpen bis 100 kW mit 150,00 €/ kW gefördert. Im Neubau beträgt die Förderung 100,00 €/ kW. Zusätzlich kann ein Kombinationsbonus für die Solar-Luft-Kollektoranlage sowie für das Lastmanagement geltend gemacht werden⁹⁸.

Pauschal wurden in der nachfolgenden Berechnung Förderzuschüsse über 25.000 € angenommen.

Nutzung bayerischer Fördermittel

Die Wärmepumpe für den Heizbetrieb nutzt die Wärme aus dem Eisspeicher, deren Energie von der Erdwärme sowie dem Solar-Luftabsorber stammt, und erzeugt die notwendige Wärmemenge. Insgesamt werden für die Sporthalle 379.357 kWh/a an Raumheizung benötigt, mit einer Sollvorlauftemperatur von 35 °C. Die Wärmepumpe erzeugt davon 346.075 kWh/a, wobei der Anteil der über die Wärmepumpe aus Strom erzeugter Wärmeenergie bei 89.466 kWh/a liegt, also bei einem Anteil von 25,85 %.⁹⁹

⁹⁸ Wärmepumpenförderung; Viessmann GmbH

⁹⁹ Kommunalinvestitionsprogramm KIP: <http://www.stmb.bayern.de/buw/bauthemen/gebäudeundenergie/foerderprogramme/kinvfg/>

Sonnenergie

Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Invest	17.287	17.287	17.287	17.287	17.287	17.287	17.287	17.287	17.287	17.287	17.287	17.287	17.287	17.287	17.287	17.287	17.287	17.287	17.287	17.287
Invest kumuliert	17.287	34.574	51.862	69.149	86.436	103.723	121.010	138.298	155.585	172.872	190.159	207.446	224.734	242.021	259.308	276.595	293.882	311.170	328.457	345.744
Betriebkosten Strom	13.894	14.033	14.173	14.315	14.458	14.603	14.749	14.896	15.045	15.196	15.348	15.501	15.656	15.813	15.971	16.131	16.292	16.455	16.619	16.786
Betriebkosten Gas	1.444	1.459	1.473	1.488	1.503	1.518	1.533	1.548	1.564	1.579	1.595	1.611	1.627	1.644	1.660	1.677	1.693	1.710	1.727	1.745
Zinsen	3.457	3.285	3.112	2.939	2.766	2.593	2.420	2.247	2.074	1.902	1.729	1.556	1.383	1.210	1.037	864	691	519	346	173
Kosten gesamt	36.083	36.063	36.045	36.029	36.014	36.001	35.989	35.979	35.971	35.964	35.959	35.955	35.954	35.954	35.954	35.955	35.954	35.954	35.954	35.954
Fördermittel	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250
Kosten Eispeicher-System p.a.	34.833	34.813	34.795	34.779	34.764	34.751	34.739	34.729	34.721	34.714	34.709	34.705	34.704	34.704	34.705	34.709	34.714	34.721	34.730	34.740
Kosten externes Wärme-System p.a.	31.107	31.418	31.733	32.050	32.370	32.694	33.021	33.351	33.685	34.022	34.362	34.705	35.052	35.403	35.757	36.115	36.476	36.840	37.209	37.581
Preis Wärmemenge Eigenzeugung	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,092	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,092	0,092	0,092	0,092
Preis Wärmemenge externe Fernwärme	0,082	0,083	0,084	0,084	0,085	0,086	0,087	0,088	0,089	0,090	0,091	0,091	0,092	0,093	0,094	0,095	0,096	0,097	0,098	0,099

Abbildung 185: Vergleichsbetrachtung Eispeicherkonzept und Fernwärmeversorgung

11.14.5 CO₂-Bilanz

Das vorgestellte Eisspeicher-System arbeitet auf Basis erneuerbarer Energien. Zugeführt werden müssen allerdings 33.282 kWh_{th}/a durch die Fernwärme sowie 89.466 kWh_{el}/a, für den Betrieb der Wärmepumpe. Die Verwendung eines Biomasse-Heizwerks zur Wärmeunterstützung verursacht für das Eisspeicherkonzept eine CO₂-Emission in Höhe von 798,77 kg/a¹⁰⁰. Bei einer Heizungsunterstützung auf Basis von Erdgas liegen die CO₂-Emissionen dagegen bei 8,3 t/a¹⁰¹.

Aufgrund der Installation einer PV-Dachanlage, die pro Jahr die gleiche Strommenge erzeugt, wie durch den Betrieb der Sporthalle und der Wärmepumpe benötigt wird, ist die CO₂-Bilanz im Rahmen der Stromversorgung ausgeglichen.

Die Gesamtemissionen an CO₂ liegen somit inklusive der Strom- und Wärmeversorgung für die Sporthalle bei 798,77 kg/a (Unterstützung mit Fernwärme aus Biomasse), beziehungsweise bei 8,3 t/a (Unterstützung mit Erdgas).

11.14.6 Fazit

Das kombinierte Wärmeversorgungssystem, bestehend aus Eisspeicher, Wärmepumpen, Solarthermie, und der Photovoltaik beinhaltet alle Möglichkeiten der Nutzung regenerativer Energien. Es handelt sich dabei um die Verwendung bewährter Technologien, die für eine Sporthalle optimal eingesetzt werden können.

Das Eisspeichersystem ist für ein Hallenkonzept allerdings auf eine externe Wärmeunterstützung angewiesen. Dies kann mit Hilfe verschiedener Systeme erfolgen, beispielsweise über eine Fernwärmeversorgung oder über eine Gastherme.

Besonders interessant ist neben der umweltfreundlichen Technologie auch die kostenlose zur Verfügung Stellung von Kühlenergie, die in den Sommermonaten genutzt werden kann.

Bei der Architektur einer entsprechenden Sporthalle sollte auf eine Südausrichtung geachtet werden, um weitere Wärme durch die direkte Sonneneinstrahlung kostenlos zu ermöglichen. Wichtig sind in diesem Zusammenhang Verschattungsmöglichkeiten, damit die Kühlenergie nicht unnötig eingesetzt wird und ein Eisspeicher diese Energie ohne weitere Klimaanlage zur Verfügung stellen kann. Eine entsprechende Wärmedämmung wird vorausgesetzt.

Eine detaillierte Kostenbetrachtung ist für jedes Hallen-Projekt notwendig, da die Investitions- und die Betriebskosten durchaus noch gesenkt werden können. Ein Vergleich mit aktuellen Wärmeversorgungskosten zeigt, dass ein innovatives Eisspeicher-Konzept konkurrenzfähig ist.

¹⁰⁰ CO₂-Äq. bei Hackschnitzel 0,024 kg/ kWh; Klimaschutz und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH

¹⁰¹ Emissionsfaktoren gemäß Umweltpakt Bayern; https://www.umweltpakt.bayern.de/energie_klima/fachwissen/217/berechnung-co2-emissionen

Bewertung eines Eisspeicher-Systems zur Wärmeversorgung einer Halle			
Flächenbedarf	1	Regionale Wertschöpfung	2
Technische Ausgewogenheit	1	Wettbewerbsfähigkeit	2
Umweltverträglichkeit	2	Landschaft und Lebensqualität	1
Versorgungssicherheit	1	Bürgerakzeptanz	1
Kosten	3		

Abbildung 186: Bewertung des Eisspeicher-Systems nach dem Schulnotensystem

11.14.7 Erläuterung zur Bewertung des Modellprojektes

Die Bewertungen des Eisspeicher-Systems wurden von den Bearbeitern durchgeführt. Dabei wurden nachfolgende Kriterien zur Bewertung herangezogen. Die Bewertung erfolgt auf einer Skala von 1 bis 6, wobei entsprechend des Schulnotensystems eine 1 die beste Bewertung hat.

Flächenbedarf:

Für ein Eisspeicher-System werden keine zusätzlichen Flächen benötigt. Der Eisspeicher wird grundsätzlich unterirdisch, im Keller eines Gebäudes oder unter den angrenzenden Grünflächen, installiert.

Technische Ausgewogenheit:

Das Modellprojekt kombiniert alle vorhandenen technischen Möglichkeiten einer regenerativen Wärmeversorgung und ist bedarfsabhängig mit anderen Systemen kombinierbar.

Umweltverträglichkeit:

Das Eisspeicher-System ist nicht umweltgefährdend und kann sogar in Wasserschutzgebieten installiert werden. Die CO₂-Bilanz ist positiv zu bewerten. Für ein Hallenprojekt muss das Eisspeicher-System allerdings mit einer weiteren Wärmeversorgung kombiniert werden, mit einer entsprechenden CO₂-Bilanz der verwendeten Technologie.

Versorgungssicherheit:

Die Versorgungssicherheit wird wesentlich erhöht, da die Abhängigkeiten von externen Wärmelieferanten zu etwa 90 % verringert werden. Darüber hinaus führt die damit einhergehende Kälteversorgung zu einer weiteren Versorgungssicherheit.

Kosten:

Hohe Anfangsinvestitionen sind notwendig, wobei Fördermöglichkeiten auf Bundes- und Länderebene diese reduzieren können. Bereits mittelfristig kann die Wärmeversorgung günstiger dargestellt werden, als über vergleichbare Systeme.

Die Höhe der Wartungskosten sowie die Nutzungsdauer des Systems sind nicht bekannt.

Regionale Wertschöpfung:

Die regionale Wertschöpfung wird nicht negativ beeinflusst. Stattdessen werden regionale Energieangebote genutzt und dadurch Kapital vor Ort gebunden.

Wettbewerbsfähigkeit:

Eine Kostenbetrachtung auf die reine zur Verfügung Stellung von Wärme ist mit aktuellen Wärmeversorgungssystemen grundsätzlich konkurrenzfähig, wenn auch wirtschaftlich noch nicht

Sonnenenergie

sehr interessant. Die Nutzung von speziellen Fördermöglichkeiten für Um- oder Neubauten kann die Wirtschaftlichkeit wesentlich erhöhen, ebenso wie steigende konventionelle Energiepreise und die Einbeziehung der kostenlosen Kälteleistung.

Landschaft und Lebensqualität:

In Bewertung des Einflusses des Modellprojektes auf die Natur, sowie das Leben der Menschen in den betroffenen Gebieten, können keine Nachteile festgehalten werden.

Bürgerakzeptanz:

Intelligente und moderne Systeme steigern die Energie- und Umweltbildung in der Region und erhöhen die Akzeptanz für die Energiewende sowie deren Technologien. Das Eisspeicher-System kann relativ flexibel bei einer Vielzahl an Projekten eingesetzt und mit anderen Systemen kombiniert werden. Demnach wird eine hohe Bürgerakzeptanz erwartet, die mit Hilfe von Führungen und einer entsprechenden Öffentlichkeitsarbeit noch verstärkt werden kann. Es ist durchaus zu erwarten, dass sich im Falle kommunaler Bauträger die Bürger einer Gemeinde mit einem Eisspeicher-Projekt identifizieren werden.



INSTITUT FÜR
SYSTEMISCHE ENERGIEBERATUNG



Hochschule **Rosenheim**
University of Applied Sciences



team für technik



LOS 1 Windkraft

LOS 1 Windkraft

12 Kurzfassung Windkraft

Im Rahmen dieses Arbeitsfeldes wurden die Potentiale der Windkraftnutzung im Planungsgebiet untersucht und nach Landkreisen sortiert dargestellt. Die Potentiale wurden zusätzlich gemeindegerecht in den jeweiligen Gemeinde-Steckbriefen veröffentlicht.

Das technische Potential für die Windkraft in der Planungsregion 18 wurde anhand regionalplanerischer Vorgaben ermittelt. Dieses Potenzial berücksichtigt ausschließlich Flächen, die im derzeitigen Regionalplan der Planungsregion Südostoberbayern als Vorbehaltsgebiete oder Vorranggebiete (VRG) für Windkraftanlagen ausgewiesen sind. Durch Änderung des Kapitels Windkraft des Regionalplans könnten sich weitere technische Potenziale bei der Windkraftnutzung ergeben. Als Beispiel hierfür wäre der Teisenberg in den Kommunen Anger und Teisendorf zu nennen.

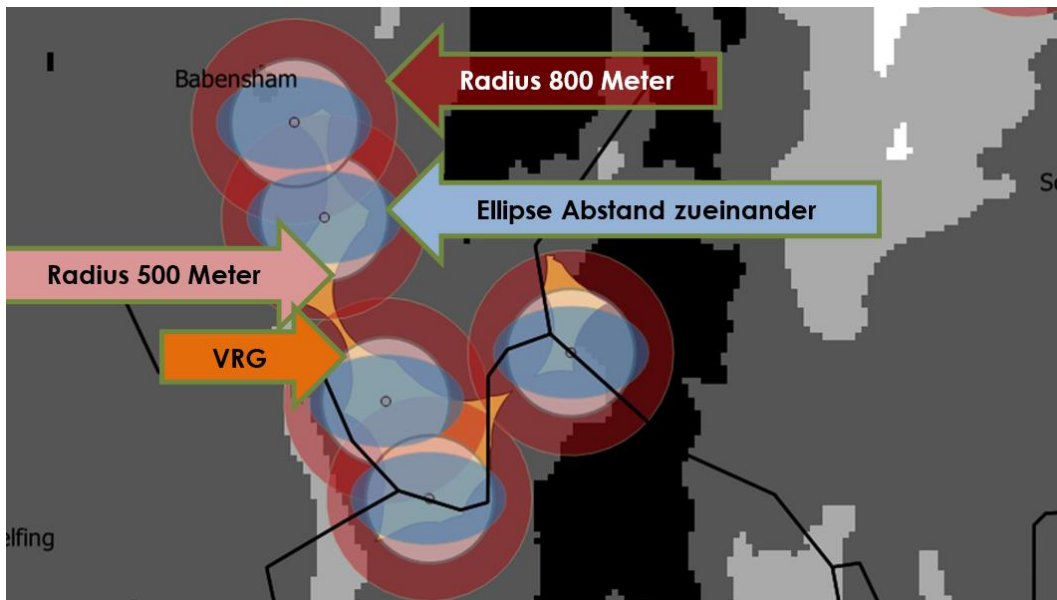


Abbildung 187: Vorranggebiete und notwendige Abstandsflächen für Windkraft-Anlagen

Anschließend wurden eine Effizienzbewertung sowie eine Potentialabschätzung bezüglich einer Effizienz-Steigerung bestehender Windkraftanlagen durchgeführt, die allerdings aufgrund neuer Abstandsregelungen negativ ausfällt.

Kurzfassung Windkraft

Landkreis	Windkraft in MWh/Jahr	Gesamt in MWh/Jahr
Altötting	27.000	394.568
BGL	0	400.652
Stadt Rosenheim	0	142.103
Mühldorf am Inn	101.500	522.867
Rosenheim	169.027	1.420.867
Traunstein	165.750	1.875.927
Gesamt	463.277	4.756.985

Tabelle 36: Technisches Zubaupotential Windenergie im RPV 18, nach Landkreisen sortiert

B2 Konkretes exemplarisches Beispielprojekt – Energiepark „InnTec“

Mit der Vorgabe der Flächenentwicklung eines rekultivierten Deponie-Standortes in der Gemeinde Soyen, im Landkreis Rosenheim, hin zu einem Energiepark, wurde das Projekt „InnTec“ entwickelt. InnTec beschreibt einen Energiepark, bestehend aus einer Photovoltaik-Freiflächenanlage, einer Biogas- und Windkraft-Anlage sowie eines unterirdischen Pumpspeicher-Kraftwerks. Die Ausarbeitung umfasst die Untersuchung der Deponiefläche und deren Umgebung, die Vorstellung der jeweiligen Technologien und die Entwicklung eines Konzeptes zur Umsetzung, inklusive einer Kostenschätzung und einer CO₂-Bilanz.

Aufgrund einer noch unsicheren Datengrundlage sind die wirtschaftliche Betrachtung und die CO₂-Bilanz noch sehr ungenau, was hauptsächlich an der unsicheren Ertragslage sowie Investitionskostenabschätzung für die Speichertechnologie liegen.

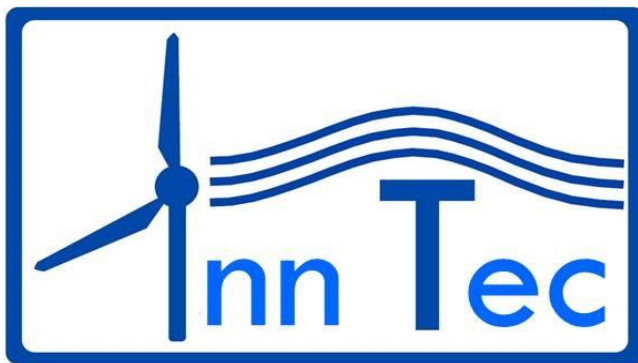


Abbildung 188: Logo für das Projekt "InnTec"



Abbildung 189: Windrad auf dem Rieder Berg, gegenüber der Deponie Sieghart, mit Blickrichtung aus Wies

Die Umsetzungsempfehlung für InnTec beschreibt allerdings die Notwendigkeit von entsprechenden Kombikraftwerken für die zukünftige Energieversorgung und gibt einen Aufschluss über kostengünstige Voruntersuchungen sowie Handlungsempfehlungen für weitere Schritte.

13 Windkraft

Windkraft wandelt die kinetische Energie des Windes in mechanische Bewegungsenergie um. Dieser Effekt wird schon seit langer Zeit durch die Menschen wirtschaftlich genutzt, beispielsweise durch Windmühlen zur Mehlproduktion. Aufgrund von klimatisch bedingten Luftdruckunterschieden an unterschiedlichen Orten und Ausgleichsströmungen entlang der Druckgefälle, kann diese Energie mithilfe von Windrädern nutzbar gemacht werden. Generatoren zur Stromerzeugung ermöglichen seit dem vergangenen Jahrhundert die Wandlung der Kraft des Windes zur Produktion von elektrischer Energie. Ein Rotor treibt mit der erzeugten Bewegungsenergie einen Generator zur Stromerzeugung an. Dieser Strom wird anschließend entweder direkt vor Ort verbraucht oder durch Einspeisung in das öffentliche Stromnetz allgemein verfügbar gemacht. Entscheidend für die Effizienz moderner Windkraftanlagen ist die Nabenhöhe, da die Windgeschwindigkeit und somit das Ertragspotential exponentiell mit der Höhe ansteigen. Zudem sind in höheren Windlagen (aktuell ca. 140 m Nabenhöhe) konstantere Windgeschwindigkeiten anzutreffen, wodurch auch in windärmeren Regionen ein relativ wirtschaftlicher Windstrom erzeugt werden kann.



Abbildung 190: Windenergieanlagen

Die Nutzung der Windenergie durch leistungsfähige Anlagen stellt aufgrund der niedrigen Gestehungskosten und des geringen Flächenverbrauchs allgemein die effizienteste Methode der regenerativen Energieerzeugung dar. Im Bereich der Windkraft wurde durch die bayerische Staatsregierung die Möglichkeit der Länderöffnungsklausel im EEG genutzt und mit einer einzigartigen Länderregelung in Deutschland die Flächenkulisse zur Windkraftnutzung verändert. Innerhalb eines zehnfachen Radius zur Höhe einer Windkraftanlage (10h-Regelung) können Windkraftanlagen nur dann realisiert werden, wenn die zuständige Gemeinde dies ausdrücklich erwünscht und dafür einen Bebauungsplan genehmigt. Ansonsten sind Windkraftanlagen in Deutschland genehmigungsrechtlich privilegiert und können unter Beachtung immissionsschutzrechtlicher Beläge im Außenbereich realisiert werden.

Als Folge dieser Länderöffnungsklausel werden in Bayern nahezu keine neuen Bauanträge für Windkraft-Anlagen genehmigt, da sich die kommunalen Entscheider einem starken öffentlichen Druck ausgesetzt sehen und sich den lokalen öffentlichen Meinungen stellen müssen.

Aufgrund ihrer optischen Wirkung und des ungewohnten Bildes in der Kulturlandschaft, gibt es oftmals kontroverse Diskussionen und Entscheidungen auf Basis subjektiver Kriterien. Ohne die 10h-Regelung würden die Ausbauziele Bayerns leichter erreicht werden, aufgrund der ursprünglich privilegierten Flächennutzung durch die Windkraft. Politisch beschlossene

Klimaschutzziele in Deutschland sowie in Bayern¹⁰² und der Ausbaupfad im Bereich der Windkraft in Bayern fordern eine stärkere Windkraftnutzung, mit 1.000 bis 1.500 Windräder¹⁰³. Fossile Kraftwerkskapazitäten müssen im Sinne des Pariser Klimaschutzabkommens zukünftig reduziert werden, gleichzeitig soll die Versorgungssicherheit aufrecht erhalten und die Importabhängigkeit im Stromsektor nicht steigen.

Um den Bürgern vor Ort einer geplanten Windkraftanlage diese Argumente zu verdeutlichen und Befürchtungen einer negativen Beeinträchtigung zu entkräften, sind vor jedem Projekt öffentliche Informationsveranstaltungen zu empfehlen und die Belange der Bürger vor Ort zu beachten. Kommunen könnten zudem die Bauleitplanung eigenständig vorantreiben, um sich das Baurecht zu sichern und einer gewünschten regional ansässigen Betreibergesellschaft zu übertragen.

13.1 Methodik der Potentialermittlung für Windkraftanlagen (WKA)

Das technische Potential für die Windkraft in der Planungsregion 18 wurde in dieser Studie anlehnend an den Ergebnissen der Planungsausschuss-Sitzung des Regionalen Planungsverbands vom 24.03.2015 ermittelt. Folgende regionalplanerische Steuerungsinstrumente wurden berücksichtigt:

1. **Ausschlussgebiete für Windkraftanlagen (99,1 % der Fläche)** → innerhalb dieser Gebiete sind Windkraftanlagen ausgeschlossen
2. **Vorbehaltsgebiete für Windkraftanlagen (9 Stück)** → Misst der Windkraftnutzung bei der Abwägung mit konkurrierenden raumbedeutsamen Nutzungen besonderes Gewicht bei
3. **Vorranggebiete für Windkraftanlagen (62 Stück)** → Schließt andere raumbedeutsame Nutzungen aus, soweit nicht mit dem Belang der Windkraftnutzung vereinbar

In dieser Studie wird nachfolgend das rein technische Umsetzungspotential der Windkraft ermittelt, da die jeweils zuständigen Kommunen die rechtlichen Möglichkeiten zur Unterschreitung der sogenannten 10h-Regel besitzen und sie damit geringere Mindestabstände festlegen dürfen. Aus diesem Grund werden Abstände von 500 m zu Flächen mit gemischter Nutzung sowie 800 m zu Wohnbauflächen berücksichtigt.

Betrachtet werden WKA`s in den Vorrang- und Vorbehaltsgebieten ab einer Größenordnung von 2,5 MWp, für die ein „rentabler“ Geschäftsbetrieb grundsätzlich wahrscheinlich erscheint. Pauschale Aussagen über einen unwirtschaftlichen Betrieb in Bayern sind nicht glaubwürdig und entsprechende Untersuchungen am geplanten Standort sind notwendig.

Für Bürgerenergie-Genossenschaften sind Renditen von 5 % bis 6 % durchaus zufriedenstellend, vor allem in Niedrigzinsphasen und vor dem Hintergrund der eigenen Stromversorgungssicherheit. Weitere wichtige Faktoren, hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von Windrädern sind die Höhe der Investitionskosten pro installierter Leistung sowie die Fremdkapitalquote und deren Verzinsung.

Die wichtigste Kennzahl im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung stellt die Windhöffigkeit dar, also die Anzahl und Dauer von Phasen mit hohen Windgeschwindigkeiten. Durchschnittliche Windgeschwindigkeiten sind als Planungsgrundlage für eine Projektrealisierung nur bedingt aussagekräftig und sollten ein mögliches Projekt im Vorfeld noch

¹⁰² Bayerische Klima-Anpassungsstrategie „BayKLAS“

¹⁰³ Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“

nicht ausschließen. Stattdessen ist eine Windmessung am geplanten Standort einer WKA erforderlich, um reelle Ertragswerte gemeinsam mit anderen Faktoren in eine Berechnung zur Wirtschaftlichkeit neutral einfließen zu lassen. Die Kosten einer Windmessung sind mit etwa 75.000 € zu veranschlagen und als wesentliches Projektrisiko einzuordnen. Eine Kommune könnte diese Kosten im Vorfeld aber für die Allgemeinheit übernehmen und sich dadurch die Projektrechte sichern¹⁰⁴, zum Beispiel für eine spätere Bürgerenergie-Genossenschaft. Die gewonnenen Daten einer Windmessung können zudem an Entwickler umliegender Projekte weiter vermarktet werden, weswegen die Kosten einer Windmessung nicht grundsätzlich von einem Projekt abschrecken sollten.

Bei der Bepflanzung eines entsprechenden Gebietes mit Windrädern ist ein ausreichender Abstand unter den Erzeugungsanlagen zu beachten, um sich nicht gegenseitig im Ertrag zu schaden. Als Faustregel gilt in Hauptwindrichtung (Ost-West) ein Abstand des fünffachen Rotordurchmessers und in Nebenwindrichtung ein dreifacher Abstand. Bei einer Windkraftanlage mit einer Leistung von 2,5 MWp und einem Rotordurchmesser von 120 m ergibt sich eine Ellipse mit einem Radius von 360 m in Nord-Süd-Richtung und einem Radius von 600 m in Ost-West-Richtung.

Da es sich um das rein technische Potential handelt, wurde die maximale Anzahl an Rädern (aus geometrischer Sicht) innerhalb der Vorranggebiete oder Vorbehaltgebiete berücksichtigt. Weiterhin wurden die unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten entsprechend des TÜV-Gutachtens von 2012 verwendet, die mit 5,0 m/s, 5,25 m/s, 5,5 m/s und 5,75 m/s angegeben wurden. Zur Ermittlung der Potentiale wurde für jede Windgeschwindigkeit eine Volllaststundenzahl angesetzt, entsprechend der nachfolgenden Tabelle. Aufgrund der standortspezifischen Ertragsabhängigkeiten von verschiedenen Faktoren, wie Anlagentyp, Windhöffigkeit und Geländeprofil der Umgebung (Wald, Täler), werden die Annahmen zu den Volllaststunden mit einer linearen Steigerung getroffen.

Windgeschwindigkeiten	5,0 m/s	5,25 m/s	5,50 m/s	5,75 m/s
Volllaststunden /Jahr	1.750	1.850	1.950	2.050

Tabelle 37: Volllaststunden abhängig der Windgeschwindigkeiten

Die nachfolgende Graphik zeigt die geometrische Auswertung der maximalen Anzahl an WKA's am Beispiel des Vorranggebiets 33 in Babensham.

¹⁰⁴ Gemeinde Bodenkirchen, gemeinsam mit der Stadt Vilsbiburg; <http://www.bodenkirchen.com/index.php/aktuelles-termin-fundsachen/neuigkeiten/565-informationsabend-zur-vorplanung-der-windkraftanlage-bei-goetzdorf>

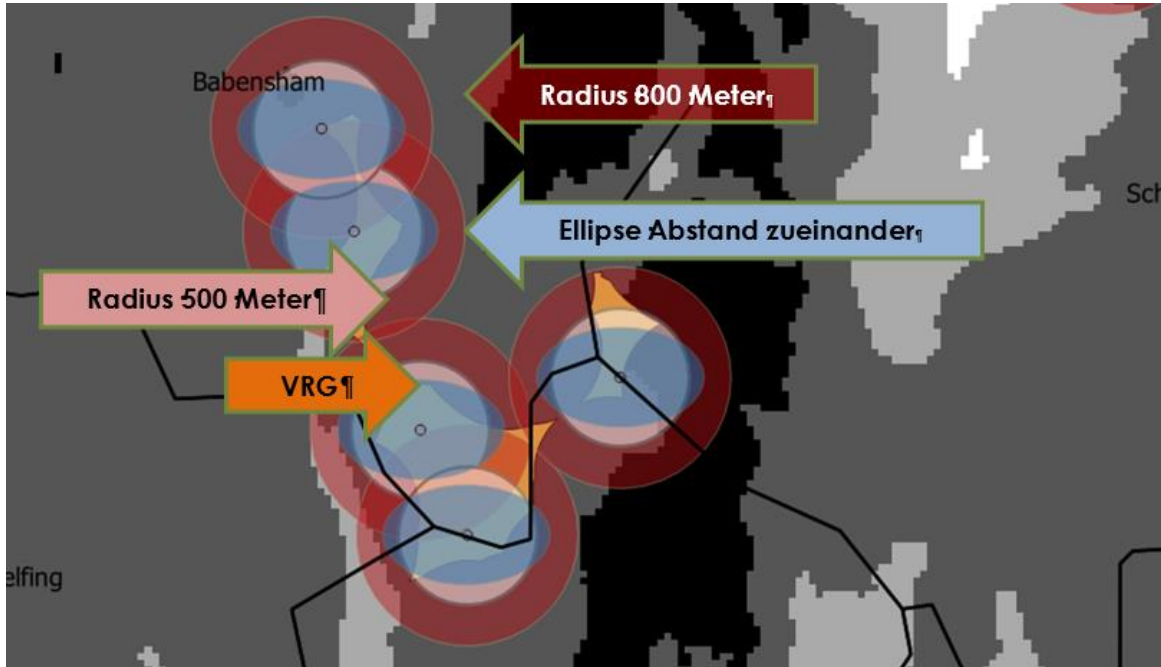


Abbildung 191: Darstellung technisches Potential von Windkraftanlagen Babensham

13.2 Ergebnisse der Potentialermittlung für Windkraft

Die Potentialermittlung der Windkraft berücksichtigt ausschließlich Flächen, die im derzeitigen Regionalplan der Planungsregion Südostoberbayern als Vorranggebiete für Windkraftanlagen ausgewiesen sind. Die Nutzung der Kleinwindkraft wurde nicht berücksichtigt, da sie bis zu einer Gesamthöhe von 10 m ohne planungsrechtliche Vorgaben theoretisch durch jeden Grundstückseigentümer realisiert werden kann. Bis zu einer Gesamthöhe von 50 m bedürfen sie lediglich einer bauaufsichtlichen Genehmigung und erst darüber hinaus sind sie immissionsschutzrechtlich genehmigungspflichtig.¹⁰⁵

Durch Änderung des Kapitels Windkraft des Regionalplans könnten sich weitere technische Potenziale bei der Windkraftnutzung ergeben. Als Beispiel hierfür wäre der Teisenberg in den Kommunen Anger und Teisendorf zu nennen. Eine Ertragsanalyse hierzu ist im Energienutzungsplan Berchtesgadener Land enthalten. Die Ergebnisse der jeweiligen Potentiale sind den Gemeindesteckbriefen zu entnehmen. Speziell im Landkreis Berchtesgadener Land befinden sich keine ausgewiesenen Vorranggebiete. Die technischen Potentiale auf Landkreisebene sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst:

¹⁰⁵ Bayerischer Wind-Energie-Erlass: http://www.gesetze-bayern.de/Content/Document/BayVV_2129_1_W_183-5

Landkreis	Potential in MWh/Jahr
Altötting	27.000
Berchtesgadener Land	0
Mühldorf am Inn	101.500
Stadt Rosenheim	0
Rosenheim	169.027
Traunstein	165.750
Summe	463.277

Tabelle 38: Technisches Potential Windenergie

13.3 Effizienzbewertung der Windenergie

Aktuell sind fünf größere Windkraftanlagen (WKA) in der Planungsregion 18 installiert. Diese sind:

- 2 WKA in Schnaitsee mit je 650 kW, Inbetriebnahme 1995; Gesamthöhe 71,5m
- 1 WKA in Schnaitsee mit 1.100 kW, Inbetriebnahme 1998, Gesamthöhe 98,5m
- 2 WKA in Palling mit je 1.500 kW, Inbetriebnahme 2005, Gesamthöhe 138,5 m

Im Rahmen der Effizienzbetrachtung einer WKA sind zunächst die Stromgestehungskosten zu vergleichen. Informationen zu den individuellen Investitionskosten liegen nicht vor. In der Analyse wird darum die Zahl der Volllaststunden herangezogen, entsprechend der nachfolgenden Abbildung¹⁰⁶.

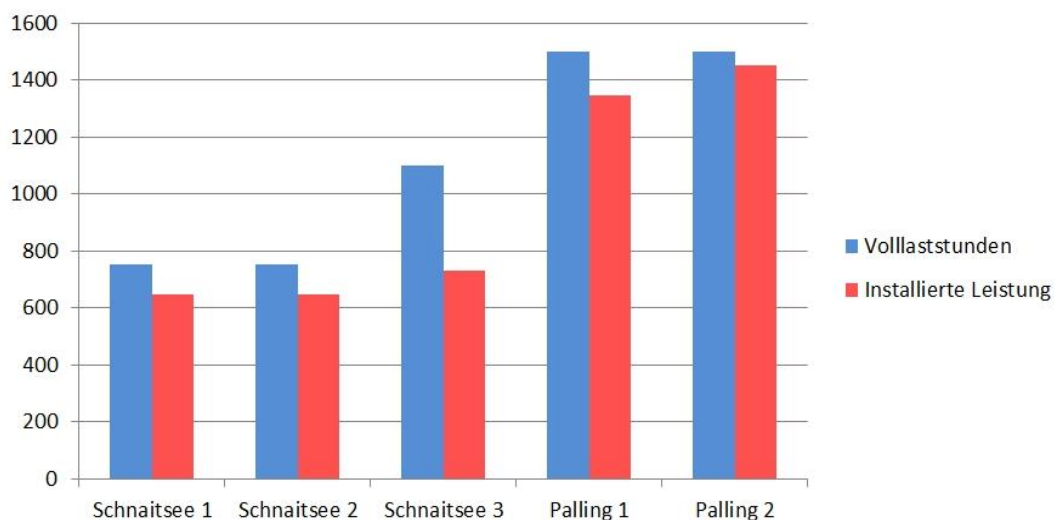


Abbildung 192: Installierte Leistung und Volllaststunden bestehender Windkraftanlagen

Die Auswertung zeigt, dass sich die Anzahl der Volllaststunden innerhalb von zehn Jahren auf knapp 1.400 pro Jahr verdoppelt haben.

¹⁰⁶ Datengrundlage: Energie Atlas Bayern

In der nachfolgenden Graphik sind die Volllaststunden aller Anlagen in Bayern nach dem Jahr der Inbetriebnahme sortiert dargestellt.

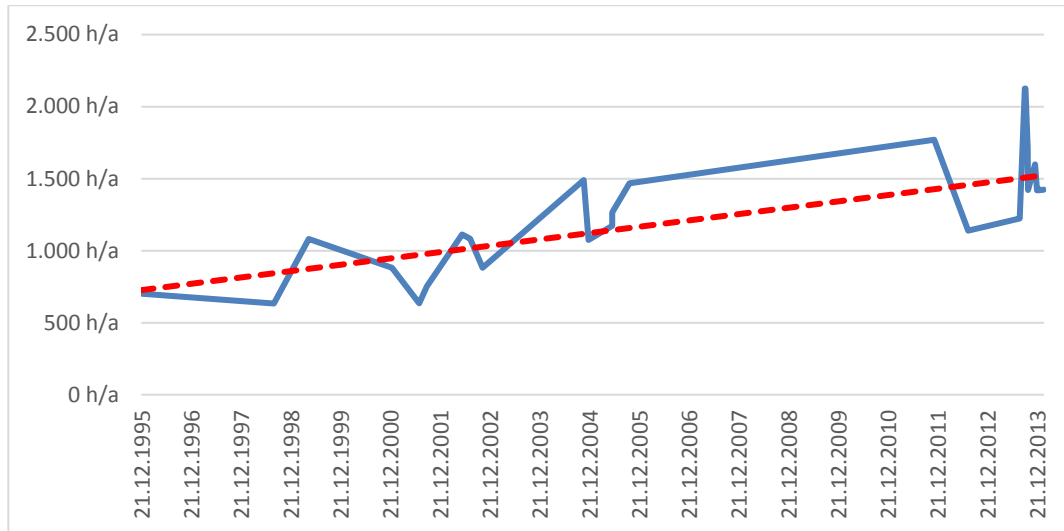


Abbildung 193: Volllaststunden aller Windkraftanlagen in Oberbayern

Bei den jüngeren Anlagen (ab 2001) ergibt sich ein Mittelwert von ca. 1.500 Volllaststunden pro Jahr. Der höchste gemessene Wert lag bei ca. 2.333 VLS (2013 und 2014 GE Energy 2.5-120) für zwei Anlagen in der Gemeinde Tifting. Im Folgenden werden die effizientesten Anlagen in Oberbayern vorgestellt:

GE Energy 2.5-120 (Inbetriebnahme 2013 Tifting) → 2.333 VLS für 2013/2014

- 140 Meter Nabenhöhe
- 120 Meter Rotordurchmesser
- 2,5 MW



Vestas 90 - 2.0 (Inbetriebnahme 2013 in Altmanstein) → 1.709 VLS für 2014

- 125 Meter Nabenhöhe
- 90 Meter Rotordurchmesser
- 2,0 MW



Südwind S-77 1.5 (Inbetriebnahme 2011 Titting) → 1.769 VLS für 2013/2014

- 114 Meter Nabenhöhe
- 77 Meter Rotordurchmesser
- 1,5 MW



13.4 Potenzialabschätzung bezüglich einer Effizienzsteigerung

Das Repowering von Bestandsanlagen ist grundsätzlich eine Option zur Ertragssteigerung der Windkraft in Deutschland. Speziell in Bayern sind dann jedoch die Voraussetzungen der 10H-Regel zu beachten. Sofern eine Unterschreitung des zehnfachen Höhenabstandes zur nächsten Wohnbebauung durch die Bauleitplanung ermöglicht wird, müssen die Bundes-Immissionsschutz-Richtlinien eingehalten werden.

Leistungssteigerung der Windenergieanlagen

	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	heute
Nennleistung in kW	30	80	250	600	1.500	3.000	6.075	7.500
Rotordurchmesser in m	15	20	30	46	70	90	126	126
Nabenhöhe in m	30	40	50	78	100	105	117	135
Jahresenergieertrag in kWh*	35.000	95.000	400.000	1.250.000	3.500.000	6.900.000	ca. 15.000.000	ca. 20.000.000

Abbildung 194: Leistungssteigerung der Windenergieanlagen seit 1980; wind-fgw.de

In nur 20 Jahren wurde der Ertrag einer Windkraftanlage um das 100-fache gesteigert. Mit den größten Anlagen wird dieser Wert noch einmal um den Faktor 6 vervielfacht¹⁰⁷.

Für die drei Bestandsanlagen in Schnaitsee ergeben sich somit keine Effizienzsteigerungen im Rahmen des Repowering, da die benötigten Abstände in Höhe von 500 m zur nächsten Wohnbebauung, mit 210 m, 220 m und 260 m, unterschritten werden.

Für die beiden Windkraftanlagen in Palling ergeben sich mit Abständen zur nächsten Wohnbebauung in Höhe von 300 m ebenfalls keine Effizienzsteigerungen im Rahmen des Repowering.

¹⁰⁷ Bundesverband Windenergie e.V.; https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/repowering-von-windenergieanlagen/repoweringbroschuere_2012_web.pdf

13.5 Beispielprojekt 1: Energiepark „Inntech“

13.5.1 Einführung

13.5.1.1 Kurzübersicht

Für die Planungsregion Südostoberbayern sollen im Energiekonzept ein Energiepark in der Gemeinde Soyen, Rosenheim, auf der ehemaligen Mülldeponie Sieghart untersucht werden.

Der Fokus liegt in der Nutzung der Windkraft und der Photovoltaik, auf der rekultivierten Fläche der Mülldeponie. Nach Rücksprache ist die Deponiefläche am linken Innufer jedoch nicht als Standort für eine Windenergieanlage geeignet. Aus diesem Grund soll ein gemeindeübergreifendes Kombikraftwerk InnTec, gemeinsam mit der Gemeinde Babensham, am rechten Innufer, vorgestellt werden. Die Deponie Sieghart wird zusätzlich mit einer Biogasanlage ausgerüstet und in der Gemeinde Babensham wird ein Windpark, in Kombination mit einem unterirdischen Pumpspeicherkraftwerk installiert.



Abbildung 195: Mögliches Logo für einen Energiepark InnTec

13.5.1.2 Zielsetzung

Die Untersuchung wird eine innovative Kombination aus den verschiedenen regenerativen Energieerzeugungsanlagen und Energiespeichern vorstellen, die auf einer zuvor definierten Fläche realisiert werden kann. Eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsanalyse wurde als Ziel der Untersuchung genannt. Aufgrund der zahlreichen ungewissen Faktoren, welche die Machbarkeitsstudie beinhaltet und des erhöhten Projektumfangs, ist das jedoch nur eingeschränkt möglich. Es werden drei verschiedene Erzeugungs- und eine Speichertechnologie untersucht, jeweils mit zahlreichen Unsicherheiten, die jeweils eine spezifische Betrachtung benötigen. Eine Kostenschätzung wird auf Basis von realistischen Annahmen für einzelne Technologien durchgeführt, zudem wird eine CO₂-Bilanzierung vorgenommen.

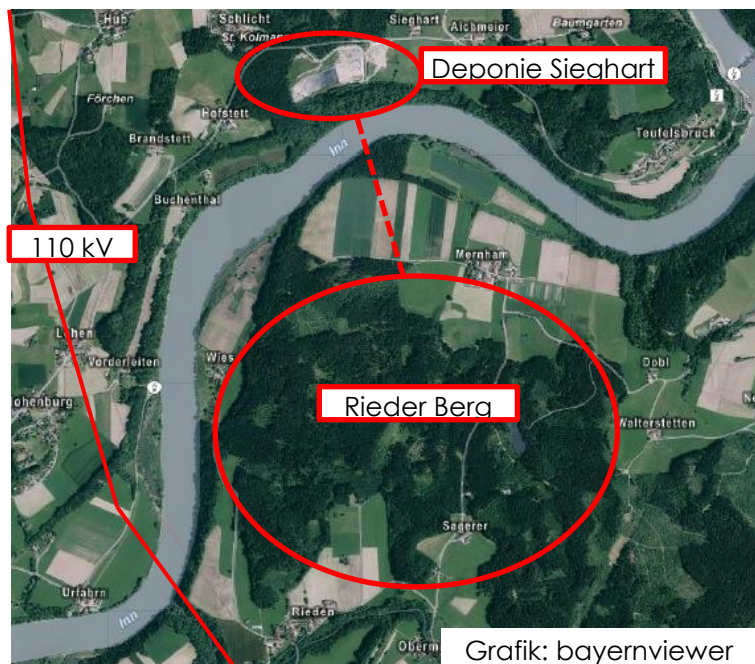


Abbildung 196: Luftbildaufnahme zum Energiepark InnTec

Die Ausarbeitung soll aufzeigen, wie eine Region energieunabhängig werden kann, bei einer gleichzeitigen Steigerung der regionalen Wertschöpfung und der Schaffung einer Investitionsmöglichkeit für die Akteure einer Region. Ein möglichst schonender Umgang mit den Schutzgütern der Umwelt, die das Kapital einer Region darstellen, soll den nachhaltigen Charakter des Projektes stärken und für eine maximale Akzeptanz sorgen.

Die Ausarbeitung soll weiterhin aufzeigen, ob ein entsprechendes Projekt aus wirtschaftlicher Sicht weiter verfolgt werden kann und welche Schritte dafür notwendig sind.

13.5.2 Gemeinde Soyen

13.5.2.1 Planungsgebiet

Das Planungsgebiet in der Gemeinde Soyen beschränkt sich grundsätzlich auf die ehemalige Deponie Sieghart, deren Rekultivierung 2018 abgeschlossen sein wird. Innerhalb des Deponiegeländes sind die Errichtung einer PV-Freiflächenanlage (Solarpark) und einer Biogasanlage Teil der Untersuchung. Darüber hinaus werden die umliegenden landwirtschaftlichen Flächen für die Bewirtschaftung der Biogasanlage genutzt.

Das Deponiegelände ist verkehrstechnisch erschlossen und verfügt über eine LKW-Waage, die für eine Abrechnung der Rohstoffmengen für die Biogasanlage genutzt werden kann.



Abbildung 197: Deponie Sieghart, mit Blick auf die Rekultivierung

13.5.2.2 Biogasanlage

Die Biogasanlage soll nachhaltig und von den Landwirten der Umgebung bewirtschaftet werden. Die Landwirte sorgen für die Beschickung der Biogasanlage, sie liefern die Rohstoffe und sorgen für den laufenden Betrieb. Die angelieferten Rohstoffe werden mit Hilfe einer LKW-Waage abgerechnet und anschließend vergütet. Für den Betrieb der Biogasanlage erfolgt eine Aufwandsentschädigung durch den Eigentümer des Energieparks.

Die Nutzung einer Biogasanlage kann für Ackerbauern eine zusätzliche Einnahmequelle bedeuten, wenn Futtermittelpreise sinken oder bei der Entsorgung von Zwischenfrüchten. Die anschließende Nutzung der Reststoffe als hochwertiger Dünger sorgt für eine Kreislaufwirtschaft auf den genutzten Flächen.

Mit Hilfe eines Fragebogens und der Unterstützung von Bürgermeister Fischberger (Soyen) wurden die umliegenden Landwirte im Radius von 5 km zur Bewirtschaftung einer gemeinsamen Biogasanlage befragt. Es stellte sich heraus, dass bei fünf der größeren Betriebe ein reges Interesse besteht. Zwei Landwirte würden sich als Teilzeitkräfte engagieren, ein weiterer als Vollzeitkraft.

Die bereits interessierten Betriebe bewirtschaften zusammen eine Fläche von etwa 150 ha, mit etwa 100 ha Ackerland und 50 ha Grünland. Weitere Flächen könnten zusätzlich genutzt werden, wenn in den kommenden Jahren vereinzelt Betriebe die Milchviehhaltung einstellen. Betriebe aus der Nachbargemeinde, die in unmittelbarer Umgebung liegen, könnten für weitere Substratlieferungen in Frage kommen.



Abbildung 198: Naturland-zertifizierte Biogasanlage der Erzeugergemeinschaft für Energie in Bayern eG (EEB eG), mit einer Leistung in Höhe von 210 kW

13.5.2.2.1 Energieproduktion und wirtschaftliche Betrachtung

Seit der EEG-Novellierung 2017 müssen sich Biogasanlagen ab 150 kW installierter Leistung am Ausschreibungsverfahren der Bundesnetzagentur beteiligen. Für kleinere Anlagen gilt auch weiterhin ein gesetzlicher Anspruch auf eine vorgegebene EEG-Förderung. Zugleich wurde der um-

strittene Einsatz von Mais und Getreidekorn als Substrat für die Vergärung auf 50 % der Substratmenge reduziert.



Abbildung 199: Nutzung der Abwärme von Biogasanlagen einer Mitgliedsanlage der EEB eG

Die Substratmengen der interessierten fünf Landwirte betragen aktuell bei 100 ha Mais und etwa 50 to/ha insgesamt 5.000 to, bei 50 ha Grünland und 40 to/ha etwa 2.000 to. Die Lieferung von Gülle und Mist ist in kleinerem Umfang möglich. Die Vergärung von Zwischenfrüchten kann nicht abgeschätzt werden. Eine angedachte Umstellung auf einen ökologischen Betrieb der landwirtschaftlichen Flächen führt zu einer geringeren Ertragslage und können noch nicht abgeschätzt werden. Jedoch eignet sich eine Biogasanlage bei viehlosem Betrieb besonders durch die Vergärung der notwendigen Zwischenfrüchte im Biolandbau. Die nachfolgenden Berechnungen stützten sich daher auf die aktuellen Substratarten und -mengen.

Der Berechnung der Werte liegen Annahmen zugrunde. Der Ertrag von Silomais beträgt pro Hektar 50 to Frischmasse (FM), bei einem Ertrag von 5.000 Nm³ Methan und einer jährlichen elektrischen Ausbeute von 1.873 kWh/ha. Bei Grünland wurden 40 to Frischmasse angenommen, mit 2.900 Nm³ Methanproduktion und einem elektrischen Ertrag von 11.000 kWh/ha¹⁰⁸.

Substrat	Fläche	Methan	kWh _{el}
Silomais	100 ha	500.000 Nm ³	1.873.500
Grünland	50 ha	145.000 Nm ³	550.000

Abbildung 200: Stromerträge aus den vorhandenen Substraten

Die Stromproduktion wird in das öffentliche Stromnetz der Kraftwerke Haag eingespeist. Die Teilnahme am Regelenergiemarkt und damit eine flexible Fahrweise soll angestrebt werden.

13.5.2.2.2 Wirtschaftlichkeit

Bei einer Volllaststundenzahl von rund 8.000 h/a ist mit einer Gesamtmethanerzeugung von 2.423.100 kWh_{el} ein BHKW von 302,8 kW zu installieren. Die Biogasanlage muss somit am Ausschreibemodell teilnehmen und darf maximal 50 % Mais und Getreidekorn verwerten. Bei einer Halbierung der Substratmenge ergibt sich eine Leistung von ca. 150 kWh_{el}, wodurch die Anlage eine feste Vergütung von 13,32 ct/kWh_{el} erhält. Durch die Teilnahme am Flexmarkt werden zusätzlich durch das EEG 40€/kWh_{el} jährlich eingenommen, neben den Erlösen am Spotmarkt.

Aufgrund der geringen Stromvergütung, den relativ hohen Anlagenpreisen und dem geringen elektrischen Wirkungsgrad von maximal 40 %, ist die anfallende Wärmeenergie ebenso zu nutzen. Dafür sind Nahwärmekonzepte oder Trocknung von land- und forstwirtschaftlichen Produk-

¹⁰⁸ Daten der Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe e.V.: <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/>

ten wie Hackschnitzel, Körnermais, Getreidekorn sinnvoll. Für eine ausreichende Abnahme der Nahwärme könnte die in 300 m Entfernung gelegene Wohnsiedlung „Schlicht“ angeschlossen werden.

Zur Beheizung des Fermenters werden durchschnittlich 20 % der Wärmeproduktion benötigt. Somit können bei einer Wärmeleistung von ca. $150 \text{ kW}_{\text{therm}}$ etwa 120 kW genutzt werden. Unter der Annahme, dass die Einfamilienhäuser einen jährlichen Wärmebedarf von 100 kWh/m^2 haben, ist eine maximale Heizleistung von 40 W/m^2 notwendig. Somit könnten bei 120 kW Heizleistung rund 2700 m^2 versorgt werden (bei 10 % Leitungsverlust). Die Wärmeabgabe in das Nahwärmenetz beträgt somit 300.000 kWh/Jahr . Durch den geringen Wärmeverbrauch der Siedlung im Sommer kann mit der anfallenden Wärme eine Trocknungsanlage an der Biogasanlage versorgt werden. Es wird angenommen, dass im Sommer maximal 50 % der erzeugten Wärmemenge durch die Fermenter-Beheizung und Nahwärmeversorgung abgenommen werden. Bei Wärmenutzungsgrenzkosten von $0,06 \text{ €/kWh}$ und Leitungskosten von 3 ct/kWh^{109} ergeben sich Einnahmen von 8.100 €/Jahr . Dadurch stehen $260.000 \text{ kWh}_{\text{therm}}$ für die Trocknung zu Verfügung. Damit könnten bei einem einfachen Trockneraufbau mit einem relativ geringen Wirkungsgrad, mit geschätzten 50 %, beispielsweise 3.000 SRm (Schüttraummeter) vorgetrocknete Fichtenhackschnitzel mit 25 % TR auf 20 % TR getrocknet werden. Durch die Abwärme-Nutzung im Nahwärmenetz und der Trocknung können jährlich 8.100 € bzw. 12.000 €^{110} Mehreinnahmen eingenommen werden.

Für eine detaillierte Betrachtung und Auslegung einer Biogasanlage wird empfohlen, erfahrene Anlagenbauer aus Bayern¹¹¹ oder Anlagenhersteller, mit detaillierten Erkenntnissen über den angedachten Betrieb, zu befragen. Spezifische Investitionskosten für Biogasanlagen mit einer elektrischen Leistung von 150 kW liegen bei etwa 6.500 €/kW , wodurch sich eine Gesamtinvestition von 975.000 € ergibt¹¹².

Die Nutzung von landwirtschaftlichen Abfällen wie Stroh, Gülle und Zwischenfrüchten sollte ebenfalls näher betrachtet werden, wodurch die Erzeugungskosten stark gesenkt werden können.

13.5.2.2.3 CO₂-Bilanz

Die CO₂-Bilanzierung von Biogasanlagen wird kontrovers diskutiert. Die durch das Substratwachstum gebundenen Mengen an CO₂ werden durch den Gärprozess und die anschließende Verwertung des produzierten Methans als CO₂ wieder an die Umgebung abgegeben. Zusätzlich fallen jedoch noch CO₂-Emissionen über den Dieserverbrauch oder die Düngemittelproduktion an. Durch die angedachte Kreislaufwirtschaft und Nutzung der Reststoffe als Dünger, ist die CO₂-Bilanz lediglich aufgrund des Kraftstoffverbrauchs negativ. Pro Hektar wird ein Dieserverbrauch in Höhe von 100 Liter angenommen, wodurch für das Flächenpotential im Einzugsgebiet mit 150 ha in Summe 15.000 Liter benötigt werden. Somit ergibt sich eine negative CO₂-Bilanz von $39,5 \text{ t}$ (Ann. $2,63 \text{ kg/l}^{113}$) oder $16,3 \text{ g CO}_2/\text{kWh}$. Der Anbau von pflegeleichten Feldfrüchten, wie zum Beispiel die durchwachsende Silphie, könnte die CO₂-Bilanz wesentlich verbessern, die Nutzung von Biodiesel oder Methan als Kraftstoffeinsatz sie sogar ausgleichen.

¹⁰⁹ Dreifache von Investitionskosten von https://www.carmen-ev.de/files/festbrennstoffe/merkblatt_Nahwaermenetz_carmen_ev.pdf

¹¹⁰ 4 € höherer Verkaufserlös durch trockene Hackschnitzel <https://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/hackschnitzel>

¹¹¹ Erfahrene Biogas-Anlagenbauer aus Bayern: Snow Leopard Projekts GmbH, Geissberger Gesellschaft für Energieoptimierung mbH

¹¹² Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe e.V.; <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/>

¹¹³ Umweltpakt Bayern; https://www.umweltpakt.bayern.de/energie_klima/fachwissen/217/berechnung-co2-emissionen

13.5.2.3 PV-Freiflächenanlage

Der Solarpark soll am Südhang, auf der rekultivierten Fläche der Deponie Sieghart installiert werden. Unter Beachtung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) können Solarparks bis zu einer Größe von 750 kW Leistung ohne die Teilnahme an einer deutschlandweiten Ausschreibung errichtet werden. Entsprechend der Vorstudie zum Solarpark Sieghart¹¹⁴, von Prof. Bücken, ist eine installierte Leistung von 5 MW grundsätzlich möglich, wobei aufgrund der Verschattungen die sinnvoll installierbare Leistung bei 2,5 MW liegen.



Abbildung 201: Solarpark der Erzeugergemeinschaft für Energie in Bayern eG, mit 950 kW Leistung

Für die Bewirtschaftung der Flächen können Schafe zur Beweidung eingesetzt werden. Es besteht zudem die Möglichkeit einer regelmäßigen Mahd und die Verwertung des Schnittguts zur Beschickung der Biogasanlage. Die kaufmännische Betreuung des Solarparks verlangt einen Aufwand in Höhe von durchschnittlich 5 h/ Woche. Zusätzlich nimmt die Grünflächenpflege eine bestimmte Zeit in Anspruch, abhängig des Pflegekonzeptes. Eine sinnvolle Anordnung der Unterkonstruktion sowie die Beweidung der eingezäunten Fläche minimieren den Pflegeaufwand deutlich. Insgesamt ist mit einem Zeitaufwand von maximal 5 h/ Woche zu rechnen. Die Landwirte, die für den Betrieb der Biogasanlage sorgen, könnten dafür geschult werden.

13.5.2.3.1 Energieproduktion und wirtschaftliche Betrachtung

Mit einer installierten Leistung in Höhe von 2,5 MW können, entsprechend der Sonneneinstrahlungswerte am Standort der Deponie Sieghart, mit etwa 1.100 kWh/ kWp¹¹⁵, insgesamt 2.750.000 kWh erzeugt werden. Das entspricht dem Stromverbrauch von etwa 785 Haushalten (Ann. 3.500 kWh/ Jahr).

Die Teilnahme am EEG-Ausschreibungsverfahren für Solarparks über 750 kW ermöglicht grundsätzlich geringere Erträge, als für Solarparks unter dieser Bagatellgrenze. Gemäß der Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur lag das Gebot mit dem höchsten Zuschlagswert im Februar 2018 bei 4,33 Ct/ kWh. Solarparks bis maximal 750 kWp werden aktuell mit 8,84 Ct/kWh¹¹⁶ vergütet. Aus diesem Grund ist eine Abschnittsweise Fertigstellung in vier Teilabschnitten eine sinnvolle Alternative. Mit jeweils 750 kWp und einer gesamten Anlagenleistung bis 3,0 MWp, in Abhängigkeit der vorhandenen Flächen am Standort, könnte der Solarpark realisiert werden.

Zu beachten ist, dass gemäß § 24, Abs. 2 des EEG innerhalb von 2 Jahren keine Erweiterung der Anlage erfolgen darf, da sich diese in einem direkten räumlichen Zusammenhang mit der ersten 750 kW-Anlage befindet. Somit müsste die Neuanlage zu dieser ersten Anlagenleistung addiert werden, wodurch die 750 kW-Grenze für die Befreiung einer Ausschreibung wegfallen würde. Innerhalb von 24 Monaten dürfen Erweiterungen demnach zwar stattfinden, diese Anlagenleistung muss dann jedoch zwingend am Ausschreibungsverfahren teilnehmen. Die Errich-

¹¹⁴ PV-Anlage auf der Deponie Sieghart – Ergebnisse einer Vorstudie; Prof. Dr. Bücken, HS Rosenheim, 2017

¹¹⁵ Werte solarer Einstrahlung, Energieatlas Bayern: https://www.energieatlas.bayern.de/thema_sonne/photovoltaik/potenzial.html

¹¹⁶ Aktuelle Vergütungen für PV-Anlagen, Ifl: <https://www.ifl.bayern.de/iba/energie/161645/index.php>

tung eines Solarparks in vier Teilabschnitten und außerhalb der EEG-Ausschreibungsverordnung würde demnach acht Jahre dauern, alternativ könnte eine größere Anlage im EEG-Ausschreibungsverfahren in einem Zug errichtet werden.

Kalender- jahr	Betriebs- jahr	Einnahmen	Ausgaben**	Liquide Ergebnisse	Kumulierte liquide Ergebnisse	Restschuld	Abschreibungen	Ergebnis vor Steuern	Kumul. Ergebnis vor Steuern
2020	1	71.148	27.555	43.593	43.593	627.750	31.388	12.206	12.206
2021	2	71.006	97.530	-26.524	17.069	558.000	31.388	11.838	24.044
2022	3	70.863	96.363	-25.500	-8.431	488.250	31.388	12.863	36.906
2023	4	70.721	95.200	-24.479	-32.910	418.500	31.388	13.883	50.790
2024	5	70.579	94.040	-23.462	-56.372	348.750	31.388	14.901	65.690
2025	6	70.437	92.884	-22.448	-78.820	279.000	31.388	15.915	81.605
2026	7	70.294	91.732	-21.437	-100.257	209.250	31.388	16.925	98.530
2027	8	70.152	90.583	-20.431	-120.688	139.500	31.388	17.932	116.462
2028	9	70.010	89.437	-19.428	-140.116	69.750	31.388	18.935	135.397
2029	10	69.867	88.296	-18.429	-158.544	0	31.388	19.934	155.331
2030	11	69.725	17.408	52.317	-106.228	0	31.388	20.929	176.260
2031	12	69.583	17.669	51.913	-54.314	0	31.388	20.526	196.786
2032	13	69.440	17.934	51.506	-2.808	0	31.388	20.119	216.905
2033	14	69.298	18.203	51.095	48.287	0	31.388	19.707	236.612
2034	15	69.156	18.476	50.679	98.966	0	31.388	19.292	255.904
2035	16	69.014	18.717	50.297	149.263	0	31.388	18.909	274.813
2036	17	68.871	18.997	49.874	199.137	0	31.388	18.486	293.300
2037	18	68.729	19.282	49.447	248.584	0	31.388	18.059	311.359
2038	19	68.587	19.572	49.015	297.599	0	31.388	17.628	328.987
2039	20	68.444	19.865	48.579	346.178	0	31.388	17.192	346.178

Abbildung 202: Cash-Flow Prognose, Solarpark 750 kWp, Startjahr 2020, Ausgaben** inkl. Rückzahlungen

Aufgrund des aktuell sehr niedrigen Zinsniveaus und weil eine Beteiligung einer möglichen Bürgerenergiegenossenschaft sowie deren Anteilshöhe noch nicht feststehen, wird in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von einer 100 %-Finanzierung ausgegangen, mit einer Verzinsung von 2,00 % p.a. und einer Laufzeit von 10 Jahren. Für einen Solarpark mit 750 kWp kann dementsprechend ein positives Ergebnis vor Steuern in Höhe von etwa 346.178 € für die Betriebsdauer von 20 Jahren erwartet werden.

13.5.2.3.2 CO₂-Bilanz

Im Rahmen der CO₂-Bilanzierung von Solarparks müssen einige verschiedene technische Komponenten bewertet werden. Dazu zählen das PV-Modul, bestehend aus Glasfront, Siliziumzellen und Aluminiumrahmen, aber auch die CO₂-Emission der Stromproduktion im Herstellungsland sowie die Transportwege und Arbeiten für die Installation, inklusive Netzanschluss.

Bei einer angenommenen CO₂-Emission polykristalliner PV-Module in Höhe von 50 g/ kWh und einem Anteil der Module am gesamten Solarpark von 94 %, ergibt sich eine CO₂-Emission von etwa 53 g CO₂/ kWh. Der bundesdeutsche Strommix verursachte im Jahr 2016 Treibhausgasemission in Höhe von 471 g CO₂/ kWh. Demnach werden pro 750 kWp und Jahr, mit einem Ertrag von 825 MWh, etwa 345 t CO₂ durch einen Solarpark in Sieghart eingespart.

Entwicklung der Treibhausgasemissionen von PV-Strom seit 2005

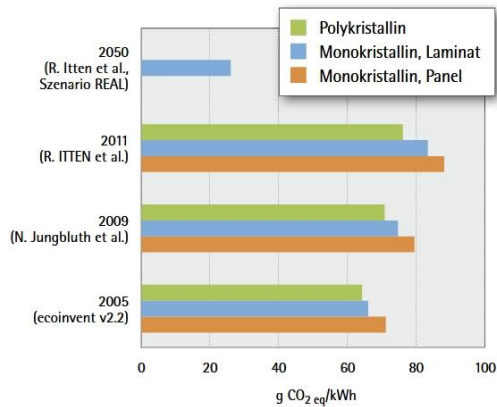


Abbildung 203: CO₂-Emissionen im Bereich der PV; R. Itten et al., 2014

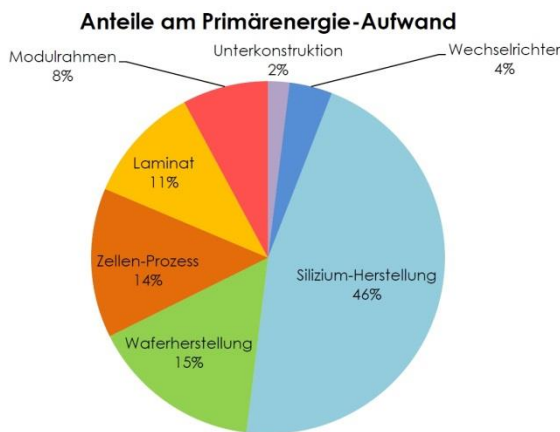


Abbildung 204: Anteile am Primärenergieaufwand, 2014; Lehrbuch Photovoltaik

13.5.3 Gemeinde Babensham

13.5.3.1 Planungsgebiet

In der Gemeinde Babensham umfasst das Planungsgebiet den Rieder Berg, gegenüber der Deponie Sieghart, am rechten Innufer. Mit einer Höhenlage zwischen 500 - 529 m ü. NN. und den vorhandenen Vorrang-Gebieten zur Windkraftnutzung scheint der Rieder Berg für die Windkraft und die Installation eines unterirdischen Speicherkraftwerks geeignet. Die Netzeinspeisung erfolgt in die unmittelbar in der Nähe verlaufenden 110 kV-Leitung und ist somit kostengünstig zu realisieren. Eine entsprechende Einspeiseanfrage ist beim zuständigen Netzbetreiber zu stellen.

Windkraft



Abbildung 205: Windrad auf dem Rieder Berg, gegenüber der Deponie Sieghart, mit Blickrichtung aus Wies



Abbildung 206: Windrad auf dem Rieder Berg als Simulation (Bild unten), Blickrichtung aus Wies

13.5.3.2 Windkraft

Am Rieder Berg befinden sich zwei Windvorranggebiete, das VRG 27 und das VRG 29. Es wird angenommen, dass dort zwei Windkraftanlagen (WKA) mit jeweils 3,5 MW Leistung installiert werden können. Zudem besteht noch die Möglichkeit der Erweiterung des Windparks mit dem VRG 33.

Windkraft

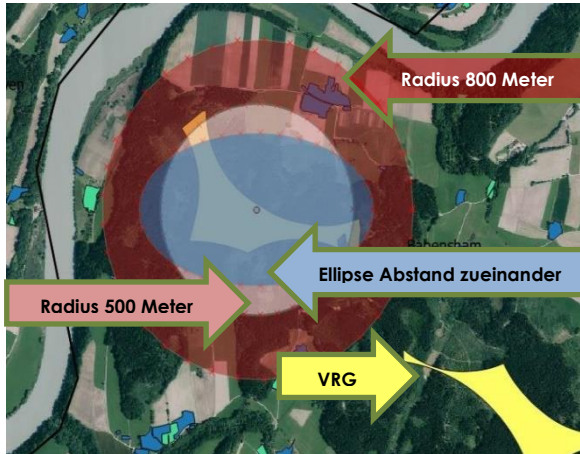


Abbildung 207: VRG 27, Rieder Berg

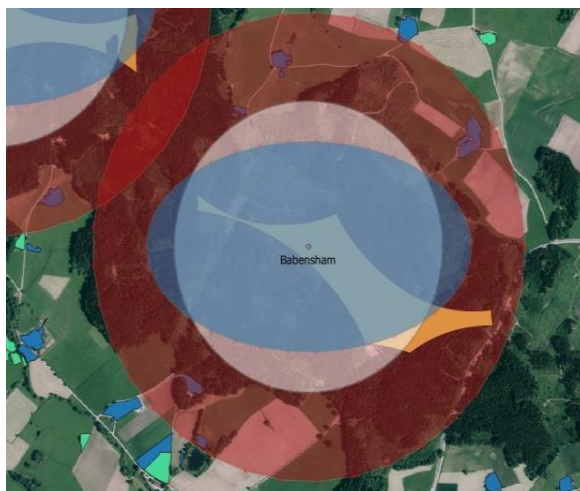


Abbildung 208: VRG 29, Rieder Berg

Gemäß des Deutschen Wetter Dienstes sind durchschnittliche Windgeschwindigkeiten zwischen 5,00 m/s (VRG 27) und 5,25 m/s (VRG 29) zu erwarten.

Ein Vollwartungsvertrag sorgt für einen reibungslosen Betrieb von WKA, die technische Betriebsführung wird über ein Online-Portal erledigt, die Aufwand für die kaufmännische Betriebsführung liegt ähnlich wie bei einem Solarpark, bei wenigen Stunden pro Woche und kann von einem geschulten Landwirt aus der Umgebung erledigt oder an ein externes Unternehmen ausgliedert werden.

13.5.3.2.1 Energieproduktion und wirtschaftliche Betrachtung

Der durchschnittliche Ertrag eines Windrades kann mit 1.850 Volllaststunden¹¹⁷ angenommen werden und liegt somit für zwei Windräder bei 12.950.000 kWh. Seriöse Aussagen zur Stromproduktion und damit zur Wirtschaftlichkeit der beiden WKA können aufgrund fehlender Winddaten nicht getroffen werden. Die Bewertung der Rentabilität mit Annahmen zu den Windgeschwindigkeiten liefern wenige Erkenntnisse für eine wirtschaftliche Bewertung und könnten das Projekt bereits im Vorfeld unbegründet gefährden.

Weitere Faktoren, die für eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit relevant sind und deren Daten nicht vorliegen:

- Anschaffungs- und Errichtungskosten (Installation, Netzanschluss)
- Laufende Betriebskosten
- Eigenkapitalanteil und gewünschte Rendite
- Fremdkapitalanteil, entsprechende Bankkonditionen und Laufzeit
- Inbetriebnahme-Zeitpunkt und Einnahmen aus EEG-Vergütung, Abschaltungen (Fledermäuse)

Bei der Ausschreibung wird der Gebotswert auf einen Referenzstandort (100 % Standort) abgegeben, der aktuell mit einer Windgeschwindigkeit von 6,45 m/ s auf einer Höhe von 100 Metern definiert wird. Anhand dieser Gebotspreise (ct/ kWh) erfolgt die Auswahl der günstigsten Bieter. Zur Bestimmung der tatsächlichen Vergütungshöhe für die einzelnen Gebote werden diese mit einem standortabhängigen Korrekturfaktor multipliziert. Liegt in Schwachwindgebieten die Standortqualität unter 100 %, dann wird der Gebotswert erhöht und die EEG-Vergütung steigt. Die Standorteinstufung erfolgt dabei auf Basis eines Windgutachtens und muss zur EEG-Ausschreibung vorgelegt werden. Eine regelmäßige Überprüfung der Energieerträge, nach 5, 10 und 15 Jahren, muss die Standortqualität bestätigen, ansonsten wird der Korrekturfaktor angepasst und es erfolgt eine Rückerstattung oder Nachzahlung.

Eine besondere Regelung für Bürgerprojekte ermöglicht die Teilnahme an EEG-Ausschreibungen, lediglich mit einem Windgutachten und ohne eine ansonsten notwendige Genehmigung nach dem Bundes Immissionsschutz Gesetz (BImSchG). Außerdem muss bei der Gebotsabgabe von Bürgerwindprojekten lediglich eine reduzierte Sicherheitsleistung von 15 €/ kWh hinterlegt werden. Darüber hinaus liegt der anzulegende Wert bei Bürgerprojekten auf Höhe des Preises des letzten noch bezuschlagten Gebots (**uniform pricing**). Bürgerwindparks erhalten also bei erfolgreichem Zuschlag in jedem Fall den **höchsten Preis** aus der jeweiligen Ausschreibungsrunde.

Allgemein wird angenommen, dass aufgrund des schwachen Windaufkommens und der sehr geringen EEG-Vergütung WKA in Bayern aktuell nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Trotzdem werden auch im südlichen Bayern nach wie vor WKA's errichtet¹¹⁸. Anlagen die vor dem 01.01.2017 eine Genehmigung nach dem BImSchG erhalten haben und vor dem 01.01.2019 in Betrieb genommen werden, sind von der Ausschreibungsfrist noch befreit. Dies erklärt die relativ hohe Anzahl von Bauanträgen im dritten Quartal 2016 und die anschließende Flaute, mit nur vier Bauanträgen für 2017¹¹⁹.

¹¹⁷ Werte zum Windenergieertrag; REKSÖB Zwischenbericht

¹¹⁸ Neue Windkraftanlagen in Südbayern in Hohenthann (84098), Postau (84103), Landshut, Freising, Ebersberg, Starnberg

¹¹⁹ BR Mediathek, 26.02.2018: <https://www.br.de/nachrichten/fast-keine-neuen-windkraftanlagen-mehr-in-bayern-100.html>

Windkraft

Eine belastbare und für ein Windgutachten notwendige Windmessung erfolgt über einen Zeitraum von mindestens einem Jahr und kostet etwa 75.000 €. Aus diesem Grund wäre der Start einer Windmessung in naher Zukunft ratsam, falls aufgrund von politischen Entscheidungen in Zukunft der Windkraft wieder mehr Gewicht beigemessen wird, die sie aufgrund der Klimaschutz- und Energieversorgungsziele haben muss.

Entsprechend der Ergebnisse der zweiten Ausschreibung für Windenergie an Land lag der höchste noch bezuschlagte Gebotswert bei 4,29 Ct/ kWh¹²⁰. Bei einem maximalen Korrekturfaktor von 1,29 liegt die EEG-Vergütung somit in besonders windschwachen Regionen bei 5,53 Ct/ kWh.

Mit einer EEG-Vergütung von 5,53 Ct/ kWh und einem Ertrag mit 7.000 MWh/a, bei einer Darlehenslaufzeit von 16 Jahren, mit 2 % Verzinsung und Gesamtkosten pro WKA von rund 4,5 Mio. Euro, entsprechend Abbildung 16, würde sich bei einem WKA (Vestas V126, 3,5 MW) ein geringer positiver Cash-Flow über 250.000 € ergeben. Voraussetzung dafür ist allerdings die Installation von 2 WKA und die damit verbundene Halbierung der Investitionsnebenkosten, von 900.000 € auf 450.000 €.

Diese Parameter sollen als Grundlage für weitere Berechnungen dienen.

Im Vergleich dazu würde eine Reduzierung auf 1.850 Volllaststunden einen Ertrag von 6.475 MWh/a und einen negativen Cashflow pro Windrad mit -175.000 € ergeben, eine Erhöhung auf 2.150 Volllaststunden einen Ertrag von 7.525 MWh/a und einen positiven Cashflow pro Windrad mit 665.000 €.

Die Installation eines alleinstehenden Windrades, mit Investitionsnebenkosten in Höhe von 900.000 € ergibt bei 2.000 Volllaststunden einen negativen Cashflow mit -162.000 €.

Es kann als Resultat festgehalten werden, dass für die Realisierung der Windkraft im Projekt Inn-Tec die Installation von zwei WKA, mit 2.000 Volllaststunden notwendig sind.

Gesamtkosten:		Finanzierung:	
Investitionskosten:	4.132.000 €	Eigenmittel: (30%)	1.378.148 €
Investitionsnebenkosten:	461.826 €	Darlehen 1: (35%)	1.607.839 €
Summe:	4.593.826 €	Darlehen 2: (35%)	1.607.839 €
		Summe:	4.593.826 €
Investitionskosten je kWh:	0,656 €/kWh	Zinsen Darlehen 1 (anfänglich):	2,00%
Kosten je WEA:	4.132.000 €	Zinsen Darlehen 2 (anfänglich):	2,00%
Kosten je KW/WEA:	1.181 €		

Abbildung 209: Kostenbetrachtung WKA Rieder Berg, unter Annahmen

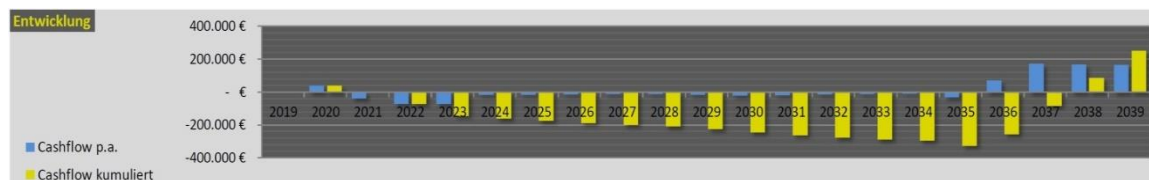


Abbildung 210: Cash-Flow WKA Rieder Berg, unter Annahmen

¹²⁰ Bundesnetzagentur; Ergebnisse der zweiten Ausschreibung für Wind an Land



INSTITUT FÜR
SYSTEMISCHE ENERGIEBERATUNG



Hochschule **Rosenheim**
University of Applied Sciences



team für technik



Windkraft

Die Vergleichsrechnungen zeigen, dass wesentliche Parameter für eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung im Vorfeld ermittelt und definiert werden müssen. Dazu zählen neben den Windverhältnissen (Windhöufigkeit, Volllaststunden), der Anlagentyp (Investitionskosten, Ertrag) und die Anlagenanzahl, aber vor allem auch die in per Ausschreibung ermittelte EEG-Vergütungshöhe und die Darlehenskonditionen.

13.5.3.2 CO₂-Bilanz

Laut dem Bundesverband für Windenergie (BWE) produziert eine WKA das 40 bis 70 -fache der Energie, die für die Herstellung, den Betrieb und den Abbau benötigt wird¹²¹. In Folge dessen brauchen Anlagen im Binnenland 3 bis 12 Monate und Off-Shore Anlagen lediglich 4 bis 6 Monate, um die Energie zu erzeugen, die bis zur Installation benötigt wurde. Diese große Spanne lässt darauf schließen, dass viele Faktoren die Energiebilanz entscheidend beeinflussen. Dementsprechend müssen für eine authentische CO₂-Bilanzierung relevante Faktoren bekannt sein, wie beispielsweise die Windverhältnisse.

13.5.3.3 Gravity Power

Ein unterirdisches Pumpspeicherkraftwerk, die sogenannte Gravity Power-Anlage (GPA), dient zur Speicherung der durch InnTec erzeugten Strommengen. Darüber hinaus können zusätzliche Strommengen zwischengespeichert werden - abhängig der Dimensionierung der GPA. Ein weiterer Faktor ist die Dauer einer Ausspeisung und damit der Zeitraum einer gesicherten Stromversorgung einer bestimmten Region durch die GPA. Im Vorfeld konkreter Planungen muss dementsprechend der gewünschte Einsatzbereich, in Absprache mit dem örtlichen Netzbetreiber, definiert werden.

Der Energiepark InnTec produziert mit einer installierten Leistung von 10 MW (Solarpark und WKA) jährlich etwa 17.000 MWh Strom. Demnach könnte InnTec den Bürgern der Gemeinden Soyen und Babensham (Stromverbrauch bei 6.100 MWh/a bzw. 7.811 MWh/a), mit 13.911 MWh/a, eine Versorgungssicherheit garantieren und zusätzlich noch 3.090 MWh exportieren. Die Biogasanlage soll bedarfsgerecht eingesetzt werden, beispielsweise entsprechend der Anforderungen zur Netzstabilität, anstatt eines Vollast-Betriebs.

Ein GPA mit einer installierten Leistung von 0,25 MW und 8.000 Zyklen, die mit jeweils 6 h beziffert werden, um die Nachtzeiten überbrücken zu können, würde pro Jahr 12.000 MWh bedarfsgerecht abnehmen und einspeisen. Eine größere GPA reduziert dabei die spezifischen Investitionskosten, erhöht die Rendite und sollte daher angestrebt werden.

13.5.3.3.1 Energiespeicherung und wirtschaftliche Betrachtung

Für eine detaillierte wirtschaftliche Betrachtung fehlen die grundlegenden Parameter, wie die gewünschte installierte Leistung oder die Dauer der garantierten Versorgungssicherheit. Vorab muss geklärt werden, ob eine GPA die überschüssig produzierten Strommengen aus InnTec, als minimale Anlagengröße (etwa 250 kW), speichern soll. Alternativ könnte mit einer maximalen Ausbaustufe als großes Speicherkraftwerk die Versorgungssicherheit einer größeren Region gewährleistet werden, mit Anlagengrößen zwischen 50 MW - 500 MW.

In der am 02.03.2017 vorgestellten „dena-Netzflexstudie“ untersucht die Deutsche Energie-Agentur (dena) die Notwendigkeit und den wirtschaftlichen Nutzen multifunktionaler Strom-Speicher. Sie schaffen Flexibilität auf mehreren Ebenen und entlasten das Netz, da die Speicherung Stromeinspeise- und Verbrauchsspitzen vermeidet. Die Betrachtung klassischer Stromspeicher

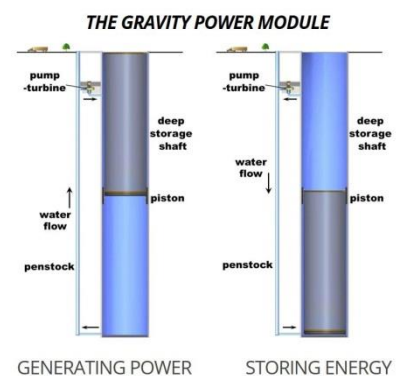


Abbildung 211: Funktionsprinzip eines GPS; Gravity Power

¹²¹ BWE; https://www.wind-energie.de/sites/default/files/app_wind_bewegt/index.html#/reasons/2

wird durch die Berücksichtigung weiterer Maßnahmen, wie z.B. den Einsatz von Lastmanagement und Elektromobilität, ergänzt. Insgesamt wird deutlich, dass in Zukunft erhebliche Speicherkapazitäten für eine effiziente, kostenoptimierte und vollständige Integration der erneuerbaren Energien zur Verfügung stehen müssen. Aufgrund der nahezu unbegrenzt möglichen Lade- und Entladezyklen kann die GPA eine regenerative Energieproduktion optimal ergänzen.

Laut der Angaben von Gravity Power AG belaufen sich die Investitionskosten auf etwa 1.200 - 1.700 €/ kWp. Die Installation eines 0,25 MW Speicherkraftwerks würde sich somit vorsichtig geschätzt auf etwa 500.000 € belaufen. Die Kalkulation eines 50 MW Speichers wurde auf Basis vorsichtiger Schätzungen und mit Werten aus dem Intraday-Handel angegeben. Allerdings ist das Marktumfeld für GPA regulatorisch noch nicht hinreichend definiert und eine politische Unterstützung könnte die Wirtschaftlichkeit noch wesentlich verbessern.

Berechnung für 50 MW Speicher	2016	2022 (expettd)
Investition / Barwert [€]	60.000.000,00	
Zinsen	2,50%	
Annuität (40 a) [€/a]	-2.390.173,99 €	-2.390.173,99 €
Betriebsführung [€/a]	- 300.000,00	- 300.000,00
Jahreskosten [€/a]	- 2.690.173,99	- 2.690.173,99
Ertrag Flex 1 Stunden-Auktion [€/a]	1.718.550,00	1.801.156,50
Ertrag Flex 2 1/4-h Auktion [€/a]	356.348,50	105.382,00
Ertrag Flex 3 Intraday Trade 1 [€/a]	528.201,00	410.626,50
Ertrag Flex 3 Intraday Trade 2 [€/a]	760.886,00	1.335.735,00
Ertrag Flex 3 Intraday Trade 3 [€/a]	293.389,50	399.747,00
Jahres Gesamt Ertrag [€/a]	3.657.375,00	4.052.647,00
spezifischer Ertrag in [€/MW]	73.147,50	81.052,94
Jahresüberschuss [€/a]	967.201,01	1.362.473,01
Kapitalrentabilität	1,612%	2,271%

Abbildung 212: Optimierungspotential der Nutzung eines 50 MW-GPS; Gravity Power AG

13.5.3.3.2 CO₂-Bilanz

Seriöse Aussagen zur CO₂-Bilanz können aufgrund der sich noch in der Entwicklungsphase befindlichen Technologie aktuell nicht getroffen werden. Grundsätzlich sollen jedoch regenerative Energiemengen gespeichert und nicht produziert werden. Die investierte Energie, in Form von CO₂-Emissionen, kann demnach nicht reproduziert werden, wodurch die CO₂-Bilanz im Betrieb auch nicht verringert wird.

13.5.4 Weitere Schritte

Für die weiteren Planungen eines Energieparks InnTec müssen für jede Technologie unterschiedliche Untersuchungen getätigt und Maßnahmen getroffen werden, die bis auf die Windmessung (ca. 75.000 €) kein großes finanzielles Risiko darstellen.

Wichtig ist in einem ersten Schritt ein Treffen mit den Eigentümern der benötigten Flächen, um ihnen das Gesamtkonzept vorzustellen und ihre grundsätzliche Einstellung zu erfahren. Im Falle einer positiven Einstellung können von Seiten der Gemeinden die Grundstücksflächen mit einem Optionsvertrag gesichert werden. Im Anschluss daran sind weitere Untersuchungen hinsichtlich artenschutzrechtlicher Bestimmungen, einer wirtschaftlichen Auslegung des Energieparks notwendig und den Gemeindebürgern mit einem Gesamtkonzept vorzustellen.

Eine kostenlose Netzeinspeise-Anfrage beim zuständigen Netzbetreiber klärt auf mit welcher Anlagenleistung kalkuliert werden kann. Parallel dazu sollte die Windmessung über ein Jahr beginnen. Anschließend kann aufgrund der Ertragswerte und einer vorsichtigen Schätzung der Inbetriebnahmen der einzelnen Erzeugungsarten eine Wirtschaftlichkeitsberechnung getätigt werden.

Für eine maximale Akzeptanz in der Bevölkerung kann ein genossenschaftliches Betreibermodell sorgen. Aus diesem Grund ist zu überlegen, ob bereits Bürgerenergiegenossenschaften in der Region vorhanden oder diese noch zu gründen sind. Zusätzlich könnten sich auch Kommunen an der Betreibergesellschaft beteiligen und damit negative Zinsen im aktuellen Finanzmarkt vermeiden. Sobald ein Betreibermodell feststeht, kann mit der Genehmigungsplanung begonnen werden.

Es ist zu empfehlen, dass sich die beiden beteiligten Gemeinden die Kosten für die einzelnen Ertragsprognosen und Wirtschaftlichkeitsberechnungen teilen, ebenso für die Genehmigungsplanungen und die artenschutzrechtlichen Studien. Dadurch haben beide Kommunen einen geringeren finanziellen Aufwand (etwa 50.000 €) und die Projektrechte bleiben in eigenen Händen.

Wichtig ist eine entsprechende Öffentlichkeitsarbeit, um die Bevölkerung für das Projekt zu gewinnen. Im Rahmen der Energiebildung sollte auf die Relevanz einer sicheren regionalen und regenerativen Stromversorgung hingewiesen und deren Vorteile vorgestellt werden, auch im Hinblick auf die stark gefährdeten Energiewende- und Klimaschutzziele.

Argumente gegen ein Projekt InnTec können dadurch entkräftet werden, dass für eine möglichst optimale ökologische Integration gesorgt und der Strom über diesen Energiepark umwelt-schonend und kostengünstig der Bevölkerung aus der Region zur Verfügung gestellt wird.

13.5.5 Fazit

Aufgrund der notwendigen Dekarbonisierung, der Ziele hinsichtlich einer nachhaltigen Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien und des Rückbaus fossiler Kraftwerkskapazitäten (Atom- und Kohlekraftwerke) ist der weitere Ausbau von Biogas-, Photovoltaik- und Windkraftanlagen dringend notwendig, um weiterhin die Energieversorgung zu gewährleisten. Mit dem weiteren Ausbau fluktuierender Erzeugungsleistung verbunden ist ein steigender Bedarf an Stromspeichern, wie den Pumpspeicherkraftwerken, um die sichere Energieversorgung zu jeder Zeit zu gewährleisten.

Die planerischen Voraussetzungen für das Projekt InnTec sind vorhanden. Demnach ist ein entsprechendes Kombikraftwerk nur aus zwei Gründen gefährdet, einer mangelnden Wirtschaftlichkeit und dem Widerstand aus der Bevölkerung. Es ist jedoch davon auszugehen, dass der Bedarf an regenerativen Energien und Speicherkraftwerken steigen wird, wodurch das gesamte Projekt finanziell zunehmend interessanter werden kann. Das Projekt sollte darum weiter verfolgt und durchaus vorerst mit Teilprojekten begonnen werden, sofern eine zuvor definierte Wirtschaftlichkeit gegeben ist.

Aufgrund von zinsschwachen Zeiten ist ein Investment in regionale und regenerative Energien zusätzlich zu empfehlen.

Als Leuchtturmprojekt eines regenerativen Kombikraftwerks kann das Projekt InnTec über die Planungsregion 18 hinaus zur Nachahmung animieren.

Bewertung des Energieparks InnTec, zur Sicherung der regionalen Stromversorgung 1			
Flächenbedarf	2	Regionale Wertschöpfung	1
Technische Ausgewogenheit	1	Wettbewerbsfähigkeit	3
Umweltverträglichkeit	2	Landschaft und Lebensqualität	2
Versorgungssicherheit	1	Bürgerakzeptanz	2
Kosten	4		

13.5.6 Erläuterung zur Bewertung des Modellprojektes

Die Bewertung erfolgt auf einer Skala von 1 bis 6, wobei entsprechend des Schulnotensystems eine 1 die beste Bewertung hat.

Flächenbedarf:

Der Flächenbedarf für den Solarpark beschränkt sich auf eine ehemalige Mülldeponie. Die Flächennutzung für den Substratanbau der Biogasanlage kann ökologisch nachhaltig erfolgen. Das Betriebsgelände wird auf der ehemaligen Mülldeponie errichtet.

Die Errichtung des Windparks benötigt Zufahrtswege und eine Baustellenfläche zur Errichtung der Windräder, wodurch eine begrenzte Anzahl an Bäumen am Rieder Berg gefällt werden muss. Diese Flächen können anschließend größtenteils wieder aufgeforstet werden. Die Errichtung der GPA benötigt ebenfalls Zufahrtswege und eine Baustellenfläche. Im Vergleich zu einem oberirdischen Pumpspeicherkraftwerk sind die negativen Folgen jedoch minimal.

Technische Ausgewogenheit:

Das Modellprojekt kombiniert alle vorhandenen technischen Möglichkeiten einer regionalen Versorgung auf Basis erneuerbarer Energien. Darüber wird es sich mit Hilfe der Digitalisierung intelligent an die Versorgung der Bevölkerung anpassen und zur Netzstabilität beitragen.

Umweltverträglichkeit:

Die Vorgaben des Umweltschutzes müssen eingehalten werden. Darüber hinaus soll auf den benötigten Flächen eine ökologische Aufwertung erfolgen. Die CO₂-Emissionen sind nach wenigen Jahren eingespart, anschließend wird die Energie klimaneutral produziert.

Versorgungssicherheit:

InnTec kann einen wesentlichen Beitrag zur Strom-Versorgungssicherheit der Planungsregion 18 leisten.

Kosten:

Eine seriöse Aussage zur Wirtschaftlichkeit kann aktuell nicht gegeben werden. Lediglich für die Realisierung des Solarparks ist das annähernd möglich, nicht jedoch für den gesamten Energiepark, da dazu eine Vielzahl an wesentlichen Faktoren unbekannt ist. Grundsätzlich wird von einem regenerativen Kombikraftwerk jedoch die kostengünstigste Energieversorgung einer Region erwartet. Entsprechende energiepolitische Weichenstellungen sind dafür aber notwendig.

Regionale Wertschöpfung:

InnTec leistet einen Zugewinn an Wirtschaftsleistung in Hinblick auf einen verminderten Abfluss von Finanzmitteln zur Energiebeschaffung und einer lukrativen Investitionsmöglichkeit für die Bevölkerung.

Wettbewerbsfähigkeit:

Eine seriöse Aussage zur Wettbewerbsfähigkeit eines entsprechenden Kombikraftwerks kann aktuell nicht gegeben werden. Eine Zunahme an erneuerbaren Energien, steigende Strompreise sowie zukünftige Entwicklungen im Bereich der Flexibilisierung und Digitalisierung des Strommarktes erlauben diesbezüglich jedoch optimistische Ausblicke. Entsprechende energiepolitische Weichenstellungen sind zudem notwendig.

Landschaft und Lebensqualität:

In Bewertung des Einflusses des Modellprojektes auf die Natur sowie das Leben der Menschen in den betroffenen Gebieten können keine wesentlichen Nachteile festgestellt werden. Optische Eindrücke können in den ersten Jahren nach der Umsetzung als negativ aufgenommen werden, allerdings nur aufgrund der WKA. Rückmeldungen von Anwohnern an bestehenden WKAs zeigen jedoch, dass diese subjektiven Eindrücke mit der Zeit abschwächen und durchaus auch eine Identifikation mit InnTec aus der Bevölkerung eintreten kann.

Bürgerakzeptanz:

Die Notwendigkeit der Energiewende ist unbestritten und von der Mehrzahl der Bürger gewünscht. Die Steigerung der Energieunabhängigkeit und der regionalen Wertschöpfung kann für eine hohe Bürgerakzeptanz sorgen. Eine finanzielle Beteiligungsmöglichkeit für die Bürger der Region sowie die ökologische und soziale Integration der Energiewende ermöglichen sogar eine Identifikation mit InnTec.



INSTITUT FÜR
SYSTEMISCHE ENERGIEBERATUNG



Hochschule **Rosenheim**
University of Applied Sciences



team für technik



LOS 1 Kraft-Wärme-Kopplung

LOS 1 Kraft-Wärme-Kopplung

14 Kurzfassung Kraft-Wärme-Kopplung

14.1 Ausbau und Potenziale Kraft-Wärme-Kopplung

Auf der Basis der in Los 3 (Biomasse/Biogas/Abfall- und Reststoffe) ermittelten Angebotspotenziale für Biogas und feste Biomasse, aufgeteilt nach Waldholz, Kurzumtriebsplantagen (KUP), Grüngut und Altholz wurden die jeweiligen Angebotspotenziale zur Wärme- und Stromerzeugung aus diesen Energieträgern mittels Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ermittelt.

Zusätzlich wurden Nachfragepotenziale kommunaler und gewerblicher Liegenschaften untersucht, um zu ermitteln, wie viel Wärme in den kommunalen Liegenschaften und den energieintensiven Unternehmen verbraucht wird, die sich potenziell aus KWK-Anlagen decken ließe. Dabei wurden ca. 1.000 Liegenschaften bewertet. Das Ergebnis für die kommunalen Liegenschaften der Städte und Gemeinden ist in Abbildung 213 zusammengefasst.

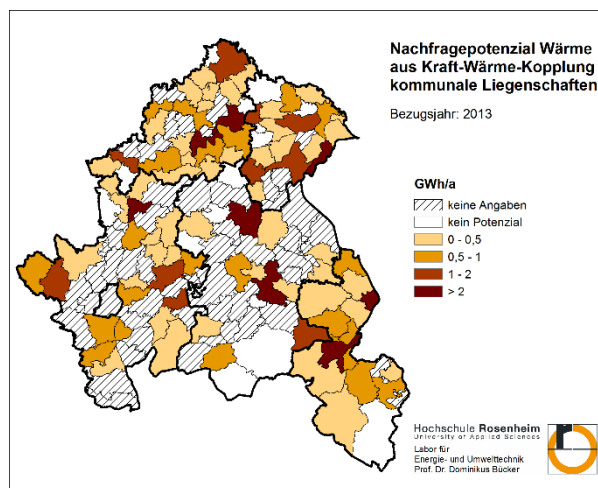


Abbildung 213: Nachfragepotenzial der kommunalen Liegenschaften (Städte und Gemeinden) für Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung

14.2 Beispielprojekte

Es wurden drei Beispielprojekte ausgearbeitet:

1. Auslegung von KWK-Anlagen für Schulen als beispielhafte energieintensive kommunale Liegenschaften
2. Auslegung von KWK-Anlagen für die Versorgung von regionalen Gewerbegebieten
3. Entwicklung eines Tools zur vereinfachten wirtschaftlichen und technischen Betrachtung von KWK-Anlagen

Die Versorgung großer Schulen über BHKWs erweist sich als wirtschaftlich attraktive und relativ leicht umzusetzende Maßnahme zur Senkung der Energiekosten und der CO₂-Emissionen. Die Amortisationszeiten der vier untersuchten Referenzprojekte liegen jeweils im

Kurzfassung Kraft-Wärme-Kopplung

Bereich weniger Jahre und die Projekte sind sofort umsetzbar. Das Konzept ist auf andere Liegenschaften mit vergleichbaren Verbrauchsprofilen übertragbar, wobei aber die richtige Dimensionierung der Anlagen auf die Gegebenheiten vor Ort und die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen entscheidend sind.

Die Versorgung von entstehenden Gewerbegebieten mit BHKWs erweist sich grundsätzlich als eine wirtschaftliche Maßnahme. Aufgrund der sehr individuellen Randbedingungen der Gewerbegebiete ist eine Übertragbarkeit aber nur in geringem Maße gegeben. Außerdem erschwert die große Unsicherheit über die künftigen Wärmebedarfe, gepaart mit der hohen Investition in Erzeugungsanlage und Wärmenetz, die Planbarkeit und damit die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte. Bezüglich des untersuchten Referenzobjektes erscheinen alternative Versorgungskonzepte attraktiver.

Das entwickelte Tool „BHKW-Konzept“ basiert auf Excel und ermöglicht eine vereinfachte, aber aussagekräftige Bewertung der Wirtschaftlichkeit von BHKW-Anlagen zur Versorgung von einzelnen Liegenschaften und Wärmeverbänden (Wärmenetze).

15 Kraft-Wärme-Kopplung

Verantwortlichkeit: Hochschule Rosenheim

15.1 Ausbau und Potenziale Kraft-Wärme-Kopplung

Dieses Arbeitspaket ist in drei Teilziele untergliedert:

15.1.1 Ermittlung des Angebotspotenzials Erneuerbare Energien zur dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung im Bereich von KWK-Anlagen

Auf der Basis der in Los 3 (Biomasse/Biogas/Abfall- und Reststoffe) ermittelten Angebotspotenziale für Biogas und feste Biomasse, aufgeteilt nach Waldholz, Kurzumtriebsplantagen (KUP), Grüngut und Altholz wurden die jeweiligen Angebotspotenziale zur Wärme- und Stromerzeugung aus diesen Energieträgern mittels Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ermittelt. Die Potenziale der tiefen Geothermie, mittels derer ebenfalls gleichzeitig Strom und Wärme erzeugt werden kann, wurde in Absprache mit dem Auftraggeber nicht betrachtet. Diese werden gesondert in Los 4 (Geothermie) ausgewiesen.

Zur Ermittlung der Angebotspotenziale der einzelnen Energieträger wurde wie folgt vorgegangen:

Für Biogas:

Ausgangspunkt sind die folgenden in Los 3 ermittelten Größen:

- Zubaupotenzial thermisch,
- Zubaupotenzial elektrisch.

Diese Werte stellen bereits das Zubaupotenzial KWK dar und können daher direkt übernommen werden.

Für KUP, Waldholz, Grüngut:

Ausgangspunkt für die Berechnungen sind die folgenden in Los 3 ermittelten Größen:

- Gesamtangebotspotenzial „Energie“ (= Aufkommen des Energieträgers in der betrachteten Region, bewertet mit dem unteren Heizwert)

Zusätzlich wurden folgende Merkmale und Verwertungswege für die Energieträger als Referenz festgelegt:

- KUP: Ausgangswassergehalt 50 %, Trocknung auf 8 % mit Energieaufwand von 1,5 kWh/kg Wasser, unterer Heizwert (atro): 5,0 kWh/kg, Verwertung in Vergaser oder ähnlicher Technologie, elektrischer Wirkungsgrad: 23 %, thermischer Wirkungsgrad: 56 %.
- Waldholz: Ausgangswassergehalt 50 %, Trocknung auf 8 % mit Energieaufwand von 1,5 kWh/kg Wasser, unterer Heizwert (atro): 5,1 kWh/kg, Verwertung in Vergaser oder ähnlicher Technologie, elektrischer Wirkungsgrad: 23 %, thermischer Wirkungsgrad: 56 %.

Kraft-Wärme-Kopplung

- Grüngut: Ausgangswassergehalt 45 %, Trocknung auf 8 % mit Energieaufwand von 1,5 kWh/kg Wasser, unterer Heizwert (atro): 5,1 kWh/kg, Verwertung in Vergaser oder ähnlicher Technologie, elektrischer Wirkungsgrad: 23 %, thermischer Wirkungsgrad: 56 %.

Für Altholz:

Ausgangspunkt für die Berechnungen sind die folgenden in Los 3 ermittelten Größen:

- Gesamtangebotspotenzial „Energie“ (= Aufkommen des Energieträgers in der betrachteten Region, bewertet mit dem unteren Heizwert)

Zusätzlich wurden folgende Merkmale und Verwertungswege für Altholz als Referenz festgelegt:

- Verwertung durch Verbrennung ohne vorherige Trocknung, elektrischer Wirkungsgrad: 24 %, thermischer Wirkungsgrad: 56 %.

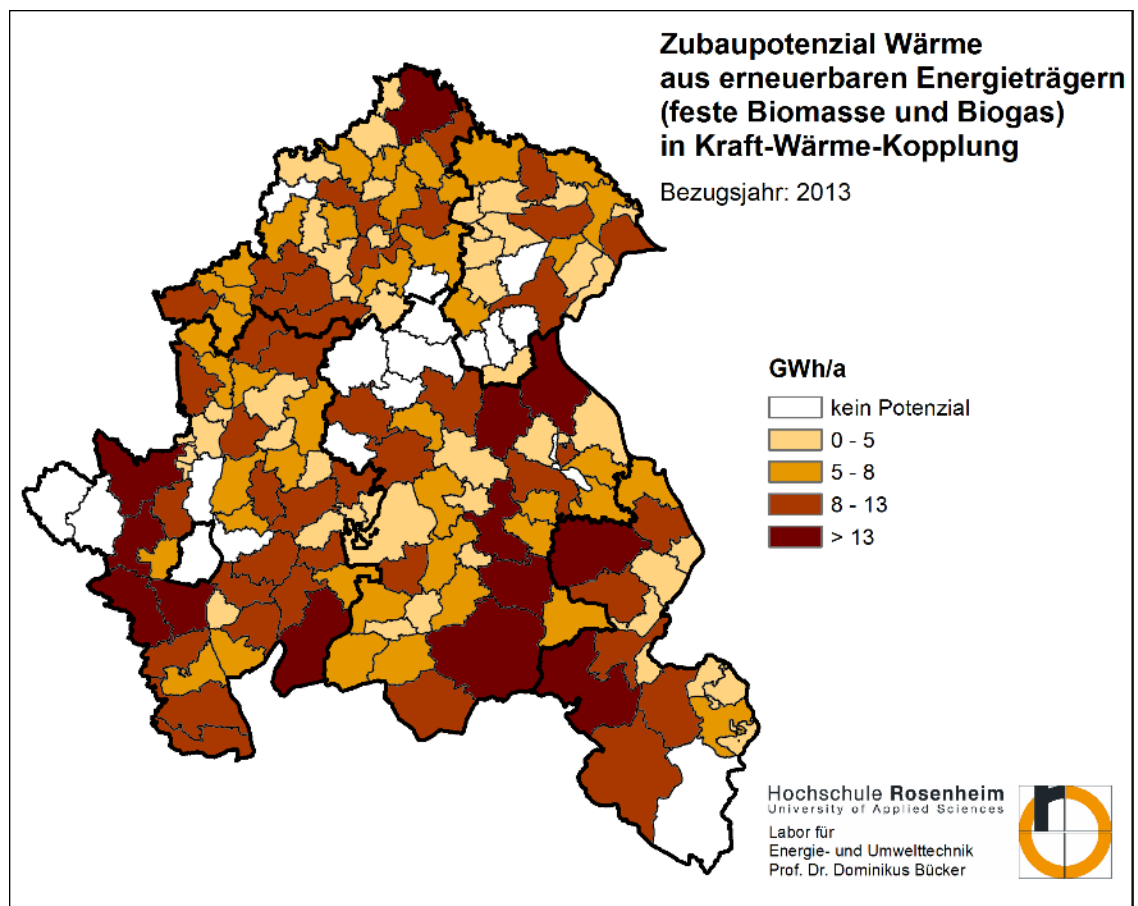


Abbildung 214: Zubaupotenzial Wärme aus erneuerbaren Energieträgern (feste Biomasse und Biogas) in Kraft-Wärme-Kopplung

Das **Gesamtpotenzial feste Biomasse** elektrisch und thermisch wurde dann als Summe aus den einzelnen Gesamtpotenzialen elektrisch und thermisch der oben beschriebenen festen Biomassen (KUP, Waldholz, Grüngut, Altholz) ermittelt.

Das **Zubaupotenzial feste Biomasse** elektrisch und thermisch wurde dann als Differenz zwischen dem Gesamtpotenzial feste Biomasse elektrisch bzw. thermisch und den IST-Werten für Strom- und Wärmeerzeugung aus fester Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung gemäß Mitteilung von Los 3 ermittelt.

Das **Zubaupotenzial Biomasse** elektrisch und thermisch wurde schließlich als Summe der jeweiligen Zubaupotenziale feste Biomasse und Biogas berechnet.

Es ist anzumerken, dass Biomasse, die derzeit rein thermisch verwertet wird (z.B. Hackschnitzelfeuerungen ohne Stromerzeugung, Einzelfeuerstätten), nicht in den gegebenen IST-Werten enthalten ist und somit ebenfalls als Potenzial für die Wärme- und Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung gewertet wird.

Die so ermittelten Zubaupotenziale sind für die einzelnen Kommunen in Abbildung 214 bzw. Abbildung 215 (elektrische Energie) dargestellt.

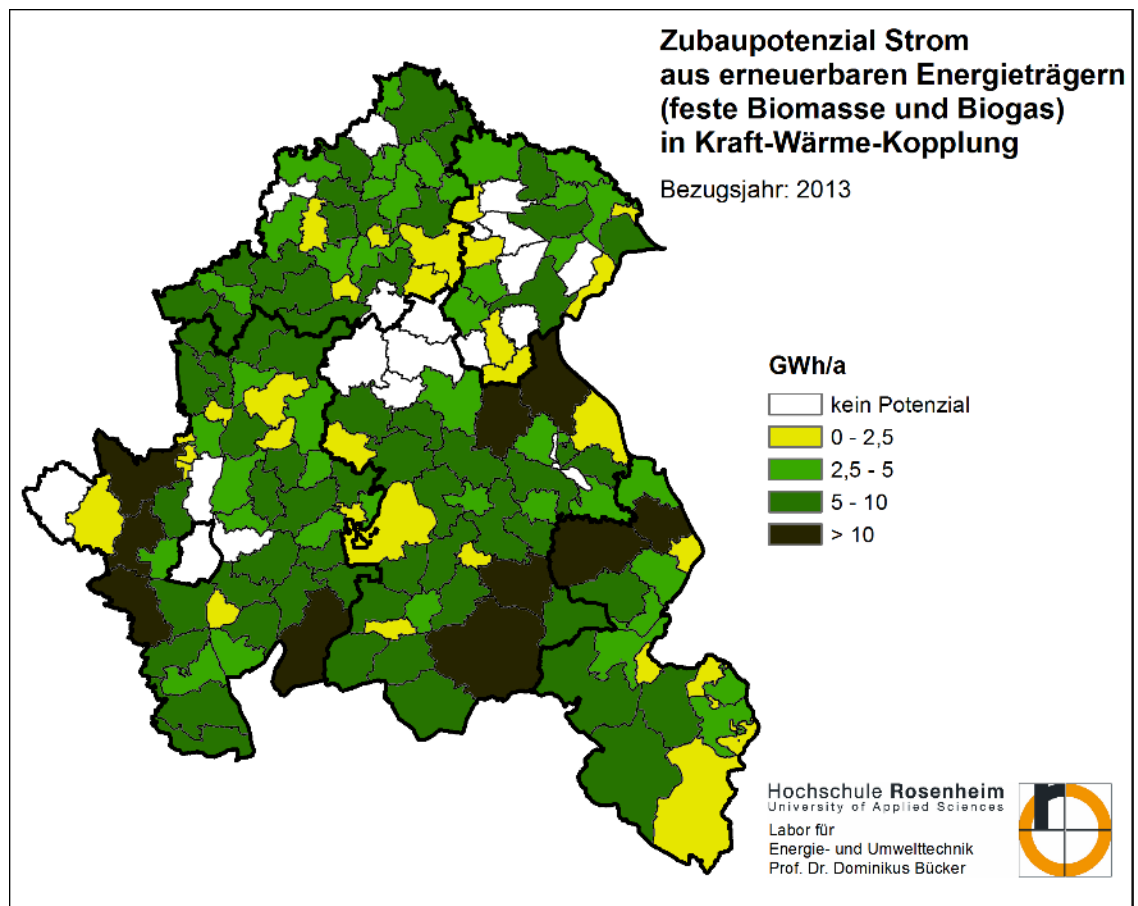


Abbildung 215: Zubaupotenzial elektrische Energie aus erneuerbaren Energieträgern (feste Biomasse und Biogas) in Kraft-Wärme-Kopplung

15.1.2 Ermittlung der Potenziale von KWK-Anlagen im gewerblichen und kommunalen Bereich

Im vorhergehenden Abschnitt wurden die Angebotspotenziale von Energieträgern herangezogen, um daraus potenzielle Strom- und Wärmeerzeugungsmengen in Kraft-Wärme-Kopplung zu ermitteln. Im Gegensatz dazu werden in diesem Abschnitt Nachfragepotenziale untersucht, um zu ermitteln, wie viel Wärme in den kommunalen Liegenschaften und den energieintensiven Unternehmen verbraucht wird, die sich potenziell aus KWK-Anlagen decken ließe. Dazu muss zum einen der Wärmebedarf der untersuchten Liegenschaften bekannt sein und zum anderen muss abgeschätzt werden, welcher Anteil dieses Bedarfs sinnvoll durch eine KWK-Anlage gedeckt werden könnte.

Ist auf diese Weise das Nachfragepotenzial für Wärme aus KWK-Anlagen ermittelt, ergibt sich das zugehörige Stromerzeugungspotenzial hieraus direkt über die Stromkennzahl σ , die das Verhältnis von erzeugter elektrischer Leistung zu erzeugtem Nutzwärmestrom bei einer KWK-Anlage beschreibt. Diese Stromkennzahl ist von Anlage zu Anlage verschieden und variiert auch bei einer einzelnen Anlage mit dem Betriebspunkt. Darüber hinaus ist das Verhältnis bei einigen Anlagentypen auch lastunabhängig einstellbar. Da in den hier betrachteten Anwendungen im Wesentlichen motorische Blockheizkraftwerke (BHKW) zur Anwendung kommen werden, bei denen die Stromkennzahl nicht frei einstellbar ist, wurde eine mittlere Stromkennzahl für Motor-BHKWs durch Auswertung aktueller Marktdaten [ASUE 2014] ermittelt. Der ermittelte Wert beträgt $\sigma = 0,5$. Somit ist das Stromerzeugungspotenzial genau halb so groß wie das durch Kraft-Wärme-Kopplung sinnvoll deckbare Wärmenachfragepotenzial.

Da die erhobenen Daten nicht direkt den Wärmebedarf der Liegenschaft enthalten, sondern zumeist Angaben über die jeweils verbrauchten Energieträger, musste zunächst aus diesen Angaben der Wärmebedarf ermittelt werden. Dabei wurden die in Tabelle 39 angegebenen Umrechnungsfaktoren verwendet. Da keine Angaben über die Wirkungsgrade der verwendeten Kessel bekannt sind, wurde stets ein Wirkungsgrad von 100 % angesetzt. Der hierdurch entstehende Fehler ist gering und zum Zwecke einer Abschätzung des Wärmepotenzials hinzunehmen.

Tabelle 39: Verwendete Umrechnungsfaktoren von Energieträgerverbrauch zu Wärmebedarf. Als Wirkungsgrad sind für alle Kesseltypen 100 % angesetzt worden.

Eingesetzter Energieträger	Angegebene Einheit	Umrechnungsfaktor für den Wärmebedarf	Bemerkung
Erdgas	m _N ³ (Normkubikmeter)	10 kWh/m _N ³	
Erdgas in Kesseln	kWh	0,901	Umrechnung Brennwert in Heizwert, H _i /H _s bei Einsatz in Kesseln
Erdgas in BHKWs	kWh	1	Keine Umrechnung, da bei BHKWs davon ausgegangen wird, dass sich die Angabe auf die gelieferte Wärme bezieht, nicht auf den verbrauchten Brennstoff
Heizöl	l (Liter)	10 kWh/l	
Heizöl	kg	11,8 kWh/kg	
Fernwärme	kWh	1	
Flüssiggas	l (Liter)	6,58 kWh/l	
Flüssiggas	kWh	0,917	Umrechnung Brennwert in Heizwert, H _i /H _s
Hackschnitzel	SRM (Schütt-raummeter)	800 kWh/SRM	Entspricht etwa W40, tatsächlicher Wert hängt vom Wassergehalt ab.
Hackschnitzel	kg	4,3 kWh/kg	Entspricht etwa W40, tatsächlicher Wert hängt vom Wassergehalt ab.
Pellets/Presslinge	kg	4,8 kWh/kg	Norm ISO 17225-2 fordert H _i ≥ 4,6 kWh/kg.

Zur Ermittlung der **Potenziale von KWK-Anlagen im kommunalen Bereich** wurden die ermittelten Daten der kommunalen Liegenschaften ausgewertet. Insgesamt liegen Grunddaten von 2.116 Liegenschaften vor. Nach erster Sichtung konnte 969 dieser Liegenschaften ein thermischer Energiebedarf zugeordnet werden. Für die anderen Liegenschaften lagen keine bzw. keine nachvollziehbaren Daten vor.

Diese 969 Liegenschaften wurden genauer analysiert. Bei den kommunalen Liegenschaften wird Wärme im Wesentlichen für Raumheizung und Warmwasser gebraucht. Grundsätzlich kann in diesen Liegenschaften der gesamte Wärmebedarf durch Kraft-Wärme-Kopplung gedeckt werden. Ob dies sinnvoll möglich ist, wird anhand der folgenden Kriterien beurteilt. Es wurde davon ausgegangen, dass kein sinnvoll hebbares Potenzial für den Zubau einer KWK-Anlage besteht, wenn mindestens eine der folgenden Bedingungen erfüllt ist:

1. die Liegenschaft ist ausgewiesen als sanierungsbedürftig oder der Abriss ist geplant,
2. es wird schon ein BHKW oder eine andere KWK-Anlage eingesetzt,

Kraft-Wärme-Kopplung

3. die Liegenschaft wird schon per Fernwärme versorgt,
4. es werden Holz oder andere nachwachsende Rohstoffe (NaWaRo) zur Wärmeversorgung eingesetzt,
5. es wird eine Grundwasser-Wärmepumpe zur Wärmeversorgung eingesetzt,
6. es handelt sich um eine Liegenschaft auf einem Friedhof oder ein Aussegnungsgebäude,
7. der Wärmebedarf der Liegenschaft liegt unter 20.000 kWh/a.

Ist keine der genannten Bedingungen erfüllt, so wird der gesamte Wärmebedarf der Liegenschaft als Nachfragepotenzial für Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung angesehen.

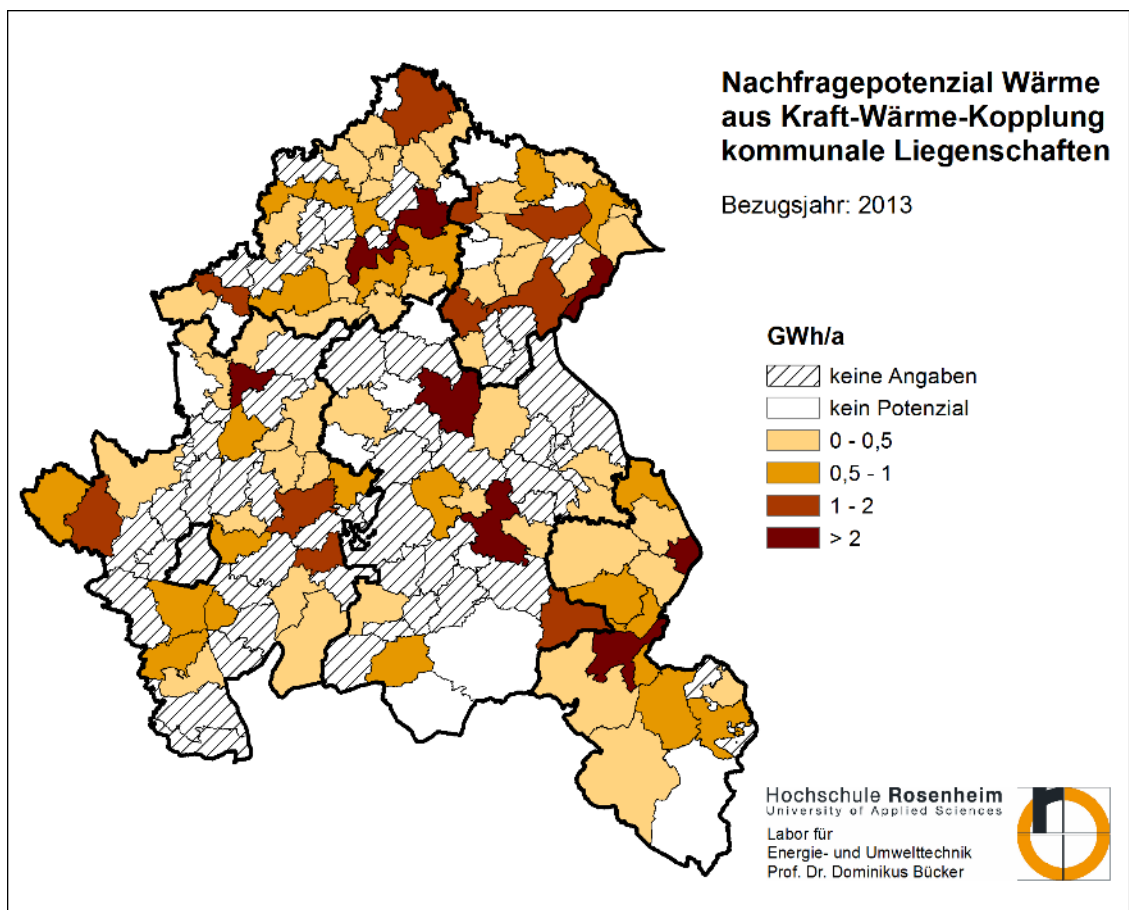


Abbildung 216: Nachfragepotenzial der kommunalen Liegenschaften für Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung

Die so ermittelten Potenziale der einzelnen Liegenschaften wurden für jede Kommune aufsummiert. Da in diesem Bereich überwiegend Motor-BHKW-Anlagen eingesetzt werden, wurde das Potenzial zur Stromerzeugung in KWK mit einer Stromkennzahl von $\sigma = 0,5$ aus dem Wärmebedarf ermittelt. Der Wert der Stromkennzahl wurde als Durchschnittswert aus aktuellen Marktdaten [vgl. ASUE 2014] ermittelt. Abbildung 216 und Abbildung 217 stellen

Kraft-Wärme-Kopplung

das Nachfragepotenzial für Wärme aus KWK bzw. das daraus resultierende Potenzial für die Stromerzeugung aus KWK für die einzelnen Kommunen dar.

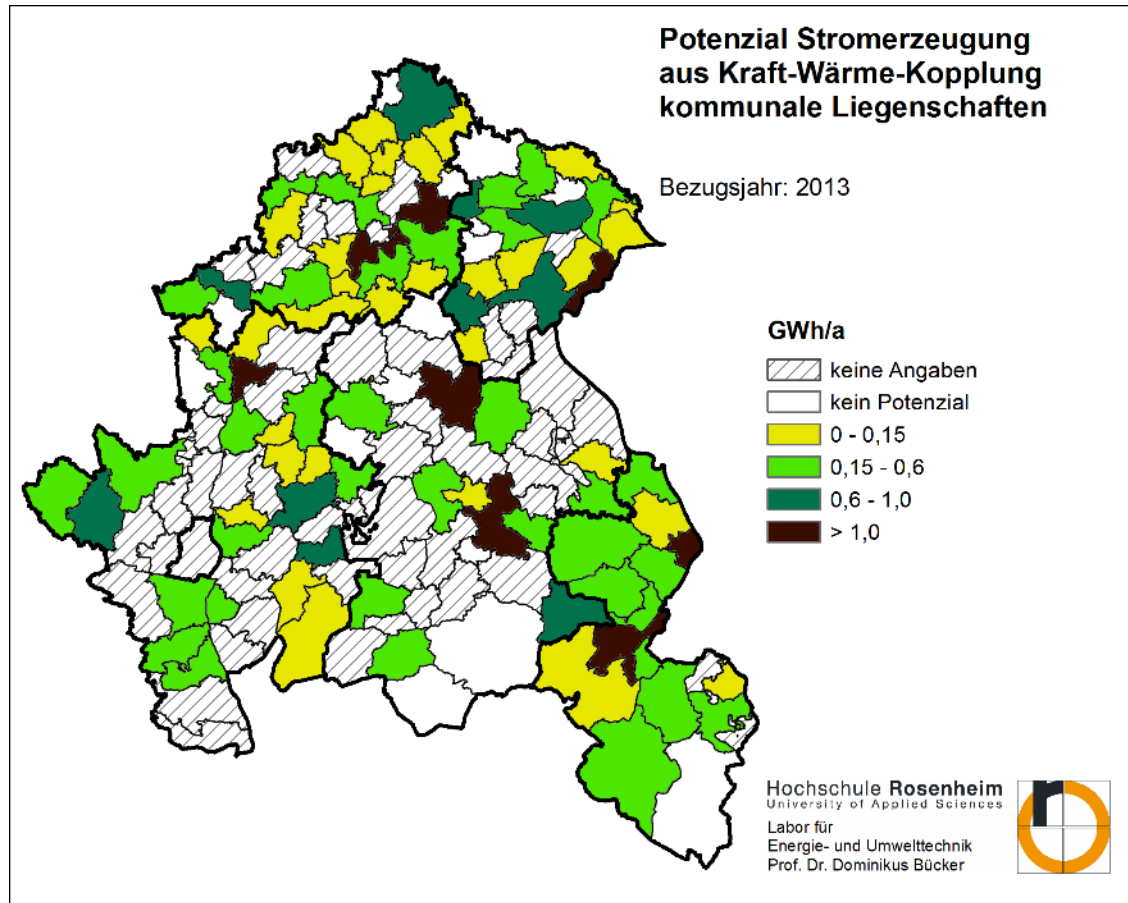


Abbildung 217: Potenzial zur Erzeugung von Strom auf Basis der Nachfragepotenziale für Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung der kommunalen Liegenschaften

Tabelle 40 zeigt die kommunalen Liegenschaften (ohne landkreiseigene Liegenschaften) mit dem größten Nachfragepotenzial für Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung. Eine nähere Untersuchung von Möglichkeiten zur Energieversorgung durch Kraft-Wärme-Kopplung und andere Alternativen erscheint bei allen Liegenschaften, für die ein signifikantes Potenzial ausgewiesen wird, sinnvoll.

Kraft-Wärme-Kopplung

Tabelle 40: Potenziale von KWK-Anlagen in Liegenschaften der Kommunen. Dargestellt sind alle kommunalen Liegenschaften (ohne landkreiseigene Liegenschaften) mit einem Nachfragepotenzial an Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung ab 500 MWh/a.

Kommune	Landkreis	Liegenschaft	Nachfragepotenzial Wärme [MWh/a]
Waldkraiburg	MÜ	Mittelschule Dieselstr.	1.327
Trostberg	TS	Grundschule / Mittelschule Trostberg	1.100 ^{1) 2)}
Bruckmühl	RO	Justus-von-Liebig-Schule Heufeld	1.054
Haag i. OB	MÜ	kath. Kindergarten Berger Str.	1.050
Burgkirchen	AÖ	Schule Holzen	855
Burghausen	AÖ	Johannes-Hess-Schule	672
Neumarkt-St. Veit	MÜ	Grund- und Hauptschule Schulstr.	663 ¹⁾
Gars	MÜ	Hauptschule, Turnhalle, Schwimmbad	650
Neuötting	AÖ	Hauptschule Simbacher Str.	649
Freilassing	BGL	Grundschule Georg-Wrede-Platz	625
Inzell	TS	Kläranlage	615
Freilassing	BGL	Freibad	610
Burgkirchen	AÖ	Schule Gendorf	607
Prien	RO	Grund- und Mittelschule Franziska-Hager-Str.	580 ¹⁾
Garching	AÖ	Mittelschule Irmengardstr.	577
Waldkraiburg	MÜ	Feuerwehr	567
Bad Reichenhall	BGL	Grundschule Heilingbrunnerstr.	566
Bad Endorf	RO	Mittelschule Hans-Kögl-Str.	554 ¹⁾
Töging	AÖ	Comeniuschule	543
Stephanskirchen	RO	Soz. Wohnungsb. Gerhard-Hauptmann-Str.	541
Wasserburg	RO	Mittelschule Klosterweg	533
Traunstein	TS	Franz-von-Kohlbreuner-Schule	523
Schwindegg	MÜ	Schule Schwindegg + Schulsporthalle	500
Kraiburg	MÜ	Schule Jahnstr.	500

¹⁾ Heizungstyp nicht bekannt. Falls Liegenschaft fernwärmeversorgt, mit erneuerbaren Energien versorgt oder bereits über KWK-Anlage versorgt wird, ist kein Potenzial gegeben.

²⁾ Für Grundschule und Mittelschule wurde jeweils der gleiche Wärmebedarf angegeben. Es ist unklar, ob der Bedarf zweimal oder einmal anfällt.

Auch die Liegenschaften der Landkreise wurden erfasst und hinsichtlich des KWK-Potenzials untersucht. Das Vorgehen entsprach dabei dem für die Liegenschaften der Kommunen. Die sich ergebenden Potenziale sind in Tabelle 41 zusammengestellt. Ebenfalls angegeben sind jeweils die drei Liegenschaften mit dem größten Potenzial im Landkreis. Ähnlich wie bei den Liegenschaften der Kommunen in Tabelle 40 haben insbesondere die Schulen großes Nachfragepotenzial. Auch hier erscheint eine nähere Untersuchung von Möglichkeiten zur Energieversorgung durch Kraft-Wärme-Kopplung und anderen Alternativen sinnvoll.

Stets zu beachten ist, dass sich die angegebenen Potenziale gemäß dem oben beschriebenen Vorgehen aus dem Wärmebedarf der Liegenschaften ergeben. Eine Aussage über die wirtschaftliche Machbarkeit einer möglichen Umstellung der Energieversorgung auf Kraft-Wärme-Kopplung ist daraus noch nicht ableitbar.

Kraft-Wärme-Kopplung

Tabelle 41: Potenziale von KWK-Anlagen in Liegenschaften der Landkreise. Angegeben ist jeweils das Gesamtpotenzial für alle Liegenschaften sowie die Einzelwerte der jeweils drei Liegenschaften mit dem größten Nachfragepotenzial.

Landkreis	Liegenschaften mit hohem Potenzial	Nachfragepotenzial Wärme [MWh/a]
Altötting	(alle Liegenschaften)	2.336
	Kurfürst-Maximilian-Gymnasium	815
	Aventinus-Gymnasium	645
	Pestalozzi-Schule	403
Berchtesgaden	(alle Liegenschaften)	4.283
	Staatliche Berufsschule BGL	1.090
	Karls-gymnasium Bad Reichenhall	926 ¹⁾
	Rottmayrgymnasium Laufen	789
Mühldorf	(alle Liegenschaften)	6.326
	Landratsamt Töginger Str.	1.084
	Ruperti-Gymnasium	1.142
	Staatliche Berufsschule I Pilichdorfstr.	1.044
Rosenheim	(alle Liegenschaften)	11.976
	Realschule Landwehrstr. und Obere Innstr.	1.360
	Gymnasium Westendstr.	1.164 ²⁾
	Gymnasium Seestr.	1.164 ²⁾
Traunstein ³⁾	(alle Liegenschaften)	46

¹⁾ Die Heizungsanlage wurde 2015 erneuert. Ein Austausch gegen ein BHKW erscheint also trotz des gegebenen technischen Potenzials wirtschaftlich nicht sinnvoll.

²⁾ Die Potenziale der beiden aufgeführten Rosenheimer Gymnasien sind tatsächlich etwa gleich groß, es handelt sich nicht um einen Schreibfehler, sondern um einen Zufall.

³⁾ Die Liegenschaften des LK Traunstein sind bis auf eine Ausnahme entweder über Fernwärme versorgt oder über erneuerbare Energieträger (Hackschnitzel). Daher wird hier kein Potenzial für die dezentrale Versorgung mit KWK gesehen.

Zur Ermittlung der **Potenziale von KWK-Anlagen im gewerblichen Bereich** wurden die ermittelten Daten der energieintensiven Betriebe ausgewertet. Insgesamt liegen Datensätze von 52 energieintensiven gewerblichen Unternehmen vor. Zusätzlich wurden in diesem Arbeitspaket in Absprache mit dem Auftraggeber die Daten von 16 Kliniken erhoben und ausgewertet.

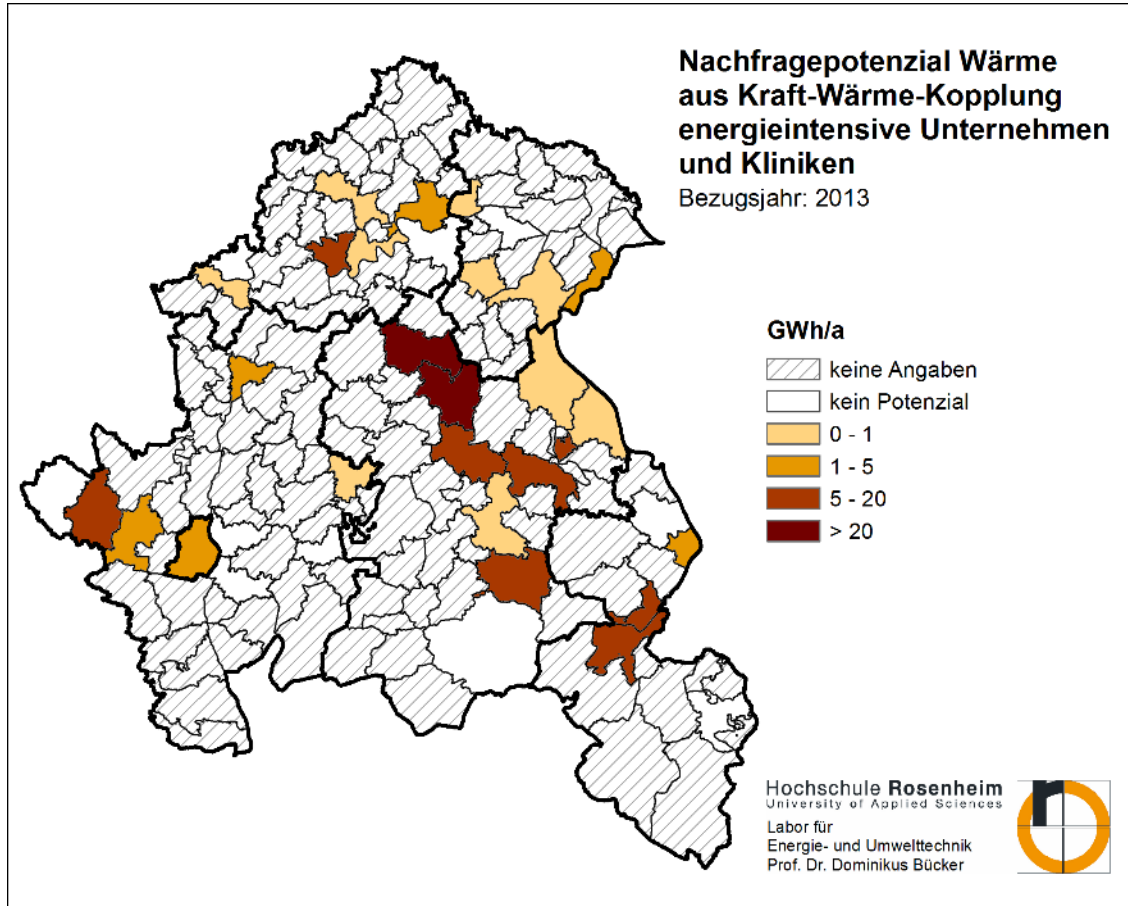


Abbildung 218: Nachfragepotenzial der energieintensiven Unternehmen und Kliniken für Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung

Die Ermittlung des Wärmebedarfs, der sinnvoll durch KWK-Anlagen gedeckt werden kann, ist bei den Unternehmen schwieriger und mit deutlich mehr Unsicherheiten behaftet als bei den kommunalen Liegenschaften. Zum einen ist bereits die Ermittlung des Wärmebedarfs aus den eingesetzten Energieträgern schwierig, weil beispielsweise elektrische Energie durchaus zur Bereitstellung von Prozesswärme eingesetzt wird, dieser Anteil sich aber nicht von der für andere Zwecke eingesetzten elektrischen Energie unterscheiden lässt. Darüber hinaus wird in den produzierenden Unternehmen ein großer Teil der verbrauchten Wärme in den Produktionsprozessen verbraucht. Ohne nähere Informationen über die hier notwendigen Temperaturen und die dahinterliegenden Prozesse zu haben, lässt sich nicht genau abschätzen, welcher Anteil dieser Wärme durch KWK-Anlagen zur Verfügung gestellt werden kann. Des Weiteren haben produzierende Unternehmen häufig je nach Produktionsprozess einen zeitlich stark schwankenden Wärmebedarf, so dass Leistungsspitzen nicht immer wirtschaftlich mit einem Wärmespeicher abgefangen werden können, sondern durch sogenannte Spitzenlastkessel bereitgestellt werden müssen. Eine Deckung von 100 % des Wärmebedarfes durch KWK-Anlagen erscheint also, anders als bei den kommunalen Liegenschaften, nicht als sinnvoller Ansatz zur Abschätzung des Potenzials.

Soweit die erhobenen Daten dies zuließen, wurden die von den Unternehmen eingesetzten Energieträger daher differenziert nach Einsatz für Raumheizung/Warmwasser und Ein-

satz für Prozesswärme. Bei der Ermittlung des Potenzials für den Zubau von KWK-Anlagen wurde wie folgt vorgegangen:

1. Es wird kein Potenzial ausgewiesen, wenn KWK oder Fernwärme bereits eingesetzt werden.
2. Stromeinsatz wird als nicht durch KWK ersetzbar gewertet, da keine mengenmäßige Zuordnung des Stromeinsatzes zur Wärmeerzeugung möglich ist.
3. Regenerative Energieträger werden nicht durch KWK ersetzt.
4. Fossile Energieträger, die nur für Raumwärme und/oder Warmwasser eingesetzt werden, können zu 80 % durch KWK ersetzt werden (KWK-Wärmepotenzial = $0,8 \cdot$ Energieträgereinsatz).
5. Fossile Energieträger, die nur für die Produktion (Prozesswärme, -kälte, -dampf) eingesetzt werden, werden als nicht durch KWK ersetzbar gewertet, da das benötigte Temperaturniveau und weitere prozesstechnische Anforderungen nicht bekannt sind.
6. Fossile Energieträger, die sowohl für Raumwärme/Warmwasser als auch für die Produktion eingesetzt werden sowie fossile Energieträger, bei denen die Zuordnung nicht bekannt ist, können zu 40 % durch KWK ersetzt werden (KWK-Wärmepotenzial = $0,4 \cdot$ Energieträgereinsatz).

Bei der Bewertung der Kliniken wurde analog vorgegangen. Allerdings wurden bei den Kliniken abweichend von den Punkten 5. und 6. auch die fossilen Energieträger, die für Prozesswärme eingesetzt werden, als zu 80 % ersetzbar durch KWK-Anlagen angesehen. Lediglich die Dampferzeugung wurde, wenn mengenmäßig bekannt, nicht als durch KWK-Anlagen ersetzbar eingestuft. Die für die Kliniken ermittelten Potenziale werden zu den Potenzialen für die energieintensiven Unternehmen addiert. Zusätzlich gibt Tabelle 42 eine Übersicht über die erfassten Kliniken und die hierfür ermittelten Wärmenachfragepotenziale.

Analog zum Vorgehen bei den kommunalen Liegenschaften wurde das Potenzial zur Stromerzeugung in KWK mit einer Stromkennzahl von $\sigma = 0,5$ aus dem entsprechenden Wärmepotenzial ermittelt. Abbildung 218 und Abbildung 219 zeigen das Nachfragepotenzial der energieintensiven Unternehmen und Kliniken für Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung bzw. das daraus resultierende Potenzial zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung.

Kraft-Wärme-Kopplung

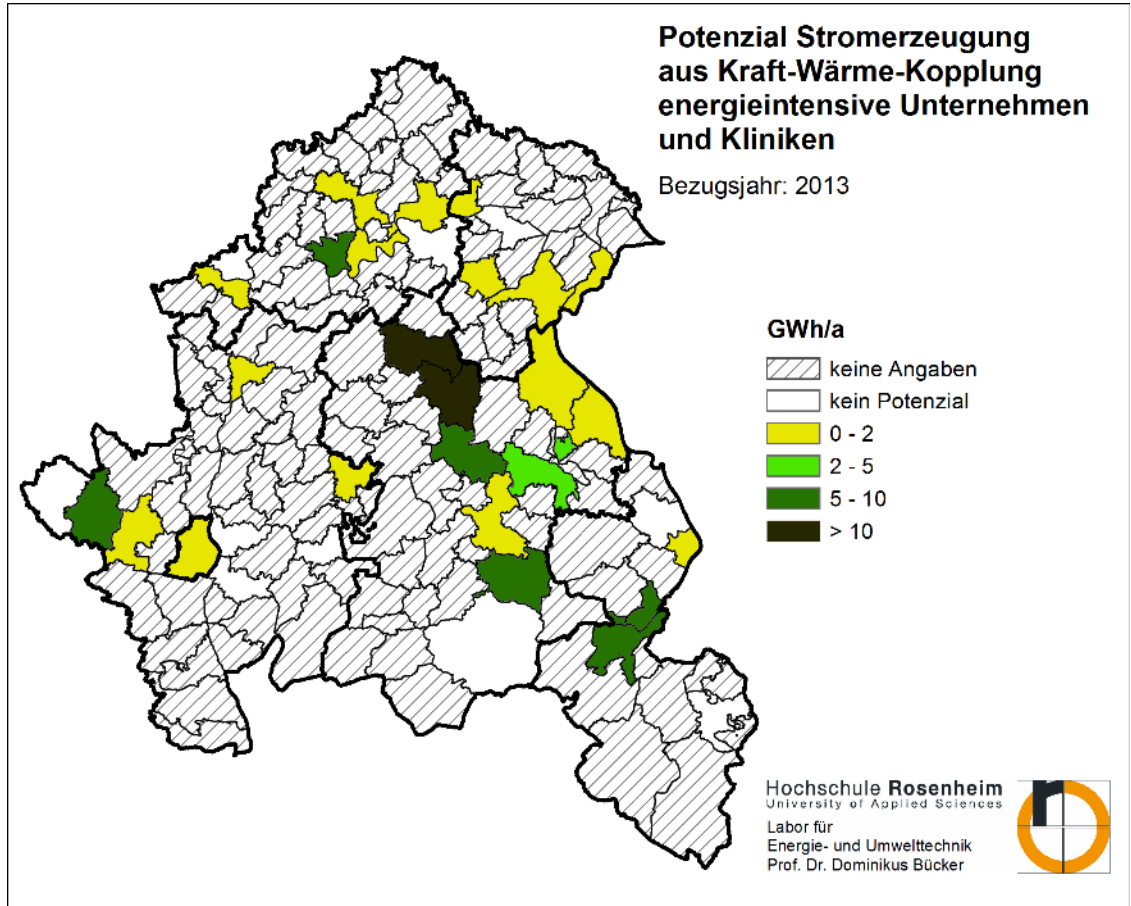


Abbildung 219: Potenzial zur Erzeugung von Strom auf Basis der Nachfragepotenziale für Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung der energieintensiven Unternehmen und Kliniken

Kraft-Wärme-Kopplung

Tabelle 42: Übersicht über die Kliniken, zu denen Daten vorlagen und die somit in der Potenzialerhebung berücksichtigt werden konnten.

Name	Gemeinde	LK	Schon mit KWK oder Fernwärme versorgt	Wärmenachfragepotenzial aus Kraft-Wärme-Kopplung [MWh/a]
Kreisklinik Altötting	Altötting	AÖ	ja	–
Kreisklinik Burghausen	Burghausen	AÖ	ja	–
Kreisklinik Bad Reichenhall	Bad Reichenhall	BGL	nein	4.876
Kreisklinik Berchtesgaden	Berchtesgaden	BGL	ja	–
Kreisklinik Freilassing	Freilassing	BGL	ja	–
Klinik Haag	Haag i. OB	MÜ	nein	76
Klinik Haag Schlaflabor	Haag i. OB	MÜ	nein	41
Klinik Mühldorf	Mühldorf	MÜ	ja	–
RoMed Klinikum Rosenheim	Rosenheim	–	ja	–
RoMed Klinik Bad Aibling	Bad Aibling	RO	nein	2.123
RoMed Klinik Prien	Prien	RO	ja	–
RoMed Klinik Wasserburg	Wasserburg	RO	nein	2.688 ¹⁾
Salzachklinik	Fridolfing	TS	ja	–
Klinikum Ruhpolding	Ruhpolding	TS	nein	0 ²⁾
Klinikum Traunstein	Traunstein	TS	ja	–
Klinikum Trostberg	Trostberg	TS	ja	–

1) Dampfbedarf ist bekannt und wurde aus dem KWK-Potenzial herausgerechnet.

2) Wärmebedarf laut Betreiber zu gering für den wirtschaftlichen Einsatz von KWK. Genauer Wert liegt nicht vor.

15.1.3 Konkrete Abschätzung geplanter Maßnahmen im Bereich energieintensiver Unternehmen im Zeitraum der nächsten drei Jahre

Alle energieintensiven Unternehmen, die sich an der Datenerhebung beteiligt hatten, wurden bezüglich geplanter Aktivitäten im Bereich KWK befragt. Lediglich bei drei Unternehmen sind Maßnahmen in den nächsten drei Jahren geplant. Diese sind in Tabelle 43 zusammengestellt.

Tabelle 43: Geplante Maßnahmen im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung bei energieintensiven Unternehmen in den nächsten drei Jahren laut Eigenauskunft

Unternehmen	Sitz	Landkreis	Geplante Maßnahme laut Firmenauskunft
Wilhelm Gronbach GmbH	Wasserburg	RO	Installation einer Absorptionskältemaschine zum bestehenden BHKW, dadurch Steigerung des Nutzungsgrades auf 95%
Wacker Chemie AG	Burghausen	AÖ	Komplette Abteilung behandelt laufend das Thema Energieeinsparung
NITROCHEMIE ASCHAU GmbH	Aschau	RO	Zwei Studien zu einer KWK-Anlage mit einer Leistung von 1 MWel auf Basis Mikrogasturbinen

15.2 Datenverifizierung und Effizienzbewertung Kraft-Wärme-Kopplung

Dieses Arbeitspaket ist in zwei Teilziele untergliedert.

15.2.1 Verifizierung der von AN Los 1 erarbeiteten Datengrundlage zum Ist-Zustand

Vorgehen:

Stichprobenartig wurden reale Erzeugungsdaten von KWK-Anlagen bei den Betreibern abgefragt, um die Datengrundlage zu verifizieren. Dabei wurde Folgendes festgestellt:

1. Im Bereich kommunaler Liegenschaften waren die Angaben der Kommunen bei der Erhebung der Daten weitestgehend korrekt. In Einzelfällen fehlen Angaben oder die Brennstoffeinsatzmenge ist unklar. Ebenfalls in Einzelfällen wurden Daten nicht für das Bezugsjahr (2013) sondern für eines der Folgejahre (2014, 2015 oder 2016) angegeben.
2. Im Bereich der Unternehmen wurden im Wesentlichen Angaben nicht für das Bezugsjahr (2013), sondern für das jüngste Abrechnungsjahr (2015 bzw. 2016) gemacht. In Einzelfällen fehlen Angaben.

Bewertung:

Die in Einzelfällen fehlenden Angaben führen dazu, dass insgesamt ein geringerer Bestand an KWK-Anlagen bzw. eine geringere IST-Erzeugung von Wärme und Strom aus KWK-Anlagen ausgewiesen wird. Dies ist aber grundsätzlich nicht zu vermeiden, da bei der Größe des Untersuchungsgebietes eine Erfassung von 100 % der Anlagen mit detaillierten Erzeugungsdaten kaum möglich erscheint. Die zu treffenden Aussagen stützen sich daher auf die Kommunen und Unternehmen, die Daten angegeben haben, während für die anderen Kommunen und Unternehmen keine belastbaren Aussagen getroffen werden können.

Der Bezug mancher Daten, insbesondere bei den Unternehmen, auf ein jüngeres Jahr als 2013 wird als unkritisch angesehen, da zumindest im Arbeitspaket Kraft-Wärme-Kopplung eine Aktualität der vorhandenen Daten einer zeitlichen Konsistenz der Daten zwischen den Gemeinden bzw. Unternehmen vorzuziehen ist. Insgesamt werden die erhobenen Daten als plausibel eingeschätzt.

15.2.2 Effizienzbewertung der vorhandenen KWK-Anlagen und Potenzialabschätzung bzgl. einer Effizienzsteigerung

Vorgehen:

Zu den vorhandenen KWK-Anlagen liegen keine Angaben zum Brennstoffverbrauch vor. Diese sind auch nicht mit angemessenem Aufwand zu beschaffen, da es sich bei einem Großteil der KWK-Anlagen im Untersuchungsgebiet um BHKWs von Biogasanlagen handelt. Eine ausreichend genaue Bestimmung von Einsatzmenge und Eigenschaften des Brennstoffes (beispielsweise Heizwert) findet bei diesen Anlagen nicht statt und wäre auch technisch aufwändig. Eine belastbare Aussage über die Wirkungsgrade der Anlagen ist damit nicht möglich und in der Folge kann auch kein Potenzial zur Wirkungsgradsteigerung angegeben werden.

Es sind auch keine Einzeldaten zu den Anlagen verfügbar, sondern lediglich pro Kommune aufsummierte Daten zur installierten elektrischen Leistung und zur Jahreserzeugung an elektrischer Energie. Aus diesen Gründen wird hier die durchschnittliche Auslastung der Anlagen je Kommune betrachtet und ein Effizienzsteigerungspotenzial im Sinne einer möglichen Erhöhung der Vollbenutzungsstunden (VBH) ermittelt. Insgesamt sind in der Datenerfassung 366 KWK-Anlagen im Untersuchungsgebiet erfasst. Zu Anlagen in der Stadt Rosenheim liegen keine Daten vor.

Bewertung:

Bei der Auswertung der Daten ist auffällig, dass in den Kommunen Burghausen, Burgkirchen an der Alz, Trostberg und Wasserburg am Inn sehr große KWK-Anlagen mit durchschnittlichen elektrischen Nennleistungen über 1.000 kW stehen. Diese Anlagen kommen im Schnitt deutlich über 5.000 VBH und es ist davon auszugehen, dass mögliche Effizienzsteigerungspotenziale von den Betreibern akribisch überwacht und gehoben werden, so dass hier kein weiteres Potenzial festzustellen ist. Diese Anlagen haben im Betrachtungsjahr 1,87 TWh elektrische Energie erzeugt, was gut 99 % der Gesamterzeugung an elektrischer Energie aller betrachteten KWK-Anlagen entspricht. Diese Anlagen werden als effizient betrieben bewertet und im Weiteren nicht mehr betrachtet.

In den übrigen Gemeinden sind 337 KWK-Anlagen mit einer insgesamt installierten elektrischen Leistung von gut 9.000 kW erfasst, was einer durchschnittlichen Nennleistung von knapp 27 kW entspricht. Diese Anlagen haben im Betrachtungsjahr 15,6 GWh elektrische Energie erzeugt und kommen im Schnitt auf eine Auslastung von 1.731 VBH. Unter der Maßgabe, dass eine Auslastung von 5.000 VBH oder mehr als gut anzusehen ist, besteht also ein erhebliches Potenzial zur Erhöhung der Auslastung. Aus einer gemeindescharfen Betrachtung der Anlagenauslastung lässt sich ermitteln, dass ca. 30 GWh elektrische Energie pro Jahr zusätzlich erzeugt werden könnten, wenn die Auslastung auf 5.000 VBH erhöht würde. Wege, wie die Auslastung bei Biogasanlagen erhöht werden könnte, werden im Berichtsteil von Los 3 „Biomasse“ aufgezeigt.

15.3 Konkrete exemplarische Beispielprojekte

Es wurden drei Beispielprojekte identifiziert, die nun in der Bearbeitung sind. Diese sind:

1. Auslegung von KWK-Anlagen für Schulen als beispielhafte energieintensive kommunale Liegenschaft.
Es kann von jedem Landkreis eine Schule betrachtet werden.
2. Auslegung von KWK-Anlagen für die Versorgung von regionalen Gewerbegebieten.

Es soll ein konkretes Gewerbegebiet betrachtet werden.

Entwicklung eines Tools zur vereinfachten wirtschaftlichen und technischen Betrachtung von KWK-Anlagen.

15.4 Auslegung von KWK-Anlagen für Schulen als beispielhafte energieintensive kommunale Liegenschaften

15.4.1 Kurzübersicht

Die großen Schulen der Landkreise stehen im Fokus dieser Untersuchung. Aufgrund ihres hohen Wärme- und Strombedarfs eignen sie sich besonders für eine Energieversorgung durch ein Blockheizkraftwerk, das gleichzeitig Strom und Wärme erzeugt. Dabei wird nicht nur die erzeugte Wärme zur Raumheizung und Warmwasserbereitung genutzt, auch die produzierte elektrische Energie deckt den Strombedarf der Schule vor Ort. Nur der überschüssige Strom wird ins öffentliche Netz eingespeist. Auf diese Weise spart die Schule Strom- und Heizkosten ein. Als Referenzobjekte dienen vier große Schulen aus der Region:

Bezeichnung	Kürzel
Kurfürst-Maximilian-Gymnasium, Burghausen, LK AÖ	AÖ (KMG)
Staatl. Berufsschule BGL, Freilassing, LK BGL	BGL (SBB)
Staatliche Berufsschule I, Mühldorf, LK MÜ	MÜ (SBM)
Ludwig-Thoma-Gymnasium, Prien, LK RO	RO (LTG)

Für alle vier Liegenschaften wurden geeignete Blockheizkraftwerke ausgelegt und in verschiedenen Varianten technisch und wirtschaftlich bewertet. Die Ergebnisse der Untersuchung lassen sich grundsätzlich auf andere große Schulen in der Region übertragen, wobei aber die richtige Dimensionierung der Anlagen auf die Gegebenheiten vor Ort und die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen entscheidend ist. Die Projekte sind grundsätzlich sofort umsetzbar und zeichnen sich durch ein hohes CO₂-Einsparpotenzial aus.

Für alle untersuchten Schulen ergibt sich die beste Wirtschaftlichkeit bei einer Auslegung auf den Strombedarf. Eine Auslegung auf den Wärmebedarf führt zu einem großen Anteil an elektrischer Energie, die ins Netz eingespeist werden muss, was im Vergleich zum Eigenverbrauch unwirtschaftlicher ist. Lediglich für das Ludwig-Thoma-Gymnasium in Prien ist weder für ein wärmegeführtes noch für ein stromgeführtes BHKW ein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Dies liegt daran, dass laut der vorliegenden Daten der Strombedarf der Liegenschaft im Vergleich zum Wärmebedarf sehr gering ist. So wird bei einem wärmegeführten Betrieb der Anlage eine große Menge an erzeugtem KWK-Strom in das Netz eingespeist, was deutlich unwirtschaftlicher ist, als der Eigenverbrauch. Bei einer stromgeführten Betriebsweise wird ein zu geringer Anteil des Wärmebedarfs durch das BHKW gedeckt, wodurch ein Großteil durch konventionelle Wärmeerzeugung gedeckt werden muss und somit die Vorteile der KWK-Technologie nicht vollständig zur Geltung kommen können. Beim Ludwig-Thoma-Gymnasium wäre daher eine genauere Untersuchung der Energieverbräuche sinnvoll, um eine belastbarere Aussage über die Wirtschaftlichkeit treffen zu können. Bei allen anderen Liegenschaften kann mit der detaillierteren Auslegung und der Vorbereitung einer Entscheidungsfindung zur Umsetzung begonnen werden.

15.4.1.1 Darstellung der Überregionalität

Die Installation eines BHKWs zur Versorgung einer Liegenschaft ist grundsätzlich ein lokal begrenztes Projekt. Der überregionale Charakter ergibt sich dadurch, dass in der gesamten Region viele kommunale Liegenschaften mit vergleichbaren Randbedingungen und ähnlichem Wärmebedarfsprofil vorhanden sind.

Die hier untersuchten vier Schulen stehen modellhaft für eine Reihe anderer Liegenschaften bei denen die Versorgung mit BHKW eine wirtschaftliche und effiziente Alternative zum Status quo darstellen kann. Gleichwohl ist die richtige Dimensionierung der Schlüssel zum wirtschaftlichen Betrieb eines BHKWs. Bei der Übertragung der Ergebnisse auf andere Liegenschaften ist daher stets das tatsächliche Wärmebedarfsprofil in der Auslegung zu berücksichtigen.

15.4.1.2 Kurzzusammenfassung technische Daten

Die beiden folgenden Übersichten zeigen die grundlegenden technischen Daten der ausgelegten BHKWs für die vier Schulen einmal in der Auslegung auf den Wärmebedarf und einmal in der Auslegung auf den Eigenbedarf Strom der jeweiligen Liegenschaft. Das Konzept für die Staatliche Berufsschule Berchtesgadener Land (Freilassing) sieht eine zusätzliche Lieferung von Strom und Wärme an die benachbarte Realschule im Rupertiwinkel vor, das Konzept für die Staatliche Berufsschule I (Mühldorf) beinhaltet eine Stromlieferung an das Ruperti-Gymnasium.

Kraft-Wärme-Kopplung

Tabelle 44: Überblick über installierte Leistung und erzeugte Energiemengen in der Auslegungsvariante auf den Wärmebedarf der jeweiligen Liegenschaft

Themengebiet: Kraft-Wärme-Kopplung		
Installierte thermische Leistung	AÖ (KMG):	92,7 kW _{th}
	BGL (SBB):	125 kW _{th}
	MÜ (SBM):	92,7 kW _{th}
	RO (LTG):	92,7 kW _{th}
	Gesamt:	403,1 kW _{th}
Installierte elektrische Leistung	AÖ (KMG):	50 kW _{el}
	BGL (SBB):	90 kW _{el}
	MÜ (SBM):	50 kW _{el}
	RO (LTG):	50 kW _{el}
	Gesamt:	240 kW _{el}
Produzierte KWK-Wärme	AÖ (KMG):	617 MWh/a
	BGL (SBB):	886 MWh/a
	MÜ (SBM):	643 MWh/a
	RO (LTG):	654 MWh/a
	Gesamt:	2.800 MWh/a
Produzierter KWK-Strom	AÖ (KMG):	335 MWh/a
	Davon eingespeist:	288 MWh/a
	Davon Eigenverbrauch:	47 MWh/a
	BGL (SBB):	638 MWh/a
	Davon eingespeist:	485 MWh/a
	Davon Eigenverbrauch:	153 MWh/a
	MÜ (SBM):	349 MWh/a
	Davon eingespeist:	223 MWh/a
	Davon Eigenverbrauch:	126 MWh/a
	RO (LTG):	355 MWh/a
	Davon eingespeist:	334 MWh/a
	Davon Eigenverbrauch:	21 MWh/a
	Gesamt:	1.677 MWh/a
	Davon eingespeist:	1.330 MWh/a
	Davon Eigenverbrauch:	347 MWh/a

Tabelle 45: Überblick über installierte Leistung und erzeugte Energiemengen in der Auslegungsvariante auf den Eigenbedarf Strom der jeweiligen Liegenschaft

Themengebiet: Kraft-Wärme-Kopplung		
<i>Installierte thermische Leistung</i>	AÖ (KMG):	92,7 kW _{th}
	BGL (SBB):	92,7 kW _{th}
	MÜ (SBM):	92,7 kW _{th}
	RO (LTG):	31,6 kW _{th}
	Gesamt:	309,7 kW_{th}
<i>Installierte elektrische Leistung</i>	AÖ (KMG):	50 kW _{el}
	BGL (SBB):	50 kW _{el}
	MÜ (SBM):	50 kW _{el}
	RO (LTG):	15 kW _{el}
	Gesamt:	165 kW_{el}
<i>Produzierte KWK-Wärme</i>	AÖ (KMG):	617 MWh/a
	BGL (SBB):	708 MWh/a
	MÜ (SBM):	643 MWh/a
	RO (LTG):	272 MWh/a
	Gesamt:	2.240 MWh/a
<i>Produzierter KWK-Strom</i>	AÖ (KMG):	335 MWh/a
	<i>Davon eingespeist:</i>	131 MWh/a
	<i>Davon Eigenverbrauch:</i>	204 MWh/a
	BGL (SBB):	384 MWh/a
	<i>Davon eingespeist:</i>	100 MWh/a
	<i>Davon Eigenverbrauch:</i>	284 MWh/a
	MÜ (SBM):	349 MWh/a
	<i>Davon eingespeist:</i>	93 MWh/a
	<i>Davon Eigenverbrauch:</i>	256 MWh/a
	RO (LTG):	130 MWh/a
	<i>Davon eingespeist:</i>	78 MWh/a
	<i>Davon Eigenverbrauch:</i>	52 MWh/a
	Gesamt:	1.198 MWh/a
	<i>Davon eingespeist:</i>	402 MWh/a
	<i>Davon Eigenverbrauch:</i>	796 MWh/a

15.4.1.3 Akteure und Beteiligte

Für die Umsetzung verantwortliche Behörde/Einrichtung:

Landkreisverwaltung, speziell Bauämter der jeweiligen Landkreise (AÖ, BGL, MÜ, RO)

Hinzuzuziehende Beteiligte:

Schulämter der jeweiligen Landkreise (AÖ, BGL, MÜ, RO)

Ggf. Regierung von Oberbayern

Einzubindende Personen/Behörde:

Jeweilige Schulverwaltung

15.4.2 Auslegung BHKWs

15.4.2.1 Beschreibung der Objekte

Wärmebedarf:

AÖ (KMG):	1.059 MWh/a
BGL (SBB):	1.700 MWh/a
MÜ (SBM):	1.159 MWh/a
RO (LTG):	1.297 MWh/a
Gesamt:	5.215 MWh/a

Strombedarf:

AÖ (KMG):	182 MWh/a (Wert hochgerechnet; Verbrauch Jan-Sep 2016: 137 MWh)
BGL (SBB):	433 MWh/a (Wert hochgerechnet; Verbrauch Jan-Sep 2015: 300 MWh)
MÜ (SBM):	488 MWh/a (Lückenhafte Daten; Verbrauch Jan- Dez 2015 hochgerechnet)
RO (LTG):	54 MWh/a (Verbrauch Jan-Dez 2016)
Gesamt:	1.157 MWh/a

Tabelle 46: Bestandsanlagen der untersuchten Schulen in den Landkreisen AÖ, BGL, MÜ und RO

Liegenschaft	Wärmeversorgung durch:	Installierte Leistung [kW]	Brennstoff	Baujahr
AÖ (KMG)	Standardkessel	285	Erdgas	2013
		225	Erdgas	2016
		4 x 66	Erdgas	2007
BGL (SBB)	Standardkessel	920	Erdgas	2008
		907	Heizöl	1980
		320	Erdgas	1988
		285	Erdgas	1999
MÜ (SBM)	Standardkessel	3 x 715	Erdgas	1980
RO (LTG)	Standardkessel	350	Heizöl	1982
		150	Heizöl	1982
		285	Heizöl	1988
		550	Heizöl	1988

15.4.2.2 Datengrundlage

Die benötigten Daten zur Auslegung der KWK-Anlagen wurden im Rahmen der Erstellung des Regionalen Energiekonzepts erhoben. Anhand dieser Daten wurden kommunale Liegenschaften mit einem hohen Wärmebedarf identifiziert und das jeweilige Potenzial dieser Liegenschaften zur Installation einer KWK-Anlage beurteilt. Je Landkreis wurde auf diese Weise eine Liegenschaft als Referenz ausgewählt. Ein möglicher Wärme- bzw. Stromverbund (Clusterung) mit umliegenden kommunalen Liegenschaften wurde untersucht. Nachfolgend werden die ausgewählten Liegenschaften mit den jeweiligen Clustern aufgeführt.

Tabelle 47: Übersicht der geclusterten Liegenschaften

Landkreis	Ort	Hauptliegenschaft	Clusterung	Weitere Liegen- schaft
AÖ	Burghausen	Kurfürst-Maximilian- Gymnasium	Nein	-
BGL	Freilassing	Staatl. Berufsschule BGL	Ja	Realschule im Rupertwinkel (Strom- & Wärme- lieferung)
MÜ	Mühldorf a. Inn	Staatl. Berufsschule I	Ja	Rupert- Gymnasium (Stromlieferung)
RO	Prien a.Ch.	Ludwig-Thoma- Gymnasium	Nein	-

15.4.2.3 Detaillierung Energiebedarfe

Nachfolgend werden Lastgänge und Jahresdauerlinien für den Wärme- und Strombedarf der jeweiligen Liegenschaften aufgezeigt. Die Lastgänge und Jahresdauerlinien für den Wärmebedarf wurden anhand des Standard-Lastprofil-Verfahrens (www.bdew.d, 2018) (SLP-Verfahren) ermittelt, da hierfür lediglich ein jährlicher Wärmebedarf von den Liegenschaften bereitgestellt werden konnte. Die dem Strombedarf zugrundeliegenden Daten wurden bei den jeweiligen Landkreisen erhoben und von den jeweiligen Stromanbietern der Liegenschaften zur Verfügung gestellt.

15.4.2.3.1 Detaillierung Wärmebedarf

Nachfolgend werden die anhand des SLP-Verfahrens ermittelten Lastgänge der Liegenschaften abgebildet. Zusätzlich werden für die jeweiligen Liegenschaften die Lastgänge für ein auf den Wärmebedarf und ein auf den Strombedarf ausgelegtes BHKW dargestellt. Führen in einer Liegenschaft die Auslegung auf den Wärmebedarf und auf den Eigenbedarf Strom zu übereinstimmenden Anlagengrößen wird jeweils nur ein Lastgang für die identischen BHKWs abgebildet.

Kraft-Wärme-Kopplung

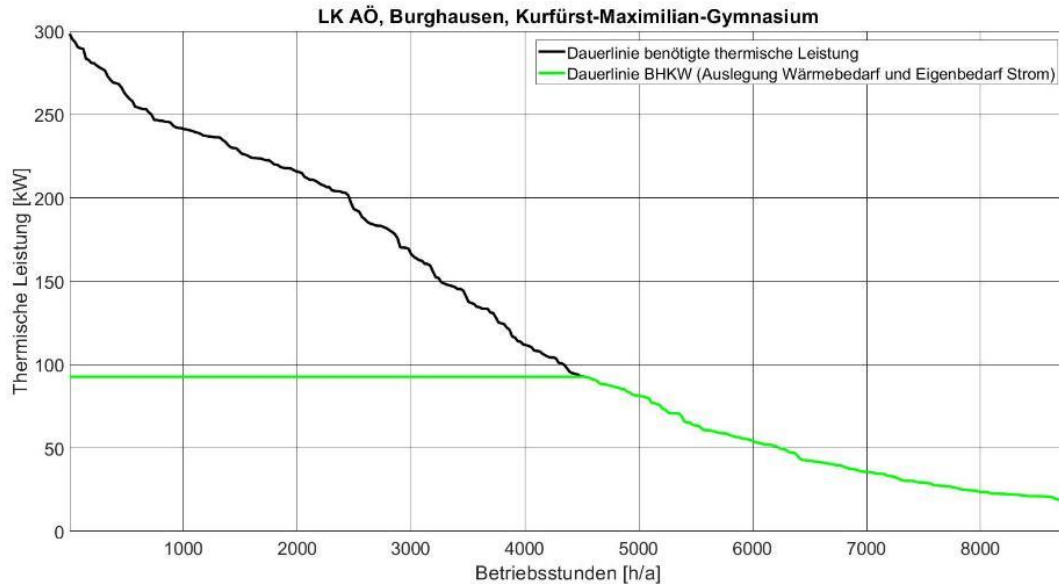


Abbildung 220: Anhand des SLP-Verfahrens ermittelter Lastgang für das „Kurfürst-Maximilian-Gymnasium“ inklusive dem Lastgang für das ausgelegte BHKW unter Berücksichtigung eines im System vorhandenen Pufferspeichers. Auslegung nach Strom- und Wärmebedarf führen jeweils zu übereinstimmenden Anlagengrößen, daher ist nur eine Dauerlinie für die identischen Anlagen aufgezeigt.

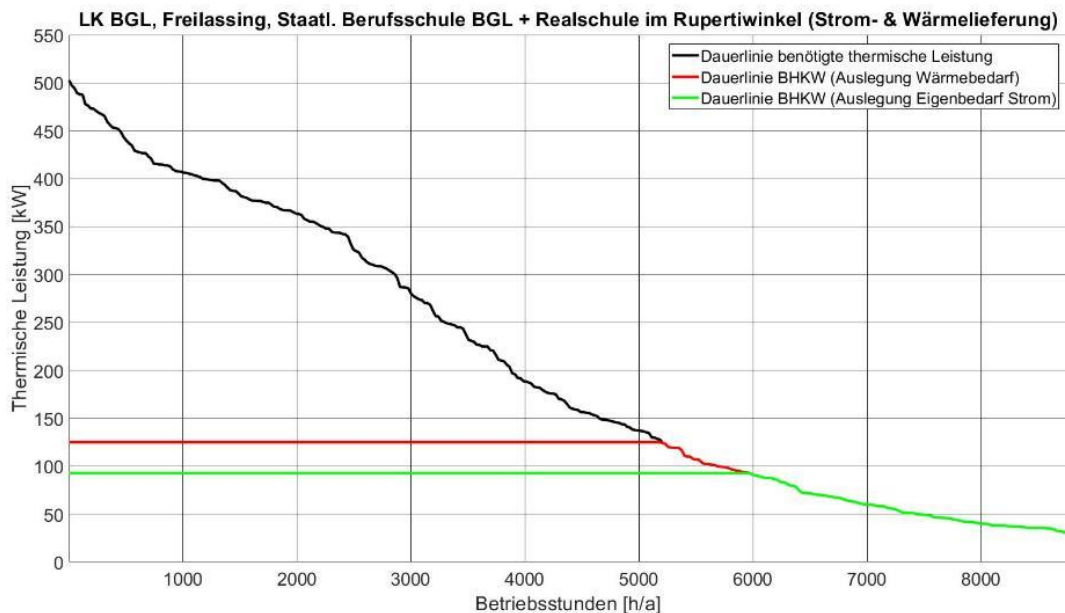


Abbildung 221: Anhand des SLP-Verfahrens ermittelter, kombinierter Lastgang für die „Staatliche Berufsschule Berchtesgadener Land“ und die „Realschule im Rupertiwinkel“ inklusive der Lastgänge für je ein auf den Wärme- bzw. Strombedarf ausgelegtes BHKW unter Berücksichtigung eines im System vorhandenen Pufferspeichers

Kraft-Wärme-Kopplung

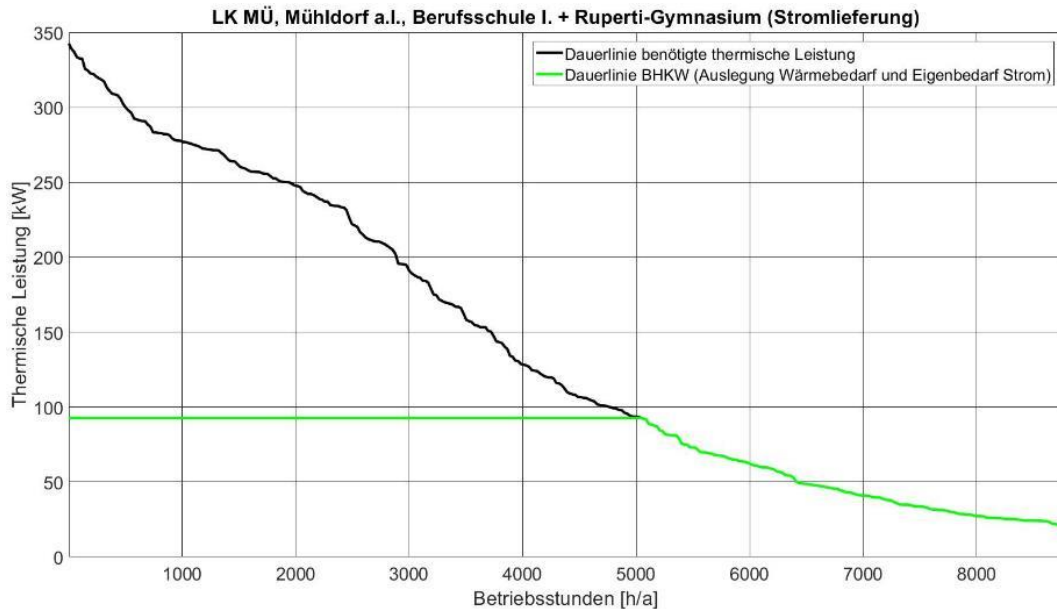


Abbildung 222: Anhand des SLP-Verfahrens ermittelter Lastgang für die „Berufsschule I“ inklusive dem Lastgang für das ausgelegte BHKW unter Berücksichtigung eines im System vorhandenen Pufferspeichers. Auslegung nach Strom- und Wärmebedarf führen jeweils zu übereinstimmenden Anlagengrößen, daher ist nur eine Dauerlinie für die identischen Anlagen aufgezeigt.

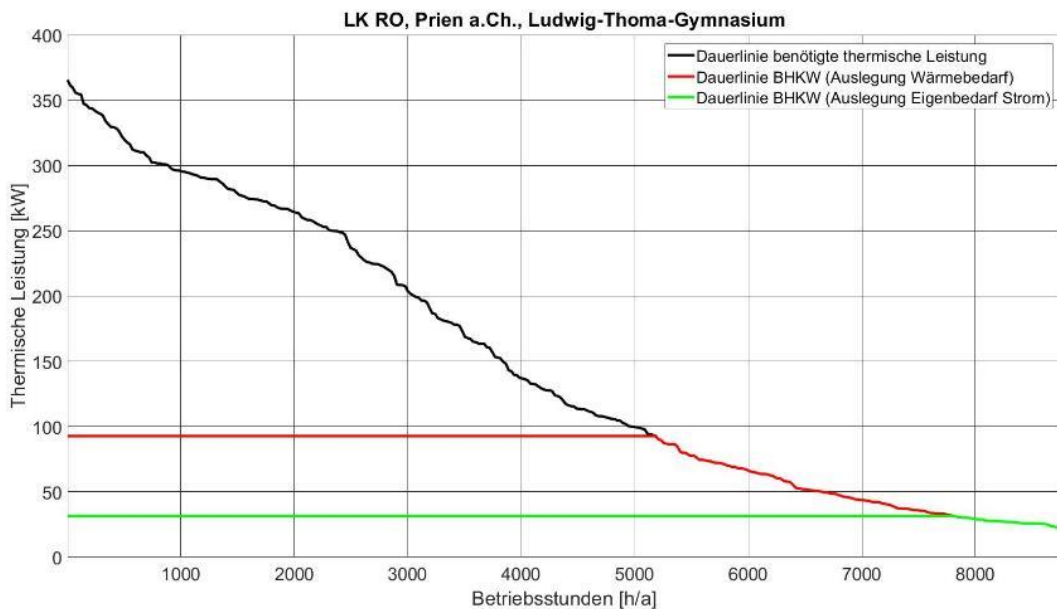


Abbildung 223: Anhand des SLP-Verfahrens ermittelter Lastgang für das „Ludwig-Thoma-Gymnasium“ inklusive der Lastgänge für je ein auf den Wärme- bzw. Strombedarf ausgelegtes BHKW unter Berücksichtigung eines im System vorhandenen Pufferspeichers

15.4.2.3.2 Detaillierung Strombedarf

Nachfolgend werden in Abbildung 224 bis Abbildung 227 die Stromlastgänge der einzelnen Liegenschaften dargestellt. Ebenfalls wird die maximale elektrische Leistung der auf den Wärmebedarf bzw. auf den Eigenbedarf an Strom ausgelegten BHKWs abgebildet. Die Stromlastgänge der Liegenschaften der Landkreise Altötting und Berchtesgadener Land liegen nicht vollständig vor. Dies wird jedoch in späteren Berechnungen berücksichtigt und wirkt sich nicht auf diese Berechnungen aus. Der Stromlastgang der Liegenschaft des Landkreises Mühldorf lag sehr fehlerhaft vor. Die fehlerhaften Messwerte wurden korrigiert, um bei späteren Berechnungen den Stromlastgang verwenden zu können.

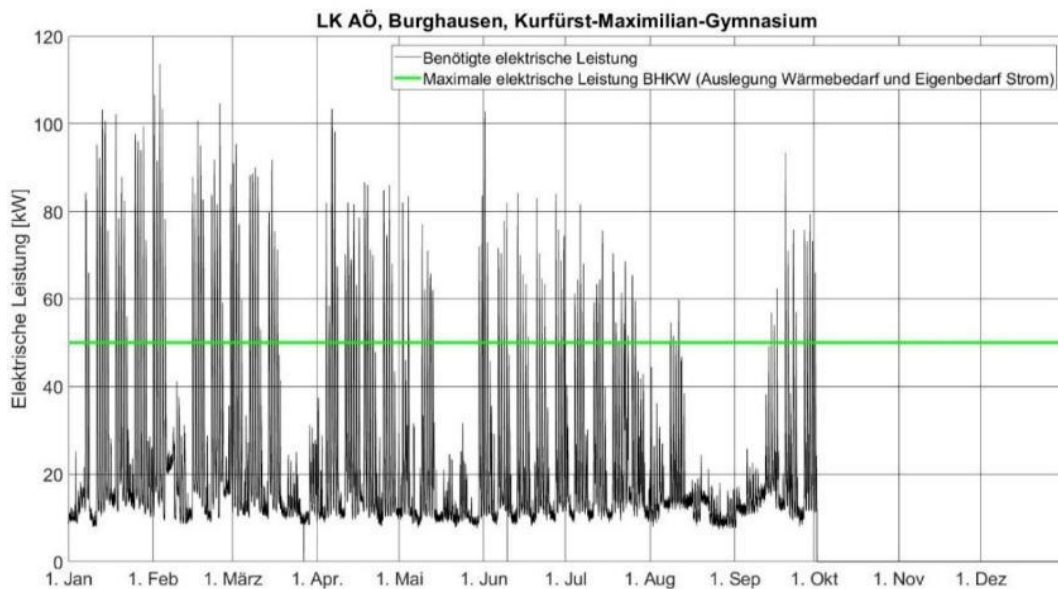


Abbildung 224: Stromlastgang des „Kurfürst-Maximilian-Gymnasiums“ vom 01.01.2016 – 30.09.2016 inklusive der maximalen elektrischen Leistung für das ausgelegte BHKW. Auslegung nach Strom- und Wärmebedarf führen jeweils zu übereinstimmenden Anlagengrößen, daher ist nur eine maximale elektrische Leistung für die identischen Anlagen aufgezeigt.

Kraft-Wärme-Kopplung

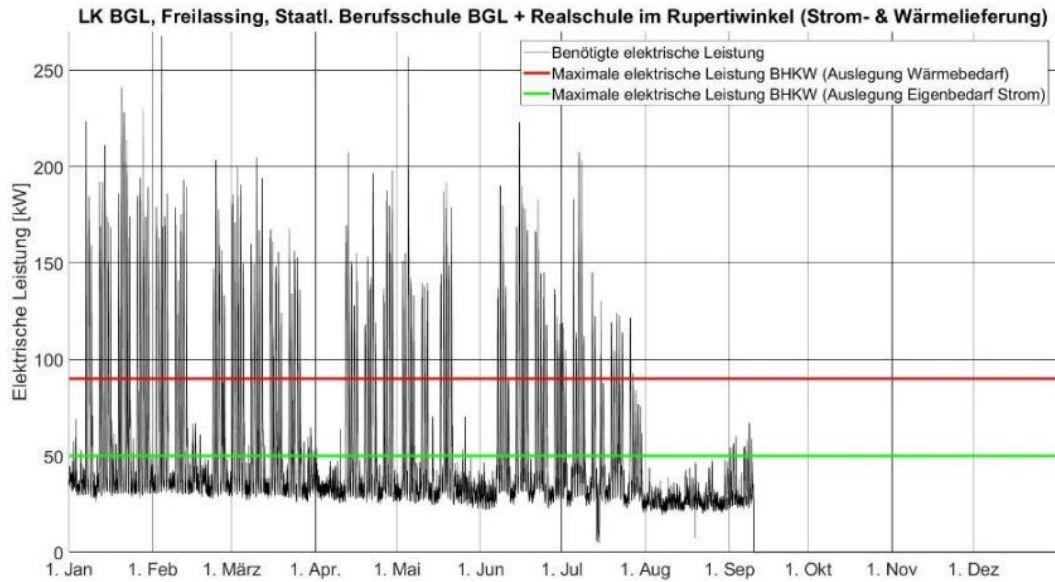


Abbildung 225: Aufsummierter Stromlastgang der „Staatlichen Berufsschule Berchtesgadener Land“ und der „Realschule im Rupertiwinkel“ vom 01.01.2015 – 10.09.2015 inklusive der maximalen elektrischen Leistung eines auf den Wärme- bzw. Strombedarf ausgelegten BHKWs

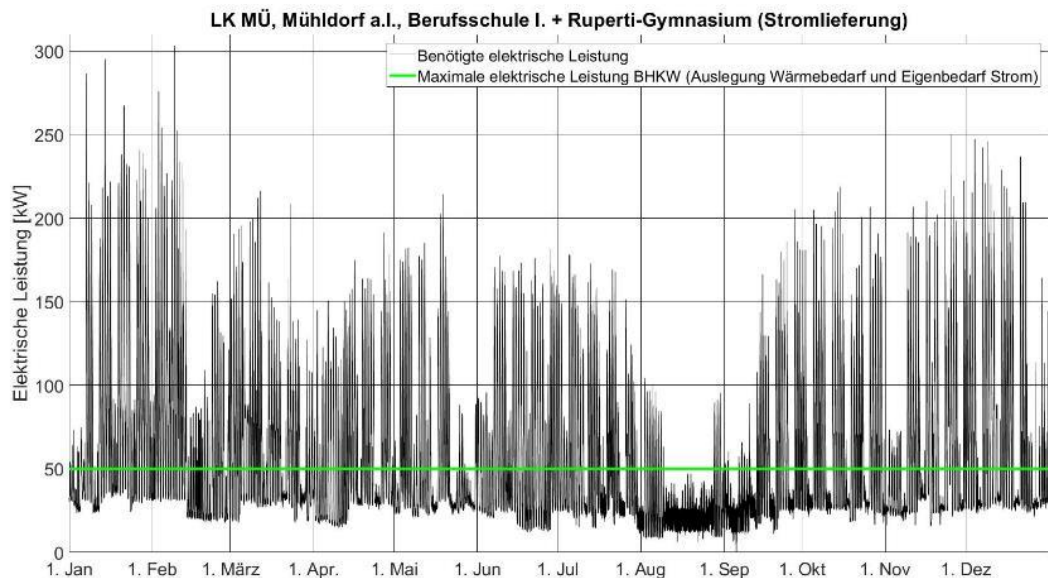


Abbildung 226: Aufsummierter und korrigierter Stromlastgang der „Berufsschule I“ und des „Ruperti-Gymnasiums“ vom 01.01.2015 – 31.12.2015 inklusive der maximalen elektrischen Leistung für das ausgelegte BHKW. Auslegung nach Strom- und Wärmebedarf führen jeweils zu übereinstimmenden Anlagen-größen, daher ist nur eine maximale elektrische Leistung für die identischen Anlagen aufgezeigt.

Kraft-Wärme-Kopplung

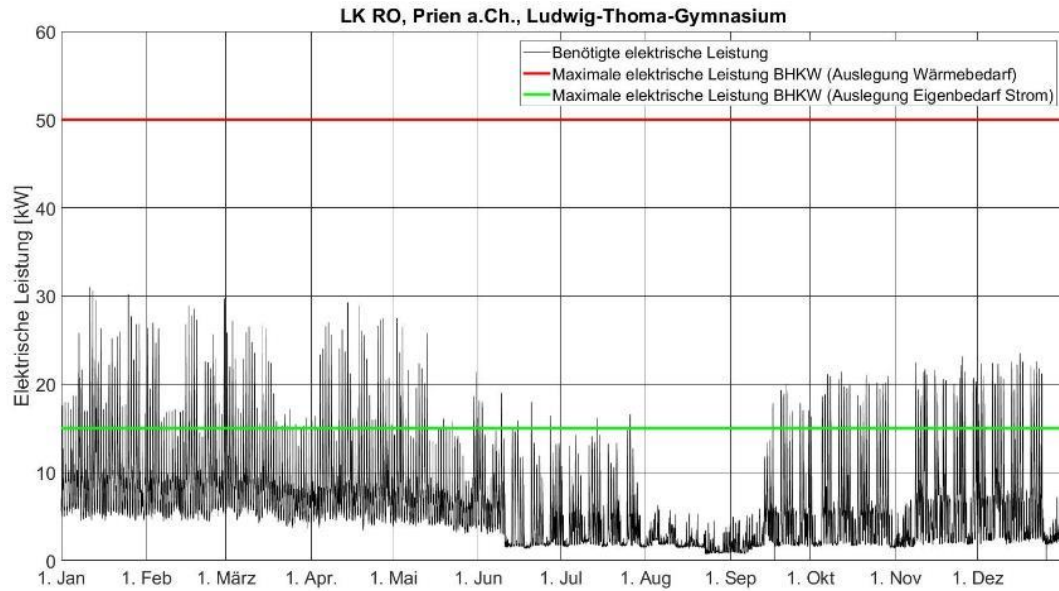


Abbildung 227: Stromlastgang des „Ludwig-Thoma-Gymnasiums“ vom 01.01.2016 – 31.12.2016 inklusive der maximalen elektrischen Leistung eines auf den Wärme- bzw. Strombedarf ausgelegten BHKWs

15.4.2.4 Anlagendimensionierung

15.4.2.4.1 Betriebsweise

Ein BHKW kann auf unterschiedliche Arten betrieben werden. Typisch sind beispielsweise stromgeführte oder wärmegeführte Fahrweise, eine Kombination aus diesen beiden oder die Optimierung für den Einsatz am Regelenergiemarkt. Anhand durchgeführter Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurden für die einzelnen Liegenschaften geeignete BHKW-Betriebsweisen ausgewählt, welche nachfolgend aufgezeigt werden. Es besteht die Möglichkeit, dass nach einer technischen Umsetzung der jeweiligen Anlagen abweichende Betriebsweisen bessere wirtschaftliche Ergebnisse erzielen können. Dies ist nach einer Realisierung nochmals zu prüfen und bleibt ein Optimierungsfeld während des Betriebs der Anlage.

Tabelle 48: Übersicht der empfohlenen BHKW-Betriebsweise je Liegenschaft

Landkreis	Liegenschaft	Empfohlene BHKW-Betriebsweise
AÖ	Kurfürst-Maximilian-Gymnasium	Stromgeführt
BGL	Staatl. Berufsschule BGL	Stromgeführt
MÜ	Staatl. Berufsschule I	Stromgeführt
RO	Ludwig-Thoma-Gymnasium	-

15.4.2.4.2 Auswahl konkreter Anlagen zur technischen Umsetzung

Nachfolgend werden je Liegenschaft technische Daten konkreter Anlagen aufgezeigt, welche anhand wirtschaftlicher Aspekte für eine wärme- bzw. stromgeführte Betriebsweise optimiert wurden. Einige der ausgewählten BHKWs arbeiten mit Brennwert-Technik (BWT), bei der das Abgas soweit heruntergekühlt wird, dass Wasser auskondensiert und so mehr Wärme ausgekoppelt werden kann. Es wird allerdings davon ausgegangen, dass die Brennwerttechnologie in den betrachteten Liegenschaften nicht in vollem Umfang zum Tragen kommen kann, wodurch sich ein niedrigerer thermischer Wirkungsgrad ergibt. Um diesen Effekt in der Bewertung abzubilden, wird der thermische Wirkungsgrad der entsprechenden Anlage um 5 %-Punkte herabgesetzt und die thermische Nennleistung des BHKWs dementsprechend angepasst.

Kraft-Wärme-Kopplung

Tabelle 49: Technische Daten eines auf Wärmebedarf und eines auf Eigenbedarf Strom ausgelegten BHKWs für das Kurfürst-Maximilian Gymnasium, LK AÖ

	Auslegung auf Wärmebedarf und Eigenbedarf Strom
Hersteller:	2G-Home GmbH
Typ:	G-Box 50
P_{el} :	50 kW
P_{th} :	92,7 kW*
η_{el} :	34,5 %
η_{th} :	63,6 %*
η_{ges} :	98,1 %*
Modulationsbereich:	100 % - 50 %

*Angenäherte Werte für ein BHKW ohne BWT

Tabelle 50: Technische Daten eines auf Wärmebedarf und eines auf Eigenbedarf Strom ausgelegten BHKWs für die Staatliche Berufsschule BGL, LK BGL

	Auslegung auf Wärmebedarf	Auslegung auf Eigenbedarf Strom
Hersteller:	HKH-Energie GmbH	2G-Home GmbH
Typ:	k.A.	G-Box 50
P_{el} :	90 kW	50 kW
P_{th} :	125 kW	92,7 kW*
η_{el} :	37,5 %	34,5 %
η_{th} :	52,1 %	63,6 %*
η_{ges} :	89,6 %	98,1 %*
Modulationsbereich:	100 % - 50 %	100 % - 50 %

*Angenäherte Werte für ein BHKW ohne BWT

Kraft-Wärme-Kopplung

Tabelle 51: Technische Daten eines auf Wärmebedarf und auf Eigenbedarf Strom ausgelegten BHKWs für die Staatliche Berufsschule I, LK MÜ (beide Auslegungsvarianten liefern die gleiche Anlagengröße)

	Auslegung auf Wärmebedarf und Eigenbedarf Strom
Hersteller:	2G-Home GmbH
Typ:	G-Box 50
P_{el} :	50 kW
P_{th} :	92,7 kW*
η_{el} :	34,5 %
η_{th} :	63,6 %*
η_{ges} :	98,1 %*
Modulationsbereich:	100 % - 50 %

*Angenäherte Werte für ein BHKW ohne BWT

Tabelle 52: Technische Daten eines auf Wärmebedarf und eines auf Eigenbedarf Strom ausgelegten BHKWs für das Ludwig-Thoma-Gymnasium, LK RO

	Auslegung auf Wärmebedarf	Auslegung auf Eigenbedarf Strom
Hersteller:	2G-Home GmbH	Energiewerkstatt GmbH & Co. KG
Typ:	G-Box 50	ASV 15/34
P_{el} :	50 kW	15 kW
P_{th} :	92,7 kW*	31,6 kW*
η_{el} :	34,5 %	30,6 %
η_{th} :	63,6 %*	64,4 %*
η_{ges} :	98,1 %*	95 %*
Modulationsbereich:	100 % - 50 %	100 % - 33 %

*Angenäherte Werte für ein BHKW ohne BWT

15.4.2.4.3 Beschreibung der Anlagenkonfiguration

Wie in Abbildung 220 bis Abbildung 223 zu erkennen ist, sind die BHKWs nicht dafür ausgelegt, den gesamten Wärmebedarf der jeweiligen Liegenschaft zu decken. So kann an Tagen mit einem erhöhten Wärmebedarf das BHKW die vollständige Versorgung mit Wärme nicht garantieren. Ebenfalls stellt die Versorgung der jeweiligen Liegenschaft an Tagen mit sehr geringem Wärmebedarf ein Problem dar, da die BHKWs nicht in dem Maß moduliert werden können, dass lediglich diese geringen Mengen an Wärme erzeugt werden.

Kraft-Wärme-Kopplung

Um diese Lücken in der Versorgung mit Wärme zu decken, wird je Liegenschaft ein Pufferspeicher dimensioniert, um die Versorgung mit Wärme an Tagen mit sehr geringem Wärmebedarf gewährleisten zu können. Um die Versorgung an Tagen mit erhöhtem Wärmebedarf zu garantieren werden zusätzlich Bestandsanlagen der jeweiligen Liegenschaften als sogenannte Spitzenlastkessel eingesetzt.

Die jeweilige Anlagenkonfiguration wird nachfolgend für die einzelnen Liegenschaften dargestellt.

Tabelle 53: Anlagenkonfiguration für ein auf Wärmebedarf und auf Eigenbedarf Strom ausgelegtes BHKW für das Kurfürst-Maximilian-Gymnasium, LK AÖ (beide Auslegungsvarianten liefern die gleiche Anlagengröße)

	Auslegung auf Wärmebedarf und Eigenbedarf Strom
BHKW P_{th}	92,7 kW*
BHKW P_{el}	50 kW
Pufferspeichervolumen	5000 l
Spitzenlastkessel aus Bestand	285 kW

*Angenäherte Werte für ein BHKW ohne BWT

Tabelle 54: Anlagenkonfiguration für ein auf Wärmebedarf und ein auf Eigenbedarf Strom ausgelegtes BHKW für die Staatliche Berufsschule BGL, LK BGL

	Auslegung auf Wärmebedarf	Auslegung auf Eigenbedarf Strom
BHKW P_{th}	125 kW	92,7 kW*
BHKW P_{el}	90 kW	50 kW
Pufferspeichervolumen	6000 l	5000 l
Spitzenlastkessel aus Bestand	920 kW	920 kW

*Angenäherte Werte für ein BHKW ohne BWT

Tabelle 55: Anlagenkonfiguration für ein auf Wärmebedarf und auf Eigenbedarf Strom ausgelegtes BHKW für die Staatliche Berufsschule I, LK MÜ (beide Auslegungsvarianten liefern die gleiche Anlagengröße)

	Auslegung auf Wärmebedarf und Eigenbedarf Strom
BHKW P_{th}	92,7 kW*
BHKW P_{el}	50 kW
Pufferspeichervolumen	5000 l
Spitzenlastkessel aus Bestand	715 kW

*Angenäherte Werte für ein BHKW ohne BWT

Tabelle 56: Anlagenkonfiguration für ein auf Wärmebedarf und ein auf Eigenbedarf Strom ausgelegtes BHKW für das Ludwig-Thoma-Gymnasium, LK RO

	Auslegung auf Wärmebedarf	Auslegung auf Eigenbedarf Strom
BHKW P_{th}	92,7 kW*	31,6 kW*
BHKW P_{el}	50 kW	15 kW
Pufferspeichervolumen	5000 l	2000 l
Spitzenlastkessel aus Bestand	550 kW	550 kW

*Angenäherte Werte für ein BHKW ohne BWT

15.4.3 Ergebnisse und Auswirkungen

15.4.3.1 Berechnung und Bewertung der Wirtschaftlichkeit

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit erfolgt anhand der Discounted-Cashflow-Methode (Hering, 2014).

15.4.3.1.1 Energiewirtschaftliche Annahmen

Zur wirtschaftlichen Bewertung des Projektes wurden die folgenden Annahmen getroffen:

- Für alle Preise (Instandhaltung, Brennstoff, Strom, Wärme,...) wird eine Preissteigerung von 2 %/a angesetzt.
- Der Kalkulationszinssatz wird auf 4 % festgesetzt.
- Die Nutzungsdauer der Anlage beträgt 15 a, der Restwert der Anlage nach Nutzungsdauer wird mit 0 € angesetzt.
- Die Abschreibung der Anlage erfolgt über 10 a.
- Spitzenlast- und Reservekessel werden nicht betrachtet. Es wird davon ausgegangen, dass die vorhandenen Kessel hier eingesetzt werden.
- Die Anlage umfasst jeweils das BHKW, einen Pufferspeicher und die hydraulische sowie elektrische Einbindung.
- Steuern auf erwirtschaftete Erträge bleiben unberücksichtigt.

15.4.3.1.2 Kosten

Die Kosten für die Anschaffung der Anlage wurden von den jeweiligen Lieferanten erfragt. Wenn möglich, wurden dabei auch die Kosten für Einbindung und Montage erhoben.

Wenn keine Einbindungskosten und Kosten für den Transport und die Abnahme der Anlage erhoben werden konnten, wurden diese auf der Basis der Ergebnisse der ASUE-Datenerhebung (ASUE, 2014) abgeschätzt. Grundsätzlich sind diese Kosten stark von den projektspezifischen Gegebenheiten abhängig und können im Rahmen dieser Studie nur generisch abgeschätzt werden.

15.4.3.1.3 Einnahmen

Die Einnahmen bestehen aus den vermiedenen Opportunitätskosten für Wärme und Strom sowie der Vergütung für den in das öffentliche Netz eingespeisten Strom.

Die vermiedenen Wärmekosten werden über den anlegbaren Wärmepreis abgebildet. Als anlegbarer Wärmepreis wurde ein mittlerer Preis für den jeweils aktuell in der betrachteten Liegenschaft eingesetzten Energieträger verwendet. Bei Erdgas beträgt dieser Wert 5,65 ct/kWh, bei Erdöl 4,80 ct/kWh.

Der Eigenverbrauchsanteil Strom wird mit dem für die Liegenschaft aktuell relevanten Strombezugspreis zuzüglich KWK-Vergütung bewertet.

Der in das Netz eingespeiste Strom wird mit den nach KWK-Gesetz erwartbaren Vergütungen bewertet. Diese umfassen den „üblichen Preis“ gemäß KWK-Index, die vermiedenen Netznutzungskosten sowie die KWK-Vergütung.

15.4.3.1.4 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnungen

Die folgenden Tabellen geben einen Überblick über die wichtigsten technischen und wirtschaftlichen Ergebnisse der Simulationen für die einzelnen Liegenschaften. Die angegebenen Deckungsgrade für Wärme und Strom geben an, welcher Anteil des jeweiligen Bedarfes durch die Anlage gedeckt werden kann. Der Anteil Eigenverbrauch Strom gibt an, welcher Anteil des erzeugten Stroms vor Ort verbraucht werden kann. Dieser Wert ist von besonderer Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit des Konzeptes, weil der selbstverbrauchte Strom teuren über das Netz bezogenen Strom ersetzt.

Im Allgemeinen sind die Varianten, die auf den Stromverbrauch ausgelegt sind, wirtschaftlich günstiger. Die entsprechenden BHKWs sind zum Teil kleiner als die auf den Wärmebedarf ausgelegten, daher kommen sie auf längere Laufzeiten und höhere Eigenverbrauchsanteile beim Strom. Allerdings erzeugen sie auch nur geringere Wärmemengen, so dass in diesen Konzepten noch ein großer Anteil des Wärmebedarfs durch konventionelle Kessel gedeckt werden muss.

Kraft-Wärme-Kopplung

Tabelle 57: Übersicht der technischen und wirtschaftlichen Kenngrößen für ein auf Wärmebedarf und ein auf Eigenbedarf Strom ausgelegtes BHKW für das Kurfürst-Maximilian-Gymnasium, LK AÖ

	Auslegung auf Wärmebedarf	Auslegung auf Eigenbe- darf Strom
Technische Kenngrößen		
Gelieferte Wärme	595.859 kWh/a	
Erzeugte elektrische Energie	334.715 kWh/a	
Deckungsgrad Wärme	56 %	
Eigenverbrauch Strom	46.860 kWh/a	130.539 kWh/a
Anteil Eigenverbrauch Strom	14 %	39 %
Deckungsgrad Strom	26 %	71 %
Wirtschaftliche Kenngrößen		
Modulkosten BHKW	110.000 €	
Einbindungskosten BHKW		
Kosten für Transport und Ab- nahme	4.133 €	
Modulkosten Pufferspeicher	4.450 €	
Einbindungskosten Puffer- speicher	1.250 €	
Instandhaltungskosten	8.386 €/a	
Generalüberholungskosten	17.787 €/5a	
Anlegbarer Preis für Wärme	0,0565 €/kWh	
Anlegbarer Strompreis	0,246 €/kWh	
Brennstoffkosten	0,0565 €/kWh	
Zuschlag Pufferspeicher gem. §§ 22-24 KWKG	-1.250 €	
Nutzungsdauer	15 a	
Nettobarwert	47.100 €	151.659 €
Interner Zinsfuß	9,21 %	18,60 %
Amortisationszeit	< 10 a	< 6 a

Kraft-Wärme-Kopplung

Tabelle 58: Übersicht der technischen und wirtschaftlichen Kenngrößen für ein auf Wärmebedarf und ein auf Eigenbedarf Strom ausgelegtes BHKW für die Staatliche Berufsschule BGL, LK BGL

	Auslegung auf Wärmebedarf	Auslegung auf Eigenbe- darf Strom
Technische Kenngrößen		
Delieferte Wärme	767.318 kWh/a	589.054 kWh/a
Erzeugte elektrische Energie	637.964 kWh/a	384.100 kWh/a
Deckungsgrad Wärme	45,1 %	34,9 %
Eigenverbrauch Strom	153.111 kWh/a	284.234 kWh/a
Anteil Eigenverbrauch Strom	24 %	74 %
Deckungsgrad Strom	35,4 %	66,1 %
Wirtschaftliche Kenngrößen		
Modulkosten BHKW	80.000 €	110.000 €
Einbindungskosten BHKW	39.338 €	
Kosten für Transport und Ab- nahme	6.052 €	4.133 €
Modulkosten Pufferspeicher	5.280 €	4.450 €
Einbindungskosten Puffer- speicher	1.500 €	1.250 €
Instandhaltungskosten	13.800 €/a	9.624 €/a
Generalüberholungskosten	19.600 €/5a	18.162 €/5a
Anlegbarer Preis für Wärme	0,0565 €/kWh	
Anlegbarer Strompreis	0,225 €/kWh	
Brennstoffkosten	0,0565 €/kWh	
Zuschlag Pufferspeicher gem. §§ 22-24 KWKG	-1.500 €	-1.250 €
Nutzungsdauer	15 a	
Nettobarwert	-29.809 €	215.585 €
Interner Zinsfuß	0,57 %	23,11 %
Amortisationszeit	-	< 5 a

Kraft-Wärme-Kopplung

Tabelle 59: Übersicht der technischen und wirtschaftlichen Kenngrößen für ein auf Wärmebedarf und ein auf Eigenbedarf Strom ausgelegtes BHKW für die Staatliche Berufsschule I, LK MÜ

	Auslegung auf Wärmebedarf	Auslegung auf Eigenbe- darf Strom
Technische Kenngrößen		
Gelieferte Wärme	561.581 kWh/a	
Erzeugte elektrische Energie	348.650 kWh/a	
Deckungsgrad Wärme	47,7 %	
Eigenverbrauch Strom	125.514 kWh/a	255.560 kWh/a
Anteil Eigenverbrauch Strom	36 %	73 %
Deckungsgrad Strom	25,4 %	52,3 %
Wirtschaftliche Kenngrößen		
Modulkosten BHKW	110.000 €	
Einbindungskosten BHKW		
Kosten für Transport und Ab- nahme	4.133 €	
Modulkosten Pufferspeicher	4.450 €	
Einbindungskosten Puffer- speicher	1.250 €	
Instandhaltungskosten	8.736 €/a	
Generalüberholungskosten	17.787 €/5a	
Anlegbarer Preis für Wärme	0,0565 €/kWh	
Anlegbarer Strompreis	0,2325 €/kWh	
Brennstoffkosten	0,0565 €/kWh	
Zuschlag Pufferspeicher gem. §§ 22-24 KWKG	-1.250 €	
Nutzungsdauer	15 a	
Nettobarwert	85.867 €	226.183 €
Interner Zinsfuß	12,75 %	24,26 %
Amortisationszeit	< 9 a	< 5 a

Kraft-Wärme-Kopplung

Tabelle 60: Übersicht der technischen und wirtschaftlichen Kenngrößen für ein auf Wärmebedarf und ein auf Eigenbedarf Strom ausgelegtes BHKW für das Ludwig-Thoma-Gymnasium, LK RO

	Auslegung auf Wärmebedarf	Auslegung auf Eigenbe- darf Strom
Technische Kenngrößen		
Delieferte Wärme	627.857 kWh/a	246.529 kWh/a
Erzeugte elektrische Energie	354.725 kWh/a	129.527 kWh/a
Deckungsgrad Wärme	48,4 %	19,0 %
Eigenverbrauch Strom	21.283 kWh/a	51.811 kWh/a
Anteil Eigenverbrauch Strom	6 %	40 %
Deckungsgrad Strom	38,6 %	96,0 %
Wirtschaftliche Kenngrößen		
Modulkosten BHKW	110.000 €	40.000 €
Einbindungskosten BHKW		
Kosten für Transport und Ab- nahme	4.133 €	1.892 €
Modulkosten Pufferspeicher	4.450 €	2.160 €
Einbindungskosten Puffer- speicher	1.250 €	500 €
Instandhaltungskosten	8.888 €/a	4.385 €/a
Generalüberholungskosten	17.787 €/5a	6.608 €/5a
Anlegbarer Preis für Wärme	0,0480 €/kWh	
Anlegbarer Strompreis	0,240 €/kWh	
Brennstoffkosten	0,0565 €/kWh	
Zuschlag Pufferspeicher gem. §§ 22-24 KWKG	-1.250 €	-500 €
Nutzungsdauer	15 a	
Nettobarwert	-50.039 €	-9.762 €
Interner Zinsfuß	-2,87 %	0,46 %
Amortisationszeit	-	-

15.4.3.2 Darstellung der Einsparungen

15.4.3.2.1 CO₂-Bilanz

Nachfolgend werden die CO₂-Bilanzen der BHKWs für eine Auslegung auf Wärmebedarf und für eine Auslegung auf Eigenbedarf Strom dargestellt. Hierzu ist es erforderlich die CO₂-Emissionen der jeweiligen KWK-Anlage anteilig der Strom- und der Wärmeerzeugung zuzuordnen. Hierzu werden sogenannte Allokationsmethoden verwendet. In der vorliegenden Studie wird die Allokationsmethode der IEA (IEA, 2018) eingesetzt.

Die Einsparung an CO₂ ergibt sich durch die Gegenüberstellung sämtlicher CO₂-Emissionen bei herkömmlicher Wärme- und Stromversorgung und der CO₂-Emissionen bei Einsatz des BHKWs, wobei eine Gutschrift für den in das öffentliche Netz eingespeisten Strom erfolgt. Als herkömmliche Referenz für die Wärmeerzeugung wird Erdgas mit Wirkungsgrad 100 % angesetzt.

Der in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeiste Strom verdrängt konventionelle Stromerzeugung und mindert damit ebenfalls CO₂-Emissionen. Als Emissionsfaktor für den verdrängten Strommix $f_{el, \text{verdrängt}}$ wurde derselbe Wert wie für den Strombezug aus dem Netz verwendet (527 g CO₂/kWh) (www.umweltbundesamt.de, 2017). Die CO₂-Einsparung pro ins Netz eingespeister kWh KWK-Strom Δe_{CO_2} ergibt sich dann als Differenz zwischen dem Emissionsfaktor des Strommixes und dem Emissionsfaktor des KWK-Stroms $f_{el, KWK}$:

$$\Delta e_{CO_2} = f_{el, \text{verdrängt}} - f_{el, KWK}$$

Die CO₂-Einsparung, welche aufgrund des ins Netz eingespeisten Stroms erzielt wird, wird nachfolgend in Abbildung 228 bis Abbildung 235 grün hervorgehoben.

Kraft-Wärme-Kopplung

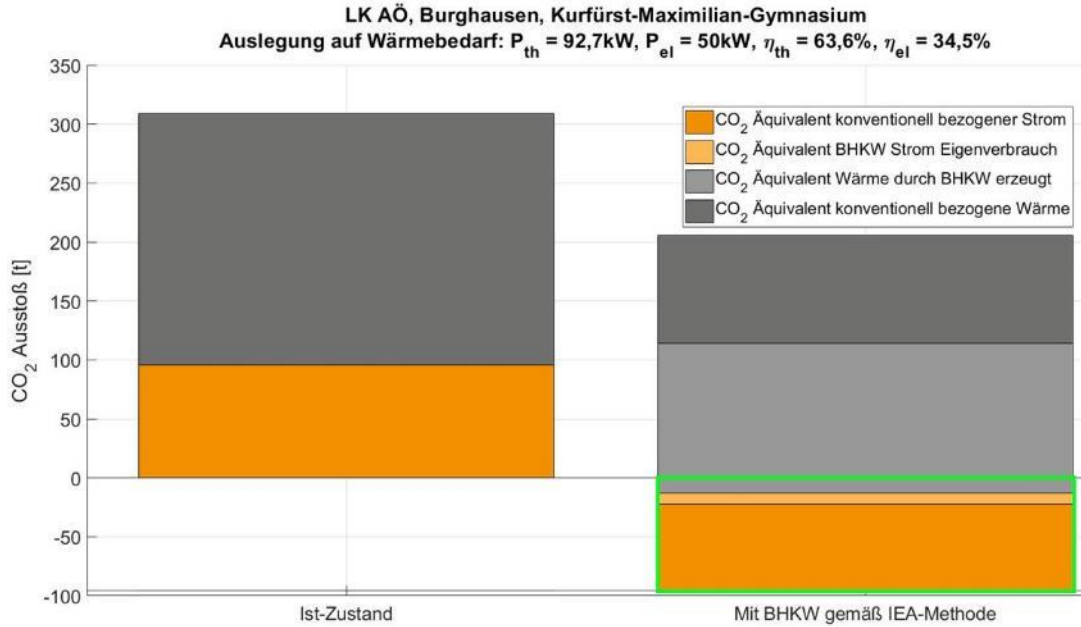


Abbildung 228: Vergleich CO₂-Bilanzen Kurfürst-Maximilian-Gymnasium (KMG): Ist-Zustand und CO₂-Bilanz mit auf Wärmebedarf ausgelegtem BHKW; CO₂-Einsparung durch Netzeinspeisung grün hervorgehoben

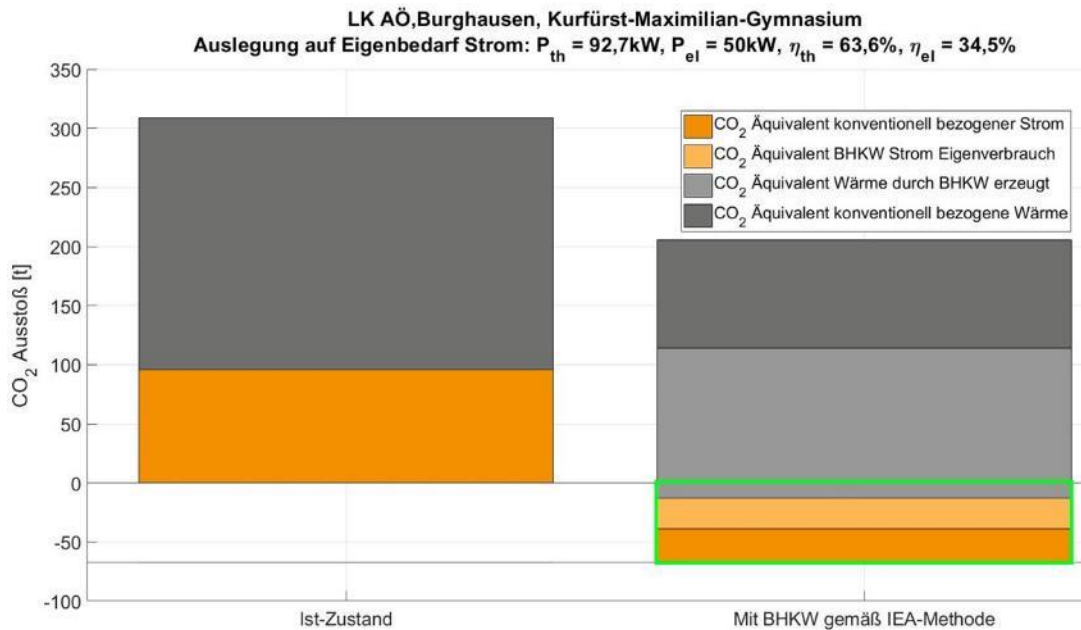


Abbildung 229: Vergleich CO₂-Bilanzen Kurfürst-Maximilian-Gymnasium (KMG): Ist-Zustand und CO₂-Bilanz mit auf Eigenbedarf Strom ausgelegtem BHKW; CO₂-Einsparung durch Netzeinspeisung grün hervorgehoben

Kraft-Wärme-Kopplung

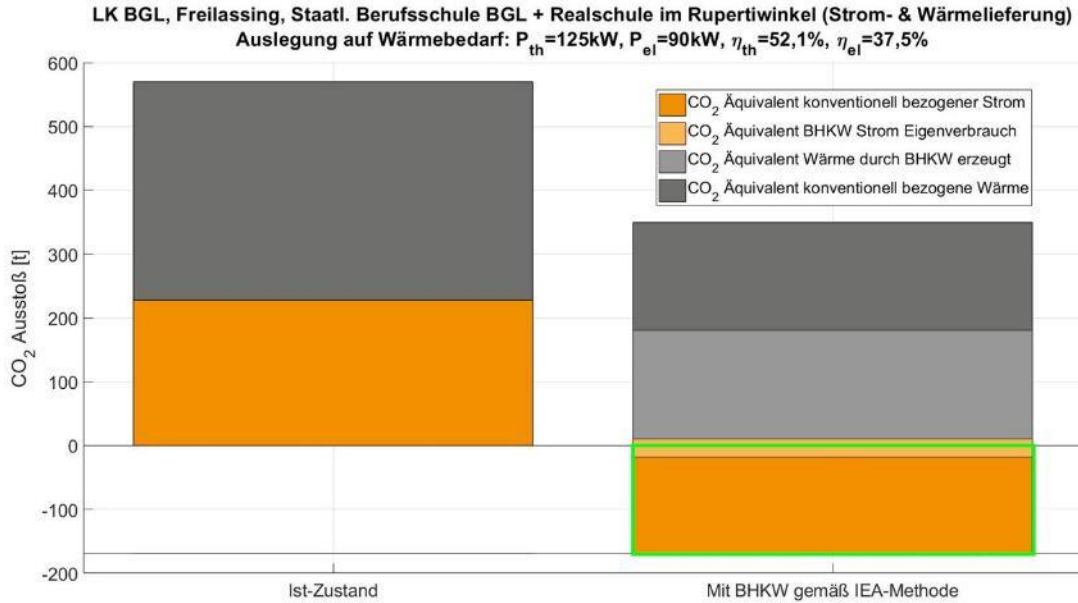


Abbildung 230: Vergleich CO₂-Bilanzen Staatl. Berufsschule BGL (SBB); Ist-Zustand und CO₂-Bilanz mit auf Wärmebedarf ausgelegtem BHKW; CO₂-Einsparung durch Netzeinspeisung grün hervorgehoben

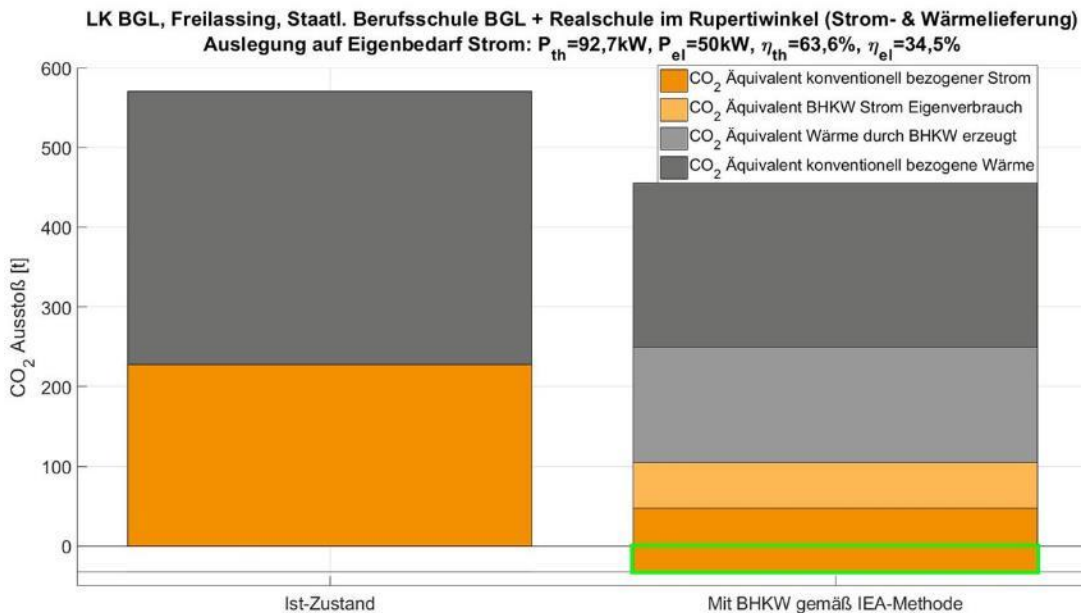


Abbildung 231: Vergleich CO₂-Bilanzen Staatl. Berufsschule BGL (SBB); Ist-Zustand und CO₂-Bilanz mit auf Eigenbedarf Strom ausgelegtem BHKW; CO₂-Einsparung durch Netzeinspeisung grün hervorgehoben

Kraft-Wärme-Kopplung

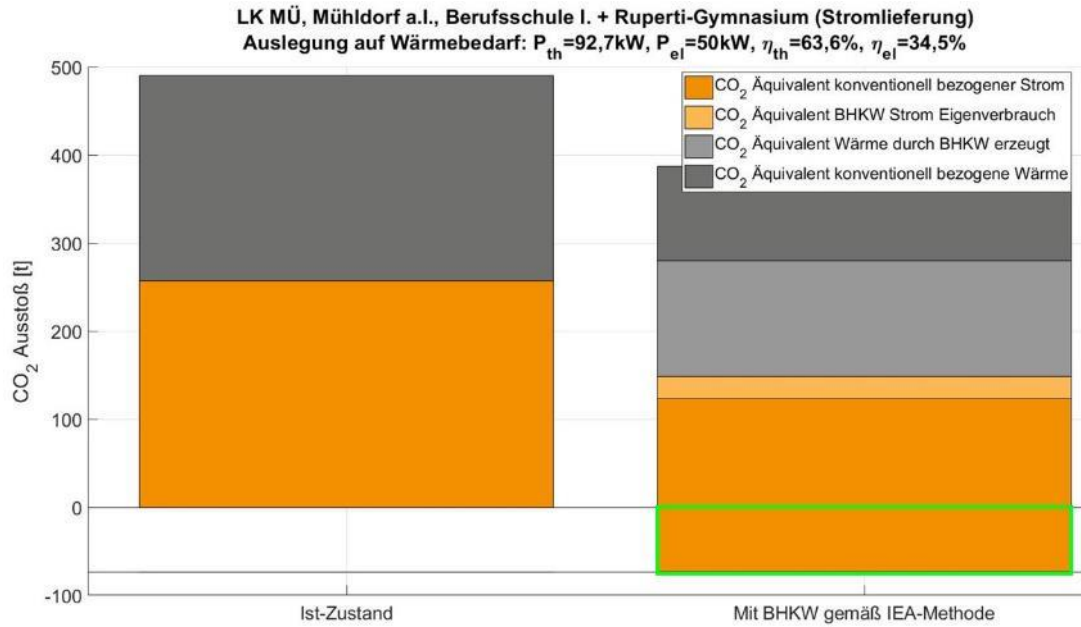


Abbildung 232: Vergleich CO₂-Bilanzen Berufsschule I. (SBM): Ist-Zustand und CO₂-Bilanz mit auf Wärmebedarf ausgelegtem BHKW; CO₂-Einsparung durch Netzeinspeisung grün hervorgehoben

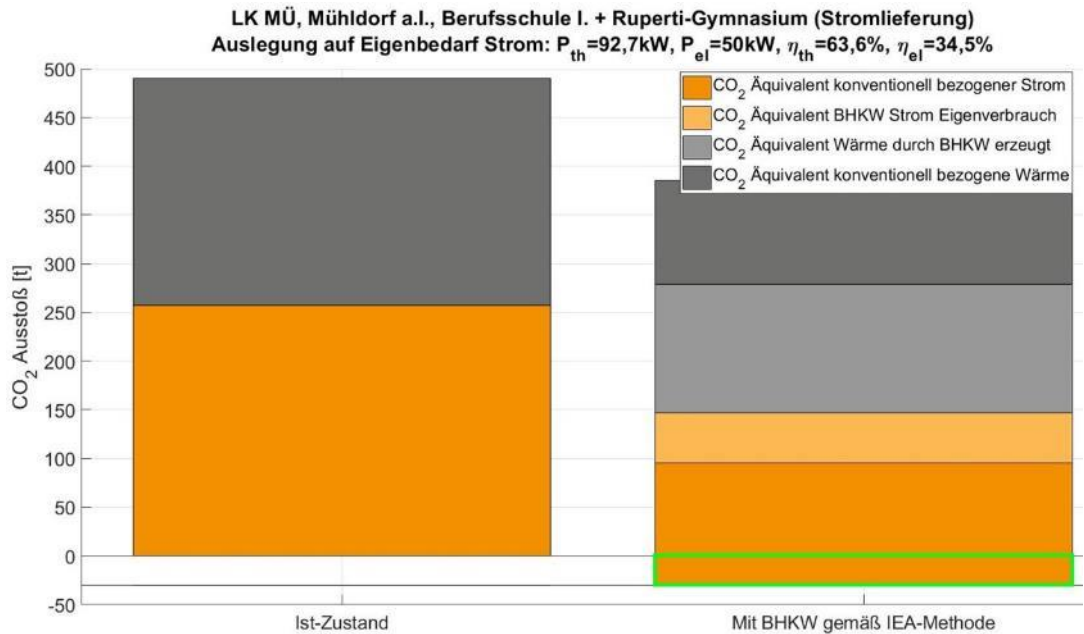


Abbildung 233: Vergleich CO₂-Bilanzen Berufsschule I. (SBM): Ist-Zustand und CO₂-Bilanz mit auf Eigenbedarf Strom ausgelegtem BHKW; CO₂-Einsparung durch Netzeinspeisung grün hervorgehoben

Kraft-Wärme-Kopplung

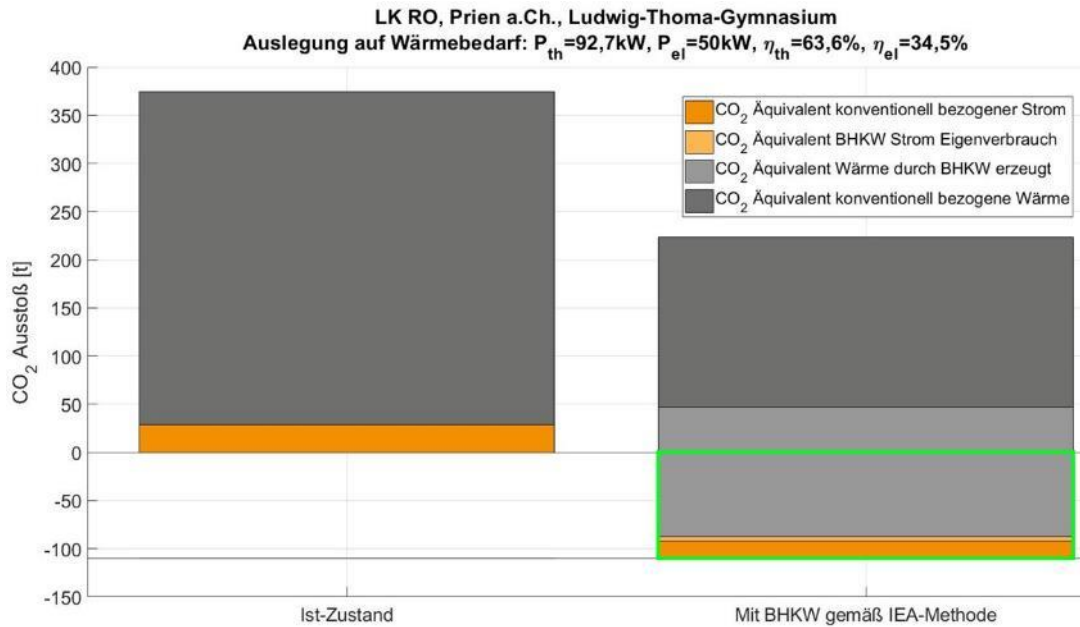


Abbildung 234: Vergleich CO₂-Bilanzen Ludwig-Thoma-Gymnasium (LTG): Ist-Zustand und CO₂-Bilanz mit auf Wärmebedarf ausgelegtem BHKW; CO₂-Einsparung durch Netzeinspeisung grün hervorgehoben

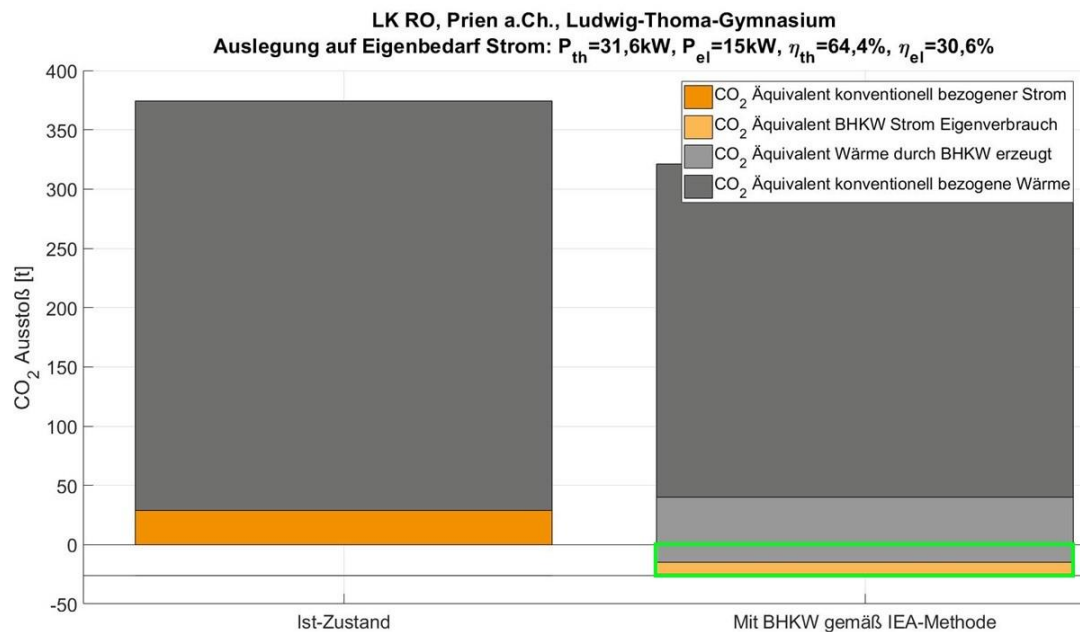


Abbildung 235: Vergleich CO₂-Bilanzen Ludwig-Thoma-Gymnasium (LTG): Ist-Zustand und CO₂-Bilanz mit auf Eigenbedarf Strom ausgelegtem BHKW; CO₂-Einsparung durch Netzeinspeisung grün hervorgehoben

Kraft-Wärme-Kopplung

Nachfolgend wird eine Gesamtübersicht der möglichen CO₂-Einsparungen je Liegenschaft gegeben.

Tabelle 61: Übersicht der möglichen CO₂-Einsparungen je Liegenschaft

	CO ₂ Ausstoß [t/a]				
	Ist-Zustand	Auslegung auf Wärmebedarf		Auslegung auf Eigenbedarf Strom	
		Mit BHKW	Einsparung CO ₂	Mit BHKW	Einsparung CO ₂
LK AÖ, KMG	309	196	113	196	113
LK BGL, SBB	570	333	237	441	129
LK MÜ, SBM	490	373	117	373	117
LK RO, LTG	374	212	162	311	63
Gesamt	1.743	1.114	629	1.321	422

15.4.3.2 Einsparung Strom

Abbildung 236 bis Abbildung 239 zeigen, welcher Anteil des Strombedarfs je Liegenschaft durch KWK-Strom gedeckt werden kann und somit nicht mehr aus dem Netz bezogen werden muss.

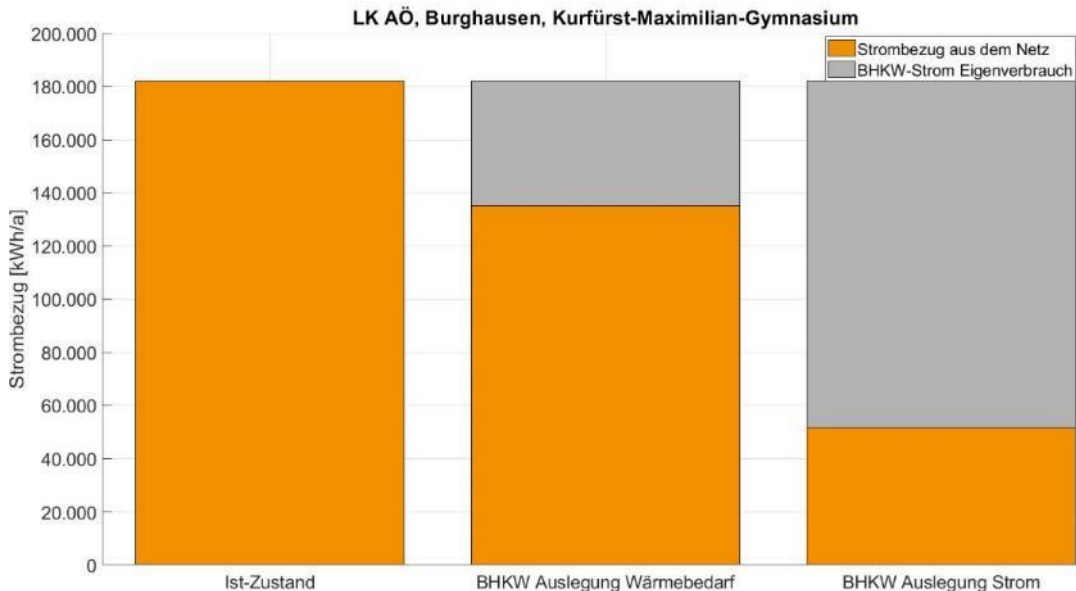


Abbildung 236: Vergleich der möglichen Strombedarfsdeckung durch KWK-Strom am Kurfürst-Maximilian-Gymnasium (KMG)

Kraft-Wärme-Kopplung

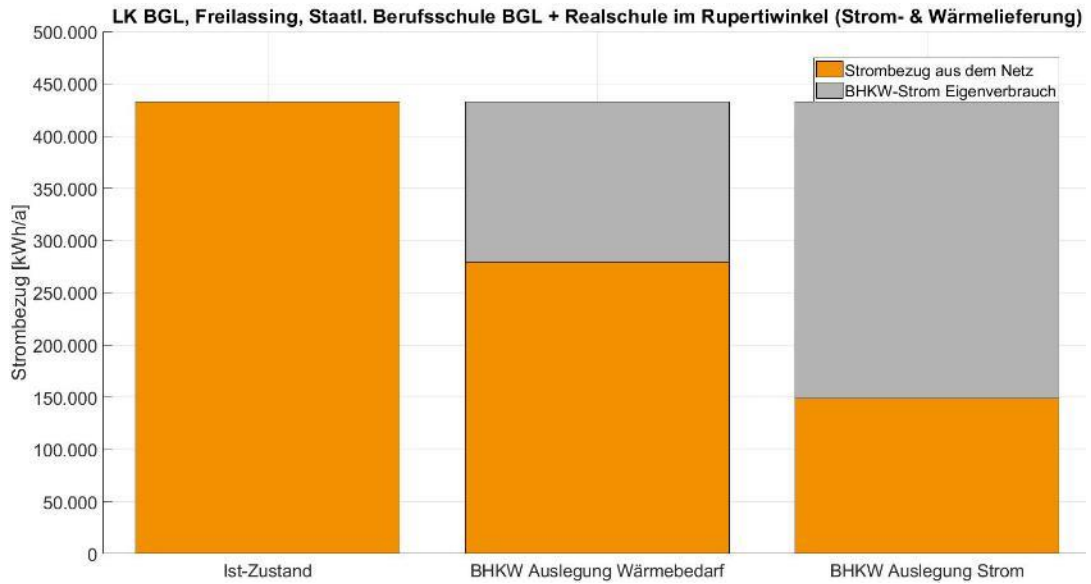


Abbildung 237: Vergleich der möglichen Strombedarfsdeckung durch KWK-Strom der Staatl. Berufsschule BGL (SBB)

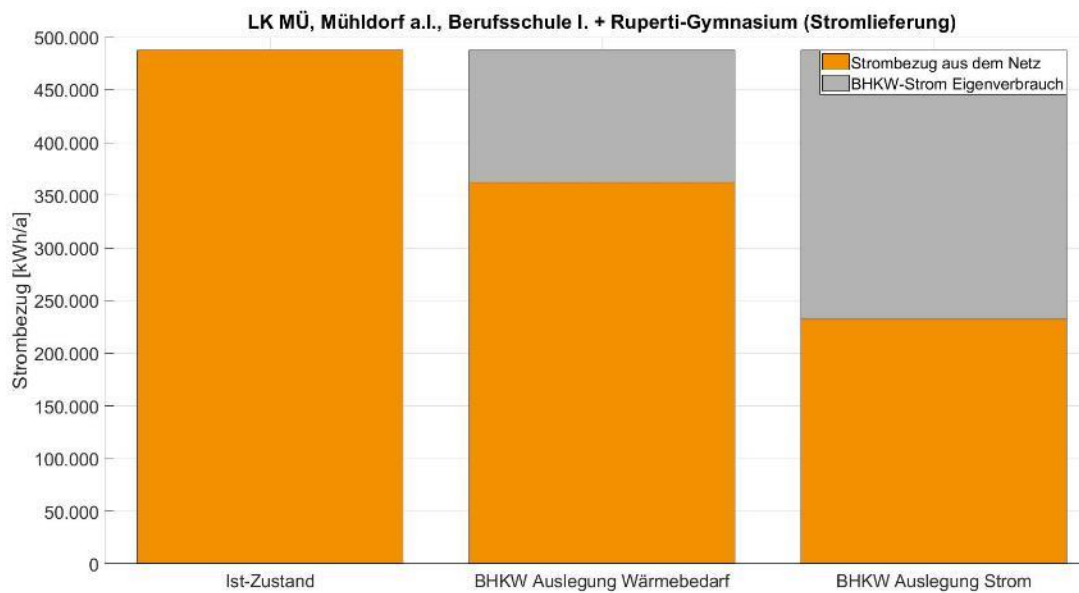


Abbildung 238: Vergleich der möglichen Strombedarfsdeckung durch KWK-Strom der Berufsschule I. und des Ruperti-Gymnasiums (SBM)

Kraft-Wärme-Kopplung

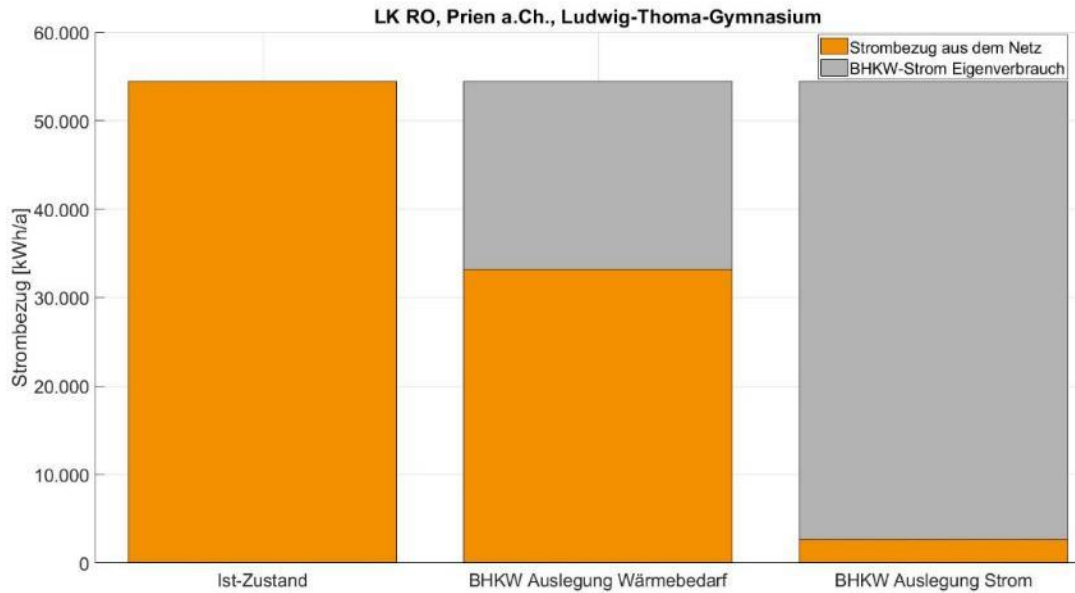


Abbildung 239: Vergleich der möglichen Strombedarfsdeckung durch KWK-Strom am Ludwig-Thoma-Gymnasium (LTG)

Nachfolgend wird eine Zusammenfassung gegeben, welcher Anteil des Strombedarfs je Liegenschaft durch KWK-Strom aus einem auf Wärmebedarf und einem auf Eigenbedarf Strom ausgelegten BHKW gedeckt werden kann.

Tabelle 62: Übersicht der möglichen Stromdeckung durch KWK-Strom je Liegenschaft

	Strombedarf [kWh/a]	Auslegung auf Wärmebedarf		Auslegung auf Eigenbedarf Strom	
		Eigenverbrauchter KWK-Strom [kWh/a]	Restbedarf konventionell bezogener Strom [kWh/a]	Eigenverbrauchter KWK-Strom [kWh/a]	Restbedarf konventionell bezogener Strom [kWh/a]
LK AÖ, KMG	182.039	46.860	135.179	130.539	51.500
LK BGL, SBB	432.675	153.111	279.564	284.234	148.441
LK MÜ, SBM	487.503	125.514	361.989	255.560	231.943
LK RO, LTG	54.477	21.283	33.194	51.811	2.666
Gesamt	1.156.694	346.768	809.926	722.144	434.550

15.4.4 Möglicher Projektablauf

Beschreibung der wichtigsten Schritte in der Umsetzung. Zeitliche Angaben stellen das anzusetzende Minimum bei optimalem Ablauf dar.

Tabelle 63: Geschätzter zeitlicher Rahmen einer Umsetzung des Projektes

Durchzuführende Schritte	Zeitlicher Rahmen
Detaillierte Auslegung der BHKWs (inkl. Anbindung)	8 Wochen
Vergabeverfahren (Annahme: Freihändig)	8 Wochen
Lieferung und Installation der Anlage	12 – 16 Wochen
Umsetzungszeit insgesamt	28 – 32 Wochen

15.4.5 Hemmnisse und kritische Punkte

Die nachfolgend aufgeführten Hemmnisse und kritischen Punkte gilt es vor einer möglichen Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen zu beachten:

- Die KWK-Technologie ist eine Energieeffizienztechnologie und kann als Übergangstechnologie bis zu einem Wechsel zu erneuerbaren Energien betrachtet werden.
- Die Anschaffung und Installation einer KWK-Anlage bindet mehr Kapital als Lösung mit konventionellen Kesseln. Die Finanzierungen sind entsprechend zu planen.
- Der Aufwand für Abrechnung und Betrieb eines BHKWs ist im Vergleich zu konventionellen Kesseln höher.
- Beim Betrieb einer KWK-Anlage wird im Vergleich zu Standardkesseln mehr Lärm emittiert. Es ist zu prüfen, inwiefern dies hinnehmbar ist oder entsprechende Lärmschutzmaßnahmen vorzusehen sind.
- Die geplanten BHKWs decken nicht den gesamten Wärmebedarf der jeweiligen Liegenschaft, weshalb immer noch ein Spitzenlastkessel vorhanden sein muss.
- Der benötigte Bauraum je kWh Wärme ist bei einer KWK-Anlage größer als bei einem Standardkessel. Es muss beachtet werden, dass genügend Bauraum für die Anlage vorhanden ist.

15.4.6 Fazit

Die Versorgung großer Schulen ist eine wirtschaftlich attraktive und relativ leicht umzusetzende Maßnahme zur Senkung der Energiekosten und der CO₂-Emissionen und ist somit ein wichtiger Baustein bei der Umstellung der öffentlichen Liegenschaften auf eine nachhaltigere Energieversorgung.

Insgesamt können durch die BHKWs je nach Auslegung und Liegenschaft zwischen 17 % und 43 % der CO₂-Emissionen eingespart werden. Die Amortisationszeiten liegen jeweils im Bereich weniger Jahre.

Insbesondere die Varianten, die auf den jeweiligen Stromverbrauch der Liegenschaft ausgelegt sind, erweisen sich aufgrund der längeren Laufzeiten und des hohen Eigenverbrauchsanteils beim Strom als sehr rentabel. Die entsprechenden BHKWs sind meist kleiner als die auf den Wärmebedarf ausgelegten, daher kommen sie auf längere Laufzeiten und höhere Eigenverbrauchsanteile beim Strom. Allerdings erzeugen sie auch nur geringere Wärmemengen, so dass in diesen Konzepten noch ein großer Anteil des Wärmebedarfs durch konventionelle Kessel gedeckt werden muss. Dies führt zu geringeren Einsparungen an fossilen Brennstoffen und in der Folge zu geringeren Einsparungen an CO₂-Emissionen.

15.4.7 Einstufung des Beispielprojekts

Tabelle 64: Bewertung des Beispielprojektes „KWK-Anlagen für Schulen“ gemäß der durch den RPV formulierten Kriterien

Bewertung des Beispielprojekts								
Flächenbedarf	Technische Ausgewogenheit	Umweltverträglichkeit	Versorgungssicherheit	Kosten	Regionale Wertschöpfung	Wettbewerbsfähigkeit	Landschaft und Lebensqualität	Bürgerakzeptanz
1	2	2	1	2	4	1	1	1

Im Folgenden wird die Einstufung des Beispielprojekts in dem jeweiligen Bewertungskriterium erläutert und begründet.

Flächenbedarf:

Die benötigte Grundfläche eines BHKW zur Energieversorgung einer Liegenschaft liegt nur geringfügig über der eines konventionellen Heizkessels. In jedem Fall kann das BHKW innerhalb der Liegenschaft platziert werden, so dass nach außen hin kein zusätzlicher Flächenbedarf entsteht. Somit werden mit einem BHKW ohne nennenswerten Zusatzbedarf an Fläche je nach Liegenschaft zwischen 130.000 kWh/a und 645.000 kWh/a elektrische Energie erzeugt. Das Projekt wurde daher mit „1“ bewertet.

Technische Ausgewogenheit:

Bei der BHKW-Technologie handelt es sich um eine bewährte und zuverlässige Effizienztechnologie, die als Brückentechnologie auf dem Weg zu einer vollständig auf regenerativen Energieträgern beruhenden Energieversorgung anzusehen ist. Ohne Einbußen in der praktischen Anwendung kann die Energieversorgung damit direkt effizienter gestaltet werden. Die technische Ausgewogenheit wird daher mit „2“ bewertet.

Umweltverträglichkeit:

Beim Einsatz des BHKW entstehen im Vergleich zur konventionellen Kesseltechnologie keine zusätzlichen Schadstoffemissionen pro erzeugter kWh Endenergie. Der erzeugte Strom verdrängt konventionell hergestellten Strom und verringert damit insgesamt den Verbrauch an fossilen Energieträgern und die Emissionen an CO₂ und Luftschadstoffen. Allerdings wird nach wie vor ein fossiler Brennstoff eingesetzt, so dass die Umweltverträglichkeit insgesamt mit „2“ bewertet wird.

Versorgungssicherheit:

Die Nutzungsdauer einer BHKW-Anlage wird mit 15 Jahren angesetzt. In diesem Zeitraum sind keine Versorgungsengpässe bei Erdgas zu erwarten. Die Wärmeerzeugung ist mit konventionellen Kesseln abgesichert, so dass auch ein Ausfall der Anlage nicht zu einer Versorgungsunterbrechung führen würde. Die Versorgungssicherheit wird daher mit „1“ bewertet.

Kosten:

Gestehungskosten für die Wärme und den Strom wurden nicht ausgerechnet, da bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen stets eine in gewissem Maße willkürliche Allokation der Kosten auf die Wärme- und Stromerzeugung vorgenommen werden muss. Auf der Basis der Kosten der konventionellen bzw. bestehenden Wärmeversorgung und des Bezugs von Strom aus dem Netz ergeben sich erhebliche Einsparungen, so dass die Anlagen hoch wirtschaftlich sind. Aufgrund der höheren Investitionskosten für die BHKWs im Vergleich zu konventionellen Kesseln werden die Kosten dennoch lediglich mit „2“ bewertet.

Regionale Wertschöpfung:

Bei einem erdgasbefeuerten BHKW beschränkt sich die regionale Wertschöpfung auf die Herstellung, Lieferung und Montage sowie den Betrieb und die Wartung der Anlage. Vom Aufwand für den verbrauchten Brennstoff, der über die Lebenszeit der Anlage den mit Abstand größten Kostenfaktor darstellt, bleiben lediglich Bruchteile, beispielsweise für Vertrieb, Lieferung und Abrechnung, als regionale Wertschöpfung erhalten. Der weitaus größte Teil der Wertschöpfung findet dabei in den Förderländern (bei Erdgas insbesondere Russland, Großbritannien, Norwegen) statt. Daher wurde die regionale Wertschöpfung mit „4“ bewertet.

Wettbewerbsfähigkeit:

Die Wettbewerbsfähigkeit ist sehr hoch. Die Anlagen sind absolut wirtschaftlich und können sich aus den Kosteneinsparungen in kurzer Zeit amortisieren. Die Wettbewerbsfähigkeit wird daher mit „1“ bewertet.

Landschaft und Lebensqualität:

Landschaft und Lebensqualität werden in keiner Weise beeinträchtigt. Durch die hohe Verfügbarkeit steht eine komfortable Wärmeerzeugung zur Verfügung, der selbst erzeugte Strom verdrängt sowohl bei Eigenverbrauch als auch bei Einspeisung Strom, der ansonsten durch andere, die Landschaft deutlich stärker beeinträchtigende Technologien erzeugt würde. Landschaft und Lebensqualität werden daher mit „1“ bewertet.

Bürgerakzeptanz:

Die Bürgerakzeptanz dezentraler BHKWs, die in Heizkellern bestehender Liegenschaften aufgestellt werden, ist uneingeschränkt gegeben. Die Bürgerakzeptanz wird daher mit „1“ bewertet.

15.5 Beispielprojekt 2: Auslegung von KWK-Anlagen für die Versorgung von regionalen Gewerbegebieten

15.5.1 Kurzübersicht

Im Fokus dieser Untersuchung stehen neu entstehende regionale Gewerbegebiete in der Planungsphase. Grundsätzlich bieten diese das Potenzial einer relativ großen Strom- und Wärmeabnahmedichte, was den Einsatz von KWK-Technologien begünstigen sollte. Gleichwohl zeichnen sich diese Projekte durch eine große Unsicherheit über die erwarteten Energiebedarfe aus.

- Bei der Erstellung des Bebauungsplanes ist häufig erst ein Bruchteil der Flächen vergeben.
- Gewerbebetriebe können sehr unterschiedliche Energiebedarfsprofile aufweisen, insbesondere der Prozesswärmebedarf ist stark von der unternehmerischen Tätigkeit des Betriebes abhängig.
- Die Ansiedlung der Betriebe erfolgt meist nicht zeitgleich, sondern über einen größeren Zeitraum, so dass der Gesamtenergiebedarf des Gewerbegebietes zu Beginn der Erschließung nicht absehbar ist.

Um die Auswirkung dieser speziellen Randbedingungen auf die Versorgung von Gewerbegebieten mittels Kraft-Wärme-Kopplung zu untersuchen, wurde ein konkretes in der Planung befindliches Gewerbegebiet als Referenzprojekt herangezogen. Als Referenz-Gewerbegebiet wurde dafür das in Planung befindliche Gewerbegebiet Autobahn Nord 2 in Bergen ausgewählt. Die Untersuchungen lassen sich grundsätzlich auf ähnliche Gewerbegebiete im RPV 18 übertragen.

Zum Zeitpunkt der Untersuchung waren zwei Grundstücksinteressenten bekannt. Bei einem der Interessenten konnten der Stromlastgang und der Wärmebedarf einer vergleichbaren bestehenden Liegenschaft herangezogen werden. Einen Planungsstand zu den neu zu errichtenden Liegenschaften gibt es hier aber nicht. Bei dem anderen Grundstücksinteressenten gibt es geplante Flächen und Nutzungsarten für die Gebäude, aber noch keine Angaben zu Strom- und Wärmebedarf.

Da zum Zeitpunkt der Untersuchung keine weiteren Wärmeabnehmer bekannt waren, wurde ein modularer Aufbau der Energieversorgung gewählt und zunächst ein BHKW auf die erwarteten Energiebedarfe der oben genannten Grundstücksinteressenten ausgelegt. Bei der Ansiedlung weiterer Unternehmen wäre dann die Wärmeerzeugung entsprechend um weitere Module zu erweitern.

Es zeigt sich, dass aufgrund der unsicheren Datenlage nur eine sehr grobe Aussage über die Wirtschaftlichkeit einer BHKW-basierten Versorgung des Gewerbegebietes möglich ist. Gleichzeitig ist durch die zentrale Versorgung der Betriebe ein erhöhter Aufwand für die Infrastruktur der Wärmeverteilung zu berücksichtigen. Auch das energiewirtschaftliche Modell ist mit größeren Unsicherheiten behaftet, da künftige potenzielle Abnehmer noch unbekannt sind. Insgesamt ergaben sich daher für den untersuchten Fall keine schlagenden Argumente für eine zentrale Wärmeversorgung mit BHKW. Gleichwohl kann für den einzelnen Betrieb selbstverständlich die Versorgung mittels dezentralem BHKW hoch wirtschaftlich sein.

15.5.1.1 Darstellung der Überregionalität

Der Einsatz von BHKWs zur Versorgung eines Gewerbegebiets ist grundsätzlich ein lokal begrenztes Projekt. Der überregionale Charakter ergibt sich dadurch, dass in der gesamten Region viele regionale Gewerbegebiete mit vergleichbaren Randbedingungen sind.

Das hier untersuchte Gewerbegebiet steht modellhaft für eine Reihe anderer Gewerbegebiete, bei denen die Versorgung mit BHKW eine wirtschaftliche und effiziente Alternative zum Status quo darstellen kann. Gleichwohl ist die richtige Dimensionierung der Schlüssel zum wirtschaftlichen Betrieb eines BHKWs. Bei der Übertragung der Ergebnisse auf andere Gewerbegebiete ist daher stets das tatsächliche Wärmebedarfsprofil in der Auslegung zu berücksichtigen.

15.5.1.2 Kurzzusammenfassung technische Daten

Die beiden folgenden Übersichten zeigen die grundlegenden technischen Daten der ausgelegten BHKWs für das Gewerbegebiet einmal in der Auslegung auf den Wärmebedarf und einmal in der Auslegung auf den Eigenbedarf Strom. Beide Varianten haben gleich große Anlagen als wirtschaftliches Optimum ergeben, so dass die installierten Leistungen identisch sind und sich die Varianten nur bezüglich der Betriebsstrategie und damit in den Einsatzstunden und den erzeugten Mengen unterscheiden.

Tabelle 65: Überblick über installierte Leistung und erzeugte Energiemengen in der Auslegungsvariante auf den Wärmebedarf

<i>Themengebiet: Kraft-Wärme-Kopplung</i>		
<i>Installierte thermische Leistung</i>	<i>92,8 kW_{th}</i>	
<i>Installierte elektrische Leistung</i>	<i>50 kW_{el}</i>	
<i>Produzierte KWK-Wärme</i>	<i>616 MWh/a</i>	
<i>Produzierter KWK-Strom</i>	<i>Gesamt:</i>	<i>329 MWh/a</i>
	<i>Davon eingespeist:</i>	<i>263 MWh/a</i>
	<i>Davon Eigenverbrauch:</i>	<i>66 MWh/a</i>

Tabelle 66: Überblick über installierte Leistung und erzeugte Energiemengen in der Auslegungsvariante auf den Eigenbedarf Strom

<i>Themengebiet: Kraft-Wärme-Kopplung</i>		
<i>Installierte thermische Leistung</i>	<i>92,8 kW_{th}</i>	
<i>Installierte elektrische Leistung</i>	<i>50 kW_{el}</i>	
<i>Produzierte KWK-Wärme</i>	<i>616 MWh/a</i>	
<i>Produzierter KWK-Strom</i>	<i>Gesamt:</i>	<i>329 MWh/a</i>
	<i>Davon eingespeist:</i>	<i>178 MWh/a</i>
	<i>Davon Eigenverbrauch:</i>	<i>151 MWh/a</i>

15.5.1.3 Akteure und Beteiligte

Für die Umsetzung verantwortliche Behörde/Einrichtung:

Grundstücksinteressenten, Grundstückseigentümer, Landkreisverwaltung, ggf. Contractor

Hinzuzuziehende Beteiligte:

Planer der Grundstücksinteressenten

Einzubindende Personen/Behörde:

Landkreisverwaltung, speziell die jeweils zuständigen Bauämter, ggf. Gemeindeverwaltung

15.5.2 Auslegung BHKWs

15.5.2.1 Beschreibung des Gewerbegebietes

Betrachtet wird das geplante Gewerbegebiet Autobahn Nord 2, Bergen. Dieses schließt sich nördlich an das bestehende Gewerbegebiet Autobahn Nord an.

Die Fläche beträgt ca. 40.000 m², die geplante Aufteilung kann der folgenden Darstellung entnommen werden.

Kraft-Wärme-Kopplung



Abbildung 240: Lageplan und geplante Flächenaufteilung des Gewerbegebietes Autobahn Nord 2, Bergen. Quelle: plg Planungsgruppe Strasser und Partner GBR

Wärmebedarf:

Der Wärmebedarf der künftigen Liegenschaften ist unbekannt. Auf der Basis der Angaben von zwei Grundstücksinteressenten wurden folgende Werte angesetzt (Erläuterungen siehe Absatz „Datengrundlage“).

Wärmebedarf bereits geplanter Gebäude: 996 MWh/a (Schätzwert)

Zuwachspotenzial: Unbekannt

Strombedarf:

Der Strombedarf der künftigen Liegenschaften ist unbekannt. Auf der Basis der Angaben eines Grundstücksinteressenten, dessen Strombedarf sich abschätzen ließ, wurden folgende Werte angesetzt:

Strombedarf bereits geplante Gebäude: 203 MWh/a (Schätzwert)

Zuwachspotenzial: Unbekannt

15.5.2.2 Datengrundlage

In den frühen Planungsphasen eines Gewerbegebietes existieren meist noch keine bzw. wenige belastbare Daten wie ein konkret geplanter Strom- bzw. Wärmebedarf einzelner

Gebäude des Gewerbegebiets. Aus diesem Grund handelt es sich bei den zur Auslegung der BHKWs herangezogenen Daten um Schätzwerte.

Aus Gesprächen mit einem Grundstücksinteressenten konnten der aktuelle Wärme- und Strombedarf der Bestandsliegenschaft des Unternehmens ermittelt werden. Diese wurden als Schätzwerte für die im Gewerbegebiet geplanten Liegenschaften angesetzt.

Aus Gesprächen mit einem weiteren Interessenten konnten weitere geplante Flächen und Nutzungsarten für das Gewerbegebiet ermittelt werden. Geplante Strom- und Wärmebedarfe für diese Liegenschaften standen zum Zeitpunkt der Erhebung noch nicht zur Verfügung. Aus diesem Grund wird anhand der geplanten Flächenaufteilung mittels der vom BDEW veröffentlichten Vergleichswerte (www.bdew.d, 2018) ein Schätzwert für den Wärmebedarf ermittelt. Ein Strombedarf konnte nicht ermittelt werden und stellt somit ein Optimierungspotenzial für die Wirtschaftlichkeit der ausgelegten BHKWs dar.

15.5.2.3 Detaillierung Energiebedarfe

Nachfolgend werden Lastgänge und Jahresdauerlinien für den Wärme- und Strombedarf der Liegenschaften aufgezeigt. Die Lastgänge und Jahresdauerlinien für den Wärmebedarf wurden anhand des Standard-Lastprofil-Verfahrens (SLP-Verfahren) (www.bdew.d, 2018) ermittelt, da hierfür lediglich ein jährlicher Wärmebedarf von den Liegenschaften abgeschätzt werden konnte. Die dem Strombedarf zugrundeliegenden Daten wurden aus dem bekannten IST-Stromlastgang eines Grundstücksinteressenten ermittelt, welcher als Referenz für den Strombedarf der im Gewerbegebiet geplanten Liegenschaft verwendet wurde.

15.5.2.3.1 Detaillierung Wärmebedarf

Nachfolgend wird der anhand des SLP-Verfahrens ermittelte kumulierte Lastgang der Liegenschaften im Gewerbegebiet abgebildet.

Kraft-Wärme-Kopplung

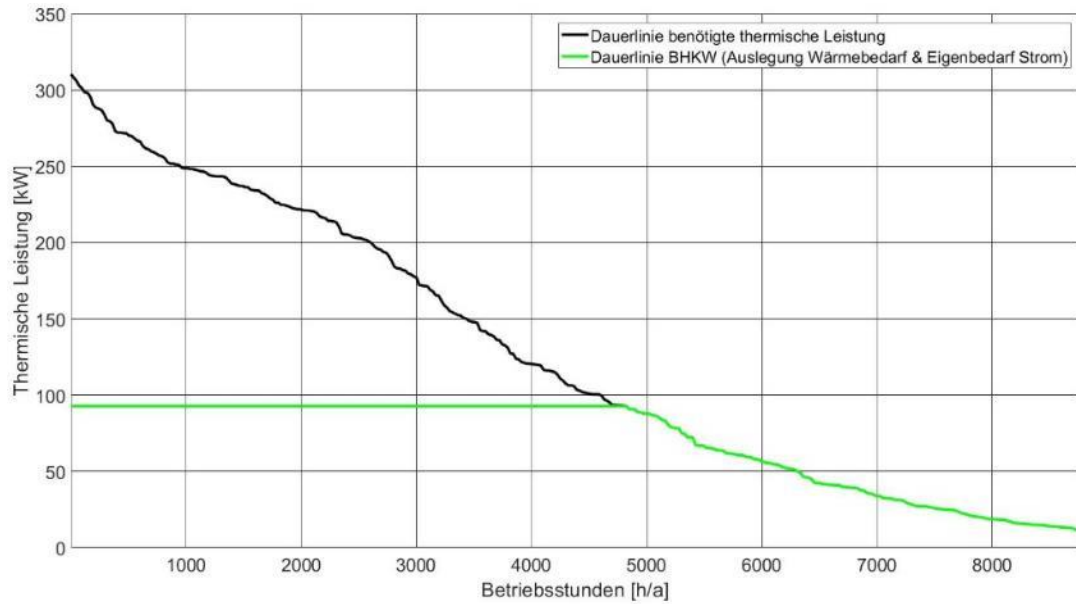


Abbildung 241: Anhand des SLP-Verfahrens ermittelter kumulierter Lastgang der im Gewerbegebiet Bergen geplanten Liegenschaften inklusive dem Lastgang für das ausgelegte BHKW unter Berücksichtigung eines im System vorhandenen Pufferspeichers. Auslegung nach Strom- und Wärmebedarf führen jeweils zu übereinstimmenden Anlagengrößen, daher ist nur eine Dauerlinie für die identischen Anlagen aufgezeigt.

15.5.2.3.2 Detaillierung Strombedarf

Nachfolgend wird der bekannte Stromlastgang eines Grundstücksinteressenten abgebildet, welcher als Referenz für den Strombedarf der im Gewerbegebiet Bergen geplanten Liegenschaft verwendet wurde. Ebenfalls wird die maximale elektrische Leistung der auf den Wärmebedarf und auf den Eigenverbrauch an Strom ausgelegten BHKWs abgebildet.

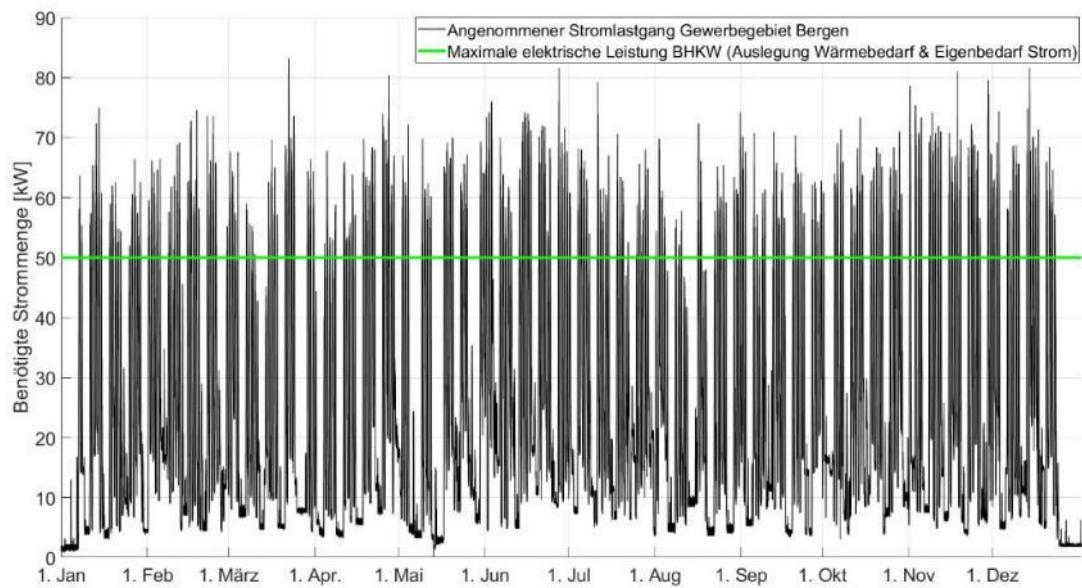


Abbildung 242: Angenommener Stromlastgang einer geplanten Liegenschaft im Gewerbegebiet Bergen inklusive der maximalen elektrischen Leistung eines auf den Wärmebedarf und auf den Eigenbedarf Strom ausgelegten BHKWs

15.5.2.4 Anlagendimensionierung

15.5.2.5 Betriebsweise

Ein BHKW kann auf unterschiedliche Arten betrieben werden. Typisch sind beispielsweise stromgeführte oder wärmegeführte Fahrweise, eine Kombination aus diesen beiden oder die Optimierung für den Einsatz am Regelenergiemarkt. Auf der Basis der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurde für das Gewerbegebiet Bergen die stromgeführte Betriebsweise ausgewählt.

15.5.2.5.1 Auswahl konkreter Anlagen zur technischen Umsetzung

Die technisch-wirtschaftliche Optimierung des BHKWs für die wärme- bzw. stromgeführte Betriebsweise führte jeweils zu identischen Anlagengrößen. Nachfolgend werden technische Daten einer konkreten Anlage aufgezeigt, welche im Leistungsbereich dieses Optimums liegt. Das ausgewählte BHKW arbeitet mit Brennwert-Technik (BWT), bei der das Abgas soweit heruntergekühlt wird, dass Wasser auskondensiert und so mehr Wärme ausgekoppelt werden kann. Es wird allerdings davon ausgegangen, dass die Brennwerttechnologie im betrachteten Fall nicht zum Tragen kommen kann, wodurch sich ein niedrigerer thermischer Wirkungsgrad ergibt. Um diesen Effekt in der Bewertung abzubilden, wird der thermische Wirkungsgrad der entsprechenden Anlage um 5 %-Punkte herabgesetzt und die thermische Nennleistung des BHKWs dementsprechend angepasst.

Tabelle 67: Technische Daten eines auf Wärmebedarf und auf Eigenbedarf Strom ausgelegten BHKWs für das geplante Gewerbegebiet in Bergen, LK TS (beide Auslegungsvarianten liefern die gleiche Anlagengröße)

Auslegung auf Wärmebedarf und auf Eigenbedarf Strom	
Hersteller:	2G-Home GmbH
Typ:	G-Box 50
P_{el} :	50 kW
P_{th} :	92,8 kW*
η_{el} :	34,4 %
η_{th} :	64,4 %*
η_{ges} :	98,8 %*
Modulationsbereich:	100 % - 50 %

*Angenäherte Werte für ein BHKW ohne BWT

15.5.2.5.2 Beschreibung der Anlagenkonfiguration

Wie in Abbildung 241 zu erkennen ist, sind BHKWs nicht dafür ausgelegt, den gesamten Wärmebedarf einer Liegenschaft zu decken. So kann an Tagen mit einem erhöhten Wärmebedarf das BHKW die vollständige Versorgung mit Wärme nicht garantieren. Ebenfalls stellt die Versorgung der jeweiligen Liegenschaft an Tagen mit sehr geringem Wärmebedarf ein Problem dar, da BHKWs nicht in dem Maß moduliert werden können, dass lediglich diese geringen Mengen an Wärme erzeugt werden.

Um diese Lücken in der Versorgung mit Wärme zu decken, wird ein Pufferspeicher dimensioniert, um die Versorgung mit Wärme an Tagen mit sehr geringem Wärmebedarf gewährleisten zu können. Um die Versorgung an Tagen mit erhöhtem Wärmebedarf zu garantieren, muss ein sogenannter Spitzenlastkessel im System vorhanden sein.

Die vorgesehene Anlagenkonfiguration wird nachfolgend aufgeführt.

Tabelle 68: Anlagenkonfiguration für ein auf Wärmebedarf und auf Eigenbedarf Strom ausgelegtes BHKW für das geplante Gewerbegebiet in Bergen, LK TS (beide Auslegungsvarianten liefern die gleiche Anlagengröße)

	Auslegung auf Wärmebedarf und auf Eigenbedarf Strom
BHKW P_{th}	92,8 kW
BHKW P_{el}	50 kW
Pufferspeichervolumen	5000 l
Spitzenlastkessel	Neuanschaffung*

*Da es sich bei den entstehenden Liegenschaften um Neubauten handelt, müssen Spitzenlastkessel neu gekauft werden, welche auf den restlichen Wärmebedarf der jeweiligen Liegenschaft ausgelegt sind

15.5.3 Ergebnisse und Auswirkungen

15.5.3.1 Energiewirtschaftliche Annahmen

Zur wirtschaftlichen Bewertung des Projektes wurden die folgenden Annahmen getroffen:

- Für alle Preise (Instandhaltung, Brennstoff, Strom, Wärme,...) wird eine Preissteigerung von 2 %/a angesetzt.
- Der Kalkulationszinssatz wird auf 4 % festgesetzt.
- Die Nutzungsdauer der Anlage beträgt 15 a, der Restwert der Anlage nach Nutzungsdauer wird mit 0 € angesetzt.
- Die Abschreibung der Anlage erfolgt über 10 a.
- Spitzenlast- und Reservekessel werden nicht betrachtet. Die Kosten hierfür entsprechen den angesetzten Opportunitätskosten und sind damit für die wirtschaftliche Bewertung des BHKWs neutral.
- Die Anlage umfasst das BHKW, einen Pufferspeicher und ein Nahwärmeverteilnetz sowie die hydraulische und elektrische Einbindung.
- Steuern auf erwirtschaftete Erträge bleiben unberücksichtigt.

15.5.3.1.1 Kosten

Die Kosten für die Anschaffung der BHKW-Anlage und Ihrer Einbindung und Montage wurden beim Lieferanten erfragt. Wenn möglich, wurden dabei auch die Kosten für Einbindung und Montage erhoben.

Kosten für den Transport und die Abnahme der Anlage sowie Wartung und Instandhaltung wurden auf der Basis der Ergebnisse der ASUE-Datenerhebung (ASUE, 2014) abgeschätzt.

Die Kosten für das Nahwärmeverteilnetz werden generisch mit 300 €/Trassenmeter angesetzt. Es wird davon ausgegangen, dass zunächst eine Trassenlänge von 150 m ausreicht, um die ersten Anlieger zu erschließen. Die resultierenden Kosten von 45.000 € werden nur zur Hälfte in Ansatz gebracht, um die über die Nutzungsdauer des BHKWs von 15 Jahren hinausgehende Nutzungsdauer des Netzes zu berücksichtigen.

15.5.3.1.2 Einnahmen

Als Einnahmen werden die vermiedenen Opportunitätskosten für Wärme und Strom sowie die Vergütung für den in das öffentliche Netz eingespeisten Strom angesetzt.

Die vermiedenen Wärmekosten werden über den anlegbaren Wärmepreis abgebildet. Als anlegbarer Wärmepreis wurde ein mittlerer Preis für Erdgas von 5,62 ct/kWh angesetzt.

Der Eigenverbrauchsanteil Strom wird mit dem für die Liegenschaft aktuell relevanten Strombezugspreis zuzüglich KWK-Vergütung und vermiedenen Netznutzungskosten bewertet. Hierbei wird angenommen, dass der Grundstücksinteressent, dessen Strombedarf zum Zeitpunkt der Untersuchung mit einem Eigenverbraucher gleichgestellt werden kann.

Der in das Netz eingespeiste Strom wird mit den nach KWK-Gesetz erwartbaren Vergütungen bewertet. Diese umfassen den „üblichen Preis“ gemäß KWK-Index, die vermiedenen Netznutzungskosten sowie die KWK-Vergütung.

15.5.3.1.3 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnungen

Die folgenden Tabellen geben einen Überblick über die wichtigsten technischen und wirtschaftlichen Ergebnisse der Simulationen für die einzelnen Liegenschaften. Die angegebenen Deckungsgrade für Wärme und Strom geben an, welcher Anteil des jeweiligen Bedarfes durch die Anlage gedeckt werden kann. Der Anteil Eigenverbrauch Strom gibt an, welcher Anteil des erzeugten Stroms vor Ort verbraucht werden kann. Dieser Wert ist von besonderer Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit des Konzeptes, weil der selbstverbrauchte Strom teuren über das Netz bezogenen Strom ersetzt.

Im Allgemeinen sind die Varianten, die auf den Stromverbrauch ausgelegt sind, wirtschaftlich günstiger. Die entsprechenden BHKWs sind kleiner als die auf den Wärmebedarf ausgelegten, daher kommen sie auf längere Laufzeiten und höhere Eigenverbrauchsanteile beim Strom. Allerdings erzeugen sie auch nur geringere Wärmemengen, so dass in diesen Konzepten noch ein großer Anteil des Wärmebedarfs durch konventionelle Kessel gedeckt werden muss.

Kraft-Wärme-Kopplung

Tabelle 69: Übersicht der technischen und wirtschaftlichen Kenngrößen für ein auf Wärmebedarf und ein auf Eigenbedarf Strom ausgelegtes BHKW für das geplante Gewerbegebiet in Bergen, LK TS

	Auslegung auf Wärmebedarf	Auslegung auf Eigenbedarf Strom
Technische Kenngrößen		
Erzeugte Wärme	616.487 kWh/a	
Erzeugte elektrische Energie	329.304 kWh/a	
Deckungsgrad Wärme	61,9 %	
Eigenverbrauch Strom	65.861 kWh/a	151.480 kWh/a
Anteil Eigenverbrauch Strom	20 %	46 %
Deckungsgrad Strom	7,2 %	18,7 %
Wirtschaftliche Kenngrößen		
Modulkosten BHKW	110.000 €	
Einbindungskosten BHKW		
Kosten für Transport und Abnahme	4.133 €	
Modulkosten Pufferspeicher	4.450 €	
Einbindungskosten Pufferspeicher	1.250 €	
Instandhaltungskosten	8.251 €/a	
Generalüberholungskosten	17.787 €/5a	
Anlegbarer Preis für Wärme	0,0565 €/kWh	
Anlegbarer Strompreis	0,21 €/kWh	
Brennstoffkosten	0,0565 €/kWh	
Zuschlag Pufferspeicher gem. §§ 22-24 KWKG	-1.250 €	
Nutzungsdauer	15 a	
Nettobarwert	-49.428 €	18.613 €
Interner Zinsfuß	-1,77 %	5,83 %
Amortisationszeit	-	< 13 a

*Abgeschätzte Werte

15.5.3.2 Darstellung der Einsparungen

15.5.3.2.1 CO₂-Bilanz

Nachfolgend wird die CO₂-Bilanz des BHKWs für eine Auslegung auf Wärmebedarf und für eine Auslegung auf Eigenbedarf Strom dargestellt. Hierzu ist es erforderlich, die CO₂-Emissionen der KWK-Anlage anteilig der Strom- und der Wärmeerzeugung zuzuordnen. Hierzu werden sogenannte Allokationsmethoden verwendet. In der vorliegenden Studie wird die Allokationsmethode der IEA (IEA, 2018) eingesetzt.

Die Einsparung an CO₂ ergibt sich durch die Gegenüberstellung sämtlicher CO₂-Emissionen bei herkömmlicher Wärme- und Stromversorgung und der CO₂-Emissionen bei Einsatz des BHKWs, wobei eine Gutschrift für den in das öffentliche Netz eingespeisten Strom erfolgt. Als herkömmliche Referenz für die Wärmeerzeugung wird Erdgas mit Wirkungsgrad 100 % angesetzt.

Der in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeiste Strom verdrängt konventionelle Stromerzeugung und mindert damit ebenfalls CO₂-Emissionen. Als Emissionsfaktor für den verdrängten Strommix $f_{el, \text{verdrängt}}$ wurde derselbe Wert wie für den Strombezug aus dem Netz verwendet (527 g CO₂/kWh) (www.umweltbundesamt.de, 2017). Die CO₂-Einsparung pro ins Netz eingespeister kWh KWK-Strom Δe_{CO_2} ergibt sich dann als Differenz zwischen dem Emissionsfaktor des Strommixes und dem Emissionsfaktor des KWK-Stroms $f_{el, KWK}$:

$$\Delta e_{CO_2} = f_{el, \text{verdrängt}} - f_{el, KWK}$$

Die CO₂-Einsparung, welche aufgrund des ins Netz eingespeisten Stroms erzielt wird, wird nachfolgend in Abbildung 243 und Abbildung 244 grün hervorgehoben.

Kraft-Wärme-Kopplung

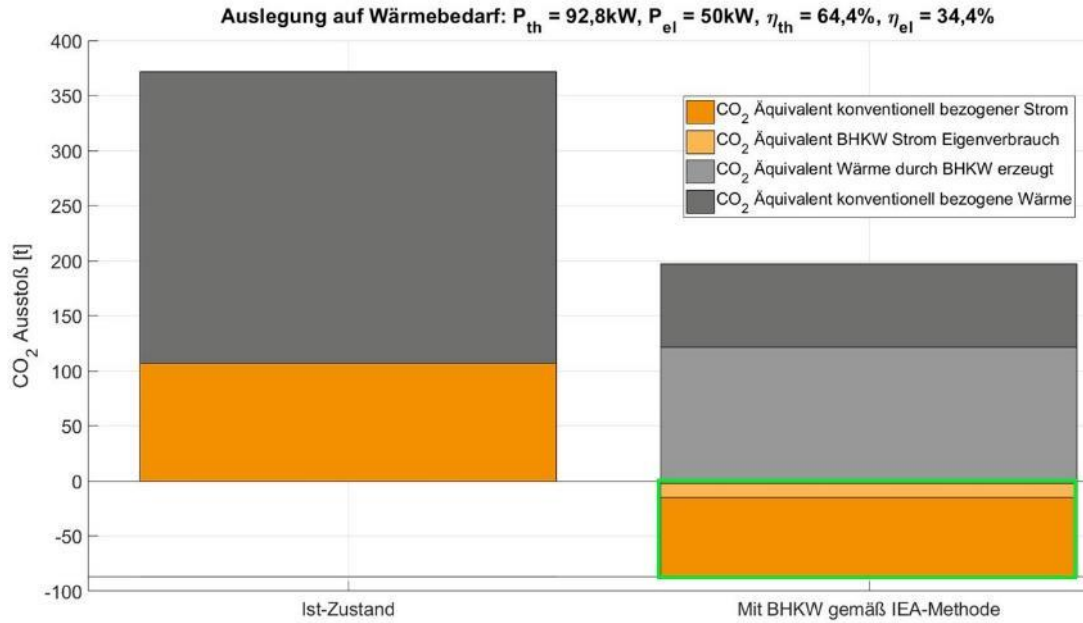


Abbildung 243: Vergleich CO₂-Bilanzen Gewerbegebiet Bergen: Ist-Zustand und CO₂-Bilanz mit auf Wärmebedarf ausgelegtem BHKW; CO₂-Einsparung durch Netzeinspeisung grün hervorgehoben

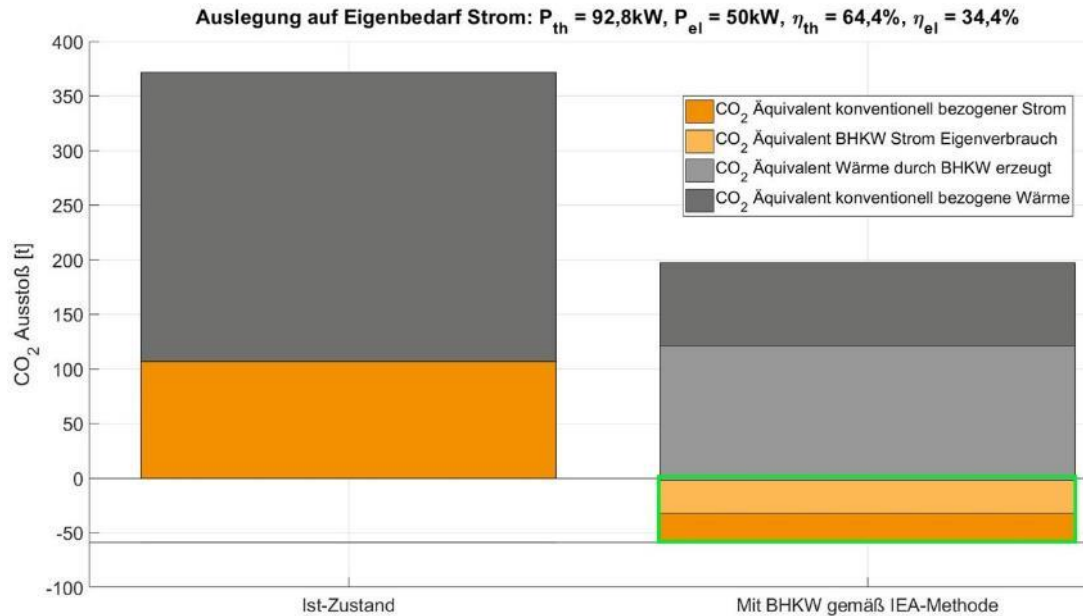


Abbildung 244: Vergleich CO₂-Bilanzen Gewerbegebiet Bergen: Ist-Zustand und CO₂-Bilanz mit auf Eigenbedarf Strom ausgelegtem BHKW; CO₂-Einsparung durch Netzeinspeisung grün hervorgehoben

Kraft-Wärme-Kopplung

Tabelle 70: Übersicht der möglichen CO₂-Einsparungen im Gewerbegebiet Bergen

	CO ₂ Ausstoß [t/a]				
	Ist-Zustand	Auslegung auf Wärmebedarf		Auslegung auf Eigenbedarf Strom	
		Mit BHKW	Einsparung CO ₂	Mit BHKW	Einsparung CO ₂
Gewerbegebiet Bergen	307	197	110	197	110

15.5.3.2.2 Einsparung Strom

Nachfolgend wird eine Zusammenfassung gegeben, welcher Anteil des Strombedarfs je Liegenschaft durch KWK-Strom aus einem auf Wärmebedarf und einem auf Eigenbedarf Strom ausgelegten BHKW gedeckt werden kann.

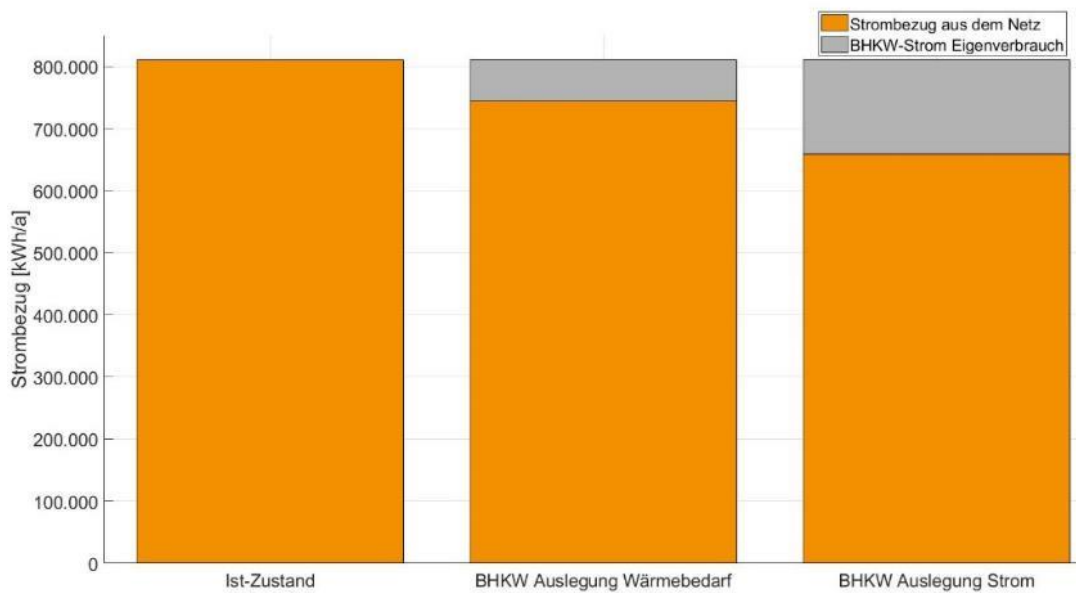


Abbildung 245: Vergleich der möglichen Strombedarfsdeckung durch KWK-Strom im Gewerbegebiet Bergen

Tabelle 71: Übersicht der möglichen Stromdeckung durch KWK-Strom im Gewerbegebiet Bergen

	Strombedarf [kWh/a]	Auslegung auf Wärmebedarf		Auslegung auf Eigenbedarf Strom	
		Eigenver- brauchter KWK- Strom [kWh/a]	Restbedarf konventio- nell bezo- gener Strom [kWh/a]	Eigenver- brauchter KWK- Strom [kWh/a]	Restbedarf konventio- nell bezo- gener Strom [kWh/a]
Gewerbegebiet Bergen	810.719	65.861	744.858	151.480	659.239

15.5.4 Alternative Versorgungskonzepte

Wie in den vorangegangenen Abschnitten zu erkennen ist, stellt eine KWK-Anlage für das geplante Gewerbegebiet in Bergen grundsätzlich eine wirtschaftliche Möglichkeit zur Versorgung mit Strom und Wärme dar. Vor dem Hintergrund der hohen Investitionskosten, insbesondere auch in das Wärmeverteilnetz sowie dem eher geringen Wärmebedarf der bereits bekannten Grundstücksinteressenten erscheint eine zentrale Wärmeversorgung nicht als ideale Lösung. Daher soll abschließend ein alternativer Ansatz für eine Energieversorgung skizziert werden.

Eine Alternative zur zentralen Versorgung des Gewerbegebiets mit Strom und Wärme durch die KWK-Anlage stellt eine dezentrale Lösung der Versorgung dar. Durch eine Kombination aus PV-Anlagen, welche auf den Dächern der entstehenden Gebäude im Gewerbegebiet errichtet werden, und Wärmepumpen zur Deckung des Wärmebedarfs kann ein erheblicher Anteil des Energiebedarfs im Gewerbegebiet durch erneuerbare Energien gedeckt werden.

Der so im Gewerbegebiet erzeugte Strom kann entweder individuell von jedem Liegenschaftsbetreiber verwertet werden, oder unter den Grundstückseignern nach Bedarf verteilt werden.

Eine Möglichkeit hierzu bietet ein Contracting-Modell. Hierbei werden die Dachflächen der entstehenden Gebäude an einen Dritten vermietet, welcher auf diesen PV-Anlagen installiert und den erzeugten Strom an die Eigner zurückverkauft. Auf diesem Weg lassen sich für den Vor-Ort verbrauchten Strom Abgaben sparen, was zu einer wirtschaftlich attraktiven Lösung führen kann. Der Abrechnungsmehraufwand liegt dabei beim Contractor.

Soll der Vor-Ort-Verbrauch ohne einen Contractor optimiert werden, kann ein Grundstückseigner, welcher durch die PV-Anlage auf der eigenen Dachfläche mehr Strom erzeugt, als er selbst benötigt, diesen überschüssigen Strom an weitere Grundstückseigner weiterverkaufen, welche ihren Strombedarf nicht durch die eigene PV-Anlage decken können. Dies hat jedoch einen erhöhten Abrechnungsaufwand für die Eigner zur Folge. Falls dieser zusätzliche Aufwand vermieden werden soll, kann die Abrechnung auch durch Dienstleister in diesem Bereich durchgeführt werden.

15.5.5 Möglicher Projektablauf

Die Umsetzung des Wärmeversorgungsprojektes im Gewerbegebiet ist deutlich zeitintensiver als die im vorigen Beispielprojekt untersuchte Installation von BHKWs in den Landkreisliegenschaften. Der Grund hierfür liegt im zusätzlichen Aufwand für die Planung und Verlegung des Wärmenetzes.

Tabelle 72: Geschätzter zeitlicher Rahmen einer Umsetzung des Projektes (BHKW und Wärmenetz)

Durchzuführende Schritte	Zeitlicher Rahmen
Detaillierte Auslegung der BHKWs (inkl. Anbindung) und des Wärmenetzes	12 Wochen
Vergabeverfahren (Annahme: Freihändig)	10 Wochen
Verlegung des Wärmenetzes , Lieferung und Installation der Anlage	20 – 28 Wochen
Umsetzungszeit insgesamt	42 – 50 Wochen

15.5.6 Hemmnisse und kritische Punkte

Die nachfolgend aufgeführten Hemmnisse und kritischen Punkte gilt es vor einer möglichen Umsetzung der vorgeschlagenen Maßnahmen zu beachten:

- Während der Entwicklung eines neuen Gewerbegebietes sind die Energiebedarfe der Grundstücksinteressenten und möglicher zukünftiger Ansiedler meist unbekannt. Durch diese Unsicherheit ist die Planung einer zentralen Wärmeversorgung durch ein Nahwärmenetz schwer planbar und mit hohen Investitionsrisiken verbunden.
- Auch nach der Planungsphase kann sich der Wärmebedarf der Liegenschaften in einem Gewerbegebiet deutlich ändern.
- Der Aufwand für Abrechnung und Betrieb ist bei einer zentralen Energieversorgung mit unterschiedlichen Abnehmern höher als bei dezentralen Einzellösungen.
- Die KWK-Technologie ist eine Energieeffizienztechnologie und kann als Übergangstechnologie bis zu einem Wechsel zu erneuerbaren Energien betrachtet werden.
- Das Nahwärmenetz bindet zusätzliches Kapital.
- Für die BHKW-Anlage (plus Reserve- und Spitzenlastkessel) ist ein separater Baugrund vorzuhalten.

15.5.7 Fazit

Die Versorgung von entstehenden Gewerbegebieten mit BHKW ist grundsätzlich eine wirtschaftliche Alternative zur konventionellen, dezentralen Versorgung. Aufgrund der sehr individuellen Randbedingungen der Gewerbegebiete ist eine Übertragbarkeit aber nur in geringem Maße gegeben. Außerdem erschwert die große Unsicherheit über die künftigen Wärmebedarfe, gepaart mit der hohen Investition in Erzeugungsanlage und Wärmenetz, die Planbarkeit und damit die Wirtschaftlichkeit des Projektes.

Kraft-Wärme-Kopplung

Im untersuchten Projekt können durch das BHKW 36 % der CO₂-Emissionen gegenüber einer konventionellen Versorgung mit Gaskesseln eingespart werden. Die Amortisationszeit liegt unter 13 Jahren.

Insgesamt erscheint das untersuchte Gewerbegebiet nicht als ein optimaler Standort für eine zentrale BHKW-Lösung. Dies ist neben der fehlenden Planungssicherheit auch auf die relativ geringen Wärme- und Strombedarfe der Grundstücksinteressenten zurück zu führen. Es ist zu beachten, dass dieses Ergebnis bei anderen Gewerbegebieten mit anderen Energiebedarfsstrukturen deutlich positiver ausfallen kann und dass in jedem Einzelfall eine individuelle Untersuchung zur Beurteilung erforderlich ist.

Aus aktueller Sicht erscheint ein dezentrales Versorgungskonzept, beispielsweise mit den in Abschnitt 15.5.4 skizzierten Strukturen, als interessante Alternative zu dem hier untersuchten Konzept.

15.5.8 Einstufung des Beispielprojekts

Tabelle 73: Bewertung des Beispielprojektes „Auslegung von KWK-Anlagen für die Versorgung von regionalen Gewerbegebieten“ gemäß der durch den RPV formulierten Kriterien

Bewertung des Beispielprojekts								
Flächenbedarf	Technische Ausgewogenheit	Umweltverträglichkeit	Versorgungssicherheit	Kosten	Regionale Wertschöpfung	Wettbewerbsfähigkeit	Landschaft und Lebensqualität	Bürgerakzeptanz
1	2	2	1	3	4	3	1	1

Im Folgenden wird die Einstufung des Beispielprojekts in dem jeweiligen Bewertungskriterium erläutert und begründet.

Flächenbedarf:

Die benötigte Grundfläche eines BHKW zur Energieversorgung eines Gewerbegebietes ist als sehr gering zu bezeichnen, insbesondere im Vergleich zur Nutzung erneuerbarer Energieträger. Im hier untersuchten Projekt werden auf einer Fläche von unter 50 m² 329.292 kWh/a elektrische Energie erzeugt. Das Projekt wurde daher mit „1“ bewertet.

Technische Ausgewogenheit:

Bei der BHKW-Technologie handelt es sich um eine bewährte und zuverlässige Effizienztechnologie, die als Brückentechnologie auf dem Weg zu einer vollständig auf regenerativen Energieträgern beruhenden Energieversorgung anzusehen ist. Ohne Einbußen in der praktischen Anwendung kann die Energieversorgung damit direkt effizienter gestaltet werden. Die technische Ausgewogenheit wird daher mit „2“ bewertet.

Umweltverträglichkeit:

Beim Einsatz des BHKW entstehen im Vergleich zur konventionellen Kesseltechnologie keine zusätzlichen Schadstoffemissionen pro erzeugter kWh Endenergie. Der erzeugte Strom ver-

drängt konventionell hergestellten Strom und verringert damit insgesamt den Verbrauch an fossilen Energieträgern und die Emissionen an CO₂ und Luftschadstoffen. Allerdings wird nach wie vor ein fossiler Brennstoff eingesetzt, so dass die Umweltverträglichkeit insgesamt mit „2“ bewertet wird.

Versorgungssicherheit:

Die Nutzungsdauer einer BHKW-Anlage wird mit 15 Jahren angesetzt. In diesem Zeitraum sind keine Versorgungsengpässe bei Erdgas zu erwarten. Die Wärmeerzeugung ist mit konventionellen Kesseln abgesichert, so dass auch ein Ausfall der Anlage nicht zu einer Versorgungsunterbrechung führen würde. Die Versorgungssicherheit wird daher mit „1“ bewertet.

Kosten:

Die Investitionskosten liegen für eine zentrale Versorgung des Gewerbegebietes mittels BHKW und Nahwärmenetz deutlich höher als bei der dezentralen Versorgung über einzelne Kessel oder andere Wärmeerzeuger. Dies liegt einerseits an den höheren Investitionskosten für das BHKW gegenüber einem reinen Wärmeerzeuger, andererseits auch an dem benötigten Nahwärmenetz. Während der Mehrinvestition für die Stromerzeugung Einsparungen beim Strombezug und Erlöse aus der Netzeinspeisung gegenüberstehen, verbleibt das Wärmenetz als zusätzliche finanzielle Belastung, der keine direkten Einsparungen gegenüberstehen. Insgesamt werden die Kosten daher mit „3“ bewertet.

Regionale Wertschöpfung:

Bei einem erdgasbefeuerten BHKW beschränkt sich die regionale Wertschöpfung auf die Herstellung, Lieferung und Montage sowie den Betrieb und die Wartung der Anlage. Vom Aufwand für den verbrauchten Brennstoff, der über die Lebenszeit der Anlage den mit Abstand größten Kostenfaktor darstellt, bleiben lediglich Bruchteile, beispielsweise für Vertrieb, Lieferung und Abrechnung, als regionale Wertschöpfung erhalten. Der weitaus größte Teil der Wertschöpfung findet dabei in den Förderländern (bei Erdgas insbesondere Russland, Großbritannien, Norwegen) statt. Daher wurde die regionale Wertschöpfung mit „4“ bewertet.

Wettbewerbsfähigkeit:

Die Wettbewerbsfähigkeit ist grundsätzlich gegeben. Die Anlagen können wirtschaftlich betrieben werden und amortisieren sich langfristig aus den Kosteneinsparungen. Vor dem Hintergrund der großen Planungsunsicherheit in einem entstehenden Gewerbegebiet und der hohen Investitionskosten wird die Wettbewerbsfähigkeit insgesamt mit „3“ bewertet.

Landschaft und Lebensqualität:

Landschaft und Lebensqualität werden in keiner Weise beeinträchtigt. Durch die hohe Verfügbarkeit steht eine komfortable Wärmeerzeugung zur Verfügung, der selbst erzeugte Strom verdrängt sowohl bei Eigenverbrauch als auch bei Einspeisung Strom, der ansonsten durch andere, die Landschaft deutlich stärker beeinträchtigende Technologien erzeugt würde. Landschaft und Lebensqualität werden daher mit „1“ bewertet.

Bürgerakzeptanz:

Die Bürgerakzeptanz eines Heizhauses mit BHKW in einem Gewerbegebiet kann als uneingeschränkt gegeben eingeschätzt werden. Dieses Kriterium wird daher mit „1“ bewertet.

15.6 Beispielprojekt 3: Entwicklung eines Tools zur vereinfachten wirtschaftlichen und technischen Betrachtung von KWK-Anlagen

Um den Kommunen die Möglichkeit zu geben, selbst erste Abschätzungen der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit von KWK-Projekten zu erstellen, wurde das Tool „BHKW-Konzept“ entwickelt. „BHKW-Konzept“ basiert auf Excel und ermöglicht eine vereinfachte, aber aussagekräftige Bewertung der Wirtschaftlichkeit von BHKW-Anlagen zur Versorgung von einzelnen Liegenschaften und Wärmeverbänden (Wärmenetze). Es wendet sich insbesondere an die Energie- und Klimaschutzmanager der Gemeinden sowie die für den Bereich Energie und Liegenschaften verantwortlichen Mitarbeiter der Kommunen.

Das Tool sowie das zugehörige Handbuch stehen auf der Homepage des RPVs zum Download zur Verfügung. Im Folgenden wird eine kurze Übersicht über die wichtigsten Funktionen von „BHKW-Konzept“ gegeben, weitere Informationen finden sich im Handbuch.

15.6.1 Technische Eingaben und Dimensionierung

Um den zu deckenden Wärmebedarf zu definieren, können die Wärmelastgänge der Verbraucher einfach über einen Jahresverbrauch und die Auswahl eines Standardlastprofils zusammengestellt werden oder über individuelle Tageswerte. Auch eine Kombination mehrerer Verbraucher mit unterschiedlichen Wärmelastgängen ist möglich.

„BHKW-Konzept“ enthält eine Datenbank zu technischen Daten, Investitions- und Betriebskosten von marktgängigen BHKWs, die auf einer Untersuchung der ASUE (ASUE, 2014) beruhen. Auf der Basis dieser Daten kann „BHKW-Konzept“ automatisch das BHKW dimensionieren. Alternativ ist auch die individuelle Spezifizierung der technischen Parameter möglich, wenn beispielsweise eine konkrete, schon bekannte Anlage untersucht werden soll.

Die Kosten für die Anlage, Montage, Einbindung, Instandhaltung etc. können ebenfalls aus einer Datenbank automatisch durch „BHKW-Konzept“ eingesetzt werden oder individuell durch den Benutzer.

Damit können alle wichtigen Parameter zur Auslegung des BHKWs entweder automatisch durch das Tool vorgegeben werden, oder individuell durch den Benutzer modifiziert werden.

15.6.2 Wirtschaftlichkeit

Zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit können alle relevanten Parameter angepasst werden. Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit erfolgt nach zwei Methoden, die jeweils in einem Blatt des Exceltools dargestellt werden.

- VDI:
In diesem Blatt wird die Wirtschaftlichkeit der ausgelegten KWK-Anlage gemäß der VDI-Richtlinie 2067 beurteilt. Außerdem ist es möglich vordefinierte Parameter der Wirtschaftlichkeitsrechnung wie beispielsweise den Zinsfaktor, kapitalgebundene oder bedarfsgebundene Kosten zu modifizieren.
- DCF:
Ebenfalls zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der ausgelegten Anlage dient das Blatt „DCF“, wobei die Beurteilung nach der „Discounted-Cashflow-Methode“ erfolgt. Es können erneut wichtige Einflussparameter durch den Benutzer modifiziert werden und exemplarische Preissteigerungen für den eingesetzten Brennstoff oder

den Strompreis definiert werden oder der Kalkulationszinssatz oder der Restwert des BHKWs individuell auf die auszulegende Anlage angepasst werden.

Das Blatt „Output“ liefert einen Überblick über wichtige Kenngrößen des ausgelegten BHKWs, Kosten und Einnahmen, sowie die Wirtschaftlichkeitsbeurteilung nach VDI 2067 und DCF. Ebenfalls werden der Wärmelastgang und die Jahresdauerlinie inklusive der vom BHKW erzeugten Wärme grafisch dargestellt.

Zusätzlich wird im Blatt „Sensitivitätsanalyse“ der Einfluss von Änderungen der wichtigsten Eingangsparameter wie Investitionskosten, Strompreis, Brennstoffkosten, etc. auf die Wirtschaftlichkeit des Projektes grafisch dargestellt.

16 Quellenverzeichnis Kraft-Wärme-Kopplung

- Anonymus. (o.D.). *energiestatistik-nrw.de*. Abgerufen am 23. Januar 2018 von <http://www.energiestatistik-nrw.de/wirtschaft/energiepreise/erdgaspreis#1-industrie-erdgaspreis-inkl-steuern-ohne-mwst>
- ASUE. (2014). Von ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., BHKW-Kenndaten 2014/2015. abgerufen
- B. Breitsameter, Vorstand HER AG. (Mai 2017). Thema virtueller Biomassehof. (bifa Umweltinstitut, Interviewer)
- Bensmann, M. (März 2017). Noch Zubau bei Einspeieanlagen. (Fachverband Biogas e.V., Hrsg.) *Biogas Journal*, S. 42-43.
- bifa Umweltinstitut. (2015). *Potenzialermittlung, Standortprüfung und Auslegung eines Biomassehofes im nördlichen Landkreis Augsburg (nicht öffentlich)*. bifa Umweltinstitut. Auftraggeber: Kreisenergiewerke Landkreis Augsburg, KWH GbR, Kraft & Wärme aus der Heimat, Schrettle Consult.
- CARMEN e.V. (kein Datum). *Der Dampfkraftprozess in der Bioenergie*. Abgerufen am 21. Dezember 2017 von <https://www.carmen-ev.de/biogene-festbrennstoffe/biomasseheizkraftwerke/dampfkraftprozesse/627-komponenten-eines-dampfkraftwerkes>
- Carsten, K. (30. November 2017). Stromhandel - Bayerisches Wildpoldsried wird Blockchain-Labor. *Newsletter - bizzy energy*. *Das Wirtschaftsmagazin für die Energiezukunft*, http://bizz-energy.com/blockchain_mekka_wildpoldsried?xing_share=news.
- DPG. (2010). *Elektrizität: Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energie-system – Eine Studie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft*. Bad Honnef.
- EEG. (17. Juli 2017). *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017)*. Abgerufen am 10. November 2017 von https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html
- Erdmann, G. D. (2010). *Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektive von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland*. Berlin.
- FNR. (2014). *Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung (5. Ausg.)*. (F. N. e.V., Hrsg.) Rostock: Druckerei-Weidner.
- HER AG. (6. Dezember 2017). *HER AG - Ihr Spezialist für Energieholz im Raum Augsburg*. Von <http://www.holzenergieregio.de/> abgerufen
- Hering, E. (2014). *Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung für Ingenieure*. Wiesbaden: Springer.

Quellenverzeichnis Kraft-Wärme-Kopplung

- Huber, A. (o. D.). *Regionalinitiativen Waginger See - Rupertiwinkel*.
Abgerufen am 14. Februar 2018 von <https://www.wagingersee-rupertiwinkel.de/infrastruktur/280-machbarkeitsstudie-regionalwerk-bescheiduebergabe.html>
- IEA. (02. 01 2018). Von www.iea.org:
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/statistics_manual_german.pdf abgerufen
- KTBL. (o.D.). *Wirtschaftlichkeitsrechner Biogasanlagen*. Abgerufen am 10. August 2017 von
<http://daten.ktbl.de/biogas/startseite.do?zustandReq=1&selectedAction=showMona#start>
- LfU, B. (o.D.). *Landesamt für Umwelt; Energieatlas Bayern - Mischpult*.
Abgerufen am 23. Januar 2018 von
<https://www.energieatlas.bayern.de/file/pdf/1232/Berechnungswise.pdf>
- Photovoltaik - epaper. (21. November 2017). *Wuppertaler Stadtwerke starten Stromhandel über Blockchain*. Abgerufen am 22. November 2017 von https://www.photovoltaik.eu/article-794500-30021/wuppertaler-stadtwerke-starten-stromhandel-ueber-blockchain-.html?xing_share=news
- RB Chiemsee eG. (2017). *Regionalgipfel Rosenheim und Traunstein*.
Abgerufen am 22. Dezember 2017 von https://www.vb-rb.de/content/dam/f0188-1/Firmenkunden/Agrar/Agrar-Service_Ausgabe%203_2017.pdf
- Sedlacek, R. (2009). Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. *ERDÖL ERDGAS KOHLE*(11), 412-426.
- Stadtwerke Rosenheim. (o.D.). Abgerufen am 4. Oktober 2017 von <https://www.swro.de/versorgung/strom/rosenheimer-landstrom.html>
- Stockmann, F., Wagner, R., Kilburg, U., Kern, C., , , (2016).
Nachverstromung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen – EEG und Wirtschaftlichkeit. Biogas Forum Bayern.
- VPP Energy. (o.D.). Abgerufen am 19. Juli 2017 von <http://vppenergy.de/>
- WBV, F. B. (2014). *Energieholzmarkt - Umfrage zu Optimierungsansätzen bei Waldbesitzervereinigungen, Forstwirtschaftlichen Betriebsgemeinschaften, Biomassehöfen und Holzmarktakteuren*. (bifa Umweltinstitut, Interviewer)
- Weidner, U., Hiendlmeier, S., Zenker, M., Borchert, H., Friedrich, S., Schulmeyer, F., & Leuchtweis, C. (2016). *Energieholzmarkt Bayern 2014 - Untersuchung des Energieholzmarktes in Bayern hinsichtlich Aufkommen und Verbrauch*. Freising: Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (LWF).
- Welteke-Fabricius, U. (2. März 2017). *Flexibler, bedarfsorientierter BHKW-Betrieb. Vortrag Veranstaltungsreihe "die Zukunft für Biogas"*. (Carmen, Hrsg.) Wemding.



INSTITUT FÜR
SYSTEMISCHE ENERGIEBERATUNG



Hochschule **Rosenheim**
University of Applied Sciences



team für technik



Quellenverzeichnis Kraft-Wärme-Kopplung

- WSW. (o.D.). *Wuppertaler Stadtwerke*. Abgerufen am 22. November 2017 von <https://www.wsw-talmarkt.de/#/home>
- www.bdew.d. (02. 01 2018). Von www.bdew.d:
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/588AD9E65B7F3DBAC1257A2A00348DE4/\\$file/LF-Abwicklung-von-Standardlastprofilen-Gas_20110630_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/588AD9E65B7F3DBAC1257A2A00348DE4/$file/LF-Abwicklung-von-Standardlastprofilen-Gas_20110630_final.pdf) abgerufen
- www.umweltbundesamt.de. (25. 09 2017). Von Umweltbundesamt:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-05-22_climate-change_15-2017_strommix.pdf abgerufen
- Zaitscheck, O. (2010). Maßnahmen zur Erreichung niedriger Rücklauftemperaturen – Auslegungshilfen für Neuanlagen. *Vortrag anlässlich eines AGFW-Seminars*. Fulda.



LOS 2 Wasser

LOS 2 Wasser

17 Kurzfassung Wasserkraft

Das Wasserkraftpotenzial ist bereits gut genutzt und bildet eine tragende Säule bei der Energienutzung und -versorgung im Gebiet des RPV 18. Nichtsdestoweniger bestehen auch beim Ausbau der Wasserkraft noch große Ausbaupotenziale, auch wenn deren Erschließung oftmals mit hohen naturschutzfachlichen oder genehmigungstechnischen Aufgabenstellungen verbunden ist. Zubaupotenzial besteht insbesondere an Salzach und Saalach sowie an bestehenden Querbauwerken, die noch nicht oder nicht mehr energetisch genutzt werden oder bei der Wiederinbetriebnahme stillgelegter Anlagen.

Zudem besteht Modernisierungspotenzial bzw. Potenzial bei der Effizienzsteigerung bestehender Wasserkraftanlagen. Dieses ist meist deutlich einfacher zu realisieren, wie der Bau von neuen Anlagen. Bei den von den großen EVUs betriebenen Anlagen wie z.B. den Innkraftwerken ist eine Effizienzsteigerung von ca. 10 % möglich (entspricht einer Jahresleistung von 190 GWh/a), bei den privat betriebenen Kleinwasserkraftwerken unter 10 MW kann von einer noch deutlich höheren möglichen Effizienzsteigerung ausgegangen werden, die mitunter im höheren zweistelligen Prozentbereich liegen kann.

Das Gesamtzubaupotenzial liegt demnach insgesamt bei ca. 360 GWh/a. Dies würde einer Steigerung im Vergleich zum Ist-Zustand von +11,5 % entsprechen. Etwa 90 % des Zubaupotenzials liegt an Gewässern I. und II. Ordnung (Alz, Attel, Ebrach, Goldach, Götzingen Achen, Inn, Isen, Kaltenbach, Mangfall, Mörnbach, Murn, Rott, Saalach, Salzach, Sur, Tiroler Achen, Traun), der Kleinwasserkraft an Gewässern III. Ordnung sind die restlichen 10 % zuzuordnen.

Der überwiegende Teil des Zubaupotenzials (95,8 %) liegt in den Landkreisen Altötting (34,0 %), Berchtesgadener Land (39,6 %) und Traunstein (22,2 %). Dies liegt zum einen an den topographischen Begebenheiten dieser Landkreise, zum anderen befinden sich hier die Salzach und die Saalach, die beide noch relativ wenig energetisch genutzt werden. Der Inn, das Hauptgewässer im Landkreis Altötting ist beinahe vollständig energetisch erschlossen, jedoch ist hier mit der Erneuerung des Kraftwerks Töging eine Maßnahme geplant, die allein ein Zubaupotenzial von 120 GWh/a darstellt.

Eine Sonderrolle im RPV spielt die Untere Salzach. Aufgrund von Eintiefungen an der Salzach besteht ein akuter Sanierungsbedarf, um einen Sohldurchschlag zu vermeiden. Seit Jahren wird daher die Sanierung der Unteren Salzach diskutiert und es werden mehrere Möglichkeiten untersucht, darunter die Variante mit energetischer Nutzung. Im Tittmoninger Becken wären 3 Fließgewässerkraftwerke bei Fkm 39,0, Fkm 34,0 und Fkm 29,0 mit jeweils ca. 3 m Fallhöhe und ca. 5,6 MW Leistung möglich. Dies sind in der Summe fast 100 GWh (jeweils ca. 30 GWh), davon die Hälfte jeweils auf bayerischer und österreichischer Seite. Rund 25.000 Haushalte könnten mit umweltfreundlichem Strom versorgt werden. Aufgrund der Größenordnung dieser drei Standorte hat dieses Projekt enorme Bedeutung für ein regionales Energiekonzept. Die Implementierung dieser Fließgewässerkraftwerke würde die bereits jetzt tragende Rolle der Wasserkraft zu den erneuerbaren Energien im RPV-18 weiter stärken.

Im Freilassinger Becken gibt es am Standort Fkm 56,1 eine Planung der Verbund AG mit ca. 90 GWh (davon 45 GWh auf österreichischer Seite). Das Projekt liegt jedoch aktuell aus politischen Gründen auf Eis. Darüber hinaus besteht ein nutzbares Potenzial in Höhe von 9 GWh an der bestehenden Sohlrampe (Fkm 51,9). Die Wasserkraftnutzung an diesen beiden Standorten sollte weiterentwickelt bzw. die Planungen wieder aufgenommen werden. Es handelt sich hier um eine Größenordnung, die nicht vernachlässigt werden kann, wenn die Klimaziele des RPV 18 erreicht werden sollen.

Um die Umsetzbarkeit und Akzeptanz der Wasserkraft zu erhöhen und die strengen Anforderungen zu erfüllen, ist der Einsatz von sogenannten „ökologischen Wasserkraftwerken“ zu erwägen. Ökologische Wasserkraftwerke stellen eine umweltverträgliche Alternative zu

den konventionellen, oft nicht mehr genehmigungsfähigen Wasserkraftwerken dar und sind als jeweilige, spezifische Anlagenkonzepte unter Berücksichtigung der lokalen Randbedingungen zu verstehen. Neue Wasserkrafttechnologien ermöglichen hierzu einen besseren Zugang:

- Ökologische Ausleitungskraftwerke
- Bewegliche Wasserkraftwerke
- Schachtkraftwerke
- Fließgewässerkraftwerke
- Very Low Head-Turbinen (VLH)
- Wasserschnecken

Weiterhin wurde das Speicherpotenzial und -management sowie die möglichen Chancen und Risiken regionaler Pumpspeicher (PSW) untersucht und dargestellt. Zwei potenzielle Standorte für PSW sind Einöden und Poschberg/Saalachsperrre. Ein Neubau von Pumpspeicherkraftwerken ist unter derzeitigen Marktbedingungen i.d.R. aber nicht wirtschaftlich und genehmigungsrechtlich kaum realisierbar. Zudem werden in beiden Fällen die Auswirkungen auf die Umwelt als sehr hoch angesehen und die naturschutzrechtlichen Anforderungen sind daher enorm hoch. Speicherpotenzial und -management z. B. bei den bestehenden Laufwasserkraftwerken am Inn sind ebenfalls nur theoretischer Art. Zum einen sind auch hier genehmigungsrechtlich kaum überwindbare Hürden vorhanden, zum anderen ist es technisch nicht realisierbar und daher laut Betreiber auch nicht wirtschaftlich.

Möglichkeiten einer regionalen Vermarktung ergeben sich z.B. durch Sektorkopplung Erneuerbare Energien mit Verkehr: Direktverbrauch Wasserkraftstrom durch Beladen von Elektrofahrzeugen an einem Energieparkplatz. Ein erster möglicher Standort für dieses Konzept wären die Saalachterrassen Bad Reichenhall.

Folgende konkrete Beispielprojekte wurden untersucht:

- Ökologische Wasserkraftwerke an Gewässern 1. und 2. Ordnung - Fließgewässerkraftwerke an der Salzach
- Ökologische Kleinwasserkraftwerke an Gewässern 3. Ordnung - Seeklause am Hintersee in Ramsau
- Modernisierung bestehender Wasserkraftanlagen - Surmühle in Teisendorf
- Direktvermarktung Wasserkraft an Energieparkplatz - Saalachterrassen in Bad Reichenhall

18 Ausbau und Potenzial Wasserkraft

18.1 Vorbemerkung

Die Wasserkraft spielt im Gebiet des RPV 18 eine absolut zentrale Rolle. Im Betrachtungszeitraum wurden durch Wasserkraft 35 % des Gesamtstrombedarfs im Gebiet des RPV18 gedeckt, was wiederum einen Anteil von über 70 % unter den erneuerbaren Energieträgern ausmacht. Diese Zahlen machen zum einen deutlich, wie wichtig die Wasserkraft für die Region ist, aber auch, dass die Wasserkraft bereits sehr gut genutzt wird. Viele (energieintensive) Industrie- und Gewerbeunternehmen befinden sich entlang der großen Gewässer. Dies hat v.a. den Grund, dass sich diese direkt selbst durch eigene Wasserkraftanlagen versorgen können. Wichtig in diesem Zusammenhang sind v.a. die Versorgungssicherheit und die günstigen Stromgestehungskosten der Wasserkraft. Aber auch zahlreiche kleinere Betriebe wie Mühlen, Sägewerke etc. nutzen direkt die Wasserkraft. Folglich hat die Wasserkraft auch einen zentralen Einfluss auf die regionale Wirtschaft und das damit verbundene regionale Wertschöpfungspotenzial. Durch die gute, möglichst eigenständige und v.a. zuverlässige Versorgung mit günstigem Wasserkraftstrom können teure Stromimporte von außerhalb der Region auf ein Minimum reduziert werden. Die Wasserkraft hat letztlich maßgebend mit zur positiven wirtschaftlichen Entwicklung in der Region beigetragen.

18.2 Methodik zur Ermittlung des Zubaupotenzials für Wasserkraft

Die Ermittlung des Wasserkraftpotenzials erfolgte auf der Grundlage des theoretischen Linienpotenzials (sogenannte Linienpotenzial-Methode). Dabei wurden die Gewässerlängsschnitte aus den digitalen Geländemodellen aller Gewässer I. und II. Ordnung innerhalb des Projektgebietes betrachtet. Diese sind:

Alz, Attel, Ebrach, Goldach, Götzinger Achen, Inn, Isen, Kaltenbach, Mangfall, Mörbach, Murn, Rott, Saalach, Salzach, Sur, Tiroler Achen, Traun

Ziel war es, alle bestehenden Querbauwerke und Abstürze zu lokalisieren, die noch nicht oder nicht mehr energetisch genutzt werden. Diese wurden als Zubaupotenzial definiert.

Aus der durchschnittlichen Abflussmenge und der Höhendifferenz ergibt sich das theoretische Wasserkraft-Linienpotenzial:

$$P_{th} = g \cdot \rho \cdot Q \cdot \Delta h$$

mit

P Leistung [W]

g Erdbeschleunigung [9,81 m/s²]

ρ Dichte von Wasser [1000 kg/m³]

Q durchschnittliche Abflussmenge [m³/s]

Δh Höhendifferenz [m]

Aus dem theoretischen Linienpotenzial lässt sich das technische Wasserkraftpotenzial unter Berücksichtigung dreier Verlustbeiwerte ermitteln:

$$E_{tech} = P_{th} \cdot \eta_A \cdot \eta_H \cdot \eta_Q$$

mit

E_{tech} Technisches Wasserkraftpotenzial

η_A Anlagenwirkungsgrad (verwendeter Wert: 0,8)

ε_H Fallhöhenutzungsgrad (verwendeter Wert: 0,5)

ε_Q Abflussnutzungsgrad (verwendeter Wert: 0,5)

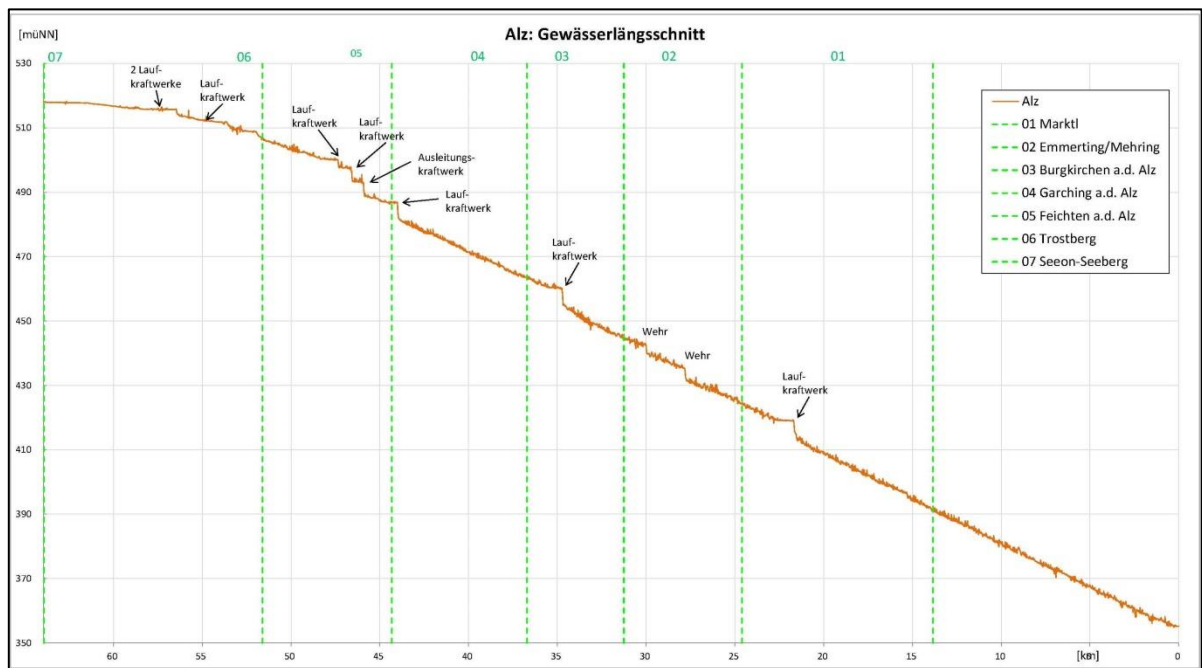


Abbildung 246: Beispiel Gewässerlängsschnitt der Alz (Quelle: Steinbacher Consult)

Die Linienpotenzial-Methode wurde für alle oben genannten Gewässer durchgeführt. Zudem wurden für die Gewässer III. Ordnung Daten der zuständigen Klimaschutzmanager sowie ergänzend alle Bestandskonzepte (Energienutzungspläne, Klimaschutzkonzepte etc.) hinsichtlich der darin aufgeführten Wasserkraftpotenziale ausgewertet. So ergab sich abschließend eine Gesamtpotenzialliste, die eine aussagekräftige Basis für weitere Überlegungen darstellte.

18.3 Ergebnisse der Potenzialermittlung für Wasserkraft

Das Wasserkraftpotenzial ist bereits gut genutzt und bildet eine tragende Säule bei der Energienutzung und -versorgung im Gebiet des RPV 18. Nichtsdestoweniger bestehen auch beim Ausbau der Wasserkraft noch große Ausbaupotenziale, auch wenn deren Erschließung oftmals mit hohen naturschutzfachlichen oder genehmigungstechnischen Aufgabenstellungen verbunden ist. Zubaupotenzial besteht insbesondere an Salzach und Saalach sowie an bestehenden Querbauwerken, die noch nicht oder nicht mehr energetisch genutzt werden oder bei der Wiederinbetriebnahme stillgelegter Anlagen. Dies wird als Zubaupotenzial definiert. Zudem besteht Modernisierungspotenzial bzw. Potenzial bei der Effizienzsteigerung bestehender Wasserkraftanlagen.

Das Zubaupotenzial der einzelnen Gemeinden und Landkreise summiert sich wie folgt zum Gesamtzubaupotenzial des RPV 18. Alle hier nicht aufgelisteten Gemeinden weisen kein Zubaupotenzial auf:

Tabelle 74: Zubaupotenziale der Gemeinden im RPV 18 (Quelle: Steinbacher Consult)

Gemeinde	Zubaupotenzial [MWh]		Gew.ordnung
Lkr. Altötting			
Altötting	272	Reaktivierung	Gew3
Burghausen	80	Reaktivierung	Gew3
Garching a. d. Alz	1.862	Neubau	Gew1+2
MarktI	16	Reaktivierung	Gew3
Neuötting	24	Reaktivierung	Gew3
Pleiskirchen	40	E-Werk Heisting	Gew3
Reischach	40	Reaktivierung	Gew3
Töging	120.000	Erneuerung	Gew1+2
Tüßling	24	Reaktivierung	Gew3
Summe Lkr. AÖ	122.358		
Lkr Berchtesgadener Land			
Ainring	23.000	Optimierung und Neubau	Gew 1+2, 3
Anger	97	Neubau, Reaktivierung, Optimierung	Gew3
Bad Reichenhall	7.702	2xNeubau, Optimierung	Gew1+2
Berchtesgaden	4.060	Optimierung, Erweiterung, Neubau	Gew3
Bischofswiesen	540	Neubau	Gew3
Freilassing	200	Reaktivierung	Gew3
Laufen	9.000	Neubau	Gew1+2
Ramsau b. Berchtesgaden	638	Optimierung, 2xNeubau	Gew3
Saaldorf-Surheim	45.000	Neubau	Gew1+2
Schneizlreuth	50.000	Neubau	Gew1+2
Schönau a. Königssee	1.488	3xNeubau	Gew3
Teisendorf	709	3xNeubau, Optimierung	Gew3
Summe Lkr. BGL	142.434		
Lkr. Mühldorf am Inn			
Ampfing	189	Neubau	Gew1+2
Gars a. Inn	0	Neubau	Gew1+2
Haag i. OB	4	Neubau	Gew3
Mühldorf a. Inn	1.809	Neubau	Gew1+2
Oberbergkirchen	15	Neubau	Gew3
Schönberg	29	Neubau	Gew3
Summe Lkr. MÜ	2.046		
Lkr. Rosenheim			
Bad Feilnbach	40	Neubau	Gew3
Bruckmühl	200	Neubau	Gew1+2
Eiselfing	124	Neubau	Gew1+2
Feldkirchen-Westerham	240	Neubau	Gew3
Prien a. Chiemsee	60	Neubau	Gew3
Söchtenau	60	Revitalisierung	Gew3
Soyen	12.000	Neubau	Gew1+2
Stephanskirchen	265	Neubau	Gew3
Summe Lkr. RO	12.989		

Lkr. Traunstein			
Altenmarkt a. d. Alz	2.295	Neubau	Gew1+2
Fridolfing	30.195	Neubau	Gew1+2
Grassau	2.500	Neubau	Gew1+2
Kirchanschöring	98	Neubau	Gew3
Ruhpolding	4.077	Neubau	Gew3
Schleching	7.500	Neubau	Gew1+2
Seeon-Seebruck	1.887	Neubau	Gew1+2
Siegsdorf	124	Neubau	Gew1+2
Staudach-Egerndach	2.500	Neubau	Gew1+2
Tittmoning	15.000	Neubau	Gew1+2
Traunreut	3.056	Neubau	Gew1+2
Traunstein	3.209	Neubau	Gew1+2
Übersee	5.000	Neubau	Gew1+2
Unterwössen	2.500	Neubau	Gew1+2
Summe Lkr. TS	79.941		
Summe RPV 18	359.768		
davon Gew 1+2	323.652		90%
davon Gew 3	36.116		10%

Das Gesamtzubaupotenzial liegt demnach insgesamt bei ca. 360 GWh/a. Dies würde einer Steigerung im Vergleich zum Ist-Zustand von +11,5 % entsprechen. Die Gewässer III. Ordnung weisen dabei ein Zubaupotenzial von ca. 36 GWh auf. Da es sich um ein regionales Energiekonzept handelt, soll der Schwerpunkt bei den folgenden Betrachtungen auf dem Zubaupotenzial an Gewässern I und II liegen. An Gewässern III. Ordnung besteht ebenfalls Zubaupotenzial, es handelt sich hierbei stets um kleine bis sehr kleine, örtliche Anlagen. Projekte an Gewässern I. und II. Ordnung (v.a. an Salzach, Saalach, Inn) hingegen haben eine/n deutlich (über)regionalen Charakter/Bedeutung.

Der überwiegende Teil des Zubaupotenzials (95,8 %) liegt in den Landkreisen Altötting (34,0 %), Berchtesgadener Land (39,6 %) und Traunstein (22,2 %). Dies liegt zum einen an den topographischen Begebenheiten dieser Landkreise, zum anderen befinden sich hier die Salzach und die Saalach, die beide noch relativ wenig energetisch genutzt werden. Der Inn, das Hauptgewässer im Landkreis Altötting ist beinahe vollständig energetisch erschlossen, jedoch ist hier mit der Erneuerung des Kraftwerks Töging (VERBUND Innkraftwerke GmbH) eine Maßnahme geplant, die allein ein Zubaupotenzial von 120 GWh/a darstellt. Durch eine Stauzielerhöhung, eine Erhöhung der Ausbauwassermenge und dem Einbau von drei Kaplan-turbinen ist hier eine Leistungssteigerung von 20-25 % möglich. Das Projekt befindet sich derzeit in der Planung.

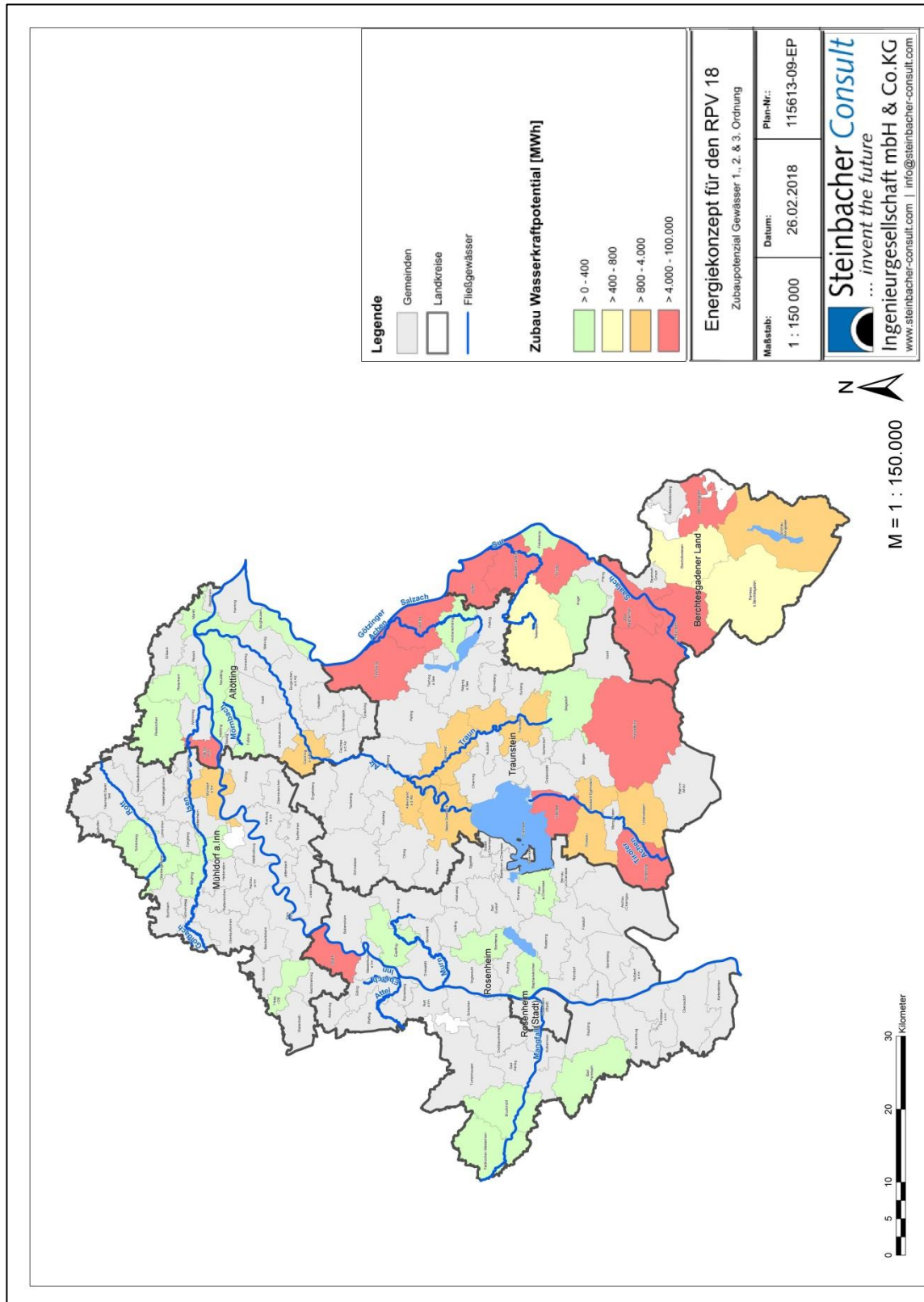


Abbildung 247: Wasserkraftpotential im Gebiet des RPV 18 (Quelle: Steinbacher Consult)

18.4 Salzach

Eine Sonderrolle im RPV spielt die Untere Salzach als Grenzfluss zu Österreich. Etwa ein Viertel des Zubaupotenzials liegt an der Unteren Salzach.

Die Untere Salzach wurde in den letzten 200 Jahren mehrfach aus Gründen der Grenzsicherung, Landgewinnung, Schiffbarkeit und Hochwasserschutz reguliert. Diese Regulierungen führten zu massiven Eintiefungen. Es besteht ein akuter Sanierungsbedarf, um weitere Eintiefungen und einen Sohldurchschlag zu vermeiden. Zusammen mit der erforderlichen flussbaulichen Sanierung der Salzach ist eine Energienutzung vorstellbar.

Aufgrund der ökologischen Rahmenbedingungen (z.T. liegt die Strecke im Natura 2000 Gebiet bzw. FFH Gebiet), den Anforderungen zur erforderlichen flussbaulichen Sanierung und Renaturierung der Salzach und der Zielerreichung des guten ökologischen Zustandes nach EU-Wasserrahmenrichtlinie, ist kein „Vollausbau“ bzw. Nutzung des gesamten Potenzials möglich, sondern nur eines Teils.

18.4.1 Tittmoninger Becken

Im Tittmoninger Becken besteht unverändert die Gefahr einer weiteren Eintiefung und daher die Dringlichkeit für Sanierungsmaßnahmen. Mögliche Sanierungsvarianten wurden in einer umfangreichen Variantenuntersuchung von der Wasserwirtschaft von 2011 bis 2015 untersucht. Gemäß der Entscheidung der zuständigen Grenzgewässerkommission nach dem Regensburger Vertrag werden ab 2017 zwei Varianten in einem „Generellen Projekt“ weiter verfolgt:

- Variante A: Eine rein wasserbauliche Variante ohne energetische Nutzung. Auch als „Aufweitungsvariante“ bezeichnet, wird die Sohle durch eine wechselseitige Verbreiterung des Flussbetts von derzeit rund 100 m auf 180 bis 200 m im Endzustand stabilisiert. Ergänzt wird die Maßnahme durch den Bau von vier Rampen mit Umgehungsgerinnen (Mensch und Natur II, 2014, S. 5-6). Bei dieser Variante ist keine energetische Nutzung vorgesehen.
- Variante E1: Die Salzachsanie rung kombiniert mit Energieerzeugung. „Drei Fließgewässerkraftwerke ersetzen vier Sohlrampen der Variante A. Zusätzlich ist eine weitere Rampe erforderlich. Die abflussabhängig gesteuerten „Fließgewässerkraftwerke“ kombinieren Energieerzeugung mit Hochwasserabfuhr sowie Fisch- und Bootspassierbarkeit. Durch die Jahresstromproduktion von knapp 100 GWh werden ca. 64.000 t CO₂-Emissionen jährlich vermieden. Für die öffentliche Hand ergibt sich eine Reduktion der Investitions- und Instandhaltungskosten.“ (Mensch und Natur II, 2014, S. 7). Durch die Fließgewässerkraftwerke wird der Fließgewässercharakter der Salzach erhalten. Die beeinflusste Strecke je Kraftwerk ist ca. 3 km, dazwischen verbleiben frei fließende Strecken.

Bei einer Sanierung mit Energienutzung im Tittmoninger Becken wären diese 3 Fließgewässerkraftwerke – Planungsstand 2017 – bei Fkm 39,0, Fkm 34,0 und Fkm 29,0 mit jeweils ca. 3 m Fallhöhe und ca. 5,6 MW Leistung vorgesehen. Diese umfassen in der Summe fast 100 GWh (jeweils ca. 30 GWh), davon die Hälfte jeweils auf bayerischer und österreichischer Seite. Damit stellen diese 3 Projekte im Tittmoninger Becken etwa 13 % des Gesamtzubaupotenzials des RPVs dar. Rund 25.000 Haushalte könnten mit umweltfreundlichem Strom versorgt werden.

Für die verbleibende Strecke bis zur Mündung der Salzach in den Inn – also Fkm 0 bis 29 – gibt es derzeit keine Vorhaben zur energetischen Nutzung.

Aufgrund der Größenordnung dieser drei Standorte hat dieses Projekt enorme Bedeutung für ein regionales Energiekonzept. Ohne die Implementierung dieser Fließgewässerkraftwerke ist es kaum möglich, dass die Wasserkraft beim Ausbau der erneuerbaren Energien im RPV 18 eine tragende Rolle spielt. Die Fließgewässer-Bauweise bietet folgende Vorteile (ÖBK, 2013, S. 17):

- Die planbare Umsetzung der Sanierungsziele ist in vollem Umfang gegeben

- Die Erhaltung des natürlichen Fließgewässercharakters ist durch die spezielle Betriebsweise möglich
- Erhaltung der Dynamik der Wasserspiegel und Schaffung von funktionellen Uferzonen
- Aktive Steuerung der Sohlstabilisierung
- Nutzung der überschüssigen Energie der Salzach aus erneuerbarer Quelle an den Rampenstandorten



Abbildung 248: Exemplarische Darstellung eines Fließgewässerkraftwerks an der Salzach (Quelle: Österreichisch-Bayerische Kraftwerke AG)

18.4.2 Freilassinger Becken

Zur Sohlstabilisierung wurde im Freilassinger Becken von der Wasserwirtschaft eine Sohlrampe bei Fkm 51,9 errichtet. Diese Sohlrampe zeigt einen positiven Einfluss auf die Entwicklung der Salzach. Eine weitere Rampe ist bei Fkm 55,4 geplant. Dazu wird als Option eine Minimalaufweitung auf bayerischer Seite von der Wasserwirtschaft zur Sanierung untersucht.

Als Alternative hat VERBUND im Freilassinger Becken am Standort Fkm 56,1 eine Planung – Gesamtansatz Sanierung und Energienutzung – mit ca. 90 GWh (davon 45 GWh auf österreichischer Seite) durchgeführt; der Bereich geht bis zum Saalachspitz. Das Projekt ruht derzeit aus politischen Gründen. Angedacht für den Standort sind acht bewegliche Wasserkraft-Module. Die maximale Leistung würde 16-18 MW betragen, ca. 26.000 Haushalte könnten versorgt werden. Die Fallhöhe läge bei ca. 5 m, die Breite des Bauwerks 110 m. Auch dieses Projekt würde Flusssanierung mit Energienutzung verbinden. Die Vorteile wären (ÖBK, 2013, S. 23):

- Sanierungsziele „Rampe 55,4“ der Wasserwirtschaft werden erreicht
- keine Begleitdämme, keine klassische Stauhaltung
- ökologische Durchgängigkeit und Anbindung des Flusses an Auen und Nebengewässer
- Rettung der Auen vor Austrocknung
- Verbleib der Radwege und deren Aufwertung durch Radwegvernetzung Bayern – Salzburg

Die Fischdurchgängigkeit wäre durch folgende Maßnahmen sichergestellt (ÖBK, 2013, S. 22):

- Umgehungsgerinne mit aufgelösten Rampen
- Beidseitige Fischmigration im Anlagennahbereich
- Dynamische Dotationen
- Fischabstiegsmöglichkeit zusätzlich über die Module

Weiteres Potenzial in Höhe von 9 GWh/a besteht im Freilassing Becken an der bestehenden Rampe (Fkm 51,9).

Diese Projekte sollten weiterentwickelt bzw. die Planungen wieder aufgenommen werden. Bei 90 GWh (45 GWh auf bayerischer und 45 GWh auf österreichischer Seite) bzw. 9 GWh handelt es sich um eine Größenordnung, die nicht vernachlässigt werden kann, wenn die Klimaziele des RPV 18 erreicht werden sollen.

Ausdrücklich zu betonen sind die möglichen Synergien an der Salzach. D.h. die ohnehin nötigen flussbaulichen Maßnahmen können hier mit einer energetischen Nutzung kombiniert werden. Dies ist auch klar erklärtes Ziel! In diesem Bereich der Salzach ist die tatsächliche Erfordernis eines weiteren Querbauwerks in der Diskussion. Die bisherigen Vermessungen zeigen nur eine moderate weitere Eintiefung nach Bau der Rampe bei km 51, 9. Mit Hilfe von ökologischen Wasserkraftanlagen kann die energetische Nutzung absolut natur- und umweltverträglich verwirklicht werden. Seitens der Politik wie auch der Genehmigungsbehörden sollte diese Chance, dieses Vorzeige- und Pilotprojekt unbedingt genutzt werden. Es sollte ein klares Zeichen gesetzt werden, dass natur- und umweltverträgliche Wasserkraft gewünscht ist und eine Schlüsseltechnologie nicht nur im Gebiet des RPV 18 ist, sondern auch darüber hinaus sein kann. Die Wasserkraft ist bei richtiger Nutzung eine absolut saubere, zuverlässige und sichere erneuerbare Energieform, wenn nicht sogar die geeignetste. Die Situation im RPV 18 Gebiet ist das beste Beispiel hierfür.

18.5 Ökologische Anforderungen an die Wasserkraft und ökologische Wasserkraftwerke

Das größte Hindernis für einen Ausbau der Wasserkraft im RPV 18 sind die hohen ökologischen Anforderungen an Neubauten. „Neue Anlagen sind aus heutiger Sicht aufgrund bestehender Restriktionen (Gewässerschutz und Fischschutz) nur noch in einem sehr eingeschränkten Maße realisierbar. Vereinzelt ist der Neubau deshalb fast nur noch an bestehenden Staustufen möglich. Dagegen ist der Neubau abseits bestehender Staustufen aus genehmigungsrechtlicher Sicht unwahrscheinlich, zumal solche Anlagen nach dem EEG nicht förderfähig sind.“ (BMWI, 2015, S. 5) Bei der Bewertung hinsichtlich der Umweltverträglichkeit ist die Europäische Wasserrahmenrichtlinie (kurz WRRL) entscheidend. „Sie vereinheitlicht das europäische Wasserrecht und setzt den Mitgliedsstaaten unter anderem zum Ziel, dass die erfassten Flüsse und Seen innerhalb festgelegter Fristen mindestens einen „guten ökologischen Zustand“ oder – bei erheblich veränderten Gewässern – ein „gutes ökologisches Potenzial“ erreichen sollen. Zur Bewertung, ob der „gute ökologische Zustand“ oder das „gute ökologische Potenzial“ erreicht sind, werden gewässertypspezifische biologische Qualitätskomponenten herangezogen.“ (WWA Traunstein, 2016, S. 2)

Bei den ökologischen Anforderungen geht es besonders um:

- die biologische Durchgängigkeit (v.a. Fischwanderung)
- Geschiebedurchgängigkeit

- Hochwasserschutz

„Bei einem Neubau einer Wasserkraftanlage werden die physischen Veränderungen am betroffenen Oberflächenwasserkörper i.d.R. dazu führen, dass der gute ökologische Zustand nach EG-Wasserrahmenrichtlinie nicht erreicht wird oder eine Verschlechterung des Zustands des Oberflächenwasserkörpers eintritt. In beiden Fällen läge ein Verstoß gegen die EG-Wasserrahmenrichtlinie vor, wenn keine Rechtfertigungsgründe vorgebracht werden können.“ (BMUB, 2010, S. 12) Diese können gemäß WRRL sein (WRRL Artikel 4 (7) bzw. WHG § 31 (2)):

1. a. Die Gründe für den Neubau sind von übergeordnetem öffentlichen Interesse
oder
b. der Nutzen des Neubaus für die Gesundheit oder Sicherheit des Menschen
oder
c. für die nachhaltige Entwicklung
2. ist größer als der Nutzen, den die Erreichung der Bewirtschaftungsziele der WRRL für die Umwelt und die Allgemeinheit hat,
3. Die Ziele, die mit dem Neubau verfolgt werden, können nicht mit anderen geeigneten Maßnahmen erreicht werden, die wesentlich geringere nachteilige Auswirkungen auf die Umwelt haben, technisch durchführbar und nicht mit unverhältnismäßig hohem Aufwand verbunden sind.

Es werden alle praktisch geeigneten Maßnahmen ergriffen, um die nachteiligen Auswirkungen auf den Gewässerzustand zu verringern.

Diese Anforderungen bzw. Rechtfertigungsgründe können möglicherweise dann gegeben sein, wenn an einem bestehenden Querbauwerk die Durchgängigkeit hergestellt werden soll oder wenn - wie oben im Fall der Salzach beschrieben - eine Flussanierung in Form einer Stabilisierung der Sohle erfolgen muss. An diesen Standorten ergeben sich die vielversprechendsten Möglichkeiten für den Ausbau der Wasserkraft, da oft eine energetische Nutzung mit der ökologischen Aufwertung bzw. flussbaulichen Sanierung kombiniert werden kann.

Um die Umsetzbarkeit und Akzeptanz der Wasserkraft zu erhöhen und die oben genannten Anforderungen zu erfüllen, ist der Einsatz von sogenannten „ökologischen Wasserkraftwerken“ zu erwägen. Ökologische Wasserkraftwerke stellen eine umweltverträgliche Alternative zu den konventionellen, oft nicht mehr genehmigungsfähigen Wasserkraftwerken dar. Im Folgenden sollen einige Typen vorgestellt werden.

18.5.1 Ökologisches Ausleitungskraftwerk

Unter einem Ausleitungskraftwerk sind Kraftwerkstypen zu verstehen, bei denen das Triebwasser für die Turbine durch einen Triebwerkskanal oder eine Druckleitung ausgeleitet wird. Dabei wird oft ein Großteil des Flusswassers ausgeleitet und nur eine sehr geringe Restwassermenge verbleibt im Gewässer. Dadurch entstehen Probleme wie mangelnde Fisch- und Geschiebedurchgängigkeit.

Bei einem ökologischen Ausleitungskraftwerk wird auf mehrere ökologische Aspekte Wert gelegt:

- Eine ausreichende Restwassermenge, die durch eine automatische Steuerung gewährleistet wird

- Konstruktive Vorrichtungen zum Schutz der Fische, wie ein ausreichend feiner Rechen
- Geringe Beeinflussung des Fließverhaltens des Gewässers: keine Aufstauung durch eine konventionelle Wehranlage, sondern aufeinander folgende Sohlrampen oder Vorrichtungen wie ein Tiroler Wehr. So wird die Geschiebedurchgängigkeit gewährleistet.

Die Wasserfassung spielt hierbei eine zentrale Rolle. Es gibt verschiedenste Möglichkeiten, die Wasserausleitung so ökologisch wie möglich zu gestalten.

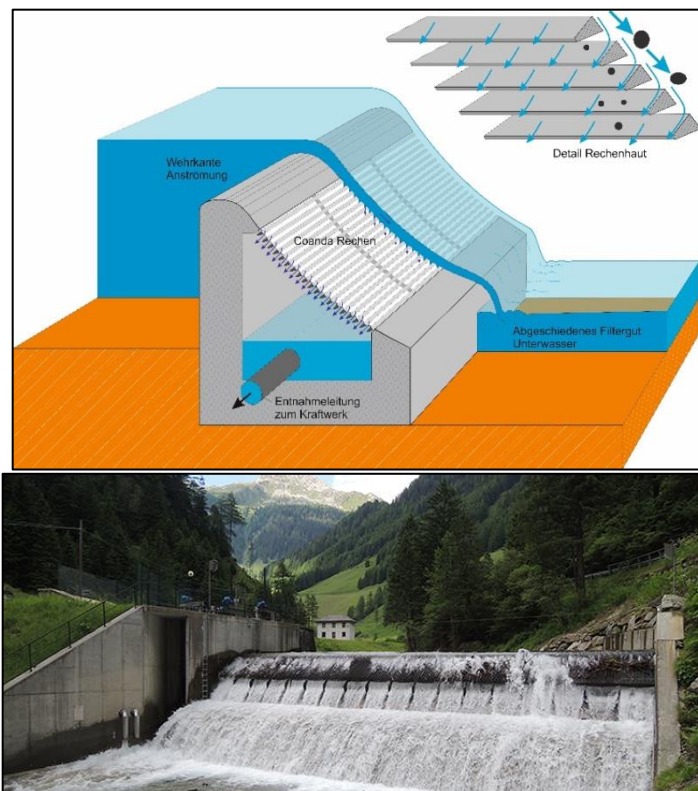


Abbildung 249: Ausleitungskraftwerk mit Coanda-Rechen (Quelle: WISSENSPLATZ - Das Magazin der Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Chur)

18.5.2 Bewegliches Wasserkraftwerk

Bei diesem Typ handelt es sich um keine fest verbaute, sondern eine bewegliche Turbine, die in die Strömung „gehängt“ wird. Oberhalb und unterhalb der Turbine können weiterhin die natürlichen ökologischen Prozesse wie Fischwanderung und Geschiebedurchgängigkeit stattfinden. Zudem ist die Turbine von außen nicht zu sehen.

Die Vorteile eines beweglichen Kraftwerks:

- Verbesserung des Hochwasserabflusses ohne zusätzliche Bauwerke
- ökologische Durchgängigkeit für Fische und Kleinlebewesen
- keine Verlandung im Stau- und Wiedereinleitungsbereich
- geringste Schallemissionen
- sehr hoher Gesamtwirkungsgrad über den gesamten Betriebsbereich

- höhere Stromerzeugung auch bei Hochwasser
- robuste, langlebige und wartungsarme Technik
- harmonische Einbindung in das Landschaftsbild
- kurze Bauzeiten und geringe Baukosten
- höherer Jahresertrag bei günstigeren Herstellkosten

Ein solches, derzeit im Genehmigungsverfahren befindliches Wasserkraftwerk soll am Standort Nonner Rampe in Bad Reichenhall zum Einsatz kommen. Antragsteller sind die Bayerischen Landeskraftwerke zusammen mit den Stadtwerken Bad Reichenhall.

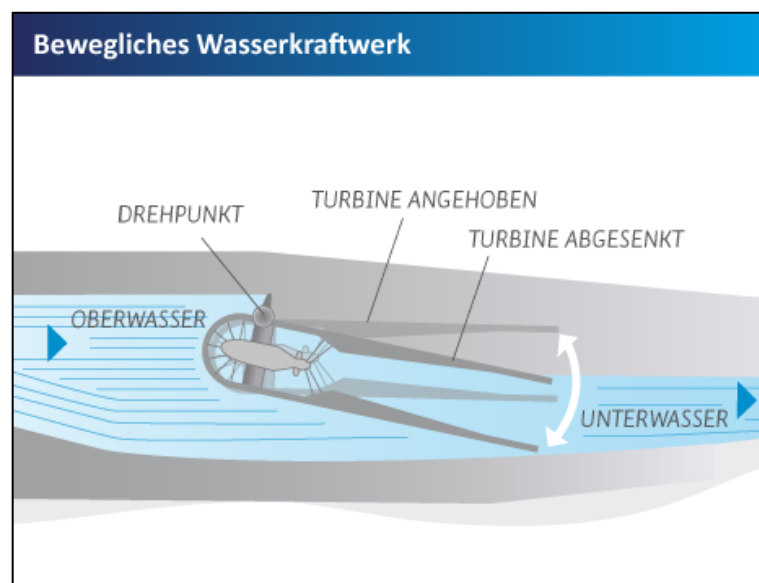


Abbildung 250: Bewegliches Kraftwerk (Quelle: Bayerische Landeskraftwerke GmbH)

18.5.3 Schachtkraftwerk

Auch beim Schachtkraftwerk ist die Idee, das Kraftwerk so gut wie möglich in das Gewässer zu integrieren. Das Konzept wurde von der TU München entwickelt.

Die Vorteile:

- Fischabstieg und Geschiebedurchgängigkeit möglich
- kein Eingriff in den Uferbereich
- keine Störung des Landschaftsbilds; kaum wahrnehmbar (Bauwerk unter Wasser, keine Geräuschemission)
- Hochwassersicherheit
- Kosteneffizient (geringes Bauvolumen, kein Kraftwerksgebäude)

Dieser Kraftwerkstyp kann an bestehenden Querbauwerken nachgerüstet werden. Er eignet sich jedoch vor allem für Gewässer mit einer gewissen Breite und Wassermenge.

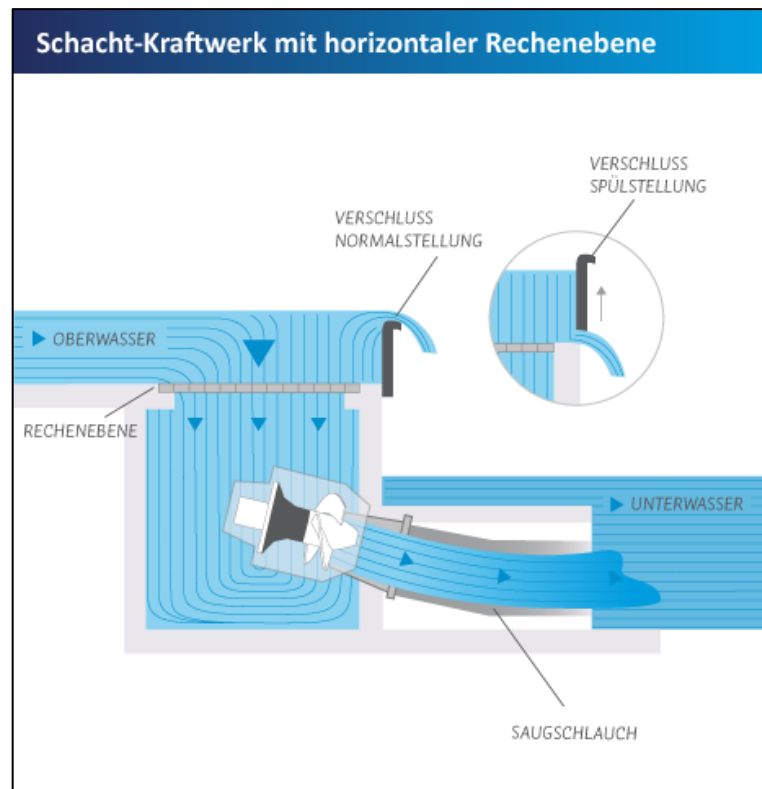


Abbildung 251: Schacht-Kraftwerk (Quelle: Bayerische Landeskraftwerke GmbH)

18.5.4 Fließgewässerkraftwerk

An Standorten mit besonders hohem ökologischen Anspruch kann es Sinn machen, Fließgewässerkraftwerke zu installieren. Diese Bauweise kann optimal mit anderen Sanierungsmaßnahmen wie Flussaufweitung, Nebengewässern und Herstellung der Durchgängigkeit für Geschiebe und Fauna verbunden werden.

Das Prinzip ist einfach: Statt der Konzentration der Strömung auf eine Stelle und Wasserkraftnutzung mit nur einer Turbine werden viele kleinere Kompaktturbinen auf die gesamte Länge des Flusses verteilt. Durch weitere Maßnahmen bzw. Bauelemente wird versucht, nachteilige Auswirkungen auf die Gewässerökologie und den Feststofftransport zu vermeiden.

Die Vorteile:

- niedrige Aufstauhöhen möglich
- dynamische Oberwasserstände
- Erhaltung des natürlichen Fließgewässercharakters
- Modulares Prinzip mit Möglichkeit der einfachen Nach- und Abrüstung
- keine Begleitdämme, keine klassische Stauhaltung

18.5.5 Very-Low-Head-Turbine

Die Very Low Head-Turbine (VLH) verfolgt das Prinzip der geringen Turbinendrehzahl (15-20 U/min). So soll die eigentliche Turbine durchgängig für die Fische werden. Dies sind normalerweise sehr große Turbinen, die Fallhöhen von 1,5 - 3 m und Wassermengen von 8 - 30 m³ benötigen.

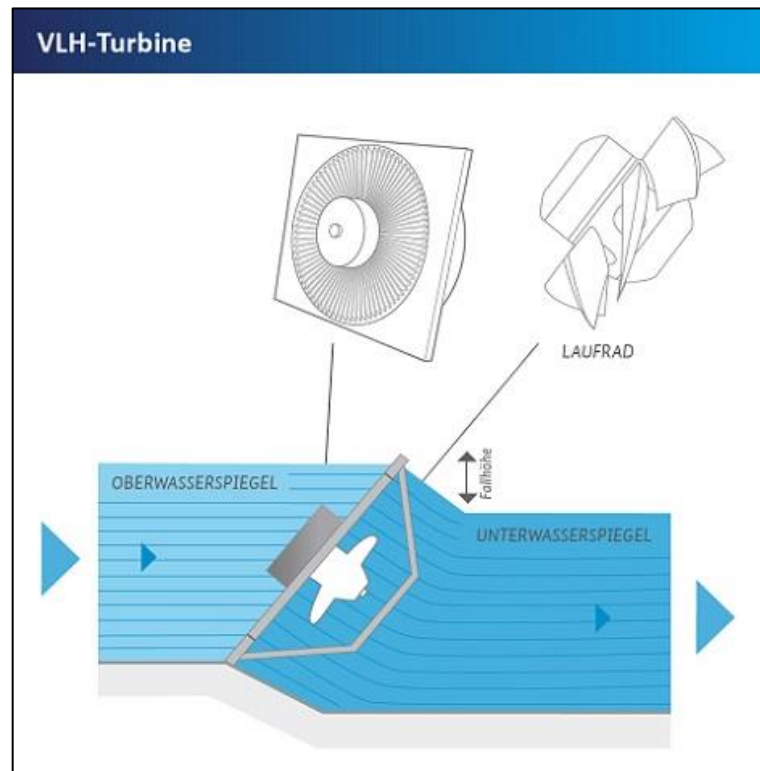


Abbildung 252: VLH-Turbine (Quelle: Bayerische Landeskraftwerke GmbH)

18.5.6 (Doppel-) Wasserkraftschnecke

Ein uraltes Prinzip stellt die Wasserschnecke dar. Die Wasserschnecke dreht sich ebenfalls so langsam, dass sie für Fische als Fischabstieg dienen kann und für Geschiebe durchgängig ist. Es gibt zudem doppelläufige Varianten mit entgegengesetzt drehenden Windungen. So kann sogar ein Fischaufstieg realisiert werden.

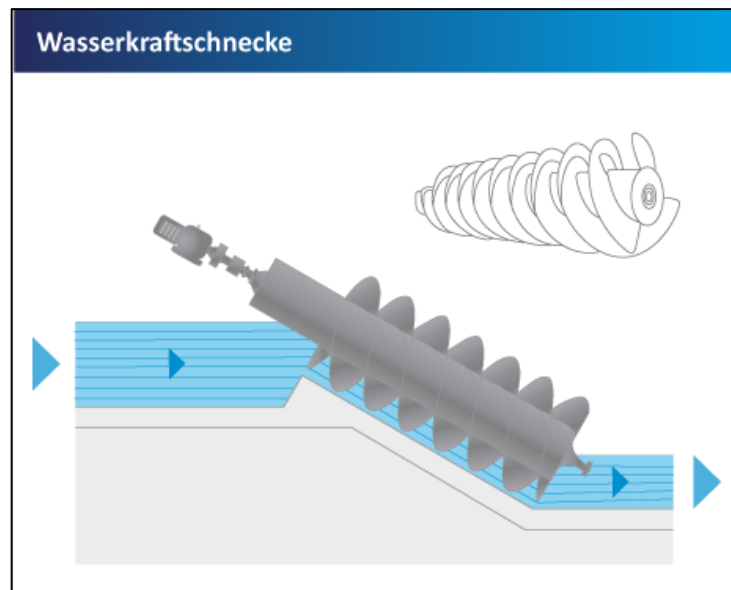


Abbildung 253: Wasserkraftschnecke (Quelle: Bayerische Landeskraftwerke GmbH)

18.6 Regionales Speicherpotenzial und Speichermanagement im über-regionalen Verbund

Wasserkraftanlagen wie z.B. Laufwasserkraftwerke können unter bestimmten Umständen als Energiespeicher genutzt werden. Hierfür wird die Anlage im Schwallbetrieb gefahren. Schwallbetrieb (auch Schwall/Sunk-Betrieb) bezeichnet einen zeitweise unterbrochenen Turbinenbetrieb und die dadurch resultierende Anstauung und Absenkung des Oberwassers. Im Unterwasser ergibt sich somit im Wechsel eine hohe (Schwall) und niedrige (Sunk) Wasserführung. Diese Betriebsart wird meist gemäß regionalem Strombedarf in regelmäßigen Tages- und Wochenrhythmen durchgeführt. Bei hoher Stromnachfrage (z.B. tagsüber) wird viel Wasser durch die Turbinen abgegeben, bei niedriger Stromnachfrage (nachts und am Wochenende) wird Wasser im Speicher zurückgehalten. Dies setzt aber einen entsprechend großen Speicher voraus.

Schwallbetrieb ist vom Prinzip her bei allen Wasserkraftanlagen machbar und könnte als zukünftiges Steuerungsinstrument der Wasserkraftspeicherung im Zuge der volatilen Erzeugungsprozesse der PV- und Windkraft dienen. In der Praxis sind die Möglichkeiten jedoch aufgrund von technischen und ökologischen Gründen oft beschränkt oder derzeit noch schwer zugänglich. So wird z.B. laut Betreiber der Innkraftwerke (Verbund AG) an keinem der bayerischen Innkraftwerke Schwallbetrieb durchgeführt. Für den Schwallbetrieb wären große Staubecken im Oberwasser nötig, die an den Innkraftwerken jedoch nicht vorhanden sind und nach Aussagen auch nicht errichtet werden können. Zudem wird der Schwallbetrieb in Abhängigkeit der Speicherbeckengröße erst bei größeren Fallhöhen als sinnvoll angesehen.

Ökologisch ist der Schwallbetrieb sehr kritisch zu betrachten. Da der Schwallabfluss den natürlichen Abfluss um ein Vielfaches übersteigt und der Sunkabfluss oft geringer als der natürliche Niedrigwasserabfluss ist, kollidiert diese Betriebsweise mit den Regelungen aus der Wasserrahmenrichtlinie. Die künstlichen Abflussschwankungen können gravierende ökologische Auswirkungen wie z.B. Schwankungen der Wassertemperatur und Veränderung der Flussmorphologie, Wasserqualität und Artenvielfalt nach sich ziehen. Zudem kann dadurch Lebensgefahr für Menschen entstehen. Daher ist aus genehmigungsrechtlicher Sicht ein Schwallbetrieb sehr unwahrscheinlich.

Aus diesen Gründen ist der Schwallbetrieb als regionales Speicherpotenzial für das regionale Energiekonzept des RPV 18 nicht in Betracht zu ziehen.

Ferner sei an dieser Stelle auf die Ausführungen der Stromnetzanalyse verwiesen, laut derer lokale Stromspeicher, wie es ein Laufwasserkraftwerk im Schwallbetrieb wäre, nur eine kurzzeitige Lösung für Netzengpässe darstellen können. **Mittel- bzw. langfristig hätten solche Speicher keinen Einfluss auf den Netzausbau.** Notwendiger Netzausbau kann folglich nicht über Kurzzeitspeicherlösungen kompensiert werden (weitere Erläuterungen hierzu im Kapitel Stromnetzanalyse).

18.7 Regional angepasste Speichertechnologien und Speichermöglichkeiten

18.7.1 Einsatzbereiche von Speichertechnologien

Ein einfacher (zweidimensionaler) Vergleich der Speichertechnologien über Technologieart und Vergleichskriterium (z.B. Ausbaukapazität, Verlässlichkeit, Kosten je kWh) wird der Komplexität nicht gerecht. Zur Bewertung einer Speichertechnologie müssen immer die spezifischen Anforderungen der jeweiligen Einsatzart (wie z.B. Systemdienstleistungsanforderungen, Speicherzeit, Ein- bzw. Ausspeicherleistung) und die zu erwartende technologische Entwicklung beachtet werden.

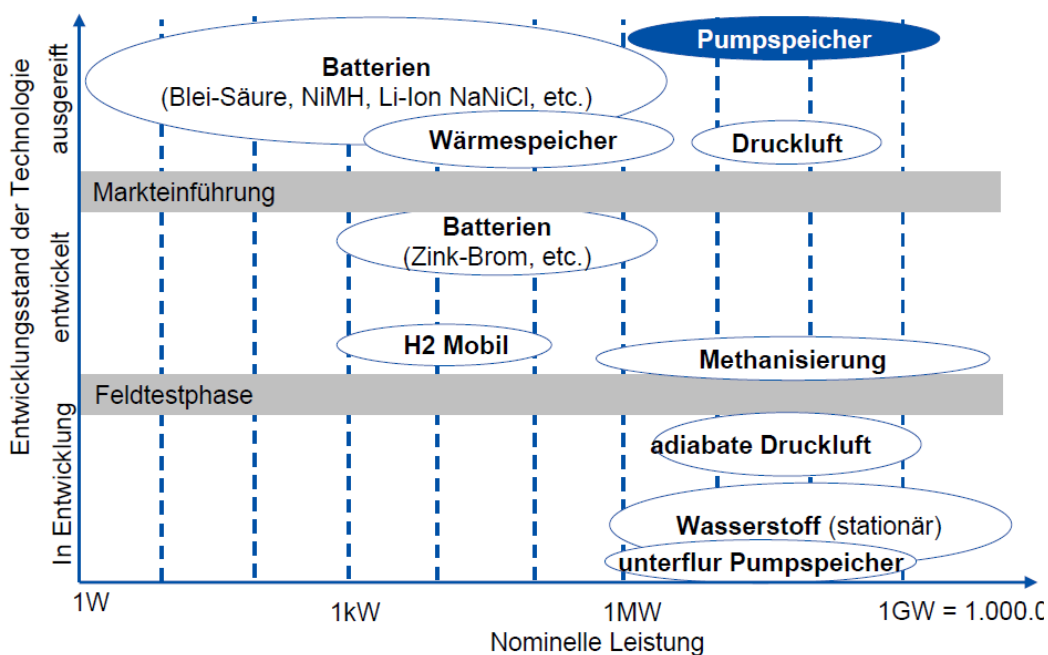


Abbildung 254: Entwicklungsstand der Speichertechnologien

Regelenergie und Blindleistungsregelung

Batterien sind auf Grund ihrer schnellen Ansprechzeit neben PSW die einzige Speichertechnologie, die sich zur Bereitstellung von Primärregelenergie eignet. Für die Bereitstellung der anderen Regelenergieleistungen sind Batterien zwar technisch geeignet, aber auf Grund der hohen Investitionskosten zu teuer. Wasserstoffspeichersysteme (auf Grund der hohen Investitionskosten) sowie Schwungräder und Superkondensatoren (auf Grund der Investitionskosten sowie der hohen Energieverluste mit der Speicherdauer) sind im Systemdienstleistungsbereich wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig.

PSW stellen nach wie vor die zentrale Speichertechnologie zur Bereitstellung von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelenergie sowie Blindleistung dar. In jüngster Vergangenheit werden aber auch vermehrt Batteriespeicher für diesen Einsatzbereich installiert.

Lastausgleich/ Stromveredelung

Lastausgleich bzw. Stromveredelung auf zentraler Ebene (Übertragungsnetz/ großtechnischer Rahmen) setzt Kapazitäten im GW-Bereich voraus. Alternativ könnte auch die Koppelung kleiner Speicher genutzt werden. Dies ist aber auf Grund des Koordinations- und Kostenaufwands (tendenziell steigende Speicherkosten je kWh mit sinkender Speichergröße) auf dieser Ebene zumindest derzeit nicht wettbewerbsfähig.

In Abbildung 255 ist ein Kostenvergleich für unterschiedliche Speichertechnologien im Tages- bzw. Stundeneinsatz dargestellt. Es zeigt sich, dass PSW und adiabate Druckluftspeicher sowohl heute als auch in Zukunft vergleichbare Kosten haben (Abbildung oben-links). Die Kosten von Wasserstoffspeichersystemen liegen dagegen um das Drei- bis Fünffache darüber.

Obwohl bei Batteriesystemen mit einer erheblichen Kostenreduktion zu rechnen ist, belaufen sich deren Kosten für den zentralen Lastausgleich auch in absehbarer Zukunft auf mindestens das Doppelte der Kosten von PSW (Abbildung 255 unten-rechts). Eine vom BMWi in Auftrag gegebenen Studie vergleicht die großtechnischen Speichertechnologien nach Energiedichte, Zykleneffizienz, Zyklenfestigkeit, Lebensdauer, spezifischen Investitionskosten, Verfügbarkeit und Umweltauswirkungen. Insbesondere auf Grund der Kriterien Verfügbarkeit, Lebensdauer und Zyklenfestigkeit erweisen sich auch in diesem Vergleich PSW als die am besten beurteilte großtechnische Speicheroption.

Dennoch werden für den Lastausgleich in Zukunft neben PSW auch andere Speichertechnologien zum Einsatz kommen. Dies liegt zum einen an dem zunehmenden Bedarf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zeitlich vom Verbrauch zu entkoppeln, und zum anderen an dem beschränkten Ausbaupotenzial für PSW. Außerdem wird sich der Einsatzbereich von Batterien erweitern (siehe obige Beschreibungen und später folgende Ausführungen zur Elektromobilität). Batterien bieten sich auch als grundsätzliche Alternative an, wenn die geographischen Gegebenheiten den Bau von PSW oder Druckluftspeichern nicht zulassen oder die geplante Lebensdauer des benötigten Speichers unter 20 Jahren liegt.

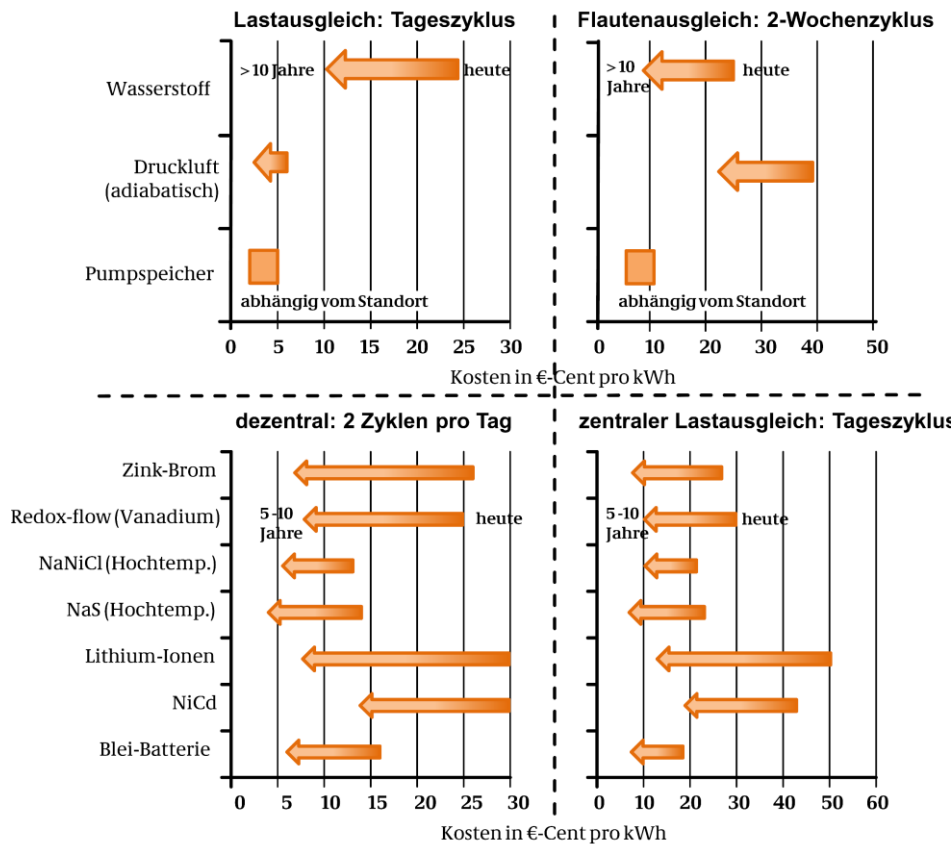


Abbildung 255: Vollkostenvergleich von Speichertechnologien nach Einsatzart (Darstellung aufbauend auf VDE Energiespeicher 2008)

Längerfristige (saisonal, Wochen-) Speicher

Die Stromerzeugung aus Sonne und Wind unterliegt nicht nur kurzfristigen Schwankungen im Tagesverlauf, sondern auch Schwankungen mehrerer Tage oder Wochen (z.B. Windflauten) sowie saisonalen Schwankungen. Stromspeicher spielen in diesem Zusammenhang eine wichtige Rolle, um auch Schwankungen im Wochenbereich (oder gar saisonal) ausgleichen zu können. Um Energie für Flauten zu speichern (Wochenbereich), werden sehr hohe Speichergößen von mehreren 100 GWh benötigt. Die längeren Speicherzeiten führen dazu, dass jeder Speicherzyklus mit einem höheren Anteil an Investitions- und Betriebskosten belastet wird. So verkauft ein Speicher für den Tagesausgleich täglich Strom und kann somit theoretisch täglich einen Beitrag zur Deckung der Fix- und Investitionskosten erwirtschaften, ein Speicher für den Wochenausgleich nur einmal pro Woche. In welchem Ausmaß die unterschiedliche Zyklenanzahl die Vollkosten eines Speichers beeinflusst, wurden z.B. in der VDE-Studie „Energiespeicher“ analysiert. Die Ergebnisse dieses Vergleichs werden in Abbildung 255 dargestellt. Festzuhalten ist, dass sich die Vollkosten der Energiespeicherung für alle untersuchten Speichertechnologien mit einer Verlängerung der Speicherdauer erhöhen. Sowohl aus heutiger Sicht, als auch unter Einbeziehung der vermuteten technischen Entwicklungs- und ökonomischen Kostenreduktionspotentiale **stellen PSW die wirtschaftlichste Speichertechnologie für den Einsatz als Wochenspeicher dar**. Es ist aber auch in Zukunft kaum zu erwarten, dass PSW als Wochenspeicher eingesetzt werden. Gründe sind:

- Obwohl PSW die wirtschaftlichste Option für Wochenspeicher darstellen, gibt es für sie andere wesentlich rentablere Einsatzmöglichkeiten.

- Obwohl mit PSW die Leistung im erforderlichen GW-Bereich erreicht werden könnte, ist das Gesamtausbaupotential für PSW viel zu gering, um die für den Wochen- ausgleich erforderliche Menge Energie zu speichern. Dies liegt zum einen an dem geringen Ausbaupotential für PSW, zum anderen an der relativ geringen Energiedichte und dem damit einhergehenden enormen Platzbedarf für die Speicherung hunderter GWh Strom.

Für die längerfristige Speicherung wird daher vor allem Wasserstoff mit wesentlich höherer Energiedichte diskutiert. Der niedrige Wirkungsgrad, sowie noch zu lösende technische Herausforderungen auf absehbare Zeit, lassen keine (wirtschaftliche) Nutzung von Wasserstoffspeichersystemen erwarten. Hier besteht noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf und dürfte, auf Grund der sich im Automobilmarkt entwickelnden Massenfertigung von Batteriespeichern, weiter in den Hintergrund rücken.

18.7.2 Bewertung und Diskussion

Zur Energiespeicherung existieren verschiedene Technologieoptionen. Gerade durch den Ausbau dargebotsabhängiger Energien steigen zukünftig die Anforderungen an den Kapazitäts- und Funktionsumfang von Speichern. Generell kann festgehalten werden, dass aus den unterschiedlichen Einsatzarten auch unterschiedliche Anforderungen an die eingesetzte Speichertechnologie resultieren. Daraus lassen sich zwei wichtige Aussagen zur Speichertechnologieanalyse-/ -bewertung ableiten:

- Die Beurteilung der geeignetsten Speichertechnologie kann nicht allgemein und nicht basierend auf ein Kriterium allein (z.B. Wirtschaftlichkeit) erfolgen.
- Um die vielfältigen Anforderungen (wie Speicherbedarf, Speicherleistung, Systemdienstleistungen, örtliche Gegebenheiten, Wirtschaftlichkeit, etc.) an Energiespeicherung zu erfüllen, ist die Kombination verschiedener Speichertechnologien unumgänglich.

Regelenergie und Blindleistungsbereitstellung

PSW und Batteriespeicher sind die derzeit einzigen Speichertechnologien, die für alle Regelenergiearten geeignet sind. Weiter festzuhalten ist:

Lastausgleich/ Stromveredelung auf zentraler/ großtechnischer Ebene

Trotz der zu erwartenden Kostenreduktionen für Batteriespeichertechnologien werden PSW auf absehbare Zeit die wirtschaftlichste Option zum Lastausgleich im großtechnischen Bereich (zentraler Einsatz im Hoch- und Höchstspannungsnetz) bleiben.

Längerfristiger (saisonaler, Wochen-)Speicher

Bei einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien ist auch die längerfristige Energiespeicherung z.B. zur Überbrückung von Windflauten oder zum Ausgleich saisonaler Schwankungen notwendig. Ein wirtschaftlicher Betrieb der vorhandenen Speichertechnologien ist auf Grund der langen Speicherdauer und der daraus folgenden geringen Nutzungsfrequenz (bei Wochenspeicher weniger als ein Speicherzyklus pro Woche) nicht wirtschaftlich darstellbar. Die günstigste (wenn auch für diese Einsatzart dennoch nicht rentable) Speichertechnologie sind auch hier PSW. Da für PSW wirtschaftlich interessantere Nutzungsalternativen als die Langzeitspeicherung existieren und das Ausbaupotenzial der PSW eingeschränkt ist, ist deren Einsatz zur längerfristigen Energiespeicherung äußerst unwahrscheinlich. Durch die höhere Energiedichte gelten Wasserstoffsysteme als die derzeit einzige Technologie mit Potenzial zur Langzeitspeicherung. Für die Nutzung von Wasserstoff als Langzeitspeicher besteht aber noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

Dezentrale und zentrale Speicher

Auf Grund der unterschiedlichen Auslegung sind weder zentrale Speichertechnologien im dezentralen Einsatzbereich noch dezentrale Speichertechnologien im zentralen Einsatzbereich wirtschaftlich konkurrenzfähig. Die unterschiedlichen Technologieauslegungen und Einsatzbedingungen (hauptsächlich Speicherzyklenanzahl, Leistung, Speichergröße, Net-

zebenenanschluss, Standortbedingungen) führen weiterhin dazu, dass mit den bestehenden Technologieoptionen zentrale und dezentrale Anwendungen nur in sehr kleinem Rahmen gegeneinander austauschbar sind. Auf Grund des Anschlusses an unterschiedliche Netzebenen variiert auch die Systemqualität (Möglichkeit der Nutzung zur Optimierung des Stromsystems).

Mit der Verbreitung von Speicheralternativen wie Lastmanagement, Speichereinsatz von Batteriespeichern in Elektrofahrzeugen und anderen Speichern wie Wärmespeicher steigt in Zukunft die Anzahl zur Verfügung stehenden Speichertechnologien. Zur system- und kostenoptimalen Deckung des steigenden Speicherbedarfs sind daher der Ausbau und Einsatz von Speichertechnologien auf zentraler und dezentraler Ebene erforderlich. Im Annex sind einige Gesichts- und Ansatzpunkte zum Thema **Speichereinsatz auf dezentraler Ebene** und **Batteriespeicher und Elektromobilität** dargestellt. Die Aufstellung soll darstellen, welche prinzipiellen und theoretischen Möglichkeiten und Potenziale im Bereich der Elektromobilität stecken. Die Darstellung erfolgte von Seiten des Los 1 und soll auch den anderen Losen, insbesondere dem Los 1 für weitere Betrachtungen, Darstellungen und Berechnungen dienen.

18.8 Mögliche Chancen und Risiken regionaler Pumpspeicher in der Region

Aufgrund der im bayerischen Energiekonzept enthaltenen Ausbauziele für erneuerbare Energien steigt auch in Bayern der Bedarf an Speicherkapazitäten. Bereits heute werden große Strommengen aus der Region billig oder sogar für teures Geld in Nachbarregionen wie Österreich abgegeben und dort zwischengespeichert (z.B. in Pumpspeicherkraftwerken). Zu Zeiten von zu geringer Produktion bzw. erhöhtem Bedarf in der Region müssen genau diese Strommengen dann wieder für sehr viel Geld zugekauft werden. Folglich geht gleich zweimal Geld und damit regionale Wertschöpfung verloren. Eigene regionale Speicher können hier klar Abhilfe schaffen. Das Bayerische Landesamt für Umwelt (LfU) hat daher eine Speicherpotenzial- und Standortanalyse für mögliche Pumpspeicherkraftwerke (PSW) in Auftrag gegeben. Die hier dargestellten Ergebnisse beziehen sich auf diese Analyse aus dem Jahr 2014.

Der Freistaat Bayern und besonders die südlichen Regionen wie der RPV 18 sind durch die Alpen und hügelige Landschaften geprägt, die in Verbindung mit den zahlreichen Gewässern gute Voraussetzungen für Pumpspeicherstandorte bieten. In dieser Studie wurden potentielle Standorte für Pumpspeicherwerke unter technischen, geologischen, ökonomischen und umweltfachlichen Gesichtspunkten sowie im Hinblick auf die Infrastruktur identifiziert.

Pumpspeicherkraftwerke sind für die Stromversorgung von überregionaler Bedeutung und sollten daher in einem regionalen Energiekonzept eine wichtige Rolle spielen. Insbesondere im Verbund mit erneuerbaren Energien übernehmen sie wichtige Aufgaben:

- positiver und negativer Lastausgleich im Stromnetz
- Bereitstellung von Regelenergie
- Blindleistungsregelung
- Schwarzstartfähigkeit nach Netzausfall

Pumpspeicherkraftwerke eignen sich aufgrund ihrer Betriebsweise nicht als Langzeitspeicher zur Speicherung von periodischen und saisonalen Stromüberschüssen. Das zukünftige Einsatzfeld der PSW liegt in erster Linie in der Bereitstellung von Regelenergie, also im Ausgleich kurzfristiger Erzeugungsschwankungen im Minuten- bis Stundenbereich. Sie leisten insbesondere als Systemdienstleister einen wertvollen Beitrag. Vor allem können sie die zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität erforderliche Grundlastenerzeugung konventioneller

fossiler Kraftwerke reduzieren. Besonders die Möglichkeit der Bereitstellung von Regelenergie - im Gegensatz zu Gaskraftwerken auch negative Regelenergie - und Blindleistung, die Nutzung zum Lastausgleich bzw. -glättung und darüber hinaus ihre Schwarzstartfähigkeit machen sie zu wichtigen Bausteinen der deutschen Energieversorgung. Diese Betriebsweisen können PSW zudem parallel fahren. Die Inanspruchnahme der Regelleistung wird durch die zunehmende Stromerzeugung aus wetterabhängigen erneuerbaren Quellen eine immer wichtigere Rolle spielen. Die Speicherung von Strom ist derzeit noch mit hohen Kosten verbunden, viele Speichertechnologien befinden sich nach wie vor im Entwicklungsstadium und es kann daher noch nicht auf Erfahrungswerte zurückgegriffen werden. **Viele Gutachten zeigen, dass PSW die günstigsten Voraussetzungen bieten, langfristig als Hauptspeichermittel eingesetzt und deswegen ausgebaut zu werden.** Die wichtigsten technischen Parameter zur Beurteilung von Energiespeichern sind:

- Speicherkapazität,
- Speicherleistung,
- Wirkungsgrad,
- Speicherverluste,
- Leistungsdichte,
- Leistungsgradient und
- Lebensdauer.

Aufgrund von hohen Wirkungsgraden, verhältnismäßig großen Speicherkapazitäten, kurzen Startzeiten und relativ geringen Investitionskosten sind sie bereits **technisch ausgereift und gehören zu den wirtschaftlichsten elektrischen Großspeichern**. Sie sind weltweit seit Jahrzehnten im Einsatz und demnach langjährig erprobt. (LfU, 2014, S. 6-7)

In der Standortanalyse wurde in einem ersten Schritt eine topographische Analyse anhand von GIS-Daten durchgeführt. Daraus ergaben sich topographisch geeignete Flächen. In einem zweiten Schritt wurden bestimmte Mindestkriterien, die ein möglicher Pumpspeicherstandort erfüllen muss, festgelegt, um eine Vorauswahl der potentiellen Standorte vornehmen zu können:

- Fallhöhe ≥ 200 m
- Installierte Leistung ≥ 100 MW (Arbeitsvermögen entspricht 6 Turbinenstunden)
- Horizontale Entfernung zwischen den Becken ≤ 5 km

Es ist davon auszugehen, dass die Errichtung eines Pumpspeicherwerkes weniger wirtschaftlich ist, wenn die Fallhöhe weniger als 200 m beträgt bzw. bei Becken, die weiter als 5 km voneinander entfernt sind. Im Einzelfall kann die Errichtung eines PSW mit geringerer Fallhöhe oder größerer Horizontaldistanz zwar sinnvoll und noch wirtschaftlich sein, z. B. wenn ein bereits bestehendes Speicherbecken genutzt werden kann. Die vorgenannten Mindestanforderungen verhindern jedoch, dass eine Vielzahl von Standorten ausgewiesen wird, die aufgrund der Randbedingungen weit unter der Wirtschaftlichkeitsgrenze liegen würden. (LfU, 2014, S. 14) Zudem müssen bestimmte Ausschlusskriterien beachtet werden:

Tabelle 75: Ausschlusskriterien für PSW (Quelle: LfU, 2014, S. 15)

Kriterium		Bemerkung
Siedlungsflächen		Zusammenhängende Flächen > 1 ha Pufferbreite = 150 m
Verkehrsinfrastruktur	Bundesautobahnen	Pufferbreite = 75 m (beidseitig)
	Eisenbahnen	
Geologie	Gips- und anhydrithaltige Formationen	Keine Pufferung
Umwelt	Nationalparks	Kein Flächenlimit
	Naturschutzgebiete	
Mindestfläche		Fläche < 55.000 m ² (für eine Potenzialfläche für Becken mit Ringdamm) Fläche < 27.500 m ² (für eine Potenzialfläche für Becken in Tallagen)

Nach Anwendung der Mindestanforderungen und Ausschlusskriterien wurden in der Studie sogenannte TOP-Standorte anhand einer Bewertungsmatrix ermittelt. Die Bewertungsmatrix enthielt folgende Kategorien:

- Technik: Parameter wie Leistung, Fallhöhe, Entfernung zur Netzanbindung
- Infrastruktur: Straßen oder Rohstoffabbaugebiete etc.
- Umwelt: Wasserschutzgebiete, Biotope, Naturschutzgebiete etc.
- Geologie: Wasserdurchlässigkeit, Geotope etc.
- Ökonomie: Kosten pro kWh oder €/kW

Zudem wurden mögliche genehmigungsrechtliche Hindernisse aufgrund umweltfachlicher Gegebenheiten betrachtet und berücksichtigt.

Abschließend verblieben im RPV 18 zwei potentielle TOP-Standorte:

- Pumpspeicherkraftwerk Einöden (Landkreis Rosenheim)
- Pumpspeicherkraftwerk Poschberg/Saalachsperr (Landkreis Berchtesgadener Land)

TOP-Standort Einöden



Tabelle 76: TOP-Standort Einöden (Quelle: LfU, 2014, S. 40)

Ausbauleistung	< 500 MW (bei 6 h Turbinenbetrieb)
Herstellkosten	sehr hoch
Geologische Verhältnisse	eingeschränkt geeignet
Umweltfachliche Auswirkung	<p>Die Auswirkungen des Vorhabens werden für das naturschutzrechtliche Bewertungskriterium Artenschutz als hoch prognostiziert. Insbesondere der Bau des Oberbeckens und die dabei erforderliche Rodung von Bergwald kann für mehrere nach derzeitigem Datenstand im Umfeld des Standortes vorkommende Arten kaum oder nur mit erheblichem Aufwand kompensiert werden, so dass ein hohes Genehmigungsrisiko verbleibt. Die Verifizierung der tatsächlichen Besiedelung insbesondere des Oberbecken-Standortes durch hochgradig schützenswerte und empfindliche Arten insbesondere aus der Gruppe der Raufußhühner ist erforderlich.</p> <p>Für das Bewertungskriterium Landschaftsbild und Erholung ist ebenfalls eine hohe Beeinträchtigung gegeben, die in der nachhaltigen Reliefveränderung und Errichtung technischer Bauwerke besteht.</p> <p>An diesem Standort sind keine Natura 2000 Gebiete und keine Schutzgebiete betroffen, andere Aspekte wie Gewässerökologie und Alpenplan sind voraussichtlich eher von geringerer Relevanz.</p>
Wasserversorgung	Der potentielle Pumpspeicherstandort weist einen direkten Konflikt mit einem Wasserschutzgebiet unmittelbar östlich des Unterbeckens auf, sodass die Wasserfassung gegebenenfalls aufgelassen werden muss. Dies und die Auswirkungen auf ein nördlich gelegenes Vorranggebiet für Wasserversorgung sind durch genauere Untersuchungen vorab zu klären.
Weitere relevante Einschränkungen	k.A.
Optimierungsmaßnahmen	Optimierungsmaßnahmen bei der Errichtung des Unterbeckens sind möglich.

TOP-Standort Poschberg/Saalachsperr



Tabelle 77: TOP-Standort Poschberg/Saalachsperr (Quelle: LfU, 2014, S. 48)

Ausbauleistung	< 500 MW (bei 6 h Turbinenbetrieb)
Herstellkosten	hoch
Geologische Verhältnisse	bedingt geeignet
Umweltfachliche Auswirkung	<p>Die Auswirkungen des Vorhabens werden für das naturschutzrechtliche Bewertungskriterium Artenschutz als hoch prognostiziert. Der Bau der Becken und die dabei erforderliche Rodung von Bergwald kann für mehrere nach derzeitigem Datenstand potenziell im Umfeld des Standortes vorkommende Arten kaum oder nur mit erheblichem Aufwand kompensiert werden, so dass ein hohes Genehmigungsrisiko verbleibt. Die Verifizierung der tatsächlichen Besiedelung des Oberbecken-Standortes durch hochgradig schützenswerte und empfindliche Arten insbesondere Auerhuhn und Uhu ist erforderlich.</p> <p>Für das Bewertungskriterium Landschaftsbild und Erholung ist ebenfalls eine hohe Beeinträchtigung gegeben, die in der nachhaltigen Reliefveränderung und Errichtung der technischen Bauwerke in einem touristisch stark genutzten Gebiet besteht.</p> <p>An diesem Standort sind keine Natura 2000 Gebiete, Schutzgebiete sowie geschützte Biotope betroffen, andere Aspekte wie Gewässerökologie und Alpenplan sind voraussichtlich eher von geringer Relevanz.</p>
Wasserversorgung	Voraussichtlich keine Beeinträchtigungen der öffentlichen Wasserversorgung.
Weitere relevante Einschränkungen	eventuell erforderliche Umsiedlungen schützenswerter Tierarten
Optimierungsmaßnahmen	k.A.

18.9 Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken

Zur Untersuchung der Wirtschaftlichkeit des Baus und Betriebs von Pumpspeicherkraftwerken (PSW) unter derzeitigen Marktbedingungen und bayerischen Verhältnissen hat das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie im Jahr 2014 ein Gutachten in Auftrag gegeben. Dieses Gutachten bildet auch die derzeitigen Bedingungen für potentielle Pumpspeicherkraftwerke im RPV 18 ab.

„Um die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken unter realistischen Marktbedingungen beurteilen zu können, wurde ein Modell-PSW definiert, dessen Leistung und Kapazität im durchschnittlichen Bereich der Potenzialstandorte aus der Studie zur Analyse der Pumpspeicherpotenziale in Bayern liegt.“ (FfE, 2014, S. 4) Für dieses Modell-PSW erfolgt eine Erläsoptimierung an den Spot- und Regelleistungsmärkten.

Optimale rechtliche Marktbedingungen für PSW bedeuten:

- Befreiung von Netzentgelten bzw. reduzierte Netzentgelte unter bestimmten Bedingungen
- Umgehung der Konzessionsabgabe bei direkter Einspeisung ins Hochspannungsnetz
- Befreiung von der Stromsteuer
- Befreiung von der EEG-Umlage
- Keinerlei Kosten für die Umsetzung von Naturschutzanforderungen

Die technischen und investitionstechnischen Randbedingungen des Modell-PSW wurden festgelegt als:

- Leistung: 300 MW
- Kapazität: 3.500 MWh
- Investitionskosten: 350 Mio. €
- Gesamtwirkungsgrad: 73 %
- keinerlei „Selbstentladung“ durch Versickerung und Verdunstung
- Nichtverfügbarkeit: 10 %
- Lebensdauer Speicherbecken und Talsperren: 80 - 100 a
- Lebensdauer Turbinen und Pumpen: 30 - 60 a
- Abschreibungsdauer: 30 Jahre
- Kalkulationszinssatz: 7 %

Die Erlöse von PSW-Betreibern setzen sich aus zwei verschiedenen Bestandteilen zusammen:

- DayAhead und IntraDay Handel am Strommarkt
- Vorhaltung (Leistungspreis) und Bereitstellung (Arbeitspreis) von Regelleistung (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve)

Die realistische Erlösoptimierung wurde im Gutachten folgendermaßen definiert:

- hundertprozentige Prognosequalität der Märkte (perfect foresight)
- nur Vorhaltung der Regelleistung und kein Abruf (reiner Leistungspreis)
- keine Primärregelung, da technisch zu hohe Anforderungen

Es wurden verschiedenste Vermarktungsoptionen untersucht:

- DayAhead
- DayAhead + IntraDay
- DayAhead + Minutenreserveleistung
- DayAhead + Sekundärregelung
- DayAhead + IntraDay + Minutenreserveleistung
- DayAhead + IntraDay + Sekundärregelung
- DayAhead + IntraDay + Minutenreserveleistung + Sekundärregelung

Aus der Wirtschaftlichkeitsrechnung resultierte, dass unter den gewählten Parametern nur eine Vermarktungsoption (DayAhead + IntraDay + Minutenreserveleistung + Sekundärregelung) über die Abschreibungsdauer von 30 Jahren ein positives Ergebnis erzielt. Die Amortisationszeit ist in diesem Fall bereits nach 21 Jahren erreicht. Alle anderen Vermarktungsoptionen sind zum Teil weit von der Wirtschaftlichkeit entfernt und rechnen sich selbst nach 30 Jahren noch nicht.

Da es sich bei der Untersuchung um eine Maximalabschätzung der Erlöse handelt, kann angenommen werden, dass ein **Neubau von Pumpspeicherkraftwerken unter derzeitigen Marktbedingungen i.d.R. nicht wirtschaftlich ist**. Eine Wirtschaftlichkeit wird nur unter günstigsten Umständen erreicht.

Es muss daher davon ausgegangen werden, dass sich Investoren nur unter **deutlich verbesserten rechtlichen Bedingungen oder durch die Einführung von direkten Subventionen** zum Bau eines Pumpspeicherkraftwerks entschließen werden. Weitere Subventionen wären jedoch nur bei einer absoluten Systemrelevanz der PSW zu rechtfertigen. **Obwohl PSW nach wie vor die preiswerteste großtechnische Speichertechnologie darstellen, ist eine solche Systemrelevanz derzeit nicht gegeben. Bei einem weiteren massiven Ausbau der erneuerbaren Energien und einem gleichzeitigen Rückbau der grundlastfähigen konventionellen Kraftwerksleistung könnte möglicherweise der Neubau von PSW nötig sein.**

Im Gebiet des RPV18 gibt es prinzipiell potentielle Standorte für Pumpspeicherkraftwerke. Wie aber oben erwähnt, sprechen aktuell vor allem genehmigungsrechtliche und wirtschaftliche Gesichtspunkte gegen eine Realisierung in absehbarer Zeit. Ferner sei an dieser Stelle auf die Ausführungen der Stromnetzanalyse verwiesen, laut derer lokale Stromspeicher nur eine kurzzeitige Lösung für Netzengpässe darstellen können. Mittel- bzw. langfristige hätten Speicher keinen Einfluss auf den Netzausbau. Notwendiger Netzausbau kann folglich nicht über Kurzzeitspeicherlösungen kompensiert werden (weitere Erläuterungen hierzu im Kapitel Stromnetzanalyse).

Aktuell kann wegen fehlender genehmigungsrechtlicher und wirtschaftlicher Realisierbarkeit sowie wohl fehlender Systemrelevanz hinsichtlich eines verminderten Netzausbaus davon ausgegangen werden, dass in naher Zukunft kein Zubau von Pumpspeicherkraftwerken stattfinden wird.

18.10 Möglichkeiten einer regionalen Direktvermarktung von Wasserkraftstrom

18.10.1 Direktvermarktung an Gewerbe und Industrie

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bietet verschiedene Möglichkeiten der Vermarktung des produzierten Stroms. Dabei wird im EEG 2017 bei der Direktvermarktung zwischen zwei Formen unterschieden:

- Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie nach § 20 EEG 2017
- Sonstige Direktvermarktung nach §21a EEG 2017

Darüber hinaus kann eine Strombelieferung außerhalb der Direktvermarktung bzw. dem EEG erfolgen, wenn diese über eine eigene bzw. private/nicht öffentliche Stromleitung erfolgt.

Im Folgenden soll speziell auf die Direktvermarktung nach §21a EEG 2017 sowie die Möglichkeit der direkten Strombelieferung dargestellt werden.

Sonstige Direktvermarktung §21a EEG 2017

Neben der Direktvermarktung mit Inanspruchnahme der Marktprämie nach §20 EEG 2017 gibt es auch die Möglichkeit der sonstigen Direktvermarktung. Diese ist v.a. dann interessant, wenn der Strom als Grünstrom vermarktet werden soll ohne den zusätzlichen Zukauf von Zertifikaten. Hier muss im Einzelfall geprüft werden, ob die Wirtschaftlichkeit für den Betrieb der Anlage gegeben ist, da weder Marktprämie noch EEG-Vergütung gezahlt werden, jedoch Umlagen und Abgaben wie die Netznutzungsentgelte anfallen können. In der Realität wird diese Art der Direktvermarktung aus wirtschaftlichen Gründen nur sehr selten genutzt.

Die Kombination der Direktvermarktung mit Eigenverbrauch ist generell möglich.

Strombelieferung außerhalb der Direktvermarktung

Erzeugter Wasserkraftstrom kann aber auch außerhalb des EEG vermarktet werden, in Form einer Stromdirektlieferung an einen Dritten über eine eigene, nicht öffentliche Stromleitung. Bei dieser Direktlieferung entfallen folgende Abgaben und Umlagen:

- Netznutzungsentgelte,
- KWK-Umlage,
- Konzessionsabgabe,
- Umlage nach § 19 StromNEV,
- Offshore-Haftungsumlage nach § 17f EnWG,
- Umlage für abschaltbare Lasten

Findet die Stromlieferung in einem **Umkreis von 4,5 km** statt und ist die Anlage **nicht größer als 2 MW** ist zudem **keine Stromsteuer** anzurechnen. Die **EEG-Umlage fällt in vollem Umfang** an, es sei denn, es liegt eine Personenidentität zwischen Betreiber und Letztverbraucher vor. Betreiber ist diejenige Person, die die Sachherrschaft über die Anlage besitzt und das wirtschaftliche Risiko des Anlagenbetriebs trägt.

Ob ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage trotz fehlender Einspeisevergütung oder Managementprämie möglich ist, muss im Einzelfall geprüft werden. Interessant kann dieses Modell unter anderem für die Belieferung von direkt benachbarten Abnehmern (Gewerbe- und Industriebetriebe) sein. Der Strompreis kann individuell zwischen Anlagenbetreiber und Abnehmer vereinbart werden.

Zu beachten bei dieser Art des Stromverkaufs ist die Tatsache, dass der Anlagenbetreiber zum Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) wird. Damit hat dieser einige energierechtliche Pflichten einzuhalten:

- Melde- und Anzeigepflicht,
- Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten
- Einhaltung der Vorgaben für die Gestaltung des Stromliefervertrages und der Abrechnung.

Auch die Kombination der Direktlieferung mit der EEG-Einspeisevergütung oder der Direktvermarktung des Überschussstroms ist möglich.

In nachfolgender Abbildung sind die verschiedenen Möglichkeiten zur Stromvermarktung/-lieferung an Dritte mit den jeweils anfallenden Abgaben und Umlagen zusammengefasst.

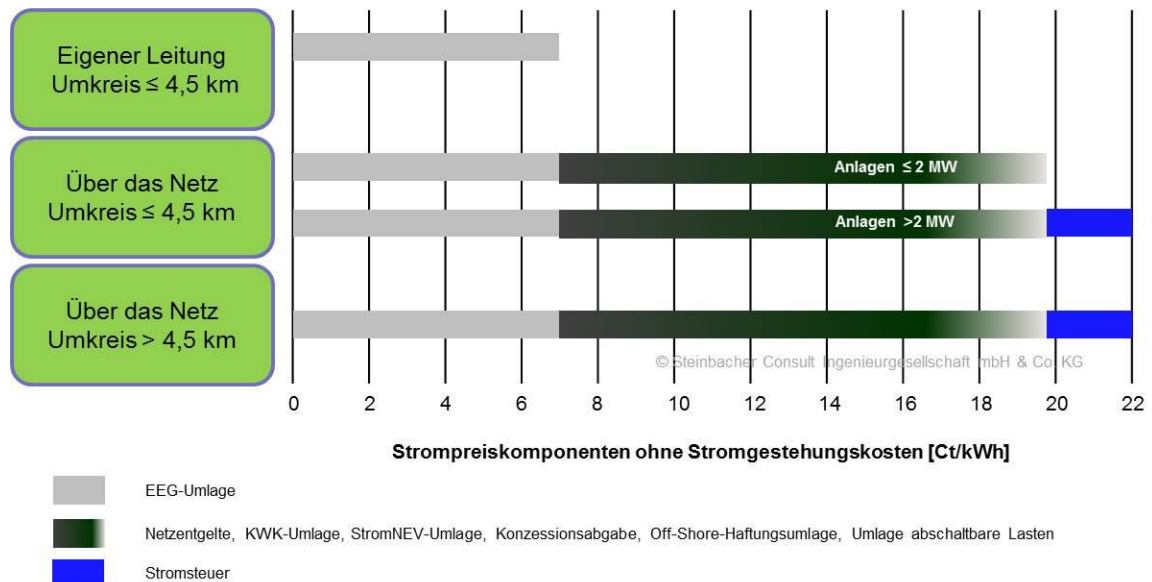


Abbildung 256: Möglichkeiten zur Stromvermarktung/-lieferung an Dritte (Quelle: Steinbacher Consult)

Im Zuge des vorliegenden Energiekonzepts wurden alle Wasserkraftanlagen identifiziert, die sich potentiell für eine regionale Direktvermarktung in Form einer Stromdirektbelieferung über eine eigene Leitung eignen würden. Im unmittelbaren Umgriff dieser Anlagen befinden sich entsprechende Abnehmer. In den beiden nachfolgenden Tabellen sind die Ergebnisse, differenziert nach Anlagen größer und kleiner 100 kW sowie die jeweiligen Entfernungen zwischen den Wasserkraftanlagen und dem potentiellen Abnehmer dargestellt.

Tabelle 78: Direktvermarktungspotentiale Wasserkraftanlagen < 100 kW durch Strombelieferung über eigene Leitung (Quelle: Steinbacher Consult)

Anzahl WK-Anlagen	Gesamt	Lkr. AÖ	Lkr. BGL	Lkr. MÜ	Lkr. RO	Stadt RO	Lkr. TS
0 - 1000 m	7	1	0	0	1	1	4
1001 - 2000 m	14	4	1	1	2	1	5
2001 - 3000 m	15	4	0	4	1	1	5
3001 - 4000 m	9	0	0	2	6	0	1
Summe	45	9	1	7	10	3	15
Anzahl Unternehmen							
0 - 1000 m	5	0	0	0	1	1	3
1001 - 2000 m	8	2	1	1	2	1	1
2001 - 3000 m	5	1	0	2	0	0	2
3001 - 4000 m	4	0	0	1	3	0	0
Summe	22	3	1	4	6	2	6
Erzeugung [kWh] WK-Anlagen							
0 - 1000 m	1.298.956	67.700	0	0	0	229.090	1.002.166
1001 - 2000 m	439.018	0	0	0	16.629	197.734	224.655
2001 - 3000 m	1.521.730	279.868	0	82.779	0	0	1.159.083
3001 - 4000 m	2.166.173	0	0	100.281	1.468.642	0	597.250
Summe	5.425.877	347.568	0	183.060	1.485.271	426.824	2.983.154
Verbrauch [kWh] Unternehmen							
0 - 1000 m	23.997.000	0	0	0	3.187.000	700.000	20.110.000
1001 - 2000 m	172.505.062	1.600.000	51.964.000	11.390.834	53.937.146	178.575	53.434.507
2001 - 3000 m	31.593.701	330.000	0	18.431.268	0	0	12.832.433
3001 - 4000 m	116.368.361	0	0	8.819.280	107.549.081	0	0
Summe	344.464.124	1.930.000	51.964.000	38.641.382	164.673.227	878.575	86.376.940

Tabelle 79: Direktvermarktungspotentiale Wasserkraftanlagen > 100 kW durch Strombeliefe-
 rung über eigene Leitung (Quelle: Steinbacher Consult)

Anzahl WK-Anlagen	Gesamt	Lkr. AÖ	Lkr. BGL	Lkr. MÜ	Lkr. RO	Stadt RO	Lkr. TS
0 - 1000 m	13	3	2	2	5	0	1
1001 - 2000 m	19	4	1	3	4	0	7
2001 - 3000 m	17	2	1	2	4	4	4
3001 - 4000 m	11	1	1	1	2	2	4
Summe	60	10	5	8	15	6	16
Anzahl Unternehmen							
0 - 1000 m	11	3	1	2	4	0	1
1001 - 2000 m	8	0	1	3	0	0	4
2001 - 3000 m	4	0	1	0	1	1	1
3001 - 4000 m	4	0	0	0	1	1	2
Summe	27	3	3	5	6	2	8
Erzeugung [kWh] WK-Anlagen							
0 - 1000 m	128.493.803	7.667.606	0	3.457.902	83.650.340	0	33.717.955
1001 - 2000 m	40.214.724	12.482.506	1.411.313	3.959.411	14.703.505	0	7.657.989
2001 - 3000 m	20.552.692	3.542.362	0	3.314.181	8.852.445	1.779.502	3.064.202
3001 - 4000 m	18.813.488	3.736.497	2.966.711	1.032.222	2.038.523	1.223.033	7.816.502
Summe	208.074.707	27.428.971	4.378.024	11.763.716	109.244.813	3.002.535	52.256.648
Verbrauch [kWh] Unternehmen							
0 - 1000 m	251.720.437	1.930.000	51.964.000	32.300.040	134.435.227	0	31.091.170
1001 - 2000 m	70.909.200	0	2.046.653	36.210.114	0	0	32.652.433
2001 - 3000 m	60.197.617	0	1.863.110	0	4.200.000	700.000	53.434.507
3001 - 4000 m	127.796.612	0	0	0	100.000.000	178.575	27.618.037
Summe	510.623.866	1.930.000	55.873.763	68.510.154	238.635.227	878.575	144.796.147

18.10.2 Wertschöpfungspotenzial Elektromobilität und Direktvermarktung Wasserkraft an Energieparkplatz

Eine innovative Möglichkeit der Direktvermarktung von Strom aus Wasserkraft - sowie anderen erneuerbaren Energien - ist die Kopplung zwischen Stromerzeugung und Stromabnahme, also der Verkauf des Stroms in unmittelbarer Nähe des Wasserkraftwerks. Dies könnte mittels Ladesäulen an einem Energieparkplatz geschehen. Dadurch entsteht eine Sektorkopplung zwischen Strom und Verkehr. Als verlässliche und grundlastfähige Energieform ist die Wasserkraft hierfür sehr gut geeignet. Ferner haben Wasserkraftanlagen meist auch eine ausreichend hohe Leistung, die sich zum Laden von E-Fahrzeugen bestens eignet. Der Vorteil ist nicht nur, dass sich solch eine Direktvermarktung mittels Direktleitung technisch einfach gestalten lässt, sondern dass zudem sichergestellt werden kann, dass der Ladestrom tatsächlich aus einer erneuerbaren Energiequelle stammt. Nachhaltige Elektromobilität ist nur möglich und sinnvoll, wenn der dafür nötige Strom auch ökologisch und nachhaltig erzeugt wird.

Durch diese Konstellation entstehen mehrere technische Vorteile:

- Netzentlastung
- Erhöhter Gesamtwirkungsgrad
- Lastmanagement
- ein kommunales Energiemanagement.

Weiterhin ergeben sich wirtschaftliche Vorteile:

- Der Aufwand für die Vermarktung des Stroms reduziert sich erheblich.
- Der Erlös aus der Direktvermarktung kann deutlich höher ausfallen als durch die Einspeisung ins öffentliche Netz oder einer Vergütung nach dem EEG.
- Bei gleichzeitigem Betrieb von Wasserkraftanlage und Energieparkplatz auf einem Gelände entfallen Gebühren wie Netzentgelte und Konzessionsabgaben.
- Durch die Sektorkopplung aus erneuerbarer Energieerzeugung und Elektromobilität ergibt sich eine doppelte regionale Wertschöpfung.

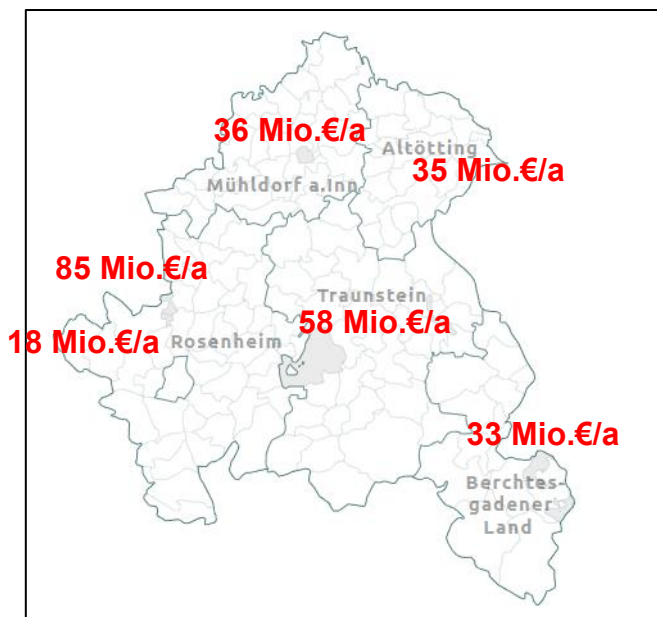


Abbildung 257: Mögliche Regionale Wertschöpfung pro Jahr im RPV 18 durch Elektromobilität (Quelle: Steinbacher Consult)

Diese regionale Wertschöpfung pro Jahr kann anhand einer wirtschaftlichen Berechnung für den gesamten RPV 18 verdeutlicht werden:

- Gesamt-Pkw-Bestand: 483.855 PKWs
- Gesamtfahrleistung (bei 13.341 km/Pkw*a): 6.455 Mio. km
- Kraftstoffverbrauch (bei 7,0 l/100km): 452 Mio. Liter
- Kraftstoffkosten (bei 1,30 €/l): 587 Mio. €
- Alternative Strommenge (bei 20 kWh/100km): 1.291 Mio. kWh
- Alternative Stromkosten (bei 25 Ct/kWh): 323 Mio. €

Diese 323 Mio. € könnten in der Region veranlagt werden und würden nicht abgeführt. Bei Erzeugung aus erneuerbaren Energien ergäbe sich die Wertschöpfung größtenteils bei privaten Kleinerzeugern oder bei kommunalen Unternehmen wie z.B. Stadtwerken. Zudem würden die Bürgerinnen und Bürger des RPV 18 von einer Einsparung von 264 Mio. €/a profitieren, Geld, das anderweitig genutzt werden kann.

Diese Rechnung zeigt die doppelte Wertschöpfung von regionaler Elektromobilität. Zudem ergibt sich für die Region eine geringere Abhängigkeit von Energieimporten in Form von Kraftstoffen.

Standorte für Energieparkplätze an Wasserkraftanlagen sollten einige der folgenden Kriterien erfüllen, um eine technische Kopplung und eine wirtschaftliche Auslastung zu erreichen:

- Ein bestehendes oder geplantes Wasserkraftwerk mit der Möglichkeit einer Direktleitung
- Eine gute Verkehrsanbindung: z.B. Autobahnausfahrten oder -raststätten, Ausfallstraßen von Städten, Parkplätze an befahrenen Straßen, Pendlerparkplätze, Bundesstraßen usw.
- Einkaufsmöglichkeiten, Dienstleistungsangebote, Sehenswürdigkeiten oder sonstige touristische Einrichtungen/Destinationen in der Nähe
- Potenzial für Pendler: Entweder als Parkplätze für ankommende Pendler (z.B. in der Nähe von großen Arbeitgebern) oder als Parkplätze für abgehende Pendler (z.B. in der Nähe eines Pendlerbahnhofs)

Dabei ist bei der Ladeinfrastruktur darauf zu achten, dass es unterschiedliche Kundengruppen gibt:

- Kurzzeitparker, die auf der Durchreise sind und daher möglichst kurze Ladezeiten anstreben (ca. 15 min)
- Mittelzeitparker, die in der Nähe Erledigungen tätigen, Einkaufsmöglichkeiten nutzen oder kürzere Aktivitäten durchführen (1-3 Stunden)
- Langzeitparker, die das Fahrzeug vorrangig tagsüber parken möchten und gleichzeitig die Möglichkeit zum Laden nutzen wollen, z.B. Pendler, Arbeitnehmer, Ausflügler (4-8 Stunden)

Die derzeitige Entwicklung der Elektroautos zeigt, dass die zukünftigen Generationen von Elektroautos mit Gleichstrom geladen werden. Vom Prinzip her kann jede Batterie nur mit Gleichstrom aufgeladen werden, die meisten der derzeit auf dem Markt erhältlichen Pkws besitzen einen integrierten Gleichrichter, der den Wechselstrom aus dem Stromnetz umwandelt. Dieser Gleichrichter wird wegfallen und das Gleichstromladen wird flächendeckender Standard. Daher sollte der Energieparkplatz wesentlich mit Gleichstromladesäulen bestückt werden. Um eine kurze Lade- und somit Verweilzeit zu ermöglichen, sollte hier eine Leistung von mindestens 60 kW DC vorgesehen werden. Ein Aufbau von Wechselstromladesäulen (bis max. 22 kW AC) ist nicht zielführend und könnte zur Folge haben, dass die Säulen nach kurzer Zeit abgebaut und ersetzt werden müssen. Ein intelligentes Lastmanagement kann die zur Verfügung stehende Gesamtleistung so verteilen, dass die unterschiedlichen Verweilzeiten und Lademengen der Nutzer berücksichtigt werden. Zudem sollte möglichst ausschließlich mit der Energie aus der Wasserkraftanlage gewirtschaftet werden, d.h. im Idealfall kein Strom aus dem Netz bezogen werden. Ein Stromspeicher könnte hierfür eine zentrale Rolle spielen.

Neben dem Ansatz der technisch, wirtschaftlich und ökologisch sinnvollen Sektorkopplung verfolgt der Energieparkplatz einen weiteren wichtigen Aspekt: Die Erhöhung der Akzeptanz der Wasserkraft und der Elektromobilität

Gegen beide Technologien gibt es zum Teil große Vorbehalte. Eine Kombination dieser beiden im Grunde ökologischen Techniken könnte diese Skepsis beseitigt oder reduziert werden. Besonders das Argument, der Strom für die Elektroautos käme nach wie vor aus schmutzigen Kohlekraftwerken und die Elektromobilität verbessere daher die CO₂-Bilanz nicht, wäre durch die direkte Kopplung an einer erneuerbaren Energiequelle entkräftet. In diesem Fall wäre diese Kopplung tatsächlich technisch und nicht nur bilanziell gegeben. Oft wird unser „Grünstrom“ nicht vor Ort produziert, sondern ist ein reiner Marketingtrick der Energieversorger.

Das Konzept des Energieparkplatzes in Verbindung mit Wasserkraft wurde im Rahmen der Beispielprojekte für einen Standort an den Saalachtterrassen in Bad Reichenhall genauer untersucht.

Neben dem Standort Bad Reichenhall wurden folgende weitere geeignete Standorte identifiziert:

- Mühldorf am Inn, Parkplatz in der Ahamer Straße, Neubau einer Wasserkraftanlage an der Inn-Sohlrampe am Stadtsaal
- Kirchanschöring, Parkplatz am Bahnhof oder Rathausplatz, Neubau einer Wasserkraftanlage an den Götzinger Achen an der Sohlschwelle am Bachweg
- Fridolfing, Parkplatz an den Geschäften in der Krankenhausstraße, Neubau einer Wasserkraftanlage an den Götzinger Achen am Strohhof

Darüber hinaus eignen sich natürlich auch andere erneuerbare Energiequellen für die Versorgung eines solchen Energieparkplatzes, insbesondere grundlastfähige regenerative Energien wie Biomasse. In Abbildung 258 ist die Analyse weiterer Standorte für bestehende Parkplätze an viel befahrenen Straßen dargestellt.

Dem Ansatz der Sektorkopplung zwischen Energie und Mobilität/Verkehr ist ein hoher rechtlicher, gesellschaftlicher und wirtschaftlicher Stellenwert zuzuordnen. Die Energieversorgung gehört nach Art. 28 Abs. 2 GG und Art. 83 der Bayerischen Verfassung zu den pflichtigen Selbstverwaltungsaufgaben einer Kommune.

In den eigenen Wirkungskreis der Gemeinden (Art. 11 Abs. 2) fallen insbesondere die Verwaltung des Gemeindevermögens und der Gemeindebetriebe; der örtliche Verkehr nebst Straßen- und Wegebau; die Versorgung der Bevölkerung mit Wasser, Licht, Gas und elektrischer Kraft;

Die Mobilität wird somit durch elektrische Mobilität wieder zu einer kommunalen Fragestellung und hat die Möglichkeit eine zukünftige erhebliche wirtschaftliche Komponente in der Region einzunehmen. (Steinbacher-Consult, www.eLoaded.eu)

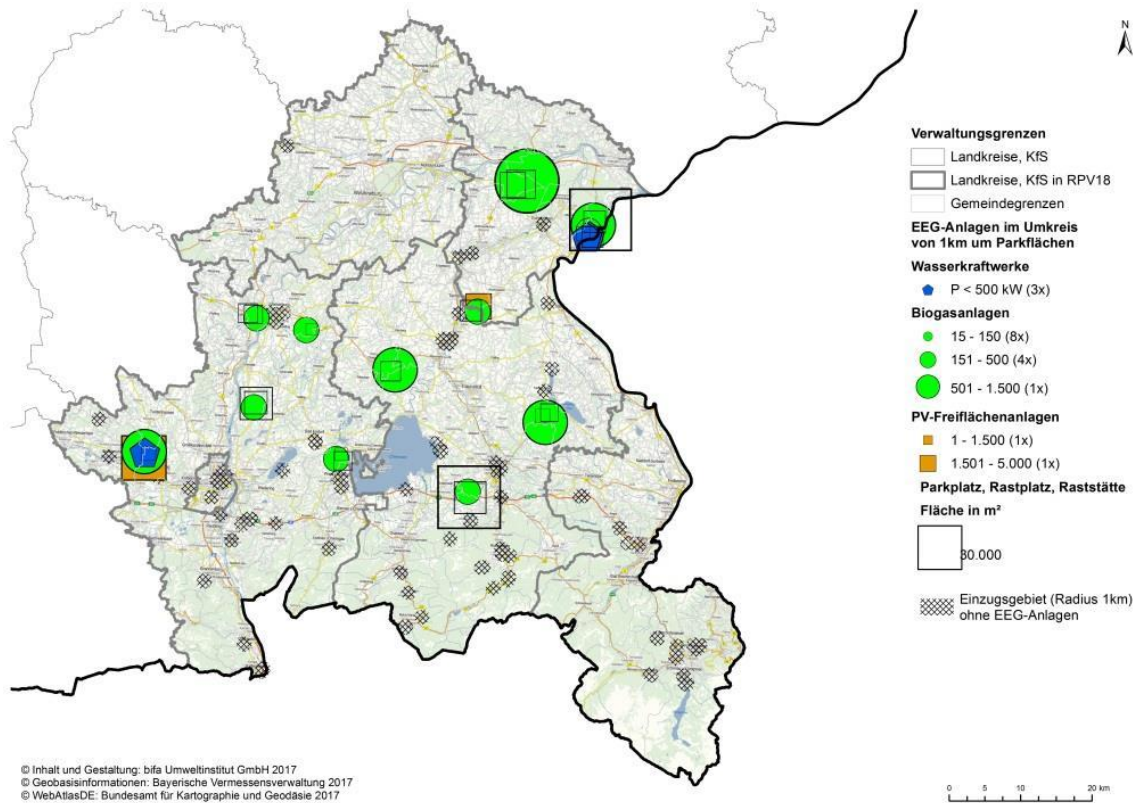


Abbildung 258: Weitere mögliche Standorte für Energieparkplätze; Energiequelle Biomasse



Abbildung 259: Beispiel eines Energieparkplatzes (Quelle: Steinbacher Consult)



Abbildung 260: Energie- und Klimaparkplatz (Quelle: Steinbacher Consult)

19 Datenverifizierung und Effizienzbewertung Wasserkraft

19.1 Datenverifizierung

Von Seiten LOS1 wurden zwei unterschiedliche Datensätze zur Verfügung gestellt. Im Datensatz „Wertetabelle_Ist.xls“ sind für jede Gemeinde je ein Wert mit der installierten Wasserkraftleistung sowie die im Jahr 2013 erzeugte Strommenge aus Wasserkraft aufgeführt. Im Datensatz „EEG-Anlagen-Stammdaten_Strom_2013.xlsx“ sind für alle Anlagen, die nach dem EEG gefördert werden, die jährlich vergütete Strommenge pro Anlage aufgeführt. In diesem Datensatz sind nur die Strommengen beinhaltet, die nach dem EEG vergütet werden. **Eigenverbraucher Strom oder Strom, der zwar ins öffentliche Netz eingespeist wird, aber nicht nach dem EEG vergütet wird, sind darin nicht beinhaltet.**

Vergleicht man diese beiden Datensätze, fällt auf, dass in beiden Datensätzen offensichtlich der Großteil der Anlagen bzw. Anlagenleistung beinhaltet ist (Übereinstimmung 98,2%):

- Wertetabelle_Ist.xls: 534.626 kW
- In der Tabelle EEG_Anlagen_Strom_2013.xlsx: 524.857 kW

In zuletzt genannten Datensatz fehlen WK-Anlagen mit einer installierten Leistung von in Summe 9.769 kW. Was zwar prozentual relativ gering ist (1,8 %), aber dennoch eine nicht unerhebliche Leistung darstellt. Wie oben erwähnt, ist dies der Tatsache geschuldet, dass „Nicht-EEG-Anlagen“ in diesem Datensatz fehlen.

Bei der Stromproduktion ist die Differenz jedoch noch drastischer. In Datensatz EEG_Anlagen_Strom_2013.xlsx sind nur 12,1% der Stromproduktion im Vgl. zur Wertetabelle_Ist.xls beinhaltet. Dies hat vor allem damit zu tun, dass viele große Wasserkraftanlagen (z.B. die Innkraftwerke) keine EEG-Anlagen sind und somit im Datensatz EEG_Anlagen_Strom_2013.xlsx nicht beinhaltet sind. Zudem verbrauchen viele (v.a.) kleine (Privat-)Anlagen einen großen Anteil selbst (Mühlen, Sägewerke, Industriebetriebe). Aus diesen Gründen sind die angegebenen Vollbetriebsstunden stets kritisch zu hinterfragen.

19.2 Quantitative Effizienzbewertung

Bei der Unterscheidung zwischen Anlagen größer bzw. kleiner 100 kW erkennt man, dass die Anlagen ≥ 100 kW deutlich mehr Vollbetriebsstunden (VBh) aufweisen (vgl. Tabelle 80 und Abbildung 261 bis Abbildung 263). Dies kann zwei unterschiedliche Gründe haben:

1. Größere Anlagen sind effizienter bzw. bei kleineren Anlagen ist größeres Steigerungspotential vorhanden
2. Kleineren Anlagen nutzen den Strom eher selbst (v.a. i. Vgl. zu den Großanlagen)

Tabelle 80: Vollbetriebsstunden* Wasserkraftanlagen (Quelle: Steinbacher Consult)

	Vollbetriebsstunden alle Anlagen	Vollbetriebsstunden <100kW	Vollbetriebsstunden >100kW
Mittelwert	4.071 VBh	3.732 VBh	5.050 VBh
50%-Perzentil	4.117 VBh	3.794 VBh	5.404 VBh

* zu beachten: die dargestellten Vollbetriebsstunden beinhalten nur den nach dem EEG vergüteten Wasserkraftstrom, Strom der nicht ins öffentliche Netz eingespeist und selbstverbraucht wird, ist darin nicht beinhaltet.

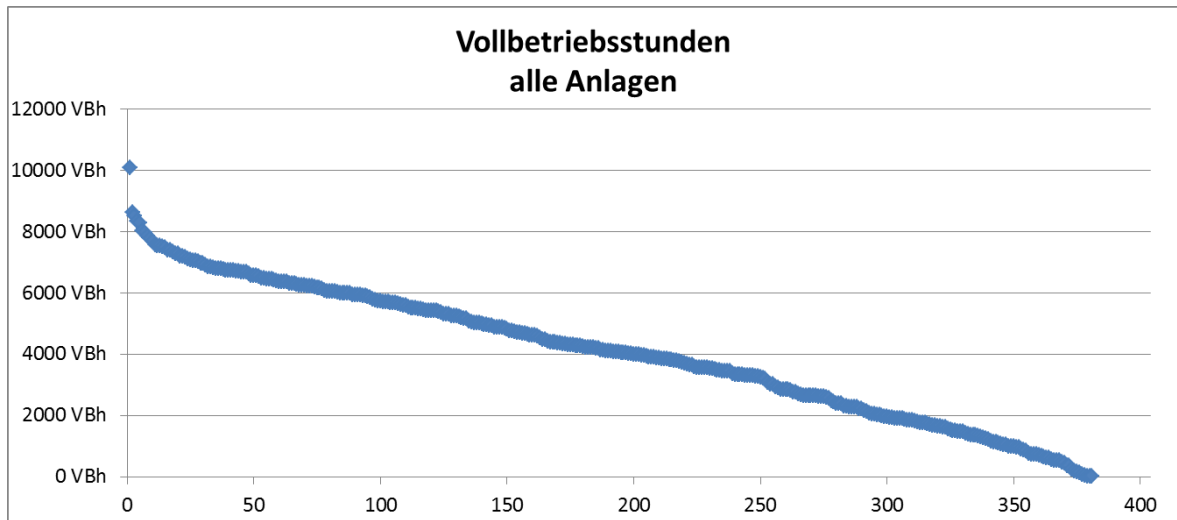


Abbildung 261: Vollbetriebsstunden Wasserkraftanlagen (Quelle: Steinbacher Consult)

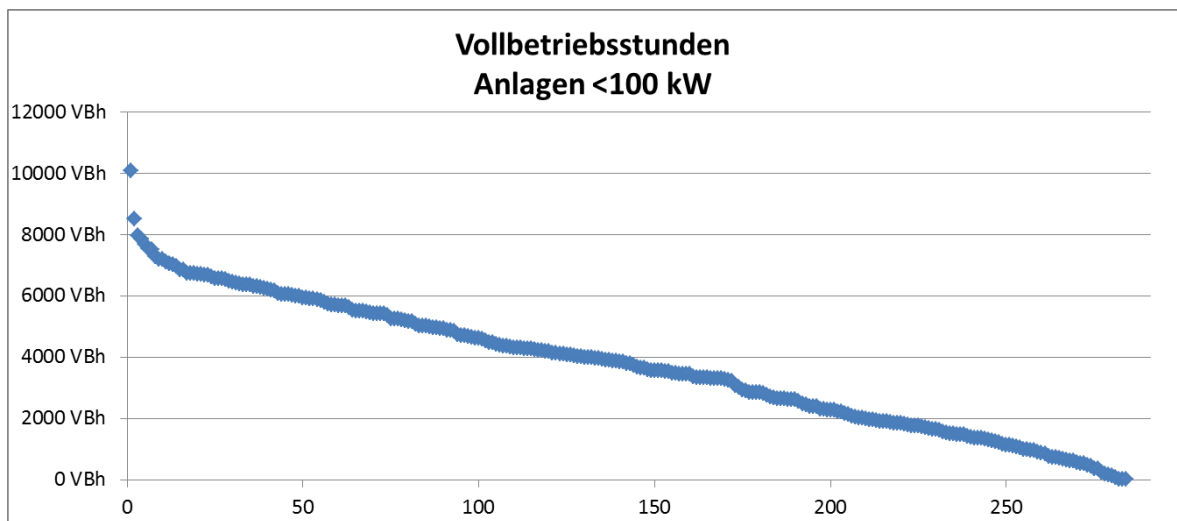


Abbildung 262: Vollbetriebsstunden Wasserkraftanlagen <100 kW (Quelle: Steinbacher Consult)

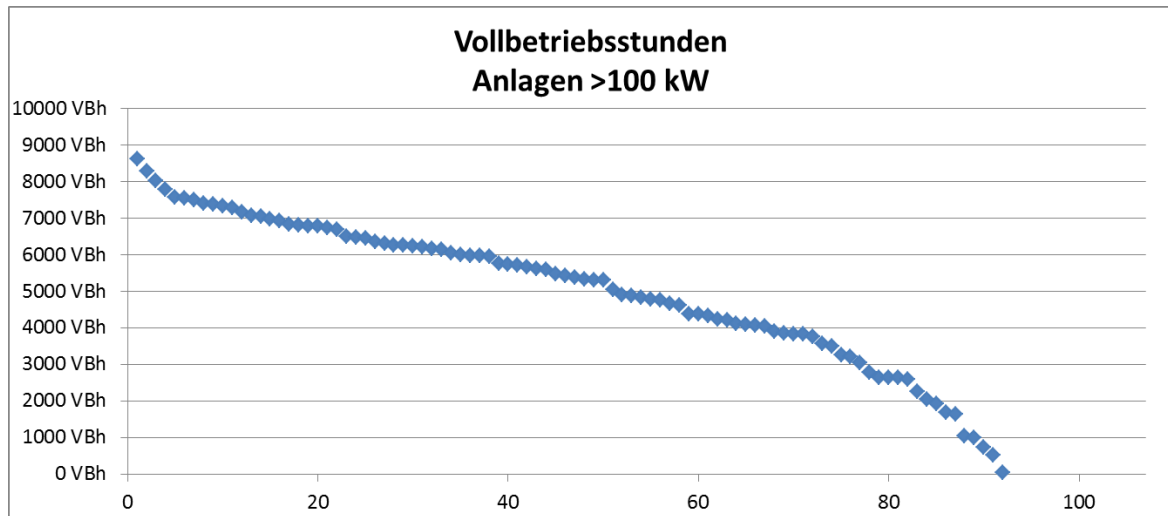


Abbildung 263: Vollbetriebsstunden Wasserkraftanlagen >100 kW (Quelle: Steinbacher Consult)

19.3 Qualitative Effizienzbewertung

Eine Effizienzbewertung aller im RPV 18 vorhandenen Wasserkraftanlagen ist nur schwierig möglich und bedarf einerseits einer viel genaueren Datenbasis und andererseits der individuellen Betrachtung der Anlagen.

Es ist davon auszugehen, dass die großen von Energieversorgungsunternehmen betriebenen Wasserkraftwerke einer ständigen Effizienzbewertung unterliegen und daher auf dem neuesten Stand der Technik sein sollten. Eine massive Effizienzsteigerung sollte bei vielen Anlagen nicht mehr möglich sein. Eine Ausnahme bildet das Innkraftwerk in Töging mit einem zusätzlichen Potenzial in Höhe von jährlich 120.000 MWh.

Die kleineren in Privatbesitz befindlichen Anlagen (Kleinwasserkraft) hinken den großen Laufwasserkraftwerken oft in puncto Effizienz, Modernisierung und Leistungssteigerung vermutlich hinterher. In diesem Bereich kann mit den größten Wirkungsgradsteigerungen gerechnet werden.

Für die genaue Effizienzbewertung einer Anlage sind u.a. folgende Daten erforderlich:

- Standort
- Kraftwerkstyp
- Absturzhöhe
- Wassermenge
- Ausbauleistung
- Sanierungszustand
- Stauraummanagement
- Hochwasserschutz
- Besitzstand

19.3.1 Maßnahmen der Effizienzsteigerung

Unter Effizienzsteigerung sind im Grunde alle Maßnahmen zu verstehen, die ausschließlich an bestehenden Anlagen vorgenommen werden. Diese sind klar von Neuanlagen abzugrenzen und nicht mit dem Zubaupotenzial zu vermischen. Maßnahmen zur Effizienzsteigerung beinhalten Modernisierungen und Nachrüstungen. Dadurch soll bei gleichbleibendem Zufluss und ohne zusätzlichen Einfluss auf die Umwelt die Leistung erhöht werden:

Modernisierung:

- Austausch alter Turbinen und Generatoren gegen moderne und effizientere Komponenten mit niedrigerem Wartungsaufwand
 - höhere Leistung und mehr Betriebsstunden
- Einbau einer automatischen Steuerung folgender Anlagenteile:
 - Automatisierter Einlaufrechen
- Vermeidung von Zulaufstörungen und dadurch gleichbleibende Zulaufmenge
 - Automatische Durchflussregulierung
- Optimierung des turbinierbaren Zuflusses
 - Automatischer Abgleich parallellaufender Turbinen

Nachrüstung:

- Zubau von Turbinen
 - Nutzung größerer Wassermengen
- Stauzielerhöhung
 - Erhöhung des Nutzgefälles
- Geschiebeleiteinrichtung
 - Vermeidung von Versandung
- Nutzung der Restwassermenge (z.B. mit Wasserrad)
 - Nutzung größerer Wassermengen

Nachrüstungsmaßnahmen haben Auswirkungen auf Wasserstands- und Abflussverhältnisse. Sie können nicht ohne wasserrechtliches Genehmigungsverfahren erfolgen.

19.3.2 Potenzialabschätzung bezüglich einer Effizienzsteigerung

Eine Potenzialabschätzung ist nur sehr rudimentär möglich. Hierbei soll zwischen größeren Wasserkraftwerken und der Kleinwasserkraft unterschieden werden:

- Für **Anlagen > 10 MW** sollen exemplarisch die bayerischen Innkraftwerke betrachtet werden. Gemäß den Angaben des Betreibers VERBUND AG werden pro Jahr 1.889 GWh in den 14 bayerischen Wasserkraftwerken am Inn erzeugt. In diesen Wasserkraftwerken wäre durch Bestandserweiterungen, Stauzielerhöhungen und sonstige Maßnahmen zur Effizienzsteigerung eine zusätzliche Erzeugung von **190 GWh/a**

(Quelle: VERBUND AG) möglich. Dies entspricht einer prozentualen Effizienzsteigerung von **ca. 10 %**. Ein erheblicher Anteil dieser Effizienzsteigerung ist jedoch auf zwei Einzelmaßnahmen, die Erneuerung des Kraftwerks Töging (derzeitige Jahreserzeugung: 564 GWh/a; zusätzliche Erzeugung: 120 GWh/a) und ein zusätzlicher Maschinensatz (Triebwerk) am Kraftwerk Teufelsbruck (derzeitige Jahreserzeugung: 151 GWh/a; zusätzliche Erzeugung: 12 GWh/a), zurückzuführen. Bei den restlichen 13 Anlagen wären in der Summe 58 GWh/a durch Stauzielerhöhungen und sonstige Maßnahmen zur Effizienzsteigerung zusätzlich möglich. Bezogen auf die Gesamterzeugung dieser 12 Anlagen von 1.174 GWh/a entspricht dies einer prozentualen Steigerung von nur **ca. 5 %**. Aus diesem Grund sieht der Betreiber eine Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen derzeit nicht gegeben, weshalb bisher keine Realisierung stattfindet.

- Für **Anlagen < 10 MW** zeigen mehrere Referenzbeispiele, dass die Effizienzsteigerung stark variieren kann. Laut dem Verein „Kleinwasserkraft Österreich“ wurden zum Beispiel von den 616 Kleinwasserkraftwerken in Oberösterreich in den letzten Jahren 258 Kleinwasserkraftwerke modernisiert. Dabei konnte die Stromerzeugung dieser Anlagen **um durchschnittlich mehr als 40% gesteigert** werden. Darunter befanden sich auch Anlagen, bei denen die Energieausbeute um mehr als 100 % gesteigert wurde. Die Erfahrungen zeigen, dass unter bestimmten Voraussetzungen die Jahreserzeugung um bis zu 220 % gesteigert werden könnte, wenn beinahe alle genannten Modernisierungs- und Nachrüstungsmaßnahmen wie Stauzielerhöhung, Turbinenaustausch und -automatisierung, Einbau eines Einlaufrechens, Neubau der Wehr- und Schützenanlage und Einbau einer Geschiebeleiteinrichtung umgesetzt würden.

20 Konkrete exemplarische Beispielprojekte

An dieser Stelle sollen die am 19.09.17 und 27.02.18 im Rahmen der Steuerkreissitzung vorgestellten Beispielprojekte erläutert werden. Es wird jedoch auf die detailliert ausgearbeiteten Unterlagen zu den einzelnen Beispielprojekten hingewiesen.

20.1 Beispielprojekt 1 - Ökologische Wasserkraftwerke an Gewässern 1. und 2. Ordnung - Fließgewässerkraftwerke an der Salzach

Ziel des Projekts ist, einen neuen Standort für ein „ökologisches“ Wasserkraftwerk zu erschließen. Es soll besonderer Wert darauf gelegt werden, dass es sich um einen ökologischen Wasserkraftausbau handelt. Hierbei werden die Auswirkungen auf die Umwelt minimiert und somit die Akzeptanz bei der Bevölkerung und Umweltverbänden erhöht.

Auf Wunsch des RPV 18 wurden hierfür die geplanten Fließgewässerkraftwerke an der Salzach im Tittmoninger Becken betrachtet. Siehe dazu Kapitel 18.4.1.

20.2 Beispielprojekt 2 - Ökologische Kleinwasserkraftwerke an Gewässern 3. Ordnung - Seeklause am Hintersee in Ramsau

Ziel dieses Projekts ist, einen neuen Standort für ein „ökologisches“ Wasserkraftwerk zu erschließen. Der in diesem Beispielprojekt untersuchte Standort liegt in der Gemeinde Ramsau b. Berchtesgaden. Die Gemeinde Ramsau setzt als „erstes Bergsteigerdorf“ Deutschlands stark auf nachhaltigen und ökologischen Tourismus. Es ist daher das Ziel, den Stromverbrauch des Dorfes zu 100 % aus erneuerbaren Energien zu decken. Von höchster Priorität ist dabei, das intakte ökologische System der Bergwelt und das Landschaftsbild nicht zu beeinträchtigen.

Bei dem für ein neues Wasserkraftwerk in Frage kommenden Standort am Hintersee in Ramsau handelt es sich um die Seeklause. Dies ist der Auslass des Hintersees, der sich am südöstlichen Ufer des Sees befindet. In diesem Fall handelt es sich bei dem Auslaufwerk um ein Wehr mit zwei ca. 2 m breiten Durchlässen. Der Pegel des Hintersees ist inoffiziell bei 789,10 m fixiert. Dies wird durch feste Überlaufschwelle an den beiden Durchlässen gewährleistet. Die Seeklause ist der einzige Abfluss aus dem Hintersee und der Durchfluss schwankt zwischen 300-1.300 l/s. Dies hängt von verschiedenen Faktoren wie z.B. Jahreszeit, Schneeschmelze und Regenfällen ab.

Die Idee der Bürgerinitiative „Verein zur Förderung regenerativer Energien Ramsau“ ist der Bau eines Ausleitungskraftwerks mit einem kaum sichtbaren Einlaufbauwerk, einer anschließenden Druckleitung, die unter einen Gehweg gelegt wird und einem Turbinenhaus. Die Wasserfassung und Druckleitung verlaufen unterirdisch und würden das Landschaftsbild nicht beeinträchtigen.

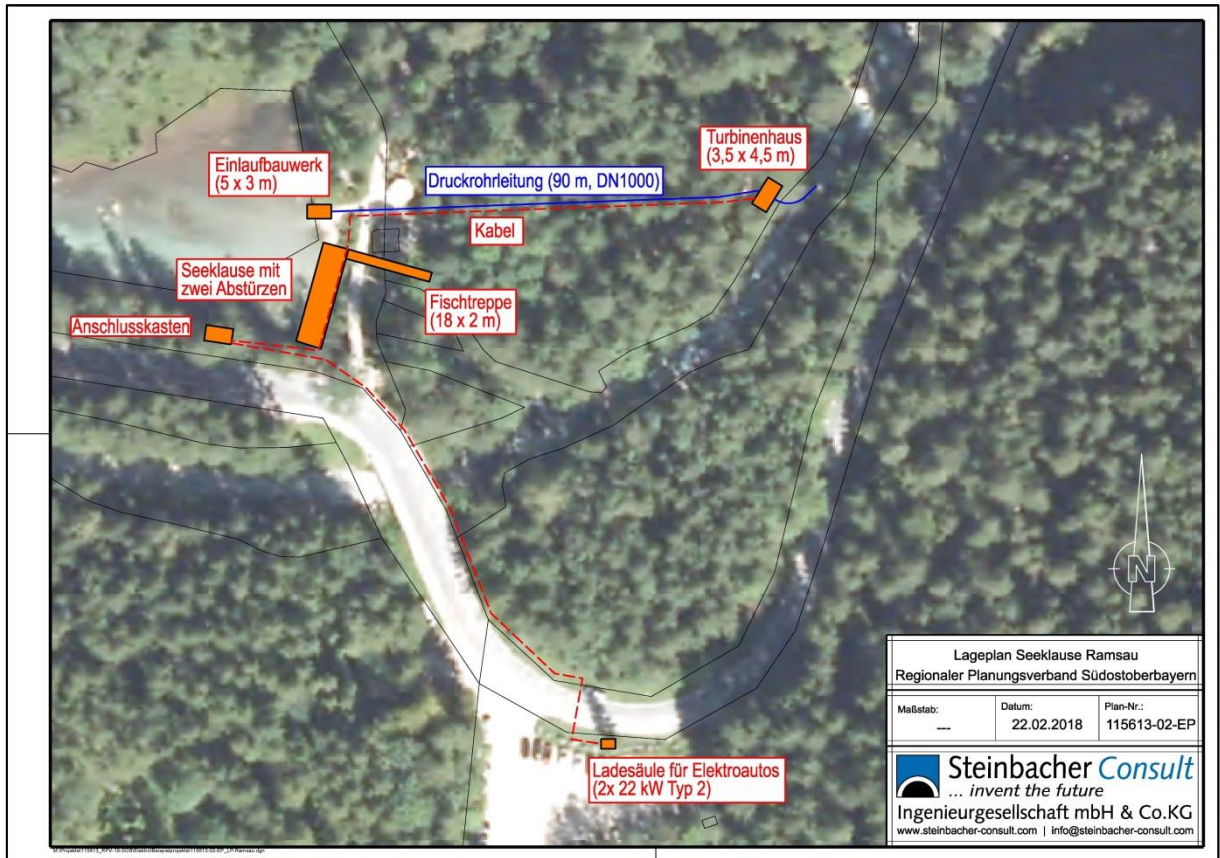


Abbildung 264: Lageplan der geplanten Wasserkraftanlage an der Seeklause

Abbildung 264 zeigt die Wasserkraftanlage und deren einzelne Komponenten. Das ca. 5 m x 3 m große Einlaufbauwerk befindet sich seitlich neben den zwei Abstürzen. Während eine Mindestwassermenge von ca. 240 l/s im Gewässer verbleibt und über einen der Abstürze fließt, wird die für die energetische Nutzung zur Verfügung stehende Wassermenge von 60-1.060 l/s über die ca. 90 m lange GFK-Druckrohrleitung dem Turbinenhaus zugeführt. Die Fallhöhe beträgt 8-9 m. Im Turbinenhaus befindet sich eine Durchströmturbine, die beim maximalen Durchfluss eine Spitzenleistung von ca. 70 kW_{el,peak} erreicht. Durchströmturbinen haben ein gutes Teillastverhalten und weisen auch bei sehr geringen Durchflussmengen einen hohen Wirkungsgrad auf. Um die Seeklause für die Fischfauna durchgängig zu machen, ist eine ca. 18 m lange Fischtreppe vorzusehen.

Es ist mit Investitionskosten von rund 461.000 € für die Errichtung der Wasserkraftanlage zu rechnen. Der zu erwartende Jahresertrag beträgt 344.000 kWh und wird nach EEG mit ca. 12 ct/kWh vergütet. Daraus ergibt sich für die Anlage eine Amortisationszeit von 16-17 Jahre. Die CO₂-Einsparung läge bei ca. 210 t CO₂/Jahr.

Am in unmittelbarer Nähe der Seeklause gelegenen Wanderparkplatz an der Seeklause gibt es die Möglichkeit der Sektorkopplung aus erneuerbarer Energieerzeugung und Elektromobilität. Hierfür wird eine Ladesäule für Elektroautos am Wanderparkplatz aufgestellt und über eine Direktleitung mit der Wasserkraftanlage verbunden.

Bei der Realisierung der Wasserkraftanlage sind die sehr schwierigen Baugrundverhältnisse zu beachten, die möglicherweise auch Felsprengungen erfordern. Mit der Verlegung der Druckrohrleitung weitestgehend unterhalb des nahgelegenen Gehweges kann bereits bestehende Infrastruktur im Geotop „Zauberwald“ genutzt und somit der Eingriff in Landschaft und Natur minimiert werden.

20.3 Beispielprojekt 3 - Modernisierung bestehender Wasserkraftanlagen - Surmühle in Teisendorf

Ziel des Projekts ist, eine bestehende Wasserkraftanlage zu modernisieren bzw. nachzurüsten. Dadurch soll bei gleichbleibendem Zufluss und ohne zusätzlichen Einfluss auf die Umwelt die Leistung erhöht werden.

Als Beispielprojekt wurde die Surmühle bei Teisendorf betrachtet. Sie befindet sich in Privatbesitz einer Handelsgesellschaft für Naturkost und landwirtschaftliche Produkte. Der Betreiber der Anlage plant verschiedene Modernisierungs- und Nachrüstungsmaßnahmen an verschiedenen Stellen der Anlage und des Mühlbachsystems. Die Wasserkraftanlage in der Surmühle besteht aus zwei Francis-Turbinen, die zusammen eine Spitzenleistung von 55 kW_{el,peak} erreichen. Der Triebwerkskanal (Mühlbach) der Wasserkraftanlage wird von den beiden Gewässern Oberteisendorfer Ache und Sur gespeist. Das Wasser wird mithilfe von zwei Wehranlagen ausgeleitet. Die beiden Mühlbäche fließen etwa 450 m von der Surmühle entfernt zusammen. Der Triebwerkskanal verläuft parallel zur Sur zu einem etwa 5 m höher als die Surmühle gelegenen Wasserschloss. Im Wasserschloss befindet sich die Rechenanlage. Von dort wird das Wasser über eine ca. 80 m lange Druckrohrleitung zu den beiden Turbinen geleitet. Etwa 250 m von der Surmühle fließt das Wasser zurück in die Sur.

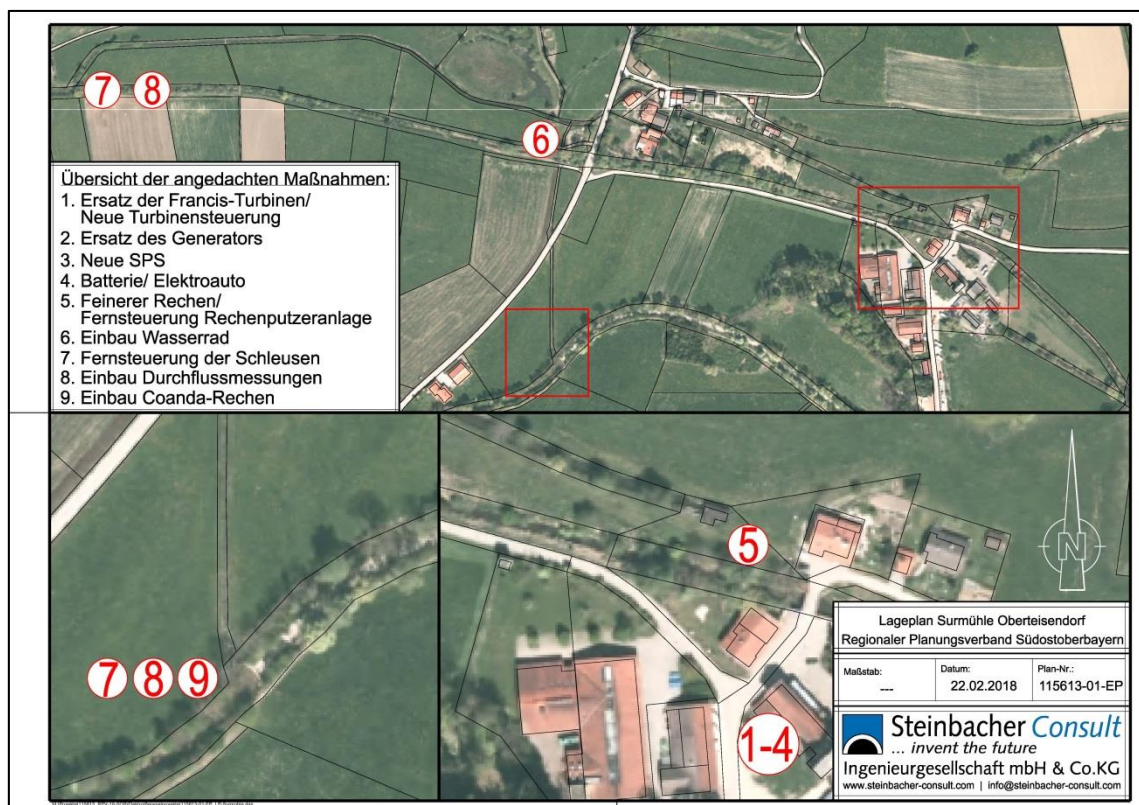


Abbildung 265: Lageplan der Surmühle mit den zu untersuchenden Maßnahmen

Abbildung 265 zeigt die Lage der einzelnen angedachten Maßnahmen. Im Folgenden sollen die einzelnen Maßnahmen kurz erläutert werden:

- Ersatz der Francis-Turbinen durch eine moderne Kaplanmaschine mit neuer Turbinensteuerung, Ersatz des Generators und Einbau einer neuen Regel- und Schaltanlage mit neuer SPS:
 - Der Ersatz der zwei einzelnen Turbinen durch eine moderne Kaplanmaschine mit einer Spitzenleistung von ca. 80 kW_{el,peak} sowie der Ersatz des Generators und der Einbau einer neuen Schaltanlage sind technisch sinnvoll.
 - Durch Ertüchtigungsmaßnahmen mit einer Effizienzsteigerung von min. 10% ist eine Vergütung nach EEG möglich.
 - Der Preis der Maßnahmen läge bei ca. 176.000 €. Durch die höhere Einspeisemenge und -vergütung ist mit einer Amortisation nach ca. 30 Jahren zu rechnen. Es würde pro Jahr 13,19 t CO₂ zusätzlich eingespart.

- Einbau eines Wasserrads im Mühlbach der Oberteisendorfer Ache:
 - Der Einbau eines Wasserrads ist aufgrund des geringen Energiepotenzials wirtschaftlich unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht sinnvoll.
 - Der Preis des Wasserrads läge bei ca. 50.000 €.

- Einbau eines Coanda-Rechens am Einlaufwehr der Oberteisendorfer Ache:
 - Ein Coanda-Rechen würde Geschwemmsel und Geschiebe aus dem Mühlbach fernhalten.
 - Der Einbau stellt möglicherweise eine wasserrechtlich zu genehmigende Maßnahme dar und ist mit dem Wasserwirtschaftsamt abzustimmen.
 - Ein Coanda-Rechen wäre mit ca. 26.000 € sehr teuer.

- Fernsteuerung der Wehrschleusen/Durchflussmessungen an den Einlaufwehren/feineren Rechen:
 - Weitere kleinere Maßnahmen zur Verbesserung des Betriebs der Anlage
 - Technisch machbar, die Wirtschaftlichkeit kann jedoch nicht abgeschätzt werden.

- Eigenverbrauch des Wasserkraftstroms durch Lastmanagement mit Batteriespeicher oder Elektroauto:
 - Nachts können ein Batteriespeicher oder Elektroauto mit dem überschüssigen Wasserkraftstrom aufgeladen werden.
 - Der Kauf eines Elektroautos (hier Nissan e-NV200) würde sich durch diese Möglichkeit des Ladens nach ca. 6 Jahren gegenüber einem vergleichbaren Auto mit Verbrennungsmotor amortisieren.

20.4 Beispielprojekt 4 - Direktvermarktung Wasserkraft an Energieparkplatz - Saalachtterrassen in Bad Reichenhall

Ziel des Projekts ist, einen Wasserkraft-Standort für einen Energieparkplatz zu nutzen. Dadurch ergibt sich die Möglichkeit der Direktvermarktung des Stroms aus dem Wasser-

kraftwerk. Durch die Sektorkopplung aus erneuerbarer Energieerzeugung und Elektromobilität ergibt sich eine regionale Wertschöpfung. Nachhaltige Elektromobilität ist nur möglich, wenn der dafür nötige Strom aus erneuerbaren Energiequellen stammt. Als verlässliche und grundlastfähige Energieform ist die Wasserkraft hierfür sehr gut geeignet. Die Akzeptanz der Bevölkerung und Umweltverbänden eines Neubaus eines Wasserkraftwerks wird erhöht. Es wurde gezielt nach einem Standort gesucht, an dem eine Sektorkopplung in unmittelbarer Nähe geschaffen werden kann. Dies bietet technische und vermarktungstechnische Vorteile. Ladepunkte sollten möglichst dort aufgestellt werden, wo eine gute Verkehrsanbindung, städtische oder touristische Infrastruktur, Pendlerpunkte oder Einkaufsmöglichkeiten vorhanden sind.

Mit dem Triftwehr ist ein bestehendes Querbauwerk bereits vorhanden. Dieses wird nicht energetisch genutzt, bedingt aber trotzdem, dass die Saalach an dieser Stelle nicht durchgängig ist. Derzeit ist ein Schachtkraftwerk mit einer Leistung von 300 kW im Genehmigungsverfahren. Ein privater Betreiber möchte diesen Standort erschließen, die Anlage bauen und anschließend betreiben.

Der Parkplatz P7 am Volksfestplatz bietet sich als Energieparkplatz sehr gut an. Er liegt sehr günstig an der B21 und passt optimal zum Konzept des Antragstellers für das Schachtkraftwerk.

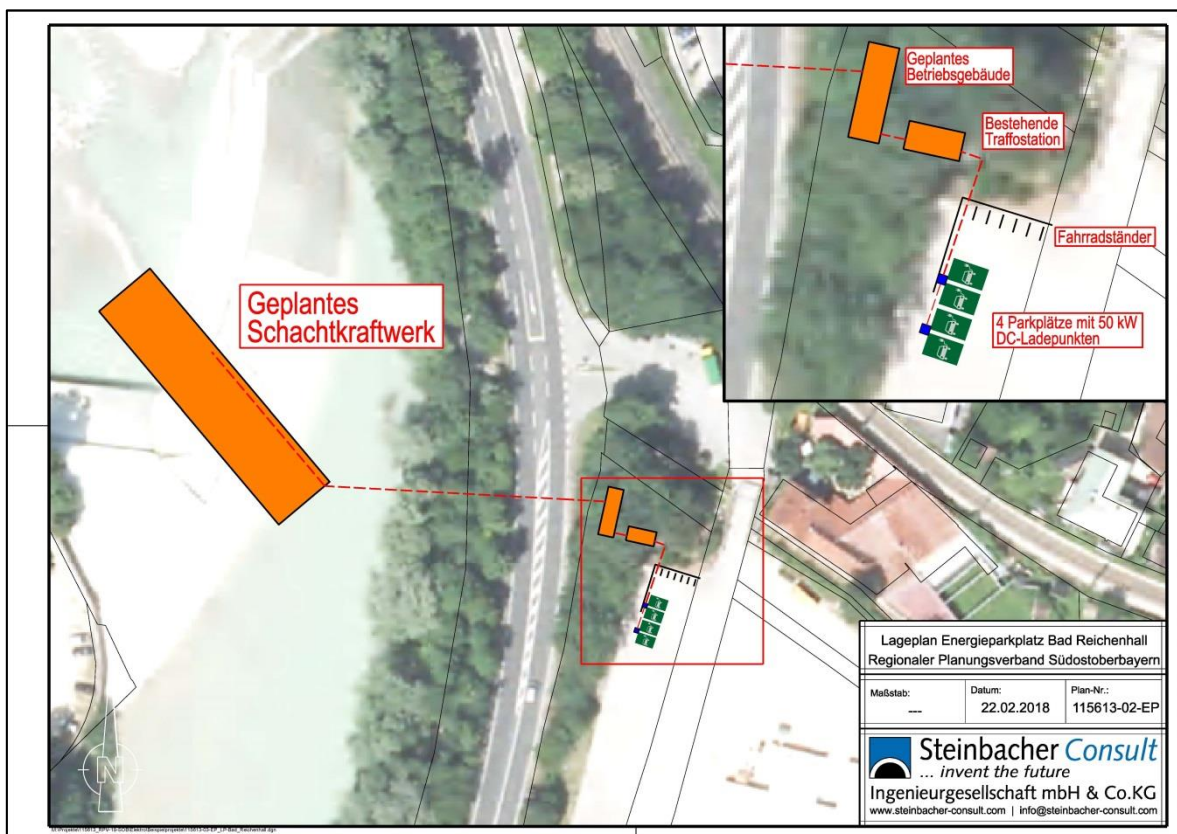


Abbildung 266: Lageplan des Energieparkplatzes

Der Energieparkplatz besteht aus 4 Parkplätzen mit zwei 50 kW-DC-Schnellladestationen. Die Ladepunkte sind am Standort nach Bedarf erweiterbar. Alle gängigen Steckertypen (Typ 2, CCS, CHAdeMO) sollen angeboten werden. Die Ladesäulen können im nahe gelegenen Trafohäuschen direkt an Schachtkraftwerk angeschlossen werden.



Konkrete exemplarische Beispielprojekte

Für die vier Ladepunkte muss von Investitionskosten von ca. 55.000 € ausgegangen werden. Die Amortisationszeit hängt von der Anzahl der Ladevorgänge und vom kWh-Preis ab. Bei 3-5 Ladevorgängen pro Tag und einem Preis von 30 ct/kWh wären die Investitionskosten in 4-9 Jahren amortisiert. Eine Möglichkeit der Finanzierung bietet die Förderrichtlinie für Ladeinfrastruktur des BMVI (bis 60% der Investitionskosten, max. 12.000 €/Ladepunkt) und des Bayerischen Wirtschaftsministeriums (bis 60 % Investitionskosten).

21 Literaturverzeichnis

- Ingenieurbüro Floecksmühle und Hydrotec Ingenieurgesellschaft für Wasser und Umwelt mbH (2010): Pia Anderer, Ulrich Dumont, Bettina Stark und Ulrich Wolf-Schumann. Vom Liniennpotenzial zum technischen Wasserkraftpotenzial – Methode
- Landkreis Traunstein (2013): Energienutzungsplan für den Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromgewinnung im Landkreis Traunstein
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMUB) (2010): Potenzialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland. Kurzfassung
- Österreichisch-Bayerische Kraftwerke AG (ÖBK) (2013): Maßgeschneiderte Lösungen der Österreichisch-Bayerische Kraftwerke AG für die Untere Salzach
- Steinbacher Consult GmbH (2017): Zukunftsfähige Ladeinfrastruktur – DC-Parken und Lastmanagement zum wirtschaftlichen und kundenorientierten Vertrieb von Strom
- Mensch und Natur II, Salzach im Gleichgewicht (2014): Sanierung Untere Salzach - Variantenuntersuchung. Zusammenfassender Bericht
- Wasserwirtschaftsamt (WWA) Traunstein (2016): EG-Wasserrahmenrichtlinie - Umsetzungskonzepte für die Flusswasserkörper 1-F652 "Saalach mit Saalachstausee bis unterhalb Piding" und 1-F653 „Saalach von unterhalb Piding bis Mündung in die Salzach“. Zusammenfassender Bericht
- Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU) (2014): Analyse der Pumpspeicherpotenziale in Bayern. Endbericht
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2014): Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken. Endbericht
- Steinbacher Consult GmbH (2016): Kompaktseminar: Effizienzsteigerung und Optimierungspotenzial bei bestehenden Wasserkraftanlagen
- E.ON Wasserkraft GmbH und Bayerische Elektrizitätswerke GmbH (2009): Potenzialstudie „Ausbaupotenziale Wasserkraft in Bayern“. Bericht aus Sicht der beiden großen Betreiber von Wasserkraftanlagen in Bayern
- Steinbacher Consult GmbH (2012): Ertüchtigung der Wasserkraftanlage im Ortsteil Krepfen. Entwurfs- und Genehmigungsplanung
- VERBUND AG, G. Loy (2017): Das Eckpunkteprogramm in Bayern und dessen positive Wirkung für die Umwelt am Inn
- VERBUND Hydro Power AG (2013): Zuverlässige Dauerläufer. Die Wasserkraftwerke am Inn
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2015): Marktanalyse Wasserkraft
- Kleinwasserkraft Österreich: Energie im Fluss: OÖ Energiepolitik setzt auf Wasserkraft-Offensive

22 Annex

22.1 Speichereinsatz auf dezentraler Ebene

Auf dezentraler Ebene sind elektrochemische Batterien die relativ gesehen kostengünstigste Speicheroption. Im Folgenden sollen daher zunächst Batterien und deren Möglichkeiten in Verbindung mit der Elektromobilität diskutiert werden.

Kostenbewertung von Batteriespeichern

Batterien stellen derzeit und auch mittel- bis langfristig die günstigste und einzige annähernd wirtschaftliche Technologie zur Speicherung von Strom auf der dezentralen Ebene dar. Abbildung 255 bildet (unten-links) einen Vollkostenvergleich für Batteriespeicher im dezentralen Einsatz ab. Für alle betrachteten Batteriearten werden für die nächsten Jahre erhebliche Kostenreduktionen erwartet. Ein allgemeiner Vorteil der Batterien ist, dass sie durch **die schnellen Reaktionszeiten für alle Arten der Regelenergie** eingesetzt werden können.

Die Tatsache, dass Batteriespeicher auf dezentraler Ebene kostengünstiger als auf zentraler Ebene sind, ist darauf zurückzuführen, dass im dezentralen Einsatz zwei Speicherzyklen pro Tag angenommen werden, für den zentralen Einsatz aber nur mit einem Zyklus pro Tag gerechnet wurde. Dies basiert auf der Überlegung, dass zentrale Speicher die Tagesschwankung ausgleichen, auf dezentraler Ebene aber untertägige Schwankungen überwiegen. Für den Ausgleich der Tagesschwankungen (also ein Speicherzyklus pro Tag) wären dezentrale Batteriespeicher durchschnittlich teurer als zentrale Batteriespeicher. Dies liegt an dem Skaleneffekt, nachdem zwei kleine Batterien durchschnittlich höhere Vollkosten der Energiespeicherung aufweisen, als eine große Batterie.

Dabei gilt grundsätzlich, dass der großtechnische Einsatz von Pump- oder Druckluftspeichern sowohl heute als auch unter Berücksichtigung der zu erwarteten Kostenreduktion auch in Zukunft deutlich geringere Stromspeicherkosten aufweist bzw. aufweisen wird als der (dezentrale oder zentrale) Einsatz von Batterien.

Batteriespeicher und Elektromobilität

In den vorangegangenen Abschnitten sowie in Kapitel 18.7 wurde diskutiert, dass Batterien zwar die vergleichsweise kostengünstigste Technologieoption zur dezentralen Energiespeicherung darstellen, jedoch sowohl heute als auch unter der Berücksichtigung zukünftiger Kosteneinsparpotenziale deutlich über den Kosten von großtechnologischen Speicheroptionen wie Pumpspeicherwerken liegen.

Aktuell gibt es vermehrt Bestrebungen, Batterien als Speicher in Stromnetzen einzusetzen. Noch liegen die typischen Batteriegrößen unter 10 MW. Der dezentrale Einsatz von Batterien, die direkt und ortsfest an das Verteilnetz angeschlossen sind, wird auch in Deutschland zunehmend diskutiert. Allerdings ist auf Grund des im Allgemeinen gut ausgebauten deutschen Verteilnetzes derzeit der Lastausgleich über das Übertragungsnetz (und damit evtl. auch über zentrale Speicher) günstiger und Speicher auf dezentraler Ebene wirtschaftlich kaum darstellbar.

Dennoch sind Batterien häufig ein Schwerpunktthema in der Diskussion über dezentrale Energiespeicher.

Dies beruht vor allem auf der Tatsache, dass in Zukunft ein Anstieg der Elektromobilität prognostiziert wird und, dass in Folge dessen auf die Fahrzeugbatterien als Speicher zugegriffen werden könnte. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Batteriespeicher parkender Elektrofahrzeuge an die Verteilnetzebene angeschlossen werden und bei aktivem koordiniertem Speichermanagement einen Beitrag zum Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien leisten könnten. Derzeit fehlt dazu aber sowohl die nötige Infrastruktur, als auch eine größere Anzahl an Elektrofahrzeugen. Mit Blick auf das Ziel der Bundesregierung,

bis 2020 eine Million Elektrofahrzeuge auf die Straße zu bringen, ist in diesem Bereich jedoch ein bedeutendes Wachstum zu erwarten.

Im Folgenden wird das Potenzial der Speicher von Elektrofahrzeugen zur dezentralen Energiespeicherung abgeschätzt. Die statistische Streckennutzung für Fahrzeuge ist im Allgemeinen:

- 90 % Tagesfahrten sind kleiner als 100 km.
- Der Durchschnittswert der zurückgelegten Strecken liegt bei 30 km pro Tag.

Die kommende Generation an Elektrofahrzeugen wird vermutlich mit einer Batteriespeicherleistung von 40-60 kWh ausgelegt. Bei einem angenommenen Verbrauch von 0,2 kWh/km ergibt sich daraus eine Reichweite von 200 - 300 km. Die Speicherleistung beträgt beim Anschluss an das Hausstromnetz (230 V) etwa 3,7 kW, beim Anschluss an das Dreiphasenwechselstromnetz (400V) etwa 22 kW. Bei der Beladung des Fahrzeugs direkt über Gleichstrom sind Ladeleistungen von 50 – 150 kW (zukünftig sogar bis 350 kW) möglich, was wiederum stark verkürzte Ladezeiten zur Folge hat.

Im Folgenden wird mit einer Maximalabschätzung das theoretische Speicherpotenzial der Elektromobilität abgeschätzt. Die Annahmen dieser Abschätzung sind:

- 483.855 rein elektroangetriebene Fahrzeuge. Die Durchschnittsfahrzeuggröße dieser Fahrzeuge entspricht einem Pkw (Verbrauch: 0,2 kWh/km, Batteriespeicher 40-60 kWh).
- Der Anteil der gleichzeitig parkenden Fahrzeuge liegt bei ca. 88 %. Es wird davon ausgegangen, dass alle parkenden Fahrzeuge am Netz angeschlossen sind.

→ **Daraus folgt ein Speichervolumen von durchschnittlich 20 GWh und eine durchschnittliche Speicherleistung zwischen 1 GW (bei 3,7 kW Ladeleistung) und 20 GW (bei Ladeleistung von 50 kW DC).**

Mögliche Einschränkungen dieser Abschätzung sind:

- Nicht alle Pkws werden auf vollelektrische Fahrzeuge umgestellt
- Die parkenden Fahrzeuge sind nicht zu jeder Zeit mit dem Stromnetz verbunden und zur Speichernutzung im Stromsystem verfügbar. Da für den Fahrzeugbesitzer die Möglichkeit des Ladens vermutlich eine Voraussetzung für den Kauf eines Elektrofahrzeuges ist, ist anzunehmen, dass zu Hause alle Fahrzeuge angeschlossen werden können. Am Arbeitsplatz oder an anderen Stellen steht derzeit relativ wenig Ladeinfrastruktur zur Verfügung. Diese müsste deutlich aufgebaut und wirtschaftlich betrieben werden. Weiterhin wird ein Fahrzeughalter erwarten, dass sein Fahrzeug jederzeit einsatzbereit ist. In diesem Fall steht nur ein Teil der Speicherleistung für die Stromsystemnutzung bereit.
- Für die Abschätzung wird vorausgesetzt, dass die ans Netz angeschlossenen Elektrofahrzeuge gebündelt steuerbar sind (z.B. durch Stromhändler oder Netzbetreiber). Derzeit werden Elektrofahrzeuge insbesondere dafür ausgelegt, Strom aus dem Netz zu beziehen. Die Möglichkeit der Rückeinspeisung ins Stromnetz wird aktuell erprobt. Auch hier gilt, dass die zur effizienten Bündelung und Steuerung noch nicht vorhandene Infrastruktur aufgebaut und wirtschaftlich betrieben werden muss. Wird die Ein- und Ausspeicherung nur durch das Nutzerverhalten gesteuert, so besteht sogar die Möglichkeit der Erhöhung der Höchstlast, da die Hauptladezeit dann mit Hauptlastzeit (früher Abend) zusammenfällt.

Der Elektromobilität könnte unter Voraussetzung der Technologieweiterentwicklung und Einführung im Speicherbereich ein signifikantes Potenzial zugeschrieben werden, wenn gleich hierzu noch sehr viel Entwicklungsarbeit und Installationsaufwand nötig ist. Großer Pluspunkt ist zudem v.a. noch, dass diese Speicheroption im eigentlichen Sinne kostenlos zur Verfügung steht, da der ordinäre Einsatzzweck die Mobilität ist, die Nutzung der Batterien für andere Zwecke ist ein Zusatznutzen, eine Synergie die generiert werden kann. Der erste Großversuch in der Einbindung von Elektrofahrzeugen in ein Energie- und Speicher-

management wird derzeit an der Autobahn A8, Zusmarshausen umgesetzt (Sortimo Innovationpark Zusmarshausen, www.eloaded.eu). Hier werden ca. 150 Ladepunkte mit einer Ladeleistung größer 60 kW umgesetzt und können bis zu 4.000 Ladevorgänge pro Tag abwickeln.

Die hier dargestellten Ausführungen über die Speichermöglichkeiten in Form der Batterien von Elektrofahrzeugen zeigen, welches enorme Potential in der Elektrifizierung des Verkehrs liegt. Das theoretische Speichervolumen von durchschnittlich 20 GWh und eine durchschnittliche Speicherleistung von bis 20 GW allein im RPV 18 Gebiet übersteigen das Potential an anderen Speichertechnologien bei weitem:

Geplantes PSW Einöden: 200 MW 1.600 MWh

Geplantes PSW Riedl: 300 MW 3.732 MWh

E-Pkw im RPV: 20.000 MW 20.000 MWh

Auf Grund vieler Einschränkungen des theoretisch nutzbaren Potenzials (Entwicklungsbedarf, Nutzerverhalten, Rentabilität, fehlende Infrastruktur zur Hebung der Potentiale, Koordination der dezentralen Speicherschwärme etc.) ist es derzeit nicht absehbar, dass diese „neuen“ Speicheralternativen allein den stark ansteigenden Speicherbedarf decken bzw. system- und kostenoptimal decken können.

Zur system- und kostenoptimalen Deckung des steigenden Speicherbedarfs sind daher der Ausbau und Einsatz von Speichertechnologien auf zentraler und dezentraler Ebene erforderlich. Pumpspeicherkraftwerke können hier sicherlich eine wesentliche Rolle spielen.



LOS 3 Biomasse

LOS 3 Biomasse

23 Kurzfassung Biomasse

Die Biomassenutzung weist im vorwiegend ländlich geprägten RPV18 eine Besonderheit auf. In den nördlichen Landkreisen Mühldorf, Altötting und Rosenheim dominiert die Nutzung der Biomasse aus der Landwirtschaft zur Biogaserzeugung, in den südlichen Landkreisen Traunstein und insbesondere Berchtesgadener Land die Nutzung der Biomasse aus der Forstwirtschaft (siehe Kapitel 24). Grund für die Biogasnutzung im Norden ist der hohe Anteil an Ackerflächen mit ertragreichen Böden. Dies ermöglicht den wirtschaftlichen Betrieb von Biogasanlagen, die landwirtschaftlich produzierte Gärsubstrate einsetzen. Im Süden des RPV18 stehen dem hingegen große Flächen an zusammenhängenden Berg- und Schutzwäldern als Ressource zur Verfügung. Das energetisch nutzbare Zubaupotenzial an Biomasse, welches den bisherigen Anlagenbestand berücksichtigt, beträgt im RPV18 rd. 1.426 GWh pro Jahr für die Wärmeerzeugung und rd. 384 GWh pro Jahr für die Stromerzeugung. Somit könnten zusätzlich zum bisherigen Stand 212.000 Menschen in privaten Haushalten mit Wärme und 289.000 Menschen in privaten Haushalten mit Strom versorgt werden (bisheriger Stand Wärme aus Biomasse: 274.000 Menschen; Strom aus Biomasse: 487.000)¹²². In Summe könnte Biomasse bei vollständiger Nutzung der ermittelten Potenziale rd. 96 % (Stand 2013) des Strombedarfs der 805.481 Menschen im privaten Bereich im RPV18 decken (ohne Industrie). Im Sektor Wärme wäre unter Nutzung aller Zubaupotenziale, insbesondere Waldholz, eine Deckung von rd. 60 % des Endenergiebedarfs der privaten Haushalte möglich. Die derzeitige und zukünftige Bedeutung der erneuerbaren Energie Biomasse ist somit signifikant wichtig für den RPV18.

Weitere Bedeutung erhält die Energieerzeugung aus Biomasse durch die Rolle als Verbindungstechnologie in der Energiewende. Dieses Verständnis ist im Hinblick auf den vollständigen Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022, den weiteren Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien wie Sonne und Wind sowie den schleppenden Ausbau der großen Stromtrassen für die Einordnung des Projektansatzes wichtig. Die Stromerzeugung aus Biogas besitzt durch ihre einfache Speicherbarkeit als einzige erneuerbare Energie die Eigenschaft, fluktuierende Stromerzeugung wirtschaftlich auszugleichen. Sie ist deshalb ein elementarer Bestandteil für die Zukunft der Energiewende und Erreichung der Klimaschutzziele des RPV18. Insbesondere durch die weitere Flexibilisierung des Biomasse-Anlagenbestands und durch Projekte zur Koppelung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr, können maßgebliche Effizienzsteigerungen beim Einsatz von Biomasseenergie realisiert werden.

Ein Fokus bei der Entwicklung von Projektansätzen liegt auf der Identifizierung von Clustern mit Effizienzsteigerungspotenzial, die den Grundsätzen folgen:

- Regionale Wertschöpfung: Kommune und Unternehmen als Zielgruppe
- Beitrag zum Klimaschutz: hohes Maß an THG-Reduktionspotenzial
- Beitrag zur Energiewende: Stromnetzstabilität, Versorgungssicherheit, effiziente Ressourcennutzung durch Ausbau und Erhalt der Energieversorgungsstruktur
- Technisch realisierbar und (in angemessenem Zeitraum) wirtschaftlich

Ohne wirtschaftliche Perspektive werden bspw. Biogasanlagen nach der ersten EEG-Vergütungsphase nicht mehr weiterbetrieben mit Konsequenzen auf die Energieversorgung des RPV18. Bis 2025 würden somit rd. 50 % der bisherigen Anlagenleistung auf Dauer wegfallen. Die jeweiligen Cluster bündeln deshalb Projektansätze, die im Kern den Erhalt

¹²² Annahme: durchschnittlicher Wärmebedarf pro Mensch in Bayern rd. 6,7 MWh pro Jahr, Strombedarf rd. 1,33 MWh pro Jahr (berechnet aus Endenergiebedarf Private Haushalte).

des bisherigen Biomasse-Anlagenbestands verfolgen, um die zukünftige Versorgungssicherheit im Planungsverband zu stützen:

1. **Regionale Stromvermarktung unter eigener Flagge:**
Entwicklung einer regionalen Strommarke unter Einbezug bestehender Akteure wie bspw. die Stadtwerke Rosenheim¹²³
2. **Entwicklung eines Instruments zur Identifizierung von Hot-Spots zur Direktvermarktung**
von Strom aber auch Wärme
3. **Bündelung von Biogasanlagen zur gemeinsamen Bioerdgasaufbereitung und -einspeisung:**
post EEG-Option für mittlere und große Biogasanlagen
4. **Beratung von Biomasseanlagenbetreibern zur Sicherung der Anlagenkapazitäten über den Zeitraum der EEG-Vergütung hinaus**
5. **Virtueller Biomassehof:**
Zusammenschluss regionaler Akteure auf dem Energieholzmarkt zur Verstärkung der regionalen Wertschöpfung und Effizienzsteigerung

Im Ergebnis der intensiven Akteursbeteiligung wurde abgestimmt, dass die Projektansätze 2 bis 4 zum konkreten exemplarischen Beispielprojekt „Roadmap Biogasnutzung post EEG“ zusammengefasst werden. Als weiteres konkretes exemplarisches Beispielprojekt wurde der Projektansatz 5 „virtueller Biomassehof“ ausgewählt.

Das Projekt „Roadmap Biogasnutzung post EEG“ verfolgt das Ziel, eine integrale Beratung für Biogasanlagenbetreiber aufzubauen. Dazu müssen die Kompetenzen des RPV18, der Kommunen, des Fachverbands Biogas e.V. sowie der Stadtwerke Rosenheim gebündelt werden. Der Biogasanlagenbestand im RPV18 soll damit für die Zukunft erhalten und zu einem leistungsstarken virtuellen Kraftwerk mit bis zu 450 MWel ausgebaut werden. Die genannten Akteure sind bereit zur Umsetzung der Roadmap unter Beteiligung des RPV18 mitzuwirken.

Die Projektumsetzung des „virtuellen Biomassehofs“ wurde bereits während der Energiekonzepterstellung im Sommer 2017 intensiv geprüft. Erste vielversprechende Aussagen von Anspruchsgruppen führten zu einem intensiven Arbeitsgespräch in dem die verschiedenen Akteure des Holzmarktes die Umsetzungsoptionen erörterten. Im Ergebnis wurde zwar erkannt, dass Verbesserungspotenziale im RPV18 durch einen virtuellen Biomassehof nach dem vorgestellten Beispiel des Landkreises Augsburg vorhanden sind, jedoch die lokalen Strukturen insbesondere durch den Biomassehof Achental dominant geprägt sind.

Im Ergebnis aller geführten Gespräche mit Akteuren aus dem Bereich Biomasse muss dem Thema Energiewende durch gezielten Imageaufbau wieder „ein Gesicht“ gegeben werden.

¹²³ Die Wuppertaler Stadtwerke ermöglichen es ihren Kunden, regional erzeugten Ökostrom direkt beim Erzeuger zu kaufen. Abgerechnet wird über eine Blockchain (Photovoltaik - epaper, 2017). Dieser Ansatz kann bspw. durch die Stadtwerke Rosenheim im RPV18 umgesetzt werden.

24 Ermittlung der Gesamtpotenziale

24.1 Überblick ermittelte Potenziale für Biomasse

Für alle Gemeinden wurde das Gesamtpotenzial bzw. das Angebotspotenzial zur Energieerzeugung aus Biomasse ermittelt. Zusätzlich zum Biogaspotenzial wurde das Potenzial aus fester Biomasse berechnet. Dieses setzt sich aus Altholz, Waldholz, Kurzumtriebsplantagen (KUP) und Grüngut als mögliche Quellen zusammen.

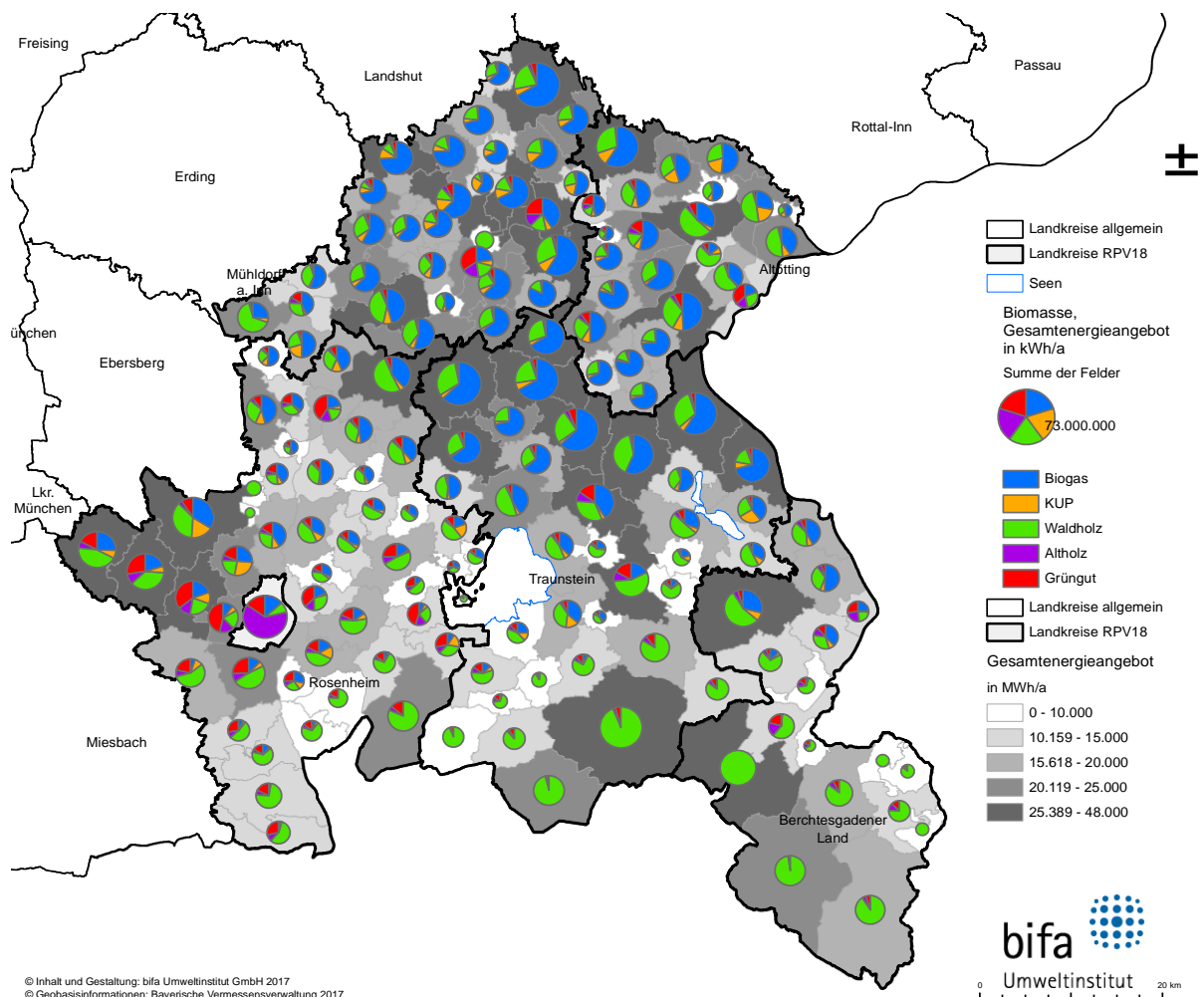


Abbildung 267: Gesamtenergieangebot pro Gemeinde

Eine Zusammenschau des gemeindlichen Angebotspotenzials ist in der Karte in Abbildung 267 dargestellt. Das Gesamtenergieangebot ist in der Karte sowohl als Einfärbung der Gemeinden in Graustufen, als auch in der Diagrammgröße der einzelnen Tortendiagramme dargestellt. Über die Zusammensetzung der Potenziale gibt die Größe der einzelnen Tortenstücke Auskunft.

Die Karte zeigt, dass im Norden vor allem die Biogasnutzung aufgrund der größeren Ackerflächen und im Süden des RPV18 die Waldholznutzung größere Potenziale aufweist. Die Menge an Altholz ist abhängig von der Anzahl der Bürger und somit besitzen größere Städte wie Rosenheim dementsprechend größere Altholznutzungspotenziale. Chancen für den

Anbau von Kurzumtriebspflanzen auf geeigneten Ackerflächen sind aufgrund der größeren Anzahl an nutzbaren Landwirtschaftsflächen im Norden des Planungsverbandes vermehrt auszuweisen.

Die Potenziale für die Biogasproduktion sind in Abbildung 268 jeweils unter Analyse des Viehbestands und unter Einbezug der Nutzung von 20 % der landwirtschaftlichen Fläche (= ldw. Fläche) oder 20 % des Ackerlands dargestellt. Alle dargestellten Potenziale stellen den Gesamtenergiegehalt der Energieträger dar (vgl. Tabelle 81).

Tabelle 81: Gesamtenergieangebot im RPV18

Verwaltungsgebiet	Biogas ldw. Flächen in MWh/a	Biogas Ackerland* in MWh/a	KUP in MWh/a	Waldholz in MWh/a	Altholz in MWh/a	Grüngut in MWh/a
KfS Rosenheim	13.860	5.785	342	3.358	27.182	6.752
Lkr. Altötting	284.150	233.282	36.614	143.197	12.892	29.165
Lkr. Berchtesgader-ner Land	175.250	35.274	6.461	160.208	15.475	17.861
Lkr. Mühldorf am Inn	485.260	380.306	52.746	164.495	19.243	38.744
Lkr. Rosenheim	644.670	164.132	54.368	293.919	45.047	133.479
Lkr. Traunstein	620.460	294.750	29.394	320.378	22.504	42.514
RPV Süd-ostoberbayern	2.223.650	1.113.530	179.925	1.085.554	142.342	268.515

* Biogas Ackerland ist Teil von Biogas ldw. (landwirtschaftliche) Flächen

Das Gesamtpotenzial Biogas teilt sich unter Berücksichtigung von Wirkungsgradverlusten in ein elektrisches Potenzial sowie in ein thermisches Potenzial auf (siehe Kapitel 25).

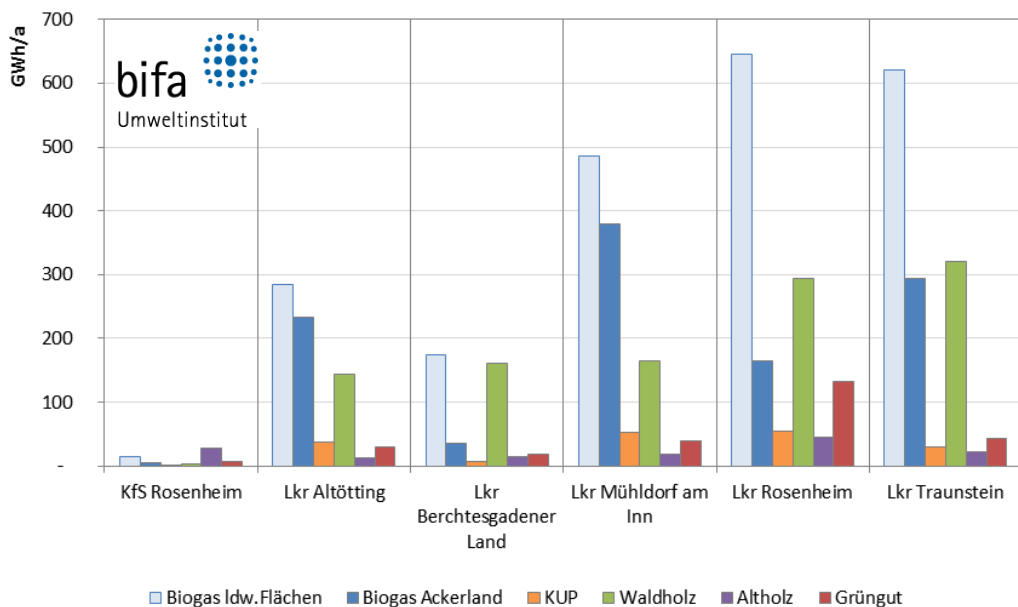


Abbildung 268: Gesamtenergieangebot im RPV18 (in der Summe Biogas landwirtschaftliche Flächen ist Biogas Ackerland enthalten)

Für die Landkreise und die kreisfreie Stadt Rosenheim sind die prozentualen Anteile der biogenen Energiepotenziale in Abbildung 269 dargestellt.

Ermittlung der Gesamtpotenziale

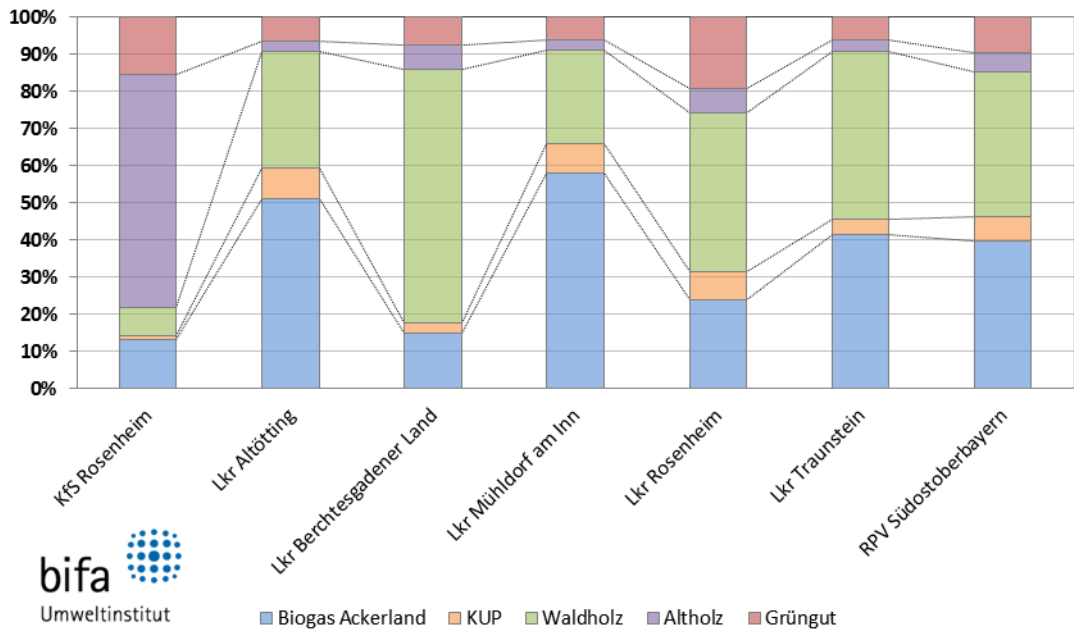


Abbildung 269: relatives Energieangebot im RPV18

In Abbildung 270 ist der Gesamtenergiegehalt gestapelt dargestellt. Das Biogaspotenzial wird in diesem Diagramm, wie in allen weiteren Darstellungen mit Potenzial basierend auf der Nutzung von 20 % des lokal verfügbaren Ackerlands und 30 % der Gülle angegeben.

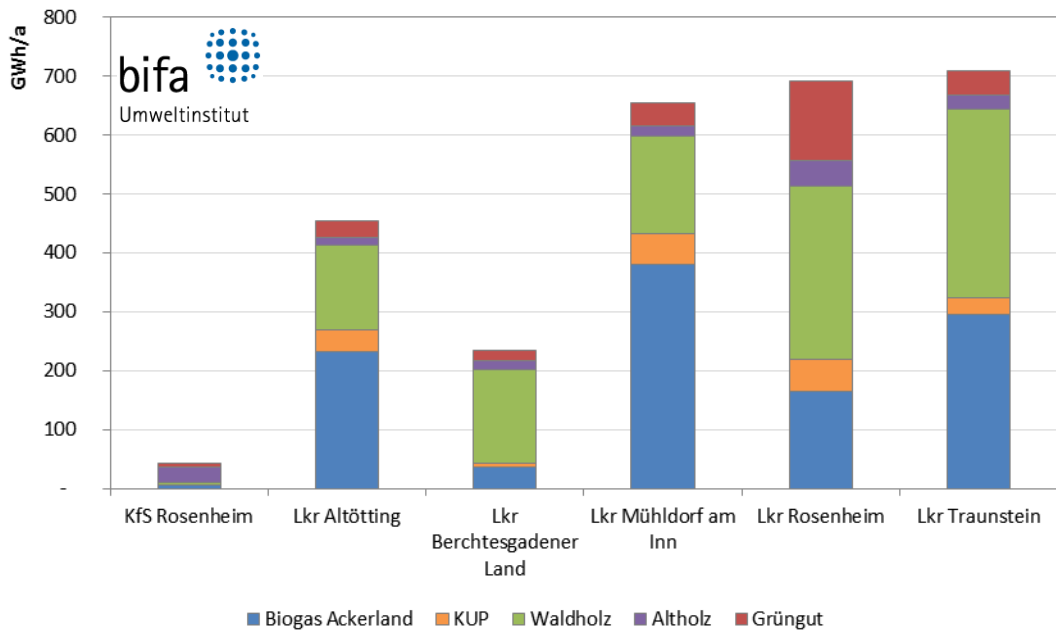


Abbildung 270: Gesamtenergieangebot im RPV18

Tabelle 82: Übersicht Daten Biomasse für die Landkreis des RPV18 und kreisfreie Stadt Rosenheim (grün: feste Biomasse; blau: Biogas)

Werte in MWh/a	KfS Ro- senheim	Lkr. Altöt- ting	Lkr. BGL	Lkr. Mühl- dorf	Lkr. Ro- senheim	Lkr. Traun- stein	RPV18
Gesamtpotenzial = Ausbaupotenzial							
Bestand Energieerzeugung Strom Biomasse (Biogas und feste Bio- masse gesamt; im Steckbrief ausgewiesen) [1]	28.843	107.962	20.772	105.841	193.192	191.181	647.791
Bestand 2013 zur Berechnung der Zubaupotenziale [11]	28.843	107.962	20.772	105.841	193.192	157.215	613.825
Bestand 2013 Energieerzeugung Wärme feste Biomasse [2]	29.767	278.039	287.008	183.199	499.622	505.533	1.783.168
Bestand (im Steckbrief ausgewiesen) [22]	29.767	278.026	305.111	183.199	515.635	525.860	1.837.598
Bestand 2013 Energieerzeugung Strom Biogas ($\eta_{el}=38\%$); Auswer- tung Energieatlas Bayern Daten LOS3 [3]	3.199	104.162	8.973	104.550	96.891	142.958	460.730
Bestand 2013 Energieerzeugung Wärme Biogas ($\eta_{th}=32\%$ abzgl. Eigenwärmebedarf); Berechnung LOS3 (Nutzungsoptionen Wärme unbekannt) [33]	2.694	87.715	7.556	88.042	81.592	120.386	387.983
Bestand Stromerzeugung feste Biomasse; Abschätzung! ($\eta_{el}=24\%$), da aus Daten der Bestandsaufnahme nicht direkt ersichtlich [4]	25.644	3.800	11.799	1.2914	96.301	48.223	187.061 [1]-[3]
Gesamtpotenzial Biogas ldw. Fläche; Berechnung LOS3 [5]	13.860	284.150	175.250	485.260	644.670	620.460	2.223.650
Gesamtpotenzial Stromerzeugung Biogas ($\eta_{el}=38\%$) inkl. gemeinde- freier Gebiete [6]	5.269	107.977	66.880	184.399	244.975	235.775	845.280
Gesamtpotenzial Wärme Biogas ($\eta_{th}=32\%$ abzgl. Eigenwärmebe- darf) [7]	4.440	90.960	56.090	155.310	206.310	198.560	711.910
Zubaupotenzial Strom Biogas ($\eta_{el}=38\%$) im Steckbrief ausgewiesen [8]	2.070	3.815	57.622	79.849	148.084	92.817	384.257 [6]-[3]
Zubaupotenzial Wärme Biogas ($\eta_{th}=32\%$; abzgl. Eigenwärmebe- darf) im Steckbrief ausgewiesen [8]	1.744	3.208	48.534	67.275	124.716	78.215	323.692 [7]-[33]
Gesamtpotenzial feste Biomasse; Berechnung LOS3 [9]	37.634	221.868	200.005	275.228	526.813	414.790	1.676.336
Zubaupotenzial Stromerzeugung feste Biomasse aus Altholz; Be- rechnung LOS3 ($\eta_{el}=24\%$) [10]	6.524	3.094	3.714	4.618	5.271	10.811	34.162
Gesamtpotenzial Wärme feste Biomasse inkl. gemeindefreie Gebie- te; Berechnung LOS3* [11]	24.628	195.297	174.743	241.163	458.815	365.659	1.460.306
Zubaupotenzial Wärme feste Biomasse (η_{th} im gewichteten Mittel rd. 84 %) inkl. gemeindefreie Gebiete und (Ab-)Wärme aus Strom- gewinnung durch feste Biomasse im Steckbrief ausgewiesen; Be- rechnung LOS3* [12]	-35.205	186.414	147.877	238.176	234.102	332.405	1.103.768

* Thermischer Wirkungsgrad feste Biomasse: Altholz $\eta_{th} = 56\%$ da Einsatz in KWK Anlage vorausgesetzt wird; Waldholz, Grüngut, KUP $\eta_{th} = 90\%$

24.2 Biogas

Die Berechnung der Gesamtpotenziale erfolgte a) anhand der Potenziale die sich aus der „tatsächlichen Nutzung“ aller landwirtschaftlichen Flächen – Dauergrünlandflächen und Ackerflächen – und b) nur aller Ackerflächen für eine Kommune ergibt. Ersteres wird als technisches Potenzial mit geringerer Umsetzungswahrscheinlichkeit angesehen. Dieses Potenzial ist Grundlage für die in den Kommunensteckbriefen ausgewiesenen Potenziale für Biogas. Letzteres wird als wirtschaftliches Potenzial angesehen. Die Ergebnisse der Gesamtpotenzialberechnung beider Potenziale sind im Folgenden dargestellt:

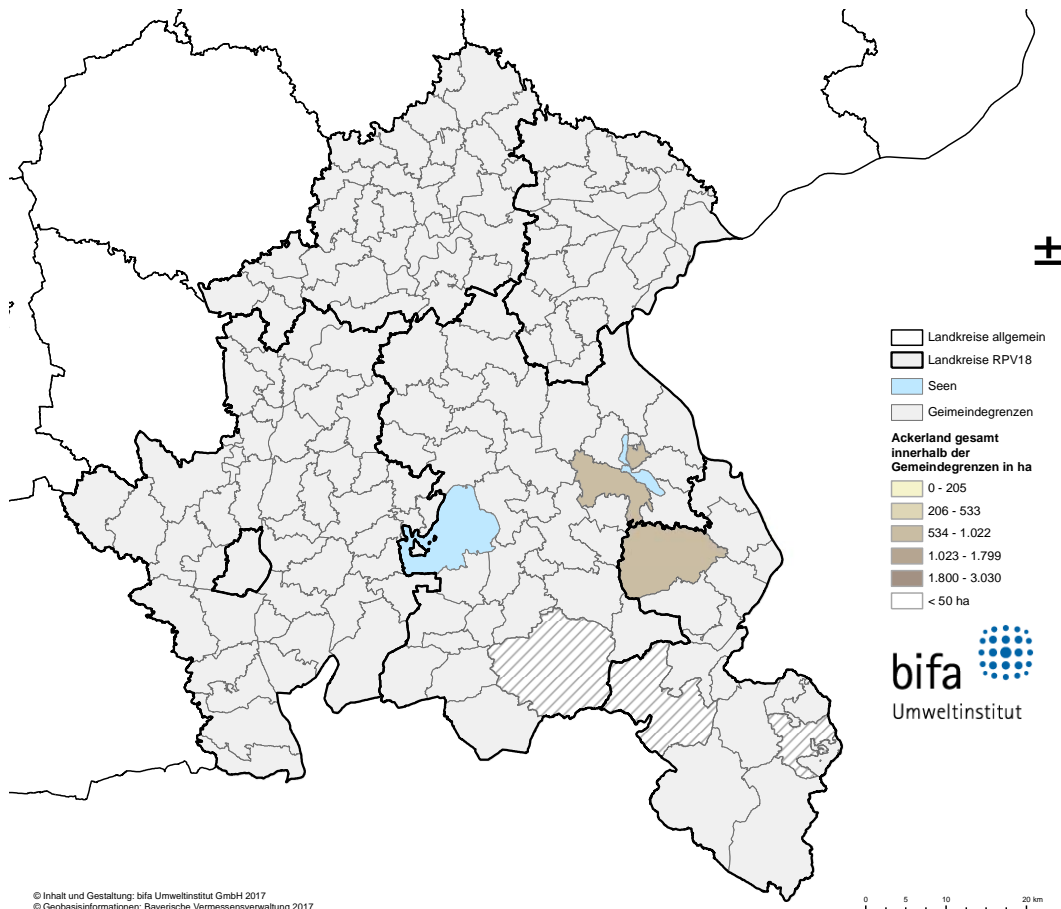
a) Technisches Potenzial:

Aus der „tatsächlichen Nutzung“ aller Flächen einer Gemeinde wurden 20 % der landwirtschaftlichen Flächen jeder Gemeinde für den Substratanbau für Biogasanlagen vorgesehen. Für die Ermittlung des Flächenverbrauchs an Ackerland und Dauergrünland wurde ein Flächenfaktor von 5.222 m²/kW_{el} angesetzt. Die in Biogasanlagen erzeugbare Strommenge wurde mit einer mittleren Volllaststundenzahl von 8.000 h/a hochgerechnet.

b) Wirtschaftliches Potenzial:

Aus der „tatsächlichen Nutzung“ aller Flächen einer Gemeinde wurden 20 % der Ackerflächen jeder Gemeinde für den Substratanbau für Biogasanlagen vorgesehen. Für die Ermittlung des Flächenverbrauchs an Ackerland wurde ein Flächenfaktor von 4.010 m²/kW_{el} angesetzt. Die in Biogasanlagen erzeugbare Strommenge wurde mit einer mittleren Volllaststundenzahl von 8.000 h/a hochgerechnet.

Die unterschiedliche Gesamtpotenzialbetrachtung führt zu stark unterschiedlichen Ergebnissen in den Regionen mit hohen Dauergrünlandflächen, wie bspw. das Berchtesgadener Land.



© Inhalt und Gestaltung: bifa Umweltinstitut GmbH 2017
 © Geobasisinformationen: Bayerische Vermessungsverwaltung 2017

Abbildung 271: Gemeindliche Ackerflächen

Aus dem Viehbestand der Gemeinden wurde der zu erwartende Gülleertrag ermittelt und zu maximal 30 % für die Nutzung in Vergärungsanlagen vorgesehen. Aus der Menge anfallender Gülle wurde der Methanertrag (nach Tierarten unterschieden) berechnet und über die Wirkungsgrade für Strom und Wärme die Energieerträge bestimmt. Der berechnete Energieertrag geht sowohl in das wirtschaftliche als auch technische Gesamtpotenzial ein.

Aus beiden Ergebnissen wurden sowohl der Energiegehalt des Methanertrags, als auch der erwartete Ertrag an elektrischer Energie und die anfallende Überschusswärme (ohne Wärmeeigenbedarf des Fermenters) ermittelt.

Für die Ermittlung des Gesamtenergiegehalts beider Potenziale – wirtschaftliches und technisches – wurde ein elektrischer Wirkungsgrad von 38 % unterstellt. Das Nutzwärmeangebot (Gesamtwärme – „Eigenbedarf der Fermenterheizung“) wurde über einen thermischen Wirkungsgrad von 32 % berechnet.

Aus beiden Ergebnissen wurden sowohl der Energiegehalt des Methanertrags, als auch der erwartete Ertrag an elektrischer Energie und die anfallende Überschusswärme (ohne Wärmeeigenbedarf des Fermenters) ermittelt.

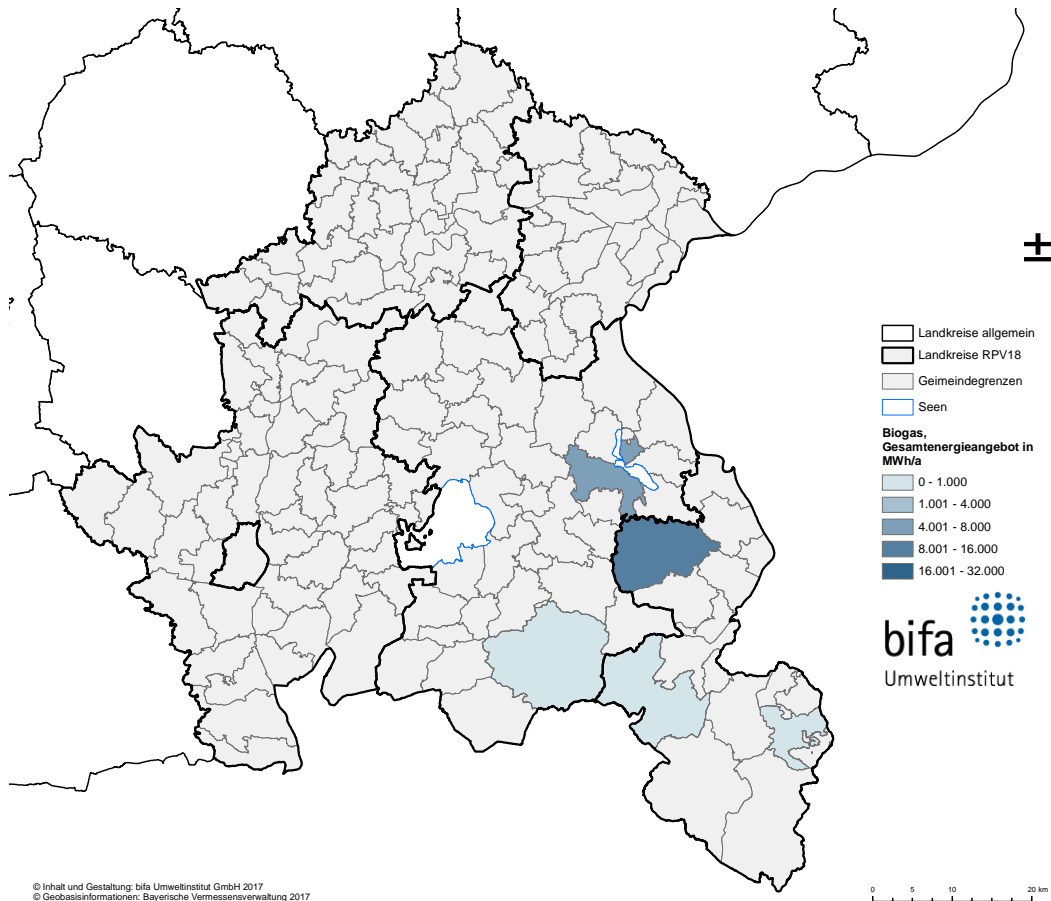


Abbildung 272: Biogas, wirtschaftliches Gesamtpotenzial

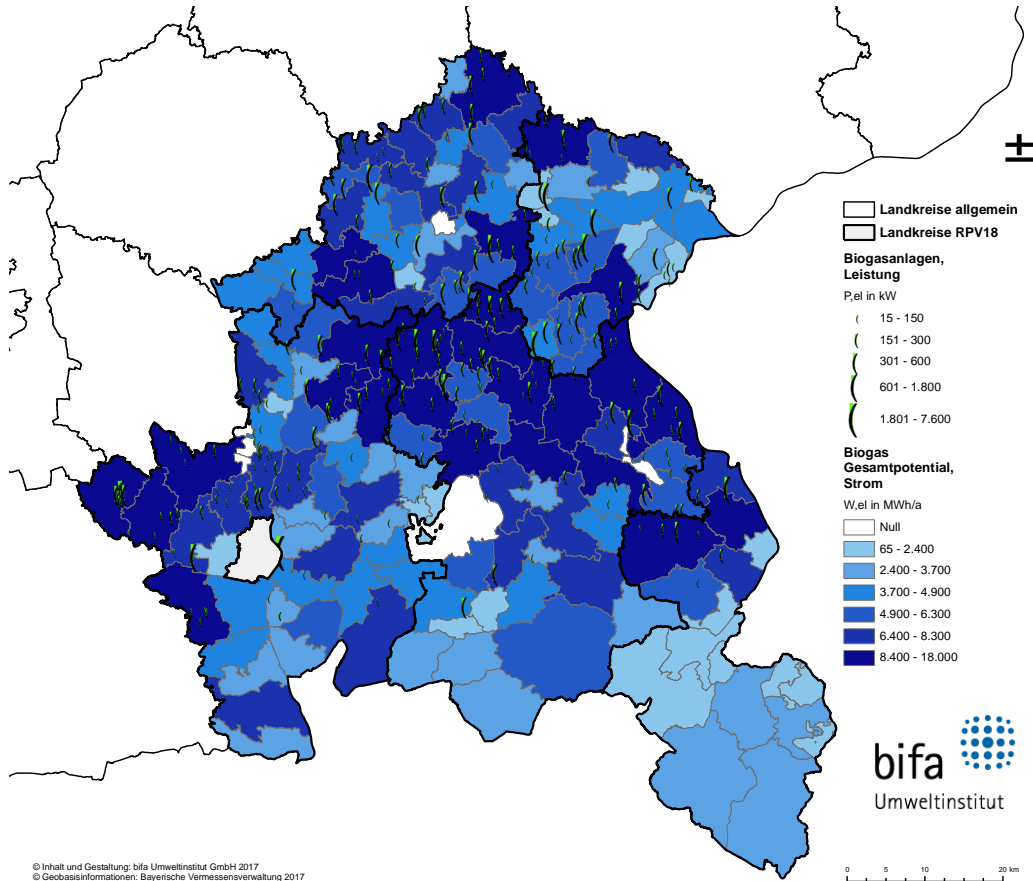


Abbildung 273: Biogasanlagenbestand im RPV18 und technisches Gesamtpotenzial (im Steckbrief ausgewiesenes Gesamtpotenzial für Strom aus Biogas)

24.3 Feste Biomasse

24.3.1 KUP

Die Eingangsdaten für die Berechnungen des Angebotspotenzials für KUP, für alle Gemeinden des regionalen Planungsverbands, wurden über Abfrage der „kommunalen Auswertung“, beim „KUP-Scout“ der Bayerischen Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaften (LWF) gesammelt.

Daraus wurden folgende Strukturdaten berechnet:

- der erwartete Ertrag der Ackerflächen (Mittelwert der angegebenen oberen und unteren Ertragsgrenzen)
- die Flächengröße stark geneigter Ackerflächen
- die Flächengröße von Äckern mit hohem Wasserangebot und niedrigerer „Ackerzahl“ (Boden geringer Qualität)

Aus dem ermittelten Gesamtertrag wurde mit einem Heizwert von 1.525 kWh/FM (Pappel, Feuchte: 50 %) der mögliche Wärmeertrag aus KUP für die Gemeinden berechnet.

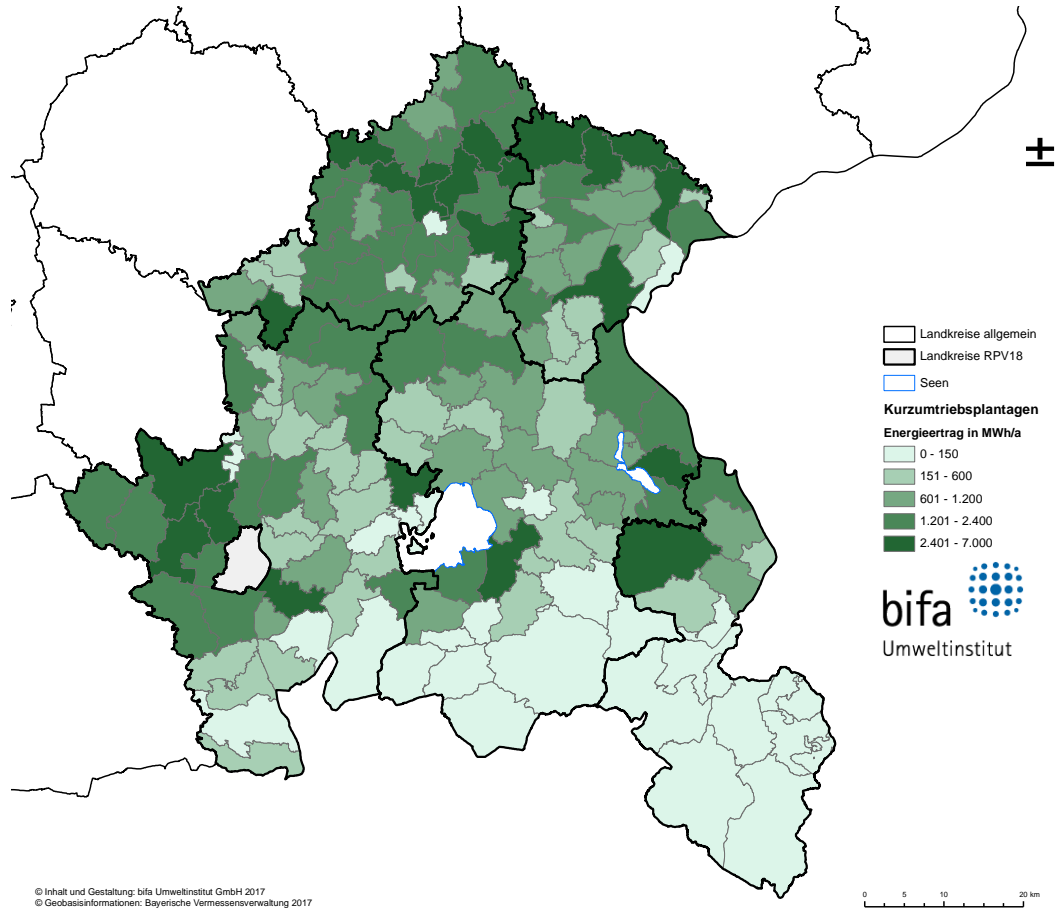


Abbildung 274: Energiegehalt Kurzumtriebsplantagen (KUP)

24.3.2 Waldholz

Zur Bestimmung des Waldholzpotenzials wurde die Holznutzung in den Wuchsgebieten nach den Baumartgruppen unterschieden. Diese „Nutzungsfaktoren“ wurden zur Berechnung des zur Verfügung stehenden Holzes herangezogen.



Abbildung 275: Wachstumsregionen (12 = Tertiäres Hügelland; 13 = Schwäbische-Bayerische Schotterplatte und Altmoränenlandschaft; 14 = Schwäbische-Bayerische Jungmoräne und Molassevorberge; 15 = Bayerische Alpen)

Die Waldflächen der Gemeinden – aus ATKIS Daten ermittelt – wurden nach ihrer Wuchszone und ihrem Bewuchs (Waldarten: Nadel-, Laub- und Mischwald) unterschieden und mit dem entsprechenden „Nutzungsfaktoren“ multipliziert.

Als konservative Annahme wurden 30 % des Waldholzes für die energetische Verwertung vorgesehen. Im Jahr 2014 gingen etwa 36 % des Waldholzes direkt in die energetische Verwertung (siehe Abbildung 276: Gesamtholzmenge = 17,39 Mio. m³ Waldholz 2014 gesamt; davon Brennholz und Waldhackgut 6,31 Mio. m³ entspricht 36 %). Der Rest des Waldholzes wird einer stofflichen Verwertung zugeführt. Nach einer Nutzungsperiode gelangen diese Mengen zeitversetzt bspw. als Altholz oder Papier in den Kreislauf zurück (Kaskadennutzung). Welche Mengen dabei im Planungsverband 18 verbleiben, kann nicht ermittelt werden. Derzeit spiegeln sich Teilmengen in den gesammelten Altholzmengen wider (siehe Abschnitt Altholz).

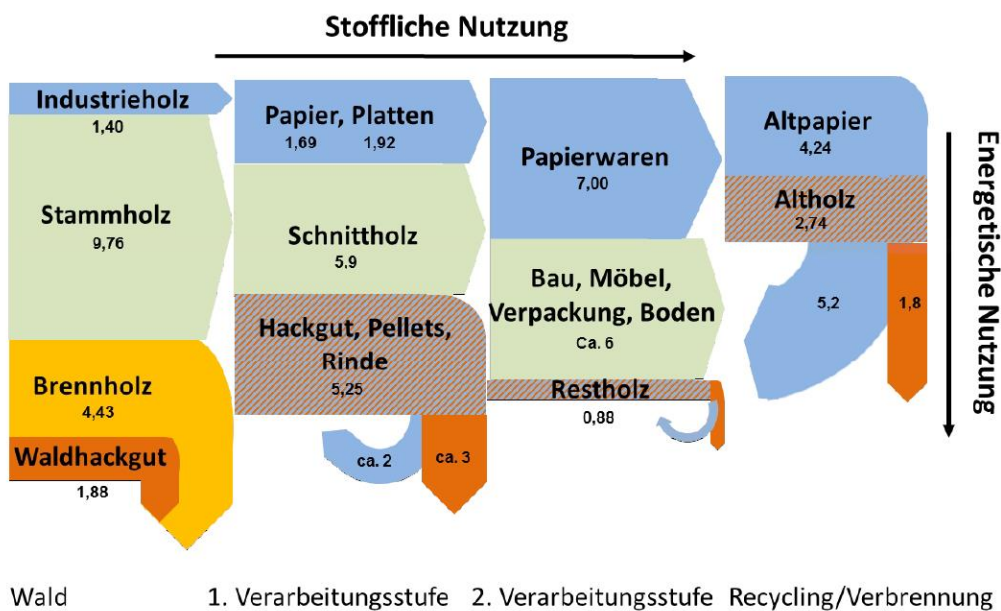


Abbildung 276: Die stofflichen und energetischen Stoffströme der Waldholznutzung in Bayern 2014 in Mio. Fm m. R. bzw. m³ in einer vereinfachten Darstellung. (Weidner, et al., 2016)

Für die drei „Waldarten“ wurden durchschnittliche Energiegehalte für das frisch geschlagene Holz festgelegt und ein Gesamtenergiegehalt des Holzes zur energetischen Nutzung pro Gemeinde berechnet.

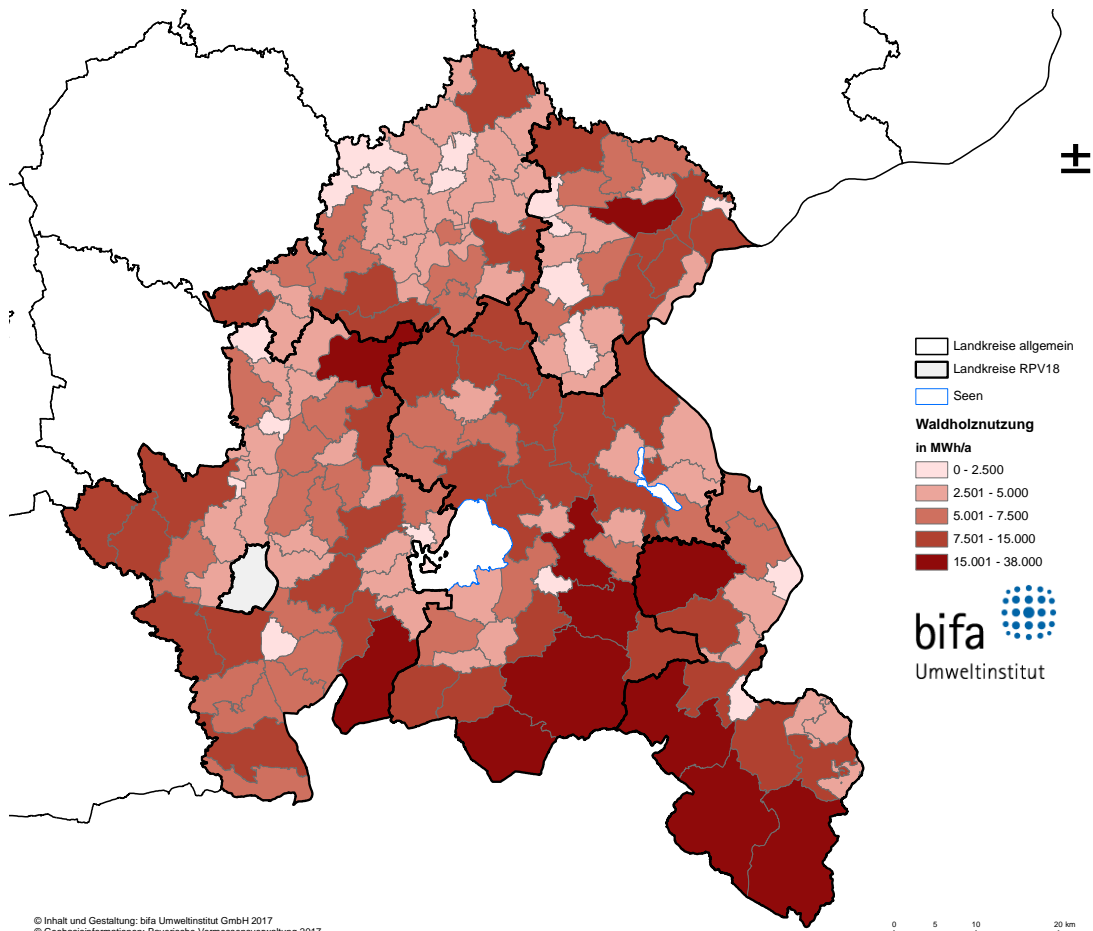


Abbildung 277: Waldholz Angebotspotenzial

24.3.3 Altholz

Aus der Kommunalstatistik sind bifa die „Altholzmengen kommunaler Erfassung“ folgenden Gebietskörperschaften seit 2010 bekannt

- kreisfreie Stadt Rosenheim
- Landkreis Rosenheim
- Landkreis Altötting
- Landkreis Mühldorf am Inn
- Landkreis Traunstein

Für den Landkreis Berchtesgadener Land liegen keine Zahlen vor. Deshalb wurde eine Mittelwertbildung über das „Altholzaufkommen 2014 pro Einwohner“ aller Landkreise (ohne die kreisfreie Stadt Rosenheim) durchgeführt.

Das Altholzaufkommen pro Gemeinde wurde über die Einwohnerzahl und die landkreisspezifischen Werte für das „Altholzaufkommen 2014 pro Einwohner“ hochgerechnet.

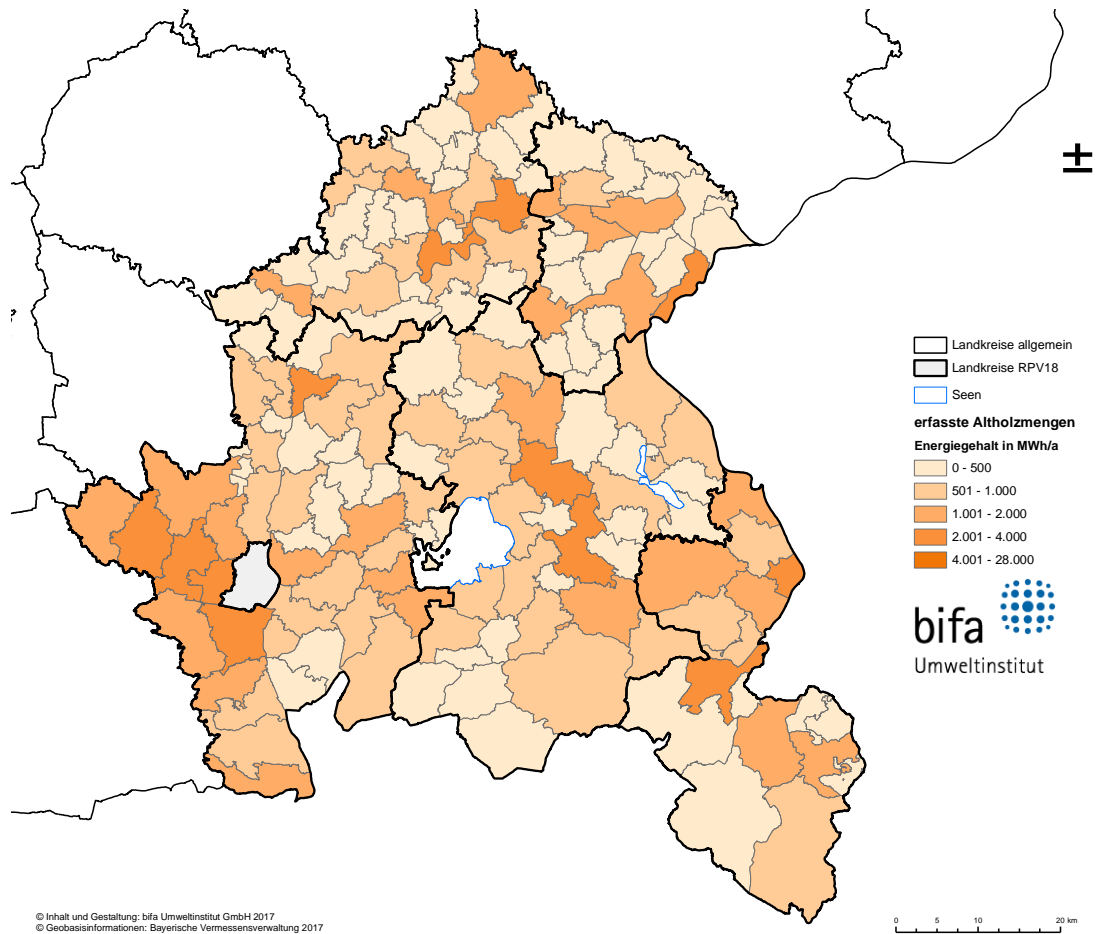


Abbildung 278: Altholz, Angebotspotenzial

24.3.4 Grüngut

Aus der Abfallbilanz für das Jahr 2015 wurden die Grüngutmengen pro Einwohner nach Landkreis recherchiert. Diese Werte wurden mit der Einwohnerzahl der Gemeinden zur Hochrechnung des Anfalls von Grüngut je Gemeinde verwendet.

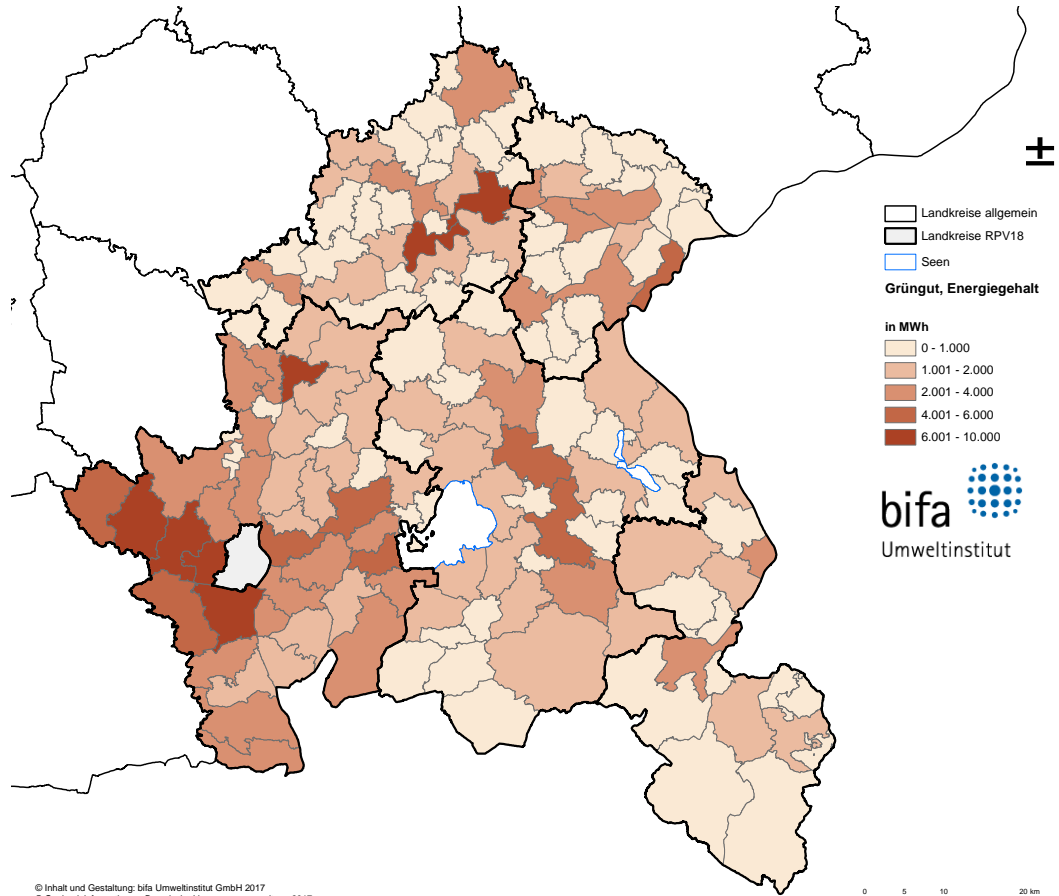


Abbildung 279: Grüngut, Angebotspotenzial

25 Ermittlung der Zubaupotenziale

Zunächst wurde das technische Gesamtpotenzial für die einzelnen Biomassepotenziale (Biogas, KUP, Waldholz, Altholz, Grüngut) ermittelt. Aus dem reinen Energiegehalt all dieser Energieträger wurde dann, über vom Auftraggeber vorgegebene Verwertungspfade, ein Angebotspotenzial für Strom und Wärme bestimmt.

- BiogasStrom und Wärme (BHKW)
- KUP Wärmenutzung
- WaldholzWärmenutzung
- AltholzStrom und Wärme (Holzvergasung)
- Grüngut Wärmenutzung

Zur Ermittlung des Angebotspotenzials mussten die zusammengefassten Bestandsdaten (Quelle: LOS1) mit zusätzlichen Datenanalysen zu Biogasanlagen durchgeführt werden, um das technische Zubaupotenzial im Bereich Biogas berechnen zu können und um den Biomasseeinsatz in Biomasseanlagen in Kraftwärmekopplung zu bestimmen.

Das Zubaupotenzial im Bereich Biogas bestimmt sich aus den Daten wie folgt:

- „Zubaupotenzial Biogas elektrisch“ =
„Angebotspotenzial Biogas elektrisch“ – „Biogasstrom 2013¹²⁴“
- „Zubaupotenzial Biogas thermisch“ errechnet sich aus den vorliegenden Strom- und Wärmewirkungsgraden.

¹²⁴ von bifa für jede Gemeinde zusätzlich ermittelter Wert zu Bestandsbiogasanlagen und ihrem Stromertrag in 2013

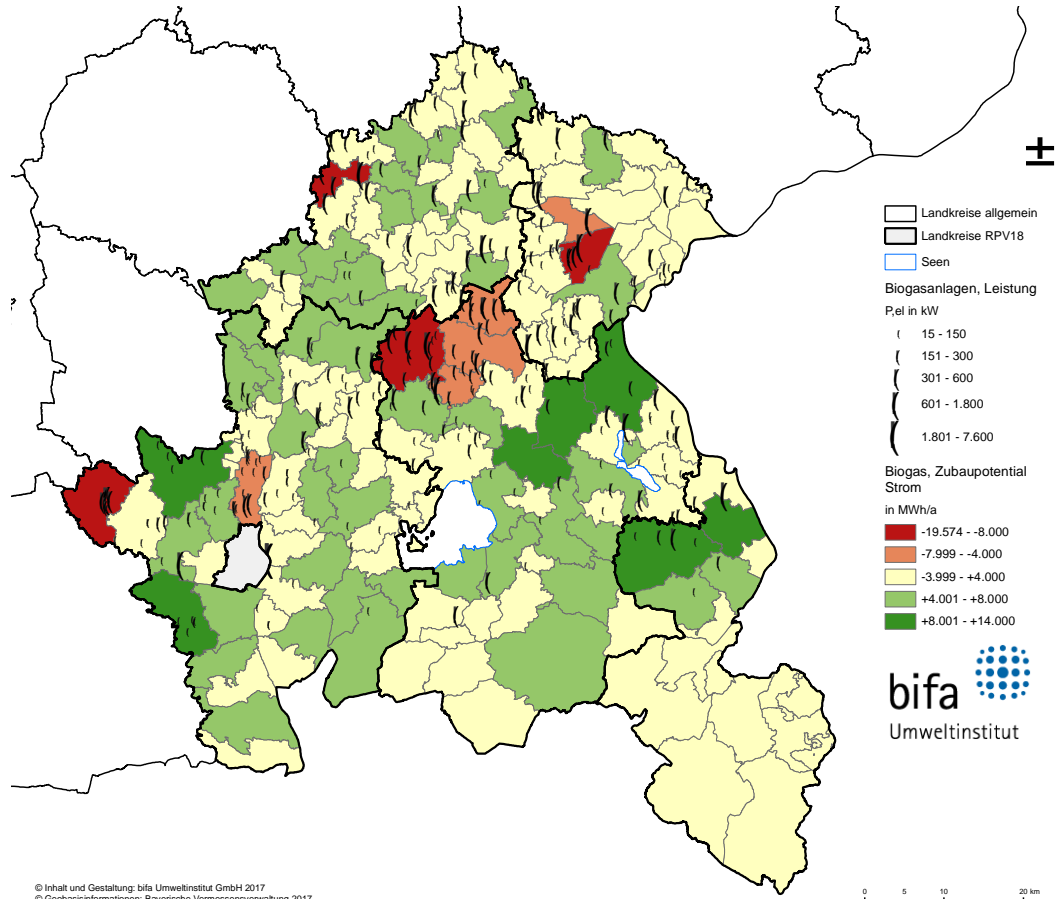


Abbildung 280: Biogas, Zubaupotenzial Strom

Es lagen keine Analysen und Bestandsdaten vor, für den Biomasseeinsatz in Gemeinden für

- Biomasse-Heizwerke (ohne Stromerzeugung)
- Holzeinzelf Feuerungen in Haushalten (Holz-, Kamin- oder Kachelöfen).

Die vorliegenden Biomasseverbräuche konnten somit nicht unmittelbar vom Angebotspotenzial abgezogen werden.

Das Zubaupotenzial im Bereich fester Biomasse bestimmt sich aus den aggregierten Daten wie folgt:

- „Strom aus fester Biomasse“ = „Bestand: Erneuerbarer Strom aus Biomasse“ – „Biogasstrom2013“
- "Wärmegehalt feste Biomasse, für Biomassestrom" = „Strom aus fester Biomasse“ * Stromwirkungsgrad / Wärmewirkungsgrad ¹²⁵
- "Potenzial Biomasse Holz" =

¹²⁵ Wirkungsgrade durchschnittlicher Biomasseanlagen im KWK-Betrieb

"Gesamtpotenzial Wärme für feste Biomasse" - "Wärmegehalt feste Biomasse, für Biomassestrom"

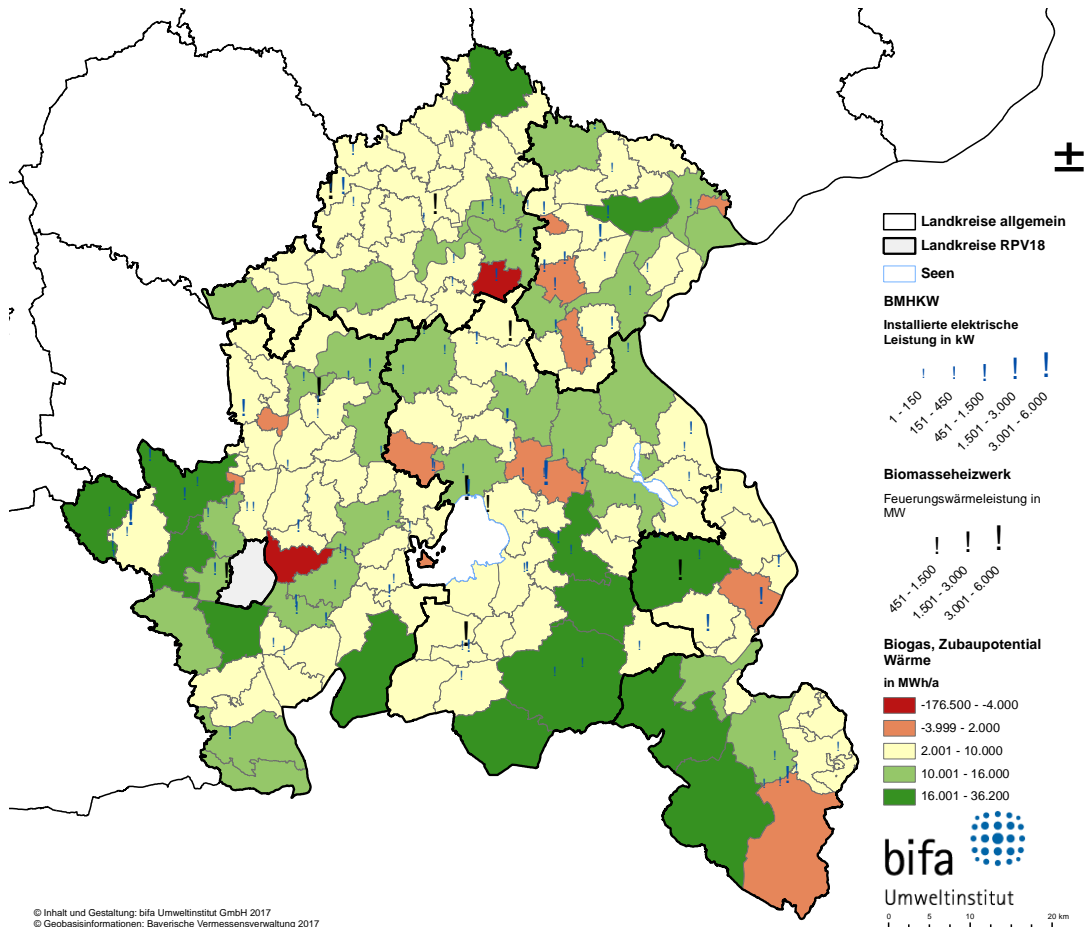


Abbildung 281: Feste Biomasse, Zubaupotenzial Wärme

Tendenziell ist festzuhalten, dass im RPV18 Zubaupotenziale für Biogas im Norden und Zubaupotenziale für Waldholz eher im Süden des Planungsverbandes gegeben sind.

In Summe liegt das thermische Zubaupotenzial bei rd. 1.427 GWh pro Jahr und setzt sich aus der Biomassenutzung zur bzw. mit Wärmeerzeugung von Kurzumtriebsplantagen, Waldholz, Altholz, Grüngut und Biogasnutzung zusammen.

Das elektrische Zubaupotenzial ergibt sich aus der Nutzung von Biogas und der Altholzverstromung zu rd. 418 GWh pro Jahr (vgl. Abbildung 282).

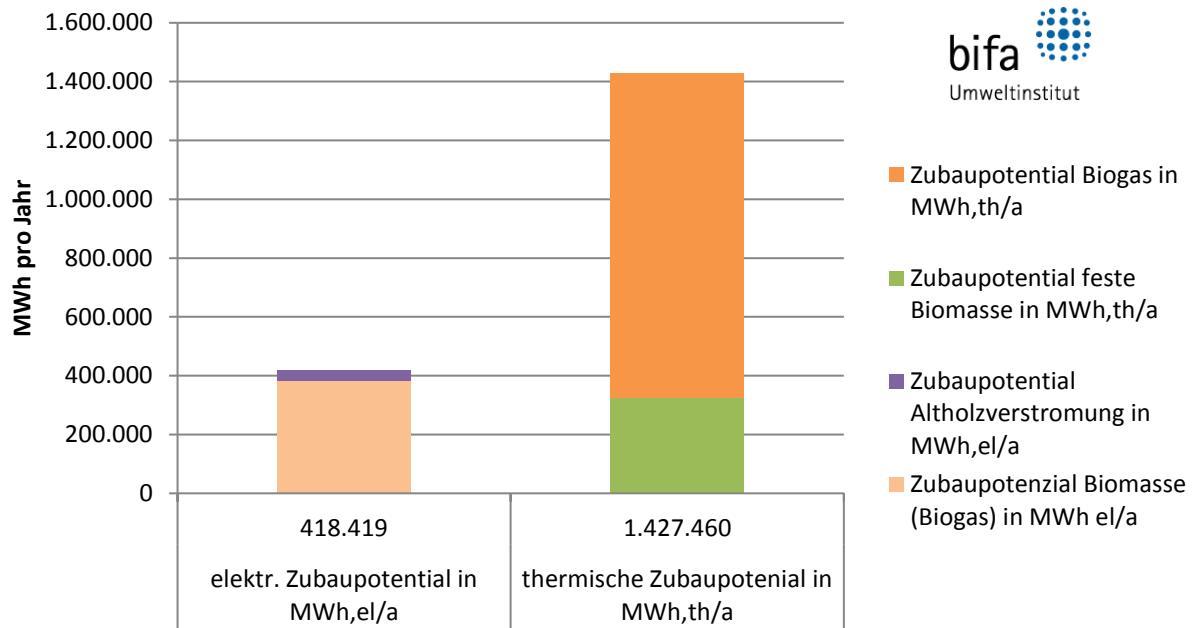


Abbildung 282: Technisches Zubaupotenzial feste Biomasse und Biogas: Wärme und Strom in MWh pro Jahr bezogen auf das Angebotspotenzial aller landwirtschaftlichen Flächen (Ackerflächen und Dauergrünlandflächen).

Beispiel zum Bezug der Werte untereinander: elektrisches Biogaspotenzial

- GWh/a Gesamtpotenzial Biogas (siehe auch Tabelle 81), davon
 - 845 GWhel/a aus der Stromerzeugung von Biogas (elektrischer Wirkungsgrad 38 %)
- Bestand gemäß Steckbrief Biogas und feste Biomasse gesamt (Zahlen gerundet):
 - 648 GWhel/a, davon
 - 461 GWhel/a aus der Biogasverstromung
 - Differenz: 187 GWhel/a aus der Stromerzeugung mit fester Biomasse
- Gesamtpotenzial Biogas Stromerzeugung 845 GWhel/a – Bestand Biogasstrom 461 GWhel/a (2013)
 = Zubaupotenzial 384 GWhel/a Biogasstrom

26 Identifizierte Projektcluster zur Effizienzsteigerung

26.1 Grundsätze der Projektentwicklung - Effizienzsteigerungspotenzial

Die Biomasse im RPV18 kann speziell bei der Erzeugung in Biogasanlagen effizienter eingesetzt werden. Der Biogasanlagenbestand Stand 2013 erreicht eine mittlere Volllaststundenzahl von knapp 5.122 Stunden pro Jahr bei einer produzierten Strommenge von rd. 461.000 MWh. Die installierte Leistung von knapp 90 MWel ist somit rechnerisch um den Faktor 1,7 überbaut (Bezug auf 8.760 Volllaststunden; Stand- und Revisionszeiten wurden nicht berücksichtigt). Dies weist darauf hin, dass der in Biogas-BHKW erzeugte Strom i.d.R. ins deutsche Stromnetz zur Grundlastdeckung eingespeist wird.

Eine maßgebliche Effizienzsteigerung ließe sich durch die weitere Flexibilisierung der Biomasseanlagen erreichen. Durch eine vom EEG bis zur 5 fachen geförderten Überbauung der Anlagen, würde bspw. im Kraftwerksverbund eine Spitzenlastdeckung von bis zu 450 MWel ermöglichen (EEG, 2017). Auch die Verwendung des Biogases in Sektorkopplungsprojekten wirkt sich effizienzsteigernd aus. Zu nennen ist vor allem der Sektor Verkehr (E-Mobilität oder Wasserstoffmobilität). Inwieweit bereits der Wärmesektor mit Biomasse versorgt wird, ließe sich aus der Auswertung der Bestandsdaten nicht hinreichend ermitteln. Es wurde jedoch davon ausgegangen, dass auch in diesem Sektor Effizienzsteigerungspotenziale durch den Aufbau von zentralen Strukturen (Wärme- oder Mikrobiogasnetze) vorhanden sind.

Diesen Potenzialen wurde durch weiterführende Auswertungen der vorhandenen Daten und darauf basierenden, folgend vorgestellten Clustern für Projektansätze, Rechnung getragen.

Für die Entwicklung der Cluster für Ansätze zu Effizienzsteigerungs-Projekten aus dem Bereich Biomasse – fest und gasförmig – wurden folgende Grundsätze berücksichtigt:

- Die Regionalität der Ansätze: Betrachtungsraum RPV18
- Die regionale Wertschöpfung: Kommune und Unternehmen als Zielgruppe
- Der Beitrag zum Klimaschutz: hohes Maß an THG-Reduktionspotenzial
- Der Beitrag zur Energiewende: Stromnetzstabilität, Versorgungssicherheit, effiziente Ressourcennutzung durch Ausbau und Erhalt der Energieversorgungsstruktur
- Die technisch zu realisieren und (in angemessenem Zeitraum) wirtschaftlich sind

26.2 Vorgehen Clusterbildung

Die in Abschnitt 26.1 skizzierten Projektansätze erfolgten anhand von Analysen der räumlichen Verteilung von Erzeugern und Verbrauchern und deren energetische Passung. Im Rahmen des Verfahrens wurden Biogasanlagen (Erzeuger) sowie Unternehmen und Kommunen (Verbraucher) bewertet und Cluster gebildet:

- Cluster zur (regionalen) **Direktvermarktung von Strom und Wärme** aus **Biogasanlagen in Unternehmen** (siehe Abschnitt 26.3).
- Cluster zur Mikrobiogasnetzbildung durch Satelliten BHKW und **Wärmenetzbildung** zur Strom- und Wärmenutzung **in Wohnsiedlungen** (siehe Abschnitt 26.4).
- Cluster **Bioerdgaseinspeisung**: Bündelung von Biogasanlagen zur gemeinsamen Bioerdgasaufbereitung und Einspeisung (siehe Abschnitt 26.5).

Als weiteres Cluster wurden in Anknüpfung an das Beispielprojekt 4 von LOS2 „Direktvermarktung Wasserkraft an Energieparkplatz - Saalachtterrassen in Bad Reichenhall“ für Biomasse-E-Tankstellen geeignete Parkplätze ermittelt:

- **Cluster Energieparkplätze** Biomasse: Ladestrom aus Biogas-BHKW zur Förderung der E-Mobilität im RPV18 (siehe Abschnitt 26.6).

Die einem spezifischen Cluster zugeordneten Biogasanlagen, Unternehmen oder Gemeinden weisen durch die spezifischen Cluster-Eigenschaften erhöhte Realisierungschancen für Effizienzsteigerungs-Projekte auf. Somit steht dem RPV ein Werkzeug- und Informationskoffer zur Verfügung, welcher zielgerichtet und systematisch potenzielle Projektpartner identifiziert.

Die Ergebnisse der weiterführenden Auswertungen sind im Folgenden sowie im Anhang in Tabellen und Grafiken zusammengefasst (siehe auch Abschnitt „29.1 Anlage 1: Maßnahmenkatalog Ansätze zur Biogas-Direktstromvermarktung bei regionalen Unternehmen im Umkreis von maximal 4,5 km“).

26.3 Cluster Direktvermarktung von Strom und Wärme an Unternehmen

In einem Top-Down Ansatz wurden die potenziellen Erzeuger- und Verbraucherpaare für die Direktvermarktung von Strom und Wärme gebildet (Vorauswertung, Abschnitt 26.3.1). Anschließend wurden Kriterien erfasst, die es erlaubten die Energiepaare in Klassen einzuordnen (siehe Abschnitt 26.3.2 und 26.3.3). Die gebildeten Verbraucherpaare wurden dann anhand energetischer Kennwerte priorisiert (siehe Abschnitt 26.3.4). Die Priorisierung ist als Maß für die Realisierungschance des jeweiligen Energieprojekts zu werten.

26.3.1 Vorauswertung

Die räumliche Analyse des RPV18 fand mit Unterstützung mehrerer Geoinformationsprogramme statt. Die Bestandsdaten zu Unternehmen wurden über die Software QGIS 2.18.9 eingelesen und gemeinsam mit den Daten zu den Biogasanlagen in ArcMap 10.4.1 verarbeitet.

Ziel der Auswertung war die Ermittlung von Verbraucher- und Erzeugerpaaren, die in einem Umkreis von weniger als 4,5 km zueinander stehen. 4,5 km wurde gewählt, weil dies die Befreiung von der Stromsteuer beim Letztverbraucher ermöglicht. Die Entfernung von 4,5 km zur regionalen Direktstromvermarktung ist im Stromsteuergesetz im §12b verankert.

Insgesamt gingen 371 Biogasanlagen (Bestandsdaten aus Energieatlas Bayern Stand Dezember 2013) und 87 Unternehmen in die Auswertung ein (=Befragungsrücklauf). Durch die Verschneidung der Daten auf Geodatenbasis entstanden in Summe 385 Energiepaare aus Unternehmen und Biogasanlagen. Diese bildeten sich aus 78 Unternehmen und 151 Biogasanlagen (siehe Abbildung 285). Die identifizierten Energiepaare werden ihrer Umsetzbarkeit nach gelistet und priorisiert.

Bei der Prioritätensetzung werden das Alter sowie der Deckungsanteil am Strombedarf als Bewertungsgrundlage herangezogen (siehe Abbildung 285). Aussagen zum potenziellen Deckungsanteil Wärme wurden nicht als Bewertungskriterium eingesetzt, da die Bestandsaufnahme nur unzureichende Informationen aufgrund des geringen Rücklaufs der Fragebögen aus den Unternehmen lieferte.

Energiepaare mit hoher Priorität können bei der Umsetzung des konzeptionellen Ansatzes als erstes auf die Möglichkeit eines Energieverbunds näher untersucht werden. Dies ermöglicht eine systematische Herangehensweise bei der Suche nach tatsächlich umsetzbaren Direktvermarktungsprojekten im Bereich der Biogasnutzung (Strom, Wärme, Biogas).

26.3.2 Deckungsanteil Strom

Zur Bildung von **Strom-Deckungsklassen** wurde der Strombedarf der Unternehmen mit der Erzeugungsleistung der Biogasanlagen ins Verhältnis gesetzt (siehe Tabelle 83). Zur Deckung von teuren Stromspitzen reicht in der Regel ein Deckungsanteil von wenigen Prozent aus (E, D). Grund- und Mittellastdeckung beginnt bei einem Verhältnis von mehr als 20 %, 30 % oder 40 % aufwärts (A, B, C).

Die Analysenergebnisse sind in Tabelle 83 aufgeführt.

Tabelle 83: Klassen Stromdeckungsanteil der Biogasanlage am Strombedarf des Unternehmens, ermittelt aus Daten der Bestandsaufnahme

Strom-Deckungsklasse	Deckungsanteil Erzeugung BGA / Verbrauch Unternehmen	Anzahl der Energiepaare
A	> 40 %	57
B	> 30 % bis 40 %	12
C	> 20 % bis 30 %	22
D	> 10 % bis 20 %	36
E	0 bis 10 %	98
x	n. b.	160
Summe		385

n. b.: Stromverbrauch des Unternehmens nicht bekannt

26.3.3 Alter der Biogasanlagen

Das **Alter der Biogasanlage** zeigt unter welchem EEG die Anlage in Betrieb genommen wurde und liefert somit Hinweise zur Vergütung des eingespeisten erneuerbaren Stroms im Falle einer Verstromung des produzierten Biogases. Damit stellt es ein wichtiges Priorisierungskriterium dar.

Die Motivation zur Umsetzung von Energieverbund-Projekten hängt maßgeblich von der Vergütungshöhe ab. Diese gibt den Vergleichspreis für einen Direktstrombezug vor. Folgende Aussagen können für das Jahr der Inbetriebnahme einer Biogasanlage getroffen werden:

- je älter die Biogasanlage, desto früher fällt die Anlage aus dem EEG heraus und die Wahrscheinlichkeit steigt, dass der Betreiber Interesse an einer direkten Energievermarktung besitzt.
- Je älter die Biogasanlage, desto höher ist die derzeit erhaltene Vergütung für eingespeisten Strom. Während der Laufzeit ist deshalb das Interesse an einer Direktstromvermarktung gering, für die Vermarktung von Wärme hoch.
- Je jünger die Biogasanlage, desto weniger Vergütung erhält der Betreiber der Biogasanlage. Prinzipiell ist das potenzielle Interesse an einer alternativen direkten Vermarktung von Strom und Wärme hoch. Bei jüngeren Biogasanlagen ist ab dem EEG2012 eine anteilige Nutzung von Wärme bereits gesetzlich vorgeschrieben. Generell besteht an der alternativen Vermarktung von Strom großes Interesse.

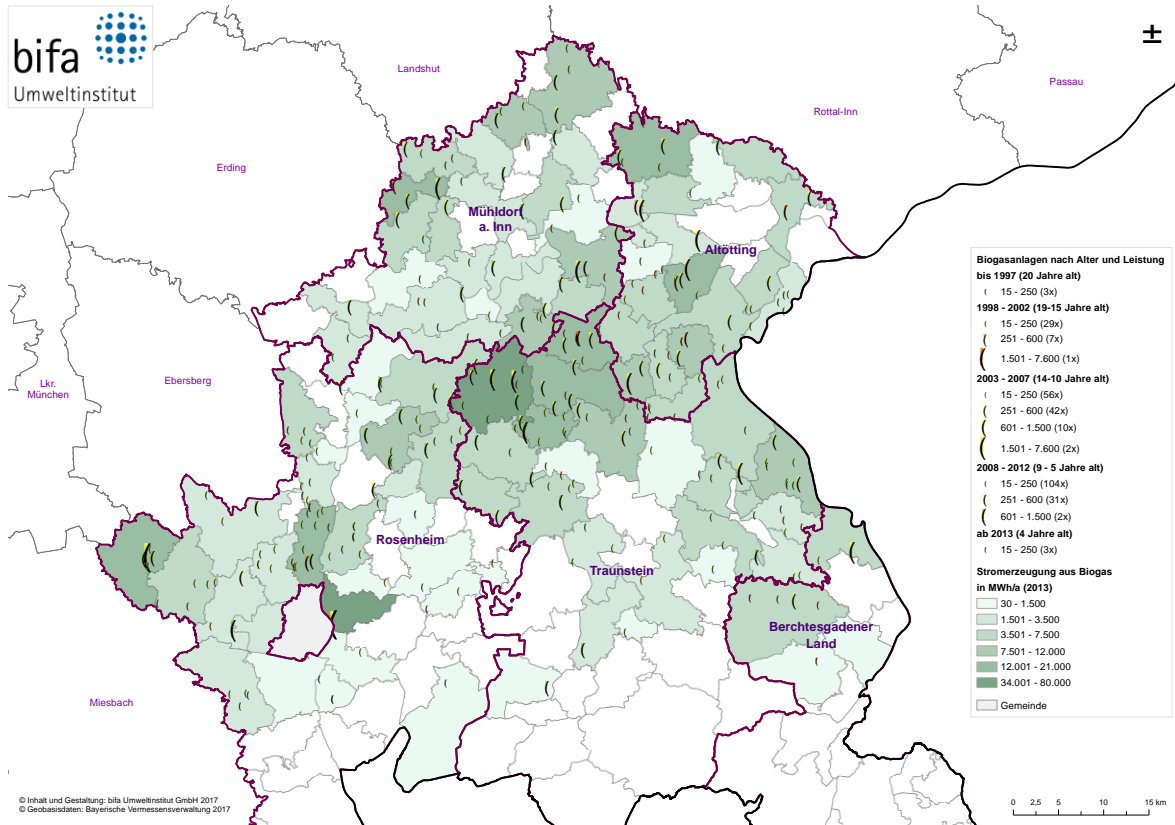


Abbildung 283: räumliche Verteilung der Biogasanlagen und deren Alter.

Das Alter der Biogasanlagen wurde folgenden Klassen zugeordnet:

Klasse 1 = < 2004 (Anlagen vergütet nach StrEG1991 oder EEG2000) => größter Handlungsdruck für Betreiber

Klasse 2 = 2012 bis dato (vergütet nach EEG2012, EEG2014 oder EEG2017) => geringste Vergütungssätze

Klasse 3 = 2004 bis 2011 (vergütet nach EEG 2004 oder EEG2009)

Aus der Tabelle 84 und der Abbildung 284 kann die Anzahl der Biogasanlagen und deren Jahr der Inbetriebnahme abgelesen werden.

Tabelle 84: Klasseneinteilung und Anzahl der Biogasanlagen pro Jahr der Inbetriebnahme

Jahr	Klasse 1								Klasse 3							Klasse 2		
	96	97	98	99	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13
Anzahl Biogasanlagen	4	0	10	4	11	32	9	1	45	37	48	13	29	26	49	56	6	5

Bereits 2017 fallen Anlagen aus der EEG Vergütung heraus, sofern diese sich nicht an der Ausschreibung des EEG beteiligen (20 + 10 Regel).

Identifizierte Projektcluster zur Effizienzsteigerung

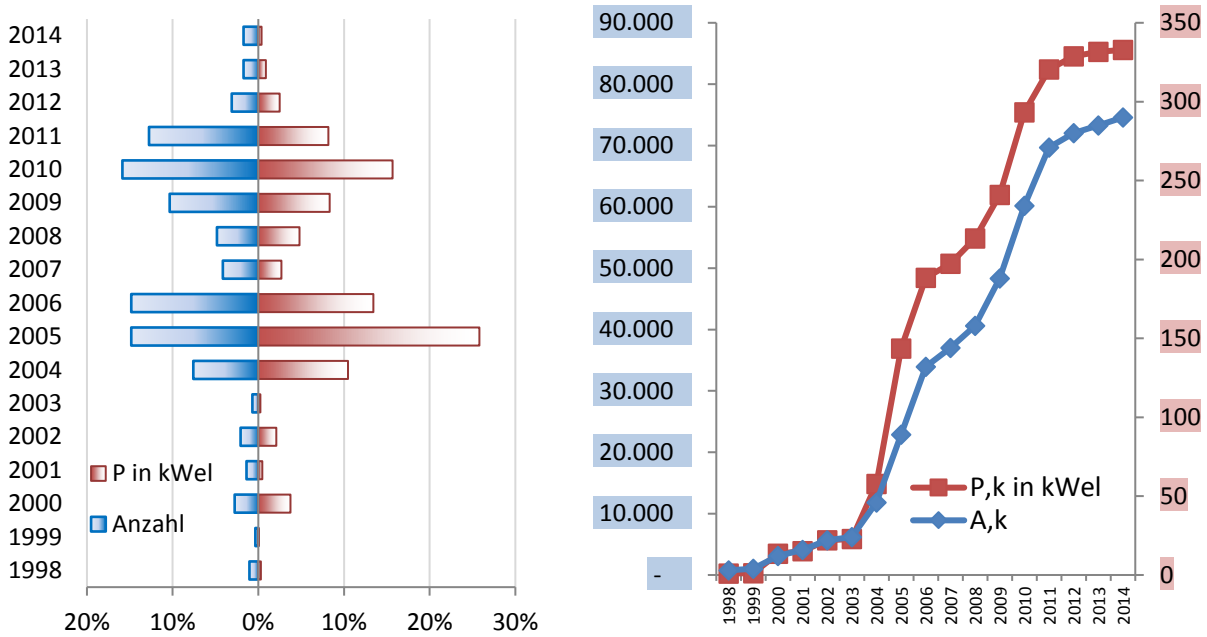
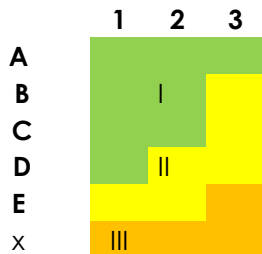


Abbildung 284: Verteilung der Biogasanlagenanzahl sowie korrespondierende Leistung je Inbetriebnahmejahr (links: prozentual bezogen auf die Gesamtanlagenzahl 2014; rechts: kumuliert).

26.3.4 Prioritätensetzung

Die Informationen des Deckungsanteils und des Alters der Biogasanlage wurden kombiniert und gemäß Tabelle 85 priorisiert. Den Biogasanlagenstandorten wurden Prioritäten von I bis III zugeordnet.

Tabelle 85: grün = hohe Priorität (I), gelb = mittlere Priorität (II), orange = geringe Priorität (III)



Es ist zu beachten, dass eine Biogasanlage grundsätzlich mehreren Unternehmen als Partner zur Verfügung stehen kann:

Beispielsweise steht die Biogasanlage (779 kWel) mit der Identifikationsnummer 12 im Gemeindegebiet der Stadt Altötting den Unternehmen Rupperti Werkstätten (Priorität A1, 1.083 m Entfernung) und der TUJIA Zeitarbeit GmbH (Priorität x3, 2.542 m Entfernung) zur Verfügung.

Eine erste zusammenfassende Auswertung ergab das in Abbildung 285 dargestellte Bild.

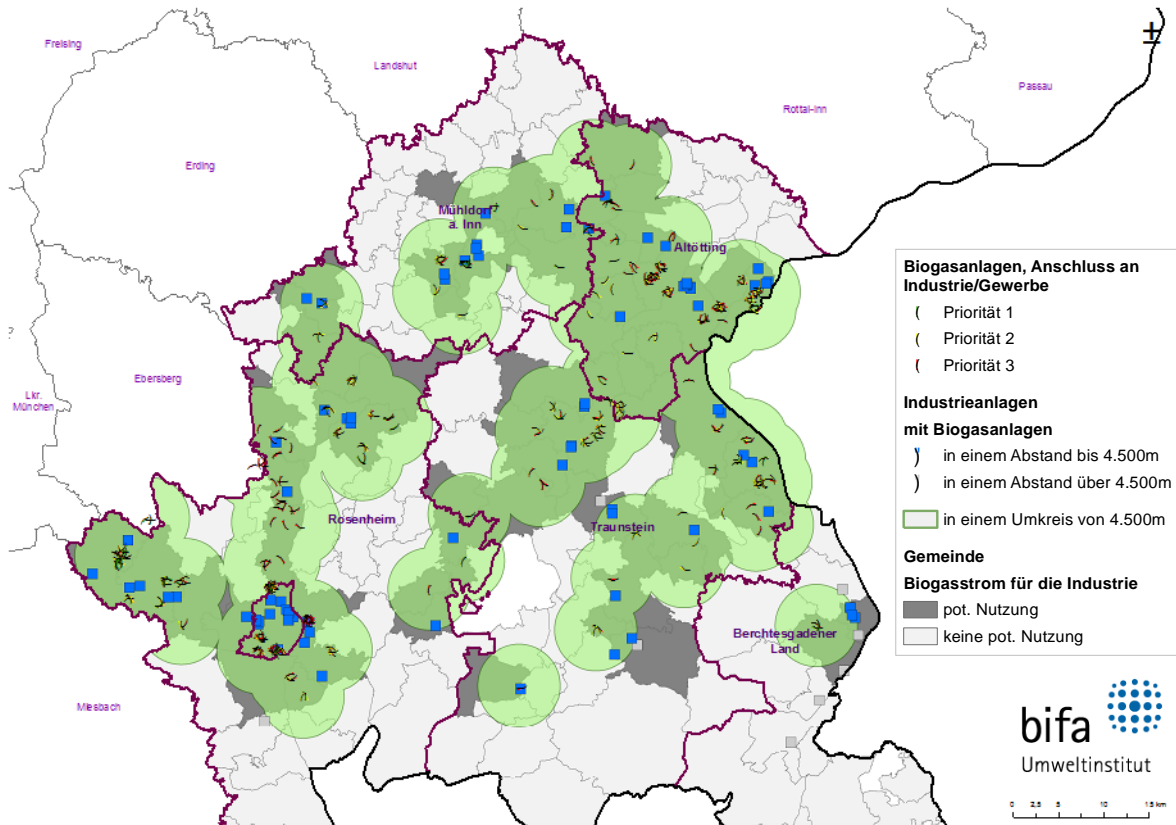


Abbildung 285: Maßnahmen: Überblick zu den identifizierten Energiepaaren im RPV18 (Cluster Energiepaare)

26.3.5 Zusatzkriterium: Entfernung Biogasanlage zu Unternehmen

Als weiteres wichtiges Kriterium für die Erstellung einer Prioritätenliste, wurde die Entfernung zwischen Biogasanlage und Unternehmen, die aus der Kartendarstellung ersichtlich ist, berücksichtigt. In die Prioritätenliste wird folgend dargestellte Entfernungsklasse mit aufgenommen:

Tabelle 86: Entfernungsklassen

Entfernungs-klasse	Entfernung Biogasanlage Unternehmen	Anzahl der Energiepaare
a	< 1,5 km	33
b	1,5 km < d < 3,0 km	125
c	3,0 km < d < 4,5 km	227

Die meisten Biogasanlagen liegen demnach in einer Entfernung von mehr als 1,5 Kilometer vom potenziellen Verbraucher entfernt. Für diese Biogasanlagen sind vorrangig Stromdirektvermarktungskonzepte zu ermitteln.

Die Liste der potenziellen Maßnahmen ist der Anlage 1: Maßnahmenkatalog Ansätze zur Biogas-Direktstromvermarktung bei regionalen Unternehmen im Umkreis von maximal 4,5 km aufgeführt.

Die Wirtschaftlichkeit eines Direktstromvermarktungsprojekts hängt in starkem Maße vom Produktionsverhalten bzw. dem Stromlastgang eines Unternehmens ab. Es erfordert deshalb tiefgreifende Detailkenntnisse, die bspw. im Rahmen einer Energieeffizienzberatung oder Umsetzungsbegleitung ermittelt werden.

Für Unternehmen wird hierfür bereits auf Bundesebene eine Vielzahl von Förderprogrammen angeboten:

<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energieberatung-und-foerderung-unternehmen.html>

Auf bayerischer Ebene bietet die Seite des Energieatlas Bayern zum Thema Unternehmensförderung einen guten Überblick zu Programmen mit dem Ziel der Förderung von Energiethemen:

<https://www.energieatlas.bayern.de/unternehmen/foerderung.html>

26.4 Cluster Mikrobiogas- und Wärmenetzbildung in Wohnsiedlungen

Während grundsätzlich alle identifizierten Energiepaare im Sektor Strom durch eine Stromleitung oder über das öffentliche Stromnetz zusammengeschlossen werden können, so ist eine Fernwärmeleitung im Sektor Wärme vorrangig für kleinere Entfernungen günstig. Gewählt wurde eine Entfernung von Biogasanlage zu Siedlungsflächen von < 1.000 m. Alternativ können auch Satelliten-BHKW errichtet werden. Die Auswertung orientiert sich dabei an der Förderrichtlinie, welches grundsätzlich eine Förderung von Mikrobiogasnetze ab einer Entfernung von 300 m vom Fermenter vorsieht (Mikrogasnetze).

Für die Ermittlung von entsprechenden Flächen bzw. Potenzialen werden im Einzugsbereich der Biogasanlagen diejenigen Siedlungsflächen ermittelt, die zur Versorgung in einer günstigen Distanz liegen (Beispiel am Markt Buchbach - siehe Abbildung 286). Je größer die potentiellen Siedlungsflächen sind, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit im Einzugsbereich ausreichend viele Kunden zu gewinnen.

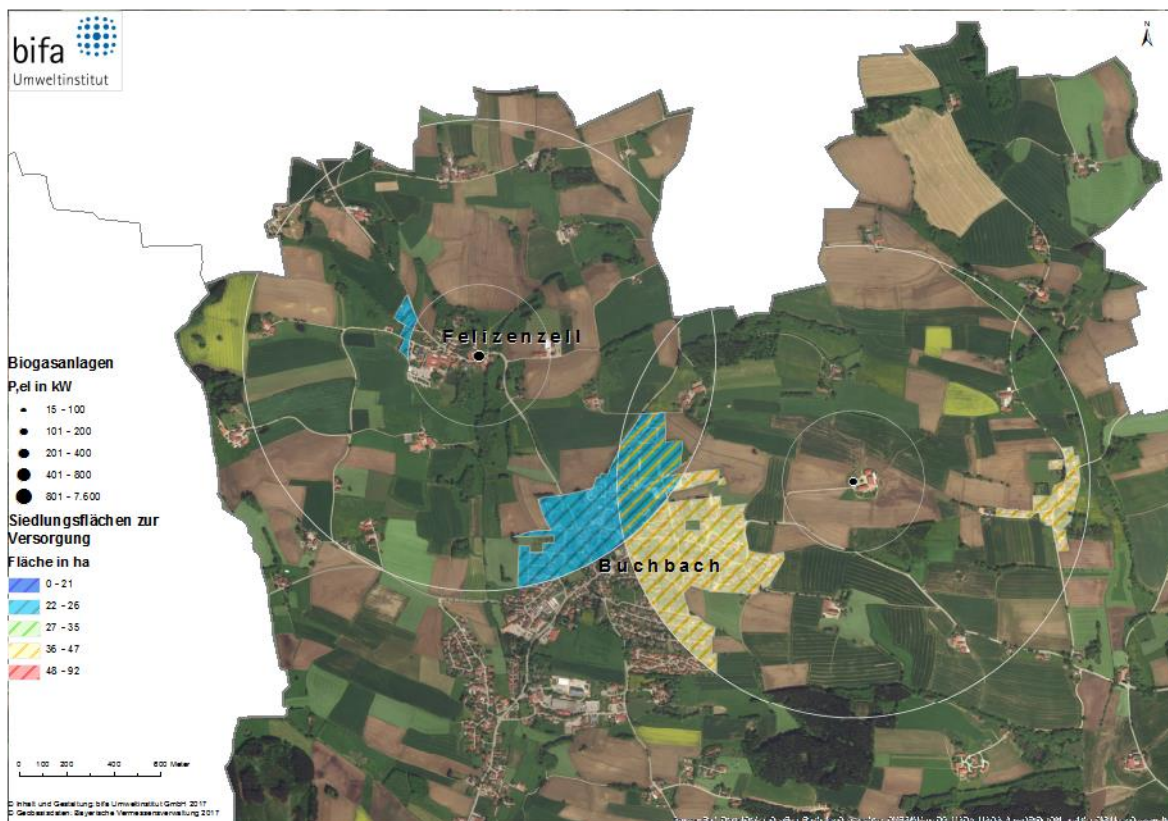


Abbildung 286: einzelne Siedlungsflächen zur Versorgung durch Biogasanlagen mittels Wärmenetzen und Mikrogasnetzen (Bsp. Buchbach)

Aus dem Verschnitt aller ermittelten Einzelflächen wurde die Gesamtsiedlungsfläche zur Versorgung jeder Gemeinde ermittelt. Die entstandenen Analysewerte sind in Abbildung 287 zusammen mit den Standorten der Biogasanlagen (nach Leistungsklassen) dargestellt.

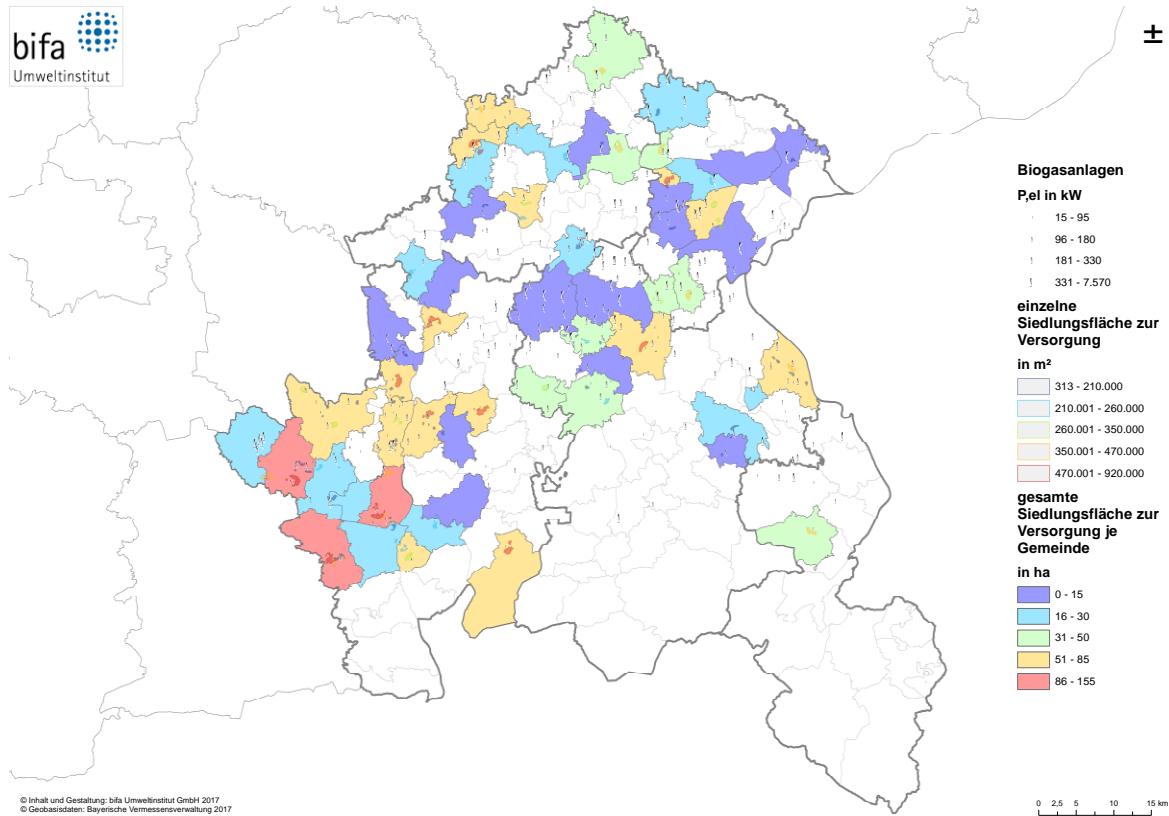


Abbildung 287: Biogasanlagen mit Möglichkeiten zur direkten Wärmenutzung mittels Wärmenetz oder Mikrobiogasetzbildung (Cluster Mikrobiogas- und Wärmenetzbildung)

Eine statistische Auswertung der zu versorgenden Gebiete und der Biogasanlagen zur Versorgung ist in Tabelle 87 aufgeführt.

Tabelle 87: Liste der Maßnahmen zur Prüfung von Mikrobiogas- und Wärmenetzen (Gegenüberstellung Versorgungsflächen und Biogasanlagen)

Gemeindename	Gebiets-schlüssel	Versorgungs-flächen A in ha	Anzahl Bio-gasanlagen (BGA) ¹²⁶	Gesamt-leistung aller BGA ¹²⁶	Strom-einspeisung aller BGA ¹²⁶ (2013)
				P _{el} in kW	W _{el} in kWh
Schnaitsee	9189142	2	13	5.287	34.244.467
Feldkirchen-Westerham	9187130	20	8	4.414	24.094.013
Tacherting	9189149	0	6	2.427	17.687.388

¹²⁶ einer Gemeinde zur Versorgung von Siedlungsflächen

Identifizierte Projektcluster zur Effizienzsteigerung

Gemeindename	Gebiets- schlüssel	Versorgungs- flächen A in ha	Anzahl Bio- gasanlagen (BGA) ¹²⁶	Gesamt- leistung aller BGA ¹²⁶	Strom- einspeisung aller BGA ¹²⁶ (2013)
				P _{el} in kW	W _{el} in kWh
Schwindegg	9183144	71	4	2.294	16.455.951
Schechen	9187142	59	15	2.451	14.579.417
Kastl	9171121	50	6	2.501	14.349.275
Pleiskirchen	9171127	27	5	1.615	12.567.262
Kienberg	9189126	39	8	2.248	12.454.791
Neumarkt-Sankt Veit	9183129	40	5	1.590	11.597.885
Fridolfing	9189118	60	8	1.345	9.743.821
Trostberg	9189157	60	7	1.226	9.189.243
Taufkirchen	9183145	27	4	1.018	8.043.639
Feichten a.d.Alz	9171116	35	2	1.080	7.691.016
Tuntenhausen	9187179	73	5	823	6.162.203
Mettenheim	9183127	6	2	760	5.617.986
Buchbach	9183114	53	4	787	5.503.999
Obertaufkirchen	9183135	21	2	656	5.303.499
Bruckmühl	9187122	120	6	887	5.187.305
Tüßling	9171133	4	2	646	5.078.437
Waging a.See	9189162	19	3	631	4.976.575
Seeon-Seebruck	9189143	31	5	672	4.924.600
Vogtareuth	9187181	61	8	717	4.837.240
Pittenhart	9189137	30	3	777	4.625.831
Markt	9171123	13	2	680	4.605.557
Burgkirchen a.d.Alz	9171113	13	2	552	4.212.515
Pfaffing	9187159	1	3	595	3.848.754
Unterneukirchen	9171135	12	4	575	3.838.877
Kirchweidach	9171122	44	3	640	3.605.685
Kolbermoor	9187150	16	1	750	3.385.255
Rosenheim	9163000	153	5	570	3.200.269
Rott a.Inn	9187170	81	5	454	3.100.040
Aschau a.Inn	9183113	53	2	495	2.747.681
Altötting	9171111	21	1	779	2.628.325
Bad Feilnbach	9187129	126	6	362	2.257.865
Rechtmehring	9183139	22	2	240	2.142.181
Bad Aibling	9187117	26	2	368	1.889.587
Ampfing	9183112	25	1	200	1.701.895
Teising	9171131	57	1	180	1.599.598
Töging a.Inn	9171132	43	1	330	1.547.347

Gemeindename	Gebiets- schlüssel	Versorgungs- flächen A in ha	Anzahl Bio- gasanlagen (BGA) ¹²⁶	Gesamt- leistung aller BGA ¹²⁶	Strom- einspeisung aller BGA ¹²⁶ (2013)
				P _{el} in kW	W _{el} in kWh
Neubeuern	9187154	52	3	190	1.426.232
Soyen	9187176	4	1	275	1.256.925
Altenmarkt a.d.Alz	9189111	2	1	137	859.472
Wonneberg	9189165	4	1	99	761.219
Reichertsheim	9183140	6	1	130	738.598
Wasserburg a.Inn	9187182	83	1	130	601.034
Rohrdorf	9187169	21	1	80	549.123
Raubling	9187165	30	1	45	478.368
Ramerberg	9187164	9	1	95	271.205
Aschau i.Chiemgau	9187114	57	1	90	169.410
Halfing	9187139	75	1	75	168.659
Söchtenau	9187174	6	1	30	145.382
Mühldorf a.Inn	9183128	42	1	19	100.281
Anger	9172112	40	1	44	44.115
Neuötting	9171125	2	0	0	0
Riedering	9187167	4	0	0	0

26.5 Cluster Bioerdgaseinspeisung

Deutschland besitzt ein Erdgasverbundnetz, welches zu den größten Energiespeichern gezählt wird. Bis zu 80 Tage des deutschen Erdgasverbrauchs können darin bevorratet werden. Somit bietet die Einspeisung von Bioerdgas in das Erdgasnetz eine Alternative zur Stromerzeugung mittels BHKW und der lokalen Wärmevermarktung. Jedoch sind die Anforderungen an die Qualität des gereinigten und aufbereiteten Bio-Erdgases für eine Einspeisung und die damit verbundenen Investitionskosten hoch. In Bayern gibt es bisher nur 18 Biogasanlagen, die eine Erdgasaufbereitungsanlage betreiben (Bensmann, 2017).

Die spezifischen Investitionskosten (vgl. Abbildung 289) für eine Gasaufbereitungsanlage einer typischen süddeutschen Biogasanlage mit einer elektrischen Leistung von 250 kW und einer damit entsprechenden Rohgasproduktion von rd. 300 Nm³ pro Stunde liegen zwischen 3.000 und 4.000 € pro Normkubikmeter (FNR, 2014). Somit ergibt sich für eine Gaseinspeiseanlage mit einem Output von rd. 300 m³ Rohbiogas pro Stunde ein Investitionsvolumen von rd. 1 Mio. € (Abbildung 288). Hinzu kommen jährliche Betriebskosten in Höhe von ca. 80.000 €/a (geltend für eine Druckwechseladsorptionsanlage (Bspw. Hersteller Carbotech); Annahme: Stromkosten 0,12 €/kWh).

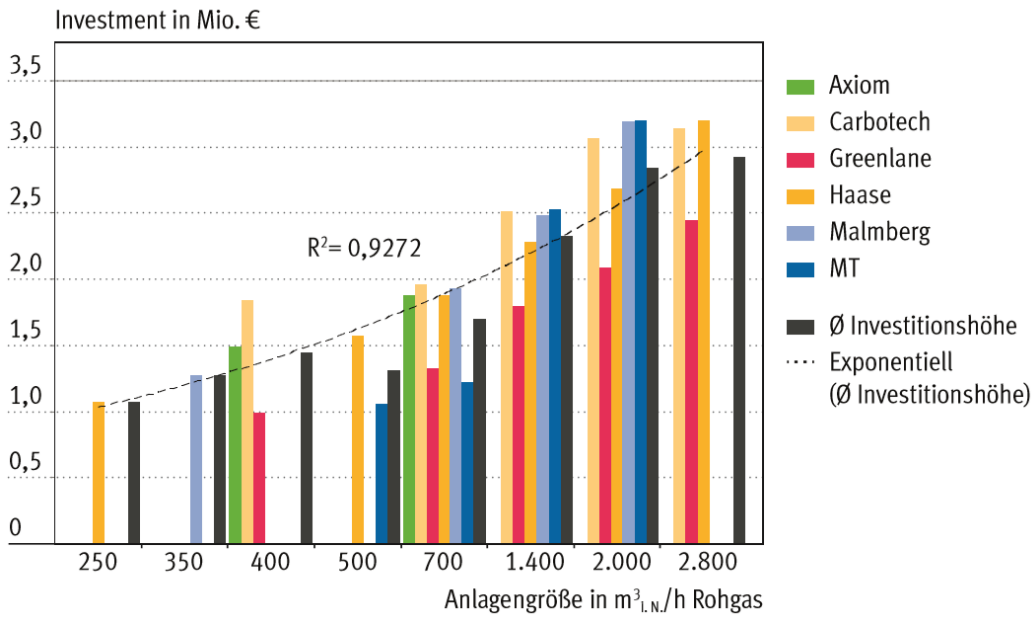


Abbildung 288: Absolute Investitionen für Anlagen zur Biogasaufbereitung (Quelle: FNR, 2014)

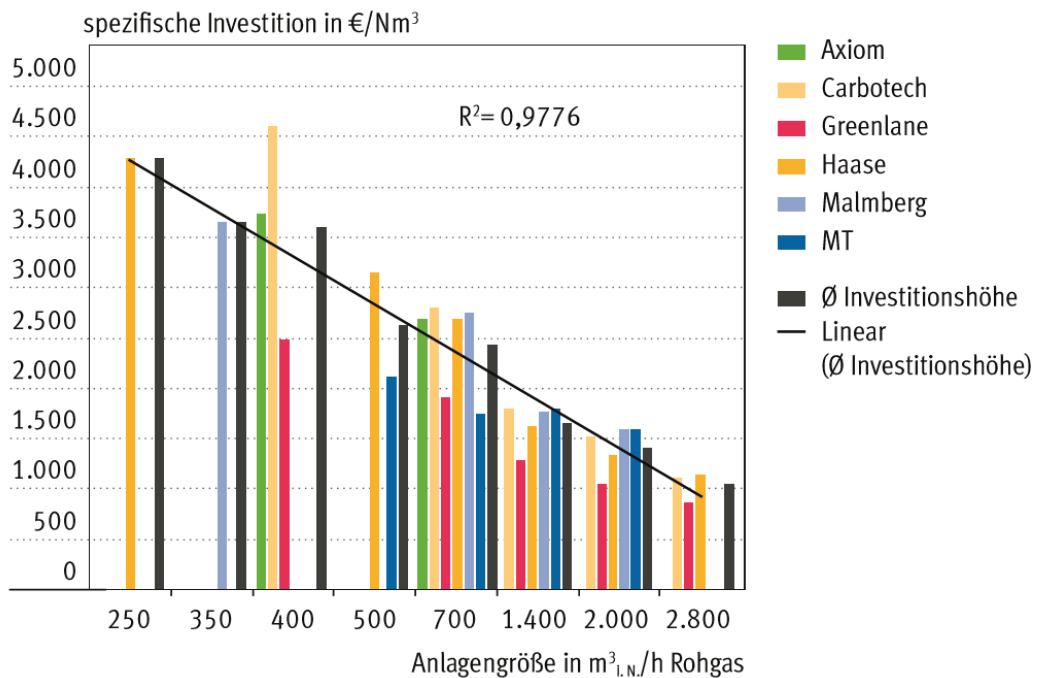


Abbildung 289: spezifische Investitionskosten für Anlagen zur Biogasaufbereitung (Quelle: FNR, 2014)

Durch Skalierungseffekte können aber enorme Investitionskosten eingespart werden. Skalierungseffekte können bspw. durch den Zusammenschluss von mehreren Biogasanlagen zu einer Aufbereitungsanlage erreicht werden. Typische Größen für wirtschaftlich zu betreibende Biogasaufbereitungsanlagen sind ab einer Rohbiogasmenge von 1.000 bis 1.200 m³ pro Stunde. Dies entspricht einer elektrischen Leistung von rd. 0,8 bis 1,0 MWe. Wichtig für die Einspeisung von aufbereitetem Bioerdgas ist zudem die Nähe zu einer Erdgasleitung.

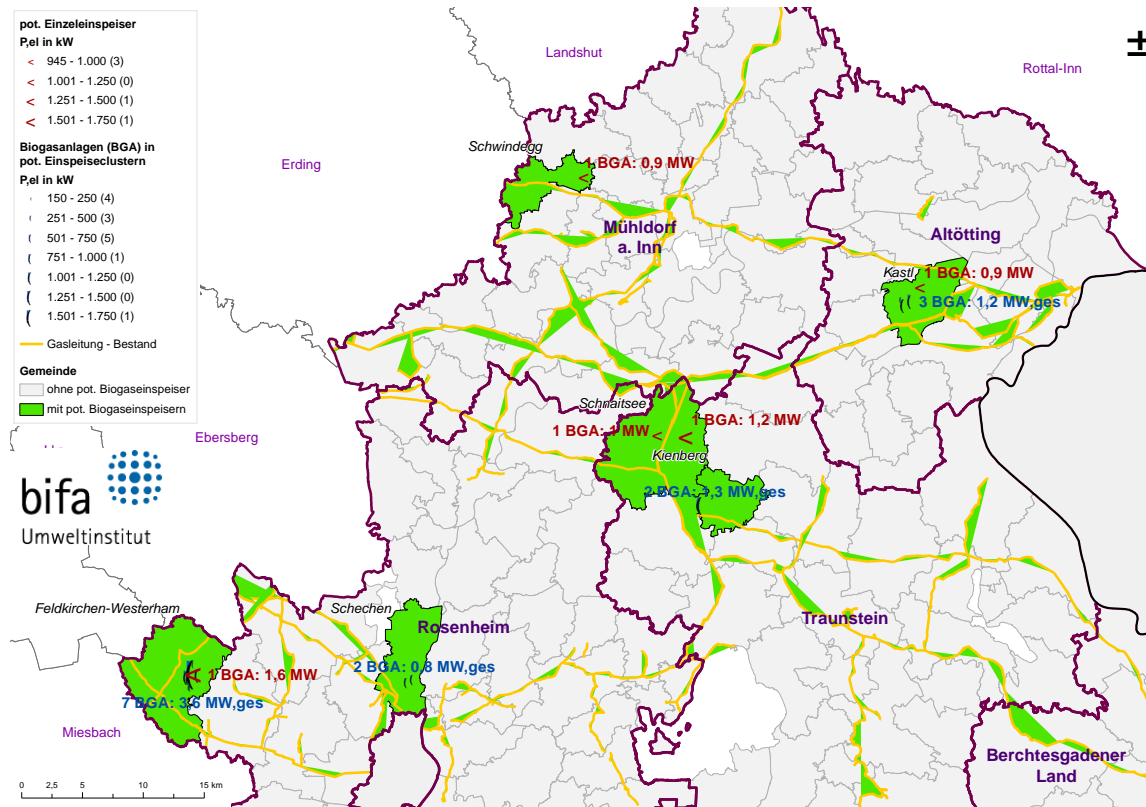
Die Auswertung des RPV18 zur Bündelung von Biogasanlagen zur gemeinsamen Erdgasaufbereitung und -einspeisung erfolgte deshalb unter diesen Annahmen:

- Biogasanlagen mit Abstand zum Erdgasnetz von maximal 3.000 m
- Bündelung von Biogasanlagen die zueinander in einem Umkreis von 1.000 m liegen

Potenzielle Maßnahmen:

Es wurden sechs Gemeindegebiete mit potenziell günstigen Standorten für Bioerdgasaufbereitungs-Projekte ermittelt (siehe Abbildung 290):

- Schwindegg
 - Einzelanlage 0,9 MWel.
- Kastl
 - Einzelanlage 0,9 MWel.
 - Zusammenschluss von drei Biogasanlagen 1,2 MWel.
- Schnaitsee
 - Einzelanlage 1,2 MWel.
 - Einzelanlage 1,0 MWel.
- Kienberg
 - Zusammenschluss von zwei Biogasanlagen 1,3 MWel.
- Rosenheim
 - Zusammenschluss von zwei Biogasanlagen 0,8 MWel.
- Feldkirchen-Westerham
 - Einzelanlage 1,6 MWel.
 - Zusammenschluss von sieben Biogasanlagen 3,6 MWel.



Eine individuelle Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu Biogasanlagen u. a. mit Bioerdgasaufbereitung kann unter folgendem Link durchgeführt werden (KTBL, o.D.):

<http://daten.ktbl.de/biogas/startseite.do?zustandReq=1&selectedAction=showMona#start>

26.6 Cluster Energieparkplätze Biomasse

Zur Unterstützung des Ausbaus der E-Mobilität im RPV18 wurden mittels Geoinformationsdaten geeignete Standorte für Ladestationen ermittelt. Dazu wurden Parkplätze an Staatsstraßen, Bundesstraßen und Autobahnen herausgefiltert, in deren Umkreis von maximal einem Kilometer eine Biogasanlage mit einer elektrischen Leistung von mindestens 100 kWel ist. Fanden sich Biomasseanlagen, wurde analysiert, ob sich im Umkreis von 1 km weitere erneuerbare Energieanlagen befinden. Die Auswerteergebnisse sind in Abbildung 291 und Tabelle 88 dargestellt.

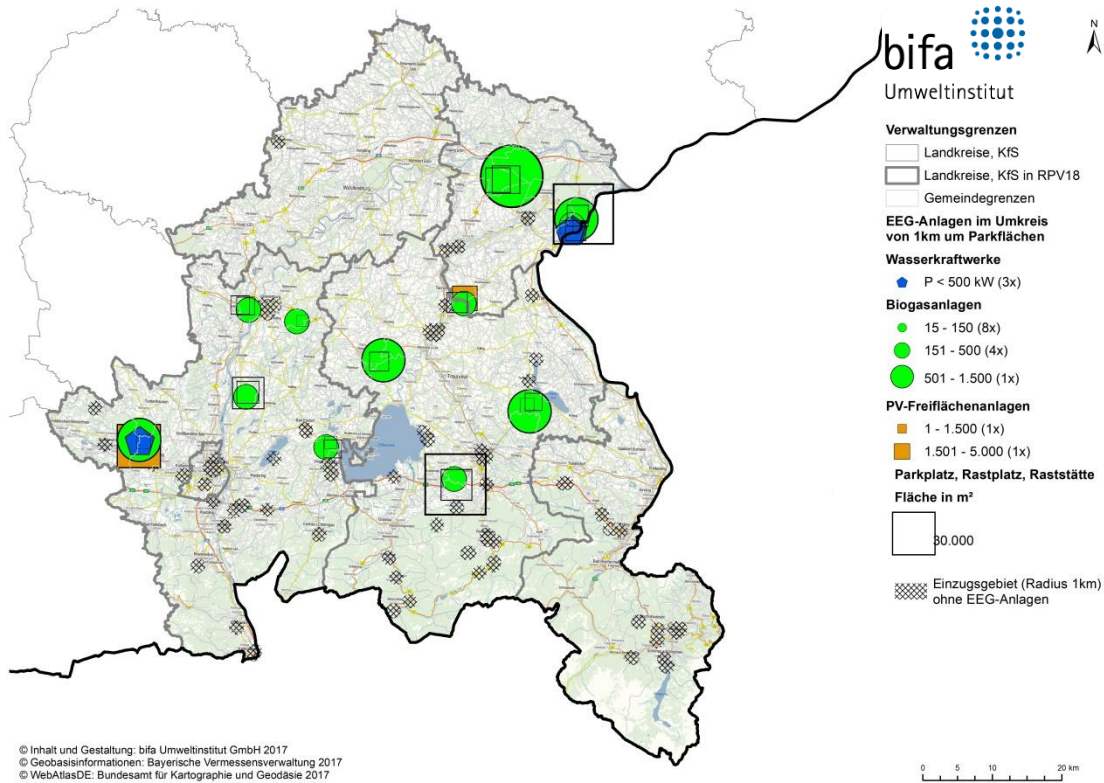


Abbildung 291: georeferenzierte Standorte für Energieparkplätze gespeist aus Biomassestrom – potenzielle Maßnahmen für den Sektor Verkehr (Cluster Energieparkplätze Biomasse)

Tabelle 88: Daten zu geeigneten Standorten für Energieparkplätze versorgt durch Biomassestrom (Cluster Energieparkplätze Biomasse)

Areal	Landkreis	Gemeinde	Ortschaft	Parkplatz (PP)	Parkfläche* in m ²	Verkehrs- achsen	Anlagentyp	Leis- tung* in kW
1	Altötting	Altötting	Altötting	PP an der Burghauser Straße	12.300	ST2107 B299	Biogasanlage	780
2	Traunstein	Trostberg	Purkering	PP am Landgasthof	7.100	ST2357	Biogasanlage PV-Freiflächenanlage	100 1.860
3	Rosenheim	Wasserburg am Inn	Reitmehring	PP am Bahnhof	5.100	B15 B304	Biogasanlage	130
4	Rosenheim	Eiselfing		Rastplatz an der Bundesstraße	2.000	B304	Biogasanlage	100
5	Traunstein	Obing	(zw. Obing und Seeon-Seebruck bei Landerstsham)	PP am Griessee	6.300	B304 ST2094	Biogasanlage	280
6	Traunstein	Waging a. See	Waging a. See	PP am Bahnhof	5.100	ST2105	Biogasanlage	180
7	Rosenheim	Vogtareuth	Vogtareuth	Parkplätze am Krankenhaus	24.700	ST2359	Biogasanlage	100
8	Rosenheim	Rimsting	Schafwaschen	Bootsanleger am Chiemsee	2.400	ST2093	Biogasanlage	140
9	Traunstein	Bergen	Bernhaupten	Raststätte Hochfellen	77.100	A8	Biogasanlage	100
10	Rosenheim	Bad Aibling	Mietraching	Hotelparkplatz	3.100	ST2089	Biogasanlage	160
							PV-Freiflächenanlage	2.300
							Wasserkraftanlage	1-500

*) Werte gerundet

26.7 Zusatzkriterium: Flexibilisierte Biogasanlagen 2013

Aus den Bestandsdaten ließen sich weitere Eigenschaften ableiten, die Aussagen zum Betrieb der Biogasanlage geben. Bspw. sind Biogasanlagen, welche 2013 bereits mit hoher Wahrscheinlichkeit flexibel betrieben wurden und am Regelmarkt teilnahmen mit einem Asterix (*) gekennzeichnet (siehe Maßnahmenliste Anlage 1).

Die Auswertung erfolgte anhand eines Vergleichs des vergüteten Stromertrags mit der gemeldeten installierten Nennleistung der entsprechenden Biomasseanlage. Dazu wurde aus dem Quotient des Stromertrags 2013 zur Nennleistung die Volllaststundenzahl für das Jahr 2013 errechnet. Lag diese über 6.000 Volllaststunden, wurde angenommen, dass die Biogasanlage 2013 nicht flexibel betrieben wurde. Lag die Volllaststundenzahl hingegen bei weniger als 6.000 h pro Jahr, so wurde in der Auswertung davon ausgegangen, dass die Biogasanlagenbetreiber die Anlage flexibel führen. Solche Anlagen sind für die Bereitstellung von Spitzenlaststrom zu bevorzugen (Welteke-Fabricius, 2017).

Im Sinne einer zielgerichteten Umsetzung der Energiewende und Effizienzsteigerung im Bereich der Energieversorgung, sollten bisher nicht flexibilisierte Biogasanlagen auf flexibilisierte Betriebsweise umgestellt werden. Durch eine Flexibilisierung aller Biogasanlagen durch die vom EEG geförderte maximale 5-fache Überbauung kann eine Spitzenleistung von bis zu 450 MWel im RPV18 erreicht werden. Dies entspricht der Leistung eines großen Gaskraftwerks.

26.8 Weitere Ausführungen zur Effizienzsteigerung von Biomasseanlagen

26.8.1 Grundlagen Kraft-Wärme gekoppelter Biomasseanlagen

Im Energiekonzept der Deutschen Bundesregierung vom Herbst 2010 spielt der Ausbau der Kapazitäten von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) und damit auch Biomasseheizkraftwerke eine wichtige Rolle. Dahinter steckt die Tatsache, dass durch die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme hohe Gesamtwirkungsgrade erzielt werden können. Dabei wird neben Strom – einer hochwertigen Energieform – auch Abwärme erzeugt. Während Strom für äußerst vielfältige Zwecke verwendet werden kann, hängen die Nutzungsmöglichkeiten der Abwärme von dessen Exergiegehalt ab. Zudem werden typische Abwärmepemperaturen aus KWK-Anlagen von 50 bis 130 °C als eher niederkalorisch bezeichnet (Stromgeführte Anlagen die im Kondensationsbetrieb gefahren werden, erreichen maximale Temperaturen unter 100 °C). Deshalb wird der Abwärme ein relativ geringer Exergiegehalt zugeschrieben. Das Nutzungspotenzial wird aufgrund der eingeschränkten Verwendungszwecke mit gering bis mäßig eingestuft. Eine sinnvolle und nahezu vollständige Nutzung der Abwärme ist aber Voraussetzung zum Erreichen hoher Gesamtnutzungsgrade von bspw. Biomasseheizkraftwerken. Die Restwärme aus der Stromerzeugung mit Temperaturen von ca. 50 bis 130 °C – je nach Anlagentyp – wird deshalb überwiegend zur Bereitstellung von Heizwärme für Wohn- und Nutzgebäude, wie Ein- oder Mehrfamilienhäuser sowie Büro- oder Verwaltungsbauten, herangezogen. Vielerorts werden aufgrund des Zuwachses an KWK-Anlagen aus dem Bereich Biogasnutzung Nah- und Fernwärmenetze neu errichtet oder bestehende Netze ausgebaut.

Die Höhe des Gesamtnutzungsgrades von Biomasse-KWK-Anlagen hängt dabei maßgeblich von der Häufigkeit einer zeitgleichen Nachfrage von Strom und Wärme ab, welche durch die betreffende Anlage gedeckt werden soll. Im optimalen Fall würde die Nachfrage an Wärme vollständig mit der Nachfrage an Strom korrelieren. Dies würde aus ökologischer Sicht zu einem Minimum an Primärenergieeinsatz führen und sich zudem günstig auf die Ökonomie einer KWK-Anlage auswirken, da der eingesetzte Brennstoff bestmöglich eingesetzt werden würde.

Dies kann nur erreicht werden, wenn die Auslegungen von KWK-Anlagen sich am Grundlastbedarf von Strom und Wärme bewegen. Ist dies nicht möglich, so sollte für KWK-Anlagen, die in Fernwärmenetze einspeisen, aus ökologischen Gründen einer wärmebedarfsorientierte Betriebsweise Vorrang gegeben werden. Somit kann z.B. ein Betrieb im Kondensationsbereich als reine Stromerzeugungsanlage vermieden und der damit verbundene ökologische Vorteil ausgespielt werden.

KWK-Anlagen weisen i. d. R. um bis zu 10 % niedrigere Wirkungsgrade in der Stromerzeugung auf als reine Stromerzeugungsanlagen ($\eta_{\text{GuD,S.d.T.,elektr.}} \sim 58\%$). Dies gilt auch für Biomasseheizkraftwerke, deren Stromwirkungsgrad bei maximal 30 % liegt (siehe auch Abschnitt 26.8.3 Effizienzsteigerungspotenzial von Biomasseanlagen bei der Stromerzeugung). Im Mittel kann von einem Wirkungsgrad von 20 bis 25 % ausgegangen werden (CARMEN e.V., kein Datum). D. h., insbesondere bei mit Biomasse betriebenen KWK-Anlagen sollte bei mangelnder Wärmeabnahme z.B. in der Sommerzeit eine Einspeisung von Strom ins Netz ausgesetzt werden, da sich ansonsten der Vorteil in der Primärenergieeinsparung in einen Nachteil gegenüber reinen Stromerzeugungsanlagen verkehren kann (Erdmann, 2010). Aus betriebswirtschaftlichen Gründen ist dies – z.B. bei Biomasseanlagen, die nach dem EEG gefördert werden, aber auch bei Kraft-Wärme gekoppelten Gaskraftwerken, wenn es um die Bereitstellung von Spitzenstrom geht – nicht immer umsetzbar (DPG, 2010). Somit besteht kurz- bis mittelfristig für stromgeführte KWK-Anlagen die Gefahr, Überkapazitäten an Wärme, insbesondere in den Sommermonaten, bereitzustellen, die keiner Verwendung zugeführt werden können.

Langfristig können sich, wie Erdmann und Dittmar (Erdmann, 2010) zeigen, sogar bei wärmegeführten KWK-Anlagen Engpässe bei der Einspeisung ins Stromnetz ergeben, da es bis 2030 durch

den parallel stattfindenden Ausbau erneuerbarer Energien zu zeitlichen Überschneidungen in der Stromproduktion von KWK-Anlagen und z.B. Windkraftanlagen kommen und zeitweise damit zu einer „negativen“ Residuallast führen kann. Hierzu wäre ein Abgleich mit den Ergebnissen zu den erneuerbaren Energien Windkraft und Sonnen zielführend.

Dies sollte bei weiteren Planungen bzgl. des Ausbaus von KWK- und Biomasse-Anlagenkapazitäten von den regionalen Energieversorgern zukünftig trotz des gesetzlichen Vorrangs von KWK- und EE-Strom aus ökologischer Sicht berücksichtigt werden.

26.8.2 Grundsätzliche erzeugerseitige Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung von Biomasseheizkraftwerken - Wärmenutzung

Die Effizienzsteigerung der Wärmenutzung ist in Abhängigkeit von der individuellen Anlagensituation. Am Standort vorhandene Wärmenutzer oder Wärmenetz spielen dabei eine Schlüsselrolle. Allgemein können folgende Aussagen zur Effizienzsteigerung nach Rücksprache mit Experten im Wärmebereich getroffen werden.

Eine Absenkung der Rücklauftemperaturen bewirkt, dass die in der transportierten Masse des Wärmeträgermediums (Wasser) enthaltene Energie besser ausgenutzt wird (in einem Kubikmeter Wasser sind ca. 1,16 kWh an Energie enthalten, die bei einer Temperaturabsenkung um 1 K, genutzt werden können). Auf diese Weise könnten auf Erzeugerseite durch Verbesserungen auf der Kundenseite nach Auffassung von Fernwärmeexperten der Stadtwerke Ulm, Augsburg und Rosenheim insgesamt bis zu 20 % an Wärmeleistung eingespart werden. Dies würde letztendlich auch zu Energiekosteneinsparung beim Kunden führen, setzt aber nach Erfahrungen bspw. der Stadtwerke Rosenheim eine enge fachliche Zusammenarbeit zwischen den Stadtwerken und den in der Region tätigen Handwerksbetrieben und auch Architekten im Bereich des Heizbaus voraus. Insbesondere sind die richtige Installation von Fernwärmeanschlüssen und die angepasste Planung der dazugehörigen Haustechnik von großer Bedeutung (Zaitscheck, 2010).

Parallel erlauben optimierte Kundenanschlüsse auf Erzeugerseite auch Maßnahmen zur Absenkung der Vorlauftemperaturen, die eine weitere Effizienzsteigerung des Fernwärmenetzes, vor allem in der warmen Jahreszeit, anstreben. Ziel vieler Fernwärmenetzbetreiber ist es, ein Heiz- oder Heißwassernetz mit Temperaturen von bis zu 130 °C im Vorlauf und rd. 70 °C im Rücklauf auf 70 – 80 °C im Vorlauf und ca. 40 °C im Rücklauf zu drücken. Damit können die Netzverluste gesenkt werden und es würde zugleich einer Optimierung der Stromproduktion in den Biomasseheizkraftwerken dienen (siehe auch GEOTHERMIE Abschnitt „Optimierungspotenziale Nah- und Fernwärmeversorgung“).

26.8.3 Effizienzsteigerungspotenzial von Biomasseanlagen bei der Stromerzeugung

Grundsätzlich gibt es für Biomasseanlagen zwei Möglichkeiten der direkten Effizienzsteigerung im Bereich der Stromerzeugung:

- a) Nachverstromung mittels ORC-Prozess, geeignet für Biomasseheizkraftwerke und Biogas-BHKW
- b) Modernisierung von alten BHKW Stromerzeugungsanlagen im Bereich der Biogasnutzung, sogenanntes Repowering

Zu a.:

Die Anzahl der im Regionalen Planungsverband Südostoberbayern installierten Nachverstromungsaggregate an Biomasseanlagen ist nicht bekannt. Es wird aber davon ausgegangen, dass bisher, wie in anderen Regionen von Bayern, nur in Einzelfällen Nachverstromung mittels eines ORC-Prozess umgesetzt ist (mdl. Aussage zur Bedeutung von Biogasanlagen mit ORC-Prozess in Nord-Schwaben von Herrn Hannes Geitner; Fachberater für Landtechnik und erneuerbare Energien beim Amt für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten). Deshalb bietet sich grundsätzlich eine Nachrüstung aller geeigneten Anlagen an. Bisher auf dem Markt erhältliche Module zur Nachverstromung von bspw. Blockheizkraftwerks- und Biomasseheizkraftwerksabwärme liegen in einem Bereich von 10 bis 50 kW_{el} (Stockmann, et al., 2016). Sie beträgt etwa 10 % der thermischen Leistung und ist aber stark abhängig von der nutzbaren Abwärmetempera-

tur (siehe hierzu auch die Ausführungen zu ORC Anlagen im Teil GEOTHERMIE, Abschnitt „Effizienz und Optimierung von Tiefengeothermieanlagen“).

Tabelle 89: Modulgrößen ausgesuchter Nachverstromungsaggregate [Quelle Biogas Forum Bayern (Stockmann, et al., 2016)]

Anbieter	Technik	Wärmequelle	thermische Eingangsleistung in die NV \geq
Bosch KWK Systeme GmbH	ORC	verschieden	363 kW
Conpower Technik GmbH & Co. KG	ORC	verschieden	180 kW
Dürr Clean Technology Systems	ORC	Abgas	400 kW
energy intelligence LAB GmbH	ORC	Abgas	110 kW
etatherm GmbH	ORC	verschieden	300 kW
GMK mbH	ORC	verschieden	450 kW
Orcan Energy GmbH	ORC	Abgas	300 kW
PRO2 Anlagentechnik	ORC	verschieden	400 kW
UAS Messtechnik GmbH Orcodile	ORC	Abgas	500 kW
ElectroTherm	ORC	verschieden	300 kW
Langlechner GmbH & Co KG	Wasserdampf	Abgas	180 kW
SteamDrive GmbH	Wasserdampf	Abgas	250 kW

Somit sind für nahezu alle Biogasanlagengrößen geeignete Nachverstromungsanlagen auf dem Markt.

Folgende Annahme wird für die Berechnung des **technischen** Effizienzsteigerungspotenzials durch Nachverstromung getroffen:

- Berücksichtigung aller Biomasseanlagen die im Jahr 2013 bereits in Betrieb waren und Strom ins Netz eingespeist haben (Daten der Bestandsaufnahme)
- Datenbasis für die Berechnung ist die Vollaststundenzahl und der Stromertrag der Anlagen im Jahr 2013
- Der Wirkungsgrad der Nachverstromung hängt neben der nutzbaren Abwärmetemperatur auch von der Größe der Anlage ab. Größere Anlagen weisen in der Regel stabilere Rahmenbedingungen und eine gleichbleibende Betriebsführung auf. Deshalb werden für die Berechnung der Wirkungsgradsteigerung bei der Stromerzeugung drei Größenklassen folgendermaßen unterschieden:
 - $< 250 \text{ kW}_{el} = 8 \%$
 - $250 \text{ bis } < 500 \text{ kW}_{el} = 9 \%$
 - $> 500 \text{ kW}_{el} = 10 \%$

Die elektrische Leistung wird für die weitere Betrachtung der thermisch zur Verfügung stehenden Leistung gleichgesetzt.

- Zusätzlich zum technischen wird ein wirtschaftliches Effizienzsteigerungspotenzial ausgewiesen. Wirtschaftlich können lt. Stockmann (2010) im Bereich Biogas nur Anlagen betrieben werden, die nach dem EEG 2009 und 2012 vergütet werden. D. h. alle Anlagen die zwischen 2009 und 2013 in Betrieb gingen.
- Zudem sollte die Anlage eine thermische Leistung von mehr als 250 kW_{th} aufweisen. Die zusätzlich erzeugte Strommenge bei der Stromerzeugung kann vereinfacht bei einer

nutzbaren Abwärmetemperatur von rd. 100 °C angenommen werden (BHKW mit Abwärmerückgewinnung aus dem Abgas):

Bsp.: Biogasanlagen mit 250 kW_{el}

250 kW_{el} entspricht 250 kW_{th} nach Abzug des Eigenwärmebedarfs für die Beheizung der Fermenter der Biogasanlage

Bisherige Stromerzeugung im Jahr 2013 bei 7.000 Volllaststunden = 1,75 Mio. kWh_{el}

Zusätzliche Stromproduktion = 0,14 Mio. kWh_{el}

Im Ergebnis zeigt sich folgendes Effizienzsteigerungspotenzial für den RPV18

Tabelle 90: technisches Effizienzsteigerungspotenzial von Biogasanlagen durch Nachverstromung mittels ORC Anlage

Basisjahr 2013	bis 250 kW_{el}	ab 250 bis 500 kW_{el}	ab 500 kW_{el}	Gesamt
Anzahl der Anlagen	180	72	43	295
installierte Leistung in MW	23,2	26,0	36,9	86,1
Leistung mit ORC in MW	25,0	28,3	40,6	93,8
Ertrag 2013 in GWh/a	138,6	152,6	170,5	461,6
Stromertrag mit ORC in GWh/a	149,0	166,3	187,5	502,8

Tabelle 91: wirtschaftliches Effizienzsteigerungspotenzial von Biogasanlagen durch Nachverstromung mittels ORC Anlage - Biomasseanlagen die nach dem EEG 2009 und EEG 2012 vergütet werden

Basisjahr 2013	ab 250 bis 500 kW _{el}	ab 500 kW _{el}	Gesamt
Anzahl der Anlagen	30	9	39
installierte Leistung in MW	10,4	6,7	17,1
Leistung mit ORC in MW	11,3	7,4	18,7
Ertrag 2013 in GWh/a	56,1	32,4	88,5
Stromertrag mit ORC in GWh/a	61,1	35,6	96,7

In Abbildung 292 ist die Anzahl der Anlagen, die für ORC-Prozesse geeignet sind durch Schraffur gekennzeichnet (unschraffiert=1; schraffiert=2) und die Menge an zusätzlich gewinnbarem Strom nach ihrer Größenordnung farblich markiert (je dunkler, desto größer die Menge).

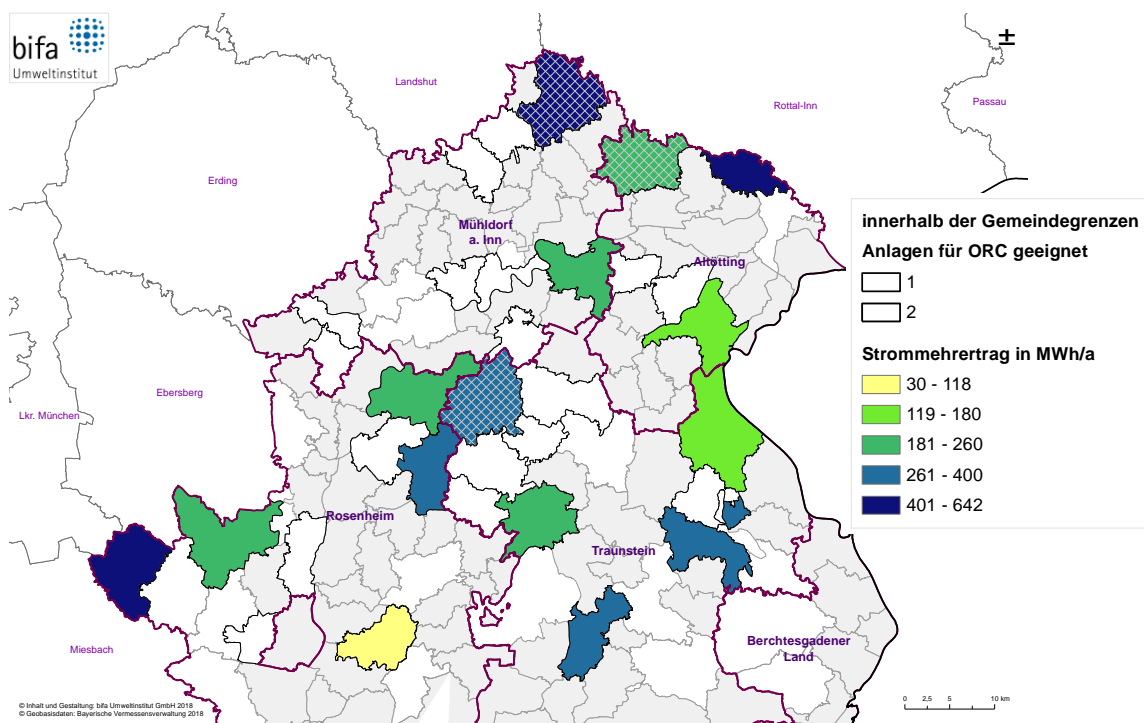


Abbildung 292: Strommehrertrag aus ORC in den Gemeinden mit 1 bis 2 potentiell geeigneten Anlagen (EEG2009, EEG2012 mit mehr als 250 kW_{el} BHKW Leistung)

Zu b.:

Ein weiteres Effizienzsteigerungspotenzial, welches durch die Altersstruktur des Biogasanlagenbestands bestimmt wird, ist der Effizienzgewinn durch Erneuerung der bestehenden Stromerzeugungsanlagen. Biogasanlagen, die direkt den mittels BHKW erzeugten Strom in das Stromnetz einspeisen, müssen alterungsbedingt das BHKW alle 6 bis 10 Jahre in Abhängigkeit von der erreichten Betriebsstundenzahl ersetzen. Im Mittel kann davon ausgegangen werden, dass jede Biogasanlage nach 8 Jahren ein neues, modernes und dementsprechend effizienteres BHKW mit verbesserter Stromkennzahl in Betrieb nimmt.

Die Wirkungsgradverbesserung bei der Stromerzeugung lag in Abhängigkeit von der Leistungsklasse in den letzten 10 Jahren im Mittel bei 1 bis 3 % (ASUE BHKW Kenndaten: Vergleich der mittleren Wirkungsgrade aus den Jahren 2005, 2011 und 2015).

Im Mittel kann für die definierten Leistungsklassen folgende Wirkungsgradsteigerung für Ersatz-BHKW die bis 2020 modernisiert werden, angenommen werden:

Modernisierung bis 2020

Leistungsklasse Wirkungsgradsteigerung

< 250 kWel 3,0 %

> 250 kWel bis 500 kWel 2,5 %

> 500 kWel 1,0 %

Modernisierung ab 2021

Leistungsklasse Wirkungsgradsteigerung

< 250 kWel 1,5 %

> 250 kWel bis 500 kWel 1,0 %

> 500 kWel 0,5 %

Somit ergibt sich die in Tabelle 92 und Abbildung 293 dargestellte Effizienzsteigerung durch Modernisierung des BHKW-Anlagenbestands bei der Erzeugung von Strom aus Biogas:

Tabelle 92: Effizienzsteigerungspotenzial durch Modernisierung von Biogas-BHKW

Basisjahr 2013	Zusätzlicher Stromertrag in MWh/a	Zusätzlicher Stromertrag in %
2018 bis 2020	3.405	0,48
2018 bis 2030	57.418	1,78

Diese Effizienzsteigerungen lassen sich nur erreichen, wenn die bestehenden Anlagenleistungen konsequent weiter ertüchtigt werden und über den EEG-Förderzeitraum von 20 Jahren hinaus betrieben werden.

In Abbildung 293 sind die Auswirkungen einer konsequenten Effizienzsteigerung im Regionalen Planungsverband 18 (graue Balken) bis 2030 dargestellt. Die Auswirkungen des Abschaltens aller Anlagen nach einer Laufzeit von 20 Jahren ist für die Landkreise (farbige Balken) gestapelt dargestellt. Da aktuell keine funktionierenden Anreizsysteme für die Neuerrichtung von Biogasanlagen existieren, wird in dieser Prognose mit keinem weiteren Zubau gerechnet.

Besonders einschneidend fällt das Anlagensterben zwischen den Jahren 2025 und 2027 aus. Im Mittel über alle Landkreise sinkt die Stromproduktion auf unter 50% des heutigen Wertes.

Wird dieser Prognose nicht entgegengearbeitet, könnte sich die Stromproduktion durch Biogasanlagen im Jahr 2030, trotz weiterer Effizienzerhöhung drastisch, auf unter 27% des heutigen Wertes verringern.

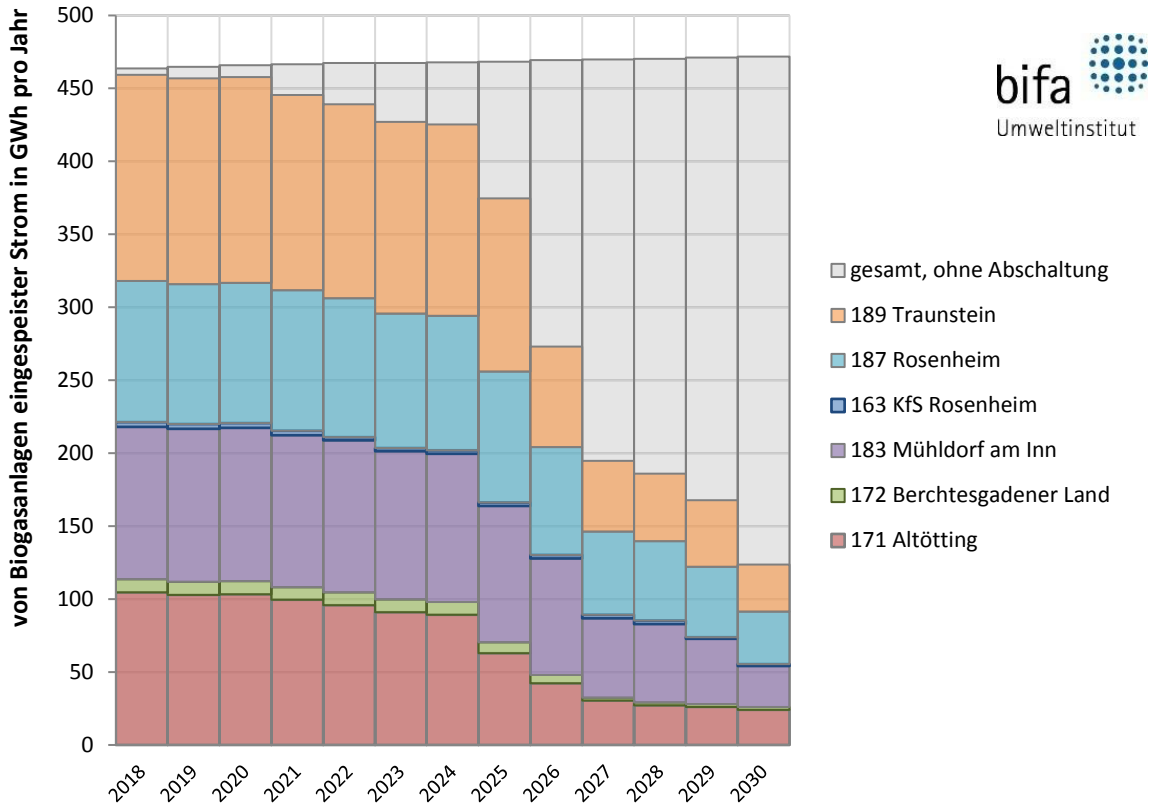


Abbildung 293: Stromertrag aus Biogas Effizienzgewinn und Abschaltungsfolgen (grau = Ertragsmenge RPV18 gesamt ohne Abschaltung von Biogasanlagen mit Effizienzsteigerungsmehrertrag; Basisjahr 2013)

26.8.4 Exkurs: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Nachverstromung

Eine beispielhafte **Wirtschaftlichkeitsbetrachtung** ist im Kurzbericht „Nachverstromung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen – EEG und Wirtschaftlichkeit“ vom Biogas Forum Bayern hinterlegt. Zusammenfassend zeigt sich das in Tabelle 93 dargestellte Ergebnis für typische Anlagen des RPV18 mit wirtschaftlichem Potenzial.

Die Berechnungen weisen für Biogasanlagen mit einer elektrischen BHKW Leistung von 250 bzw. 500 kW_{el} Renditen von bis zu fast 17 % aus. Die angelegte Nutzungsdauer der Nachverstromungsanlage wurde dabei mit 10 Jahren angesetzt, der kalkulatorische Zinssatz mit 3 %. Der zusätzliche Stromertrag, der über das EEG 2009 bzw. 2012 vergütet wird, wurde dabei mit 8 % angenommen.

Tabelle 93: Kalkulation der Gesamtkapitalrentabilität getrennt nach EEG und Leistungsklasse [Anlehnung an (Stockmann, et al., 2016)]
Jahreskalkulationen, Nutzungsgrad 8 %, Nutzungsdauer 10 Jahre

EEG	2009		2012	
	Leistung BHKW	500 kW _{el}	250 kW _{el}	500 kW _{el}
Anschaffungswert	192.500 €	122.500 €	192.500 €	122.500 €
Zusätzliche Einnahmen durch Nachverstromung	40.179 €/a	20.090 €/a	40.377 €/a	20.189 €/a
Kapitalkosten Investition ORC Anlage	25.823 €/a	16.360 €/a	25.823 €/a	16.360 €/a
Betriebskosten	1.655 €/a	1.337 €/a	1.655 €/a	1.337 €/a
Summe jährliche Kosten	27.478 €/a	17.697 €/a	27.478 €/a	17.697 €/a
Gewinn durch Nachverstromung*	12.701 €/a	2.393 €/a	12.899 €/a	2.492 €/a
Mittlere Gesamtkapitalrendite**	16,6 %	7,3 %	16,8 %	7,5 %

* Unternehmerngewinn = Einnahmen – Ausgaben – Lohnansatz

** Gesamtkapitalrendite = (Unternehmensgewinn + Zins)/(Anschaffungswert/2)

26.9 Regional angepasste Speichertechnologien und Speichermöglichkeiten

Das Thema regional angepasste Speichertechnologien und Speichermöglichkeiten wurde im Teil Wasserkraft ausführlich behandelt. Die Ausführungen sind übertragbar auf die erneuerbare Energie Biomasse. Folgend wird deshalb nur auf Aspekte, die sich speziell auf die erneuerbare Energie Biomasse beziehen, gesondert eingegangen.

26.9.1 Speichermöglichkeiten Bioerdgas im RPV18

In Deutschland können derzeit an 39 Standorten rd. 24 Mrd. m³ Erdgas in Poren- oder Kavernenspeicher zwischengelagert werden. Dies entspricht etwa einem Viertel der in Deutschland benötigten Jahresmenge an Erdgas. Die deutsche Gaswirtschaft verfügt über das größte Speichervolumen in der Europäischen Union (siehe Abbildung 294).

Identifizierte Projektcluster zur Effizienzsteigerung

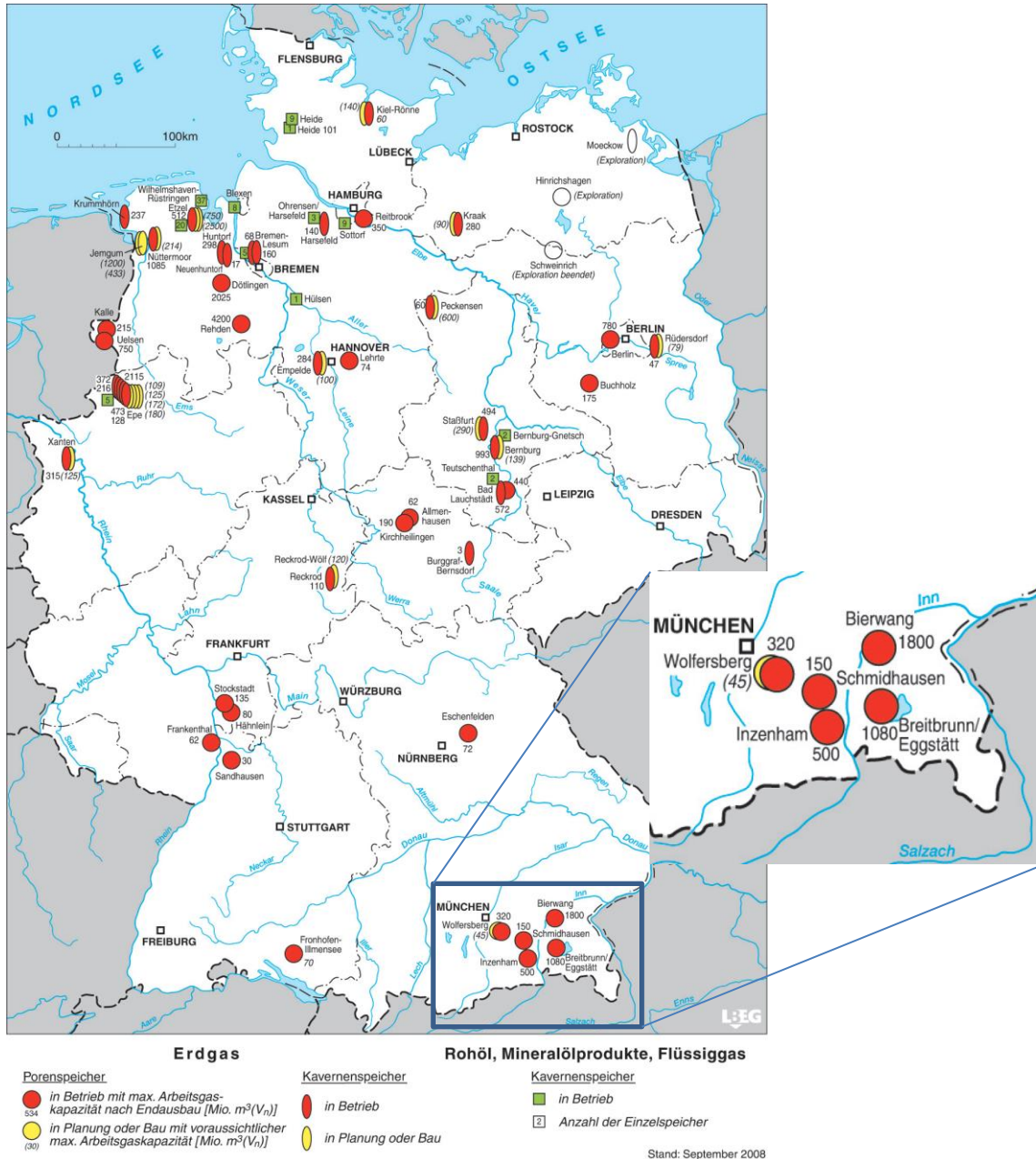


Abbildung 294: Überblick zu Erdgasspeicher in Deutschland (Sedlacek, 2009)

In Süddeutschland sind hauptsächlich Porenspeicher im Bereich des süddeutschen Molassebeckens in Betrieb. Im Regionalen Planungsverband 18 ist dies ein Poren-Erdgasspeicher in Breitbrunn / Eggstätt in der Nähe des Chiemsees mit einer nutzbaren Speichergröße (Arbeitspeichergöße) von rd. 1.080 Mio. m³ Erdgas bzw. mehr als 11,9 Mrd. kWh Energie und der Porenspeicher in Bierwang im Landkreis Mühldorf mit einer nutzbaren Speichergröße von 1.800 Mio. m³ Erdgas bzw. mehr als 19,8 Mrd. kWh Energie (vereinfachte Annahme: 1 m³ Erdgas = 11 kWh).

Das gesamte Speichervolumen beträgt in Breitbrunn / Eggstätt rd. 2.075 Mio. m³ und in Bierwang 3.140 Mio. m³ (Bio-)Erdgas.

Der Porenspeicher in Breitbrunn / Eggstätt wird gemeinsam von der Mobil Erdgas-Erdöl GmbH (MEEG), ExxonMobil Production Germany GmbH (EMPG), der ExxonMobil Gas Storage GmbH (EMGSG, der RWE Dea AG und E.ON Gas Storage GmbH betrieben. Letztere, die E.ON Gas Storage GmbH, betreibt auch den Porenspeicher in Bierwang.

Das nutzbare Speichervolumen entspricht bspw. einer Biogasproduktion von rd. 1.376 MWe Leistung bei einer Volllaststundenzahl von 8.760. Die derzeitige Biogasproduktion beträgt rd. 1,01 Mrd. kWh pro Jahr. Dies entspricht einem Volumen von rd. 0,091 Mrd. m³ auf Erdgasqualität aufbereitetem Bioerdgas und beträgt somit weniger als ein Zwanzigstel der im RPV18 vorhandenen Erdgasspeicherkapazität.

Gespräche mit Gasnetzbetreibern bezüglich der Kapazität von Erdgasnetzen ergab, dass durch die Einspeisung von Bioerdgas keine erhöhten Gasnetzkapazitäten erforderlich sind. Die eingespeiste Gasmenge substituiert Erdgasimporte in den entsprechenden Leitungen. Somit richtet sich das in den Gasleitungen transportierte Gasmengenvolumen, nach dem jeweiligen Erdgasverbrauch (mdl. Mitteilung Erdgas Schwaben GmbH)¹²⁷.

Grundsätzlich kann bilanziell die Zwischenspeicherung einer kompletten Jahresproduktion an aufbereitetem Biogas der bisherigen Bestandsanlagen innerhalb des RPV18 stattfinden.

26.9.2 Speichermöglichkeiten fester Biomasse

Von den erneuerbaren Energien lässt sich feste Biomasse am unproblematischsten speichern, da diese als Brennstoff materiell vorliegt. Zudem ist sie saisonal lagerfähig und steht bei Bedarf zur Wärme-, Strom- und Kraftstoffproduktion zur Verfügung. Sie ist damit ideal geeignet zur Grundlastsicherung als auch zum Ausgleich von schwankenden Energieangeboten in Strom- oder Wärmenetzen.

Feste Biomasse wie Holz aus der Forstwirtschaft oder dem Betrieb von Kurzumtriebsplantagen kann in getrocknetem Zustand ebenso wie Kohle oder Erdöl über einen längeren Zeitraum, Monate und Jahre, in geeigneten Lagern gespeichert werden. Neben der Lagerung von bereits geerntetem Holz ist es möglich, den Zeitpunkt des Einschlages dem Bedarf anzupassen. D. h. Kurzumtriebsplantagen können zu Zeiten garantierter Abnahme geerntet werden, so dass eine Zwischenlagerung entfällt.

Zur Speicherung von einer MWh Energie in Form von getrocknetem Holz (Wassergehalt 15 %) wird ein Volumen von rd. 0,73 m³, gemessen in Schüttraummeter (srn) gebraucht. Um die Jahresproduktion der Kurzumtriebsplantagenpotenziale von 180.000 MWh zwischenzulagern, wäre somit ein Lagervolumen von rd. 131.000 m³ notwendig. Bei einer Stapelhöhe von bis zu 5 m entspricht dies einer Lagerfläche von knapp 30.000 m² (siehe auch Tabelle 94).

Tabelle 94: Abschätzung der benötigten Lagerkapazität für feste Biomasse für eine Jahresproduktion

Feste Biomasse – Lagerfläche bei einer Schütthöhe von 5 m	KUP	Waldholz	Altholz	Grüngut
Energiegehalt in MWh pro Jahr	179.925	1.085.554	142.342	268.515
Benötigte Lagerfläche in m ² (gerundet)	27.000	163.000	21.300	40.350
Lagervolumen in m ³ (gerundet)	135.000	815.000	107.000	202.000

Für die Lagerung von Brennholz sind bspw. alte Industriehallen mit einer Mindestfläche von 1.000 m² geeignet.

¹²⁷ Die Erdgas Schwaben GmbH (egs) besitzt langjährige Erfahrung im Betrieb und der Nutzung von Bioerdgasaufbereitungsanlagen (siehe auch: <http://www.biogaspartner.de/akteure/erdgas-schwaben-gmbh.html>)

Identifizierte Projektcluster zur Effizienzsteigerung

Zum Vergleich: Der Biomassehof Achenal besitzt in Näherung eine Lagerfläche von knapp 5.000 m² und könnte somit bei einer Stapelhöhe von 5 m gut 15 % der Jahresproduktion des Potenzials an Kurzumtriebsholz des RPV18 aufnehmen.

27 Projektansätze

27.1 Konkrete exemplarische Beispielprojekte

Nach Auswertung der ersten Potenziale und Ergebnisse der Clusteranalysen ergaben sich folgende Projektansätze¹²⁸:

1. **Regionale Stromvermarktung unter eigener Flagge (siehe Abschnitt 27.2):**
Entwicklung einer regionalen Strommarke unter Einbezug bestehender Akteure wie bspw. die Stadtwerke Rosenheim¹²⁹
2. **Entwicklung eines Instruments zur Identifizierung von Hot-Spots zur Direktvermarktung von Strom aber auch Wärme:**
Generieren von Informationen für potenzielle Verbraucher- und Erzeugerpaaren als post EEG-Option durch Direktstrom- und Direktwärmevermarktung unter Einbeziehung einer Prüfung von Satelliten BHKW sowie Förderung der E-Mobilität durch den direkten Verkauf von Biomasse-Strom an E-Tankstellen (Cluster E-Tankstellen, Cluster Mikrobiogas- und Wärmenetzbildung, Cluster Direktvermarktung von Strom und Wärme in Unternehmen)
3. **Bündelung von Biogasanlagen zur gemeinsamen Bioerdgasaufbereitung und -einspeisung:**
post EEG-Option für mittlere und große Biogasanlagen (Cluster Bioerdgaseinspeisung)
4. **Beratung von Biomasseanlagenbetreibern zur Sicherung der Anlagenkapazitäten über den Zeitraum der EEG-Vergütung hinaus:**
Fit machen für die Teilnahme an zukünftigen EEG Ausschreibungen für Bestandsanlagen.
Ziel: Erhalt der Anlagenleistung für die Zukunft als Beitrag zur Energiewende
5. **Virtueller Biomassehof**
Zusammenschluss regionaler Akteure auf dem Energieholzmarkt zur Verstärkung der regionalen Wertschöpfung und Effizienzsteigerung im Umgang mit dem Rohstoff Holz (siehe Dokumentation zum Workshop „Virtueller Biomassehof“, am 25.07.2017 in Bad Reichenhall).

Zu den einzelnen Projektansätzen fanden mit Akteuren im RPV18 intensive Gespräche und Arbeitstreffen statt (siehe auch Abschnitt 27.2):

- Im Workshop „Virtueller Biomassehof“, am 25.07.2017 in Bad Reichenhall wurden gemeinsam mit regionalen Akteuren des Holzmarktes im RPV18 die Chancen einer, insbesondere logistischen Kooperation in einem sogenannten virtuellen Biomassehof intensiv erörtert. Erfahrungen aus dem Landkreis Augsburg haben gezeigt, dass ein Schulterschluss zwischen den Akteuren zur Effizienzsteigerung und Optimierung führen kann. Der Kunde – auch Kommune – sowie die Rohstofflieferanten können dadurch profitieren. Dementsprechend waren Vertreter der Waldbesitzervereinigungen, Betreiber von Biomasseanlagen und Biomassehöfen zu einem ersten Sondierungsgespräch eingeladen (siehe auch Dokumentation zum Arbeitstreffen Anlage 2: Dokumentation Workshop „virtueller Biomassehof“).
- Ein Arbeitstreffen mit dem Thema „Roadmap Biogasnutzung post EEG“ fand am 23.10.2017 mit Vertretern der Biogas- und Energieversorgungsbranche statt. Das Ziel des

¹²⁸ Am 19.9.2017 im Steuerkreis vorgestellt

¹²⁹ Die Wuppertaler Stadtwerke ermöglichen es ihren Kunden, regional erzeugten Ökostrom direkt beim Erzeuger zu kaufen. Abgerechnet wird über eine Blockchain (Photovoltaik - epaper, 2017). Dieser Ansatz kann bspw. durch die Stadtwerke Rosenheim im RPV18 umgesetzt werden. Ein weiteres Projekt befindet sich derzeit in Wilpoldsried von den Allgäuer Überlandwerken in der Umsetzung (Carsten, 2017).

Arbeitstreffens war es, die Handlungsoptionen für einen wirtschaftlichen Betrieb von Biogasanlagen nach Ausscheiden aus der EEG Vergütung aufzuzeigen. Im Ergebnis wurden Inhalte für einen konkreten Projektansatz, „Roadmap Biogasnutzung post EEG“, von den Beteiligten entwickelt (siehe auch Dokumentation zum Arbeitstreffen Anlage 3: Dokumentation Arbeitstreffen „Roadmap Biogasnutzung post EEG“).

Im Ergebnis der intensiven Akteursbeteiligung hat sich gezeigt, dass die Projektansätze 2 bis 4 im Projektansatz „Roadmap Biogasnutzung post EEG“ integriert und als konkretes exemplarisches Beispielprojekt ausgearbeitet werden können. Zentrale Rolle wird die Energieagentur Südostbayern sowie die Stadtwerke Rosenheim spielen. Als weiteres konkretes exemplarisches Beispielprojekt wird der Projektansatz 5 „virtueller Biomassehof“ gesondert dargestellt.

Der Projektansatz 1 „Regionale Stromvermarktung unter eigener Flagge“ wurde intensiv während der Energiekonzepterstellung verfolgt, aber aufgrund mangelnder Umsetzungswahrscheinlichkeit zurückgestellt. Im folgenden Abschnitt sind die bisher erzielten Projektergebnisse dazu ausgeführt.

27.2 Projektansatz 1: Regionale Stromvermarktung [Green City Energy]

27.2.1 Projektbeschreibung

In der Region Südostoberbayern wird Strom aus verschiedenen regenerativen Quellen erzeugt (siehe Bestandsanalyse). In den meisten Fällen wird dieser im Rahmen des EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vermarktet. Es wurde geprüft, welche Möglichkeiten und Chancen einer regionalen Vermarktung innerhalb des Planungsverbandes bestehen. **Unter regionaler Vermarktung wird dabei der Verkauf von Strom aus der Region in der Region verstanden.** Das bedeutet, dass Strom, der innerhalb des Planungsverbandes 18 erzeugt wird, unter Verwendung einer regionalen Strommarke verkauft wird.

(Anmerkung: Unter „Stromdirektvermarktung“ wird im Allgemeinen die sog. „verpflichtende Direktvermarktung“ verstanden, die seit dem EEG 2014 für Anlagen ab einer bestimmten installierten Leistung besteht. Deshalb wird hier der Begriff „Regionale Stromvermarktung“ verwendet.)

27.2.2 Geschäftsidee und Möglichkeiten der Umsetzung

Die folgenden Punkte beschreiben im groben Überblick die Geschäftsidee der regionalen Stromvermarktung:

- Schaffung einer Strommarke, die den regionalen Aspekt in den Vordergrund stellt
- Virtueller Zusammenschluss verschiedener Stromerzeuger in der Region
- Identifikation eines Stromanbieters / Stromvermarkters als verantwortliches Unternehmen
- Organisation der technischen und organisatorischen Umsetzung
- Kundenakquise und Betreuung

27.2.3 Ansatzpunkte

Hinter der Idee einer regionalen Stromvermarktung stehen verschiedene Ansatzpunkte:

Aus Sicht der Anlagenbetreiber:

- Schaffung von Vermarktungsmöglichkeiten außerhalb des EEG (aktuell und Post-EEG, also nach Ablauf der garantierten Einspeisevergütung)

Aus Sicht der Verbraucher

- Regionaler Ökostrombezug

Aus Sicht der Stromvermarkter

- Aufbau eines regionalen Geschäftsmodells

Aus Sicht der Unterstützung der Energiewende

- Schaffung einer regionalen Identität
- Schaffung eines Instruments zur Öffentlichkeitsarbeit

27.2.4 Rahmenbedingungen

Im Gebiet des Planungsverbandes Südostoberbayern gibt es mit dem „**Rosenheimer Landstrom**“ der Stadtwerke Rosenheim seit 01. September 2016 die erste regionale Strommarke (Stadtwerke Rosenheim, o.D.). Über ein virtuelles Kraftwerk werden verschiedene Ökostromerzeuger in der Region zusammengeschlossen. Dabei handelt es sich überwiegend um Biogasanlagen, aber auch Photovoltaikanlagen. Mehr Informationen unter: <https://www.swro.de/rosenheimer-landstrom/> (Stadtwerke Rosenheim, o.D.).

Parallel dazu hat sich die Struktur **der bundesweiten Anbieter für Öko-Strom insbesondere in den letzten 2 Jahren stark gewandelt**. Viele Anbieter sind neu auf den Markt gekommen und versuchen, Ökostrom an Endkunden zu vermarkten. Dazu gehören große Discounter im Lebensmittelbereich wie Lidl und Aldi genauso dazu wie überregional agierende Stadtwerke, die BayWa oder der Deutsche Alpenverein mit dem Edelweiß-Strom. Sie alle werben um Kunden für Ökostrom. Die Konkurrenzsituation hat sich also deutlich verschärft.

27.2.5 Möglichkeiten der Umsetzung

Im Rahmen des Projekts wurden nicht nur theoretische Konzepte entwickelt, sondern auch konkret mit Unternehmen über die Möglichkeiten einer Umsetzung diskutiert. Dazu gehörten Gespräche mit der Firma vpp Energy (VPP Energy, o.D.), die virtuelle Kraftwerkslösungen anbietet. Von Seiten des Unternehmens besteht Interesse an der technischen Umsetzung des Projekts.

Die Gespräche mit den Stadtwerken Rosenheim verliefen ebenfalls sehr positiv. Es bestehen Angebote zur Unterstützung der Umsetzung der Projektidee auf verschiedenen Ebenen. Als einfachster Schritt könnte natürlich das Konzept „Rosenheimer Landstrom“ weiter ausgeweitet werden. Da dies jedoch aufgrund der Bezeichnung innerhalb der Region Südostoberbayern nicht sinnvoll erscheint, würden sich die Stadtwerke auch an den Wünschen des Planungsverbandes 18 orientieren und die Bereitstellung aller notwendigen technischen und abrechnungstechnischen Voraussetzungen anbieten.

Es wäre also jederzeit möglich, eine regionale Strommarke zu kreieren und die Abwicklung über die Stadtwerke Rosenheim zu organisieren, falls kein anderes, im RPV 18-Gebiet ansässiges Unternehmen hierfür Interesse bekundet.

Zentral notwendig ist jedoch ein Unternehmen, das die Geschäftsidee aufgreift und umsetzt. Dazu gehören die Entwicklung der Strommarke, das Marketing, die Kundenakquise und insbesondere die Übernahme des Geschäfts inklusive der Finanzierung. Aufgrund der beschriebenen Rahmenbedingungen und notwendigen hohen Kundenanzahl, um ein wirtschaftlich tragfähiges Konzept zu etablieren, scheint derzeit kein Unternehmen bereit, diese Aufgaben zu übernehmen.

27.2.6 Fazit

Die Stadtwerke Rosenheim sind ein kompetenter Partner vor Ort, der alle erforderlichen Dienstleistungen anbieten kann. Es stehen derzeit auch genügend Stromerzeugungsbetriebe in der Region zur Verfügung, die zur Umsetzung des Projektes angesprochen werden können.

Leider bietet sich jedoch kein Partner vor Ort an, der Interesse an dem Aufbau einer Regionalmarke mit allen dazu notwendigen Investitionen und Maßnahmen hat. Deshalb sollte die Projektidee beibehalten, aber aktuell nicht weiterverfolgt werden, solange sich die Rahmenbedingungen nicht verändert haben.

27.3 Beispielprojekt „Roadmap Biogasnutzung post EEG“

[Der Projektansatz „Roadmap Biogasnutzung post EEG“ kann auf andere erneuerbare Energien übertragen werden]

27.3.1 Projektansatz

27.3.1.1 Hintergrund

In den nächsten Jahren fallen sukzessive immer mehr Biogasanlagen des RPV18 aus der ersten Vergütungsphase des EEG heraus (siehe Abbildung 295)

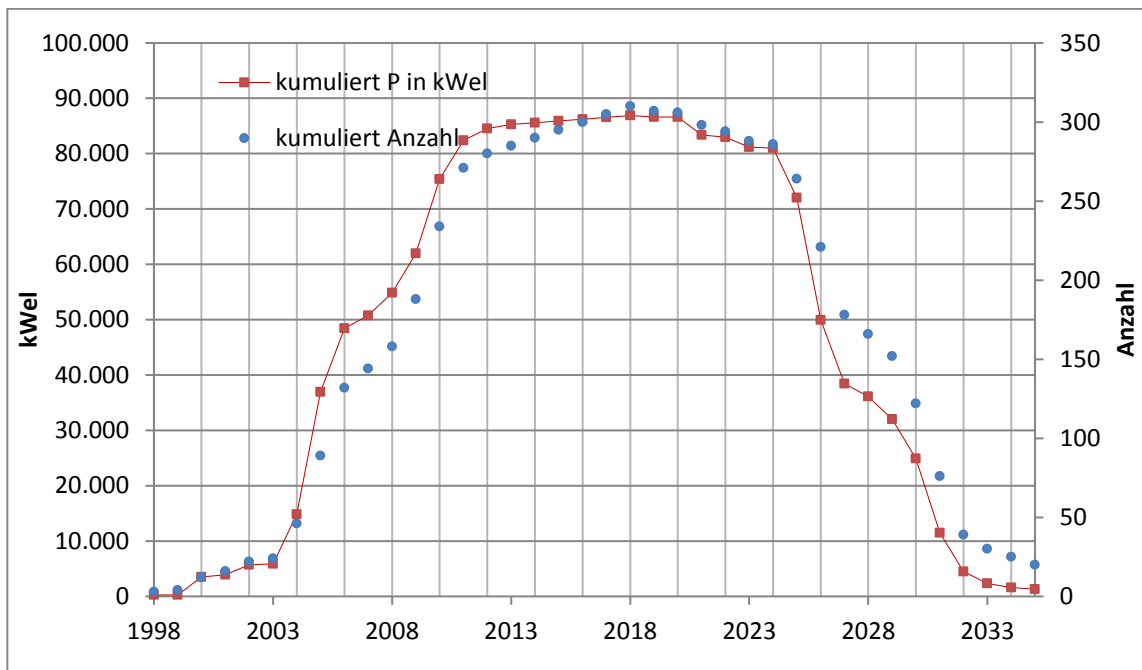


Abbildung 295: worst case szenario post EEG: Verteilung der Biogasanlagenanzahl sowie korrespondierende Leistung je Betriebnahmejahr und mögliche Entwicklung des Biogasanlagenbestands und elektrische Leistung bis 2034 im Falle der Stilllegung nach Ausscheiden aus der ersten EEG Vergütungsphase (bis 2014 Daten aus der Bestandsaufnahme; 2015 bis 2018 Annahmen Zubau von 5 kleinen Gülleanlagen im RPV mit insgesamt 323 kW_{el} Leistung; ab 2018: sukzessiver Rückbau der Biogasanlagen entsprechend des Wegfalls der EEG-Vergütung nach 20 Jahren).

Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass bereits ab dem Jahr 2021 mit dem Ausfall von fast 5 MW_{el} Leistung, die zur Stabilisierung und Substitution der Stromnetze beitragen, gerechnet werden muss. Ab 2026 fallen, sofern nicht entgegengesteuert wird, bereits mehr als 100 Biogasanlagen mit rd. 40 MW_{el} im RPV18 aus der bisherigen EEG-Vergütung heraus. Dies entspricht etwa der Hälfte der derzeit installierten Bemessungsleistung der Biogasanlagen im RPV18.

Bisher werden die rd. 300 Biogasanlagen im Planungsverband wenig systemdienlich zur Strom-Grundlastdeckung gefahren. Der momentane „Flexibilisierungsfaktor“¹³⁰ liegt bei rd. 1,7 (siehe Energiekonzept Abschlussbericht Abschnitt „Grundsätze der Projektentwicklung – Effizienzsteigerungspotenzial“

¹³⁰ Der Biogasanlagenbestand Stand 2013 (Daten der Bestandsanalyse) erreicht eine mittlere Vollaststundenzahl von 5.122 Stunden pro Jahr. Die installierte Leistung von rd. 103 MW_{el} ist somit rechnerisch um den Faktor 1,7 überbaut (Stand- und Revisionszeiten wurden nicht berücksichtigt). Dies weist darauf hin, dass der in Biogas-BHKW erzeugte Strom i.d.R. ins deutsche Stromnetz zur Grundlastdeckung eingespeist wird.

Absatz 1). Somit ist der derzeitige Beitrag zur Stromnetzstabilisierung gering. Jedoch liefert der Biogasanlagenbestand dem RPV18 bereits jetzt

- einen hohen Beitrag zur regionalen Wertschöpfung:
Biogasanlagen steuern bereits jetzt viel zur regionalen Wertschöpfung bei: Die in Biogas-BHKW erzeugten Strommengen verhindern den Import von insgesamt rd. 1.400.000 MWh Erdgas mit einem Gegenwert von derzeit rd. 43 Mio. Euro bei einem Erdgaspreis für Industriekunden von etwa 30 € pro MWh (Anonymus, o.D.).¹³¹
Des Weiteren hängen an dem direkten Betrieb der Biogasanlagen mehr als 500 Arbeitsplätze im RPV18, ein wesentlicher Beitrag zur Stärkung des ländlichen Raums. Im Vergleich hierzu, stellt ein entsprechendes Erdgaskraftwerk mit dieser Leistung maximal 40 Arbeitsplätze.
- eine enorme Einsparung an Treibhausgasemissionen:
Jede Kilowattstunde Strom spart 0,193 g CO₂ durch die Substitution von fossilem Kraftwerksstrom ein (LfU, o.D.). Dies mindert die Treibhausgasemissionen des regionalen Planungsverbands Südostoberbayern **jährlich** um mindestens 150.000 Tonnen CO₂ (konservativer Ansatz; siehe auch Abschnitt 27.3.5.3).

Der Anlagenbestand muss deshalb soweit als möglich erhalten bleiben. Deshalb ist es wichtig, geeignete Geschäftsmodelle für die Anlagenbetreiber zu entwickeln und die Fahrweise der Biogasanlagen den Erfordernissen des Marktes anzupassen.

27.3.1.2 Projektziel

Energie aus Biomasse, insbesondere aus Biogas, besitzt großes Potenzial als Verbindungstechnologie in der Energiewende. Dieses Verständnis ist im Hinblick auf den vollständigen Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022, den weiteren Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien wie Sonne und Wind sowie den schleppenden Ausbau der großen Stromtrassen für die Einordnung des Projektansatzes wichtig (vgl. Anlage 4 des Abschlussberichts). Die Stromerzeugung aus Biogas besitzt durch ihre einfache Speicherbarkeit als einzige erneuerbare Energie die Eigenschaft, fluktuierende Stromerzeugung wirtschaftlich auszugleichen. Sie ist deshalb ein elementarer Bestandteil für die Zukunft der Energiewende und Erreichung der Klimaschutzziele. Insbesondere durch die weitere Flexibilisierung des Anlagenbestands und durch Projekte zur Koppelung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr, können maßgebliche Effizienzsteigerungen beim Einsatz von Biomasseenergie realisiert werden.

Ohne wirtschaftliche Perspektive werden diese Biogasanlagen aber nicht weiterbetrieben, mit entsprechenden Auswirkungen auf die Sicherheit der Energieversorgung und die Reduktion der THG-Emissionen im Planungsverband.

Projektziel ist deshalb die Sicherung des Fortbestands der bisher aufgebauten Anlagenkapazitäten und die Flexibilisierung der Anlagenleistung. Dies gelingt nur durch gezielte professionelle Begleitung des dringenden Umbaus und Anpassung der Erzeuger- und Verbraucherstruktur. Dies steht im Fokus des Projekts.

27.3.1.3 Wirtschaftliche und gesetzliche Rahmenbedingungen für Biogasanlagen

Der Gesetzgeber hat mit dem EEG2017 die Option für Bestandsbiogasanlagen geschaffen, unter besonderen Auflagen an den Ausschreibungen teilzunehmen. Neben der EEG 20 + 10 Regelung gibt es weitere Möglichkeiten, sich für die Zukunft fit zu machen. Ein Weg ist die regionale Direktvermarktung von Strom oder Biogas sowie die lokale Vermarktung von Wärme (EEG, 2017).

Zudem können bestehende Anlagen die installierte elektrische BHKW-Leistung erhöhen ohne die Bemessungsleistung zu ändern. Das derzeit gültige EEG (2017) unterstützt diese sogenannte Überbauung durch die Flexibilisierungsprämie (EEG, 2017, §50b).

¹³¹ Annahme: η Stromerzeugung Erdgaskraftwerk = 55 %

Durch konsequente Ausnutzung des gesetzlichen Rahmens kann durch fünffache Überbauung der bisherigen Anlagenleistung von 90 MW_{el} ein virtuelles Biogaskraftwerk mit einer Leistung von bis zu 450 MW_{el} generiert werden (vgl. Abbildung 296).

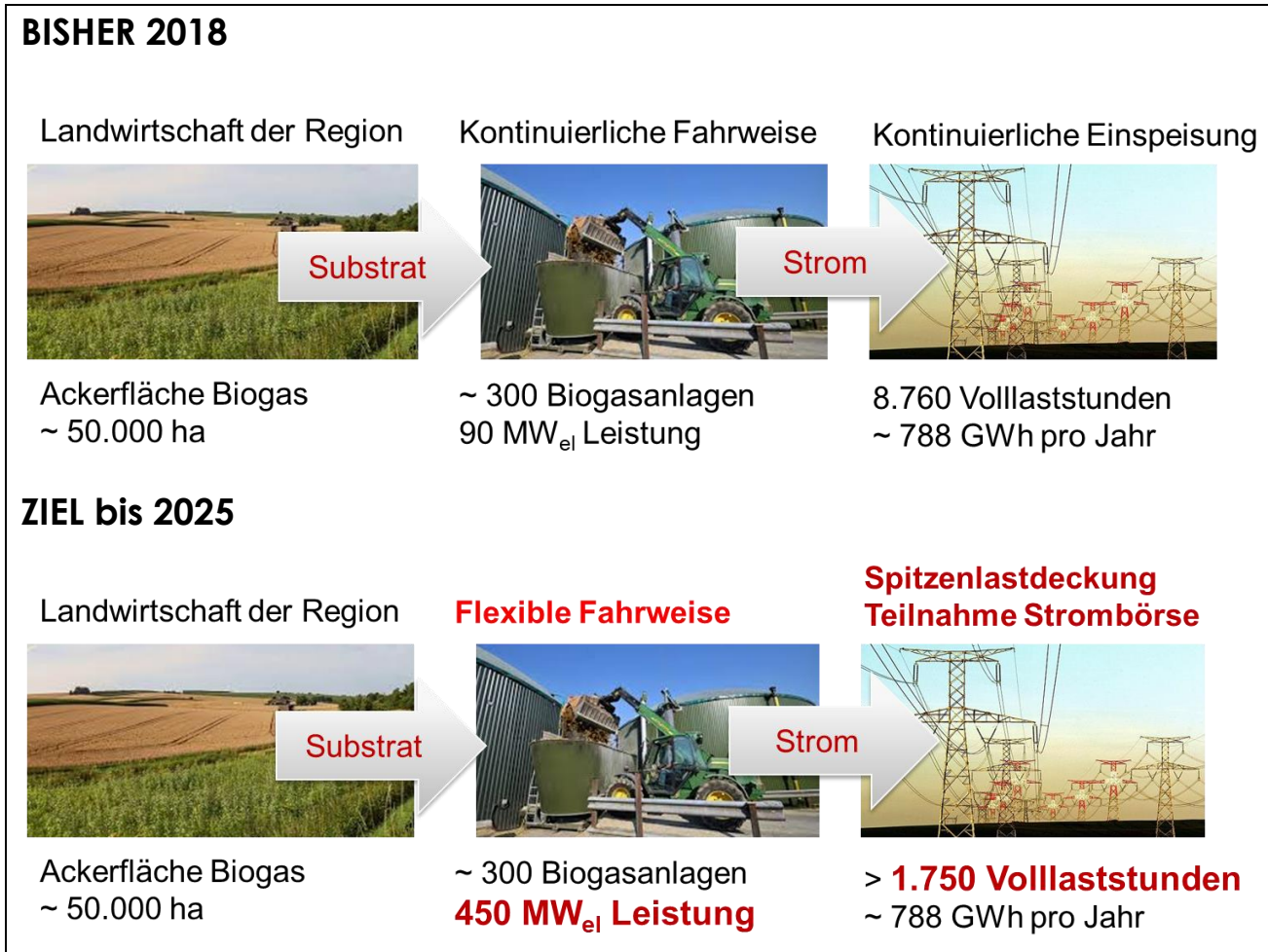


Abbildung 296: Ziele des Umstrukturierungsprozesses, die durch die Umsetzung der Roadmap Biogasnutzung post EEG erreicht werden (Vergleich Biogasanlagenkennzahlen im RPV18).

27.3.2 Herausforderungen bei der Umsetzung

Die Erfahrung und Vorgespräche mit Experten haben gezeigt, dass bei Umsetzung von Biomasseprojekten Informationsdefizite sowohl bei den Biogasanlagenbetreibern als auch bei potenziellen Verbrauchern wie Kommunen oder Unternehmen hinderlich sind (siehe Dokumentation Abschnitt 3.8.3, Anlage 3: Dokumentation Arbeitstreffen „Roadmap Biogasnutzung post EEG“ im Abschlussbericht). Insbesondere diffizile rechtliche und technische Herausforderungen stellen für die Biogasanlagenbetreiber und deren Kunden bei Stromdirektvermarktungsprojekten große Einstiegshürden dar. Diese gilt es durch aktive Unterstützung bei der Identifizierung und Umsetzung von Energieprojekten zu senken, um so den wirtschaftlichen Weg für eine regionale Nutzung von Biogasenergie in der Breite zu ebnet.

Bereits bis zu 8 Jahre vor dem Auslaufen der EEG-Vergütung erscheint es nach derzeitiger Rechtslage sinnvoll, dass sich Biogasanlagenbetreiber intensiv mit den Optionen für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb ihrer Biogasanlage auseinandersetzen (Welteke-Fabricsius, 2017). Unabhängig davon, ob Biogasanlagenbetreiber die Teilnahme an der EEG-Ausschreibung oder die Umsetzung anderer Energieprojekte favorisieren, ist eine Projektanlaufzeit von 2 bis 4 Jahren einzuplanen. Die erste Teilnahme an Ausschreibungen wird sogar mit 4 Jahren vor Auslaufen der EEG Vergütung empfohlen. Entscheidungen ob oder wann bspw. ein neues BHKW angeschafft werden soll, sind dabei von enormer wirtschaftlicher Bedeutung.

Generell besteht bereits jetzt Handlungsbedarf, um die in den kommenden Jahren aus dem EEG fallenden Biogasanlagen fit für die Zukunft zu machen und somit den Anlagenbestand zu sichern.

27.3.3 Akteure und deren Rolle

In einem Arbeitstreffen mit wesentlichen Akteuren (siehe Akteursbeteiligung und im Abschlussbericht zu LOS3, Anlage 3: Dokumentation Arbeitstreffen „Roadmap Biogasnutzung post EEG“) wurden Ansätze und erste Schritte zur Realisierung erörtert. Der von den Akteuren erarbeitete Projektansatz sieht die Entwicklung eines „Innovations- und Informationszentrums“ unter Nutzung bestehender Strukturen vor. Auf folgende kann hier insbesondere in den Landkreisen Traunstein, Rosenheim und Berchtesgadener Land verwiesen werden:

- Regionalmanagement, insbesondere der Landkreise Rosenheim und Traunstein:
 - Veranstaltungsreihe „Biogasforum“ in den Landkreisen Traunstein und Rosenheim
 - Regionalgipfel, gefördert vom Kreisverband der Volks- und Raiffeisenbank Rosenheim und Umgebung (RB Chiemsee eG, 2017).
- Regionalwerk Chiemgau-Rupertwinkel - Kooperationsprojekt mit den 3 Traunsteiner LAGen; Machbarkeitsstudie für ein regionales Energieversorgungsunternehmen (Huber, o. D.)
- Energieagentur Südostbayern mit den Gesellschaftern Landkreisen Traunstein und Berchtesgadener Land

Das Ziel ist es, Biogasanlagenbetreibern und Kommunen wichtige Informationen, bspw. in Form eines Handlungsleitfadens und persönliche, individuelle Beratung (siehe Dokumentation Arbeitsgespräch), für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb ihrer Anlagen zu vermitteln. Zudem soll der Handlungsleitfaden Bürger zum Thema Biogas aufklären (Image) und Kommunen beim Umgang mit dem Thema Energie aus Biogas unterstützen. Der Zusammenschluss der RPV 18 Biogasanlagen zu einem virtuellen Biogas-Kraftwerk soll somit forciert werden.

Das von den Akteuren entwickelte Motto ist:

„Der Energiewende ein Gesicht geben!“

Folgend sind die Unterstützer des Projektansatzes aufgelistet:

- Fachverband Biogas e.V.

- Arbeitskreis Biogasanlagen im Landkreis Rosenheim (Hr. Bürger)
- RPV 18 als kommunaler Vertreter bzw. Klimaschutzmanager der Landkreise und Stadt Rosenheim
- Energieagentur Südostbayern (Mitwirkend bei der Veranstaltungsreihe „Biogasforum“)
- Stadtwerke Rosenheim

Adressiert ist der Projektansatz an folgende Zielgruppen:

- Biogasanlagenbetreiber:
Optionen zum Weiterbetrieb und zur Optimierung ihrer Anlagen (post EEG).
- Unternehmen und Kommunen, die ihren Strombedarf regional, zukunfts- und versorgungssicher bei hoher garantierter Preisstabilität decken wollen.
- IHK und HWK sowie sonstige „Unternehmerzirkel“, die im Interesse ihrer Mitglieder für den regionalen Ansatz werben

Die Akteure können folgende potenzielle Kommunikationswege zur Umsetzung des Projekts zur Verfügung stellen:

- Bürgermeister-Dienstbesprechungen
- Biogas-Stammtische
- IHK und HWK
- Image- und medienwirksame Veranstaltungen wie bspw. Tag der offenen Tür bei Biogasanlagenbetreibern

Von den Akteuren wurde die Handlungsnotwendigkeit bestätigt. Sie befürworten die Umsetzung des Projektansatzes mit Nachdruck und sind bereit entsprechende Aufgaben im Rahmen der Projektumsetzung zu übernehmen.

Die Erfahrungen aus der Umsetzung von erneuerbaren Energieprojekten haben gezeigt, dass das Zusammenwirken relevanter Akteure aus dem öffentlichen und privaten Bereich Vertrauen schafft und Kompetenzen zur Stärkung der Realisierungschancen von Biomasseprojekten bündelt:

- der Fachverband Biogas e.V. hat über die Regionalvertreter vertrauensvolle Kontakte zu den Biogasanlagenbetreibern,
- der RPV verfügt über zahlreiche Kommunikationswege zu den verschiedenen kommunalen Ebenen insbesondere den Landkreisen,
- die Energieagentur Südostbayern besitzt Erfahrungen insbesondere im Umgang mit Kommunen und
- die Stadtwerke Rosenheim bringen die Kompetenzen im Bereich des Strommarkts mit.

27.3.4 Aufgabendefinition

Aus den Vorgesprächen lassen sich folgende Themenfelder ableiten, bei denen Biogasanlagenbetreiber, aber auch Kommunen und Unternehmen als Verbraucher, Unterstützung benötigen:

- Sicherung der Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen post EEG:
 - Vermittlung von fairen Strom- und Wärmepreisen bei den Verbrauchern
 - Hilfestellung bei der (Weiter-)Entwicklung von Geschäftsmodellen durch Beratung bei Themen wie bspw.
 - Flexibilisierung
 - E-Tankstellen oder
 - Bioerdgas
- Forderung und Förderung der Vorbildfunktion von Kommunen bspw. bei der Energienutzung von Biogasanlagen
 - Bei Infrastrukturmaßnahmen wie bspw. Ausweisung von Neubaugebieten, Ansiedlung von Unternehmen, Straßenerneuerungen etc. muss Biogas besser berücksichtigt werden
- Entwicklung von regionalen Stromvermarktungsmodellen wie bspw. Rosenheimer Landstrom für andere Regionen im RPV anpassen

Zudem können Modelle anderer Regionen wie bspw. das in der Entwicklung befindliche Geschäftsmodell der Erzeugergenossenschaft für Energie in Bayern eG beobachtet und für den RPV18 nutzbar gemacht werden. Das Geschäftsmodell strebt den Aufbau einer außerbörslichen Handelsplattform für den regionalen Handel mit erneuerbaren Energien an (siehe exemplarisches Beispielprojekt LOS1, AP Solar). Die Stadtwerke Wuppertal haben erfolgreich ein derartiges Projekt umgesetzt. Dort kann Ökostrom über eine sogenannte Blockchain gehandelt werden (WSW, o.D.).

Die Verbesserung des Images von Biogas wurde als zweiter wichtiger Punkt von den Akteuren erkannt. Als notwendig wird erachtet:

- eine positive Öffentlichkeitsarbeit auch von Seiten der Politik:
 - negative Formulierungen wie bspw. „Vermaisung“ oder „Verspargelung“ in Zusammenhang mit erneuerbare Energien vermeiden
 - den Nutzen von Biogasanlagen offen formulieren
- die Bürger auf dem Weg der Energiewende besser mitzunehmen und die Ziele der Energiewende und des Klimaschutzes greifbar zu machen. Dabei soll die Bedeutung von Biogas besser kommuniziert und positiver besetzt werden. Folgende Formate werden vorgeschlagen:
 - Tag der offenen Tür bspw. RPVweit bei umgesetzten EE-Projekten (Biogasanlagenbesichtigung, Wärmenetze, Vorträge in Schulen oder Rathäuser, ...).
 - Bewusstseinsbildung pro Biogas bzw. Energiewende und Klimaschutz früher beginnen: Kindergarten und Schule (bspw. Besichtigung von Biogasanlage, Windrad, ...).
 - Jugendliche ansprechen durch Nutzung moderner Medien und Kommunikationswege (bspw. Facebook, Twitter, etc.).
 - Modellprojekte zusammen positiv nach außen tragen und bewerben (bspw. e-Tankstellenprojekte).

Zusammenfassend kann die Aufgabe wie folgt definiert werden: Unterstützung der Biogasanlagenbetreiber durch Bündelung von Wissen und Know-How verschiedener Akteure, um **professionell** zu **beraten**.

Konkrete Projektansätze können aus dem Maßnahmenkatalog von LOS3 „Biomasse“ abgeleitet werden (Clusterbildung).

27.3.5 Konkreter Handlungsstrang

27.3.5.1 Aufgaben und Zeitplan

Die wesentliche Aufgabe ist es, durch Bündelung des Know-hows der Akteure die Biogasanlagenbetreiber bei der Entwicklung zukunftsfähiger Geschäftsmodelle für ihre Biogasanlage zu unterstützen. Die Umsetzung der Roadmap sieht zwei Projektphasen vor (siehe Tabelle 95).

Tabelle 95: Aufgaben und Zeitplan

Schritt	Was	Wer	Wann / erledigt
PHASE I			
1	Ermittlung relevanter Akteure (siehe Abschnitt 27.3.3)	bifa	erledigt
2	Positiver Beschluss des RPV18 im Steuerkreis zur Projektbearbeitung	Steuerkreis	Januar 2018
3	Abgleich der Interessen der Akteure: Erstes Sondierungsgespräch fand am 23.10.2017 in Altötting statt. Gemeinsames Interesse der Teilnehmer an der Umsetzung des Projektansatzes wurde bekundet. Umsetzungsvorschlag konkretisieren: <ul style="list-style-type: none"> • Definition der Beratungsschnittstellen • Definition konkrete Beratungsinhalte • Entwicklung von Geschäftsmodellen 	Fachverband Biogas e.V., Energieagentur Südostbayern, Klimaschutzmanager, Stadtwerke Rosenheim , bifa	Frühjahr 1. Jahr
4	Entwicklung von Geschäftsmodellen für Biogasanlagenbetreiber		Ende 1. Jahr
5	Aktive Einbindung der bestehende Strukturen, wie bspw.: <ul style="list-style-type: none"> - Projekte des Regionalmanagements der Landkreise Rosenheim und Traunstein: - Veranstaltungsreihe „Biogasforum“ in den Landkreisen Traunstein und Rosenheim - Aktivitäten des Regionalgipfels - Aktivitäten der Regionalwerk Chiemgau-Rupertiwinkel - Aktivitäten und Vorarbeiten der Energieagentur Südostbayern: Umfrage Biogasanlagen: Auswertung, Daten, ... 		Ende 1. Jahr
PHASE II			
6	Praktische Umsetzung der Aufgaben: Entwicklung des gemeinsamen Handlungsleitfadens zur Festigung der Biogasnutzung und Förderung der regionalen Wertschöpfung. Inhalte des Leitfadens: <ul style="list-style-type: none"> • Zusammenschluss der Biogasanlagenbetreiber zur Implementierung alternativer Geschäftsmodelle, insbesondere die Chancen der Flexibilisierung und Zusammenschluss zu einem virtuellen Kraftwerk • Tipps für Kommunen zur Einbindung von Energie aus Biogas (Wärmenutzung, Mikrobiogasnetze, Wasserstofftankstelle, E-Tankstelle an Parkplätzen, ..., siehe auch Maßnahmenkatalog LOS3). 	Fachverband Biogas e.V. , Energieagentur Südostbayern, Klimaschutzmanager, Stadtwerke Rosenheim , bifa	Mitte 2. Jahr

7

Aufnahme der Beratungstätigkeit

Mitte/Ende
1. Jahr, ca.
2 Jahre

Anmerkung:

Der Handlungsstrang sieht vor, dass in Zusammenarbeit der wesentlichen Akteure im RPV18 die Entwicklung eines „Innovations- und Informationszentrum“ unter Nutzung bestehender Strukturen vorangetrieben wird. Zweck ist es, Biogasanlagenbetreibern wichtige Informationen für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb aus einer Hand zu vermitteln sowie Bürger und Kommunen zum Thema Biogas in der Breite aufzuklären (Image).

Die erste Phase – Schritte 1 bis 5 der Tabelle 95 – sieht deshalb die Bündelung der regionalen Kompetenzen mit hohem Fachwissen vor (siehe Abschnitt 27.3.3).

Zur Umsetzung der Phase I ist es notwendig, einen Kümmerer einzusetzen der die Schritte 1 bis 5 zusammen mit den Akteuren umsetzt.

Dieses Fachwissen muss dann in einer anschließenden Phase II dahingehend nutzbar gemacht werden, dass eine kompetente Beratung und Unterstützung der regionalen Akteure, wie nachfolgend dargestellt, erfolgen kann:

1. Beratung und Unterstützung von Kommunen
 - a. Sensibilisierung durch Veranstaltungen: Strom- und Wärmenutzungsangebote aus der Region
 - b. Unterstützung bei Detailplanung und Kostenermittlung durch ausgewählte Partner
2. Beratung und Unterstützung von Unternehmen
 - a. Sensibilisierung durch Veranstaltungen: Strom- und Wärmenutzungsangebote aus der Region
 - b. Unterstützung bei Detailplanung und Kostenermittlung durch ausgewählte Partner
3. Beratung und Unterstützung von Biogasanlagenbetreibern
 - a. Sensibilisierung durch Veranstaltungen
 - i. Aufklärung über die möglichen Förderkonditionen, Ausschreibungsmodalitäten, zeitlichen Abläufe und Wirtschaftlichkeit im Rahmen des EEGs
 - ii. Flexibilisierungschancen
 - iii. Chancen einer gemeinsamen Gaseinspeisung
 - b. Geschäfts- und Kooperationsmodelle bspw. mit Stadtwerken Rosenheim als regionaler Direktstromvermarkter aus der Region
 - c. Angebot zur Analyse von Flexibilisierungsoptionen durch Vor-Ort-Beratung in Zusammenarbeit mit regionalen Akteuren analog zu Energieberatern für private Haushalte
 - d. Unterstützung bei Detailplanung und Kostenermittlung durch ausgewählte Partner

Wesentliche unternehmerische Beratungsinhalte sind neben den technischen und wirtschaftlichen Aspekten insbesondere rechtliche. Zweck der unternehmerischen Beratung ist es, über potenzielle Geschäftsmodelle zur regionalen Energievermarktung neutral und ergebnisoffen aufzuklären.

27.3.5.2 Projektressourcen

Tabelle 96 gibt einen Überblick zu den zur Projektumsetzung benötigten Ressourcen.

Tabelle 96: Zusammenstellung des Ressourcenaufwands für die Implementierung der Beratungsstelle auf Seiten des RPV 18 bzw. der Landkreise und der kreisfreien Stadt Rosenheim (1 Personentag (PT) = 8 Arbeitsstunden)

INVESTITIONEN / Aufwand Projektverantwortlicher bis Ende 2020 (Start Anfang 2018)	PT
Vorarbeit bis Startschuss (Teil Energiekonzept RPV18)	5
Phase I: Strukturaufbau bis Ende /1. Jahr	70
Akteursbündelung: 5 bis 8 Abstimmungsgespräche	48
Organisation, Planung, Nacharbeit	25
Abstimmungstreffen mit Akteuren (2 – 3 RPV18 Vertreter)	25
Schnittstellendefinition, Ausarbeitung des Beratungs- und Informationskonzepts in Zusammenarbeit mit den Akteuren: Entwicklung Handlungsleitfaden	20
Phase II: aktive Öffentlichkeitsarbeit und Beratungsdienstleistung für ca. 2 Jahre	145
Eine Veranstaltung pro Halbjahr: Je Veranstaltung inklusive Vorbereitung und Nacharbeit 5 PT	25
Wahrnehmung von Beratungsdienstleistung (Vermittlung an entsprechende Ansprechpartner der teilnehmenden Akteure): monatlich 5 PT	120

27.3.5.3 THG-Einsparungen

Eine Abschätzung, welche Treibhausgasemissionen beim Wegfall des Biogasanlagenbestands entstehen, liegt je nach Betrachtung und Berechnungsansatz bei bis zu 409.000 Tonnen CO₂ pro Jahr (788.000 MWh Biogasstrom werden durch deutschen Strommix mit einem Emissionsfaktor von 0,52 Mg/MWh ersetzt). Alternativ kann der konservative Ansatz des bayerischen Landesamts für Umwelt herangezogen werden, der landwirtschaftliche Emissionen durch die Biogasnutzung mit berücksichtigt. Demnach wird durch jede Kilowattstunde Strom, die über Biogas erzeugt wird, rd. 0,193 g CO₂ durch die Substitution von fossilem Kraftwerksstrom eingespart (LfU, o.D.). Dies mindert die Treibhausgasemissionen des regionalen Planungsverbands Südostoberbayern **jährlich** um mindestens 150.000 Tonnen CO₂.

Der Beitrag flexibilisierter Biogasanlagen für den Ausbau der erneuerbaren Energien muss zudem auch im Kontext der Energiewende betrachtet werden. Flexibilisierte Kraft-Wärme gekoppelte Anlagen in Zusammenhang mit einer regionalen Energievermarktung tragen im hohen Maße zur Stabilisierung der Stromnetze und Sicherung der Versorgung bei. Somit sind sie als wesentliche Systemkomponenten zu sehen. Flexibilisierte und über einen Markt eingebundene Biogasanlagen sind Voraussetzung für den Ausbau der erneuerbaren Energien und der damit verbundenen THG-Minderung in den kommenden Jahrzehnten.

27.3.5.4 Übergeordnete Zielsetzung

Das übergeordnete Ziel ist, den Verantwortlichen für Klimaschutz und Energie im RPV18 konzeptionelle Vorarbeiten bereitzustellen, die es erlauben, in einem systematischen Vorgehen das Thema „Direktvermarktung im Bereich Biogasnutzung“ im Kontext regionaler Wertschöpfung voranzutreiben. Der RPV18 erhält einen Überblick zu Ansätzen für Direktvermarktungsprojekte, die unter den derzeitigen Rahmenbedingungen perspektivisch in den nächsten 3 bis 10 Jahren eine hohe Umsetzungswahrscheinlichkeit besitzen. Der Vorlauf von 3 Jahren ist für den Aufbau der Strukturen und der fachlichen Expertise hilfreich. Zudem kann die Zeit zur Bildung und Stärkung des Vertrauens bei den Anlagenbetreibern, KMU, aber auch Kommunen genutzt werden.

Der RPV18 besitzt damit die Möglichkeit, frühzeitig Maßnahmen zur Ausschöpfung der identifizierten Potenziale im Bereich der Biogasnutzung zu entwickeln. Die Maßnahmen sind als ein Baustein der übergeordneten Energiestrategie zur Erreichung der definierten CO₂-Einsparziele von 20 % bis 2025 zu bewerten.

27.3.6 Zusammenfassung der Chancen und Risiken

Chance der Projektumsetzung mit Erhalt der Biogasanlagen im RPV18:

- Erhalt und Steigerung der regionalen Wertschöpfung durch
 - den Erhalt des Wertes der landwirtschaftlichen Flächen.
 - die Sicherung von Arbeitsplätzen.
 - die Vermeidung von Energieimporten (> 40 Mio. € jährlich).
- Hoher Beitrag zur Stromnetzstabilität und Vermeidung verstärkten Ausbaus durch viele dezentrale Kraftwerke, die im Verbund ein großes virtuelles Bio-Erdgaskraftwerk darstellen.
- Einsparung von mehr als 150.000 bis zu 409.000 Tonnen CO₂ pro Jahr.

Gelingt es nicht, besteht das Risiko

- einer Verschlechterung der CO₂-Emissionen um mehr als 150.000 Tonnen pro Jahr gegenüber dem Stand heute.
- Minderung der regionalen Wertschöpfung.
- Notwendiger verstärkter Ausbau der überregionalen Stromnetze.

27.3.7 Bewertung des Projektansatzes „Roadmap Biogasnutzung post EEG“

Themengebiet:

Erneuerbare Energien/Versorgungssicherheit/regionale Energievermarktung/Energieeffizienz

Installierte Leistung Biogasanlagen (Stand 2013): 90MWel

Stromerzeugungs-**Potenzial** bei 8.760 Volllaststunden (Stand 2013):

788.000 MWh/a

Produzierte Jahresstrommenge **tats. Ertrag** (Stand 2013): **461.000MWh/a**

„Flexibilisierungsfaktor“ (**Potenzial / tats. Ertrag**): 1,7 -

Regelleistungskapazität bei fünffacher Überbauung bis 2034: 0 - 450MW_{el}

Tabelle 97: Bewertung des Projektes nach dem Schulnotensystem

Bewertung Roadmap Biogasnutzung post EEG I

Flächenbedarf	1	Regionale Wertschöpfung	1
Technische Ausgewogenheit	1	Wettbewerbsfähigkeit	1
Umweltverträglichkeit	2	Landschaft und Lebensqualität	1
Versorgungssicherheit	1	Bürgerakzeptanz	2-

27.3.8 Literaturverzeichnis

- Anonymus. (o.D.). *energiestatistik-nrw.de*. Abgerufen am 23. Januar 2018 von <http://www.energiestatistik-nrw.de/wirtschaft/energiepreise/erdgaspreis#1-industrie-erdgaspreis-inkl-steuern-ohne-mwst>
- EEG. (17. Juli 2017). *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017)*. Abgerufen am 10. November 2017 von https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html
- LfU, B. (o.D.). *Landesamt für Umwelt; Energieatlas Bayern - Mischpult*. Abgerufen am 23. Januar 2018 von <https://www.energieatlas.bayern.de/file/pdf/1232/Berechnungsweise.pdf>
- Welteke-Fabricius, U. (2. März 2017). Flexibler, bedarfsorientierter BHKW-Betrieb. *Vortrag Veranstaltungsreihe "die Zukunft für Biogas"*. (Carmen, Hrsg.) Wemding.
- WSW. (o.D.). *Wuppertaler Stadtwerke*. Abgerufen am 22. November 2017 von <https://www.wsw-talmarkt.de/#/home>

27.3.9 Anhang 1: Erläuterung zur Bewertung des Projektansatzes „Roadmap Biogasnutzung post EEG“

Die Bewertungen der einzelnen Beispielprojekte wurden von den Bearbeitern durchgeführt. Dabei wurden folgende Kriterien zur Bewertung herangezogen. Die Bewertung erfolgt auf einer Skala von 1 bis 6, wobei in Anlehnung an das Schulnotensystem 1 die beste Bewertung und 6 die schlechteste Bewertung ist.

Bewertet wird im Folgenden das angestrebte Projektziel, die Sicherung des Fortbestands der Biomasseanlagen und deren Flexibilisierung.

Flächenbedarf:

Die Flexibilisierung der Biogasanlagen erfordert keine neuen Flächen. Die insgesamt erzeugte Strommenge pro Jahr wird nicht erhöht.

Technische Ausgewogenheit:

Die Flexibilisierung der Stromerzeugung mit Biogasanlagen-BHKW ist von maßgeblicher Bedeutung für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen im RPV18 (siehe auch Versorgungssicherheit). Verbesserung der Integration von KWK-Anlagen in die lokale Energieerzeugung.

Umweltverträglichkeit:

Der Anbau von Energiepflanzen als Substrat für Biogasanlagen wird kritisch gesehen. Monokulturen sind zu vermeiden (Vermaisung). Jedoch kann durch das Einhalten von guten landwirtschaftlichen Praktiken dieser Entwicklung entgegengetreten werden. Der Projektansatz sieht zudem vor, dass keine zusätzliche Nutzung von weiteren Flächen für die Biogasproduktion stattfindet.

Versorgungssicherheit:

Flexibilisierte Biogasanlagen sind in hohem Maße systemdienlich. Sie leisten einen enormen Beitrag zur Stromnetzstabilität und damit zur Versorgungssicherheit durch die Bereitstellung von flexibel abrufbarer Leistung im RPV18 (Regelleistung und Teilnahme an Stromhandel: EPEX; siehe auch Beispielprojekt „Ermittlung der Möglichkeiten einer regionalen Direktvermarktung von Solarstrom“). Zudem können Biogasanlagen mit geringinvestiven Maßnahmen Schwarz-Startfähig gemacht werden und im Falle von Stromausfall zum wiederhochfahren des Stromnetzes herangezogen werden.

Kosten:

Die Speicherung von Biogas ist derzeit die kostengünstigste Speicherart für Energie zur Stromerzeugung, die derzeit bereits wirtschaftlich für viele Biogasanlagenkonstellationen erschlossen werden kann.

Regionale Wertschöpfung:

Durch den Erhalt der Biogasanlagenkapazitäten über die erste EEG-Vergütungsphase hinaus, wird sichergestellt, dass die geschaffenen Arbeitsplätze und Einkünfte in diesem Bereich erhalten bleiben. Zudem wird fossile Energie durch regional aus landwirtschaftlichen Substraten erzeugte Energie substituiert. Abfluss von Finanzkraft für den Einkauf von importierten fossilen Energieträgern wird somit vermieden. Auch bleibt die Wertsteigerung bspw. der landwirtschaftlichen Flächen erhalten. Würde die Produktion von Biogas im ländlich strukturierten RPV18 zurückgefahren, so stünden innerhalb eines

kurzen Zeitraums enorme Flächen für die Landwirtschaft zur Verfügung. Dies würde zu einem massiven Preisverfall für Acker- und Grünlandflächen führen.

Wettbewerbsfähigkeit:

Im Vergleich mit anderen Energieformen besitzt der Energieträger „Biogas“ sehr vielfältige Anwendungsmöglichkeiten, die von der lokalen Wärmeerzeugung auch gekoppelt mit Stromerzeugung (KWK) über die Aufbereitung zu Bioerdgas und Speicherung im deutschen Erdgasnetz reichen. Je nach Auslegung einer Biogasanlage können als „Substrat-Rohstoff“ neben Reststoffen aus der Landwirtschaft auch organische Abfallströme wie Bioabfall oder Speisereste behandelt werden. Somit kann eine Biogasanlage grundsätzlich ökologische Vorteile in zwei großen Branchen generieren: Energiewirtschaft und Abfallwirtschaft.

Landschaft und Lebensqualität:

keine Veränderung gegenüber dem jetzigen Status.

Bürgerakzeptanz:

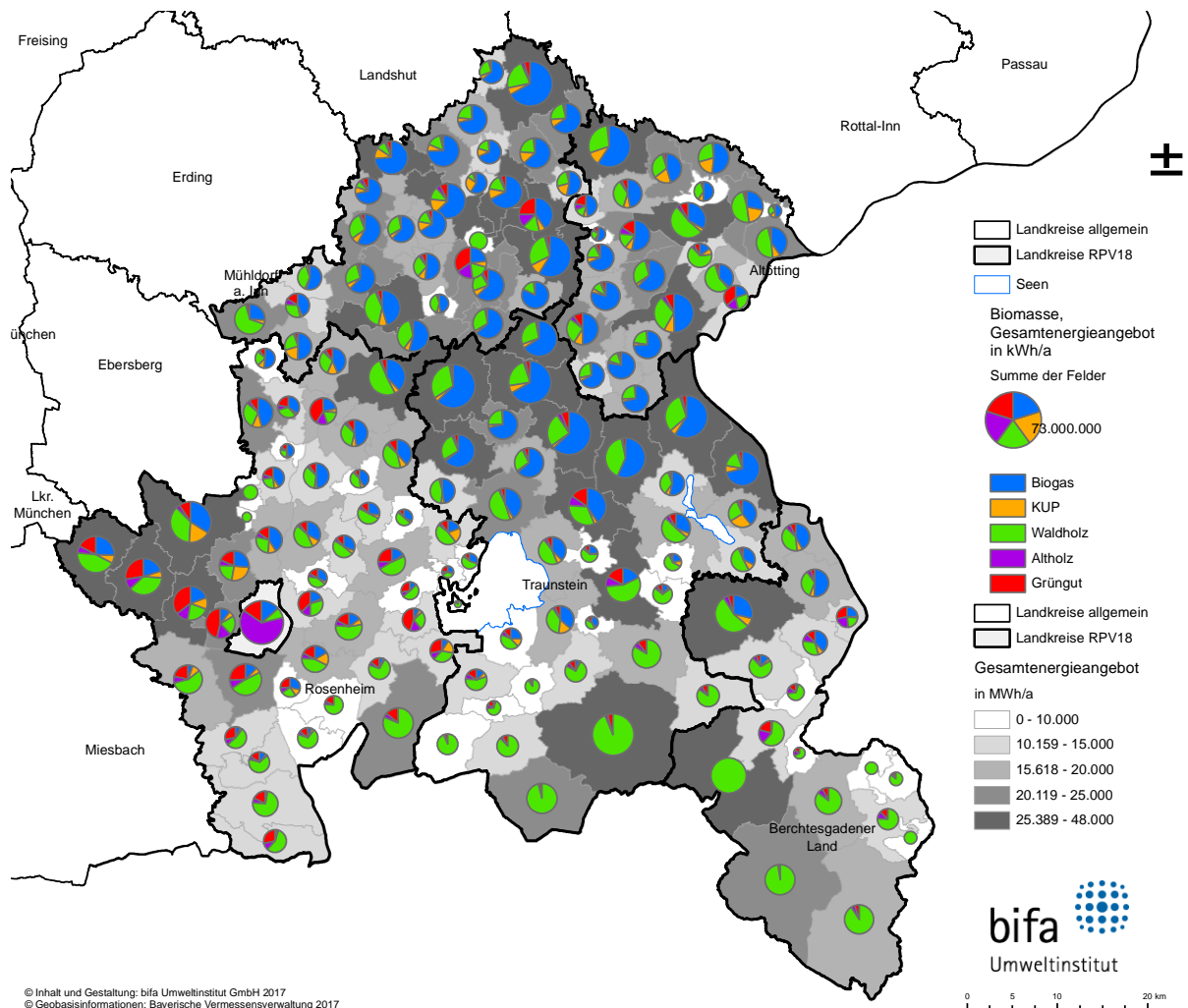
Imagepflege ist ein Ziel des Projekts. Bisher ist die Akzeptanz für Biogas und auch anderer erneuerbarer Energien in der Bevölkerung relativ groß, jedoch kann dies bei den direkt Betroffenen stark abweichen.

27.4 Exemplarisches Beispielprojekt „virtueller Biomassehof“

27.4.1 Projektansatz

27.4.1.1 Hintergrund

In der Region Südostoberbayern befinden sich in den Landkreisen Rosenheim, Traunstein und Berchtesgadener Land im Vergleich zu den nördlichen Landkreisen große Biomassepotenziale für Waldholz (vgl. Abbildung 267).



© Inhalt und Gestaltung: bifa Umweltinstitut GmbH 2017
 © Geobasisinformationen: Bayerische Vermessungsverwaltung 2017

Abbildung 297: Gesamtenergieangebot pro Gemeinde

27.4.1.2 Projektziel

Der Projektansatz verfolgt die Optimierung der regionalen Kooperation der regionalen Akteure des Holzmarkts im regionalen Planungsverband Südostoberbayern. Eine intensive Vernetzung der Akteure birgt große Chancen durch Straffung logistischer Abläufe und Steigerung der Produktwertschöpfung in einem sogenannten **virtuellen Biomassehof**.

- Die eingeschlagenen Mengen werden oftmals aus Zeitgründen direkt an Abnehmer weitergeben, welche die weitere Wertschöpfung durch Produktveredelung übernehmen. Die Wertschöpfung wird somit nach außen vergeben.
- Mengen gehen aus Kapazitäts- oder Zeitgründen direkt auch an Heizwerke, obwohl der Rohstoff grundsätzlich für eine weitere Veredelung geeignet wäre, da dem Lieferanten derzeit nicht die entsprechende Qualität in ausreichender Menge vorliegt. Bspw. werden höherwertige Hölzer oftmals an größere Heizwerke verkauft, obwohl die vorliegende Qualität über der geforderten liegt.

Ziel ist demzufolge, die Optimierung der regionalen Wertschöpfungskette von Energieholz. Diese erstreckt sich vom Einschlag des Holzes, über die Ver-

edelung zu bedarfsangepassten Qualitäts-Holzhackschnitzeln oder Pellets, bis hin zur Wärme- oder Stromerzeugung in einem Biomasseheizkraftwerk bspw. einer Kommune oder Energieversorgers.

Vorteile einer gemeinsamen Vermarktungslogistik sind

- Kapazitäts- und Qualitätsausgleich zur optimalen Belieferung der Kunden,
- bessere Marktpreise durch eine Logistik, die auf Veredelung setzt und somit tendenziell höhere Margen erzielen kann,
- Ausgleich von Mengenschwankungen mit der Folge von besseren Konditionen bei der Vermarktung im Verbund gegenüber Großabnehmern oder
- bessere Verkaufskonditionen durch Zusammenschluss aufgrund einer tieferen Marktdurchdringung sowie
- ein vereinfachter Ausgleich von Qualitätsschwankungen im Verbund

Kommunen und Verbraucher profitieren insbesondere durch eine Verbesserung der Versorgungssicherheit bei Liefermengen und Qualität sowie hohe Preisstabilität.

27.4.2 Realisierungsansatz und Handlungsstrang

27.4.2.1 Virtualität des Biomassehofes

Zur Erfüllung seiner Aufgaben muss der virtuelle Biomassehof bei der Steuerung der Logistik und Veredelungsschritte darauf achten, dass möglichst kurze Lieferketten erreicht werden. Dies bedeutet, dass der Rohstoff größtenteils direkt vom Ort des Einschlags bzw. der Polter zum Abnehmer transportiert wird. Notwendige Veredelungsschritte werden am nahegelegensten Partner, der über freie Kapazitäten verfügt, dirigiert (häckseln, trocknen, sieben, ...). Ziel ist es, nur geringe Teilmengen kurzzeitig zwischenzulagern, um z. B. mögliche Engpässe in den Wintermonaten ausgleichen zu können. Die Versorgungssicherheit für die Kunden wird durch eine breite Basis an Partnern gewährleistet und nicht durch kostenintensive große Lagerkapazitäten.

Dies ist notwendig, da die Lagerkapazitäten beschränkt sind:

- nach Aussage verschiedener Biomassehofbetreiber können nur rd. 10 % der Mengen zentral an einem Biomasseumschlagplatz zwischengelagert werden (WBV, 2014)
- 90 % der Mengen gehen direkt z. B. von den Holzpoltern zum Kunden. Vorort findet teilweise bereits eine Qualitätskontrolle und -zuteilung statt



Abbildung 298: logistische Praxis auf dem Energieholzmarkt



Abbildung 299: Aufgabe eines virtuellen Biomassehofes

Für die Veredelung und (Zwischen-)Lagerung der Rohstoffe und Produkte werden die regional vorhandenen Kapazitäten genutzt, so dass in einem ersten Schritt keine größeren Investitionssummen für den Aufbau von Verarbeitungskapazitäten notwendig werden. Mögliche Standorte müssen mit den Akteuren im Planungsverband erörtert werden.

Zusammenfassend übernimmt die Zentrale des virtuellen Biomassehofes gegenüber den Partnern Aufgaben und Verantwortung bei der Holzvermarktung, um diese zu entlasten. Somit wird sichergestellt, dass die Partner sich auf das Kerngeschäft konzentrieren können. Wesentliche Vorteile sind:

- sichere Rohstoffabnahme zu gesicherten Preisen: Verhandlungen mit den Kunden
 - Ausgleich von Niederpreiszzeiten durch "garantierte" Abnahmepreise für den Rohstoff und von Veredelungsprodukten

- der Partner durch den virtuellen Biomassehof; dies ist attraktiv und kann durch längerfristige Bindungen gesichert werden.
- Kunden, die Teil des virtuellen Biomassehofes sind, profitieren ebenfalls durch stabile Preispolitik, die im Rahmen eines größeren Verbundes gesichert werden kann.
 - Verbund übernimmt Verantwortung für die ideale Veredelung und Vermarktung der Rohstoffe
 - Vermarktungslogistik wird vom Biomassehof übernommen: Kapazitäts- und Qualitätsausgleich zur optimalen Belieferung der Kunden
 - bessere Marktpreise durch eine Logistik, die auf Veredelung setzt und somit tendenziell höhere Margen erzielen kann
 - Ausgleich von Mengenschwankungen => Bessere Konditionen bei der Vermarktung im Verbund gegenüber Großabnehmern
 - Bessere Verkaufskonditionen durch Zusammenschluss aufgrund einer besseren Marktdurchdringung
 - Ausgleich von Qualitätsschwankungen ist im Verbund leichter möglich

27.4.2.2 Geschäftsmodell „Virtueller Biomassehof Region Augsburg“

Aus intensiven Gesprächen mit Experten ging hervor, dass die im Energieholzmarkt bisher Tätigen nicht die komplette Wertschöpfungskette bedienen. Auch stellte sich heraus, dass insbesondere bei den WBV und FBG das Kerngeschäft der Forstwirtschaft, der Einschlag und die Waldpflege, Priorität vor der Veredelung und dem Verkauf hat. Eine Vernachlässigung zu Gunsten einer weiteren Professionalisierung mit Veredelung und Vermarktung von Energieholz wird kritisch gesehen.

Der aus den Informationen der Akteure und Experten abzuleitende Zweck – Geschäftsmodell - des für den im RPV18 zu etablierenden virtuellen Biomassehofs ist wie folgt zu skizzieren:

1. Phase A: Zusammenführen der gesamten Wertschöpfungskette „Holz“ insbesondere im Bereich Brennstoff
- Vertrieb von verwertbarem Holz im Auftrag der Rohstofflieferanten (FBG, WBV, Gemeinden)
 - Waldrestholz
 - Sägewerksrestholz
 - Grünschnitt (Strauch- und Parkschnitt; holzig)
- Zentralisierung der Organisation und Koordination im Sinne einer Optimierung der (Vermarktungs-)Logistik und Ausnutzung der Wertschöpfungspotenziale
 - Veredelung der Rohstoffe Langholz, Wurzel- und Wipfelholz, gemeindliches Grüngut (Strauch- und Parkschnitt)
 - Vermarktung von Energieholz insbesondere Holzhackschnitzel in verschiedenen Qualitäten und Lieferant von Energieholz u.a. für kommunale Biomasseheiz(kraft)werke

- Einbindung der Gemeinden: Dienstleister für die Gemeinden bei der Entsorgung von Grüngut und Bereitstellung von Energieholz für kommunale Energieerzeugungsanlagen auf Biomassebasis (gemeindliches Grüngut wird in aufbereiteter Form an die Gemeinde zurückgegeben).
 - Faire und transparente Preise für Energieholz und Dienstleistungen
 - Garantie für eine langfristige Versorgungssicherheit durch langfristige Vertragsbindung möglich
 - Regionaler Energieholzertrag wird regional verwertet
- 2. Phase B: Bereitstellung von Dienstleistungen über die Vermarktung, Logistik und Veredelung hinaus:
 - Energiedienstleistung: bspw. in Kooperation mit regionalen Energieversorgern wie SWRo.
 - Betrieb von z. B. Biomasse-Energieerzeugungsanlagen für Kommunen, Bürger oder Unternehmen
 - Energiecontractingmodelle
 - Bereitstellung von Sonderdienstleistungen
 - Verkauf von Kleinmengen Scheitholz an Privatkunden (öffentlichkeitswirksame Maßnahmen)

27.4.2.3 Design

Das Design des virtuellen Biomassehofs entspricht in Anknüpfung an das oben ausgeführte, einer zentralen Koordinierungsstelle. Diese fungiert als Plattform und übernimmt die Funktion einer Spedition und Börse für den regionalen Holzmarkt, stellvertretend für die Partner.

In den Akteurs- und Arbeitsgesprächen wurde erkannt, dass es für den Erfolg wichtig ist, sich in der Region auch nach außen hin sichtbar zu zeigen: Imagepflege. Deshalb kann es notwendig sein, eine für die Öffentlichkeit zugängliche Anlaufstelle aufzubauen. Bisherige Strukturen können dazu genutzt werden. Dem Bürger wird somit die Chance gegeben, sich mit dem Projekt der Region zu identifizieren.

27.4.2.4 Aussagen zur Wirtschaftlichkeit

Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass im ersten Umsetzungsschritt im Wesentlichen Pacht bzw. Miete für Büro und Lagerkapazität für Kleinmengenabgabe (Zentrale des virtuellen Biomassehofs) als fixe Kosten anfallen. Zudem ergeben sich Personalkosten für die Geschäftsführung des virtuellen Biomassehofes. Der Umfang hierfür ergibt sich aus den weiteren Bindungsklauseln mit den möglichen zukünftigen virtuellen Biomassehof-Partnern. Synergien ergeben sich, wenn der virtuelle Biomassehof bspw. am Standort eines konventionell arbeitenden Biomassehofs integriert werden könnte.

Die Wirtschaftlichkeit des virtuellen Biomassehofs hängt insgesamt stark davon ab, in wieweit die bisherigen Akteure sich als zuverlässige Partner gewinnen lassen und eine Optimierung der Logistik sowie Vertiefung der Veredelungsschritte durch den virtuellen Biomassehof generiert werden kann. Berechnungen zu einem virtuellen Biomassehof im Landkreis Augsburg haben gezeigt, dass ab einem Umschlag im Akteursverbund von 100.000 srm Hackenschnitzeln ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist (bifa Umweltinstitut, 2015).

Als Abnehmer kommen bestehende kommunal und privat betriebene Biomasseanlagen sowie neue Biomasseanlagen in Frage. Insbesondere beste-

hende kommunale Biomasseanlagen als auch die Förderung zum Bau neuer Biomasseanlagen für Nahwärmenetze, Mikronetze und Versorgungseinheiten öffentlicher Liegenschaften sollen vom Biomassehof begleitet werden.

Aus den Gesprächen mit Vertretern von Kommunen und Anlagenbetreibern hat sich gezeigt, dass ein großes Interesse besteht, Biomasseanlagen verstärkt in die zukünftige Energieversorgung, vor allem im Bereich Wärme, einzusetzen. Der regionale, virtuelle Biomassehof steht für Versorgungssicherheit und Preisstabilität, die durch diese regionalen Versorgungsstrukturen sichergestellt werden kann.

27.4.2.5 Bisherige Aktivitäten zur Projektumsetzung

In einem Workshop am 25.07.2018 mit Vertretern des Energieholzmarkts wurde versucht, erste Ansätze zur Umsetzung eines virtuellen Biomassehofes zu entwickeln. Zum Workshop wurden neben den Waldbesitzervereinigungen e. V. auch Kommunen und weitere Akteure auf dem Energieholzmarkt geladen. Leider konnten zum Workshop keine Vertreter der Waldbesitzervereinigungen anwesend sein. Grund war, so stellte sich im Nachgang zur Veranstaltung heraus, der starke Borkenkäferbefall im Gebiet der Waldbesitzervereinigungen. Diese konnten somit nur indirekt von Vertreter des Biomassehofs Achantal und der MV Biomasse AG vertreten werden.

Im Ergebnis stimmten die Teilnehmer verhalten dem Projektgedanken zu, sahen jedoch unmittelbar keinen direkten Handlungsbedarf, so die Aussage der Vertreter der Biomassehöfe.

Ein direktes Meinungsbild der Waldbesitzervereinigungen konnte nicht abgeholt werden. Ein virtueller Biomassehof unterstützt insbesondere die Interessen der Waldbesitzervereinigungen und Forstwirtschaftlichen Betriebsgemeinschaften. Deshalb wird empfohlen, in direkten Einzelgesprächen mit den Waldbesitzervereinigungen deren Meinungsbild im Nachgang einzufangen und dann über weitere Projektumsetzungsschritte zu beraten.

Der Geschäftsführer, Herr Schrettle, sowie der Vorstand, Herr Breitsameter, der HER AG haben sich bereiterklärt, eine Projektumsetzung im RPV18 durch das Einbringen ihrer Erfahrungen zu unterstützen.

27.4.3 Akteure und deren Rolle

Die wichtigsten Akteure im RPV18 in der Phase A sind die Waldbesitzervereinigungen als Rohstofflieferanten:

- WBV Holzkirchen w. V.
- WBV Laufen-Berchtesgaden w. V.
- WBV Mühldorf w. V.
- WBV Rosenheim w. V.
- WBV Traunstein w. V.
- WBV Wasserburg-Haag e. V.

Des Weiteren ist es wichtig, bereits etablierte Rohstoffveredler und -verteiler mit in das System zu integrieren. Zu nennen sind hier

- Biomassehof Achantal GmbH & Co. KG
- BCT - BioMa Chip, Trans & Pellet GmbH.

Insbesondere der Biomassehof Achental verfügt bereits über ein gutes Netzwerk zu Rohstofflieferanten und Kunden. Zudem muss es Ziel sein, Kommunen und Landkreise die Biomasseheizkraftwerke betreiben mit in den Verbund des virtuellen Biomassehofes zu integrieren, so dass die ganze Wertschöpfungskette im virtuellen Biomassehof abgebildet wird (siehe auch Tabelle 98).

Tabelle 98: Akteure des Energieholzmarkts, deren Rolle und Interesse

Akteure	Rolle	Interesse
WBV, FBG, Kommunen	Rohstofflieferant	Keine bzw. geringe Lagerhaltung und kalkulierbare Margen beim Rohstoffverkauf
Regionale Forstbetriebe und Biomassehöfe	Dienstleister und Veredler	Gute Planbarkeit der Ausnutzung vorhandener Kapazitäten und geringe Lagerhaltung
Industrie und Gewerbe, private Haushalte, Kommunen und Landkreise	Verbraucher, Kunde	Gleichbleibende Qualität (FSC, Güteklasse Q1 – 3, ...), Versorgungssicherheit und Preisstabilität

Zur Umsetzung des Modells ist es in einem ersten Schritt notwendig, insbesondere die Rohstoffeigner im Wirtschaftsraum Südostoberbayern mit einzubinden. Ziel ist es, dass die wesentlichen Mengen an Energieholz des Wirtschaftsraumes über den virtuellen Biomassehof vertrieben werden.

Gelingt es die relevanten Akteure in den Verbund zu integrieren, so bestehen in der Folge gute Chancen weitere Akteure, darunter angrenzende Waldbesitzervereinigungen (WBV) oder Forstwirtschaftliche Betriebsgemeinschaften (FBG) sowie regionale Holzveredler (z. B. Hackbetriebe) zu gewinnen. Vorbild für das Vorgehen kann der bereits existierende virtuelle Biomassehof HER AG in Gersthofen bei Augsburg sein (HER AG, 2017). „Wenn jeder einen Schritt zurück geht, können alle zusammen zwei Schritte vorwärts gehen“ (B. Breitsameter, Vorstand HER AG, 2017).

Eine Liste wichtiger Akteure in der Region ist im Anhang 2 hinterlegt.

Das Motto des Verbundes sollte für die regionalen Akteure sein: DER BIOMASSEHOF SIND WIR!

27.4.4 Übergeordnete Zielsetzung

Über die Stärkung der regionalen Wertschöpfung hinaus verfolgt der Projektansatz das Ziel, die Dezentralisierung der Energieversorgung in der Region voranzutreiben und durch die optimierte regionale Nutzung des Energierohstoffs Holz die Effizienz zu steigern.

27.4.5 Bewertung des Projektansatzes „virtueller Biomassehof“

Themengebiet des Projektansatzes:

Erneuerbare Energien/Versorgungssicherheit/regionale Energievermarktung.

Der Projektansatz ist kein technisches Einzelprojekt, wie die Umsetzung einer konkreten erneuerbaren Energieanlage (bspw. Fotovoltaik-Anlage), sondern ein konzeptioneller Optimierungsansatz für den gesamten regionalen Pla-

nungsverband Südostoberbayern, der dem Planungsverband in Gänze dauerhafte Vorteile zu schaffen vermag. Voraussetzung ist jedoch, dass die Akteure ein hohes Maß an gegenseitigem Vertrauen aufbauen können. Gegenseitiges Offenlegen der bisherigen Vermarktungswege oder Marktstrategien ist dazu notwendig. Dass dies möglich ist, zeigt das Beispiele des virtuellen Biomassehofes in Hirblingen (Landkreis Augsburg), die diesen Gedanken aufgenommen und verwirklicht haben (HER AG, 2017).

Tabelle 99: Bewertung des Projektes nach dem Schulnotensystem

**Bewertung
virtueller Biomassehof**

Flächenbedarf	1	Regionale Wertschöpfung	1
Technische Ausgewogenheit	1	Wettbewerbsfähigkeit	1
Umweltverträglichkeit	1	Landschaft und Lebensqualität	1
Versorgungssicherheit	1	Bürgerakzeptanz	1

27.4.6 Literaturverzeichnis

- B. Breitsameter, Vorstand HER AG. (Mai 2017). Thema virtueller Biomassehof. (bifa Umweltinstitut, Interviewer)
- bifa Umweltinstitut. (2015). *Potenzialermittlung, Standortprüfung und Auslegung eines Biomassehofes im nördlichen Landkreis Augsburg (nicht öffentlich)*. bifa Umweltinstitut. Auftraggeber: Kreisenergiewerke Landkreis Augsburg, KWH GbR, Kraft & Wärme aus der Heimat, Schrettle Consult.
- HER AG. (6. Dezember 2017). *HER AG - Ihr Spezialist für Energieholz im Raum Augsburg*. Von <http://www.holzenergieregio.de/> abgerufen
- WBV, F. B. (2014). *Energieholzmarkt - Umfrage zu Optimierungsansätzen bei Waldbesitzervereinigungen, Forstwirtschaftlichen Betriebsgemeinschaften, Biomassehöfen und Holzmarktakteuren*. (bifa Umweltinstitut, Interviewer)

27.4.7 Anhang 1: Erläuterung zur Bewertung des Projektansatzes „virtueller Biomassehof“

Die Bewertungen der einzelnen Beispielprojekte wurden von den Bearbeitern durchgeführt. Dabei wurden folgende Kriterien zur Bewertung herangezogen. Die Bewertung erfolgt auf einer Skala von 1 bis 6, wobei in Anlehnung an das Schulnotensystem 1 die beste Bewertung ist und 6 die schlechteste Bewertung ist.

Flächenbedarf:

Die Umsetzung des virtuellen Biomassehofs erfordert keine neuen Flächen. Die bisher forstwirtschaftlich bewirtschafteten Flächen sollen weiterhin nachhaltig eingeschlagen werden. Sukzessive können Kurzumtriebsplantagen aufgebaut werden, die an dafür geeigneten Standorte angesiedelt werden.

Technische Ausgewogenheit:

Die Optimierung der regionalen Wertschöpfung im Bereich des Energieholzmarkts stellt keine besonderen Ansprüche an technische Innovationen. Die Herausforderung des Projekts liegt im kommunikativen Bereich.

Umweltverträglichkeit:

Es sind durch die Umsetzung des Projekts keine negativen Einflüsse auf die Umwelt zu erwarten. Im Gegenteil werden durch die Effizienzsteigerung bei der Energieholzvermarktung überflüssige Transportwege und damit Schadstoffemissionen vermieden.

Versorgungssicherheit:

Der Projektansatz setzt genau an diesem Punkt an. Durch die optimierte Zusammenarbeit der Energieholzakteure werden die Voraussetzungen für eine hohe Versorgungssicherheit geschaffen.

Kosten:

Zur Umsetzung eines virtuellen Biomassehofs fallen für die Logistik und die kaufmännischen Tätigkeiten Personalkosten an, die jedoch durch die gesteigerte Effizienz bei entsprechender Projektlaufzeit eingespielt werden können.

Regionale Wertschöpfung:

Kern des Projektansatzes ist die Steigerung der regionalen Wertschöpfung, die durch eine verbesserte Marktdurchdringung im Akteursverbund erreicht wird (siehe Abschnitt 27.4.1.2 Projektziel).

Wettbewerbsfähigkeit:

Im Vergleich mit anderen Energieformen besitzt der Energieträger „Biomasse“ sehr vielfältige Anwendungsmöglichkeiten, die von der lokalen Wärmeerzeugung auch gekoppelt mit Stromerzeugung (KWK) über die saisonale Speichermöglichkeit reichen.

Landschaft und Lebensqualität:

Sicherung und Schaffung von regionalen Arbeitsplätzen in der Energieholzbranche.

Bürgerakzeptanz:

Imagepflege ist ein Ziel des Projekts. Bisher ist die Akzeptanz für Biomasseprojekte in der Bevölkerung relativ groß, jedoch kann dies bei den direkt Betroffenen stark abweichen.

27.4.8 Anhang 2: Waldholzakteure mit räumlichem Bezug zum regionalen Planungsverband Südostoberbayern

- **Bäuerliche Hackschnitzelliefergemeinschaft mbH**
Leibersberg 1
82418 Riegsee
Telefon: 08847 244
Telefax: 08847 697275
E-Mail: georg-miller-leibersberg@t-online.de
- **BayWa Energie Dienstleistungs GmbH**
Arabellastraße 4
81925 München
Telefon: 089 92 22 29 32
E-Mail: info1@baywa.de
Internet: <http://baywa.de>
- **BCT - BioMa Chip, Trans & Pellet GmbH**
Gewerbepark Kaserne 5
83278 Traunstein
Telefon: 0861 70 86 1524
Telefax: 0861 70 86 1521
E-Mail: info@bct-bioma.de
Internet: <http://www.bct-bioma.de>
- **Biomassehof Achenal GmbH & Co. KG**
Eichelreuth 20
83224 Grassau
Telefon: 08641 69 41 43-0
Telefax: 08641 69 41 43-29
E-Mail: info@biomassehof-achental.de
Internet: <http://www.biomassehof-achental.de>
- **Christian Obermair**
Sigohostraße 31
85635 Siegersbrunn
Steuernummer: 144/229/60385

Inhaltlich Verantwortlicher gemäß § 55 Abs. 2 RStV:
Obermair Christian (Anschrift wie oben)

- **Dettendorfer Rohstoff GmbH & Co. KG**
Hornau 40
83052 Bruckmühl
Telefon: 08031 809 56-0
Telefax: 08031 809 56-29
E-Mail: kontakt@dettendorfer-rohstoff.de
Internet: <http://www.dettendorfer-rohstoff.de>
- **Dettendorfer Wertstoff GmbH & Co KG**
Linden 2
83109 Tattenhausen
Telefon: 08067 90 45-0
Telefax: 08067 90 45-45
E-Mail: info@dettendorfer-wertstoff.de
Internet: <http://www.dettendorfer-wertstoff.de>
- **Dietl Heizungsbau**
Holztraubach 12
84066 Mallersdorf-Pfaffenberg
Telefon: 08772 91187
Telefax: 08772 91189
E-Mail: heizung-dietl@t-online.de
- **FireStixx GmbH & Co. KG**
Siemensstraße 1a
84051 Essenbach - Altheim
Telefon: 08703 905 88-0
Telefax: 08703 905 88-59
E-Mail: info@firestixx.org
Internet: <http://www.firestixx.org>
- **Georg Wecker Holzhandel**
Eresried 40
82297 Steindorf
Telefon: 08202 90 37 65
Telefax: 08202 23 03
E-Mail: info@brennholz-wecker.de
Internet: <http://www.brennholz-wecker.de>
- **Holzenergie Ammertal GmbH**
Im Kirchfeld 14
82433 Bad Kohlgrub
Telefon: 08845 75 76 42
Telefax: 08845 75 76 19
E-Mail: info@holzenergie-ammertal.de
Internet: <http://www.holzenergie-ammertal.de>
- **IRV Interroh Rohstoffverwertungs GmbH**
Otto-Perutz-Straße 9
81829 München
Telefon: 089 45 15 80-0
Telefax: 089 45 15 80-25
E-Mail: info@irv-interroh.de
Internet: <http://www.irv-interroh.de>

- **Johann Schmatz**
Schicka 1
84085 Langquaid
Telefon: 09452 459
Telefax: 09452 14 59
- **Karl Koppermüller**
Aurolfing 12
84140 Gangkofen
Telefon: 08722-96 97 70
Telefax: 08722 96 97 71
E-Mail: Info@Hackschnitzelerzeugung.de
Internet: <http://Hackschnitzelerzeugung.de>
- **Maschinenring Wolfratshausen AG**
Königsdorferstraße 29b
82515 Wolfratshausen
Telefon: 08171 42 16-0
Telefax: 08171 42 16-16
E-Mail: info@mr-wolfratshausen.de
Internet: <http://www.mr-wolfratshausen.de>
- **MW Biomasse AG**
Salzhub 10
83737 Irschenberg
Telefon: 08062 728 94-60
Telefax: 08062 728 94-461
E-Mail: info@mwbiomasse.de
Internet: <http://www.mwbiomasse.de>
- **Saghäusl Mondholz**
Weissensteinerweg 7
83471 Berchtesgaden
Telefon: 08652 2330
Telefax: 08652 69170
E-Mail: saghaeusl@t-online.de
Internet: <http://www.saghaeusl.de>
- **WBV Waldbesitzerverein Schierling w. V.**
Laberstraße 2
84069 Walkenstetten
Telefon: 09451 94 85 93
Telefax: nofax
E-Mail: WBV.Schierling@t-online.de
Internet: <http://www.wbv-schierling.de>
- **WBV Waldbesitzervereinigung Gangkofen w. V.**
Marktplatz 26
84140 Gangkofen
Telefon: 08722 96 67 79
Telefax: 08722 96 67 88
E-Mail: wbv-ga@gmx.de
Internet: <http://www.wbv-gangkofen.de>
- **WBV Waldbesitzervereinigung Laufen-Berchtesgaden w. V.**
Binderstraße 8
83278 Traunstein
Telefon: 0861 209 23 84
Telefax: 0861 209 24 59

E-Mail: info@wbv-laufen-berchtesgaden.de
Internet: <http://www.wbv-laufen.de>

- **WBV Waldbesitzervereinigung Starnberg w. V.**
Hanfelder Straße 7
82131 Gauting-Oberbrunn
Telefon: 089 85 04 615
Telefax: 089 8504 626
E-Mail: wbv-starnberg@t-online.de
Internet: <http://www.wbv-starnberg.de/>
- **WBV Waldbesitzervereinigung Traunstein w.V.**
Binder Straße 8
83278 Traunstein
Telefon: 08861 209 97 38
Telefax: 0861 209 97 39
E-Mail: info@wbv-traunstein.de
Internet: <http://wbv-traunstein.de>
- **WBV Waldbesitzervereinigung Wasserburg-Haag e. V.**
Asham 9
83123 Amerang
Telefon: 08075 93 90
Telefax: 08075 93 91
E-Mail: wbv-wshaag@gmx.de
Internet: <http://www.wbv-wasserburg.de>
- **Werner Garten- und Landschaftsbau GmbH**
Stahlgruberring 7a
81829 München
Telefon: 089 45 10 88-10
Telefax: 089 45 10 88-18
E-Mail: info@werner-muc.de
Internet: <http://www.werner-muc.de>
- **Wolfgang Dettendorfer GmbH**
Brannenburger Straße 45
83131 Nußdorf am Inn
Telefon: 08034 30 58-0
Telefax: 08034 30 58-29
E-Mail: info@holz-dettendorfer.de
Internet: <http://www.holz-dettendorfer.de>
- **ZE Holzsysteme Vertriebsges. mbH**
Friedrich-Dittes-Weg 2
83075 Bad Feilnbach
Telefon: 08066 91 91
Telefax: 08066 9193
E-Mail: info@ze-holzsysteme.de
Internet: <http://www.ze-holzsysteme.de>

28 Literaturverzeichnis

- Bensmann, M. (März 2017). Noch Zubau bei Einspeieanlagen.
(Fachverband Biogas e.V., Hrsg.) *Biogas Journal*, S. 42-43.
- CARMEN e.V. (kein Datum). *Der Dampfkraftprozess in der Bioenergie*.
Abgerufen am 21. Dezember 2017 von <https://www.carmen-ev.de/biogene-festbrennstoffe/biomasseheizkraftwerke/dampfkraftprozesse/627-komponenten-eines-dampfkraftwerkes>
- Carsten, K. (30. November 2017). Stromhandel - Bayerisches Wildpoldsried wird Blockchain-Labor. Newsletter - *bizzy energy*.
Das Wirtschaftsmagazin für die Energiezukunft, http://bizz-energy.com/blockchain_mekka_wildpoldsried?xing_share=news.
- DPG. (2010). *Elektrizität: Schlüssel zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen Energie-system – Eine Studie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft*. Bad Honnef.
- EEG. (17. Juli 2017). *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017)*. Abgerufen am 10. November 2017 von https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html
- Erdmann, G. D. (2010). *Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektive von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland*. Berlin.
- FNR. (2014). *Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung (5. Ausg.)*. (F. N. e.V., Hrsg.) Rostock: Druckerei-Weidner.
- KTBL. (o.D.). *Wirtschaftlichkeitsrechner Biogasanlagen*. Abgerufen am 10. August 2017 von <http://daten.ktbl.de/biogas/startseite.do?zustandReq=1&selectedAction=showMona#start>
- Photovoltaik - epaper. (21. November 2017). *Wuppertaler Stadtwerke starten Stromhandel über Blockchain*. Abgerufen am 22. November 2017 von https://www.photovoltaik.eu/article-794500-30021/wuppertaler-stadtwerke-starten-stromhandel-ueber-blockchain-.html?xing_share=news
- Sedlacek, R. (2009). Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. *ERDÖL ERDGAS KOHLE*(11), 412-426.
- Stadtwerke Rosenheim. (o.D.). Abgerufen am 4. Oktober 2017 von <https://www.swro.de/versorgung/strom/rosenheimer-landstrom.html>
- Stockmann, F., Wagner, R., Kilburg, U., Kern, C., , , (2016). *Nachverstromung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen – EEG und Wirtschaftlichkeit*. Biogas Forum Bayern.
- VPP Energy. (o.D.). Abgerufen am 19. Juli 2017 von <http://vppenergy.de/>
- WBV, F. B. (2014). *Energieholzmarkt - Umfrage zu Optimierungsansätzen bei Waldbesitzervereinigungen, Forstwirtschaftlichen Betriebsgemeinschaften, Biomassehöfen und Holzmarktakteuren*. (bifa Umweltinstitut, Interviewer)

-
- Weidner, U., Hiendlmeier, S., Zenker, M., Borchert, H., Friedrich, S., Schulmeyer, F., & Leuchtweis, C. (2016). *Energieholzmarkt Bayern 2014 - Untersuchung des Energieholzmarktes in Bayern hinsichtlich Aufkommen und Verbrauch*. Freising: Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (LWF).
- Welteke-Fabricius, U. (2. März 2017). Flexibler, bedarfsorientierter BHKW-Betrieb. Vortrag Veranstaltungsreihe "die Zukunft für Biogas". (Carmen, Hrsg.) Wemding.
- Zaitscheck, O. (2010). Maßnahmen zur Erreichung niedriger Rücklaufftemperaturen – Auslegungshilfen für Neuanlagen. Vortrag anlässlich eines AGFW-Seminars. Fulda.

29 Anlagenverzeichnis (digital)

- 29.1 Anlage 1: Maßnahmenkatalog Ansätze zur Biogas-Direktstromvermarktung bei regionalen Unternehmen im Umkreis von maximal 4,5 km
- 29.2 Anlage 2: Dokumentation Workshop „virtueller Biomassehof“
- 29.3 Anlage 3: Dokumentation Arbeitstreffen „Roadmap Biogasnutzung post EEG“

LOS 4 Geothermie

30 Kurzfassung Geothermie

Die Geothermie nutzt die im Untergrund erzeugte und gespeicherte Energie. Bei der tiefen Geothermie wird heißes Wasser durch Bohrungen erschlossen und für die Fernwärmeversorgung oder zur Stromerzeugung genutzt. Die geologischen Bedingungen dafür sind in dem Gebiet des RPV 18 grundsätzlich gut geeignet, mit Ausnahme der alpinen Region. Aktuell bestehen die drei tiefengeothermischen Anlagen Waldkraiburg, Traunreut und Kirchweidach. Sie produzieren insgesamt 58 MW_{th} Wärme und ca. 6 MW_{el} elektrischen Strom.

Der sogenannte Malmkarst-Tiefengrundwasserleiter befindet sich im Gebiet des RPV 18 in einer Tiefe zwischen ca. 1.000 und fast 6.000 m mit ca. 65 °C bis 150 °C heißem Thermalwasser. Bedingt durch die Tiefenlage des Malmkarstes, nimmt das geothermische Potenzial grundsätzlich nach Südosten zu.

Für die Steckbriefe wurde zunächst das Potenzial jeder einzelnen Gemeinde des RPV 18 betrachtet. Dabei galt es zu berücksichtigen, dass die Nutzung von Erdwärme üblicherweise an Konzessionsgrenzen, sogenannte Erlaubnisfelder gebunden ist, die unabhängig von den Gemeindegrenzen sind. Deshalb wurde für jede Gemeinde eine Mindestfeldgröße von 32 km² angenommen, um das Potenzial mittels zwei geothermischer Dubletten zu erschließen. Das Strom- und Wärmepotenzial pro Gemeinde wurde auf Basis der Tiefe des Thermalwasseraquifers, des geothermischen Gradienten sowie der Betriebserfahrung vergleichbarer Anlagen in Bayern entsprechend berechnet. Die geothermischen Potenziale reichen dabei von ca. 5 bis zu 160 MW_{th} thermischer- und bis zu 18 MW_{el} elektrischer Energie.

Die Erhebung des Gesamtpotenzials im Gebiet des RPV 18 sowie auf Landkreisebene erfolgte weitgehend analog. Da es bei der Betrachtung für die Steckbriefe jedoch zu Überlappung bei benachbarten Kommunen kommt, wurden die Erlaubnisfelder flächendeckend und ohne Überlappung angeordnet. Das Gesamtpotenzial im RPV 18 Gebiet beläuft sich auf ca. 3.914 MW_{th} für die Wärmeenergieerzeugung und auf 219 MW_{el} für die Stromerzeugung.

Oberflächennah befinden sich im gesamten Gebiet oft wasserführende, quartäre Lockergesteine, aus denen mittels verschiedener Technologien Energie zum dezentralen Heizen und Kühlen gewonnen werden kann. Im Gebiet des RPV 18 ist deren Einsatz schon verbreitet, seit 2007 wurden mindestens 2.000 vorwiegend kleinere Anlagen in Betrieb genommen.

Das Potenzial für oberflächennahe Geothermie ist hauptsächlich nachfrageseitig definiert oder durch bereits bestehende Anlagen beschränkt, die sich nicht negativ beeinflussen sollen. Im Rahmen der Studie wurde dieses Potenzial deshalb nicht quantifiziert, sondern im Sinne einer Standorteignung bewertet. Es wurde untersucht, inwieweit die drei am meisten verbreiteten Technologien (Grundwasserwärmepumpe, Erdwärmesonde und Erdwärmekollektoren) in den Siedlungsgebieten jeder Gemeinde eingesetzt werden können.

Die Studie zeigt, dass im Gebiet des RPV 18 durchaus gute Bedingungen für die Nutzung der oberflächennahen Geothermie herrschen, auch im südlichen, für die tiefe Geothermie ungeeigneten Teil. Dies ist der Lage der Siedlungsgebiete – wo die Wärmenachfrage ja hauptsächlich besteht – in den Alpentälern mit guten geologischen Voraussetzungen geschuldet.

31 Ausbau und Potenziale Geothermie

Ein Teilziel des regionalen Energiekonzeptes ist es, das Potenzial für Geothermie im Regionalen Planungsverband 18 (folgend abgekürzt mit „RPV18“) darzustellen. Hierfür muss zunächst abhängig von der Bohrtiefe zwischen den beiden sehr unterschiedlichen geothermischen Nutzungsformen der „oberflächennahen Geothermie“ und der „tiefen Geothermie“ unterschieden werden.

31.1 Potenziale Tiefengeothermie

31.1.1 Definition der Potenziale für tiefe Geothermie im RPV 18

Bei Potenzialermittlungen kann zwischen den Begriffen „theoretisches Potenzial“, „technisches Potenzial“ und wirtschaftliches Potenzial“ unterschieden werden (Paschen et al., 2003).

- Das „**theoretische Potenzial**“ stellt die theoretische Obergrenze des verfügbaren Energieangebots dar und ist im Fall von Erdwärme naturgemäß sehr hoch, hat jedoch für die praktische Nutzung nur eine sehr geringe Aussagekraft.
- Das „**technische Potenzial**“ beschreibt dagegen den Anteil des Potenzials, der unter Berücksichtigung der derzeitigen technischen Möglichkeiten „technisch nutzbar“ ist (Paschen et al., 2003). Dabei wird noch einmal zwischen dem „technischen Angebotspotenzial“ und dem „technischen Nachfragepotenzial“ unterschieden.
- Das „**wirtschaftliche Potenzial**“ der tiefen Geothermie, welches wiederum nur einen Teil des technischen Angebotspotenzials darstellt, hängt zum einen stark von primären standortspezifischen Faktoren wie z.B. der Nähe zu Wärmesenken, Bohrtiefen und damit einhergehenden Explorationsrisiken, der Nähe zu Stromeinspeisepunkten etc. ab. Zum anderen bestimmen sekundäre Faktoren wie die Preisentwicklung konventioneller Energieträger oder auch Förderprogramme die Wirtschaftlichkeit eines tiefen Geothermieprojektes.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde das technische Angebotspotenzial aus hydrothermalen Nutzung des Malms ermittelt. Dabei wurde der Fokus auf eine möglichst praxisnahe Methodik zur Potenzialermittlung gelegt, in der speziell die Erfahrungen aus realisierten Geothermiebohrungen der Molasse und den daran gekoppelten Wärmebergbau zu Grunde gelegt wurden.

Um einen möglichst realistischen Wert für die förderbare thermische und elektrische Leistung je Kommune im RPV 18 zu erhalten, wurde die Methodik der Potenzialerhebung stark regional auf den RPV 18 zugeschnitten und ist in dieser Form nur auf geologisch ähnliche Bedingungen, wie sie beispielsweise im Großraum München vorliegen, übertragbar. Zudem wurde ein konservativer Ansatz verfolgt, dem die Idee eines möglichst schonenden und nachhaltigen Wärmebergbaus zu Grunde gelegt wurde.

31.1.2 Grundlagen der Tiefengeothermie im RPV 18

In der tiefen Geothermie wird die natürlich vorkommende Erdwärme unterhalb von 400 m Tiefe genutzt. In Hinblick auf die Nutzung wird dabei zwischen petrothermalen Lagerstättentypen und hydrothermalen Lagerstättentypen unterschieden. Petrothermale Lagerstättentypen werden über das sog. „EGS-Verfahren“ (Enhanced Geothermal System) erschlossen, indem ein künstliches Reservoir durch Risse im heißen Gestein erzeugt wird. Dieses Verfahren steht technisch gesehen noch relativ am Anfang und spielt aufgrund

des Pilotcharakters für die gegenständlichen Betrachtungen des Potenzials im RPV 18 keine Rolle. Im Gegensatz dazu, ist die Erschließung von hydrothermalen Lagerstätten weltweit und auch in Süddeutschland eine bereits etablierte und wirtschaftliche Nutzungsform.

Bei hydrothermalen Lagerstätten wird natürlich vorkommendes Thermalwasser durch eine sog. Bohrungsdublette, bestehend aus einer Förderbohrung und einer Reinjektionsbohrung genutzt. Das Wasser ist dabei lediglich der Wärmeüberträger der im Gestein im tiefen Untergrund gespeicherten Wärme. Das Thermalwasser wird über die Förderbohrung an die Oberfläche geleitet, dort wird die Wärme mittels Wärmetauscher dem Thermalwasser entzogen und über einen sekundären Kreislauf an das Fernwärmenetz oder Kraftwerk übertragen. Das abgekühlte Thermalwasser wird wieder über die Reinjektionsbohrung in den Untergrund geleitet (Abbildung 300).

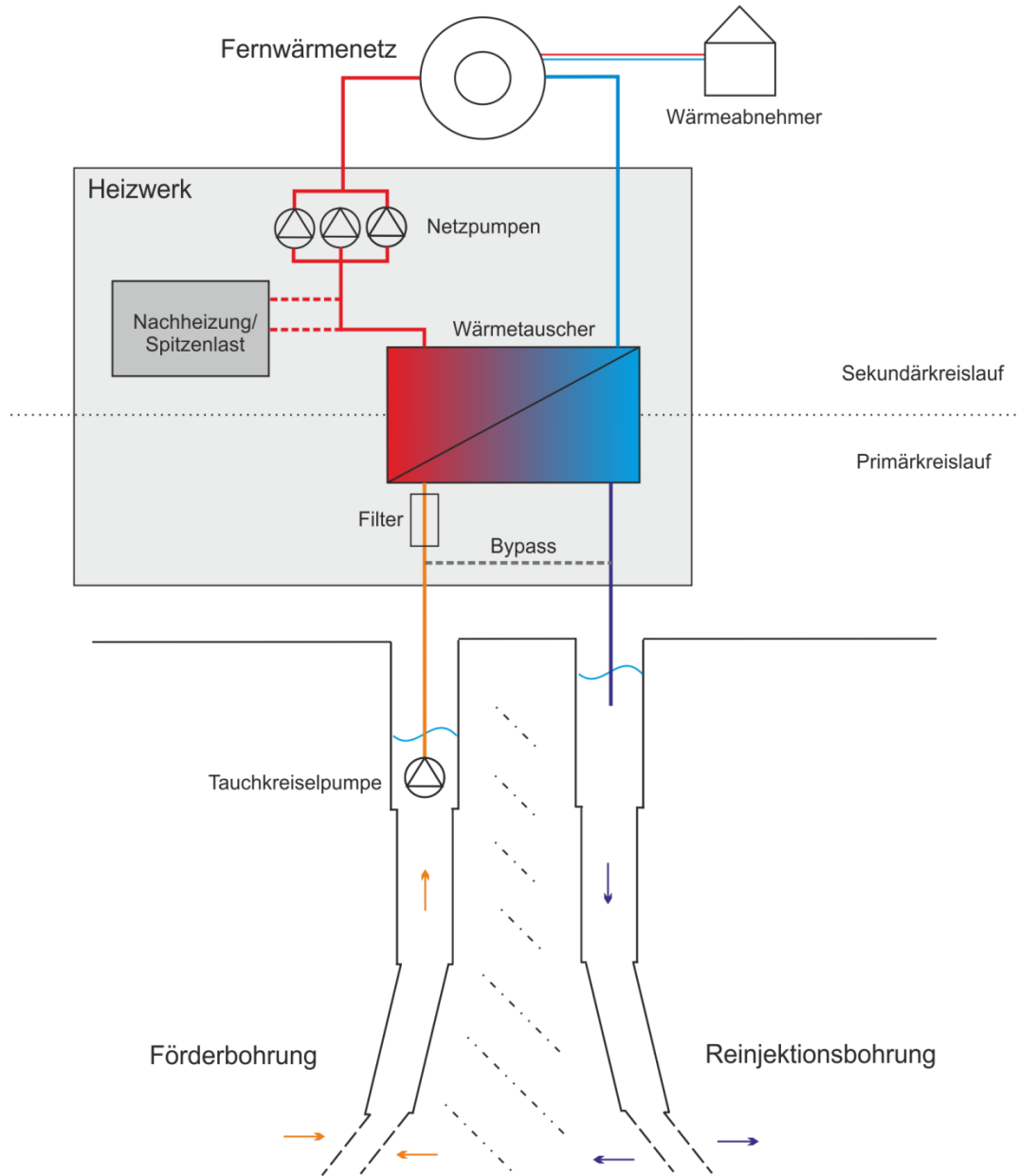


Abbildung 300: Funktionsprinzip einer hydrothermalen Dublette zur Wärmeversorgung

Die geologischen Bedingungen für tiefe hydrothermale Geothermie sind in großen Teilen des RPV 18, mit Ausnahme des Landkreises Berchtesgadener Land, als günstig zu bezeichnen. Grund hierfür ist die flächige Verbreitung des sog. „Malmtiefengrundwasserleiters“ (im folgenden kurz „Malm“). Der Malm wurde als bis zu 650 m mächtige, Kalke und Dolomite während des Oberen Jura, im Bereich des sog. „Süddeutschen Molassebeckens“ und weit darüber hinaus in Richtung Westen und Osten abgelagert. Der RPV 18 liegt im östlichen Teil des süddeutschen Molassebeckens und bis auf Bereiche des kristallinen „Landshut-Neuöttinger Hochs“ (kurz: „LNH“) ist der Thermalwasser führende Malm im gesamten Untergrund des RPV 18 anzutreffen. Die Gemeinde Neuötting liegt als einzige Kommune komplett im Bereich des LNH, so dass hier kein Potenzial für tiefe Geothermie ausgewiesen wird.

Aufgrund der großen Tiefenlage und den damit verbundenen Explorationsrisiken stellt der Übergang der ungefalteten Molasse im Norden zur Faltenmolasse im Süden gemäß bay. Geothermieatlas (StMWIVT, 2012) den Grenzbereich zwischen den geothermisch „günstigen“ und „ungünstigen“ Gebieten dar (Abbildung 301). Im Rahmen der vorliegenden Potenzialstudie wurde ebenfalls diese Grenze verwendet. Südlich der ungefalteten Vorlandmolasse ist deshalb kein Potenzial für tiefe Geothermie ausgewiesen. Hiervon sind vor allem der Landkreis Berchtesgadener Land und der Süden des Landkreises Rosenheim betroffen. Es handelt sich jedoch aus technischer Sicht um keine scharfe Abgrenzung und letztendlich bedarf jeder potentielle Standort für Tiefengeothermie einer spezifischen Überprüfung der geologisch-geothermischen Bedingungen und der damit verbundenen Chancen und Risiken.

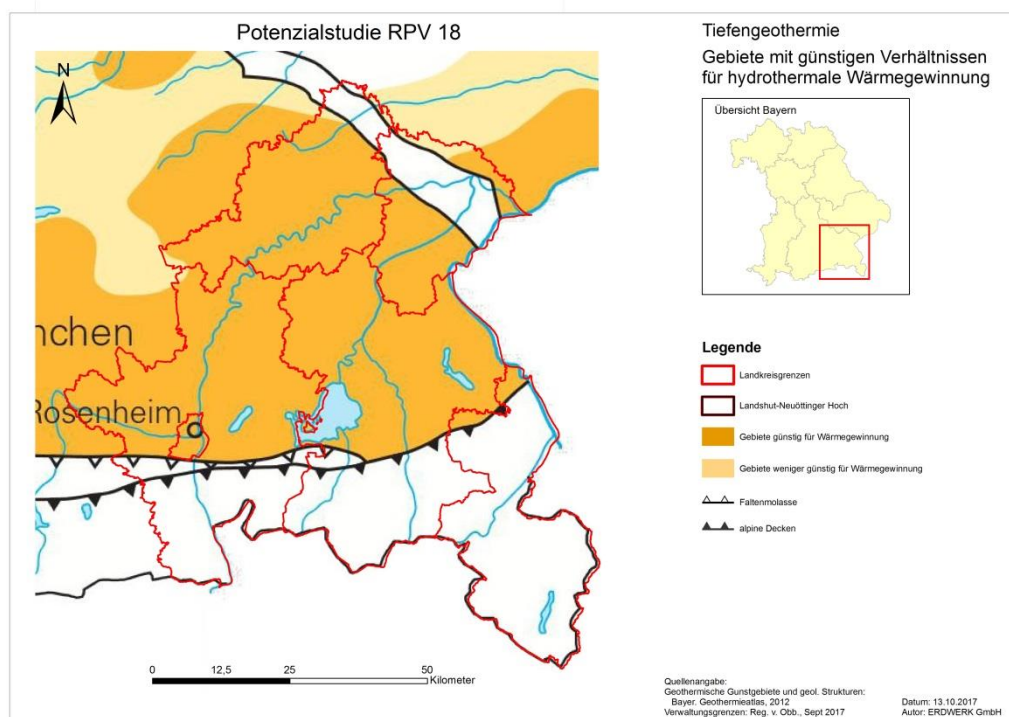


Abbildung 301: Geothermische Gunstgebiete in der Region RPV 18.

Nördlich der Donau ist der Malm an der Oberfläche in der Fränkischen Alb aufgeschlossen. Nach Süden fällt er in Richtung Alpenkörper stetig ab. Im nördlichen Teil des RPV 18 liegt der Malm noch in Tiefen von ca. 1.500 m unter GOK, südöstlich des Chiemsees erreicht er bereits Tiefen von über 6.000 m u. GOK (Abbildung 302).

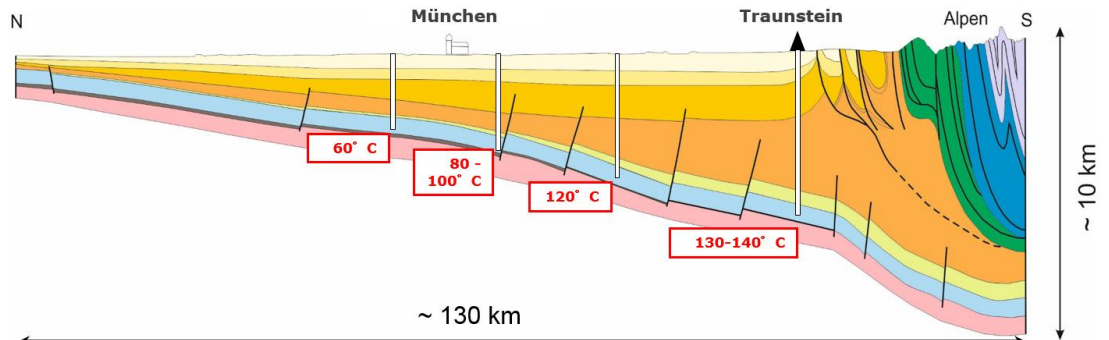


Abbildung 302: Profilschnitt durch das süddeutsche Molassebecken; Traunstein wurde auf das Profil projiziert. Der Malm mit steigenden Thermalwassertemperaturen ist in blau dargestellt.

Mit zunehmender Tiefe steigen die Gebirgs- und damit auch die Thermalwassertemperatur an. Der Temperaturanstieg mit der Tiefe, der sog. „geothermische Gradient“ beträgt im Durchschnitt in der Molasse etwa 3-3,2°C / 100m. Der Gradient ist dabei nicht überall konstant, was sich in positiven und negativen Temperaturanomalien widerspiegelt.

31.1.3 Ist-Zustand der Tiefengeothermie im RPV 18

Gemäß dem Bundesverband Geothermie ([www. Geothermie.de](http://www.Geothermie.de)) sind derzeit deutschlandweit 33 tiefengeothermische Anlagen in Betrieb. 22 davon nutzen Wärme aus dem Süddeutschen Molassebecken.

In der Planungsregion 18 bestehen derzeit 9 Konzessionsfelder mit der bergrechtlichen Erlaubnis zur Aufsuchung von Erdwärme zu gewerblichen Zwecken. Die vom Wirtschaftsministerium erteilte Erlaubnis ist die Grundvoraussetzung für alle Arbeiten und Genehmigungsverfahren, die der Erkundung und Bohrung nach Geothermie dienen (vgl. grün umrandete Erlaubnisfelder in Abbildung 303).

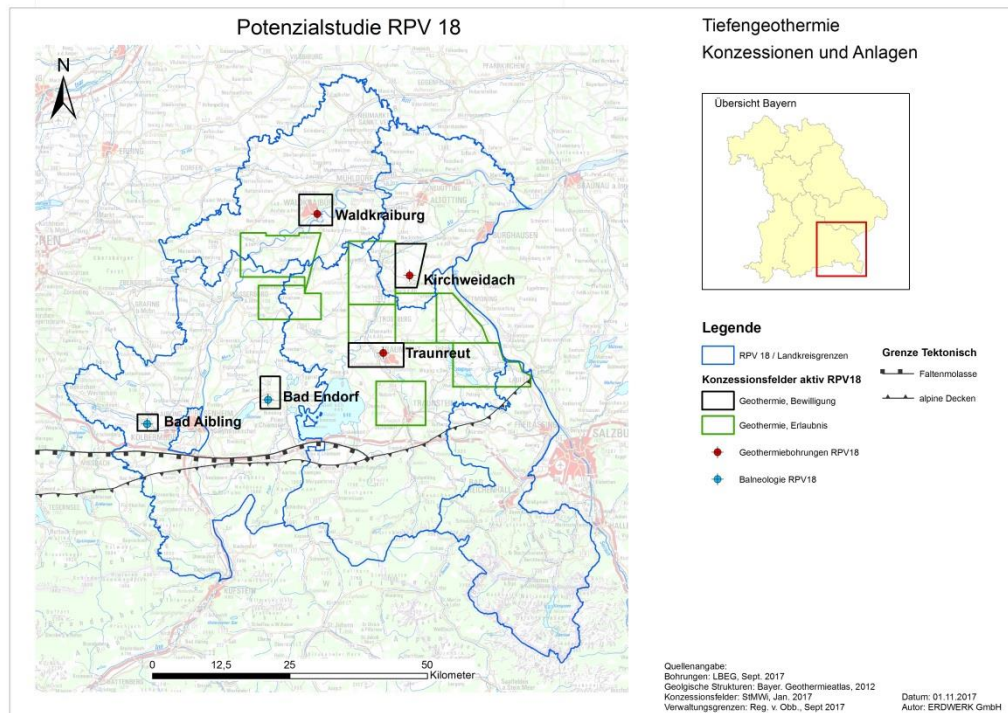


Abbildung 303: Übersicht über die Geothermiebohrungen (rote Punkte) und Konzessionsfelder (grün und schwarz umrandet) im RPV 18 (blau umrandet).

Geht eine geothermische Anlage in die Gewinnungsphase, so muss eine bergrechtliche Bewilligung zur Gewinnung von Erdwärme beim Wirtschaftsministerium beantragt werden. Im RPV 18 bestehen bereits 5 Konzessionsfelder mit einer Bewilligung zur Gewinnung von Erdwärme (vgl. schwarz umrandete Bewilligungsfelder in Abbildung 303).

- Die Anlage Waldkraiburg liefert seit 2012 Fernwärme mit einer geothermischen Leistung von 15 MW_{th}, bei einer Fördertemperatur von 106 °C (Agemar et al., 2014 und freundliche mündliche Mitteilung von Hr. Dr. J. Weber, LIAG).
- In Traunreut wird bei einer Fördertemperatur von derzeit ca. 114 °C Fernwärme (12 MW_{th}) und Strom (5,5 MW_{el}) produziert (Agemar et al., 2014).
- In Kirchweidach werden momentan mit der Wärme aus den Bohrungen Gewächshäuser geothermisch geheizt und ein Fernwärmenetz betrieben. Das Potenzial der Anlage liegt bei ca. 30,6 MW_{th} (Agemar et al., 2014). Die Stromproduktion in Kirchweidach ist aktuell noch in der Planungsphase.
- Die beiden Anlagen Bad Aibling und Bad Endorf werden rein balneologisch genutzt. Die Bohrungen erschließen nicht den Malm, sondern nutzen Thermalwasserhorizonte im Chaff und Rupel. Die geothermische Leistung dieser Bohrungen beträgt 0,08 bzw. 0,21 MW_{th} (Agemar et al., 2014).

Die Angaben zu den geothermischen Anlagen können dem öffentlich zugänglichen Geothermischen Informationssystem (GeotIS) auf „www.geotis.de“ entnommen werden (Agemar et al., 2014). In Tabelle 100 sind die Daten ohne Balneologie zusammengefasst:

Tabelle 100: Überblick der geothermischen Anlagen im RPV 18 (Quelle: Agemar et al., 2014)

	Waldkri- burg	Traunreut	Kirchweidach
Hauptnutzung	Fernwärme	Fernwärme	Fernwärme***
Nebennutzung	kein Eintrag	Strom	Gewächshaus
Leistung geothermisch MW _{th}	15	12	30,6
Jahresproduktion thermisch GWh/a	22,38	28	86,34
Leistung MW _{el}	-	5,5	0,68***
Jahresproduktion elektrisch GWh/a	-	23,3	-
Temp. Lagerstätte [°C]	110,5*	120	127
Temp. Bohrlochkopf [°C]	106	114,2	122
Fließrate max. [l/s]	80	164,3	80
Fließrate Betrieb [l/s]	25 – 30	134,4	0 – 80
Fließrate Wasserrecht [l/s]	65	165	105
Nutzhorizont	Malm	Malm	Malm
Zulaufftiefe [m u GOK]	2.718**	4.460 – 4.560	kein Eintrag
Beginn Wärme- / Stromlie- ferung	2012	2014: Wärme 2016: Inbetriebnahme ORC Kraftwerk	2013: Gewächshaus; Strom und Fernwärme in Planung

*am Bohrlochkopf

** Endteufe

*** vorgesehen

31.1.4 Datengrundlage Potenzialermittlung

Die Potenzialermittlung basiert auf frei verfügbaren Daten aus dem bayerischen Geothermieatlas (StMWIVT, 2012), sowie auf GeotIS-Daten (Agemar et al., 2014), die für die vorliegende Studie vom Leibniz Institut für Angewandte Geophysik (LIAG) zur Verfügung gestellt wurden. Hinsichtlich der Hydraulik im Malm und der Produktivität von Geothermiebohrungen wurden sowohl allgemeine Angaben aus dem bayerischen Geothermieatlas (StMWIVT, 2012), als auch statistische Auswertungen des Autors der Studie (Fa. ERDWERK) herangezogen. Die Daten zum Wärmebedarf wurden durch LOS 1 dieser Studie zur Verfügung gestellt.

Zur Potenzialermittlung wurden die Eingangsparameter Fördermenge und -temperatur verwendet.

Förderrate

Für die bayerische Ostmolasse und damit der Region des RPV 18 liegen bisher nur begrenzt Informationen zur Produktivität von Malmböhrungen vor, da nur drei Geothermieprojekte mit dem Malm als Reservoir realisiert wurden, und außerdem nur wenige

Kohlenwasserstoffbohrungen den Malm erbohrt und diesen daraufhin getestet haben. Die Erkenntnisse aus diesen Bohrungen lassen jedoch bisher den Schluss zu, dass auch trotz der Heterogenität der Malmkarbonate im östlichen bayerischen Molassebecken mit einer überwiegend guten Gebirgsdurchlässigkeit zu rechnen ist.

Die Produktivität einer Geothermiebohrung ergibt sich aus der Erschließungsstrategie und der Hydraulik der erbohrten geologischen Strukturen. In Karbonaten wird die Hydraulik aus einem komplexen Zusammenspiel verschiedener geologischer Faktoren wie Primärfazies, Diagenese, Geomechanik, Strukturgeologie und vor allem der Verkarstung als Teil der Diagenese gesteuert.

Im Gebiet des RPV 18 ist davon auszugehen, dass die Malmkalke und -dolomite verkarstet sind. Den größten Einfluss auf die Verkarstung und die daran gekoppelte Gebirgsdurchlässigkeit hat die fazielle Ausbildung des Gesteins. Tektonisch bedingte Brüche, sog. Störungen, wie sie in Abbildung 305 dargestellt sind, können für die Produktivität einer Bohrung eine Rolle spielen, für die Gebirgsdurchlässigkeit spielt diese aber eine geringere Rolle als die Fazies. (Stier & und Prestel, 1991).

Die kleinräumige Inhomogenität der Malmkarbonate wird besonders bei geothermischen Dubletten deutlich, die von einem Sammelbohrplatz aus abgeteuft wurden, jedoch völlig unterschiedliche Produktivität aufweisen. So war beim Geothermieprojekt Kirchweidach die erste Bohrung fründig, die zweite Bohrung trocken und ein Sidetrack (Nebenast) der trockenen Bohrung wiederum fründig. Selbst bei einer höheren Bohrungsdichte und zunehmendem geologischen Kenntnisstand kann es somit immer zu einer größeren Schwankungsbreite in der Schüttungsrate kommen.

Um für die vorliegende Potenzialermittlung dennoch eine belastbare Datenbasis verwenden zu können, wurde im Hinblick auf die oben diskutierte Übertragbarkeit der geologischen Bedingungen in die bayerischen Ostmolasse auf die statistische Verteilung der Produktivität aus zahlreichen Bohrungen im gesamten süddeutschen Molassebecken zurückgegriffen

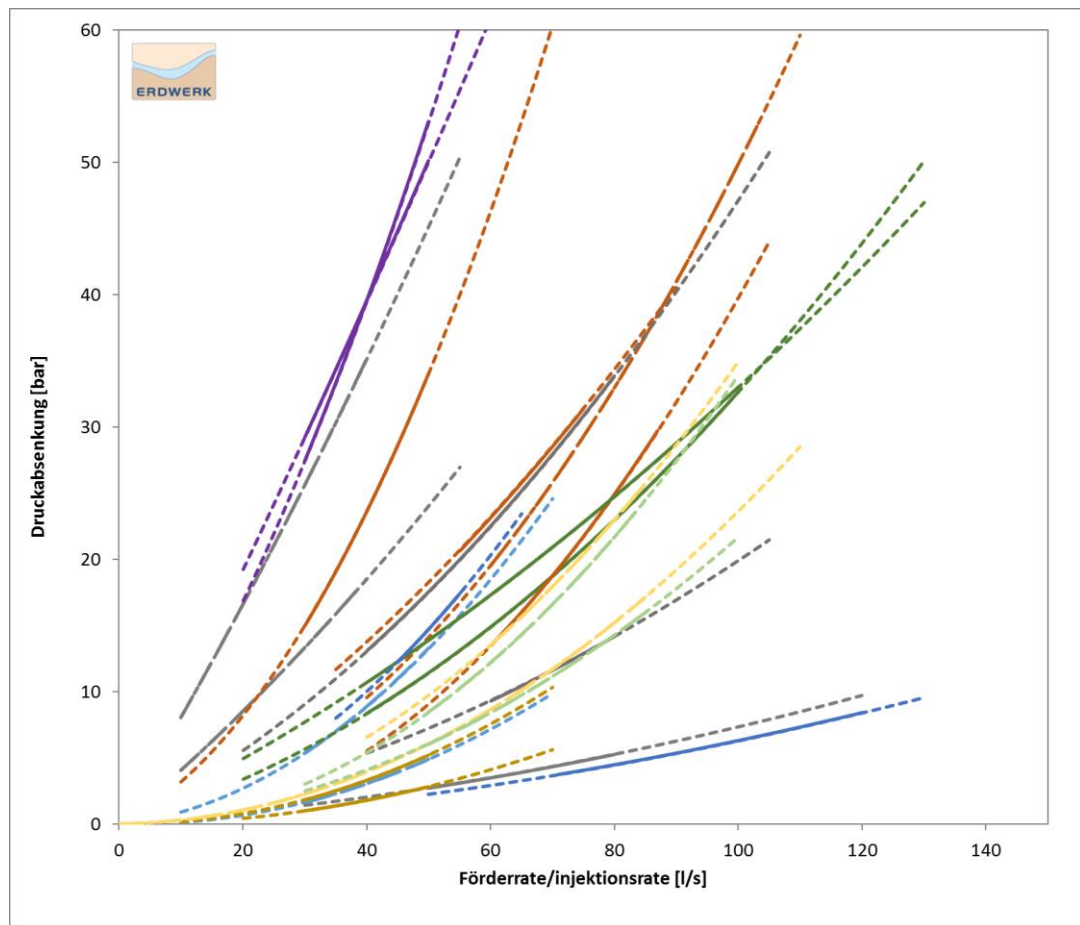


Abbildung 304: Produktivitätskurven bestehender Bohrungen im Malm des Süddeutschen Molassebeckens.

Abbildung 304 zeigt die für die Studie verfügbaren Produktivitätskurven von Geothermiebohrungen aus der Süddeutschen Molasse als Funktion der Druckabsenkung und Förder-/Injektionsrate. Für die Studie wurde eine Schüttungsrate von 100 l/s angenommen, die dem Median (P50-Wahrscheinlichkeit) aus oben dargestellten Produktivitäten entspricht. Voraussetzung hierfür ist eine aus der Erfahrung der Autoren wirtschaftliche Druckabsenkung von ca. 40 bar. Ein Vergleich mit den Förderraten aus den Projekten im RPV 18 Waldkraiburg, Kirchweidach und Traunreut (s. Kap. 31.1.3) mit durchschnittlich 100 l/s zeigt, dass diese Annahme durchaus realistisch ist.

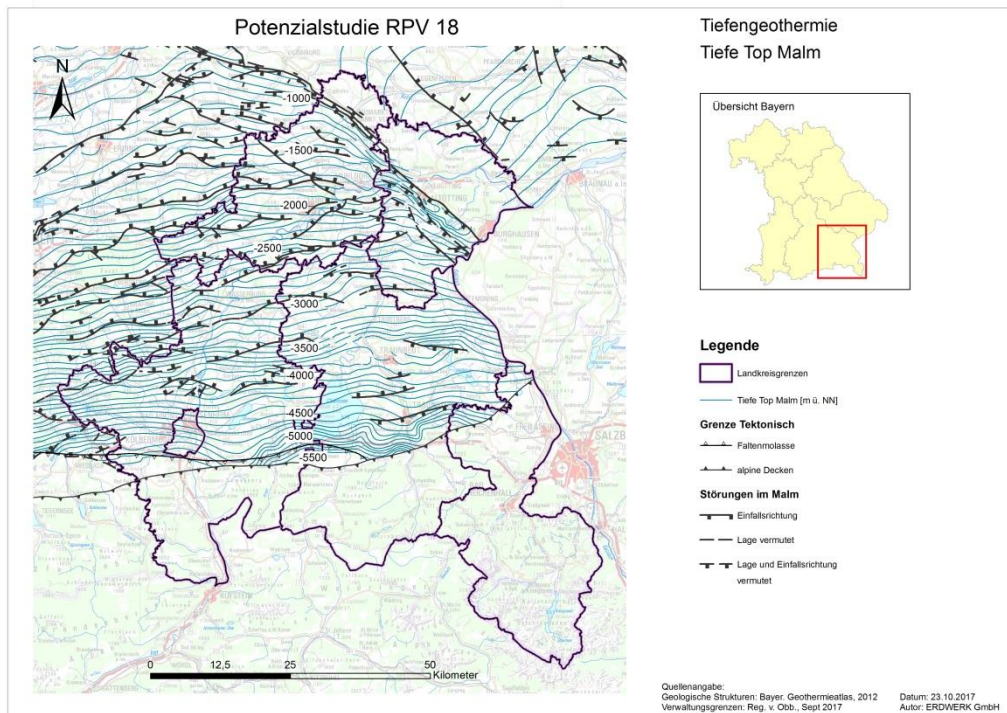


Abbildung 305: Tiefe der Oberkante des Malms bis zum Alpenrand sowie bekannte und vermutete Störungen im Malmkalk.

Tiefe Top Malm und Thermalwassertemperaturen

Die Tiefe des Malms bestimmt die Temperatur des Wassers und ist deswegen ein wichtiger Parameter zur geothermischen Potenzialermittlung. Die aus seismischen Messungen bekannte Oberfläche des Malm, auch als Top Malm bezeichnet, und die Störungen in der RPV 18 Region sind in Abbildung 305 und Anlage 3 dargestellt.

Die nach Süden zunehmende Tiefe des Malms bedingt eine generell ansteigende Gebirgs- und Thermalwassertemperatur an Top Malm. Dieser Trend kann jedoch lokal von Temperaturanomalien beeinflusst werden. Dies wirkt sich im RPV 18 vor allem im Norden des Rosenheimer Landkreises aus. Hier verursacht die in der Wasserburger Senke bekannte Kälteanomalie vergleichsweise niedrigere Temperaturen (Abbildung 306 und Anlage 4).

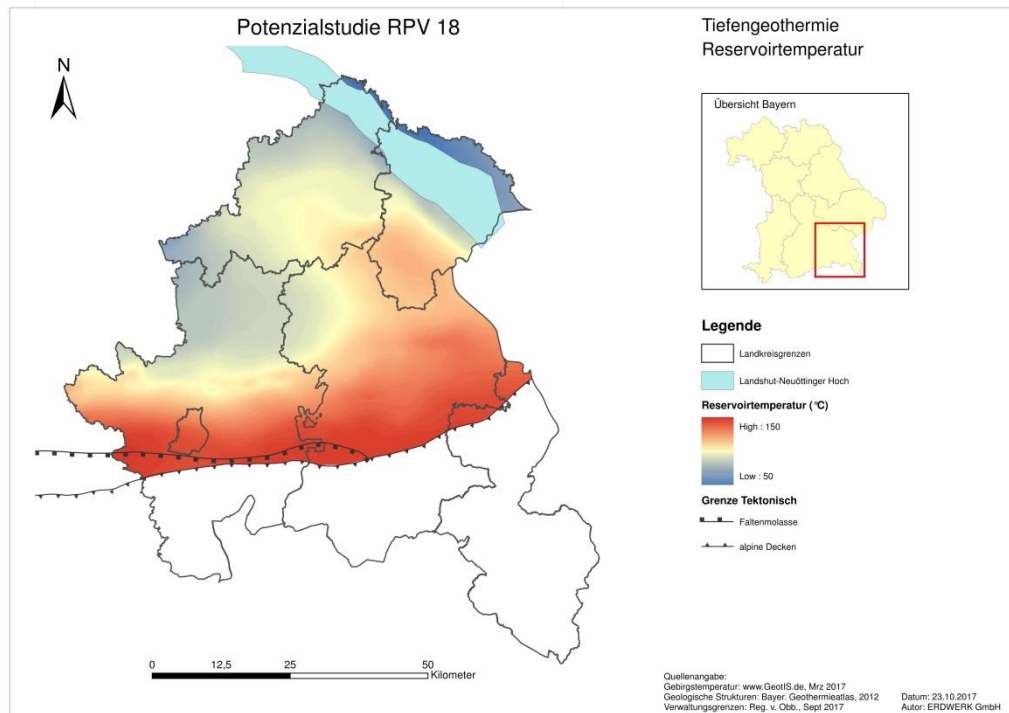


Abbildung 306: Prognose der Fördertemperatur aus dem Malmreservoir im Gebiet des RPV 18.

Die überwiegend gute Durchlässigkeit der Malmkarbonate führt zu einer vertikalen Durchmischung des Thermalwassers und verursacht damit eine Mischtemperatur im Reservoir. Die Auswertung von bestehenden Geothermiebohrungen zeigt, dass die Reservoirtemperatur, die sich für die Mitte des 650 m mächtigen Malm bestimmen lässt, in etwa der erzielten Fördertemperatur entspricht.

31.1.5 Methodik zur Bestimmung des Angebotspotenzials

Gemeindefläche vs. geothermische Konzession

Ziel der gegenständlichen Potenzialermittlung ist es, das geothermische Potenzial je Gemeinde für die Gemeinde Steckbriefe (vgl. Kap. 31.4) darzustellen.

Dazu wurde für jede Gemeinde in der Region des RPV 18 ein hypothetisches, quadratisches Erlaubnisfeld von 32 km² um das geographische Zentrum der Gemeinde eingerichtet (s. Abbildung 307 und Anlage 5).

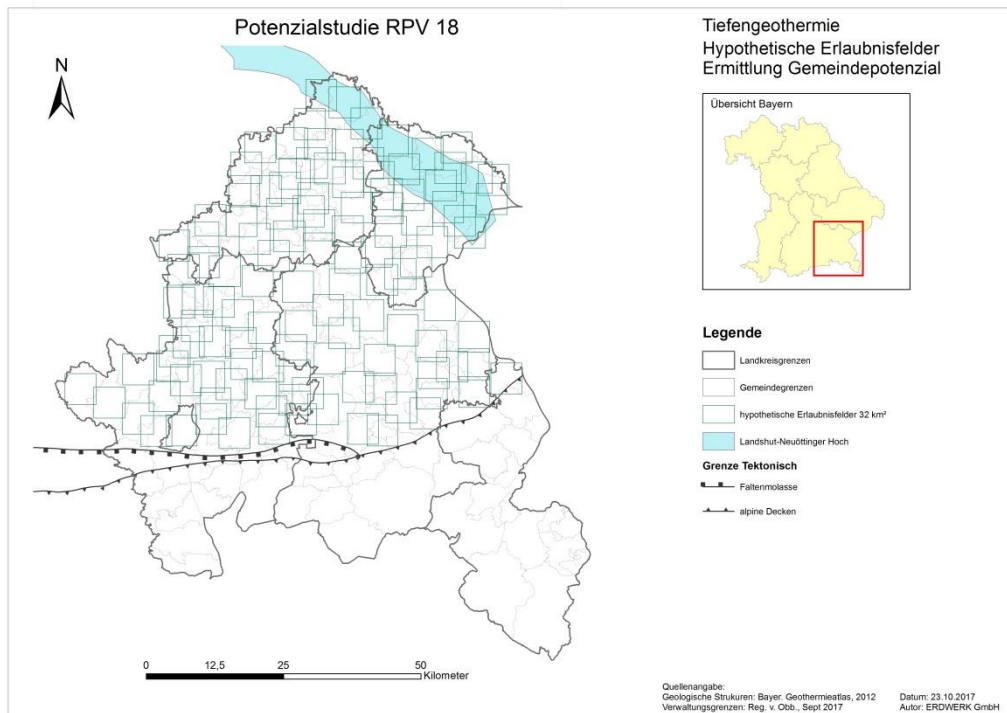


Abbildung 307: Hypothetische Erlaubnisfelder der 150 Gemeinden. Quadrate mit 32 km² Flächeninhalt wurden um das Zentrum jeder Gemeinde angeordnet.

Für die Gemeindesteckbriefe musste die Bemessung einer minimalen Feldeseinheit aus methodischen Gründen vorgenommen werden, da die Nutzung der tiefen Geothermie keiner Gemeindegrenze zugeordnet werden kann, sondern im tiefen Untergrund an geologische Bedingungen geknüpft ist.

Die Größe von 32 km² wurde als kleinste wirtschaftliche, technische und wissenschaftliche Feldeinheit für den Betrieb einer Doppeldublette gewählt. Als Referenz für diesen Wert wurde das kommunale Geothermieprojekt der Geovol Unterföhring GmbH herangezogen. Diese besitzt mit zwei Förder- und Reinjektionsbohrungen das Bewilligungsfeld „feringeo“ in dieser Größe. Ein entsprechendes Wärmebergbaumodell weist nach, dass innerhalb dieser Grenzen bei wirtschaftlichen Vorgaben ein nachhaltiger Betrieb möglich ist.

Abbildung 308 zeigt ein Doppeldublettenkonzept, bei dem nach der Erfahrung der Autoren die Abstände sowohl zwischen den einzelnen Bohrungen als auch zur Feldegrenze ausreichend weit gewählt wurden, um eine ungewünschte gegenseitige Beeinflussung oder Beeinflussung von Nachbarbohrungen mit hoher Wahrscheinlichkeit zu vermeiden.

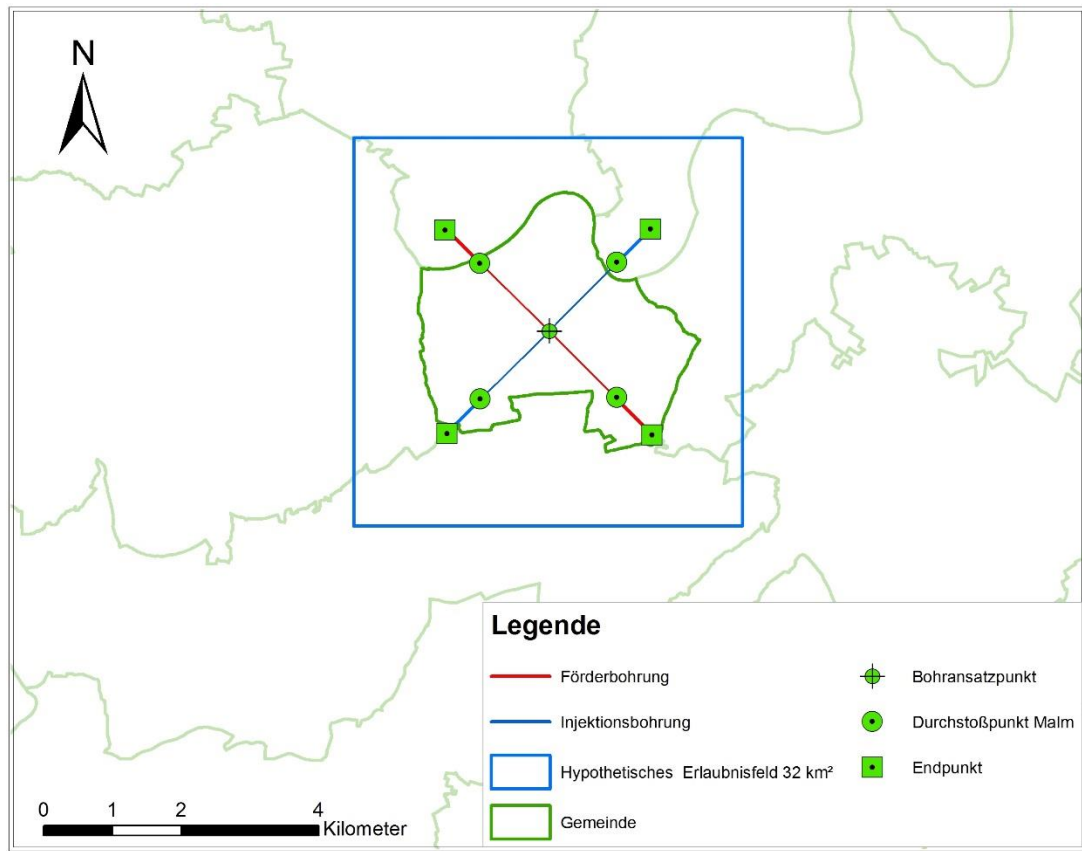


Abbildung 308: Erschließungskonzept in einem 32km² großen Konzessionsfeld zur Veranschaulichung der gewählten Methodik bei der Bestimmung der Potenziale auf Gemeindeebene.

Es muss an dieser Stelle angemerkt werden, dass genauere Aussagen zur hydraulisch-thermischen Beeinflussung nur auf Basis von Reservoirmodellen im Rahmen einer vertieften Projektentwicklung getroffen werden können.

Thermisches Potenzial

Folgende Formel stellt die Beziehung zwischen thermischer Leistung, Thermalwassertemperatur und Schüttungsmenge dar:

$$P_{th} = 2 * Q * (T_f - T_r) * C_{T,P} * \rho_{T,P,S} * r$$

Wobei

- P_{th} Potenzielle Wärmeleistung
- Q Förderrate (=Injektionsrate)
- T_f Fördertemperatur
- T_r Rücklauftemperatur
- $C_{T,P}$ Spezifische Wärmekapazität bei Systemdruck- und Temperatur
- $\rho_{T,P,S}$ Dichte bei Systemdruck-, Temperatur
- r Faktor für Gemeinden mit Gemeindefläche > 32 km² (r = 1 für Gemeindeflächen < 32 km², r = Gemeindefläche/32 für Gemeinde-

flächen > 32 km²)

Förderrate:

Wie unter Kapitel 31.1.4 beschrieben, wurden als Förder- und Reinjektionsrate je Bohrung 100 l/s angenommen, entsprechend wird pro Doppeldublette eine Förderrate von 200 l/s berücksichtigt.

Fördertemperatur:

Als Fördertemperatur (s. Abbildung 309 und Anlage 6) wurde die Temperatur angenommen, die der mittleren Reservoirtemperatur im Malm (vgl. Kap. 31.1.4) unter dem jeweiligen Gemeindegebiet entspricht.

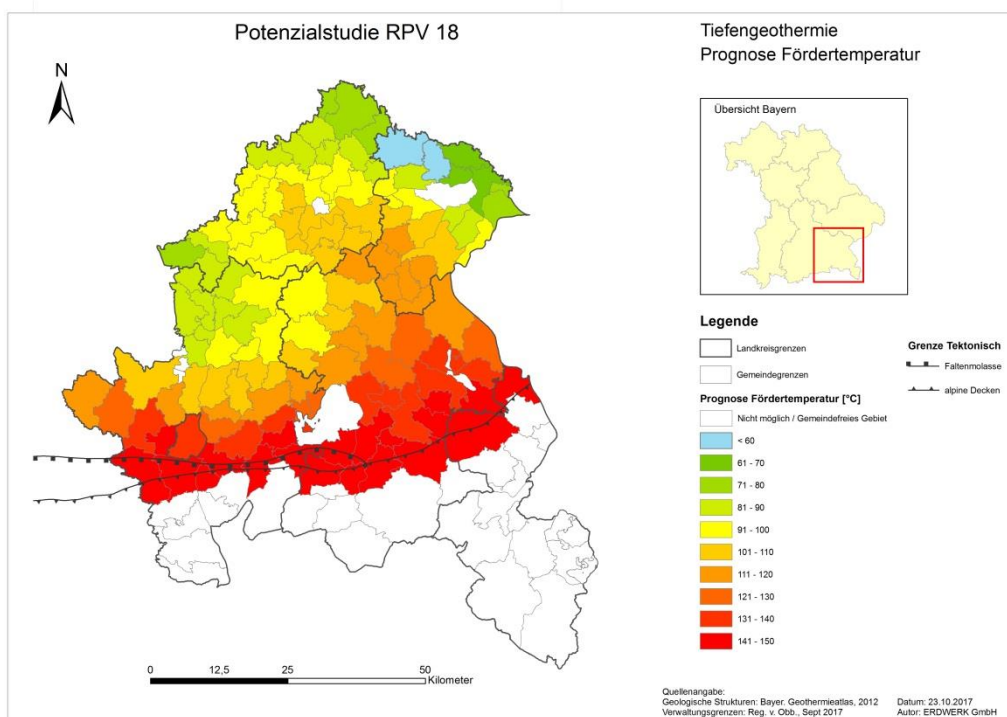


Abbildung 309: Prognostizierte Fördertemperatur - Reservoirtemperatur je Gemeinde.

Rücklauftemperatur:

Die Rücklauftemperatur bei Wärmeabgabe wurde mit 50°C festgelegt.

Spezifische Wärmekapazität und Dichte:

Zur Berechnung der spezifischen Wärmekapazität und der Dichte wurde der Mittelwert zwischen Förder- und Reinjektionstemperatur herangezogen.

Faktor für Gemeinden mit Gemeindefläche > 32 km²:

Um den evtl. größeren Wärmebedarf von Gemeinden mit großer Gemeindefläche zu berücksichtigen und ihnen im Fall eines tragfähigen Nutzungskonzepts die hypothetische Chance auf ein größeres Konzessionsfeld einzuräumen, wurde in Fällen von Gemeindeflächen > 32 km² das berechnete Potenzial mit dem entsprechenden Flächenfaktor multipliziert.

Elektrisches Potenzial

Zur Produktion von Strom wird bei den im Malm herrschenden Temperaturen typischerweise auf binäre Kraftwerke zurückgegriffen, wobei die Wärme des Thermalwassers auf ein geeignetes Arbeitsfluid übertragen wird. Am häufigsten wird dazu der Organic Rankine Cycle (ORC) eingesetzt. Der Wirkungsgrad solcher Anlagen hängt stark von der Vorlauftemperatur des Thermalwassers ab, er wird aber auch durch weitere Faktoren wie z.B. der herrschenden Außentemperatur bestimmt. Aus stromproduzierenden Geothermiekraftwerken im Molassebecken mit zweistufigem ORC-Prozess wurde für vorliegende Studie eine Korrelation zwischen Fördertemperatur und Wirkungsgrad erstellt, die zur Potenzialermittlung auf die erwartete Fördertemperatur einer Gemeinde angewandt wurde (s. Abbildung 310). Es handelt sich dabei um den Bruttowirkungsgrad, d.h. der Eigenstromverbrauch des Kraftwerks (hauptsächlich zum Betrieb der Tauchkreiselpumpe) wurde nicht berücksichtigt.

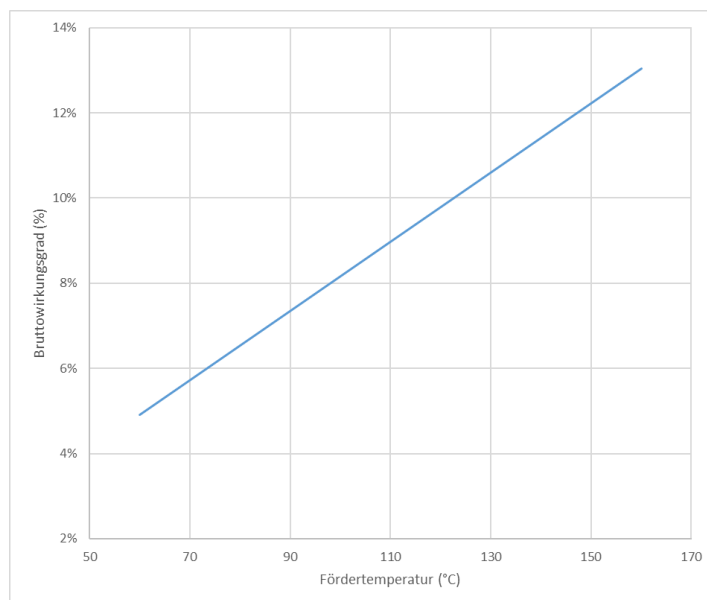


Abbildung 310: Bruttowirkungsgrad eines ORC-Geothermiekraftwerks in Abhängigkeit der Fördertemperatur (vereinfacht), basierend auf Werten bestehender geothermischer Kraftwerke im Molassebecken.

Zur Berechnung des elektrischen Potenzials eines Erlaubnisfeldes wurde das, wie oben beschrieben, ermittelte thermische Potenzial mit diesem Wirkungsgrad multipliziert:

$$P_{el} = \eta * P_{th}$$

Wobei

P_{el}	Potenzielle elektrische Leistung
η	Wirkungsgrad
P_{th}	Potenzielle Wärmeleistung

Berechnung zum Gesamtpotenzial Wärme und Strom im RPV 18

Um das Gesamtpotenzial von Wärme und Strom für den RPV 18 zu ermitteln, wurde die Lage der angenommenen Konzessionsfelder ohne Überlappung gewählt. (vgl. Abbildung 311 und Anlage 7).

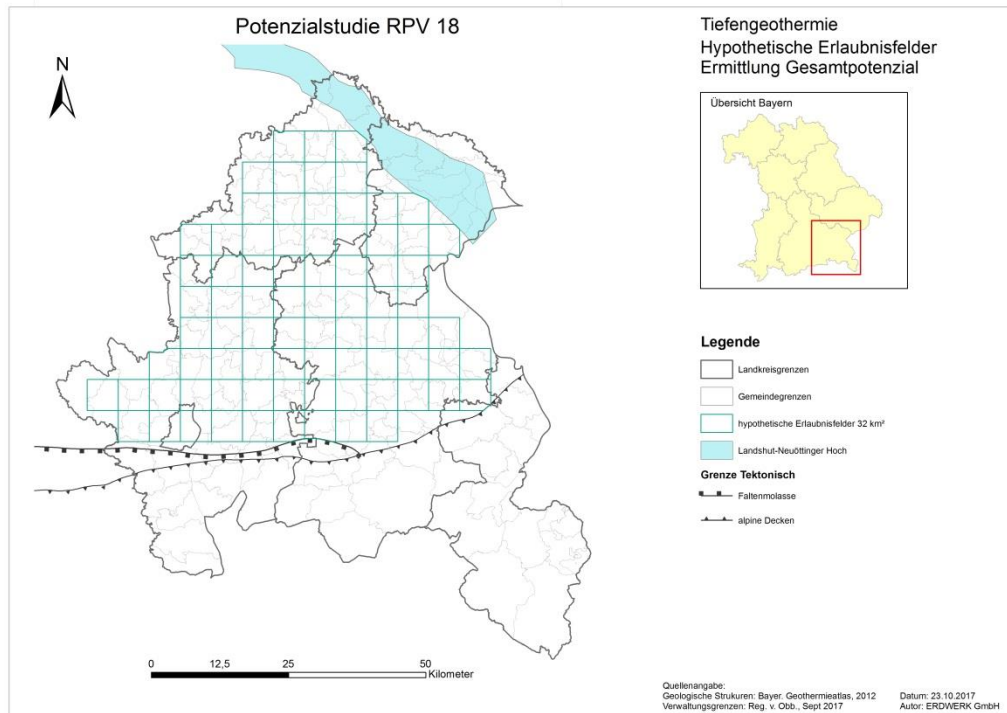


Abbildung 311: Verteilung der hypothetischen Erlaubnisfelder mit 32 km² Flächeninhalt zur Bestimmung des Gesamtpotenzials der Strom- und Wärmegewinnung im RPV 18

31.1.6 Ergebnisse zum Angebotspotenzial zur Wärme- und Stromgewinnung

Wärmepotenzial pro Gemeinde

In Abbildung 312 (und Anlage 8) ist die potenzielle geothermisch bereitstellbare Wärmeleistung durch eine Doppeldublette pro Gemeindefläche dargestellt. Tendenziell folgt die Verteilung der thermischen Leistung der prognostizierten Förderertemperatur. Unterschiede im regionalen Bild ergeben sich nur aufgrund der Größe der Gemeindefläche.

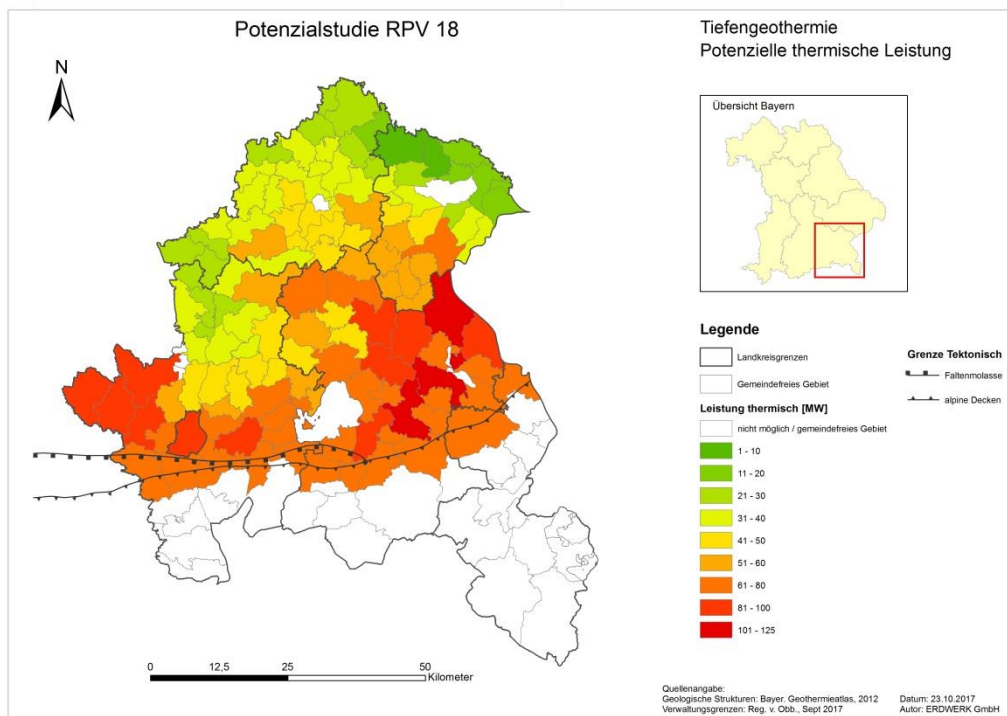


Abbildung 312: Potenzielle thermische Leistung pro Gemeinde.

Das geringste thermische Potenzial liegt dabei im Nordosten des RPV 18–Gebietes, das höchste im Südosten des Landkreises Traunstein.

Für die Berechnung der thermischen Arbeit für die Gemeindesteckbriefe wurden 8.660 Volllaststunden pro Jahr angenommen. Dies berücksichtigt Betriebsunterbrechungen z.B. bei einem Pumpenwechsel, geht aber ansonsten von einem durchgehenden Betrieb unter Volllast aus.

Strompotenzial pro Gemeinde

Die Strompotenziale je Gemeinde sind in Abbildung 313 (und Anlage 9) dargestellt. Sie bauen auf den Wärmepotenzialen auf (s. vorhergehender Abschnitt) und folgen diesen demnach in ihrer räumlichen Verteilung.

Da hier auch ein zukünftiges Ausbaupotenzial betrachtet werden sollte, wurde kein technisches Temperaturlimit zu der Stromgewinnung angenommen, sondern das thermische Potenzial der Gemeinde gemäß der in Kap. 31.1.5 beschriebenen Methodik in ein elektrisches Potenzial umgerechnet.

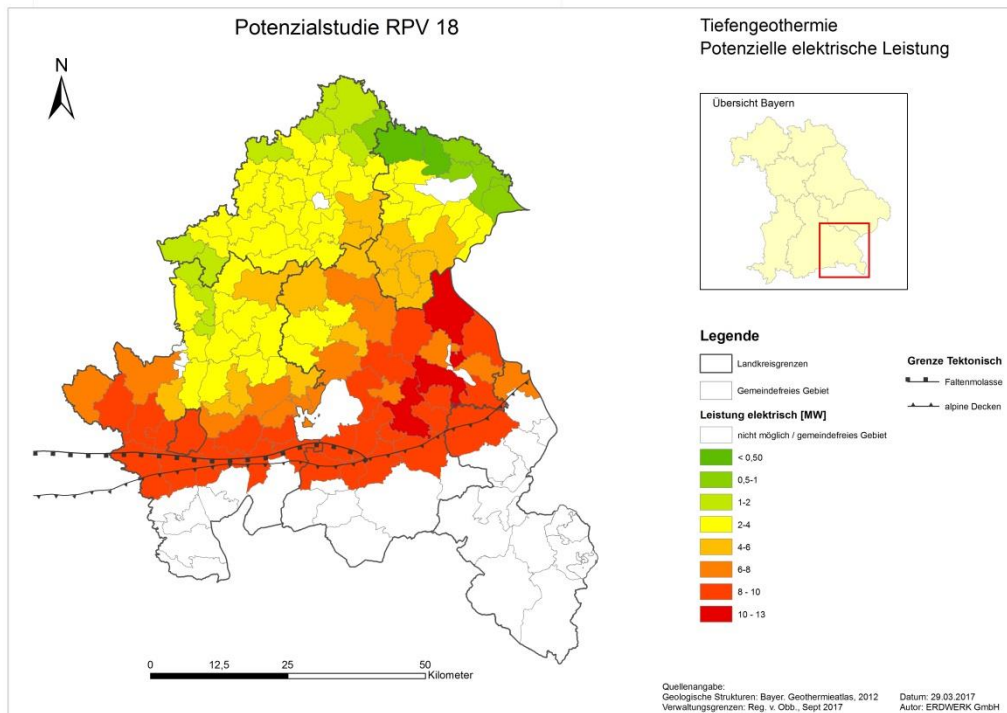


Abbildung 313: Potenzielle elektrische Leistung pro Gemeinde.

Gesamtpotenzialerhebung Wärme und Strom im RPV 18

Das Gesamtpotenzial bezieht sich auf die in der Region des RPV 18 verfügbare Wärme und Strom, unabhängig von der Entwicklung auf Gemeindeebene, und soll zur strategischen Erschließung im Hinblick auf die Erreichbarkeit der angestrebten Klimaziele dienen. In Tabelle 101 sind deshalb die Ergebnisse zum geothermischen Potenzial für Strom- und Wärmegewinnung je Landkreis dargestellt. Abbildung 314 (und Anlage 10) zeigt die regionale Verteilung der Wärmepotenziale, Abbildung 315 (und Anlage 11) die der Strompotenziale aus Tiefengeothermie. Üblicherweise ist die geothermische Stromgewinnung mit der aktuellen vorhandenen Technik unterhalb einer Fördertemperatur von 115 °C nicht wirtschaftlich. Im Hinblick auf eine zeitnahe Einhaltung der anvisierten Klimaziele in der Region des RPV 18 wurden daher nur solche Gebiete in die Betrachtung des Potenzials der Landkreise und des gesamten RPV 18 einbezogen, die sich über dieser Temperatur befinden und sich demnach mit dem aktuellen Stand der Technik zur Stromerzeugung eignen.

Tabelle 101: Potenziale der Strom- und Wärmegewinnung je Landkreis im RPV 18

Landkreis	Potenzial Stromerzeugung	Potenzial Wärme
	MW _{el}	MW _{th}
Rosenheim (Stadt)	7,6	68,1
Altötting	15,6	336,1
Berchtesgadener Land	-	-
Mühldorf am Inn	-	649,5
Rosenheim	66,6	1.201,3
Traunstein	129,2	1.659,1
Gesamt	219,0	3.914,1

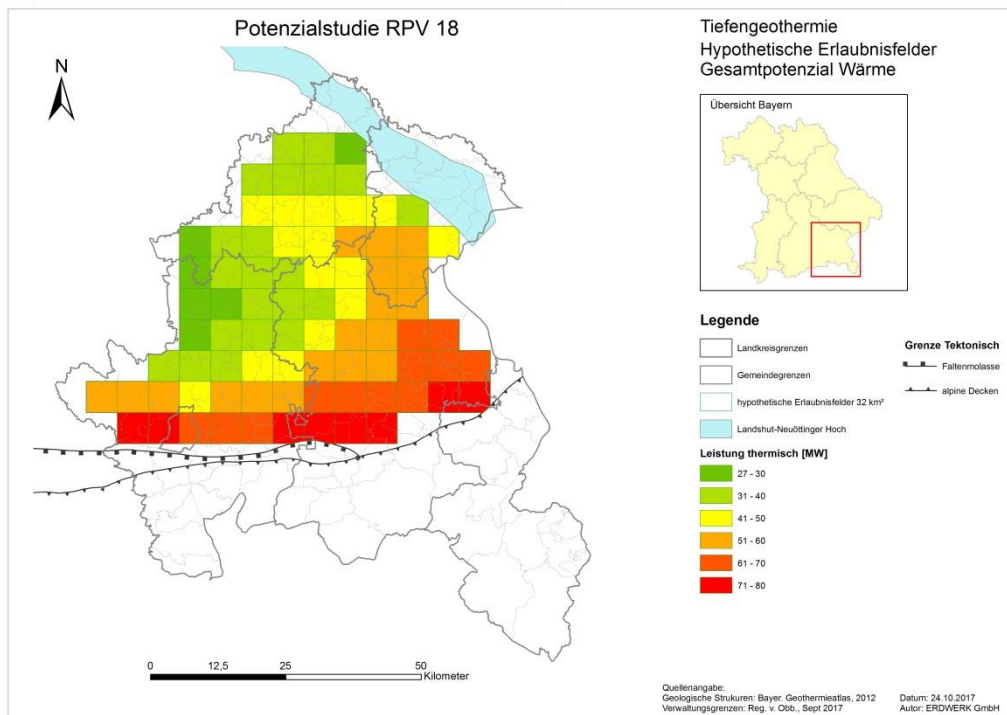


Abbildung 314: Verteilung des Gesamtpotenzials zur Wärmeerzeugung im RPV 18.

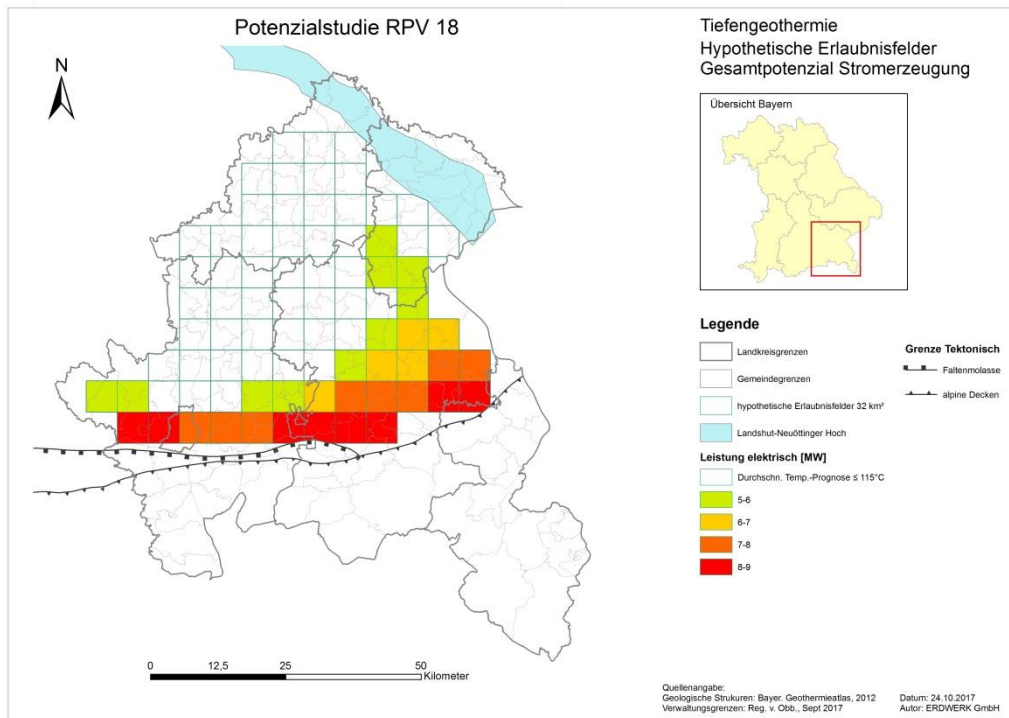


Abbildung 315: Verteilung des Gesamtpotenzials zur Stromverteilung im RPV 18.

Reservoirtemperaturgradient

In Hinblick auf die Identifikation geothermischer Vorzugsgebiete wurde der gemittelte Reservoirtemperaturgradient (RTG) über die jeweilige Gemeindefläche berechnet (Abbildung 316 und Anlage 12). Entsprechend sind bei einem höheren RTG günstigere Gebiete und vice versa zu erwarten. Der RTG ist das Verhältnis von (vertikaler) Tiefe Top Malm zu erwartender Fördertemperatur. Ein hoher RTG bedeutet, dass mit einer vergleichbar geringeren Bohrstrecke (und somit vergleichbar niedrigeren Bohrkosten) höhere Temperaturen erreicht werden können. Er ist somit als ein grober Indikator für die Wirtschaftlichkeit eines Geothermieprojektes zu verstehen.

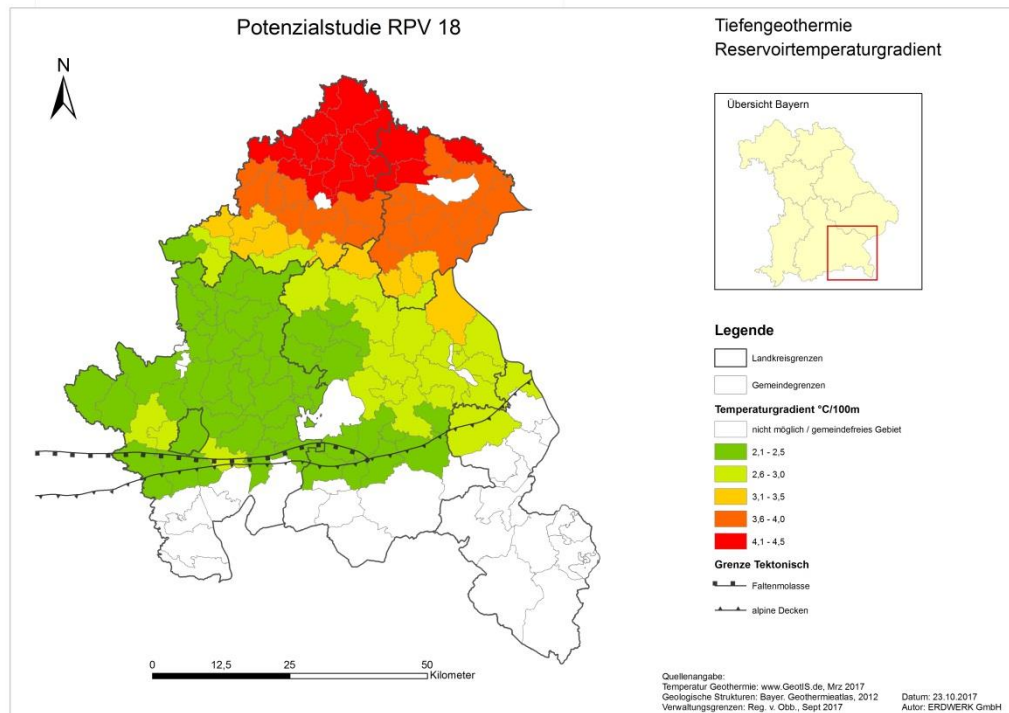


Abbildung 316: Reservoirtemperaturgradient (RTG) je Gemeinde.

Wärmepotenzial vs. Wärmenachfrage

Einen weiteren Indikator in Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit eines Geothermieprojektes stellt das Verhältnis zwischen geothermischem Wärmepotenzial und der Gesamtwärmenachfrage (Abbildung 317 und Anlage 13) dar. Die Wärmenachfrage wurde den, durch Los 1 ermittelten, Grundlegendaten dieser Studie entnommen.

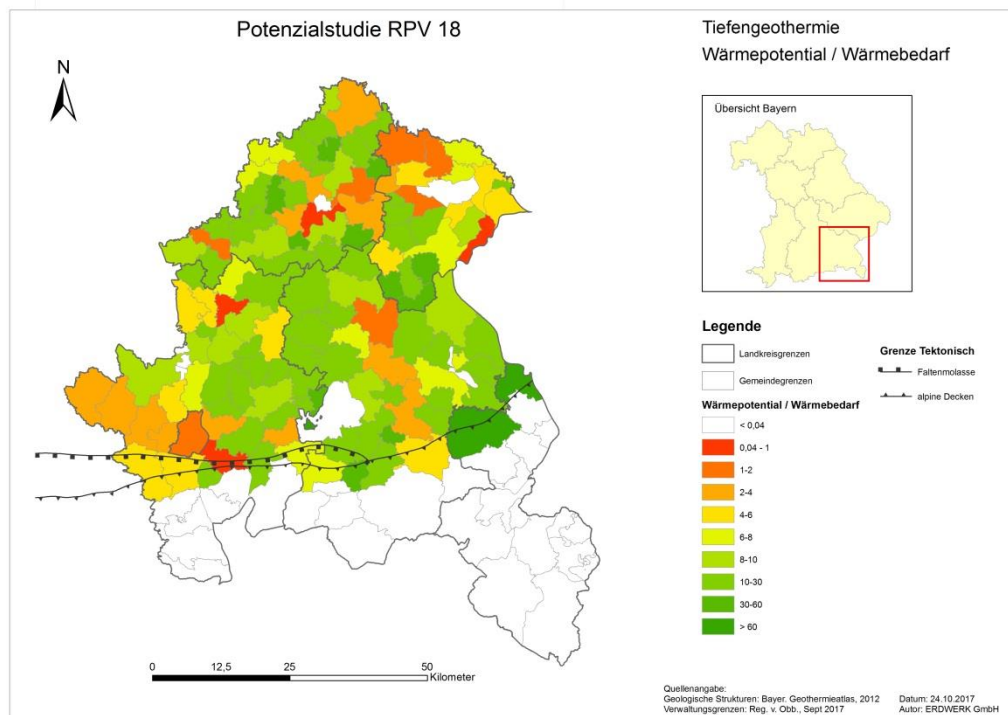


Abbildung 317: Verhältnis zwischen geothermischem Wärmpotenzial und Wärmenachfrage je Gemeinde.

31.1.7 Beurteilung des Angebotspotenzials zur Wärme- und Stromgewinnung durch tiefe Geothermie im RPV 18

Das hier ermittelte geothermische Potenzial je Gemeinde ist einer grundsätzlichen Unsicherheit unterworfen, die der Aussagekraft und dem Zielmaßstab einer Regionalstudie dieses Umfangs entspricht. Die Unsicherheit basiert nach Ansicht der Autoren darauf, dass technische, wissenschaftliche und ökonomische Annahmen in einer generalisierten Form getroffen wurden, um dem Ziel der Studie gerecht zu werden. Es ist anzumerken, dass bei der angewandten Methodik, ein möglichst praxisnaher Nutzungsansatz verfolgt wurde.

Die folgende Liste führt daher die technischen, wissenschaftlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen auf, die bei der Beurteilung des ermittelten Angebotspotenzials beachtet werden müssen:

- Bei den Eingangsdaten Thermalwassertemperatur und Förderrate sind geologisch bedingte Unsicherheiten vorhanden, die zu einer Abweichung des tatsächlich nutzbaren Potenzials führen können. Der im Gemeindesteckbrief dargestellte Wert ist somit nur als ein orientierender Wert bzw. eine Größenordnung für energetische Betrachtungen zu sehen.
- Analog dazu ist das Verstromungspotenzial sogar noch einer etwas größeren Unsicherheit unterworfen, da die für die Berechnung angenommenen, temperaturabhängigen Wirkungsgrade je nach Standort und tatsächlich eingesetzter Kraftwerkstechnologie signifikant abweichen können.
- Des Weiteren wurde für die Gemeindesteckbriefe methodisch kein Temperaturgrenzbereich zur Verstromung berücksichtigt, so dass auch bei Thermalwassertemperaturen deutlich unter 100° ein, wenn auch geringes, Potenzial ausgewiesen wurde. Dadurch wird grundsätzlich einer sich abzeichnenden Weiterentwick-

lung der Technologie zur Stromerzeugung mit niedrigeren Vorlauftemperaturen Rechnung getragen.

- Für die Berechnung des Stromerzeugungspotenzials wurde von einer Nutzung der gesamten thermischen Energie ausgegangen. Aktuell ist ein kombinierter Betrieb (Kraft-Wärme-Kopplung) wohl am wirtschaftlichsten, unter der Voraussetzung, dass eine entsprechende Wärmesenke vorhanden ist. Dabei kann das Potenzial nicht vollständig zur Stromherstellung verwendet werden.
- Maßgebliche Kriterien bei der Vergabe einer geothermischen Erlaubnis zur Aufsuchung von Erdwärme sind die finanzielle und technische Leistungsfähigkeit des Antragsstellers in Hinblick auf die Projektumsetzung. Werden diese Kriterien erfüllt und wurde ein entsprechender Antrag inkl. Arbeitsprogramm vorgelegt, kann der Projektentwickler eine zeitlich begrenzte Aufsuchungserlaubnis erhalten. „Fakten“ werden aber erst durch die Feldeinhaber geschaffen, wenn die Möglichkeit der geothermischen Nutzung nach Abteufen der Bohrungen nachgewiesen und der bergrechtliche Status von einer Erlaubnis in eine langfristige Bewilligung von bis zu 50 Jahren umgewandelt wird. Vor diesem Hintergrund ist beim ausgewiesenen Angebotspotenzial je Gemeinde auch der Ist-Zustand der geothermischen Nutzung, der Feldesnachbarn und der derzeitigen Konzessionsvergabe zu berücksichtigen (vgl. Kap. 31.1.3).
- Im Kap. 31.1.5 wurde im Hinblick auf die Potenzialerhebung bereits das methodische Problem beschrieben, dass der Wärmefluss im Untergrund und die geothermische Nutzung nicht an Gemeindegrenzen gekoppelt sind. Vor diesem Hintergrund sowie unter Berücksichtigung der bereits bestehenden Konzessionsgebiete ergeben sich für die einzelnen Gemeinden im RPV 18 Einschränkungen bzgl. der Nutzung des zugeordneten Potenzials.

Fazit: Theoretisch verfügen derzeit diejenigen Gemeinden, in denen noch kein Geothermieprojekt realisiert wurde, über das in den Steckbriefen dargestellte, technische Angebotspotenzial. Praktisch gesehen, kann aber nicht jede Gemeinde dieses Potenzial gleichzeitig nachhaltig nutzen. Durch die Überschneidung der für die Berechnung ausgewiesenen Erlaubnisfelder, würde es zu einer gegenseitigen thermisch-hydraulischen Beeinflussung der Bohrungen kommen. Um dem Rechnung zu tragen wurde in der Studie zusätzlich das regionale Potenzial (Gesamtpotenzial) bestimmt, das eine Überschneidung der Erlaubnisfelder ausschließt. Dabei wurde das aktuelle technische und wirtschaftliche Limit bei der Stromgenerierung von 115°C Vorlauftemperatur berücksichtigt, um eine realistische Abschätzung des Potenzials zeitnah für die klimapolitischen Ziele zu erreichen.

31.2 Oberflächennahe Geothermie

31.2.1 Definition der Potenziale für oberflächennahe Geothermie im RPV 18

Aufgrund der dezentralen Natur der oberflächennahen Geothermie ist ihr Potenzial in geologisch geeigneten Gebieten hauptsächlich nachfrageseitig und wirtschaftlich begrenzt, weniger jedoch technisch. Dies unterscheidet sie von der Tiefengeothermie (s. Kapitel 31.1.2). Eine technische Angebotslimitierung kann durch bereits bestehende konkurrierende Nutzungen erfolgen, diese können jedoch nur im Rahmen einer Einzelfallprüfung ermittelt werden.

Aus praktischer Sicht ist daher eine Quantifizierung des Angebotspotenzials mit der bestehen Datenlage nicht zielführend. Vielmehr wurde in vorliegender Studie das Potenzial für oberflächennahe Geothermie im Sinne einer Standorteignung behandelt. Dabei lag der Fokus auf den Siedlungsgebieten der einzelnen Gemeinden.

31.2.2 Grundlagen der oberflächennahen Geothermie

Übersicht

Beim Heizen und Kühlen mit oberflächennaher Geothermie wird der Temperaturunterschied von der Erdoberfläche zum Untergrund bis in max. 400 m Tiefe genutzt. Durch die dämmende Wirkung des Bodens ist der Untergrund im Winter wärmer und im Sommer kühler als die Erdoberfläche. In Verbindung mit Wärmepumpen kann dieser Temperaturunterschied zum Heizen im Winter wie auch zum Kühlen im Sommer genutzt werden. Im Gegensatz zur tiefen Geothermie sind die Anlagen und die erzeugbare Leistung um ein Vielfaches kleiner. Sie sind damit bestens zur wirtschaftlich und ökologisch sinnvollen Versorgung von Einzelverbrauchern geeignet. Eine zentrale Einspeisung in ein Fernwärmenetz oder die Umwandlung in elektrischen Strom ist dagegen nicht sinnvoll (es sei denn in Verbindung mit innovativen Wärmepumpenkonzepten, s. Kapitel 31.3).

Die Größe der Anlagen wird durch den Wärme- und Kältebedarf der zu versorgenden Gebäude definiert. Die Anlagenteile können in ihrer Dimension an den Energiebedarf angepasst werden, wodurch mit oberflächennaher Geothermie sowohl kleinere Liegenschaften wie Einfamilienhäuser bis hin zu großen Komplexen wie Industriegebieten oder Verwaltungsgebäuden versorgt werden können. Bei der Projektierung muss jedoch darauf geachtet werden, dass negative gegenseitige Beeinflussungen konkurrierender Nutzer vermieden werden. Dies wird durch die Einhaltung eines im Einzelfall zu bestimmenden Abstands zwischen verschiedenen Anlagen erreicht.

Neben den geologischen Voraussetzungen können rechtliche Einschränkungen die Nutzung oberflächennaher Geothermie erschweren oder verhindern. Bohrungen für die thermische Grundwassernutzung sind grundsätzlich genehmigungs- und in jedem Fall anzeigespflichtig. So werden Anlagen in Heilquellen- oder Trinkwasserschutzgebieten sowie in durch Altlasten belasteten Standorten nur in Ausnahmefällen genehmigt. Anlagen unter speziellen hydrogeologischen Bedingungen, z.B. Karstgrundwasserleiter mit lokal sehr hohen Durchlässigkeiten oder Kluftgrundwasserleiter, werden von den Fachämtern einer fachspezifischen Prüfung unterzogen.

Eingesetzte Technologien

Zur Nutzung der oberflächennahen Geothermie haben sich drei Technologien durchgesetzt (s. Abbildung 318).

Sie unterscheiden sich in ihrer Leistungsfähigkeit und in den Kosten, aber auch in ihren geologischen und wasserrechtlichen Anforderungen. Eine standortabhängige Einzelfallbeurteilung für jede geplante Nutzung ist somit unerlässlich.

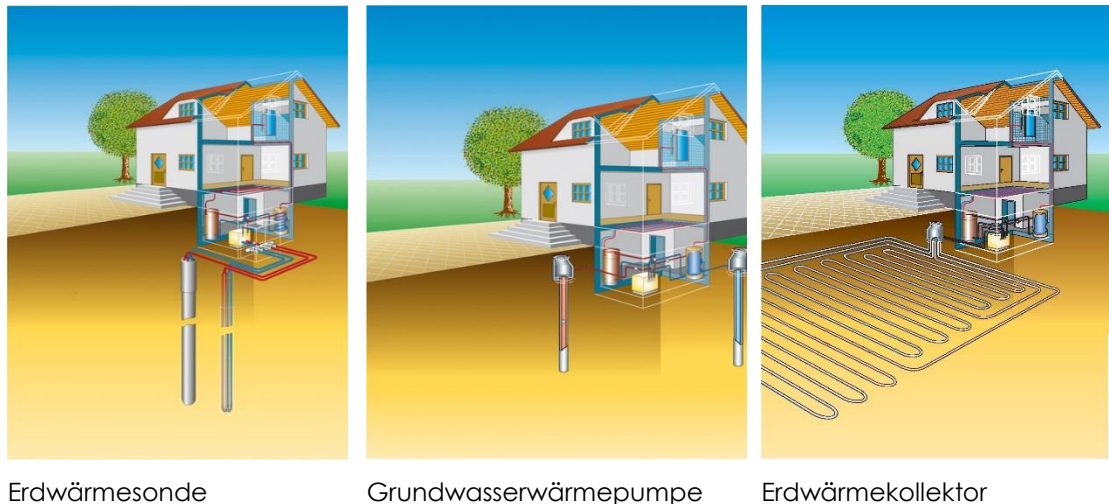


Abbildung 318: Technologien der oberflächennahen Geothermie (aus: Bundesverband Wärmepumpe: www.waermepumpe.de/waermepumpe/funktion-waermequellen, letzter Zugriff: Oktober 2017)

Grundwasserwärmepumpen

Eine Grundwasserwärmepumpe besteht im Minimalfall aus zwei Brunnen sowie einer Wärmepumpe. Die Brunnen erschließen einen oberflächennahen Grundwasserleiter. Aus dem Förderbrunnen wird das Wasser aus dem Grundwasserleiter gefördert, das Wasser wird thermisch zum Heizen oder Kühlen genutzt und mit veränderter Temperatur wieder durch den Schluckbrunnen in den Grundwasserleiter eingespeist. Die Wärmepumpe erlaubt die Anhebung der Temperatur auf das gewünschte Niveau unter Einsatz von elektrischem Strom.

Geologische Voraussetzung für dieses System ist ein Grundwasserleiter, der über genügend gute hydraulische Eigenschaften verfügt. Je tiefer sich das Grundwasser unter der Erdoberfläche befindet, umso aufwändiger wird das Pumpen des Wassers im Förderbrunnen, weshalb Grundwasserwärmepumpen ab einer gewissen Tiefe des Grundwassers nicht effizient betrieben werden können. Andererseits muss die Basis des Grundwasserleiters auch eine Tiefe erreichen, in der die Temperatur ausreichend konstant ist (mind. ca. 10 m).

Geeignete Standorte befinden sich oft auf Schotterablagerungen, die einen grobkörnigen, porösen Porengrundwasserleiter bilden. In Karst- oder Kluftgrundwasserleitern kann die Gefahr bestehen, dass bohrtechnische Schwierigkeiten auftreten oder ungenügende hydraulische Eigenschaften vorherrschen.

Das beschriebene System aus zwei Brunnen kann bei hohem Energiebedarf um weitere Brunnen zu einer Brunnengalerie erweitert werden. In jedem Fall ist eine eingehende hydrogeologische Einzelfallprüfung zwingend, gerade auch zur Prüfung der hydraulisch-thermischen Auswirkungen auf benachbarte Grundwassernutzer.

In urbanen Gebieten werden auch Dükeranlagen im quartären Grundwasserleiter an unterdückerten Bauwerken (z.B. U-Bahn-Linien) zur Bereitstellung von Fernkälte (oder -wärme) genutzt. Dabei wird an der Anströmseite der Dükeranlagen Grundwasser entnommen, über einen Wärmetauscher geführt und über die Abstromseite der Dükeranlagen wieder in den Aquifer entlassen. Grundsätzlich ist diese Nutzung auch an Dükeranlagen denkbar, die aus statischen Gründen für Bauwerke (z.B. Gebäude mit Tiefgarage o.ä.) gefordert sind. Das Vorhandensein einer Dükeranlage ist ein guter Hinweis darauf, dass ein relevanter Grundwasserfluss vorhanden und damit die hydraulischen Bedingungen für eine

thermische Nutzung gegeben sind. Obwohl die Anforderungen vergleichbar mit denen für Grundwasserwärmepumpen sind, besteht bei Dükeranlagen der Vorteil, dass aufgrund der baulichen Ausprägung oft ein viel kleinerer Abstand zwischen Förder- und Schluckbrunnen möglich ist.

Grundwasserwärmepumpen werden oft auch zur Kühlung im Sommer eingesetzt. Dazu ist keine Wärmepumpe erforderlich, die kühlere Temperatur des Grundwassers im Vergleich zur Atmosphäre kann direkt genutzt werden. Bei modernen Bürogebäuden oder Rechenzentren kann der Bedarf nach Grundwasserkälte denjenigen nach Grundwasserwärme sogar deutlich übersteigen.

Erdwärmesonden

Im Gegensatz zur Grundwasserwärmepumpe steht eine Erdwärmesonde nicht in direktem hydraulischem Kontakt zum Grundwasserleiter, sondern bezieht Wärme ausschließlich über Wärmeleitung. Eine (normalerweise vertikale) Bohrung wird abgeteuft und darin eine Anordnung von Rohren so installiert, dass gleichzeitig ein Fluid nach unten wie nach oben fließen kann. Auf dem Weg nach unten erwärmt sich die Wärmeträgerflüssigkeit durch die höhere Umgebungstemperatur des Gesteins und steigt dann wieder auf. Als Wärmeträgerflüssigkeit wird typischerweise eine Sole, also mit Frostschutzmittel versetztes Wasser, eingesetzt. Die aufsteigende Sole wird durch eine geeignete Materialwahl des Steigrohrs isoliert, so dass möglichst wenig Wärme verloren geht. Ein Wärmetauscher entzieht der Sole Wärme, worauf die abgekühlte Sole wieder in die Sonde injiziert wird. Auf dem Markt werden verschiedene Typen von Erdwärmesonden angeboten, üblich sind sogenannte U-Rohre und Koaxialsonden. Der Ringraum zwischen der Sonde und dem Gebirge wird mit Spezialzement befüllt, um eine gute thermische Anbindung der Sonde an das Gebirge zu erreichen.

Die Möglichkeit zur Installation von Erdwärmesonden hängt weniger stark von geologischen Faktoren ab, als die von Grundwasserwärmepumpen. Ist aufgrund ungenügender hydrogeologischer Beschaffenheit (z.B. tiefliegendes Grundwasser oder geringe Durchlässigkeit) die Errichtung einer Grundwasserwärmepumpe ausgeschlossen, kann eine Erdwärmesonde weiterhin realisiert werden. Wird die Erdwärmesonde in einen Grundwasserleiter eingebaut, werden durch die Sonde eingebrachte Temperaturunterschiede im Gestein durch advektiven Wärmetransport schneller wieder ausgeglichen als wenn kein Grundwasser vorhanden wäre. Für die Wärmeerzeugung hat dies den Vorteil, dass das umliegende Gestein weniger auskühlt und die Sonde eine höhere Leistung erzielt. Soll jedoch die Sonde auch zu Kühlzwecken verwendet werden, vermindert das nachströmende Grundwasser den Effekt der „Kältespeicherung“ und somit die Kühlleistung. Bei hohem Wärmebedarf werden mehrere Erdwärmesonden typischerweise zu einem Sondenfeld kombiniert, wobei die gegenseitige thermische Beeinflussung in der Planung berücksichtigt werden muss.

Standortabhängige Einschränkungen stehen hauptsächlich in Verbindung mit rechtlichen Anforderungen.

Erdwärmekollektoren / Erdberührte Betonbauteile

Erdwärmekollektoren sind Kunststoffrohre, die in geringer Tiefe (bis ca. 5 m) eingebracht und von einer Wärmeträgerflüssigkeit durchflossen werden. Die Rohre werden so angeordnet, dass eine maximale Fläche mit dem Untergrund in Kontakt steht und dieser Wärme entziehen kann. Typisch sind z.B. schlingen- oder spiralförmige Geometrien. Die Rohre müssen jedoch einen genügenden Abstand untereinander haben, um gegenseitige Beeinflussung (insbesondere durchgängige Vereisung im Winter) zu verhindern. Erdwärmekollektoren werden häufig sowohl zur Heizung im Winter wie auch zur Kühlung im Sommer genutzt.

Sind aufgrund der Größe eines Bauwerks oder der Baugrundsituation statische Betonbauteile wie Pfähle oder Schlitzwände nötig, so besteht die Möglichkeit der thermischen Akti-

vierung dieser Bauteile. Dabei werden Kunststoffrohre ähnlich wie bei Erdwärmekollektoren in die Bauteile integriert und entziehen – durch den wärmeleitenden Beton an den Untergrund gekoppelt – dem umgebenden Gestein Wärme.

Gute Bedingungen für Erdwärmekollektoren sind bindige, feuchte Böden. Trockene Böden haben wegen der isolierenden Wirkung der Luft in den Porenräumen weniger Entzugsleistung. Die zulassungsrechtliche Situation stellt sich jedoch in grundwasserdurchströmten Schichten oft aufwändiger dar. Erdwärmekollektoren haben einen erheblichen Platzbedarf, da sie nicht überbaut werden sollen, bzw. die darüber liegende Fläche nicht versiegelt werden soll. Hohes Gefälle des Geländes (> ca. 20°) erschwert den Bau von Erdwärmekollektoren.

Geologisch-hydrogeologische Voraussetzungen im RPV 18

Das Gebiet des RPV 18 umfasst im Norden das fluvioglazial geprägte Alpenvorland mit Schotterebenen und eiszeitlichen Moränenablagerungen. Nördlich des Inns im Gebiet des RPV 18 steht teilweise die obere Süßwassermolasse an. Gegen Süden erheben sich die ersten alpinen Decken des (Ultra-) Helvetikums. Diese Decken bestehen hauptsächlich aus karbonatischen Dolomiten und Kalken, an den nördlichen Ausläufern der Alpen teilweise auch aus Sand-/Tonmergelsteinen (Flysch). Die hydrogeologische Klassifikation des RPV 18 in verschiedene Typen von Grundwasserleitern ist zusammen mit den besiedelten Gebieten (Ortslagen aus dem ATKIS Datensatz der Arbeitsgemeinschaft der Vermessungsverwaltung - AdV) aller Gemeinden in Abbildung 319 (und Anlage 14) dargestellt.

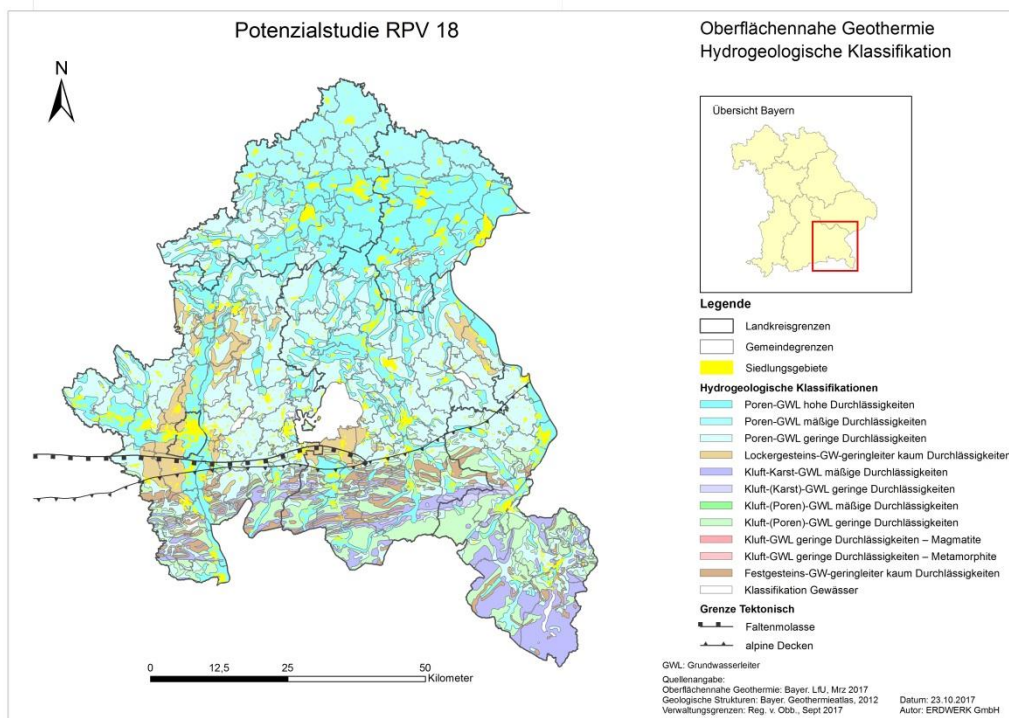


Abbildung 319: Hydrogeologische Klassifikation im RPV 18 mit den Ortslagen aller Gemeinden

Die durchwegs klastischen Sedimente nördlich des Alpenrandes sind grundsätzlich gut geeignet für die Nutzung der oberflächennahen Geothermie.

Besonders für die leistungsfähige Technologie der Grundwasserwärmepumpen können hier hervorragend geeignete Standorte gefunden werden. Das Wasserdargebot im betrachteten Gebiet ist dank der hydrologischen Situation sehr gut, so dass für Grundwasserwärmepumpen die Durchlässigkeit des Grundwasserleiters der entscheidende Faktor ist. Deshalb muss die lokale hydrogeologische Situation unbedingt standortspezifisch abgeklärt werden. In hydrogeologisch ungünstigeren Gebieten oder bei kleinerem Energiebedarf können alternativ fast überall Erdwärmesonden errichtet werden.

Räumliche Einschränkungen für die Nutzung der oberflächennahen Geothermie sind in diesen Gebieten hauptsächlich zulassungsrechtlich bedingt: In Wasserschutzonen werden im Normalfall keine Erdwärmesonden oder Grundwasserwärmepumpen genehmigt. Ausnahmen für Erdwärmesonden sind u.U. in den Zonen III/IIIA möglich, in Grundwassergeringleitern oder mit der Nutzung von Wasser anstatt Sole als Wärmeträgerflüssigkeit.

In den Festgesteinen der alpinen Gebiete können Standorte eine schlechte Eignung aufweisen. Jedoch wird das gesamte Gebiet des RPV 18 von Flusstälern durchzogen, in denen sich rezente Fluss- und Überschwemmungssedimente abgelagert. Darin liegen oft Grundwasserleiter aus grobkörnigem Kies, die sich ggf. für die geothermische Nutzung empfehlen. Aufgrund der variierenden und teilweise nur geringen Mächtigkeit der quaritären Sedimente über dem anstehenden Festgestein ist in den Flusstälern auf jeden Fall eine detaillierte Untersuchung vor der Errichtung geothermischer Anlagen angebracht.

Das größte Heilquellenschutzgebiet im RPV 18 um Bad Reichenhall befindet sich in einem geologisch für die oberflächennahe Geothermie ungünstigen Gebiet und hat deswegen keinen stark mindernden Einfluss auf das Angebotspotenzial in der Region.

31.2.3 Ist-Zustand der oberflächennahen Geothermie im RPV 18

Die Nutzung der oberflächennahen Geothermie zur Heizung und Kühlung ist weitverbreitet. Sowohl für Neubauten wie auch für sanierte Bestandsgebäude gehört sie zu den Standardtechnologien. Dank ihrer guten Umweltverträglichkeit wird sie auch durch diverse staatliche Förderprogramme unterstützt (mehr Informationen dazu beim Bundesverband Wärmepumpe, www.bwp.de). Obwohl anzeigespflichtig, gibt es nur wenige zugängliche Informationen zum Bestand der oberflächennahen Geothermie im RPV 18. Einen Anhaltspunkt bieten die Zahlen des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA: www.waermpumpenatlas.de, letzter Zugriff 2017), das diverse Fördermöglichkeiten für erdgebundene Wärmepumpen anbietet. Demnach wurden seit 2007 im RPV 18 knapp 2.000 Wärmepumpen im Neubau oder Gebäudebestand gefördert. Zum Vergleich: In Bayern wurden insgesamt etwa zehn Mal mehr Projekte gefördert. Diese Zahl ist als Untergrenze zu verstehen, da sie nur Installationen ab 2007 berücksichtigt und nicht jede installierte Wärmepumpe auch förderfähig ist. Die Größenordnung zeigt aber, dass die oberflächennahe Geothermie wohl häufig eingesetzt wird, jedoch nur bei einem kleinen Teil der Gebäude. Dies ist bestimmt auch darauf zurückzuführen, dass insbesondere in den weniger dicht besiedelten Gebieten viele Gebäude existieren, die nicht den baulichen Anforderungen an eine Versorgung durch oberflächennahe Geothermie genügen. Insofern ist die Potenzialminderung für neue Anlagen durch bereits bestehende Nutzungen als gering einzustufen.

31.2.4 Datengrundlage

Die Grundlage für die Beurteilung der Eignung zur oberflächennahen Geothermie stellen die Datensätze des Bayerischen Landesamts für Umwelt zur oberflächennahen Geothermie dar (LfU: www.lfu.bayern.de; letzter Zugriff: 03/2017). Es gibt zu jeder der oben beschriebenen Technologien (Grundwasserwärmepumpe, Erdwärmesonde, Erdwärmekollektoren) Informationen, wie gut ein Standort unter geologischen und genehmigungsrechtlichen Gesichtspunkten geeignet ist (Abbildung 320 und Anlage

15). Kriterien dafür sind die in Kapitel 31.2.2 erläuterten Voraussetzungen technischer, geologischer und genehmigungsrechtlicher Art.

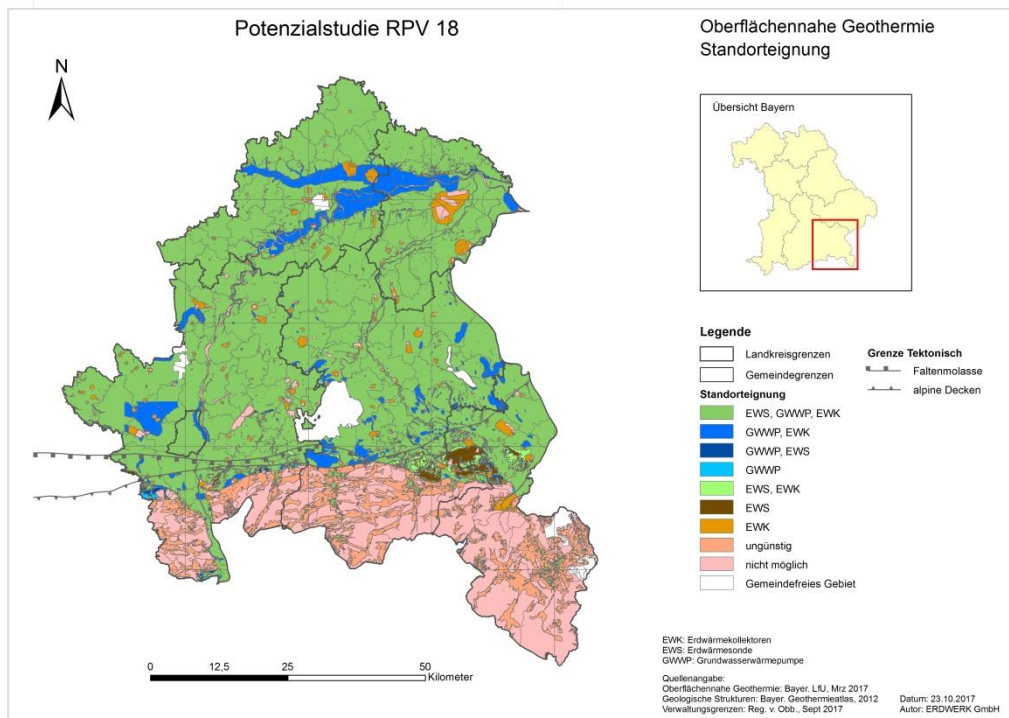


Abbildung 320: Standorteignung für die Technologien Grundwasserwärmepumpe, Erdwärmesonde und Erdwärmekollektoren im RPV 18

31.2.5 Methodik zur Bestimmung der Gemeindeeignung

Standorteignung

Zur allgemeinen Bewertung eines Standortes wurden die Angaben zur technologiespezifischen Eignung des LfU einer numerischen Skala von 0 – 4 zugeordnet (Tabelle 102). Die Eignung für Grundwasserwärmepumpen (als effizienteste Möglichkeit der oberflächennahen Geothermie) wurde am höchsten gewertet, diejenige für Erdwärmekollektoren am schwächsten und diejenige für Erdwärmesonden dazwischen.

Tabelle 102: Kategorien der Eignung für die Nutzung eines Standortes mit oberflächennaher Geothermie

Wert	Bedeutung
0 - 1	Keine Nutzung möglich / genehmigungsrechtliche Einschränkungen, allenfalls Erdwärmekollektoren
1 - 2	Eignung hauptsächlich für Erdwärmesonden
2 - 3	Eignung hauptsächlich für Erdwärmesonden, ggf. auch Grundwasserwärmepumpen
3 - 4	Gute Eignung auch für Grundwasserwärmepumpen, alle Technologien möglich

Gemeindeeignung

Als Entscheidungshilfe wurde für jede Gemeinde ein Wert auf der Skala gem. Tabelle 102 ermittelt. Es ist jedoch zu beachten, dass große Teile der Gemeindefläche unbesiedelt sind und deren Eignung in Ermangelung eines potenziellen Energieabnehmers nicht relevant ist. Deswegen wurden nur die Siedlungsgebiete jeder Gemeinde berücksichtigt. Der Wert einer Gemeinde entspricht dem Durchschnitt der in den Siedlungsgebieten auftretenden Eignungen.

31.2.6 Ergebnisse

Abbildung 321 (und Anlage 16) zeigt die gemäß Kapitel 31.2.3 ermittelten Werte mit den Siedlungsgebieten im RPV 18. Grundsätzlich ist, mit Ausnahme einiger südlicher Gemeinden vorwiegend im Landkreis Berchtesgadener Land, in allen Siedlungsgebieten des RPV 18 die Eignung zur Erschließung mit oberflächennaher Geothermie als sehr gut einzustufen. Dies liegt an den grundwasserführenden, durchlässigen Schottern nördlich der Alpen sowie der Konzentration der Siedlungsgebiete in Alpentälern mit quartären Lockersedimenten. Des Weiteren sind genehmigungsrechtliche Einschränkungen häufig außerhalb der Siedlungsgebiete anzutreffen und mindern nach der beschriebenen Methodik nicht die Eignung einer Gemeinde. Die oberflächennahe Geothermie hat im gesamten RPV 18 das Potenzial, einen signifikanten Beitrag zur Wärme- und Kälteversorgung zu leisten. Sie sollte bei jeder Entscheidung für ein neues Klimasystem als Option geprüft werden.

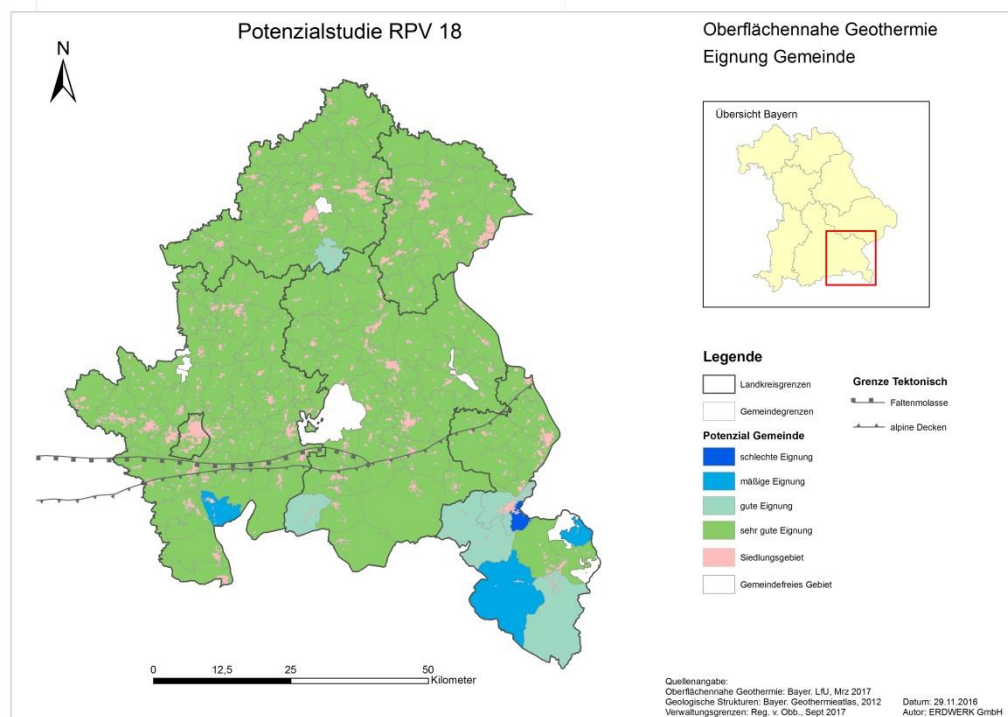


Abbildung 321: Eignung der Gemeinden im RPV 18 zur Erschließung mit oberflächennaher Geothermie.

31.3 Innovative Wärmekonzepte bei neuen Siedlungsgebieten

In den vorangegangenen Kapiteln wurde das Angebotspotenzial zur Wärme- und Stromgewinnung durch bewährte Konzepte der tiefen bzw. oberflächennahen Geothermie ausführlich diskutiert. Es stehen jedoch weitere innovative Konzepte zur Gewinnung von Wärme - auch und vor allem bei neuen Siedlungsgebieten zur Verfügung - die bisher nur vereinzelt zur Umsetzung gekommen sind und für die daher Erfahrung nur bei wenigen Betreibern vorliegt. Ihnen ist gemein, dass sie die Einsatzmöglichkeit der Geothermie auf Bereiche erweitern, in denen aufgrund geologischer oder nachfrageseitiger/wirtschaftlicher Gründe ansonsten geothermische Energieschöpfung ungünstig ist. Nachfolgend werden einige dieser Konzepte vorgestellt. Eine Bewertung des Potenzials dieser Konzepte wurde aufgrund deren Pilotcharakters nicht vorgenommen. Geologisch-technische Einschränkungen sind bei den innovativen Wärmekonzepten oft weniger kritisch, als Aspekte der Wirtschaftlichkeit.

31.3.1 Tiefe Erdwärmesonde (TEWS)

Die tiefe Erdwärmesonde ist bezüglich ihrer Technologie mit den flachen Erdwärmesonden vergleichbar (s. Kapitel 31.2.2) und nutzt die Energie mit einem geschlossenen Kreislauf des Wärmeträgermediums in der Sonde. Im Ringraum eines Doppelrohrsystems wird das kalte Wärmeträgermedium im geschlossenen Kreislauf nach unten geleitet. Durch Wärmeleitung aus dem Gestein erfolgt die Wärmeübertragung auf die in der Sonde zirkulierende Flüssigkeit. Das erwärmte Wasser steigt aufgeheizt in einem isoliert ausgeführten Innenrohr nach oben, wo es am Wärmetauscher seine Energie abgibt und wieder nach unten geleitet wird. Je nach Rahmenbedingungen wie Untergrundtemperatur, Wärmeleitfähigkeit des Untergrundes und der Sondenmaterialien, sowie der Bauart und der Betriebsdauer der Sonde liegt die Heizleistung bei TEWS bis zu ca. 500 kW (Stober und Bucher, 2012). Der technische Ausbau ist jedoch wegen der großen Tiefe komplexer als derjenige von oberflächennahen Erdwärmesonden.

Ihr großer Vorteil im Vergleich zur hydrothermalen Geothermie (s. Kapitel 31.2.2) ist, dass kein wasserdurchlässiger Gesteinshorizont in der Tiefe benötigt wird. Das Fündigkeitsrisiko wird somit deutlich reduziert. Andererseits ist die Energieausbeute im Fall der tiefen Erdwärmesonde deutlich geringer, was den wirtschaftlichen Betrieb entsprechend erschwert. Steht jedoch bereits eine Bohrung zur Verfügung, wie z.B. eine aufgegebene Bohrung aus der Kohlenwasserstoffindustrie, kann die Wirtschaftlichkeit einer TEWS durchaus gegeben sein. Insbesondere Bohrungen in der Nähe von Siedlungs- oder Industriegebieten mit hoher Wärmenachfrage sind dabei von Interesse. Die Nutzung der tiefen Erdwärmesonde kann in Kombination mit anderen Wärmeerzeugern (z.B. Wärmepumpe, Blockheizkraftwerk) erfolgen.

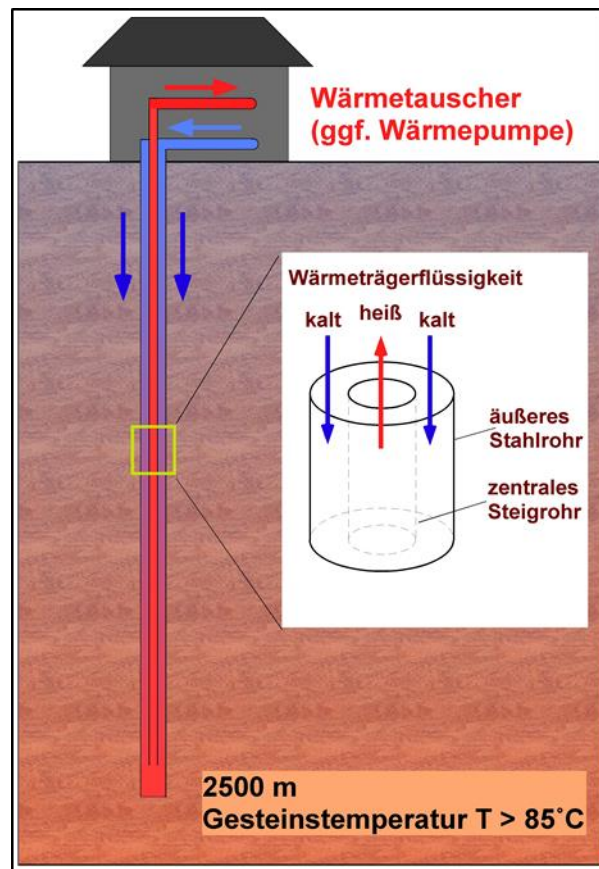


Abbildung 322: Schematische Darstellung des Funktionsprinzips einer tiefen Erdwärmesonde (aus: Stober & Bucher, 2012).

Bisher sind nur wenige tiefe Erdwärmesonden erfolgreich in Betrieb. Da eine große Zahl von Bohrungen der Kohlenwasserstoffindustrie aufgegeben, aber noch nicht gesetzesgemäß verfüllt ist, könnte das Interesse an tiefen Erdwärmesonden in Zukunft noch zunehmen.

31.3.2 Einsatz Wärmepumpe zur Anhebung der Rücklauftemperatur

Eine spezielle großtechnische Hochtemperaturwärmepumpe kann zentral im Geothermieheizwerk installiert werden und als Wärmequelle den Thermalwasser- oder Fernwärmerücklauf nutzen. Die so zusätzlich bereitgestellte Wärme kann als Mittel- oder Spitzenlast dem Fernwärmeverlauf zugeführt werden. Hierdurch kann die Temperaturspreizung und damit das geothermische Potenzial erhöht und die Effizienz der Geothermieanlage gesteigert werden. Praktische Einsatzbeispiele liefert u.a. der Betreiber der Geothermieanlage in Aschheim, östlich von München wo eine gasbetriebene Absorptionswärmepumpe als Mittellastversorgung dient.

31.3.3 Kühlung mit Tiefengeothermie

Tiefengeothermieanlagen können neben der Wärmeerzeugung auch für die Kühlung eingesetzt werden. Dies erlaubt die bessere Auslastung einer zur Wärmeproduktion konzipierten Anlage im Sommer. Da die Anlagen im Normalfall auf eine mittlere Wärmelast ausgelegt sind, wird bei geringer Wärmenachfrage (vorwiegend im Sommer) überflüssige Wärme produziert und ungenutzt wieder in die Injektionsbohrung zurückgeführt. Unter Ein-

satz geeigneter Kältemaschinen (z.B. Ad- oder Absorptionskältemaschinen) kann diese Überschusswärme in Kälte umgewandelt werden (Abbildung 323).

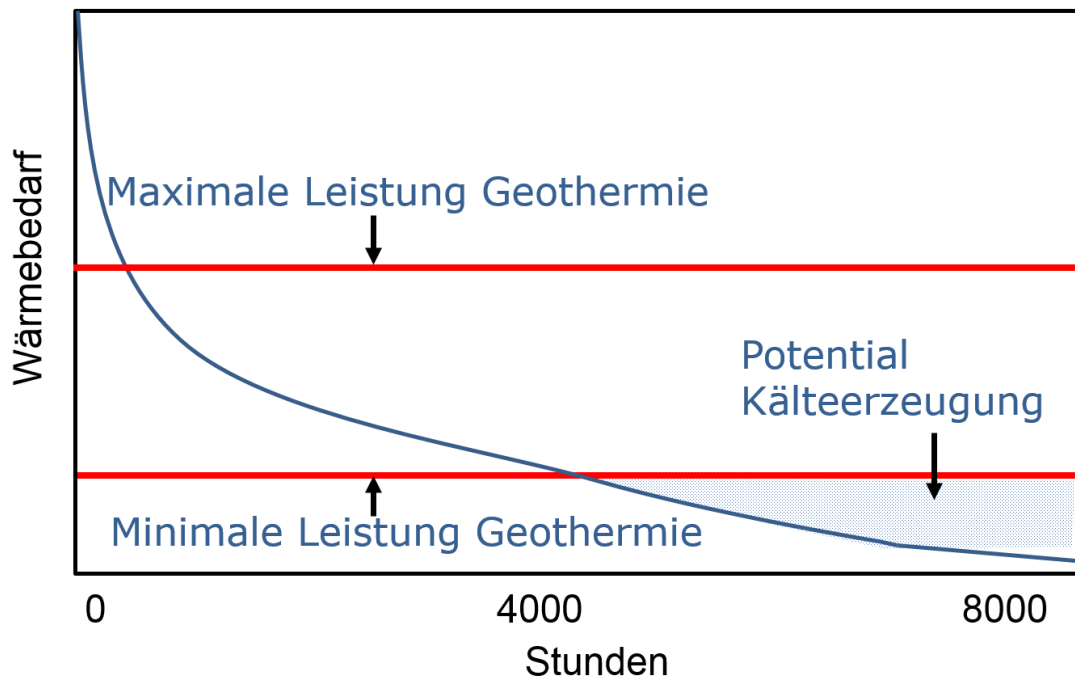


Abbildung 323: Schematisches Wärmelastprofil eines Jahres mit Leistungsspektrum der Geothermie. Geringere Wärmenachfrage als die minimal erzeugbare Wärme durch Geothermie im Sommer. Die Überschusswärme kann zur Kälteerzeugung genutzt werden.

Die Kühlung mit Tiefengeothermie kann derzeit wirtschaftlich nur als Ergänzung zur Wärmelieferung bestehen. Dementsprechend ist diese Technologie an Gunstgebiete zur geothermischen Wärmenutzung gebunden und in ihrem Potenzial beschränkt (s. Kapitel 31.2.4). Gerade in Neubaugebieten mit sehr energieeffizienten Großobjekten (z.B. Bürogebäude) nimmt die Kältenachfrage jedoch stetig zu, und die Kältebereitstellung kann einen Beitrag zur Effizienz und Wirtschaftlichkeit eines Geothermieprojektes leisten. In Bayern leistet die Firma Geovol Pionierarbeit in diesem Gebiet, die die Gemeinde Unterföhring mit geothermischer Wärme und Kälte versorgt (<http://www.geovol.de>).

31.4 Gemeindesteckbriefe

Für die Erstellung von fünf Landkreissteckbriefen mit insgesamt 152 Gemeindesteckbriefen wurden die Potenziale für die thermische und elektrische Jahresarbeit in digitaler Form an den Projektträger Los 1 übermittelt. Dabei handelt es sich um die Landkreise Altötting (mit 24 Gemeinden), Berchtesgadener Land (mit 15 Gemeinden), Mühldorf a. Inn (mit 31 Gemeinden), Rosenheim (mit 46 Gemeinden), Traunstein (35 Gemeinden) sowie der kreisfreien Stadt Rosenheim (s. Anlage 17).

31.5 Langfristige Energiespeicher-Managementmethoden

Im Gebiet des RPV 18 kann zurzeit nur der Malm als langfristiger geothermischer Aquifer-Wärmespeicher betrachtet werden. Gegenüber oberflächennahen Wärmespeichern wie Beton-, Stahl- oder GFK Speichertanks kann dieser mit sehr viel größeren Wärmemengen und höheren Temperaturen betrieben werden.

Im Aufbau (s. Abbildung 324) ähnelt ein geothermaler Wärmespeicher dem Prinzip der hydrothermalen Geothermie, er unterscheidet sich jedoch deutlich in der Betriebsweise. Im Betrieb muss die Wärme zunächst aus einer weiteren Quelle (z.B. KWK Anlage) in den Aquifer eingebracht werden, um sie bei anschließendem Bedarf wieder zu fördern.

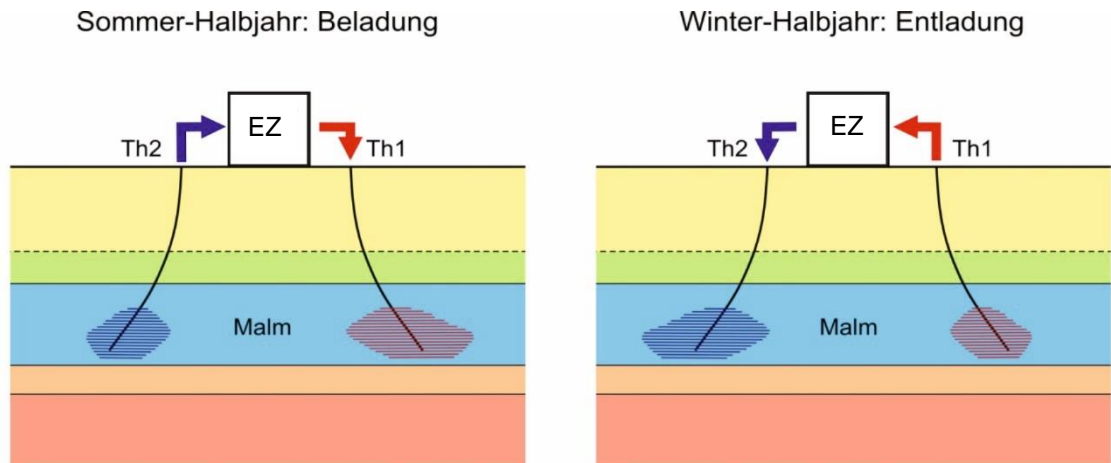


Abbildung 324: Funktionsprinzip eines Aquiferspeichers (EZ: Energiezentral)

Bei der Speicherung zu Heizzwecken bietet sich ein saisonaler Betrieb an, bei dem die Wärme im Sommer gespeichert und im Winter wieder entnommen wird. Trägermedium bildet das im Aquifer befindliche Thermalwasser. Ein saisonaler Niedertemperatur-Aquiferspeicher wurde z.B. in Deutschland am Bundestagsgebäude errichtet.

Ein Hochtemperatur-Aquiferspeicher (HTAS) ist im RPV 18 Gebiet vor allem an den großen Industriestandorten interessant, da hier entsprechende Mengen an Abwärme produziert werden.

Die im Folgenden aufgeführten Aspekte, stellen zurzeit die Rahmenbedingungen bei der Umsetzung eines HTAS:

- Die Effizienz des HTAS wird überwiegend von der Gebirgshydraulik gesteuert: je größer die Homogenität des Speichergesteins und je kleiner die Fließgeschwindigkeit im Aquifer ist, umso besser sind die Speichereigenschaften. Das bedeutet bei der überwiegend hohen Gebirgsdurchlässigkeit im Malm, dass so zwar eine große Wärmemenge gespeichert werden kann, gleichzeitig aber die Gefahr besteht, dass diese sich mit dem Aquifer durchmischt und verdriftet, und schließlich so in einer geringeren Wärmerückgewinnung (Rekuperation) resultiert.
- Die Speichereigenschaften sind an die standortspezifischen Rahmenbedingungen des Betriebes gebunden, wie der ein- und auszuspeichernden Wärmemenge und den Speicher-, Förder- und Rücklauftemperaturen. Um einen wirtschaftlichen Betrieb zu erreichen, sind die rechtlichen Rahmenbedingungen für z.B. die KWK Förderung oder die Eigenstromabgabe zu beachten.
- Bei der Hydrochemie des Malmwassers ist es nötig, beim Be- und Entladen des Speichers technische Maßnahmen zu ergreifen, um ungewollte Ausfällungen zu vermeiden. Die Maßnahmen müssen in einem wirtschaftlich durchführbaren Rahmen erfolgen.
- Darüber hinaus sind behördliche Vorgaben entsprechend des Trinkwasserschutzes und der hydraulisch-thermischen Beeinflussung einzuhalten.

Es ist davon auszugehen, dass eine eingehende Untersuchung der Standortbedingungen der Entscheidung, ob eine wirtschaftliche und nachhaltige Umsetzung eines Aquiferspeichers erfolgen kann, vorausgehen muss.

32 Effizienzbewertung vorhandener Geothermieanlagen und Potenzialabschätzung bzgl. Effizienzsteigerung

32.1 Effizienz und Optimierung von Tiefengeothermieanlagen

32.1.1 Effizienz und Optimierung von Tiefengeothermieanlagen zur Fernwärmeversorgung

Schenk et al (2015) schreiben zur Effizienzsteigerung:

„Tiefengeothermische Anlagen setzen sich aus einer Reihe von über- und untertägigen Komponenten (z.B. Bohrloch, Pumpe, Energiezentrale, Wärmenetz) zusammen, die von verschiedenen, auf die einzelnen Gewerke und Komponenten spezialisierten Planungsbüros möglichst effizient geplant werden. Die Gesamteffizienz einer Anlage kann jedoch meist erst durch das Zusammenwirken der Teilsysteme während des Betriebes genau ermittelt werden. Es zeigt sich, dass sich mit gezielten, und unter den einzelnen Komponenten abgestimmten, Optimierungsmaßnahmen in Planung und Betrieb die Gesamteffizienz steigern lässt.“

Trotz der wachsenden Anzahl an Anlagen, findet man bis heute nur sehr wenige Veröffentlichungen zur Effizienzbewertung bestehender Anlagen vor. Grund hierfür ist vor allem die allgemeine Zurückhaltung der Betreiber, wenn es um die Veröffentlichung ihrer „hausinternen“ Betriebsparameter der Energieerzeugung geht. Meist stehen diese in einem direkten Zusammenhang mit wirtschaftlichen Fragestellungen und fallen somit unter das Betriebsgeheimnis. Trotz dieser Umstände konnten in der Vergangenheit vier kommunale Betreiber von tiefengeothermischen Anlagen zur Fernwärmeversorgung im Großraum München für ein vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördertes Forschungsvorhaben gewonnen werden, welches die ökonomische und ökologische Effizienz tiefengeothermischer Anlagen zur Wärmenutzung in Süddeutschland zum Ziel hatte (s. Schenk et al, 2015).

Die Ergebnisse des Projekts können zu großen Teilen auch auf andere Standorte der süddeutschen Molasse und somit den RPV 18 übertragen werden und können wie von Bichler et al (2014) zusammengefasst werden:

„Im Rahmen der Arbeiten wurde eine Methode vorgestellt wie Kennzahlen zur Beurteilung der Gesamteffizienz geothermischer Anlagen sowie Kennzahlen zur Bewertung der geothermischen Systemtechnik erarbeitet werden können, um den Betrieb qualitativ und quantitativ zu bewerten. Im Anschluss an die Analyse der Anlagen wurden verschiedene Ansätze zur Optimierung des Anlagenbetriebs vorgestellt.“

Schenk et al., (2015) kommen beim Vergleich verschiedener Techniken zur Wärmeerzeugung zu folgendem Ergebnis:

„Nachfolgend sollen die Kennwerte aus analysierten Anlagen genutzt werden, um Vergleiche zu anderen Techniken zur Wärmeerzeugung anzustellen. Im ersten Schritt werden hierbei eine Anlage „Geothermie gut“ (Bestwert aus analysierten Anlagen) sowie eine Anlage „Geothermie schlecht“ (Schlechtestwert aus analysierten Anlagen) mit einer zentralen Versorgung in einem fiktiven Einzugsgebiet verglichen. Für den Vergleich werden gängige Systemtechniken wie Wärmepumpe, Gas-Brennwerttechnik und Biomasse gegenübergestellt. Für die Betrachtung wurden folgende Randparameter zugrunde gelegt.

Tabelle 103: Randbedingungen für die Vergleichssysteme (dezentral)

	Einheit	Wärme- pumpe	Gas- Brennwert	Biomasse
Vorlauftemperatur Gebäude	[°C]	35	75	75
Arbeitszahl WP	[-]	3,80 ¹		
Nutzungsgrad Gas-BW	[%]		97	
Nutzungsgrad Bio-masse	[%]			76
eta Kraftwerk D 2011	[-]	0,33		
beta LHV Gas	[-]		1,04	
beta LHV Holz	[-]			1,15
beta LHV Strom	[-]	1,05		
Primärenergiefaktor Gas-BW	[-]		1,1	
Primärenergiefaktor Strom	[-]	2,6		
Primärenergiefaktor Biomasse	[-]			0,2
CO ₂ -Emissionen Gas-BW	[kg/MWh]		200	
CO ₂ -Emissionen Strom	[kg/MWh]	559		
CO ₂ -Emissionen Bio-masse	[kg/MWh]			58,5
Kosten Gas-BW	[€/MWh]		67,5	
Kosten Strom	[€/MWh]	200		
Kosten Biomasse	[€/MWh]			31

¹ Wert aus EEWärmeG für alle Wärmepumpen außer Luftsysteme, wenn die Warmwasserbereitung des Gebäudes zu einem wesentlichen Anteil durch die Wärmepumpe erfolgt.

Der Wert „Vorlauftemperatur Gebäude“ bezieht sich auf das jeweilige installierte Heizsystem. Nach DIN EN 442-2 werden hierbei 75 °C als Vorlauftemperatur für Heizkörpersysteme angesetzt. Ein Wärmepumpensystem, welches die Energie über Flächenheizsysteme an die zu beheizenden Räume übergibt, arbeitet hierbei im Regelfall mit Temperaturen von ca. 35 °C.

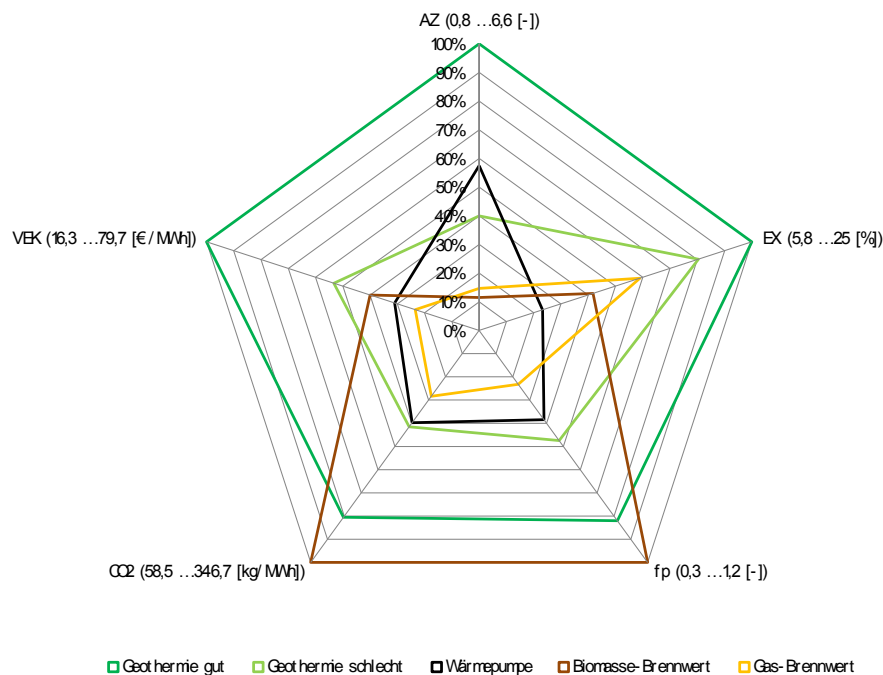


Abbildung 325: Benchmarking Geothermie zu dezentralen Vergleichssystemen (Bichler, et al., 2014):

Die tiefe Geothermie erreicht in den Kategorien „variable Energiekosten“ (VEK) und exergetischer Wirkungsgrad“ (EX) den Bestwert, jedoch in der Kennzahl „Arbeitszahl“ (AZ) kann die dezentrale Wärmepumpe die untere Geothermiegrenze (Geothermie schlecht) deutlich verdrängen. Aus ökologischer Sicht kann die Biomasse durch den Verzicht auf eine Spitzenlast sowie die Vermeidung der Fernwärmeverluste Bestwerte mit 0,3 für den Primärenergiefaktor (fp) und 58,5 kg/MWh für die spezifischen CO₂-Emissionen erreichen. Lokale Luftverschmutzung durch Biomasse (Feinstaubbelastung etc.) wird hierbei nicht berücksichtigt.“

32.1.2 Optimierungspotenziale Wärmebereitstellung (Untertage)

Nach Schubert, et al. (2014) gilt:

„Was den Thermalwasserkreis bzw. die Förder- und Injektionsbohrungen als Hauptkomponenten betrifft, sind Optimierungsmöglichkeiten nach den gewonnenen Erkenntnissen weniger im Betrieb, sondern vielmehr in der Planungsphase zu suchen.“

Da die Bohrlochproduktivität abhängig vom Erschließungskonzept und den geologischen Standortfaktoren wie Reservoirhydraulik ist, sollte unbedingt Wert auf eine umfassende geologische Vorplanung mit einer entsprechenden risikominimierten Bohrpfadplanung gelegt werden. Des Weiteren sollten bei der Planung auch bohrtechnische Aspekte wie Bohrlochdurchmesser und die Länge der Bohrstrecke im Reservoir berücksichtigt werden, da hier ein hohes Optimierungspotenzial im Hinblick auf die Produktivität der Bohrung vorhanden ist.“

32.1.3 Optimierungspotenziale Nah- und Fernwärmeversorgung

Zur Optimierung der Versorgung schreiben Bichler, et al. (2014):

„Die Optimierung der Rücklauftemperatur im Fernwärmenetz ist ein vielfach diskutiertes Thema, welches auch im genannten Forschungsprojekt der FH-München und ERDWERK

GmbH in verschiedenen Arbeiten behandelt wurde. Es konnte eine Methode aufgezeigt werden, welche es den Betreibern erlaubt, eine Prioritätenliste der, bezüglich einer tiefen Rücklauftemperatur, wichtigsten Verbraucher zu erstellen. Diese kann eingesetzt werden, um die Verbraucher mit dem größten Einfluss auf ein Heizwerk priorisiert zu optimieren. Im Weiteren wurden verschiedene Systemlösungen für Kundenanlagen (optimierter druckloser Verteiler, rücklauftemperaturgesteuerte Einschichtung in Pufferspeicher, Einbindung einer Solarthermie Anlage, u.a.) aufgezeigt, welche die Rücklauftemperatur senken können.

Ein weiterer Schwerpunkt der Arbeit lag in der Optimierung des anlagentechnischen Betriebs im Heizwerk. Hierbei konnte bei der Betriebsanalyse eine Verdrängung der geothermischen Energie bei Zuschaltung der Spitzenlastwärmerzeuger festgestellt werden.

Eine allgemein wesentliche Problemstellung für Fernwärmenetze besteht in der schwankenden Leistungsabnahme der Kundenanlagen, welche zu Leistungsspitzen im Heizwerk führen. Da diese Leistungsspitzen im Regelfall fossil gedeckt werden, verschlechtert sich in diesen Fällen der Anlagenbetrieb signifikant. Zu dieser Problemstellung wurden verschiedene Lösungsansätze (z.B. Speichermassen der Gebäude, Pufferspeicher bei den Hausanschlussstationen, Prognoseregulierung, aktive Nutzereinbindung, ...) vorgestellt, mit welchen sich auf der einen Seite die Ausnutzung des geothermischen Potenzials erhöhen, sowie gleichzeitig die fossile Nacherwärmung reduzieren lässt.

Weiterführend zu diesen zumeist nicht- oder nur geringinvestiven Maßnahmen wurden verschiedene technische, kostenintensive Möglichkeiten zur Optimierung diskutiert. Hierbei konnten speziell die Hochtemperaturwärmepumpe (zentral im Heizwerk) sowie der Absorptionswärmetransformator in Bezug auf energetische und ökologische Verbesserungspotenziale überzeugen.“

32.1.4 Effizienz und Optimierung geothermischer Stromerzeugung

Böhm und Seichter (2015) geben folgende Informationen zur geothermischen Stromerzeugung:

„Bei der Stromerzeugung aus Tiefengeothermie kommt es im Gegensatz zur Fernwärmeversorgung nicht zu einer direkten Nutzung der thermischen Energie, sondern es ist eine Energieumwandlung über einen thermodynamischen Kreisprozess (z.B. ORC-Anlage) erforderlich. Hier wird üblicherweise der Aufwand (geförderte Geowärme) gegen den Nutzen (erzeugte elektrische Energie) mittels Wirkungsgrad bewertet. Bei einer ORC-Anlage handelt es sich, wie beispielsweise auch beim Ottomotor, um eine Wärmekraftmaschine, deren theoretisch maximal möglicher Wirkungsgrad durch den sog. Carnot-Wirkungsgrad definiert wird. Der Carnot-Wirkungsgrad einer idealen Wärme-Kraftmaschine berechnet sich dabei aus dem Verhältnis der höchsten und der niedrigsten Temperatur des Prozesses. Aufgrund der im Vergleich zu einem Verbrennungskraftwerk (> 600 °C) „geringen“ Temperatur des Thermalwassers im Molassebecken ist der Carnot-Wirkungsgrad hier vergleichsweise gering. Der Realwirkungsgrad ist der Wirkungsgrad, der derzeit technisch erreicht wird (vgl. auch Abbildung 326).

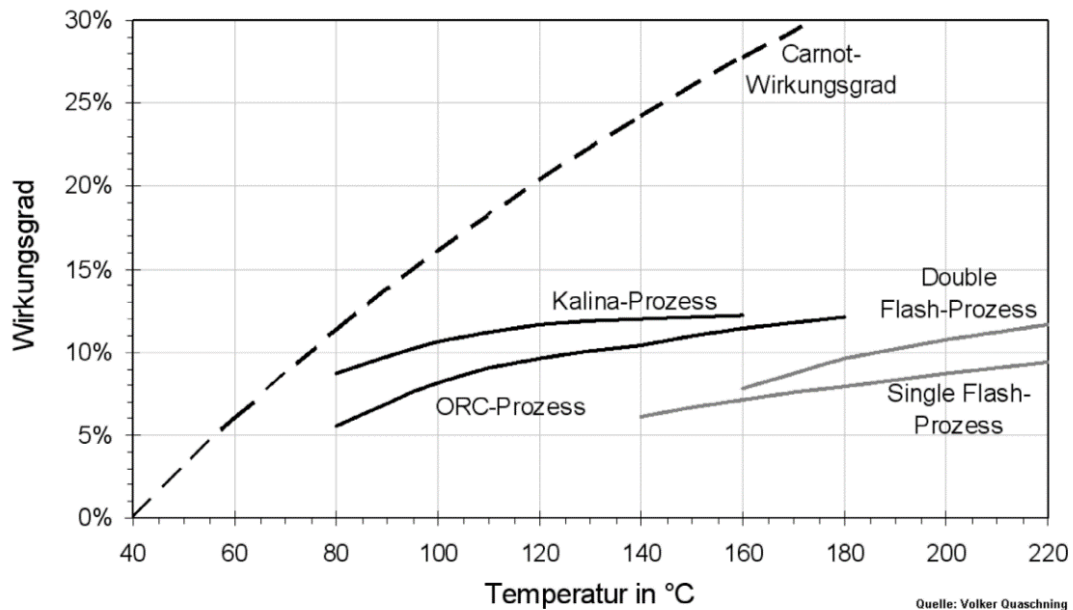


Abbildung 326: Carnot-Wirkungsgrad und Realwirkungsgrad verschiedener geothermischer Stromerzeugungsarten in Abhängigkeit der Wärmequellentemperatur

Da die Wärmequelle bei der geothermischen Stromerzeugung regenerativ ist und nicht aus fossilen Brennstoffen wie etwa Erdgas beim GuD-Kraftwerk gespeist wird, ist hier auch ein aus technischer Sicht „schlechter“ Wirkungsgrad akzeptabel (vgl. Solarzelle: Wirkungsgrad 10-20%). Entscheidend hierbei ist allerdings, wie bei der Wärmenutzung auch, der zur Bereitstellung erforderliche Anteil an Hilfsenergie (z.B. Energie für Pumpen und Kühlsystem). Dieser Anteil an Hilfsenergie ist im Verhältnis zur verfügbaren elektrischen Nettoleistung bei Niedertemperatursystemen sehr hoch.

Bei Geothermiekraftwerken, die ihre Energie aus Niedertemperatursystemen beziehen, kommt meist eine ORC-Anlage zum Einsatz, die jüngere Kalina-Technik wurde bisher kaum realisiert.

Ein hoher Nutzungsgrad der Geothermie und eine gute Ökobilanz kann durch eine kombinierte Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erreicht werden. Im Sommer kann die für die Wärmeerzeugung ungenutzte Energie, die zum Teil sogar ohnehin am Wärmetauscher bereitgestellt wird (min. Förderrate der Pumpe), zur Stromerzeugung verwendet werden.“

32.2 Effizienz und Optimierungspotenzial oberflächennaher Geothermieranlagen

Der erforderliche Hilfsenergiebedarf (Brunnen- und Umwälzpumpen) ist bei den meisten oberflächennahen Geothermieranlagen im Verhältnis zur bereitgestellten Wärmemenge relativ gering und in diesem Sinne als „effizient“ zu betrachten. Frequenzgeregelte Hocheffizienzpumpen sind hier bereits Stand der Technik. Veraltete Brunnen- und Umwälzpumpen sollten, wenn möglich, bei Zeiten ausgetauscht werden.

Ein wesentlich größeres Einsparungspotenzial wird in der indirekten Wärmenutzung und der Wärmeverteilung gesehen. Kompressionswärmepumpen oder Kältemaschinen haben einen nicht unerheblichen Energieverbrauch und sind oft nicht bedarfsgerecht ausgelegt (z.B. überdimensioniert oder keine passenden Pufferspeicher), ungünstig geregelt, schlecht gewartet oder altersbedingt ineffizient. Zudem sind die Wärmeverteilungssysteme schlecht hydraulisch abgeglichen oder im Bestand auf höhere Temperaturen ausgelegt.

Im Hinblick auf eine Energieeinsparung sind hier also auf der einen Seite TGA-Planer und Hersteller sowie auf der anderen Seite Heizungsbauer und Anlagenbetreiber gefordert.

In der Planung können insbesondere Großanlagen hinsichtlich Erschließungskosten (z.B. Bohrmeter, Leitungslänge) und gegenseitiger Beeinflussung optimiert werden. Mit den heute verfügbaren Planungsinstrumenten (Grundwassersimulation) und gerade in urbanen Räumen mit guter hydrogeologischer Datenlage können somit effiziente Konzepte erarbeitet werden.

33 Konkrete exemplarische Beispielprojekte

Ein Projektziel des regionalen Energiekonzepts ist die Identifikation und Beschreibung konkreter Beispielprojekte. Als Basis zur ersten Identifikation günstiger Projektstandorte wurden die im Rahmen der Studie erstellten Karten zum thermischen und elektrischen Potenzial herangezogen. Des Weiteren wurden die Wärmenachfrage und der geothermische Gradient als eine wichtige Kennzahl für die wirtschaftliche Umsetzung eines Geothermieprojektes betrachtet. Grob vereinfacht sind die Chancen für die erfolgreiche Entwicklung eines Geothermieprojektes dann gegeben, wenn die Wärmenachfrage möglichst hoch ist und gleichzeitig ein hoher geothermischer Gradient vorliegt, d.h. bei bereits relativ geringen Bohrtiefen hohe Thermalwassertemperaturen anzutreffen sind. In Hinblick auf eine geothermische Stromerzeugung spielt der geothermische Gradient dabei die übergeordnete Rolle, im Fall eines auf Wärmeversorgung ausgerichteten Projektes ist die Wärmenachfrage der entscheidende Faktor. Vor diesem Hintergrund wurden im RPV 18 insgesamt 50 Kommunen identifiziert, die möglicherweise ein hohes Umsetzungspotenzial für ein tiefes Geothermieprojekt haben oder eine hohe Wärme- / Kältenachfrage im Hinblick auf ein kommunales oberflächennahes Geothermieprojekt besitzen (s. Anlage 17). An diese Kommunen sowie regional ansässige Energieversorger erfolgte eine Einladung zu einem Informationsaustausch „Geothermie in der Region 18“, der bei der Geovol Unterföhring GmbH stattfand. An dem Informationsaustausch nahmen 21 Entscheidungsträger aus verschiedenen Bereichen teil. Die Teilnehmer wurden dabei in Form von Vorträgen zur Tiefengeothermie über die Ergebnisse der Potenzialstudie sowie über Wärmenetze als Chancen für Kommunen informiert, hatten die Möglichkeit die Geothermieanlage der Geovol zu besichtigen und erhielten einen Bericht aus der Praxissicht eines Betreibers. Im Rahmen von Fachgesprächen mit Experten wurde anschließend bei den Teilnehmern das Interesse an der Ausarbeitung eines Beispielprojektes abgefragt. Für 8 Gemeinden, die für ein Tiefen- oder ein OFN-Geothermieprojekt in Frage kommen, wurde je ein Kurzexposé erstellt. Diese sind in der Tabelle 104 für Tiefengeothermieprojekte und in Tabelle 105 für OFN-Projekte kurz zusammengefasst.

Tabelle 104: Vorschläge für Beispielprojekte tiefe Geothermie

Gebiet	Temperaturprognose [°C]	Tiefe Top Malm im Mittel ca. [m u. GOK]	Potential th Doppeldublette [MW]	Potential th Dublette [MW]	Wärmebedarf jährlich [GWh]
Altötting	91-100	2.100	34	17	271
Erlaubnisfeld Kirchweidach	110-120	3.500 – 3.700	-	-	-
Neumarkt / St. Veith	71-80	1.460	21	10	76
Mühldorf a. Inn	91-100	2.250	38	19	207
Wasserburg a. Inn	81-90	3.420	30	15	668

Tabelle 105: Vorschläge für Beispielprojekte oberflächennahe Geothermie

Gebiet	Ausschlusskriterium für tiefe Geothermie	Eignungsgrund für oberflächennahe Geothermie
Großkarolinenfeld	wirtschaftlich unrentabel	Gute Standorteignung
Rosenheim	wirtschaftlich unrentabel	Sehr gute Standorteignung Projektidee: Wärmepumpenkonzepte/ Kühlen in größerem Maßstab
Stephanskirchen	Tiefe Top Malm fast 5.000 m u. GOK niedriger geothermischer Gradient geringer Wärmebedarf hohe technische Bohrrisiken geolog. Fündigkeitsrisiko	Sehr gute Standorteignung

Nach Gesprächen mit dem Regionalen Planungsverband wurden zwei Projektbeispiele ausgewählt, die im Rahmen des Energiekonzepts ausgearbeitet werden. Dabei handelt es sich zum einen um die Entwicklung eines tiefen Geothermieprojektes zur Stromerzeugung und Wärmenutzung im bestehenden Erlaubnisfeld der Verwaltungsgemeinschaft Kirchweidach und zum anderen um die Entwicklung eines tiefen Geothermieprojektes zur Wärmeversorgung am Standort Altötting. Die Ausarbeitung der Projektbeispiele wird in einem separaten Bericht dargestellt.

33.1 Geothermische Erschließung in Altötting

33.1.1 Kurzübersicht Geothermische Erschließung Altötting

Themengebiet: Tiefe, hydrothermale Geothermie

Installierte Leistung Wärme 11,7 – 15,0 MW_{th}

Jahresarbeit (bei 8.660 Volllaststunden/a)

Wärme 101.322 – 129.900 MWh_{th}

Bewertung des Beispielprojekts¹³²

Flächenbedarf	Technische Ausgewogenheit	Umweltverträglichkeit	Versorgungssicherheit	Kosten	Regionale Wertschöpfung	Wettbewerbsfähigkeit	Landschaft und Lebensqualität	Bürgerakzeptanz
2	1	2	2	4	1	4	2	4

¹³² Erläuterungen der Kriterien in 11.13.4, Erläuterung der Einstufung in 33.1.7

Die Rahmenbedingungen für die Wärmeerzeugung aus Tiefengeothermie sind in der Stadt Altötting als gut zu bewerten. Das Thermalwasser kann aus dem ca. 2.200 m tiefen Malm mit einem Gradienten von bis zu 4 °C / 100 m gewonnen werden. Von Vorteil ist außerdem, dass die Wärme in ein bereits bestehendes Fernwärmenetz eingespeist werden kann. In der vorliegenden Studie werden die geologischen, bohrtechnischen und wirtschaftlichen Grundzüge für eine geothermische Dublette dargestellt.

Das Projekt wurde in Abstimmung mit dem lokalen Energieversorger und Fernwärmebetreiber „Energiesparwerk Altötting“ zur Erarbeitung ausgewählt.

Akteure und Beteiligte

- *Energiesparwerk Altötting*

Für die Umsetzung verantwortliche Behörde:

- *Bergamt Südbayern (Verfahrensträger)*
- *Bay. Wirtschaftsministerium (Erlaubnisfeld/Bewilligungsfeld)*

33.1.2 Geothermische Erschließung in Altötting

33.1.2.1 Einleitung

Im Rahmen einer Studie für den Regionalen Planungsverbund 18 (RPV 18) wurden seitens der Fa. Erdwerk GmbH die Potenziale der Geothermie für den RPV 18 erarbeitet. Das Gemeindegebiet Altötting erweist sich für die Tiefe Geothermie darin als sehr günstig. Der lokale Energieversorger Energiesparwerk Altötting bekundete sein Interesse an einer detaillierteren Betrachtung eines Geothermieprojektes, welches hier als Beispielprojekt ausgearbeitet ist. (s. Abbildung 327).

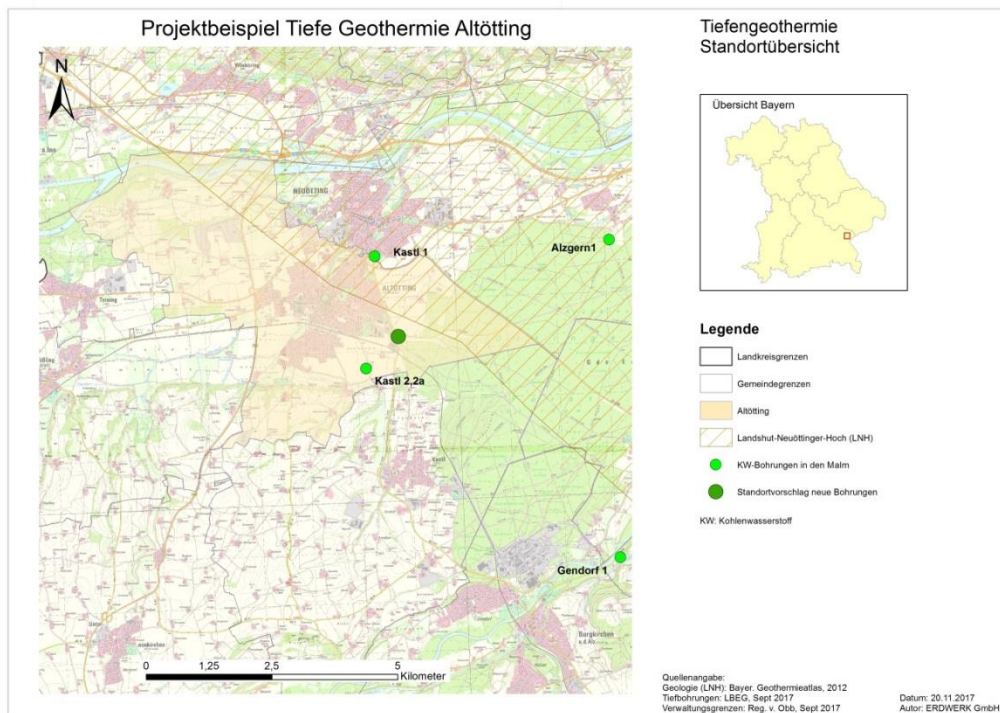


Abbildung 327: Gemeindegebiet Altötting mit Lage der bestehenden Tiefbohrungen und dem Bohransatzpunkt zur vorgeschlagenen Geothermiedublette

33.1.2.2 Datengrundlage und geologisch-geothermische Bedingungen

Die geologische und geophysikalische Datenlage im Bereich von Altötting erweist sich im näheren Umfeld der geplanten Bohrung als gut. In einem Umkreis von 15 km sind 8 Tiefbohrungen (sowohl Kohlenwasserstoff- als auch Geothermiebohrungen) vorhanden, die den Malm erbohrt oder sogar durchteuft haben. Die etwa 900 m südwestlich des vorgeschlagenen Bohransatzpunktes gelegene Kohlenwasserstoffbohrung Kastl 2 wurde bis in die obersten Schichten des Malm (zeta) abgeteuft, woraus die Tiefenlage des Reservoirs und die erwartete Temperatur mit nur geringer Unsicherheit bestimmt werden können. Für diese Studie lagen die Daten der Bohrung Kastl 2 jedoch nicht vor.

Im Jahr 2010 ist eine 3D-Seismikuntersuchung in den südlich gelegenen Gemeinden Kirchweidach und Tacherting durchgeführt worden (s. Abbildung 2). Des Weiteren gibt es im Westen 3D-Seismikdaten aus einer im Jahr 2001 durchgeführten Untersuchung und zahlreiche 2D-Seismiklinien aus den Jahren 1950 bis 1991.

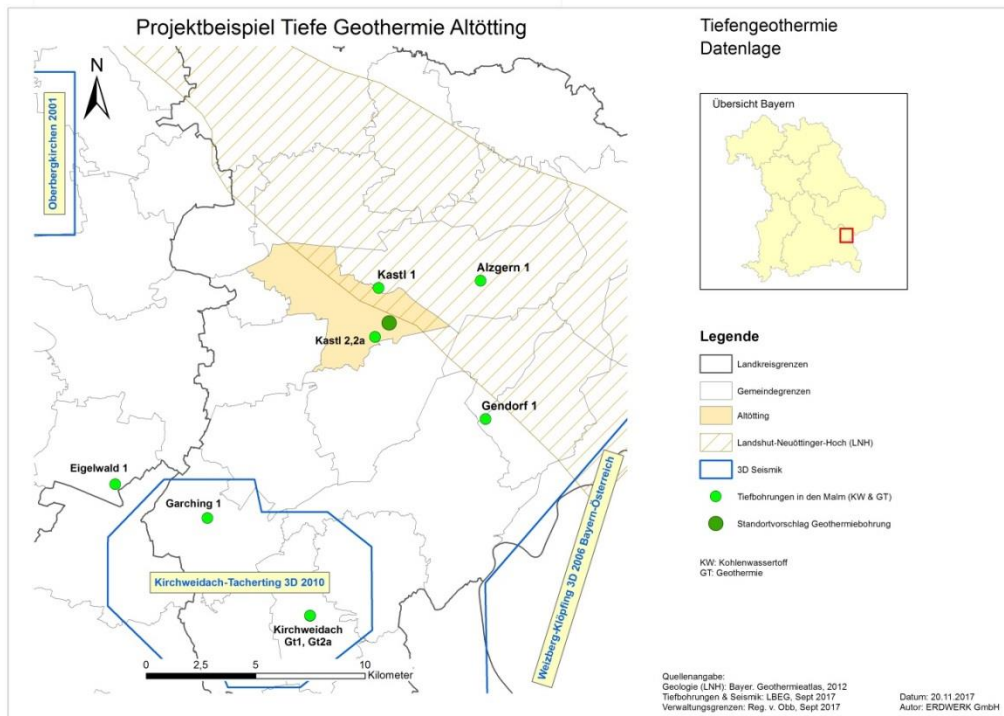


Abbildung 328: Lage der Tiefbohrungen (hellgrün) und der gemessenen 3D-Seismik (siehe Text) in der Region.

Die bestehenden 2D-Seismikdaten aus jüngeren Jahren sollten im Rahmen einer folgenden Machbarkeitsstudie auf Qualität geprüft werden und gegebenenfalls für ein Reprocessing (Bearbeitung alter Daten mit neuer Software) beim Dateninhaber angekauft werden. Je nach Datenqualität und Bohrfadorientierung werden anschließend ggf. neue 2D- bzw. 3D-Seismikmessungen empfohlen.

Eine Übersicht zur Geologie des Malm-Reservoirs gibt der Bayerische Geothermieatlas (STMVIT 2012), dieser zeigt im Untersuchungsgebiet die Oberkante (Top) bei ca. 1.400 m u NN. Bei einer Geländehöhe (GOK) von ca. 400 m ü NN, liegt Top Malm entsprechend in einer Tiefe von ca. 1.800 m unter GOK (s. Abbildung 3).

Im Bereich Altötting ist im Untergrund ein Nordwest-Südost streichender Staffelbruch erkennbar, der das Landshut-Neuöttinger-Hoch (LNH) zum Wasserburger Trog hin begrenzt. Nordöstlich davon, auf der Scholle des LNH, ist der Malm nach dem zugrundeliegenden geologischen Modell nicht vorhanden (s. Abbildung 3).

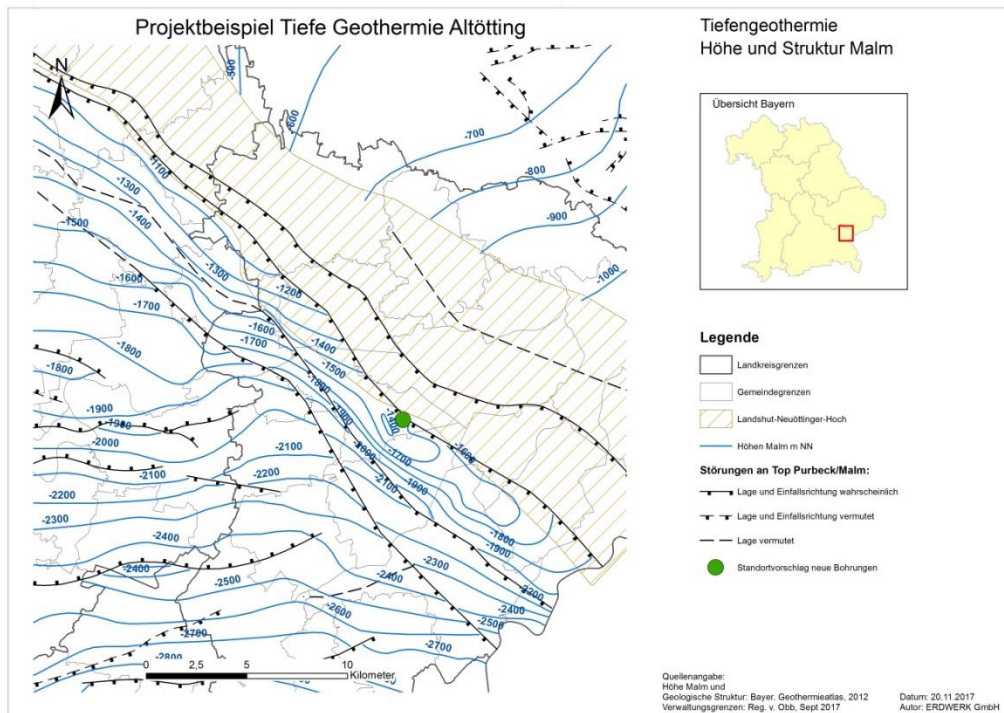


Abbildung 329: Teufenlage und Störungen im Malm, resp. Basis Tertiär auf dem Landshut-Neuöttinger-Hoch (siehe Text).

Die genauere geologische Situation, insbesondere die für die Hydraulik des Reservoirs wichtige fazielle und strukturelle Ausprägung des Malms ist ohne aussagekräftige Seismik und daher zum jetzigen Zeitpunkt nicht zu bewerten. Dies sollte nur im Rahmen einer detaillierten Machbarkeitsstudie unter Einbeziehung von verfügbaren Daten beurteilt werden.

Auf die regionale Reservoircharakteristik des Malms im Gebiet des RPV 18 wurde bereits im Hauptbericht eingegangen. Darin wird auch Bezug auf die südlich liegenden Bohrungen in Kirchweidach genommen, die als exemplarisch in ihrer Varianz der Fündigkeit für die Heterogenität des Malmaquifers angenommen werden. Diese Unsicherheit liegt auch für den Standort Altötting vor.

Der vorgesehene Bohransatzpunkt liegt an der Flanke des LNH, die Förderbohrung sollte aber, um höhere Temperaturen zu erzielen, die Tiefscholle erreichen und dabei mindestens eine Störung des Staffelbruches mit „auffädeln“. Die direkte Nähe zum LNH stellt somit besondere Anforderungen an die Bohrtechnik und Bohrpfadplanung.

Gemäß den Ergebnissen der Potenzialstudie reicht im Gemeindegebiet Altötting die prognostizierte Fördertemperatur durch tiefe Geothermie von etwa bis 84 °C im Nordosten bis über 100 °C im Südwesten.

Für die weiteren Betrachtungen im Rahmen der hier vorliegenden Konzeptstudie für den Standortvorschlag wird von einer Dublette (zwei Bohrungen) ausgegangen. Dieser Ansatz ist ggf. nach oben hin skalierbar (z.B. Doppeldublette).

33.1.2.3 Bohrkonzzept

Als Bohrziel wurde für die Förderbohrungen eine Störung des NW-SE streichenden Staffelbruches des LNH identifiziert. Dies bedeutet eine für die Geothermie eher ungewöhnlich

lange Bohrstrecke. Um die Kosten für eine lange Förderbohrung zu kompensieren, wurde für die Reinjektionsbohrung eine kürzere, annähernd vertikale Bohrung (mit einer stärkeren Ablenkung nur im Reservoir) im höher gelegenen Bereich des LNH vorgeschlagen. Hierzu wurde mangels Seismik noch kein Bohrziel definiert. Üblicherweise sind Störungen mit einer sekundären Kluffporosität als Bohrziel für Geothermiebohrungen vorgeschlagen. Untersuchungen an den Bohrungen im Münchener Raum zeigen, dass für die Hydraulik einer Bohrung aber auch die Matrixporosität und vor allem durchgreifende Verkarstung bestimmend sind.

Auf Grundlage der geologischen Tiefendaten des Geothermieatlas 2012 (STMVIT 2012) wurde eine konzeptionelle Bohrfadplanung für die Bohrungen Altötting Th1 und Th2 durchgeführt. Die Bohrungen sind von einem Sammelbohrplatz (Gauß-Krüger-Koordinaten: R 4551792, H 5342632; 410 m ü. NN) geplant. Beide Bohrungen sind bis in eine Tiefe von 900 m u. GOK (unter Geländeoberkante) und somit bis in die zweite Sektion vertikal geplant und sollen in vier Sektionen mit einem Enddurchmesser von 6 1/8 Zoll das Malmreservoir aufschließen.

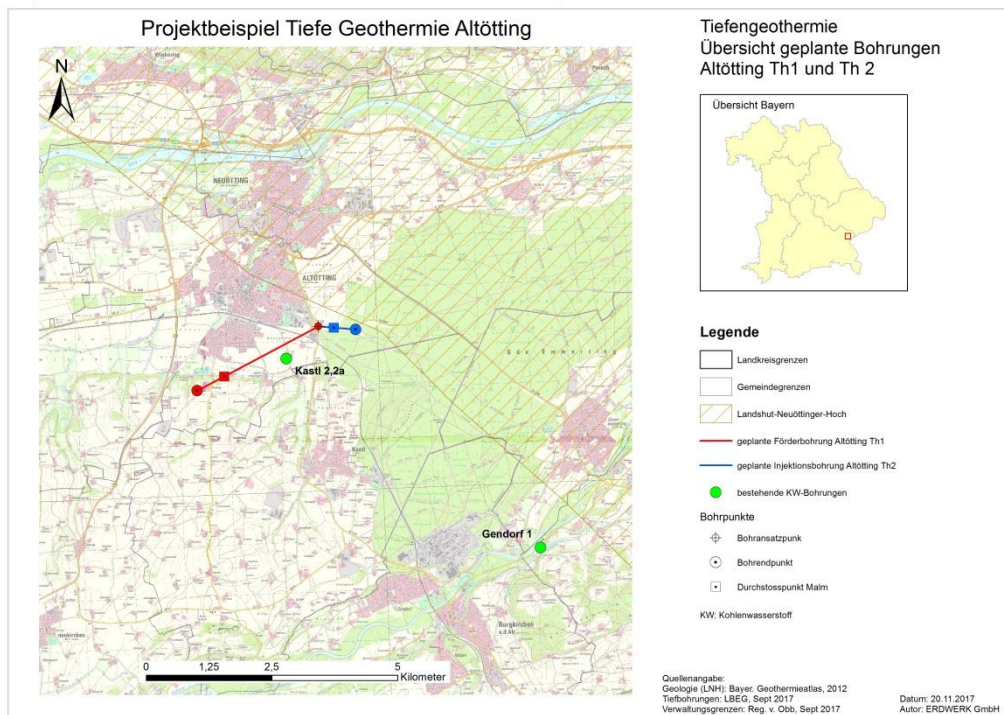


Abbildung 330: Geplanter Bohrverlauf der Dublette Altötting Th1 und Th2.

Altötting Th1 (geplante Produktionsbohrung)

Die geplante Produktionsbohrung Altötting Th1 kommt mit einer Endteufe von ca. 4.250 m MD (Measured Depth - Bohrfadlänge) und 2.487 m TVD (Total Vertical Depth – Vertikale Teufe) im Malmreservoir südwestlich des Bohrplatzes zu liegen. Nach der vertikalen ersten Sektion soll auf 69° Inklination und 242° Azimut (Richtung WSW) aufgebaut werden. Mit der hohen Inklination ist es möglich parallel oberhalb zur nach Süden einfallenden Malmoberfläche zu bohren, um eine südlich des Bohrplatzes angegebene Störung zu erreichen (s. Abbildung 331). Nach ca. 3.330 m MD wird die Inklination auf 60° reduziert um daraufhin das Top Malm in einer Teufe von ca. 2.207 m TVD zu erreichen. Innerhalb

des Malmreservoirs wird die Inklination wieder auf 67° erhöht und die Störung von der Hoch- in die Tiefscholle durchfahren. Das Reservoir wird somit auf einer Länge von ca. 700 m aufgeschlossen.

Altötting Th2 (geplante Injektionsbohrung)

Die geplante Injektionsbohrung Altötting Th2 durchstößt das Top des Malmreservoirs in einer Tiefe von 1.950 m TVD. Sie besitzt eine Bohrspadlänge von insgesamt 2.600 m MD und erreicht insgesamt eine Tiefe von 2.340 m u. GOK. Nach der ersten vertikalen Sektion soll in mehreren Aufbauphasen auf 20° Inklination und 95° horizontale Ausrichtung Richtung Osten aufgebaut werden. Als Bohrziel sollte auf Grundlage vorhandener bzw. neu durchgeführter Seismiksurveys hydraulisch günstige, verkarstete Massenfazies erbohrt werden und der Bohrspfad entsprechend der Interpretationsergebnisse weiter verfeinert werden. Im Malm wird die Inklination weiter auf 55° aufgebaut, die azimutale Ausrichtung wird auf 95° gehalten. Somit wird das Reservoir über eine Strecke von ca. 600 m und vertikal ca. 390 m aufgeschlossen (s. Abbildung 331).

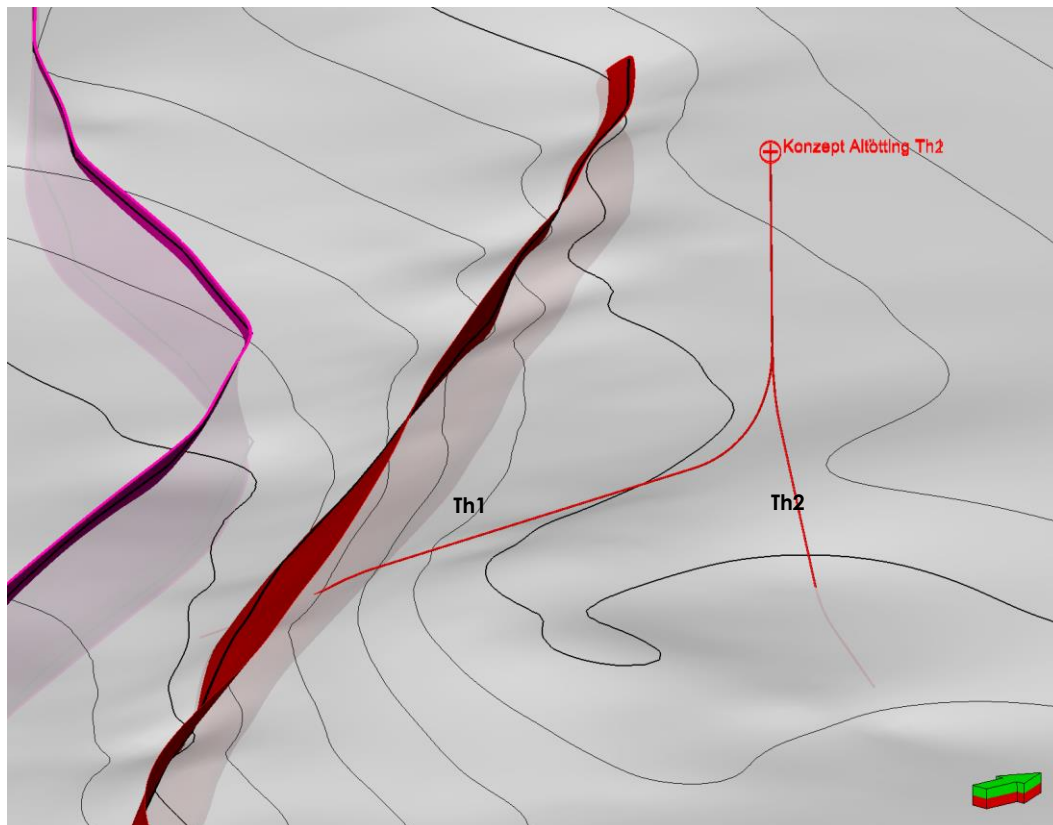


Abbildung 331: 3D Darstellung aus dem Geologischen Modell mit den Bohrspaden der Altötting Th1 und Th2 (siehe Text). Helle, semi-transparente Fläche entspricht Top Malm, senkrecht stehende farbige Flächen stellen Störungen jeweils auf Datengrundlage des Geothermieatlas (STMVIT 2012) dar.

33.1.2.4 Prognose der thermischen Leistung

Beschreibung der Eingangsparameter

Fördertemperatur

Nach dem konzeptionellen Bohrfad der Förderbohrung wird Top Malm in einer Tiefe von 2.207 m TVD angetroffen, dort erreicht die Reservoirtemperatur 92 °C (s. Hauptbericht). Entlang der Reservoirstrecke von 800 m nach Westen steigt die Temperatur an, so dass sich bei Endteufe eine Temperatur von 97 °C prognostizieren lässt. Aufgrund der geringen Datendichte ist diese Prognose methodisch mit einer gewissen Unsicherheit behaftet.

Für die ca. 11 km entfernte Bohrung Kirchweidach Gf2a würde nach dieser Methode eine Fördertemperatur von 120° C prognostiziert, die tatsächliche Temperatur am Bohrlochkopf beträgt nach GeotIS (Agemar et al. 2014) 122° C, im Reservoir sogar 127° C. Es ist anzumerken, dass die Differenz von Reservoir- und Fördertemperatur grundsätzlich auch von der Förderate abhängt, bei konstant höherer Förderate ist davon auszugehen, dass sich diese Temperaturdifferenz verringert.

Unter Berücksichtigung der aufgeführten Punkte, wird die erwartete Fördertemperatur an der Bohrung Altötting Th1 auf zwischen 94 °C und 104 °C geschätzt. Dies entspricht einem Reservoirtemperaturgradienten (RTG) zwischen ca. 3,8 °C/100m und 4,3 °C/100m. RTG-Werte von über 4 liegen am oberen Ende der im Großraum München beobachteten Werte an Geothermiebohrungen, sind aber regional-geologisch (aufgrund möglicher aufsteigender warmer Tiefenwässer zum LNH hin) durchaus möglich.

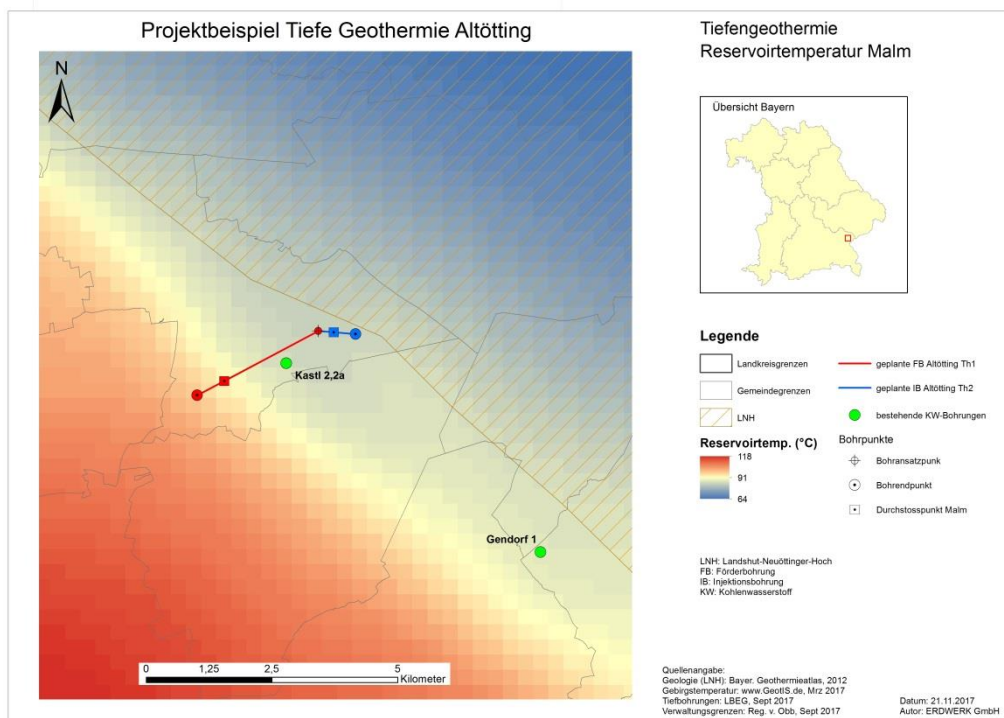


Abbildung 332: Modellierter Temperaturverteilung des Thermalwassers im Untergrund (siehe Text).

Reservoirhydraulik

Für die Bewertung der Reservoirhydraulik wurde bei einer Schüttungsrate von 100 l/s von 30 bar Absenkung (entspricht 300 m Wassersäule in der Bohrung) ausgegangen. Dies entspricht dem Median der existierenden Bohrungen im süddeutschen Molassebecken (s. dazu auch die Erläuterungen im Hauptbericht). Von diesem Ausgangswert wurde anschließend auf die, für das Projekt Altötting geplante, Förderrate extrapoliert.

Eigenstrombedarf / Förderhöhe TKP

Beim Fördern von Thermalwasser aus der Förderbohrung kommt es zu einer Druckabsenkung in der Bohrung unter den Ruhewasserspiegel. Diese Absenkung ist abhängig von der Hydraulik im Reservoir, dem Bohrdurchmesser und Rohrreibungsverlusten. Sie muss von der Tauchkreiselpumpe unter Stromeinsatz überwunden werden. Durch einen hohen Stromeinsatz kann also eine höhere Förderrate erkauft werden. Hier gilt es, im Rahmen einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung den optimalen Betriebspunkt zu ermitteln.

Bei dem gewählten Bohrungsdesign handelt es sich um ein bewährtes Konzept für Projekte zur Fernwärmeversorgung. Typischerweise werden dabei Förderraten bis zu 85 l/s gefahren. Dies würde im betrachteten Projekt einen Eigenstrombedarf für die TKP von ca. 0,6 MW_{el} bedeuten. Rohrreibungsverluste und der interpolierte Ruhewasserspiegel am Standort sind dabei berücksichtigt.

Wärmebedarf

Für die Auslegung (Bohrendurchmesser) der Bohrung muss vor allem der Wärmebedarf betrachtet werden. Dieser hängt zunächst von der Ausbaugröße und -stufe des Fernwärmenetzes, letzten Endes aber vom Gesamtbedarf und der Abnehmerstruktur ab. Ist bei der Planung bereits von einem hohen Bedarf auszugehen, kann ein größeres Bohrungsdesign gewählt werden. Die Erfahrung aus anderen Projekten zeigt auch, dass eine Erweiterung des Projektes auf eine zweite Dublette (Bohrungen drei und vier) zu einem späteren Zeitpunkt in Erwägung gezogen werden kann.

Thermische Leistung

Unter Berücksichtigung der beschriebenen Bandbreite der Fördertemperatur und einer Förderrate von 85 l/s können zwischen **11,7 und 15,0 MW_{th}** erzeugt werden.

Die wichtigsten Annahmen zur Bewertung des thermischen und elektrischen Potenzials sind nachfolgend zusammengefasst.

Parameter	Einheit	Wert
Fördertemperatur *	°C	94 – 104
Rücklauftemperatur *	°C	60
Förderrate	l/s	85
Druckabsenkung	bar	26

* Die temperaturabhängigen physikalischen Eigenschaften des Thermalwassers wurden beim Durchschnitt zwischen Förder- und Rücklauftemperatur geschätzt.

33.1.2.5 Bohrkosten

Die Kostenschätzung für einen Sammelbohrplatz mit zwei (ggf. 4) Bohrkellern ist stark abhängig von Standort-Faktoren wie infrastrukturelle Anbindung des Bohrplatzes (z.B. Straßen, Sparten), Bohranlagen-unabhängigen Bau des Bohrplatzes als Universalbohrplatz, usw. Unberücksichtigt bleiben zudem Kosten für Pacht oder Kauf des Bohrplatzgrundstücks. Zum jetzigen Zeitpunkt wird aus aktuellen Vergleichsprojekten für einen Dubletten-Bohrplatz von Kosten in Höhe von mindestens 1 Mio. € ausgegangen.

Die Kostenschätzung für die Niederbringung der Bohrungen kann, basierend auf den hier getroffenen planerischen Annahmen und Detaillierungsgrad, am besten über einen Meter-

preis erfolgen. Dieser liegt zwischen ca. 1.480 €/m und ca. 1.990 €/m und orientiert sich an Bohrkosten von vergleichbaren Geothermieprojekten mit in der Geothermie-Explorationsbranche üblichen Day – Rate Verträgen von einer strombetriebenen Bohranlage. Bei den genannten Schätzkosten handelt es sich um Kosten ausschließlich für das Niederbringen der Bohrung bis zum Fündigkeitsnachweis (also inkl. Inproduktionssetzungsarbeiten wie Stimulationen und Kurzeittests).

Auch für eine Förderpumpe bei Förderraten von bis zu 85 l/s können, bei der gegebene Unsicherheit zur Hydraulik und damit der tatsächlichen Leistung, die Kosten nur geschätzt werden.

Zusätzlich anfallende Kosten für ausführungsfähige Bohrplanung, Bauleitung, Versicherungspolicen, Risiko- bzw. Sicherheitsaufschläge, ggf. erforderliche Schallschutzmaßnahmen, Langzeit-Pump- und Injektionstest, ggf. erforderliche Injektionspumpe o.a. wurden nicht berücksichtigt. Diese sind im Rahmen der Unsicherheiten, bedingt durch den anfänglichen Planungsstand des Projektes, zu veranschlagen.

Tabelle 106: Schätzkosten für eine geothermische Dublette am Standort Altötting auf Basis eines Day-Rate-Vertrags

KOSTEN GEOTHERMISCHE DUBLETTE	Unterer Schätzwert 1.480 €/m	Oberer Schätzwert 1.990 €/m
Universal-, Sammel-Bohrplatz	1.000.000 €	1.300.000 €
Niederbringung Bohrungen (inkl. IPS) 4.250 + 2.580 Bohrmeter	10.108.000 €	13.592.000 €
Energie	300.000 €	500.000 €
Förderkomplettierung	1.000.000 €	1.300.000 €
Schätzkosten gesamt (netto)	12.408.000 €	16.692.000 €

Es ist anzumerken, dass die hier genannten Schätzwerte aufgrund der immer wieder schwankenden Marktsituation in der Bohrbranche deutlich von den tatsächlichen Kosten abweichen können. Belastungsfähige Aussagen und Prognosen zu den tatsächlichen Kosten sind nur über eine Ausschreibung der Bohr- und Serviceleistungen auf Basis einer Bohrdetailplanung zu ermitteln.

33.1.2.6 Nutzungskonzept

Das hier vorgeschlagene Nutzungskonzept sieht eine ausschließliche Wärmenutzung vor. Die erwartete Temperatur liegt deutlich unter dem derzeit, zur wirtschaftlichen geothermischen Stromerzeugung, benötigten Niveau.

Ein bestehendes Fernwärmenetz stellt einen bedeutenden Vorteil für die geothermische Nutzung dar. Insgesamt besteht in Altötting ein Wärmebedarf von ca. 250 GWh/a für Gewerbe, Handel, Dienstleistung und Öffentliche Liegenschaften. Bei einem finalem Anschlussgrad von 60%, Netzverlusten von 20% und einer angenommenen Jahresdauerlinie (Sochinsky-Funktion) sollte die Leistung einer geothermischen Dublette für die Wärmeversorgung in Altötting bei ca. 13 MW_{th} liegen. Dieser Wert ist im unteren Bereich zu vergleichbaren Projekten und kann auch bei nicht besonders günstigen Reservoirbedingungen bzgl. Temperatur und Schüttung erreicht werden.

Sollte sich bis zum einem möglichen Projektentscheid eine größere Wärmenachfrage (z.B. durch einen Direktabnehmer oder einen sehr hohen Anschlussgrad) ergeben, können die Bohrungen auch auf eine höhere Leistung ausgelegt werden.

33.1.3 Ergebnisse und Auswirkungen

33.1.3.1 Investitionskosten von Dublette und Heizwerk

In der folgenden Tabelle findet sich eine Schätzung der Investitionskosten bis zur Inbetriebnahme (ohne Folgekosten durch Ersatzinvestitionen von abgenutzten Teilen) des Heizwerks. Eine Erweiterung des Fernwärmenetzes, Grundstückskosten, Infrastrukturanbindung des Bohrplatzes und Heizwerks, Rechts- und Wirtschaftsberatung, Bauzeitinsen sowie ggf. Kosten für eine Fündigkeitsversicherung werden hierbei nicht berücksichtigt, auch diese sind im Rahmen der Unsicherheiten, bedingt durch den anfänglichen Planungsstand des Projektes, zu veranschlagen.

Tabelle 107: Investitionen für Dublette und Heizwerk bis Inbetriebnahme

INVESTITIONEN	netto	Unterer Schätzwert	Oberer Schätzwert
Projektentwicklung, Steuerung, Planung und Bauüberwachung (10% der Bausumme)	€	1.841.000	2.759.000
Seismische Untersuchungen (Reprocessing oder 3D-Neuseismik)	€	100.000	1.200.000
Bohrplatzbau	€	1.000.000	1.300.000
Bohr- und Testarbeiten	€	10.108.000	13.592.000
Förderkomplettierung	€	1.200.000	1.500.000
Heizwerk (Hoch- und Tiefbau, Rohrleitungsbau, Reservelast, ELT- und MSR-Technik)	€	6.000.000	10.000.000
Energie	€	300.000	500.000
Bauleistungsversicherung Bohrungen (5-8% der Bohrkosten)	€	505.000	1.087.000
Lost in Hole Versicherung	€	150.000	200.000
KfW-Tilgungserlass (Marktanreizprogramm)		- 4.107.000	- 3.957.000
Investitionen für Dublette und Heizwerk	€	17.097.000	28.181.000

Die z.T. signifikante Differenz zwischen oberem und unterem Schätzwert ist in erster Linie in dem anfänglichen Planungsstand sowie in der Varianz bei den angenommenen thermischen und hydraulischen Bedingungen begründet.

Auch bei der Bauausführung des Heizwerks sind je nach Anforderungen der Örtlichkeit (z.B. Grundstücksgröße und Schallschutz) und Anforderungen des Bauherren deutliche Schwankungen möglich. Als Beispiel wäre hier ein mehrgeschossiges und architektonisch ansprechendes Gebäude mit aufwendigem Hoch- und Tiefbau gegenüber einem ebenerdigen funktionsorientiertem Industriebau zu nennen. Auch das gewählte Konzept für Mittel-, Spitzen- und Reservelast sowie ggf. eine Eigenstromversorgung z.B. mittels BHKWs bestimmen maßgeblich die Investitionen für das Heizwerk.

Die Höhe der KfW-Förderungen (Tilgungserlass) hängt zum einen von der letztendlich erbohrten Teufe (m TVD) sowie von der Höhe begründeter Mehrkosten gegenüber der Planung ab.

Die nachstehende Grafik von Reif (2016) zeigt beispielhaft die durchschnittliche Verteilung der Investitionskosten von sieben kommunalen Wärmeprojekten aus dem Bayerischen Molassebecken. Da in Altötting bereits ein Fernwärmenetz besteht, kann der Kostenanteil des Netzes natürlich tiefer liegen. Eine sinnvolle Abschätzung der erforderlichen Investitionen für den Ausbau des Fernwärmenetzes und die Anbindung des Heizwerks ist zum jetzigen Planungs- bzw. Informationsstand nicht möglich.

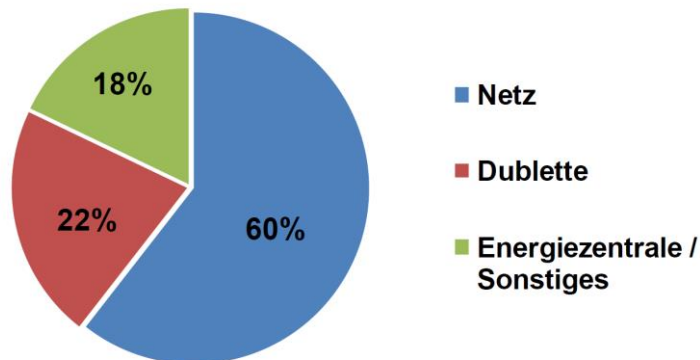


Abbildung 333: Durchschnittliche Zusammensetzung der Investitionen in Wärmeprojekten (REIF, 2016)

Die Investitionen für das Fernwärmenetz erstrecken sich dabei je nach Ausbaugeschwindigkeit über einen Zeitraum von bis zu 10 Jahren. Nach Reif (2016) fallen in den betrachteten Projekten 50% Gesamtinvestitionen für die Dublette, Heizwerk, Transportleitungen und die erste Ausbaustufe des Fernwärmenetzes bereits in den ersten drei Projektjahren an (s.a. Abbildung 333).

33.1.3.2 Projektwirtschaftlichkeit

Pauschale Aussagen über die Wirtschaftlichkeit von Tiefengeothermieprojekten, ob zur Wärmenutzung oder Stromerzeugung lassen sich generell nicht treffen, jedes Projekt ist individuell und von zahlreichen standort- und projektspezifischen Faktoren abhängig. Die Planungstiefe im Rahmen der Vormachbarkeitsstudie mit geotechnischem Fokus und unbekanntem betriebswirtschaftlichen Kennzahlen bieten keine Grundlage für eine belastbare Prognose zur Gesamtwirtschaftlichkeit.

Neben den Projektentwicklungs- und Investitionskosten und damit verbundenen Finanzierungskosten sind die Höhe der laufenden Erträge aus dem Wärmeabsatz, die Fördermittel und die Kosten für den Betrieb und Unterhalt der Anlage maßgebend für die Wirtschaftlichkeit des Projektes. Der Wärmepreis steht dabei im Allgemeinen in direktem Wettbewerb zu alternativen fossilen und regenerativen Energieträgern.

Als zeitlich variable Faktoren bedürfen die Erträge und laufenden Kosten einer detaillierten dynamischen Betrachtung über den gesamten Projektzeitraum. Hierunter fallen u.a. der Eigenenergiebedarf (Tauchkreislumpumpe und Hilfsenergie) sowie die erforderlichen Ersatzinvestitionen (z.B. hinsichtlich Preissteigerungen), die Finanzierungskosten (abhängig von Fördermitteln, Eigenkapital und Verzinsung) und die Abschreibungen.

Eine fundierte und belastbare Prognose inkl. Szenario-Analyse zum finanziellen Projektergebnis bzw. zur Projektrendite ist daher nur auf Basis einer dynamischen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unter Einbezug aller genannten geologisch-technischen, ökonomischen sowie finanzrechtlichen Rahmenbedingungen sinnvoll. Die für Projekte mit geringem Volumen und begrenzten Stellschrauben etablierten und standardisierten Berech-

nungsmethoden (z.B. nach VDI Richtlinie 2067) können dies weder abbilden, noch der erforderlichen Komplexität ansatzweise gerecht werden. Spezialisierte Wirtschaftsberater und Kanzleien haben hierfür Finanzmodelle entwickelt, die es in enger Zusammenarbeit mit den Geologen, Ingenieuren und dem Bauherren bzw. Investor mit den standort- und projektspezifischen Parametern im Rahmen einer interdisziplinären Machbarkeitsstudie fachgerecht zu versorgen gilt.

Weitergehend schreibt REIF (2013) zu tiefengeothermischen Finanzmodellen: „Neben geowissenschaftlichen und ökonomischen Parametern sollten durch Finanzrechnungen (Cashflowrechnung, Gewinn- und Verlustrechnung, Investitions- und Finanzplanung) die Wirtschaftlichkeit und finanziellen Risiken des Geothermieprojekts über die gesamte Projektlaufzeit beobachtet werden.“

Zur Wirtschaftlichkeit kommunaler Wärmeprojekte schreibt Reif (2016): „Die Erfahrung aus zehn Jahren Projektpraxis einschließlich der Ergebnisse der Finanzmodellierungen zeigt, dass sich geothermische Wärmeprojekte bei mittleren Thermalwassertemperaturen um die 90°C und unter den Förderbedingungen des Marktanreizprogramms (MAP) bei bescheidenen Renditeerwartungen wirtschaftlich umsetzen lassen. Mit sinkender Temperatur wird eine wirtschaftliche Projektgestaltung zunehmend schwieriger. Die finanzmathematische Betrachtung legt die Folgen der hohen investiven Belastung der Anfangsjahre aus dem Bau der Dublette, der zentralen Versorgungsanlagen und der ersten Netzabschnitte deutlich offen: Um eine positive Projektrendite zu ermöglichen, sind im Regelfall doch Anschlussleistungen von über 20 MW erforderlich. Betragen die Fördertemperaturen nur um die 80°C, dann sind besonders gute Versorgungsstrukturen (etwa eine hohe Versorgungsdichte) nötig, um die Mindestwirtschaftlichkeit zu gewährleisten. [...] Allerdings muss festgestellt werden, dass Geothermiewärmeversorgung - wie jede Infrastrukturmaßnahme - eine sehr langfristige Betrachtung und Kapitalbindung erfordert (30 Jahre und länger) und dafür nur sehr bescheidene Renditen in Aussicht stellen kann. Der oben beschriebene Investitions-/ Einnahmenezusammenhang begrenzt die Projektrenditen im Mittel auf 3,5%; in günstigen Fällen werden bis zu 5% erwirtschaftet (Basis jeweils: Internal Rate of Free Cashflow vor Steuern).“

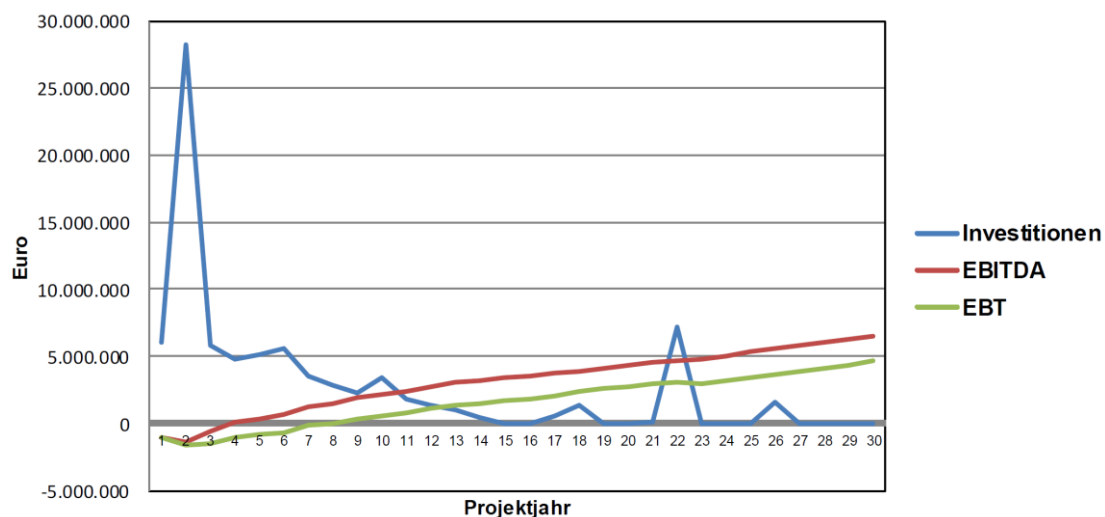


Abbildung 334: Beispielhafte Darstellung von Investitionen, Cashflow und Ergebnis im Projektverlauf (REIF, 2016)

33.1.3.3 CO₂-Einsparungen

Bei der Betrachtung der CO₂-Einsparungen wurde von einer thermischen Leistung von 13 MW_{th} ausgegangen. Netzverluste von 20 % wurden berücksichtigt. Da keine Angaben zur Maximallast oder der Jahresganglinie vorliegen, wurde davon ausgegangen, dass die geothermische Dublette das ganze Jahr unter Vollast betrieben wird. Die Einsparungen beziehen sich auf eine dezentrale Wärmeversorgung mittels moderner Gas-Brennwert-Technik.

Der CO₂-Ausstoß bei der Errichtung einer Geothermiebohrung wurde von ERDWERK anhand eines realisierten Projektes bewertet (Schenk et al., 2015). Die Verteilung der errechneten 245 kg CO₂-Emissionen pro Bohrmeter ist in Abbildung 335 dargestellt. Dieser Wert ist als grober Anhaltspunkt zu verstehen. Bei der Errichtung der beiden Bohrungen Altötting Th1 und Th2 würden demnach ca. 1.700 t CO₂ Äq entstehen.

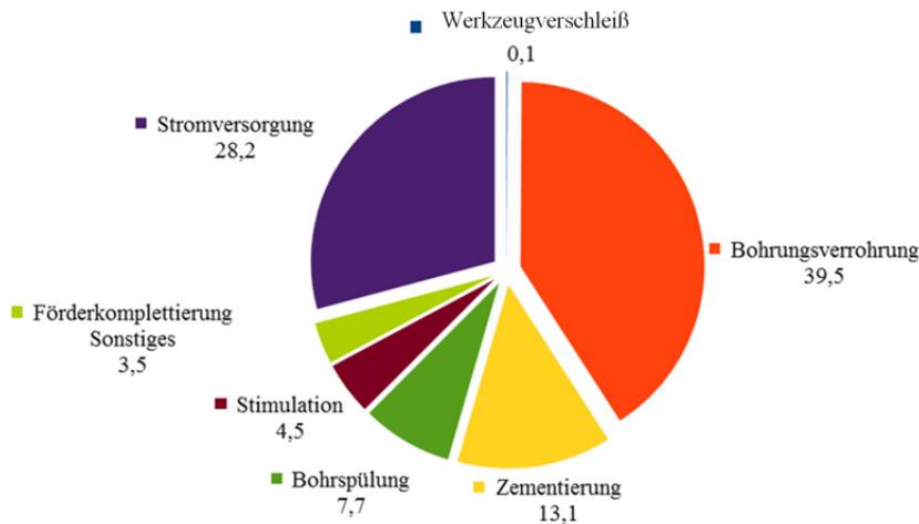


Abbildung 335: Prozentuale Verteilung der CO₂-Emissionen bei der Niederbringung einer Geothermiebohrung, Quelle: Schenk et al., 2015.

Im Betrieb entsprechen die Emissionen im Wesentlichen dem zur Erzeugung des Eigenstromverbrauchs emittierten CO₂. Der Eigenstrombedarf für Pumpe und andere Hilfsbetriebe beträgt bei einer Bruttoleistung von 17 MW_{th} ca. 1,0 MW_{el}. **Würde dieser vollständig aus emissionsfreien Quellen gedeckt, könnten jährlich ca. 18.000 t CO₂ Äq eingespart werden.** Bei Bezug des Eigenstroms aus dem Stromnetz (Annahme: Deutscher Strommix, 527 g CO₂ / kWh, s. Memmler et al, 2017), verringert sich die jährliche CO₂-Einsparung auf ca. 13.500 t CO₂ Äq. Die bei der Errichtung der Bohrungen verursachten Emissionen werden in jedem Fall innerhalb kurzer Zeit durch die Einsparungen während des Betriebs kompensiert.

33.1.4 Möglicher Projektablauf

Im Folgenden wird ein möglicher Projektablauf vorgestellt:

Machbarkeitsstudie: Die Machbarkeitsstudie wird die vorhandenen geologisch-geothermischen Daten detailliert und standortspezifisch aufbereiten. Sie sollte mit einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ergänzt werden. Darauf aufbauend können gesicherte

Zahlen zur Wirtschaftlichkeit des Projektes ermittelt werden, sodass daraufhin ein politischer Beschluss zur Umsetzung des Projektes mit Geothermie erfolgen kann.

Seismik Reprocessing, Seismiksvey und Interpretation: Zunächst müssen die vorhandenen Seismikdaten eingesehen werden. Je nach Datenqualität können diese reprocessiert werden. Ggf. ist jedoch die Akquirierung neuer Seismikdaten (2D- oder 3D-Seismiksvey) nötig. Mit der Interpretation alter reprozessierter Seismikdaten oder den Ergebnissen neuer Seismikdaten können die o.g. geologischen Parameter (Teufenlage Top Malm, Störungsinventar) verifiziert bzw. mit einer größeren Planungssicherheit ermittelt werden. Je nach Wahl des Surveys (2D oder 3D) ist für die Beauftragung der Leistung im Vorfeld eine europaweite Ausschreibung mit vorherigem Teilnahmeverfahren erforderlich.

Ebenfalls werden mit der Seismikinterpretation weitere geologische Details (Störungen, Versätze, etc.) ermittelt, die eine detaillierte Planung der Bohrziele und damit der Bohrpfade ermöglichen.

Bohrplatzvorprüfung und Detailplanung: Vorprüfung hinsichtlich der Eignung von Bohrplatz-Standorten und Detailplanung des Bohrplatzes ggf. zeitsparend als Universalbohrplatz (Bohranlagen-unabhängig).

Bohrdetailplanung: Nach erfolgter Seismikinterpretation ist die Detailplanung der Bohrungen erforderlich.

Erstellung eines Projektzeitplans: Der Zeitplan ist in Form eines möglichen Projektablaufes im Folgenden bereits dargestellt. Ein belastbarer Zeitplan mit Abschätzung der Bohrzeiten ist nur auf Basis der Bohrdetailplanung aufzustellen.

Wirtschaftlichkeitsprüfung: Planungsbegleitend ist eine Wirtschaftlichkeitsprüfung sinnvoll, die fortlaufend bei Vorliegen neu ermittelter Daten (Vergabevolumen, Fündigkeit der Bohrungen, ...) aktualisiert werden kann.

Ausschreibung der Bohrtätigkeiten: Da das Auftragsvolumen deutlich den Schwellenwert im Vergabeverfahren überschreiten wird, ist eine europaweite Ausschreibung mit vorherigem Teilnahmeverfahren für die Leistungen zur Niederbringung der Bohrungen angeraten.

Genehmigungs- und Betriebsplanverfahren: Planungsbegleitend sind alle berg- und wasserrechtlichen Genehmigungen für den Bohrplatzbau, die Niederbringung der Bohrungen und die hydraulischen Tests zu beantragen.

Ausführungsplanung: Nachdem als Ergebnis der Ausschreibung das Bohrunternehmen und die Servicefirmen feststehen, ist eine ausführungsfähige Planung für die Niederbringung der Bohrungen erforderlich.

Projektumsetzung: Nach Festlegung der Ausführungsplanung können der Bohrplatz gebaut und die Bohrungen niedergebracht und hydraulisch getestet werden. Im Anschluss daran, sobald die energetischen Rahmenbedingungen definiert sind, kann mit der Planung und dem Bau des Heizkraftwerkes begonnen werden.

Tabelle 108: Möglicher zeitlicher Projektablauf

Durchzuführende Schritte	Zeitlicher Rahmen
Machbarkeitsstudie und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	1. Quartal / 1. Jahr
Politischer Beschluss	1. Quartal / 1. Jahr
Reprocessing und/oder Seismiksurvey und Interpretation (inkl. Ausschreibung) *hier max. Zeitbedarf angegeben	Q2 / 1. Jahr bis Q1 / 2. Jahr
Bohrplatzvorprüfung und Detailplanung Universal-Bohrplatz	Q2 bis Q3 / 2. Jahr
Bohrdetailplanung	Q2 bis Q3 / 2. Jahr
Wirtschaftlichkeitsprüfung	planungsbegleitend
Ausschreibung der Bau-, Bohr- und Testtätigkeiten	Q4 / 2. Jahr bis Q3 / 3. Jahr
Genehmigungs- und Betriebsplanverfahren	begleitend zu Planung und Ausführung
Ausführungsplanung	Q4 / 3. Jahr
Umsetzung der Maßnahme (Bohrplatzbau, Niederbringung von 2 Bohrungen, hydraulische Testarbeiten)	Q1 bis Q4 / 4. Jahr
Planung und Bau Heizkraftwerk	Ab Q1 / 5. Jahr

33.1.5 Hemmnisse und Kritische Punkte

33.1.5.1 Schutzgebiete

Im Osten des Bohrstandortes befindet sich ein Wasserschutzgebiet (Abbildung 336). Der Bohrstandort selbst ist jedoch von keinem Schutzgebiet betroffen.

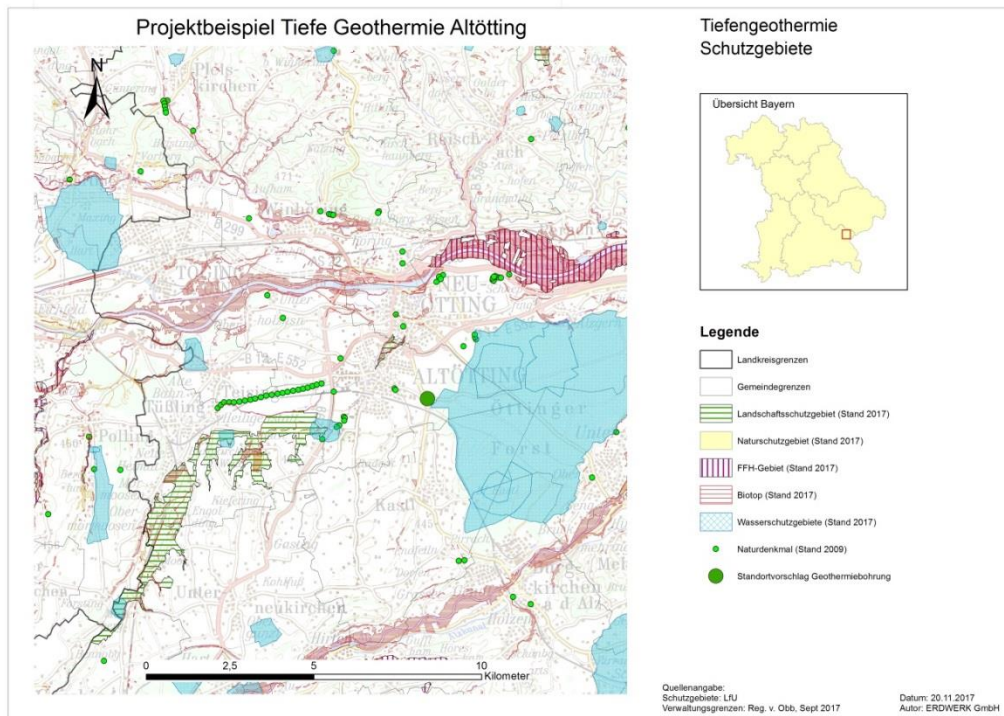


Abbildung 336: Übersicht der Schutzgebiete im Untersuchungsgebiet mit Standortvorschlag „Altötting“ (dunkelgrün).

33.1.5.2 Eigenkapitalbedarf

Als weiteres Hemmnis bei der Umsetzung von Tiefengeothermieprojekten ist der erhebliche Eigenkapitalbedarf zu benennen. Zum Eigenkapitalbedarf schreibt REIF (2016): „Die beiden größten Hindernisse, den ersten Münchner Umlandgemeinden beim Aufbau geothermisch versorgter Wärmenetze nachzufolgen, sind bei diesen wirtschaftlichen Gesetzmäßigkeiten fehlende Eigenmittel und/oder werthaltige Sicherheiten. Abgesehen von wenigen Kommunen in Bayern, deren besondere Wirtschaftskraft zu großen finanziellen Spielräumen führt, lassen sich an den meisten geeigneten Projektstandorten Eigenmittel von mindestens 15 Mio. € sowie die ergänzend nötigen Kommunalsicherheiten nicht aufbringen. Die Förderlandschaft hält zur Beseitigung dieses Engpasses keine geeigneten Instrumente bereit.“

33.1.5.3 Fündigkeitsrisiko

Die Verfügbarkeit einer Fündigkeitsversicherung ist derzeit hinsichtlich der Projektfinanzierung (z.B. Eigenkapitalbedarf) nicht gesichert.

33.1.5.4 Induzierte Seismizität

Technische Eingriffe in den tieferen Untergrund wie z.B. Bergbau, Erdöl- und Erdgasförderung, Talsperren- und Tunnelbau, aber auch tiefe Geothermie können eine Änderung des lokalen Spannungsfeldes zur Folge haben somit das Potenzial, seismische Ereignisse auszulösen. Induzierte Seismizität in einer von der Bevölkerung wahrnehmbaren Größenordnung in der bay. Molasse wurde bislang hauptsächlich im Umgriff der Geothermieanlagen Unterhaching mit Magnituden bis 2,4 (2008) und jüngst Poing mit Magnituden bis 2,1 (2016/2017) beobachtet. Es zeigt sich, dass die Epizentren der mikroseismischen Ereignisse nahe der jeweiligen Injektionstrecken auftreten, was einen direkten Zusammenhang zwischen Mikroseismizität und Geothermiebetrieb vermuten lässt. Eine eindeutige Ursache

für die Mikro-Beben konnte jedoch auch für das Projekt Poing im Rahmen eines von der LIAG angefertigten Gutachtens nicht identifiziert werden (Pressemitteilung Reg. v. Oberbayern, 13.10.2017). Jedoch kommt das Gutachten zu dem Schluss, dass von der beobachteten Seismizität keine Gefahr ausgeht.

Die bisherigen Erfahrungen aus über 15 Jahren hydrothormaler Energiegewinnung im bayerischen (seit 1998) und oberösterreichischen (seit 1996) Teil des Molassebeckens zeigen, dass zwar grundsätzlich davon auszugehen ist, dass auch in tektonisch ruhigen und weitgehend aseismischen Gebieten wie dem Molassebecken eine hydrothermale Energienutzung induzierte Seismizität zur Folge haben kann, aber dass dadurch keine seismischen Ereignisse ausgelöst werden können, deren Magnituden die Schwelle zu Schadböben überschreiten (STMVIT 2012) oder eine Gefährdung darstellen.

Zur Überwachung induzierter seismischer Ereignisse an geotechnischen Anlagen sowie um das Prozessverständnis weiter zu untersuchen, ist gemäß bergrechtlichen Auflagen ein seismisches Monitoring von Geothermieanlagen erforderlich.

Die Mitnahme und die Beteiligung der Öffentlichkeit ist eine wichtige Voraussetzung für die Akzeptanz und die Durchführung eines Geothermieprojektes (vgl. auch: Megies & Wassermann, 2016).

33.1.6 Allgemeine Erläuterung der Kriterien:

Die Bewertungen der einzelnen Beispielprojekte wurden von den Bearbeitern durchgeführt. Dabei wurden folgende Kriterien zur Bewertung herangezogen. Die Bewertung erfolgt auf einer Skala von 1 bis 6, wobei in Anlehnung an das Schulnotensystem 1 die beste Bewertung ist und 6 die schlechteste Bewertung ist.

Flächenbedarf:

Die Bewertung des Flächenbedarfs des Projekts bewertet nicht nur den Flächenbedarf der Erzeugungsanlage, sondern auch den Flächenbedarf für Substrate, o.ä.

Technische Ausgewogenheit:

Bewertung der Vielfältigkeit der Energieerzeuger, wobei ein ausgewogener Erzeugungsmix zu bevorzugen ist. Hier wird auch berücksichtigt, welche Erzeugungsanlagen bereits in der Gegend/Region installiert sind.

Umweltverträglichkeit:

Veränderung der Umweltbedingungen durch direkte oder indirekte Auswirkungen im gesamten Wertschöpfungsprozess der Energieform.

Versorgungssicherheit:

Einfluss des Beispielprojekts auf die Versorgungssicherheit der Energieerzeugung in der Region.

Kosten:

Energiegestehungskosten unter Berücksichtigung möglicher Förderungen

Regionale Wertschöpfung:

Zugewinn an Wirtschaftsleistung im Hinblick auf Vergütung und Einsparungen auf regionaler Ebene in Anlehnung an die Berechnungen gemäß IÖW.

Wettbewerbsfähigkeit:

Bewertung hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen am Markt befindlichen Energieformen.

Landschaft und Lebensqualität:

Bewertung des Einflusses der Beispielprojekte auf die Natur sowie das Leben der Menschen in den betroffenen Gebieten.

Bürgerakzeptanz:

Bewertung des Zuspruchs aus der Bevölkerung in den betroffenen Gebieten.

33.1.7 Erläuterung der Einstufung des Beispielprojekts

Im Folgenden wird die Einstufung des Beispielprojekts in dem jeweiligen Bewertungskriterium erläutert und begründet.

Flächenbedarf:

Der Flächenbedarf ist – abgesehen vom temporären Bedarf für den Bohrplatz –relativ klein. Während der Bohrphase werden jedoch ca. 6.000 bis 10.000 m² benötigt. Danach kann ein großer Teil des Bohrplatzes zurückgebaut werden, wobei noch eine Fläche für einen möglichen work-over berücksichtigt werden muss. Zusätzlich wird eine Fläche für das Heizwerk benötigt. Es ist jedoch auch möglich, große Anlagenteile unterirdisch zu bauen (z.B. Heizwerk des Geothermieprojektes Pullach).

Technische Ausgewogenheit:

Wie im Hauptbericht, befinden sich in der Planungsregion 18 bisher nur drei tiefe Geothermieprojekte. Die Errichtung einer geothermischen Dublette trägt also in jedem Fall zur Diversifizierung der Wärme- und /oder Stromerzeugung bei.

Aufgrund der hohen Einsparungen fossiler Energie sowie Emissionen fällt die Bewertung für die geothermische Direktnutzung durchwegs positiv aus. Nach Betriebsende müssen bestehende Bohrungen und der Bohrplatz rückgebaut werden und sind dann wieder uneingeschränkt nutzbar.

Umweltverträglichkeit:

Durch die Nutzung von Erdwärme als nachhaltige, nichtfossile Energiequelle, ergibt die tiefe Geothermie eine hervorragende CO₂-Einsparung gegenüber fossilen Energieträgern. In einer Umweltverträglichkeitsbetrachtung muss jedoch der Strom – je nach Herkunft - zum Betrieb der Pumpen (tiefe Geothermie) berücksichtigt werden.

Versorgungssicherheit:

Die Versorgungssicherheit ist bei der Geothermie grundsätzlich sehr hoch, da kaum äußere Einflüsse auf Energielieferung gegeben sind. Hauptsächlich die Abhängigkeit von extern erzeugtem Strom (für die Tauchkreislumpumpe bei der Tiefengeothermie, für Pumpe und Wärmepumpe bei der oberflächennahen Geothermie) mindert hier die Bewertung. Für den Fall von Pumpenausfällen wird in der Geothermie stets eine Redundanz, meist in Form von Gas- oder Öl befeuerten Kesseln vorgesehen.

Kosten:

Die Anfangsinvestitionen sind bei tiefer Geothermie hoch im Vergleich zu konkurrierenden Energieträgern. Entsprechend lange sind die Amortisationszeiten. Dagegen stehen die relativ geringen Betriebskosten.

Regionale Wertschöpfung:

Da durch Geothermie eine heimische Energiequelle erschlossen wird, ist die regionale Wertschöpfung bei Wärmeerzeugung als sehr hoch einzustufen. Bei Stromerzeugung sinkt die regionale Wertschöpfung aufgrund des hohen Eigenstrombedarfs, der im Regelfall aus nicht regionalen Energiequellen bezogen wird.

Wettbewerbsfähigkeit:

Tiefe Geothermie zeichnet sich durch hohe Investitionskosten, lange Amortisationszeiten aber sehr geringe Betriebskosten aus. Stromproduktion aus tiefer Geothermie wird durch das EEG gefördert und erreicht dadurch Wettbewerbsfähigkeit. Die Wettbewerbsfähigkeit der Wärmeproduktion aus tiefer Geothermie hängt stark von den Öl- und Gaspreisen ab, auch weil die Fördermaßnahmen zur „Energiewende“ sich vorwiegend auf die Stromproduktion konzentrieren und für die erneuerbare Wärmeproduktion nur untergeordnet zur Verfügung stehen. Bei einem Zusammenspiel aus günstiger Geologie und vorteilhafter Abnehmerstruktur ist ein wirtschaftlicher Betrieb durchaus gegeben. Auf lange Sicht ist die Wettbewerbsfähigkeit der tiefen Geothermie extrem hoch.

Landschaft und Lebensqualität:

Nach Abschluss der Bauphase beeinflussen Anlagen der tiefen Geothermie die Landschaft nur wenig, wobei ein Kraftwerk zur Stromproduktion einen größeren Eingriff darstellt als ein Heizwerk zur Wärmeengewinnung. Es kommt zu keiner Lärm- oder Geruchsbelästigung oder zu Luftverschmutzung.

Bürgerakzeptanz:

Tiefe Geothermie erfreut sich grundsätzlich – und besonders bei kommunaler Ausrichtung - einer hohen Popularität und Akzeptanz in der Bevölkerung. Dies zeigt zum Beispiel die

oft hohe primäre Anschlussquote geothermisch betriebener Fernwärmenetze. Um Bedenken zu zerstreuen, ist gerade eine gute Öffentlichkeitsarbeit und der Einbezug der Bevölkerung von großer Wichtigkeit.

33.1.8 Literatur

- Agemar, T., Alten, J., Genz, B., Kuder, J., Kühne, K., Schumacher, S., Schulz, R. (2014): The Geothermal Information System for Germany – GeotIS. – ZDGG, Band 165 Heft 2, Stuttgart
URL: <https://www.geotis.de/geotisapp/geotis.php> (letzter Zugriff: November 2017).
- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (STMVIT) [Hrsg.] (2012, Rev. 2014),.: Bayerischer Geothermieatlas, München.
- Megies, T., Wassermann, J. (2016): MAGS2 - EP2; Optimierte seismische Überwachung hydrogeothermaler Systeme im Süden Münchens, LMU München
- Memmler, M., Lauf, T., Wolf, K., Schneider, S. (2017): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2016. Dessau-Rosslau: Umweltbundesamt.
<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energetraeger> (letzter Zugriff November 2017).
- Reif, T. (2013): Finanzierung. In: Verband beratender Ingenieure (Hrsg.): Tiefe Geothermie.- VBI-Leitfaden, Bd. 21, Berlin.
- Reif, T. (2016): Finanzielle Hemmnisse für Geothermieprojekte beseitigen, Anwaltskanzlei GGSC, Augsburg, nicht veröffentlicht.
- Schenk, W., Bichler, C., Schubert, A., Steiner, U., Savvatis, A., Linde, J., Böhm, A., Terneki, O. (2015): Planer- und Betreiberhandbuch: Technischer Leitfaden zur Bewertung und Optimierung tiefegeothermischer Anlagen in Planung und Betrieb. 1. Auflage; ERDWERK GmbH & Hochschule München Fakultät 05.
- VDI 2067 Blatt 20 (2000): Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Energieaufwand der Nutzenübergabe bei Warmwasserheizungen. Berlin.

33.2 Geothermische Erschließung in Holzen

33.2.1 Kurzübersicht

Themengebiet: Tiefe, hydrothermale Geothermie

Installierte Leistung Wärme 25,1 – 27,7 MW_{th}

oder Strom 2,3 – 2,7 MW_{el}

Jahresarbeit (bei 8.660 Vollaststunden/a)

Wärme 217.366 – 239.882 MWh_{th}

oder Strom 19.918 – 23.382 MWh_{el}

Bewertung des Beispielprojekts ¹³³								
Flächenbedarf	Technische Ausgewogenheit	Umweltverträglichkeit	Versorgungssicherheit	Kosten	Regionale Wertschöpfung	Wettbewerbsfähigkeit	Landschaft und Lebensqualität	Bürgerakzeptanz
1	1	3	2	5	1	4	2	2

¹³³ Erläuterungen der Kriterien in 11.13.4, Erläuterung der Einstufung in 33.1.7

Der Landkreis Altötting weist besonders gute Bedingungen zur Wärmeerzeugung aus Tiefengeothermie aus. Im Süden des Landkreises liegen Thermalwassertemperaturen vor, die ggf. auch zur Stromerzeugung genutzt werden können. Die Kirchweidacher Beteiligungs GmbH möchte vor diesem Hintergrund die Möglichkeiten eines weiteren Geothermieprojekts im Süden von Burgkirchen a.d. Alz prüfen. Sollten sich im Rahmen der Ausarbeitung des Projektbeispiels die regionalen Rahmenparameter in geologischer und technischer Sicht als günstig bestätigen, gilt es in einem nächsten Schritt ein detaillierteres Nutzungskonzept und Wirtschaftlichkeitsmodell zu erarbeiten. Das Ziel ist die Erstellung einer Geothermieanlage aus mindestens einer geothermischen Dublette, bestehend aus einer Förder- und einer Reinjektionsbohrung, die sowohl der geothermalen Verstromung als auch Wärmenutzung dient.

Akteure und Beteiligte

- Kirchweidacher Beteiligungs GmbH

Für die Umsetzung verantwortliche Behörde:

- Bergamt Südbayern (Verfahrensträger)
- Bay. Wirtschaftsministerium (Erlaubnisfeld/Bewilligungsfeld)

33.2.2 Geothermische Erschließung in Holzen

33.2.2.1 Einleitung

Im Rahmen einer Studie für den Regionalen Planungsverband 18 wurden seitens der Fa. Erdwerk GmbH die Potenziale sowohl der oberflächennahen als auch der tiefen Geothermie für den RPV 18 erarbeitet. Die Region um Kirchweidach erweist sich dabei als günstiger Standort mit einem hohen thermischen und mittleren elektrischen Potenzial aus tiefer Geothermie. Die Kirchweidacher Beteiligungs GmbH bekundete ihr Interesse an einer detaillierteren Betrachtung eines potenziellen neuen Geothermieprojektes und wurde als Standort zur Ausarbeitung eines Beispielprojektes ausgewählt. Dem Geothermieprojekt wurde aufgrund der regionalen Standortnähe zu der gleichnamigen Ortschaft südlich von Burgkirchen der Arbeitstitel „Holzen“, den Bohrungen entsprechend Holzen Th1 und Th2 gegeben (s. Abbildung 337).

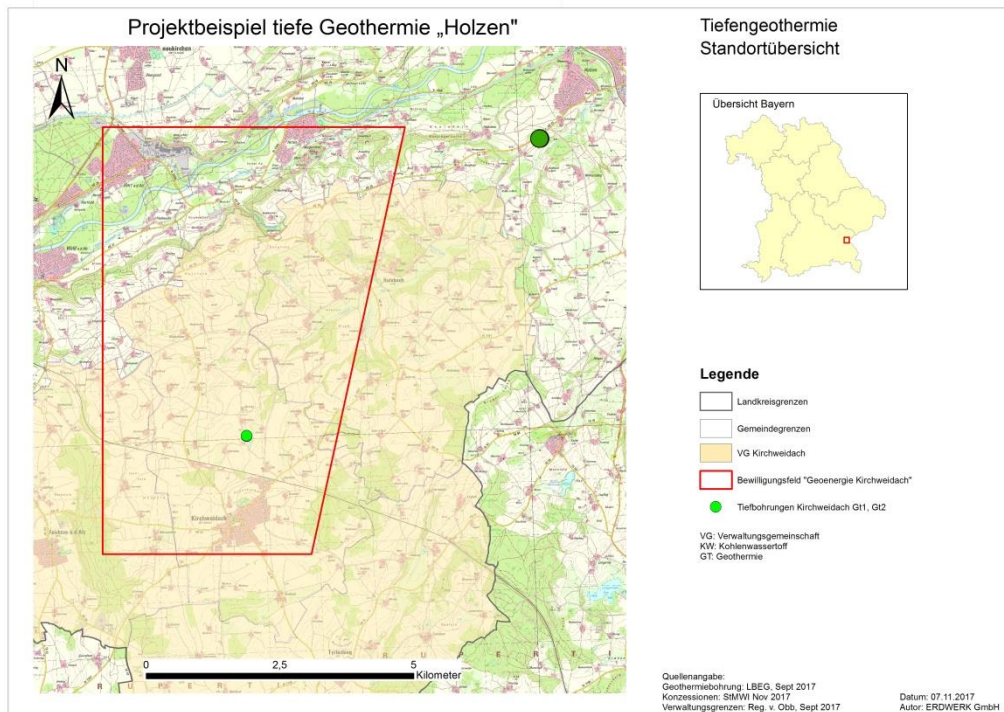


Abbildung 337: Standortübersicht der Verwaltungsgemeinde Kirchweidach (gelb eingefärbt) mit dem bestehenden Bewilligungsfeld und den Bohransatzpunkt der Geothermiebohrungen Kirchweidach Gt1, Gt2 (hellgrün) und der Standortvorschlag (dunkelgrün).

33.2.2.2 Bergrechtliche Situation

Das bewilligte Konzessionsfeld „Geoenergie Kirchweidach“ zur Gewinnung von Erdwärme zu gewerblichen Zwecken der GEOenergie Kirchweidach GmbH umfasst Teile der Gemeinden Kirchweidach, Halsbach und Feichten (s. Abbildung 337). Die GEOenergie Kirchweidach GmbH betreibt hier bereits eine geothermische Anlage mit zwei Tiefbohrungen für die Bereitstellung von Fernwärme mit einer geplanten thermischen Leistung von 30,6 MWth (Agemar et al. 2014).

Gemäß frdl. tel. Mitteilung von Hr. Hansen der Kirchweidacher Beteiligungs GmbH am 06.11.2017 hat die Kirchweidacher Energie GmbH als 100%ige Tochtergesellschaft der Gemeinde Kirchweidach eine Erlaubnis zur großräumigen Aufsuchung von Erdwärme beim Bayer. Wirtschaftsministerium beantragt.

In Abstimmung mit der Kirchweidacher Beteiligungs GmbH wird gegenständlich ein Standortgebiet in der Nachbargemeinde Burgkirchen an der Alz, außerhalb des vorhandenen Bewilligungsfeldes, für die geothermische Dublette betrachtet. Dieses Gebiet ist derzeit noch konzessionsfrei.

33.2.2.3 Geologische Übersicht

Die geologische Datenlage im Bereich des Gemeindegebietes Kirchweidach (Umgriff mit ca. 15 km Radius) erweist sich als gut. Es sind 10 Tiefbohrungen (sowohl Kohlenwasserstoffbohrungen als auch Geothermiebohrungen) vorhanden, die den Malm erteuft oder durchteuft haben. Ferner ist im Jahr 2010 eine 3D-Seismikuntersuchung in den Gemeinden Kirchweidach und Tacherting durchgeführt worden, welche auch einen Teil der Gemeinde Halsbach im Osten von Kirchweidach umfasst (s. Abbildung 328). Des Weiteren gibt es 3D-Seismikdaten aus Surveys in den südlich gelegenen Gemeinden Altenmarkt a.d. Alz / Trostberg (2012) und Palling / Tittmoning / Taching a. See (1998/99) und zahlreiche 2D-Seismiklinien aus den Jahren 1950 bis 1991. Die bestehenden 2D-Seismikdaten aus jüngeren Jahren können im Rahmen einer folgenden Machbarkeitsstudie auf Qualität geprüft werden und gegebenenfalls für ein Reprocessing (Bearbeitung alter Daten mit neuer Software) beim Dateninhaber angekauft werden. Je nach Datenqualität werden ggf. neue 2D- bzw. 3D-Seismikmessungen empfohlen.

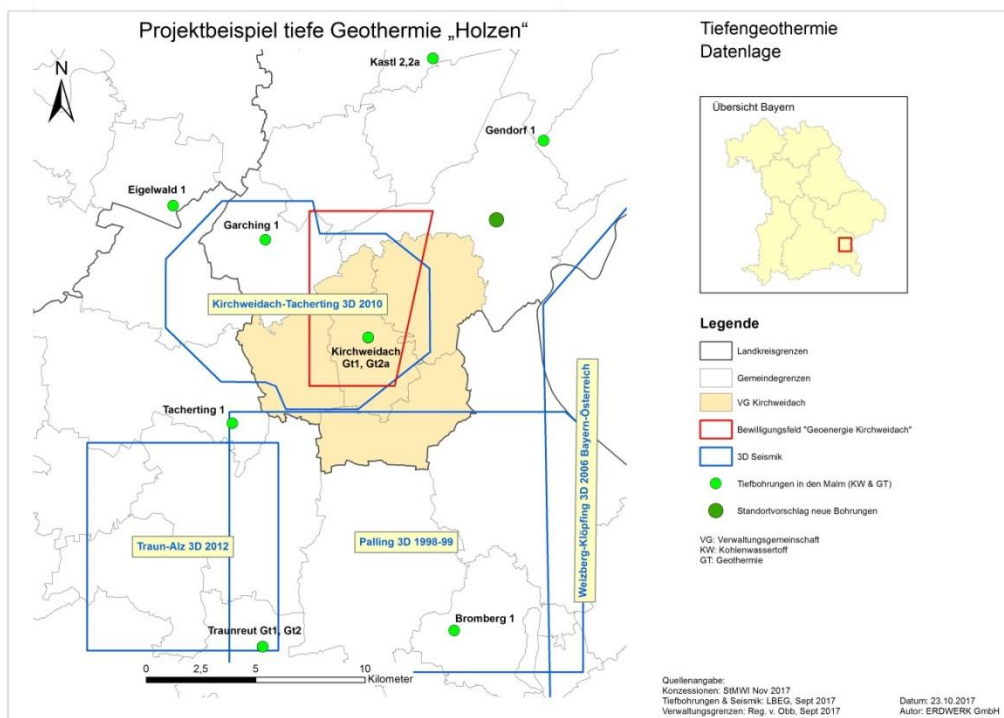


Abbildung 338: Übersicht der Tiefbohrungen (hellgrün) sowie der gemessenen 3D-Seismik (blau umrandet) mit dem bestehenden Bewilligungsfeld und dem Standortvorschlag der neuen Bohrungen (dunkelgrün).

Eine gute Übersicht über die Tiefenlage der Oberkante des Malm und die geologischen Strukturen ist im Bayerischen Geothermieatlas (STMVIT 2012) dargestellt. Top Malm liegt im Untersuchungsgebiet demnach bei ca. 2.300 m u NN. Geht man am Standort „Holzen“ von einer Geländeoberkante (GOK) von ca. 450 m ü NN aus, liegt Top Malm bei ca. 2.750 m unter GOK (s. Abbildung 329).

Hinsichtlich vorhandener Störungen im Malm zeigt der Geothermieatlas (STMVIT 2012) jeweils eine nach Süden einfallende Störung südwestlich und nordöstlich des Standortvorschlages. (s. Abbildung 329).

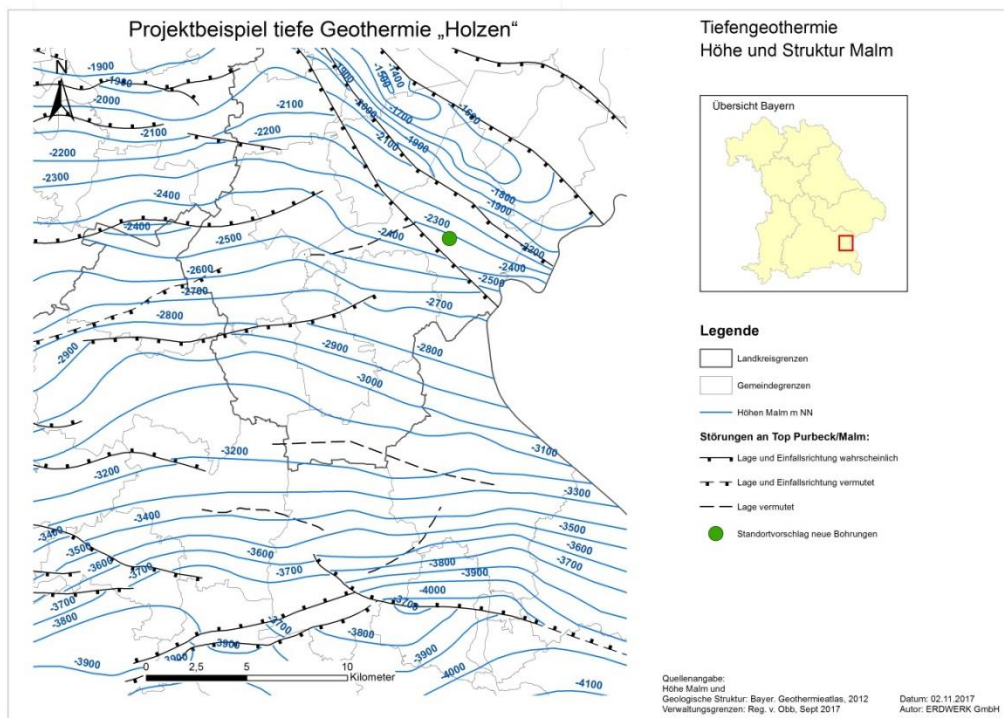


Abbildung 339: Teufenlage und Störungen Top Malm.

Auf die regionale Reservoircharakteristik des Malm im RPV 18 wurde bereits im Hauptbericht der Potenzialstudie des RPV 18 eingegangen. Dort wurde auch auf die bestehenden Bohrungen in Kirchweidach Bezug genommen, die exemplarisch für die Heterogenität des Malmaquifers herangezogen werden können. Die grundsätzlich ausgeprägte Inhomogenität der Malmkarbonate und die damit einhergehende Schwankungsbreite der Produktivität ist auch für den neuen Standort „Holzen“ anzunehmen. Die Nähe zum Landshut-Neuöttinger-Hoch erfordert in Hinblick auf eine risikominimierte Explorationsstrategie die Entwicklung eines möglichst detaillierten geologischen Reservoirmodell auf Basis von seismischen Daten. Im Rahmen der Erstellung dieses Reservoirmodells muss neben der strukturgeologischen Situation der Fokus vor allem auf die fazielle Ausprägung des Malms, auch im Hinblick auf potentielle Tiefenverkarstung, gelegt werden.

Für die weiteren Betrachtungen im Rahmen der hier vorliegenden Konzeptstudie wird von einer Dublette (eine Förderbohrung und eine Reinjektionsbohrung) ausgegangen. Dieser Ansatz ist ggf. nach oben hin skalierbar (z.B. Doppeldublette).

33.2.2.4 Bohrkonzept

Auf Grundlage der (struktur-)geologischen Tiefendaten des Bayerischen Geothermieatlas (STMVIT 2012) wurde eine konzeptionelle Bohrfadplanung für die Bohrungen Holzen Th1 und Th2 mit der Software Petrel durchgeführt. Die Bohrungen sind von einem Sammelbohrplatz (Gauß-Krüger-Koordinaten: R 4553660, H 5334818; 458 m ü. NN) geplant (s. Abbildung 340). Beide Bohrungen sind bis in eine Teufe von 900 m u. GOK (unter Geländeoberkante) und somit bis in die zweite Sektion vertikal geplant und sollen in vier Sektionen mit einem Durchmesser von 8 ½ Zoll das Malmreservoir aufschließen. Durch die entgegengesetzte Ausrichtung der Bohrfade ist eine Erweiterung zur Doppeldublette möglich. Aufgrund der Erfahrungen zur lithofaziellen Ausbildung des Malms aus den Bohrungen Kirchweidach Gt1 und Gt2a wurde der Reservoiraufschluss so geplant, dass nur die oberen 200 m des Malms erschlossen werden. Dieser Bereich hat sich in den genannten Bohrungen als hydraulisch besonders günstig erwiesen.

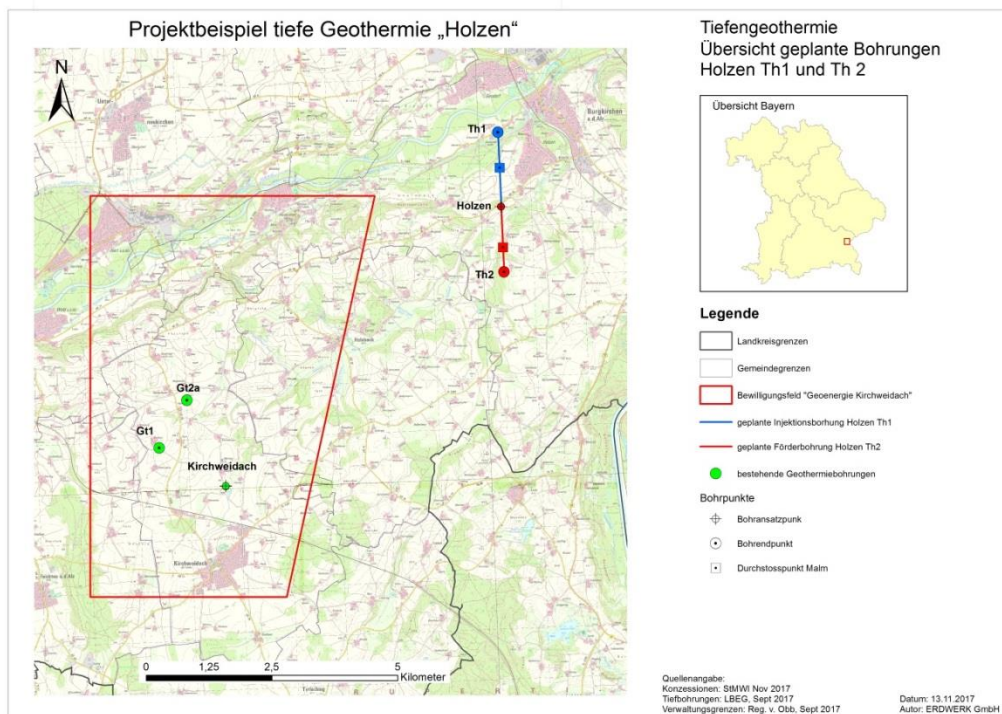


Abbildung 340: Übersicht der geplanten Bohrungen Holzen Th1 und Th2 mit Bohrfad (Förderbohrung in rot und Injektionsbohrung in blau) und den vorhandenen Geothermiebohrungen Kirchweidach Gt1 und Gt2 in grün. Bohrersatzpunkte sind als Kreis mit Kreuz, Endpunkte als Kreis mit Punkt und die Durchstosspunkte Top Malm der geplanten Bohrungen sind als Viereck dargestellt.

Holzen Th1 (geplante Injektionsbohrung)

Die geplante Injektionsbohrung Holzen Th1 mit insgesamt 3.686 m MD (Measured Depth - Bohrfadlänge) und 2.895 m TVD (Total Vertical Depth - Vertikale Teufe) erreicht Top Malm in einer Teufe von ca. 2.760 m u. GOK. Nach der ersten vertikalen Sektion soll in mehreren Aufbauphasen auf 45° Inklination und 357° horizontale Ausrichtung Richtung Norden aufgebaut werden. Als Bohrziel sollte auf Grundlage vorhandener bzw. neu durchgeführter Seismiksveys hydraulisch günstige, verkarstete Massenfazies, sofern möglich in Kombination mit Strukturbrüchen erbohrt werden und der Bohrfad entspre-

chend der Interpretationsergebnisse weiter verfeinert werden. Im Malm wird die Inklination weiter auf 87° aufgebaut, um gegen die Einfallsrichtung des Malm in den oberen 200 m des Reservoirs zu bleiben (vgl. Abbildung 341).

Holzen Th2 (geplante Produktionsbohrung)

Die geplante Produktionsbohrung Holzen Th2 erreicht mit 3.610 m MD und 3.076 m TVD Top Malm in einer Teufe von ca. 2.876 m u. GOK. Nach der vertikalen ersten Sektion soll in mehreren Aufbauphasen auf 35° Inklination und 177° horizontale Ausrichtung Richtung Süden aufgebaut werden. Als Bohrziel wurde aufgrund der bisherigen Unkenntnis zur faziellen Ausprägung eine regionale Störung gewählt, die von der Hoch- in die Tiefscholle durchfahren wird. Im Malm wird weiter auf 80° Inklination aufgebaut, um eine lange Aufschlussstrecke im Reservoir zu erhalten und die Störung im oberen Malm zu durchteufen (vgl. Abbildung 341).

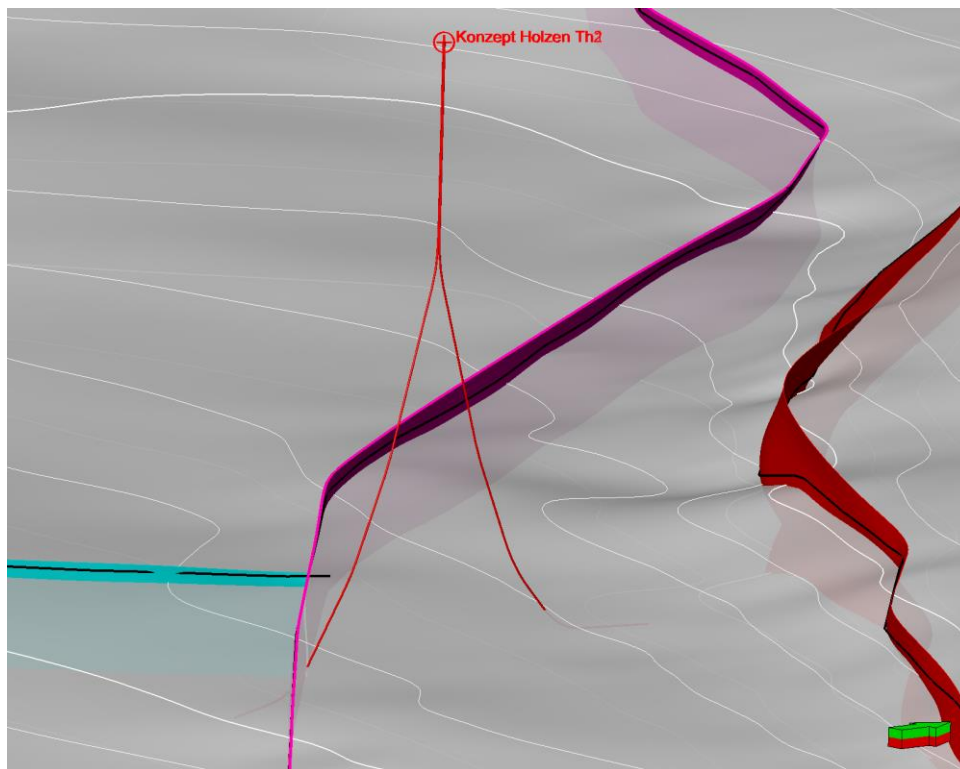


Abbildung 341: Bohrpfade Holzen Th1 und Th2. Links: Produktionsbohrung Th2; rechts: Injektionsbohrung Th1. Helle, transparente Fläche entspricht Top Malm, senkrecht stehende farbige Flächen stellen Störungen jeweils auf Datengrundlage des Bayerischen Geothermieatlas 2012 dar.

33.2.2.5 Prognose der thermischen und elektrischen Leistung

Gemäß den Ergebnissen der Potenzialstudie liegt der Standortvorschlag in einem Bereich mit einer gemittelten prognostizierten Reservoirtemperatur durch tiefe Geothermie von bis zu 120 °C im Südwesten und unter 90 °C im Nordosten (Abbildung 342)

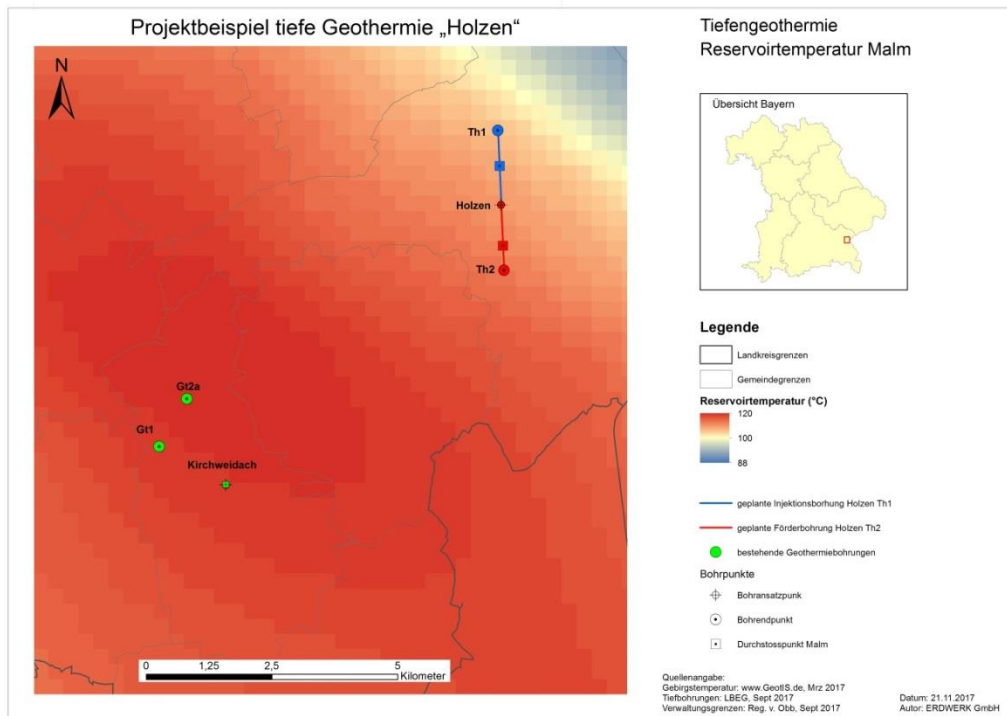


Abbildung 342: Die Reservoirtemperatur im Malm reicht von 88 °C (blau) im NE bis 120 °C (dunkelrot) im Gemeindegebiet Kirchweidach.

Anm.: Aus dem bisher bekannten Störungsverlauf ergibt sich aufgrund der Lage des projektierten Bohrplatzes und der Kenntnis zur regionalen Reservoirhydraulik des Malms aus den Bohrungen in Kirchweidach ein nach Süden gerichteter Bohrfad der geplanten Förderbohrung. Nach Vorliegen seismischer Daten kann diese Bohrfadrichtung im Rahmen einer Detailplanung ggf. noch in Hinblick auf potentiell höhere Reservoirtemperaturen in Richtung Südwesten angepasst werden.

Prognose Fördertemperatur

Bei dem konzeptionellen Bohrfad der Förderbohrung Th2 wird der Malm nach gut 3.000 m Bohrstrecke angetroffen. Dort wird für die Fördertemperatur nach der verfügbaren Datenlage (s. detaillierte Beschreibung dazu im Hauptbericht zur Potenzialstudie im RPV 18) ein Wert von 111 °C prognostiziert. Entlang der Bohrstrecke im Reservoir erhöht sich dieser Wert auf 113 °C.

Die Betrachtung der bestehenden Förderbohrung Kirchweidach Gt2a zeigt jedoch eine Diskrepanz zwischen einer Prognose auf Basis des aktuellen Temperaturmodells für den RPV 18 und den tatsächlich an der Bohrung gemessenen Temperaturen. Laut GeotIS (Agemar et al. 2014) beträgt die Lagerstättentemperatur an der Gt2a 127 °C und die Temperatur am Bohrlochkopf 122 °C, das Temperaturmodell (auch auf Basis GeotIS erstellt) führt jedoch zu einer Fördertemperaturprognose von 120 °C. Die Differenz von Reservoir- und Fördertemperatur hängt generell auch stark von der Förderrate ab, die gemäß Aussage der Kirchweidacher Beteiligungs GmbH zeitweise aus technischen Gründen sehr gering war. Es wird davon ausgegangen, dass sich bei konstant höherer Förderrate (wie sie auch für die Bohrung Holzen Th2 geplant ist) diese Temperaturdifferenz verringert.

Geht man nun für den Standort Holzen von einer analogen Temperaturdifferenz von Modell zu tatsächlicher Reservoirtemperatur aus, so führt dies zu einer Temperaturprognose, die um 2 – 7 °C höher liegt.

Des Weiteren ist die Temperaturprognose im betrachteten Bereich stark von der im Modell abnehmenden Temperatur in Richtung des Landshut-Neuöttinger Hochs (LNH) im Nordosten des Projektstandorts geprägt. Dieser Temperaturabfall erfolgt im verwendeten geologischen Modell aufgrund des angenommenen Auskeilens des Malms zum LNH hin. Jedoch ist dieser Sachverhalt nicht gesichert, und der Temperaturgradient zum LNH hin kann durchaus höher sein als dargestellt.

Unter Berücksichtigung der ausgeführten Punkte, wird die erwartete Fördertemperatur an der Bohrung Holzen Th1 auf Werte zwischen 113 °C und 120 °C geschätzt. Dies entspricht einem Reservoirtemperaturgradienten zwischen ca. 3,6 °C/100m und 3,8 °C/100m. Es wäre auch durchaus möglich, dass der Reservoirtemperaturgradient aufgrund der Nähe zum LNH auch Werte von über 4 °C/100 m erreicht. Im Vergleich weisen die Geothermiebohrungen Unterhaching und Unterföhring im Großraum München Reservoirtemperaturgradienten um 4,2 °C/100 m auf. Würde man den gleichen Gradienten für die Bohrungen in Holzen ansetzen, so würde dies zu einer Fördertemperaturprognose von ca. 130 °C führen.

Im Folgenden wird jedoch aufgrund der aktuellen Datenbasis mit den oben genannten Prognosen von 113-120 °C weiter gerechnet.

Schüttung

Zur Hydraulik am Standort Holzen kann im Rahmen dieser Studie keine spezifische Aussage gemacht werden. Deswegen wurde von einer Schüttungsrate von 100 l/s bei einer Absenkung von 30 bar ausgegangen, was dem Median der existierenden Bohrungen im süddeutschen Molassebecken entspricht (s. dazu auch die Erläuterungen im Hauptbericht).

Zur Berechnung der resultierenden Förderhöhe für die Tauchkreiselpumpe wurden der interpolierte lokale Ruhewasserspiegel sowie Rohrreibungsverluste unter Annahme eines Standard-Bohrdesigns verwendet.

Thermische und elektrische Leistung

Die wichtigsten Annahmen zur Bewertung des thermischen und elektrischen Potenzials sind nachfolgend zusammengefasst:

Parameter	Einheit	Wert
Fördertemperatur *	°C	113 - 120
Rücklauftemperatur *	°C	50
Förderrate	l/s	100
Druckabsenkung	bar	30
Brutto-Wirkungsgrad Stromerzeugung	%	9 - 10

* Die temperaturabhängigen physikalischen Eigenschaften des Thermalwassers wurden beim Durchschnitt zwischen Förder- und Rücklauftemperatur geschätzt.

Es resultiert eine thermische Leistung von **25,1 bis 27,7 MW_{th}** und eine elektrische (Brutto-) Leistung von **2,3 bis 2,7 MW_{el}**.

33.2.2.6 Bohrkosten

Die Kostenschätzung für einen Sammelbohrplatz mit zwei Bohrkellern ist stark abhängig von Standort-Faktoren wie infrastrukturelle Anbindung des Bohrplatzes (z.B: Straßen, Spar-

tenanbindung), Art des Bohrplatzes (z.B. Universalbohrplatz oder Bohranlage bekannt), usw. Unberücksichtigt bleiben zudem Kosten für Pacht oder Kauf des Bohrplatzgrundstücks. Zum jetzigen Zeitpunkt wird aus aktuellen Vergleichsprojekten für einen Dubletten-Bohrplatz von Kosten in Höhe von über 1 Mio. € ausgegangen.

Die Kostenschätzung für die Niederbringung der Bohrungen wird über einen Meterpreis ermittelt und basiert auf dem in der Geothermie-Explorationsbranche üblichen Day – Rate Vertrag mit einer strombetriebenen Bohranlage. Sie geht von abgeschlossenen Bohrprojekten der letzten Jahre bzw. aktuellen Angebotsauswertungen für ein Bohrprojekt mit vergleichbarem Bohrkonzept aus, woraus ein unterer und oberer Schätzwert zwischen ca. 1.560 €/m und ca. 2.150 €/m exklusive Energie für den Bohranlagenbetrieb resultiert. Bei den genannten Schätzkosten handelt es sich um Kosten ausschließlich für das Niederbringen der Bohrung bis zum Fündigkeitsnachweis (also inkl. Inproduktionssetzungsarbeiten wie Stimulationen und Kurzeittests). Was die Schätzkosten für eine Förderpumpe bei Förderraten von > 100 l/s betrifft, können hier nur grobe Aussagen ohne Berücksichtigung der Hydraulik und damit der tatsächlichen Leistung getroffen werden.

Zusätzlich anfallende Kosten für ausführungsfähige Bohrplanung, Bauleitung, Versicherungspolice, ggf. erforderliche Schallschutzmaßnahmen, Langzeit-Pump- und Injektionstest, ggf. erforderliche Injektionspumpe o.a. wurden nicht berücksichtigt.

Größere bohrtechnische Schwierigkeiten während der Bohrarbeiten sind in den Bohrtiefen, wie sie in diesem Projekt anzutreffen sind, nicht unbedingt zu erwarten, können aber nicht ausgeschlossen werden. Vorsichtshalber, sollten auf die Bohrkosten zusätzlich Risiko- bzw. Sicherheitszuschläge von ca. 20% bedacht werden. Da diese nicht zwingend in die Kosten miteinfließen und ggf. auch durch eine Bauleistungsversicherung „abgedeckt“ werden können, wurden sie nicht in der Kostenschätzung mit aufgeführt.

Tabelle 109: Schätzkosten für eine geothermische Dublette am Standort Holzen (Förder-/Injektionsrate > 100 l/s) auf Basis eines Day-Rate-Vertrags

KOSTEN GEOTHERMISCHE DUBLETTE	Unterer Schätzwert 1.560 €/m	Oberer Schätzwert 2.150 €/m
Universal-, Sammel-Bohrplatz	1.000.000 €	1.300.000
Niederbringung Bohrungen (inkl. IPS) 3.690 +3.610 Bohrmeter	11.388.000 €	15.695.000 €
Energie	480.000 €	720.000 €
Förderkomplettierung	1.200.000 €	1.500.000
Schätzkosten gesamt (netto)	14.068.000 €	19.215.000 €

Die hier genannten Schätzwerte können aufgrund der immer wieder schwankenden Marktsituation in der Bohrbranche deutlich von den tatsächlichen Kosten abweichen. Belastungsfähige Aussagen und Prognosen zu den tatsächlichen Kosten sind nur über eine Ausschreibung der Bohr- und Serviceleistungen auf Basis einer Bohrdetailplanung zu ermitteln.

33.2.2.7 Nutzungskonzept

Die erwartete Temperatur erlaubt die geothermische Stromerzeugung, wenn auch mit einem relativ geringen Wirkungsgrad. Die zur Verstromung vorgesehene ORC-Technologie wird im Hauptbericht vertieft erläutert. Nach heutigen technischen und wirtschaftlichen Bedingungen bewegt sich eine Verstromung in dem prognostizierten Temperaturbereich an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit. Eine optimale Nutzung der Wärmeenergie des geförderten Thermalwassers könnte durch gleichzeitige Stromproduktion und

Wärmeauskopplung (Kraft-Wärme-Kopplung KWK) erreicht werden. Dazu ist die Wärmenachfrage und insbesondere die Situation bezüglich Fernwärmenetzen oder Direktabnehmern entscheidend, die im Rahmen dieser Betrachtung aber nicht erörtert werden konnte. Vorstellbar wäre z.B., dass ein großer Gewächshausbetrieb als Wärmedirektabnehmer gewonnen werden kann, oder dass die Gemeinde Burgkirchen einen Teil der Wärme abnimmt.

33.2.3 Ergebnisse und Auswirkungen

33.2.3.1 Investitionskosten des Projekts

In der folgenden Tabelle 110 findet sich eine Schätzung der Investitionskosten bis zur Inbetriebnahme (ohne Folgekosten durch Ersatzinvestitionen) des Kraftwerks. Grundstückskosten, Infrastrukturanbindung des Bohrplatzes und Kraftwerks, Rechts- und Wirtschaftsberatung, Bauzeitinsen sowie ggf. Fündigkeitsversicherung und Maklergebühren sind hierbei nicht berücksichtigt. Die relativ große Differenz zwischen oberem und unterem Schätzwert ist den zahlreichen Unbekannten im Rahmen der Vormachbarkeitsstudie sowie der Varianz bei den letztendlich angetroffenen thermischen, hydraulischen und hydrochemischen Bedingungen geschuldet. Auch bei der Bauausführung sind je nach Anforderungen der Örtlichkeit (z.B. Grundstücksgröße und Schallschutz) und Anforderungen des Bauherrn deutliche Schwankungen möglich. Als Beispiel wäre hier ein mehrgeschossiges und architektonisch ansprechendes Maschinenhaus mit aufwendigem Tiefbau und integrierten Luftkondensatoren gegenüber einer ebenerdigen Freiluftaufstellung mit minimaler Überdachung und großzügigem Platzangebot zu nennen.

Tabelle 110: Investitionskosten bis zur Inbetriebnahme des Geothermiekraftwerks

INVESTITIONEN	netto	Unterer Schätzwert	Oberer Schätzwert
Projektentwicklung, Steuerung, Planung und Bauüberwachung (10% der Bausumme)	€	2.574.000	3.750.000
Seismische Untersuchungen (Reprocessing oder 3D-Neuseismik)	€	100.000	1.200.000
Bohrplatzbau	€	1.000.000	1.300.000
Bohr- und Testarbeiten	€	11.388.000	15.695.000
Förderkomplettierung	€	1.200.000	1.500.000
ORC-Kraftwerk (3.500 – 4.000 €/kW _{el})	€	8.050.000	10.800.000
Hoch- und Tiefbau, Primärkreislauf, ELT- und MSR-Technik	€	4.000.000	7.000.000
Energie	€	480.000	720.000
Bauleistungsversicherung Bohrungen (5-8% der Bohrkosten)	€	569.000	1.256.000
Lost in Hole Versicherung	€	150.000	200.000
Gesamtinvestition bis Inbetriebnahme	€	29.511.000	43.421.000

33.2.3.2 Projektwirtschaftlichkeit

Pauschale Aussagen über die Wirtschaftlichkeit von Tiefengeothermieprojekten, ob zur Wärmenutzung oder Stromerzeugung lassen sich generell nicht treffen, jedes Projekt ist individuell und von zahlreichen standort- und projektspezifischen Faktoren abhängig. Eine Verstromung mit einer vergleichbar „niedrigen“ Temperatur und Projektvolumen sowie dem wirtschaftlichen Fokus auf Stromproduktion wurde im Bayerischen Molassebecken bisher noch nicht realisiert. In Unterhaching bei München werden bei 122 °C mittels einer Kalina-Pilotanlage Strom erzeugt und zusätzlich große Mengen Fernwärme bereitgestellt. **Der Bereich um die 120 °C markiert hinsichtlich der Umsetzung seither die Untergrenze für die tiefengeothermische Stromproduktion im Bayerischen Molassebecken.**

Neben den Projektentwicklungs- und Investitionskosten und damit verbundenen Finanzierungskosten sind die Höhe der laufenden Erträge aus der EEG-Einspeisevergütung und die Kosten für den Betrieb und Unterhalt der Anlage maßgebend für die Wirtschaftlichkeit. Die Grundvergütung für geothermisch erzeugten Strom beträgt nach dem EEG 2017 derzeit 25,2 €cent/kWh. Für die gesetzlich garantierte Einspeisevergütung hat der Gesetzgeber ab dem 01.01.2021 eine jährliche Degression von 5% festgesetzt. Eine Inbetriebnahme nach einsetzen der Degression ist in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit als kritisch zu bewerten.

Als zeitlich variable Faktoren bedürfen die Erträge und laufenden Kosten einer detaillierten dynamischen Betrachtung über den gesamten Projektzeitraum. Hierunter fallen u.a. der Energiebedarf für die Tauchkreislumpumpe und das Kraftwerk sowie die erforderlichen Ersatzinvestitionen (z.B. hinsichtlich Preissteigerungen), die Finanzierungskosten (abhängig von Fördermitteln, Eigenkapital und Verzinsung) und die Abschreibungen.

Eine fundierte und belastbare Prognose inkl. Szenario-Analyse zum finanziellen Projektergebnis bzw. zur Projektrendite ist daher nur auf Basis einer dynamischen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unter Einbezug aller genannten geologisch-technischen, ökonomischen sowie finanzrechtlichen Rahmenbedingungen sinnvoll. Die für Projekte mit geringem Volumen und begrenzten Stellschrauben etablierten und standardisierten Berechnungsmethoden (z.B. nach VDI Richtlinie 2067) können dies weder abbilden noch der erforderlichen Komplexität ansatzweise gerecht werden. Spezialisierte Wirtschaftsberater und Kanzleien haben hierfür Finanzmodelle entwickelt, die es in enger Zusammenarbeit mit den Geologen, Ingenieuren und dem Bauherren bzw. Investor mit den standort- und projektspezifischen Parametern im Rahmen einer interdisziplinären Machbarkeitsstudie fachgerecht zu versorgen gilt.

Weitergehend schreibt REIF (2013) zu tiefengeothermischen Finanzmodellen: „Neben gewissenschaftlichen und ökonomischen Parametern sollten durch Finanzrechnungen (Cashflowrechnung, Gewinn- und Verlustrechnung, Investitions- und Finanzplanung) die Wirtschaftlichkeit und finanziellen Risiken des Geothermieprojekts über die gesamte Projektlaufzeit beobachtet werden.“

Gemäß VBI Leitfaden Tiefe Geothermie werden für ein definiertes Modellprojekt im Bayerischen Molassebecken mit 4.500 m TVD und 150 °C Fördertemperatur folgende wirtschaftliche Kenngrößen angegeben: „Bei Einsatz eines ORC-Prozesses und einer erwarteten Schüttung von rund 120 l/s beträgt die jahresdurchschnittliche Kraftwerksleistung rund 5,5 MWel. Die erforderlichen Investitionen für ein solches Projekt belaufen sich einschließlich Fündigkeits- und Bauleistungsversicherung sowie Bauzeitinsen auf rund 63 Mio. € bzw. rund 11,5 Mio. € / MW. Allein auf die zwei Bohrungen entfallen rund 50 % der Investitionen. [...] Die interne Verzinsung des Free Cashflow – die Projektrendite vor Finanzierungskosten – beträgt während der maximal 21jährigen EEG-Einspeiseperiode ca. 7 bis 10 % vor Steuern“ (Reif 2013)

33.2.3.3 CO₂-Einsparungen

Bei der Betrachtung der CO₂-Einsparungen wurde von einer Fördertemperatur von 115 °C ausgegangen.

Der CO₂-Ausstoß bei der Errichtung einer Geothermiebohrung wurde von ERDWERK anhand eines realisierten Projektes bewertet (Schenk et al., 2015). Die Verteilung der errechneten 245 kg CO₂-Emissionen pro Bohrmeter ist in Abbildung 343 dargestellt. Dieser Wert ist als grober Anhaltspunkt zu verstehen. Bei der Errichtung der beiden Bohrungen Holzen Th1 und Th2 würden demnach ca. 1.800 t CO₂ Äq entstehen.

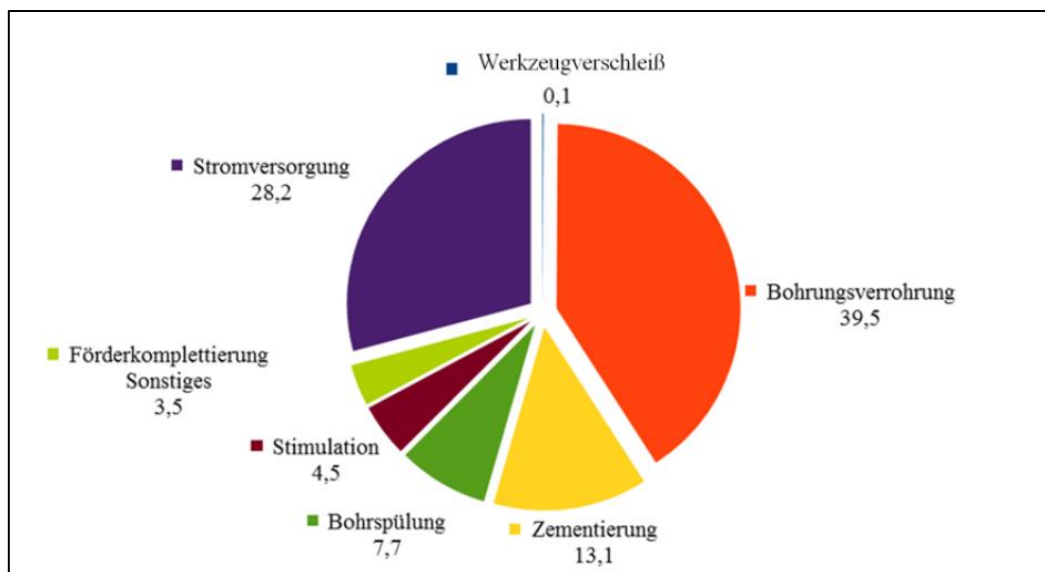


Abbildung 343: Prozentuale Verteilung der CO₂-Emissionen bei der Niederbringung einer Geothermiebohrung, Quelle: Schenk et al., 2015.

Im Betrieb entsprechen die Emissionen im Wesentlichen dem zur Erzeugung des Eigenstromverbrauchs emittierten CO₂. Der Eigenstrombedarf für Pumpe, Luftkondensatoren und andere Hilfsbetriebe beträgt bei einer Bruttoleistung von 2,4 MW_{el} ca. 1,2 MW_{el}. **Würde dieser vollständig aus emissionsfreien Quellen gedeckt, könnten jährlich ca. 11.200 t CO₂ Äq eingespart werden.** Bei Bezug des Eigenstroms aus dem Stromnetz (Annahme: Deutscher Strommix, 527 g CO₂ / kWh, s. Memmler et al, 2017), verringert sich die jährliche CO₂-Einsparung auf ca. 5.600 t CO₂ Äq. Die bei der Errichtung der Bohrungen verursachten Emissionen werden in jedem Fall innerhalb kurzer Zeit durch die Einsparungen während des Betriebs kompensiert.

Bei einer reinen Wärmenutzung der geothermischen Energie würde sich die CO₂-Einsparung durch den Wegfall der Umwandlungsverluste in der ORC-Anlage deutlich erhöhen.

33.2.4 Möglicher Projektablauf

Im Folgenden wird ein möglicher Projektablauf vorgestellt:

Machbarkeitsstudie: Die Machbarkeitsstudie wird die vorhandenen geologisch-geothermischen Daten detailliert und standortspezifisch aufbereiten. Sie sollte mit einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ergänzt werden. Darauf aufbauend können gesicherte

Zahlen zur Wirtschaftlichkeit des Projektes ermittelt werden, sodass daraufhin ein politischer Beschluss zur Umsetzung des Projektes mit Geothermie erfolgen kann.

Seismik Reprocessing, Seismiksurvey und Interpretation: Zunächst müssen die vorhandenen Seismikdaten eingesehen werden. Je nach Datenqualität können diese reprocessiert werden. Ggf. ist jedoch die Akquirierung neuer Seismikdaten (2D- oder 3D-Seismiksurvey) nötig. Mit der Interpretation alter reprozessierter Seismikdaten oder den Ergebnissen neuer Seismikdaten können die o.g. geologischen Parameter (Teufenlage Top Malm, Störungsinventar) verifiziert bzw. mit einer größeren Planungssicherheit ermittelt werden. Vor allem können weitere Erkenntnisse über die fazielle Ausprägung des Malm und ggf. Verkarstungserscheinungen gewonnen werden. Je nach Wahl des Surveys (2D oder 3D) ist für die Beauftragung der Leistung im Vorfeld eine europaweite Ausschreibung mit vorherigem Teilnahmeverfahren erforderlich.

Ebenfalls werden mit der Seismikinterpretation weitere geologische Details (Störungen, Versätze, etc.) ermittelt, die eine detaillierte Planung der Bohrziele und damit der Bohrpfade ermöglichen.

Bohrplatzvorprüfung und Detailplanung: Vorprüfung hinsichtlich der Eignung von Bohrplatz-Standorten und Detailplanung des Bohrplatzes ggf. zeitsparend als Universalbohrplatz (Bohranlagen-unabhängig).

Bohrdetailplanung: Nach erfolgter Seismikinterpretation ist die Detailplanung der Bohrungen erforderlich.

Erstellung eines Projektzeitplans: Der Zeitplan ist in Form eines möglichen Projektablaufes im Folgenden bereits dargestellt. Ein belastbarer Zeitplan mit Abschätzung der Bohrzeiten ist nur auf Basis der Bohrdetailplanung aufzustellen.

Wirtschaftlichkeitsprüfung: Planungsbegleitend ist eine Wirtschaftlichkeitsprüfung sinnvoll, die fortlaufend bei Vorliegen neu ermittelter Daten (Vergabevolumen, Fündigkeit der Bohrungen, ...) aktualisiert werden kann.

Ausschreibung der Bohrtätigkeiten: Da das Auftragsvolumen deutlich den Schwellenwert im Vergabeverfahren überschreiten wird, ist eine europaweite Ausschreibung mit vorherigem Teilnahmeverfahren für die Leistungen zur Niederbringung der Bohrungen angeraten.

Genehmigungs- und Betriebsplanverfahren: Planungsbegleitend sind alle berg- und wasserrechtlichen Genehmigungen für den Bohrplatzbau, die Niederbringung der Bohrungen und die hydraulischen Tests zu beantragen.

Ausführungsplanung: Nachdem als Ergebnis der Ausschreibung das Bohrunternehmen und die Servicefirmen feststehen, ist eine ausführungsfähige Planung für die Niederbringung der Bohrungen erforderlich.

Projektumsetzung: Nach Festlegung der Ausführungsplanung können der Bohrplatz gebaut und die Bohrungen niedergebracht und hydraulisch getestet werden. Im Anschluss daran, sobald die energetischen Rahmenbedingungen definiert sind, kann mit der Planung und dem Bau des Heizkraftwerkes begonnen werden.

Tabelle 111: Möglicher zeitlicher Projektablauf

Durchzuführende Schritte	Zeitlicher Rahmen
Machbarkeitsstudie und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	1. Quartal / 1. Jahr
Politischer Beschluss	1. Quartal / 1. Jahr
Reprocessing und/oder Seismiksurvey und Interpretation (inkl. Ausschreibung) *hier max. Zeitbedarf angegeben	Q2 / 1. Jahr bis Q1 / 2. Jahr
Bohrplatzvorprüfung und Detailplanung Universal-Bohrplatz	Q2 bis Q3 / 2. Jahr
Bohrdetailplanung	Q2 bis Q3 / 2. Jahr
Wirtschaftlichkeitsprüfung	planungsbegleitend
Ausschreibung der Bau-, Bohr- und Testtätigkeiten	Q4 / 2. Jahr bis Q3 / 3. Jahr
Genehmigungs- und Betriebsplanverfahren	begleitend zu Planung und Ausführung
Ausführungsplanung	Q4 / 3. Jahr
Umsetzung der Maßnahme (Bohrplatzbau, Niederbringung von 2 Bohrungen, hydraulische Testarbeiten)	Q1 bis Q4 / 4. Jahr
Planung und Bau Heizkraftwerk	Ab Q1 / 5. Jahr

33.2.5 Hemmnisse und Kritische Punkte

33.2.5.1 Schutzgebiete

Im Südosten des Bohrstandortes befindet sich ein Biotop (Abbildung 8). Der Bohrstandort selbst ist jedoch von keinem Schutzgebiet betroffen.

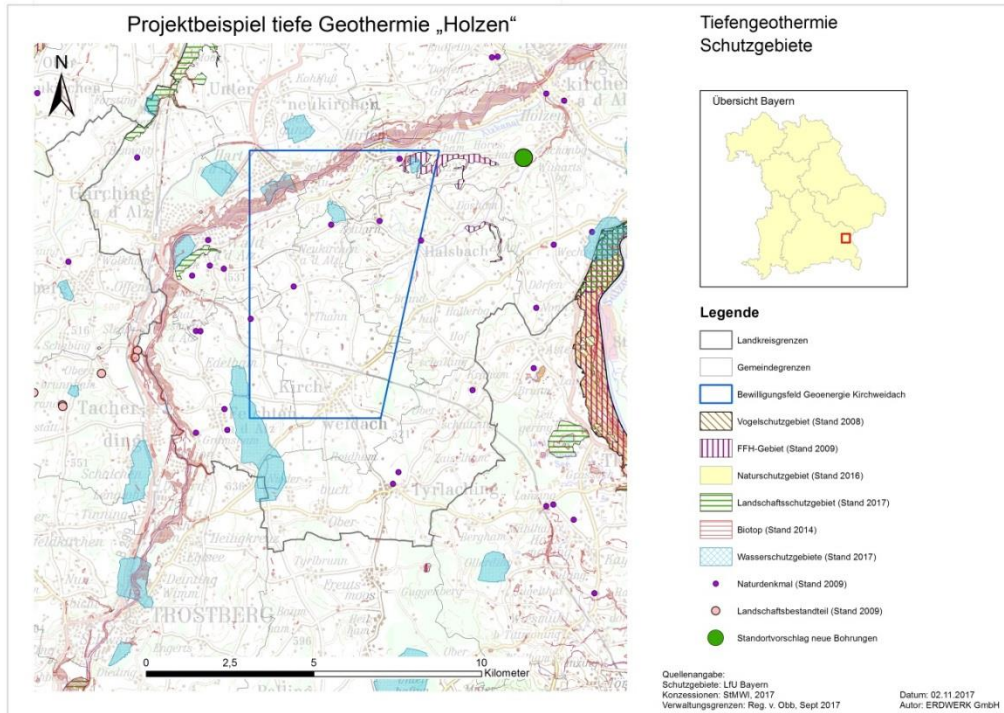


Abbildung 344: Übersicht der Schutzgebiete im Untersuchungsgebiet mit Bewilligungsfeld „Geothermie Kirchweidach“ (blau) und dem Standort „Holzen“ (dunkelgrün).

33.2.5.2 Eigenkapitalbedarf

Als Hemmnis bei der Umsetzung von Tiefengeothermieprojekten ist der erhebliche Eigenkapitalbedarf zu benennen. Zum Eigenkapitalbedarf schreibt Reif (2013): „Aufgrund der Erschließungsrisiken werden trotz guter Risikoabsicherung meist Eigenmittel für die gesamte Projektvorbereitung und die der Dublette, also ca. 60 bis 70 % verlangt, ehe von der Explorations- auf die Betriebsfinanzierung mit Fremdkapital umgestellt werden kann.“

33.2.5.3 Fündigkeitsrisiko

Die Verfügbarkeit einer Fündigkeitsversicherung ist derzeit hinsichtlich der Projektfinanzierung (z.B. Eigenkapitalbedarf) nicht gesichert.

33.2.5.4 Energiepolitik

Die im EEG festgelegte jährliche Degression von 5 % die seit der Novellierung 2016 ab 01.01.2021 in Kraft tritt, ist hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von „Neuprojekten“ als äußerst zeitkritisch einzustufen. Grund ist der erhebliche Zeitbedarf, welcher für Vorerkundung, Projektplanung, Genehmigungsverfahren, Abteufen der Bohrungen, Bau des Kraftwerks und Inbetriebnahme benötigt wird. Eine Beschleunigung durch parallele Planung und Bau von Bohrungen, Kraftwerk und Infrastruktur ist, bedingt durch die planerischen Unsicherheiten für die Kraftwerksauslegung (Temperatur, Schüttung und Hydrochemie) und das Fündigkeitsrisiko, stark begrenzt.

33.2.5.5 Induzierte Seismizität

Technische Eingriffe in den tieferen Untergrund wie z.B. Bergbau, Erdöl- und Erdgasförderung, Talsperren- und Tunnelbau, aber auch tiefe Geothermie können eine Änderung des lokalen Spannungsfeldes zur Folge haben, somit das Potenzial, seismische Ereignisse auszulösen. Induzierte Seismizität in einer von der Bevölkerung wahrnehmbaren Größenordnung in der bay. Molasse wurde bislang hauptsächlich im Umgriff der Geothermieanla-

gen Unterhaching mit Magnituden bis 2,4 (2008) und jüngst Poing mit Magnituden bis 2,1 (2016/2017) beobachtet. Es zeigt sich, dass die Epizentren der mikroseismischen Ereignisse nahe den jeweiligen Injektionsstrecken auftreten, was einen direkten Zusammenhang zwischen Mikroseismizität und Geothermiebetrieb vermuten lässt. Eine eindeutige Ursache für die Mikro-Beben konnte jedoch auch für das Projekt Poing im Rahmen eines von der LIAG angefertigten Gutachtens nicht identifiziert werden (Pressemitteilung Reg, v. Oberbayern, 13.10.2017). Das Gutachten kommt zu dem Schluss, dass von der beobachteten Seismizität keine Gefahr ausgeht.

Die bisherigen Erfahrungen von fast 20 Jahren hydrothormaler Energiegewinnung im bayerischen (seit 1998) und oberösterreichischen (seit 1996) Teil des Molassebeckens zeigen, dass zwar grundsätzlich davon auszugehen ist, dass auch in tektonisch ruhigen und weitgehend aseismischen Gebieten wie dem Molassebecken eine hydrothermale Energienutzung induzierte Seismizität zur Folge haben kann, aber dass dadurch keine seismischen Ereignisse ausgelöst werden können, deren Magnituden die Schwelle zu Schädigungen überschreiten (Bay. Geothermieatlas, 2013) oder eine Gefährdung darstellen.

Zur Überwachung induzierter seismischer Ereignisse an geotechnischen Anlagen sowie um das Prozessverständnis weiter zu untersuchen, ist gemäß bergrechtlichen Auflagen ein seismisches Monitoring von Geothermieanlagen erforderlich.

Die Mitnahme und die Beteiligung der Öffentlichkeit ist eine wichtige Voraussetzung für die Akzeptanz und die Durchführung eines Geothermieprojektes (vgl. auch: Megies & Wassermann, 2016).

33.2.6 Allgemeine Erläuterung der Kriterien:

Die Bewertungen der einzelnen Beispielprojekte wurden von den Bearbeitern durchgeführt. Dabei wurden folgende Kriterien zur Bewertung herangezogen. Die Bewertung erfolgt auf einer Skala von 1 bis 6, wobei in Anlehnung an das Schulnotensystem 1 die beste Bewertung ist und 6 die schlechteste Bewertung ist.

Flächenbedarf:

Die Bewertung des Flächenbedarfs des Projekts bewertet nicht nur den Flächenbedarf der Erzeugungsanlage, sondern auch den Flächenbedarf für Substrate, o.ä.

Technische Ausgewogenheit:

Bewertung der Vielfältigkeit der Energieerzeuger, wobei ein ausgewogener Erzeugungsmix zu bevorzugen ist. Hier wird auch berücksichtigt, welche Erzeugungsanlagen bereits in der Gegend/Region installiert sind.

Umweltverträglichkeit:

Veränderung der Umweltbedingungen durch direkte oder indirekte Auswirkungen im gesamten Wertschöpfungsprozess der Energieform.

Versorgungssicherheit:

Einfluss des Beispielprojekts auf die Versorgungssicherheit der Energieerzeugung in der Region.

Kosten:

Energiegestehungskosten unter Berücksichtigung möglicher Förderungen

Regionale Wertschöpfung:

Zugewinn an Wirtschaftsleistung in Hinblick auf Vergütung und Einsparungen auf regionaler Ebene in Anlehnung an die Berechnungen gemäß IÖW.

Wettbewerbsfähigkeit:

Bewertung hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen am Markt befindlichen Energieformen.

Landschaft und Lebensqualität:

Bewertung des Einflusses der Beispielprojekte auf die Natur, sowie das Leben der Menschen in den betroffenen Gebieten.

Bürgerakzeptanz:

Bewertung des Zuspruchs aus der Bevölkerung in den betroffenen Gebieten.

33.2.7 Erläuterung der Einstufung des Beispielprojekts

Im Folgenden wird die Einstufung des Beispielprojekts in dem jeweiligen Bewertungskriterium erläutert und begründet.

Flächenbedarf:

Der Flächenbedarf ist – abgesehen vom temporären Bedarf für den Bohrplatz –relativ klein. Während der Bohrphase werden jedoch ca. 6.000 bis 10.000 m² benötigt. Danach kann ein großer Teil des Bohrplatzes zurückgebaut werden, wobei noch eine Fläche für einen möglichen work-over berücksichtigt werden muss. Zusätzlich wird eine Fläche für das Heizwerk oder Kraftwerk benötigt. Es ist jedoch auch möglich, große Anlagenteile unterirdisch zu bauen (z.B. Heizwerk des Geothermieprojektes Pullach).

Technische Ausgewogenheit:

Wie im Hauptbericht aufgezeigt, befinden sich in der Planungsregion 18 bisher nur drei tiefe Geothermieprojekte. Die Errichtung einer geothermischen Dublette trägt also in jedem Fall zur Diversifizierung der Wärme- und /oder Stromerzeugung bei.

Aufgrund der hohen Einsparungen fossiler Energie sowie Emissionen fällt die Bewertung für Direktnutzung durchwegs positiv aus, ein reines Stromprojekt befindet sich im Vergleich zu anderen regenerativen Energieformen jedoch eher im Mittelfeld. Nach Betriebsende müssen bestehende Bohrungen und der Bohrplatz rückgebaut werden und sind dann wieder uneingeschränkt nutzbar.

Umweltverträglichkeit:

Durch die Nutzung von Erdwärme als nachhaltige, nichtfossile Energiequelle, ergibt sich eine hervorragende CO₂-Einsparung gegenüber fossilen Energieträgern. In einer Umweltverträglichkeitsbetrachtung muss jedoch der Strom – je nach Herkunft - zum Betrieb der Pumpen berücksichtigt werden.

Versorgungssicherheit:

Die Versorgungssicherheit ist bei der Geothermie grundsätzlich sehr hoch, da kaum äußere Einflüsse auf Energielieferung gegeben sind. Hauptsächlich die Abhängigkeit von extern erzeugtem Strom (für die Tauchkreiselpumpe bei der Tiefengeothermie, für die Pumpe mindert hier die Bewertung. Für den Fall von Pumpenausfällen wird in der Geothermie stets eine Redundanz, meist in Form von Gas- oder Öl befeuerten Kesseln vorgesehen

Kosten:

Die Anfangsinvestitionen sind bei tiefer Geothermie hoch im Vergleich zu konkurrierenden Energieträgern. Entsprechend lange sind die Amortisationszeiten. Dagegen stehen die relativ geringen Betriebskosten.

Regionale Wertschöpfung:

Da durch Geothermie eine heimische Energiequelle erschlossen wird, ist die regionale Wertschöpfung bei Wärmeerzeugung als sehr hoch einzustufen. Bei Stromerzeugung sinkt die regionale Wertschöpfung aufgrund des hohen Eigenstrombedarfs, der im Regelfall aus nicht regionalen Energiequellen bezogen wird.

Wettbewerbsfähigkeit:

Tiefe Geothermie zeichnet sich durch hohe Investitionskosten, lange Amortisationszeiten, aber sehr geringe Betriebskosten aus. Stromproduktion aus tiefer Geothermie wird durch das EEG gefördert und erreicht dadurch Wettbewerbsfähigkeit. Die Wettbewerbsfähigkeit der Wärmeproduktion aus tiefer Geothermie hängt stark von den Öl- und Gaspreisen ab, auch weil die Fördermaßnahmen zur „Energiewende“ sich vorwiegend auf die Stromproduktion konzentrieren und für die erneuerbare Wärmeproduktion nur untergeordnet zur Verfügung stehen. Bei einem Zusammenspiel aus günstiger Geologie und vorteilhafter Abnehmerstruktur ist ein wirtschaftlicher Betrieb durchaus gegeben. Auf lange Sicht ist die Wettbewerbsfähigkeit der tiefen Geothermie extrem hoch.

Landschaft und Lebensqualität:

Nach Abschluss der Bauphase beeinflussen Anlagen der tiefen Geothermie die Landschaft nur wenig, wobei ein Kraftwerk zur Stromproduktion einen größeren Eingriff darstellt als ein Heizwerk zur Wärmegewinnung. Es kommt zu keiner Lärm- oder Geruchsbelästigung oder zu Luftverschmutzung.

Bürgerakzeptanz:

Tiefe Geothermie erfreut sich grundsätzlich – speziell bei kommunal gesteuerten Projekten – einer hohen Popularität und Akzeptanz in der Bevölkerung. Dies zeigt zum Beispiel die oft hohe primäre Anschlussquote geothermisch betriebener Fernwärmenetze. Um Bedenken zu zerstreuen, ist eine gute Öffentlichkeitsarbeit und der Einbezug der Bevölkerung von großer Wichtigkeit.

33.2.8 Literatur

- Agemar, T., Alten, J., Genz, B., Kuder, J., Kühne, K., Schumacher, S., Schulz, R. (2014): The Geothermal Information System for Germany – GeotIS. – ZDGG, Band 165 Heft 2, Stuttgart
URL: <https://www.geotis.de/geotisapp/geotis.php> (letzter Zugriff: 12.10.2017).
- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (STMVIT) [Hrsg.] (2012, Rev. 2014); Bayerischer Geothermieatlas, München.
- Megies, T., Wassermann, J. (2016): MAGS2 - EP2; Optimierte seismische Überwachung hydrogeothermaler Systeme im Süden Münchens, LMU München
- Memmler, M., Lauf, T., Wolf, K., Schneider, S. (2017): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2016. Dessau-Rosslau: Umweltbundesamt.
<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energetraeger> (abgerufen 2017).
- Reif, T. (2013): Finanzierung. In: Verband beratender Ingenieure (Hrsg.): Tiefe Geothermie.- VBI-Leitfaden, Bd. 21, Berlin.
- Schenk, W., Bichler, C., Schubert, A., Steiner, U., Savvatis, A., Linde, J., Böhm, A., Terneki, O. (2015): Planer- und Betreiberhandbuch: Technischer Leitfaden zur Bewertung und Optimierung tiefegeothermischer Anlagen in Planung und Betrieb. 1. Auflage; ERDWERK GmbH & Hochschule München Fakultät 05.
- VDI 2067 Blatt 20 (2000): Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Energieaufwand der Nutzenübergabe bei Warmwasserheizungen. Berlin.

34 Beurteilung des Energieträgers Geothermie im RPV 18

Um eine Einordnung im Vergleich mit anderen Energieträgern herstellen zu können, wurden die Stärken und Schwächen der Geothermie anhand von 11 Kriterien bewertet. Sie sind im Folgenden aufgeführt und in Form eines Spinnendiagramms in Abbildung 324 dargestellt. Da sich oberflächennahe und tiefe Geothermie zum Teil erheblich unterscheiden, fand die Bewertung der beiden Technologien getrennt voneinander statt. In der tiefen Geothermie wurde außerdem zwischen Strom- und Wärmeproduktion unterschieden.

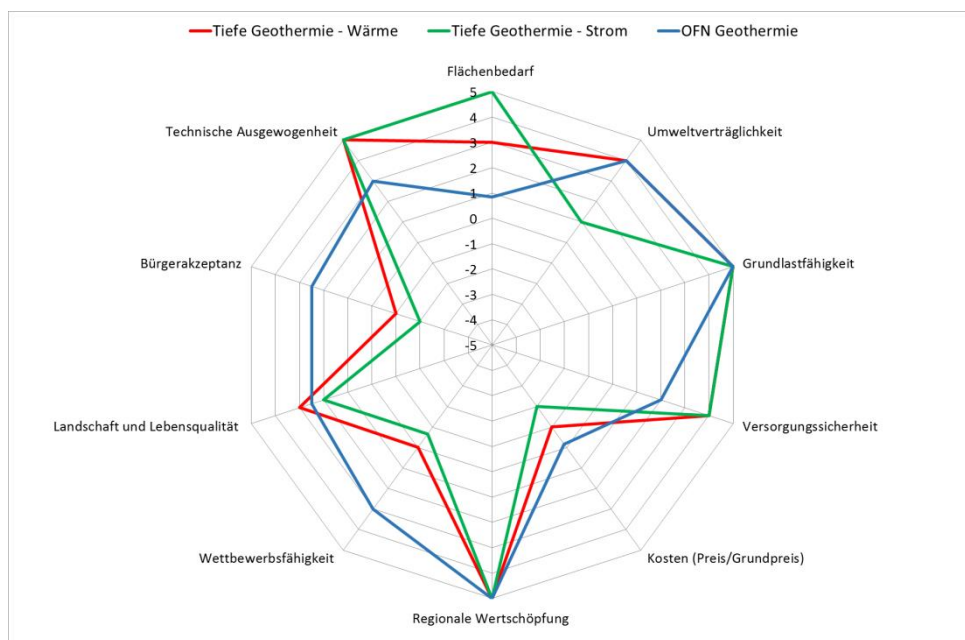


Abbildung 345: Stärken und Schwächen von Geothermie relativ zu anderen Energieformen.

Flächenbedarf

Der Flächenbedarf ist – abgesehen vom temporären Bedarf für den Bohrplatz – relativ klein. Während der Bohrphase werden jedoch ca. 6.000 bis 10.000 m² benötigt. Danach kann ein großer Teil des Bohrplatzes zurückgebaut werden, wobei noch eine Fläche für einen möglichen work-over berücksichtigt werden muss. Zusätzlich wird eine Fläche für das Heizwerk oder Kraftwerk benötigt. Es ist jedoch auch möglich, große Anlagenteile unterirdisch zu bauen (z.B. Heizwerk des Geothermieprojektes Pullach).

Umweltverträglichkeit

Durch die Nutzung von Erdwärme als nachhaltige, nichtfossile Energiequelle, ergibt sowohl die tiefe wie auch die oberflächennahe Geothermie eine hervorragende CO₂-Einsparung gegenüber fossilen Energieträgern. In einer Umweltverträglichkeitsbetrachtung muss jedoch der Strom – je nach Herkunft - zum Betrieb der Pumpen (tiefe Geothermie) und der Wärmepumpe (oberflächennahe Geothermie) berücksichtigt werden.

Grundlastfähigkeit

Sowohl tiefe wie auch oberflächennahe Geothermie sind – ohne Berücksichtigung des Eigenstrombedarfs- als einzige erneuerbare Energieform grundlastfähig, da keine Abhängigkeit von kurzfristig schwankenden Umwelteinflüssen gegeben ist.

Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit ist bei der Geothermie grundsätzlich sehr hoch, da kaum äußere Einflüsse auf Energielieferung gegeben sind. Hauptsächlich die Abhängigkeit von extern erzeugtem Strom (für die Tauchkreiselpumpe bei der Tiefengeothermie, für Pumpe und Wärmepumpe bei der oberflächennahen Geothermie) mindert hier die Bewertung. Für den Fall von Pumpenausfällen wird in der Geothermie stets eine Redundanz, meist in Form von Gas- oder Öl befeuerten Kesseln vorgesehen.

Kosten

Die Anfangsinvestitionen sind sowohl bei tiefer wie auch bei oberflächennaher Geothermie hoch im Vergleich zu konkurrierenden Energieträgern. Entsprechend lange sind die Amortisationszeiten. Dagegen stehen die relativ geringen Betriebskosten.

Regionale Wertschöpfung

Da durch Geothermie eine heimische Energiequelle erschlossen wird, ist die regionale Wertschöpfung bei Wärmeerzeugung als sehr hoch einzustufen. Bei Stromerzeugung sinkt die regionale Wertschöpfung aufgrund des hohen Eigenstrombedarfs, der im Regelfall aus nicht regionalen Energiequellen bezogen wird.

Wettbewerbsfähigkeit

Tiefe Geothermie zeichnet sich durch hohe Investitionskosten, lange Amortisationszeiten aber sehr geringe Betriebskosten aus. Stromproduktion aus tiefer Geothermie wird durch das EEG gefördert und erreicht dadurch Wettbewerbsfähigkeit. Die Wettbewerbsfähigkeit der Wärmeproduktion aus tiefer Geothermie hängt stark von den Öl- und Gaspreisen ab, auch weil die Fördermaßnahmen zur „Energiewende“ sich vorwiegend auf die Stromproduktion konzentrieren und für die erneuerbare Wärmeproduktion nur untergeordnet zur Verfügung stehen. Bei einem Zusammenspiel aus günstiger Geologie und vorteilhafter Abnehmerstruktur ist ein wirtschaftlicher Betrieb durchaus gegeben. Auf lange Sicht ist die Wettbewerbsfähigkeit der tiefen Geothermie extrem hoch.

Auch die oberflächennahe Geothermie unterscheidet sich von konkurrierenden Technologien durch ihre höheren Anfangsinvestitionen und der Unabhängigkeit von Rohstoffen mit unberechenbarer Preisentwicklung während der Betriebsphase. Auf lange Sicht ist sie damit absolut wettbewerbsfähig, was auch die unzähligen Investitionsentscheidungen für diese Technologie in Deutschland zeigen.

Landschaft und Lebensqualität

Nach Abschluss der Bauphase beeinflussen Anlagen der tiefen Geothermie die Landschaft nur wenig, wobei ein Kraftwerk zur Stromproduktion einen größeren Eingriff darstellt als ein Heizwerk zur Wärmeengewinnung. Es kommt zu keiner Lärm- oder Geruchsbelästigung oder zu Luftverschmutzung.

Oberflächennahe geothermische Systeme heben die Lebensqualität, da keine Brennstofflieferungen empfangen werden müssen und auch sonst keine Geruchs- oder Staubbelastung sowie Explosionsgefahr im Gebäude vorhanden ist.

Bürgerakzeptanz

Tiefe wie oberflächennahe Geothermie erfreuen sich grundsätzlich einer hohen Popularität und Akzeptanz in der Bevölkerung. Dies zeigt zum Beispiel die oft hohe primäre Anschlussquote geothermisch betriebener Fernwärmenetze. Um Bedenken zu zerstreuen, sind gerade im Bereich der tiefen Geothermie eine gute Öffentlichkeitsarbeit und der Einbezug der Bevölkerung von großer Wichtigkeit.

Technische Ausgewogenheit

Wie in Kapitel 31.1.3 aufgezeigt, befinden sich in der Planungsregion 18 bisher nur drei tiefe Geothermieprojekte. Die Errichtung einer geothermischen Dublette trägt also in jedem Fall zur Diversifizierung der Wärme- und /oder Stromerzeugung bei. Bei der oberflächennahen Geothermie (Ist-Zustand in Kapitel 31.2.3) stellt sich die Situation ähnlich dar.

Aufgrund der hohen Einsparungen fossiler Energie sowie Emissionen fällt die Bewertung für Direktnutzung durchwegs positiv aus, ein reines Stromprojekt befindet sich im Vergleich zu anderen regenerativen Energieformen jedoch eher im Mittelfeld. Nach Betriebsende müssen bestehende Bohrungen und der Bohrplatz rückgebaut werden und sind dann wieder uneingeschränkt nutzbar.

35 Literaturverzeichnis Geothermie

- Agemar, T., Alten, J., Genz, B., Kuder, J., Kühne, K., Schumacher, S. & Schulz, R. (2014): The Geothermal Information System for Germany – GeotIS. – ZDGG, Band 165 Heft 2, Stuttgart
URL: <https://www.geotis.de/geotisapp/geotis.php> (letzter Zugriff: 12.10.2017)
- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie [Hrsg.] (2012).: Bayerischer Geothermieatlas, München
- Bichler, C., Kersch, A., Schenk, W. (2014): Ökonomische und ökologische Effizienz tiefengeothermischer Anlagen in Süddeutschland – Untersuchungen zu Betriebserfahrung und Optimierungsansätze; Obertägiger Bereich. Abschlussbericht; FKZ 0325262B, Technische Informationsbibliothek (TIB) Hannover.
- Böhm, A., Seichter, W. (2015): Einsparung von CO₂ und fossiler Primärenergie durch Tiefengeothermie; Informationsdokument für den Gemeinderat Holzkirchen zum Geothermieprojekt. ERDWERK GmbH und IB NEWS GmbH, (unveröffentlicht).
- Paschen, H., Oertel, D., Grünwald, R. (2003): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Büro f. Technikfolgen-, Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Arbeitsbericht 84, Berlin
- Schenk, W., Bichler, C., Schubert, A. (2015): Planer- und Betreiberhandbuch: Technischer Leitfaden zur Bewertung und Optimierung tiefengeothermischer Anlagen in Planung und Betrieb. 1. Auflage; ERDWERK GmbH & Hochschule München Fakultät 05
- Schubert, A., Steiner, U., Savvatis, A., Steiner, U. (2014): Ökonomische und ökologische Effizienz tiefengeothermischer Anlagen in Süddeutschland - Untersuchungen zu Betriebserfahrung und Optimierungsansätze – Untertägiger Bereich. Abschlussbericht; FKZ 0325262A; Technische Informationsbibliothek (TIB) Hannover
- Stier, P., Prestel, R. (1991): Der Malmkarst im Süddeutschen Molassebecken – Ein hydrogeologischer Überblick. In: Bayer LfW & LGRB (Hrsg.): Hydrogeothermische Energiebilanz und Grundwasserhaushalt des Malmkarstes im süddeutschen Molassebecken. Schlussbericht zum Forschungsvorhaben 03 E 6240 A/B, München, Freiburg
- Stober, I., Bucher, K. (2012): Geothermie. Springer, Heidelberg. München



36 Glossar

Diagenese: Umwandlung im Laufe der Zeit von einem lockeren Sediment in ein festes Sedimentgestein durch Mineralneubildung (Zementation) und Verdichtung (Kompaktion) unter verhältnismäßig geringem Druck und Temperatur aufgrund Überlagerung von jüngeren Gesteinspaketen..

Druckabsenkung: Hier: durch die Förderung von Wasser absinkender Druck des Reservoirs(s. dort). Macht sich durch das Absinken des Wasserspiegels in einer Bohrung bemerkbar.

Faltenmolasse: (auch subalpine Molasse) Schmäler Streifen von ca. 10 km Breite entlang des Alpennordrandes (nach Osten schmaler werdend und an der Oberfläche auslaufend). Durch die fortschreitende Gebirgsbildung wurde das Gestein zusammengedrückt und dadurch schräg gestellt und in einzelne Schuppen zerlegt.

Fluvioglazial: Wirkung und Ablagerung der Gletscherschmelzwässer

Flysch: Im tieferen Meer in Folge von am Kontinentalhang abgeglittenen, untermeerischen Rutschungen (Trübestrome) abgelagerte Sedimente. Meist als Wechselfolge von Tonsteinen und Sandsteinen ausgeprägt. Aus Flyschgestein bestehende Berge neigen stark zu Hangrutschungen und „fließen“ auseinander. Daher der Name „Flysch“.

Gebirgsdurchlässigkeit: Die Wasserdurchlässigkeit von Gestein über Poren, Klüfte oder Karsthohlräume.

Geomechanik: Mechanisches Verhalten des Gesteins bei tektonischen oder technischen Krafterwirkungen.

Helvetikum: Große geologische Deckeneinheit der Alpen; ursprünglich abgelagert auf dem europäischen Kontinentalschelf am Rande der Tethys (ehemaliger Ozean „Urmittelmeer“ zwischen Europa und Afrika vor der Bildung der Alpen)

Hydraulik: (hier:) Das Strömungsverhalten von Flüssigkeiten (Wasser) im Gestein.

Karst: Typische Geländeform in Kalksteinen und auch Art der Ausbildung eines Grundwasserleiters, die durch den Vorgang chemischer Lösung und Verwitterung entsteht. Zur Verkarstung neigende Gesteine sind vor allem Karbonatgesteine (Kalkstein), die in Anwesenheit von Wasser und Kohlendioxid (zusammen Kohlensäure) gelöst werden und an anderer Stelle in Form von z.B. Tropfsteinen wieder ausgefällt werden. Verkarstungserscheinung treten nicht nur in Kalkgesteinen an der Erdoberfläche auf, sondern auch in tief unter der Erdoberfläche vorkommenden Kalksteinschichten (Tiefenkarst). Der Malm ist ein solcher Tiefenkarstgrundwasserleiter im bayerischen Voralpenland, der hier von teilweise mehreren Kilometern mächtigen, jüngeren Gesteinen der Molasse überdeckt ist.

Malm: In Deutschland häufig verwendete Bezeichnung für die Gesteinsserien des Oberen Jura. Erdgeschichtliche Regionale Stufe in der Zeit von vor ca. 145 bis 163 Mio Jahre. Im Süddeutschen Molassebecken wichtigster Tiefenkarstgrundwasserleiter und Nutzungshorizont für die Tiefengeothermie

Molasse: Allgemeine Bezeichnung für Rand- und Innensenken von Gebirgen. Regionale Bezeichnung für die tertiären Schichten der nördlichen Vortiefen der Alpen (Süddeutsches Molassebecken). In das Molassebecken lagerte sich im Laufe der der Zeit der Erosionsschutt (Molassesedimente), der aus den aufsteigenden Alpen abgetragen wurde ab. Diese Schichten erreichen am Alpenrand eine Mächtigkeit von über 5 km und werden nach Norden zur Donau hin immer geringmächtiger.

Moränen: Von Gletscher mitgeführter und abgelagerter meist sehr inhomogener Gesteinsschutt aus Blöcken, Steinen, Sand, Schluff und Ton.

Oberer Jura: Der Jura entspricht der erdgeschichtlichen Periode in der Zeit von vor ca. 200-145 Mio. Jahren und ist in drei Teile untergliedert, wobei der Obere Jura den erdgeschichtlich jüngsten Teil umfasst. „Oberer Jura“ ist die korrekte wissenschaftliche Bezeichnung für den umgangssprachlich nach wie vor häufig verwendeten Begriff „Malm“ (siehe dort).

Oberflächennahe Geothermie: Nutzung der im Boden, Gestein oder im oberflächennahem Grundwasser gespeicherten Erdwärme in wenigen Metern bis in ca. 400 m Tiefe. Im privaten Bereich meist mittels Wärmepumpeneinsatz für die Raumheizung und Warmwasserbereitung in Anwendung. Zudem für die Klimatisierung von größeren Gewerbe- oder Bürogebäuden herangezogen.

(Primär-) Fazies: Eigenschaften eines Gesteins, die von seiner Bildung herrühren und die Hinweise auf die Umweltbedingungen bei der Entstehung des Gesteins geben können. Primärfazies: Primäre Bildungsbedingungen der Gesteine.

Quartär: Erdgeschichtlich jüngster Zeitabschnitt (von jetzt bis vor 2,6 Mio. Jahre), der durch eiszeitliche Klimaschwankungen geprägt ist.

Reservoir: Hier: Thermalwasserführende Gesteinsschicht, die für eine geothermischen Nutzung erschlossen wird.

Strukturgeologie: Untersuchung der räumlichen Beziehungen der Gesteine zueinander und den Gesteinsdeformationen bzw. Strukturen (z.B. Falten, Brüche, Schichteinfallen, etc.)

Schüttungsrate: Hier: aus einem Brunnen/Tiefbohrung herausgeförderte Volumenstrom an Wasser.

Tiefe Geothermie: Nutzung der Erdwärme ab ca. 400m Tiefe. Im bayerischen Raum energetisch zur Fernwärmeversorgung von Gemeinden/Stadtteilen oder bei höheren Temperaturen auch zur Verstromung genutzt.

Verkarstung: s. Karst

37 Anlagenverzeichnis (digital)

- 1.TGT Wärmegunstgebiete
 - 2.TGT Konzessionsfelder und Geothermieanlagen
 - 3.TGT Top Malm und Störungen
 - 4.TGT Reservoirtemperatur
 - 5.TGT Hypothetisches Erlaubnisfeld pro Gemeinde
 - 6.TGT Prognose Fördertemperatur pro Gemeinde
 - 7.TGT Hypothetische Erlaubnisfelder für Gesamtpotenzial
 - 8.TGT Thermisches Potenzial der Gemeinden
 - 9.TGT Elektrisches Potenzial der Gemeinden
 - 10.TGT Gesamtpotenzial Wärme
 - 11.TGT Gesamtpotenzial Strom
 - 12.TGT Reservoirtemperaturgradient
 - 13.TGT Verhältnis Wärmebedarf und Nachfrage
 - 14.OFN Hydrogeologie mit Siedlungen
 - 15.OFN Standorteignung
 - 16.OFN Eignung Gemeinde
- Gemeinden mit hohem Umsetzungspotenzial für Geothermie

38 Anlagenverzeichnis

ANLAGE I	DATENGÜTETABELLE	613
ANLAGE II	ERDGASVERSORGTE KOMMUNEN (LANDKREIS ALTÖTTING)	617
ANLAGE III	ERDGASVERSORGTE KOMMUNEN (LANDKREIS BERCHTESGADENER LAND)	618
ANLAGE IV	ERDGASVERSORGTE KOMMUNEN (LANDKREIS MÜHL DORF AM INN)	619
ANLAGE V	ERDGASVERSORGTE KOMMUNEN (LANDKREIS ROSENHEIM)	620
ANLAGE VI	ERDGASVERSORGTE KOMMUNEN (LANDKREIS TRAUNSTEIN)	621
ANLAGE VII	ERNEUERBARE ERZEUGUNGSANLAGEN (LANDKREIS ALTÖTTING)	622
ANLAGE VIII	ERNEUERBARE ERZEUGUNGSANLAGEN (LANDKREIS BERCHTESGADENER LAND)	623
ANLAGE IX	ERNEUERBARE ERZEUGUNGSANLAGEN (LANDKREIS MÜHL DORF AM INN)	624
ANLAGE X	ERNEUERBARE ERZEUGUNGSANLAGEN (LANDKREIS ROSENHEIM)	625
ANLAGE XI	ERNEUERBARE ERZEUGUNGSANLAGEN (LANDKREIS TRAUNSTEIN)	626
ANLAGE XII	VERHÄLTNIS ERZEUGUNG ZU VERBRAUCH SOWIE BIOMASSEANLAGEN	627
ANLAGE XIII	VERHÄLTNIS ERZEUGUNG UND VERBRAUCH SOWIE KLÄR- UND DEPONIEGASANLAGEN	628
ANLAGE XIV	VERHÄLTNIS ERZEUGUNG UND VERBRAUCH SOWIE PHOTOVOLTAIKANLAGEN	629
ANLAGE XV	VERHÄLTNIS ERZEUGUNG UND VERBRAUCH SOWIE WASSERKRAFTANLAGEN	630
ANLAGE XVI	VERHÄLTNIS ERZEUGUNG UND VERBRAUCH SOWIE WINDKRAFTANLAGEN	631
ANLAGE XVII	FRAGEBOGEN	632
ANLAGE XVIII	ZEITUNGSBERICHT ZUR FÜHRUNG AM KLÄRWERK RAUBLING	637
ANLAGE XIX	FRAGEBOGEN AN DIE KLÄRWÄRTER DER LANDKREISE BGL UND TS	638
ANLAGE XX	STANDORTBEWERTUNG WINDKRAFTANLAGEN	639
ANLAGE XXI	MAßNAHMENKATALOG CLUSTER ENERGIEPAARE	678
ANLAGE XXII	DOKUMENTATION WORKSHOP VIRTUELLER BIOMASSEHOF	705
ANLAGE XXIII	DOKUMENTATION AKTEURSGESPRÄCHE ROADMAP BIOGASNUTZUNG	706

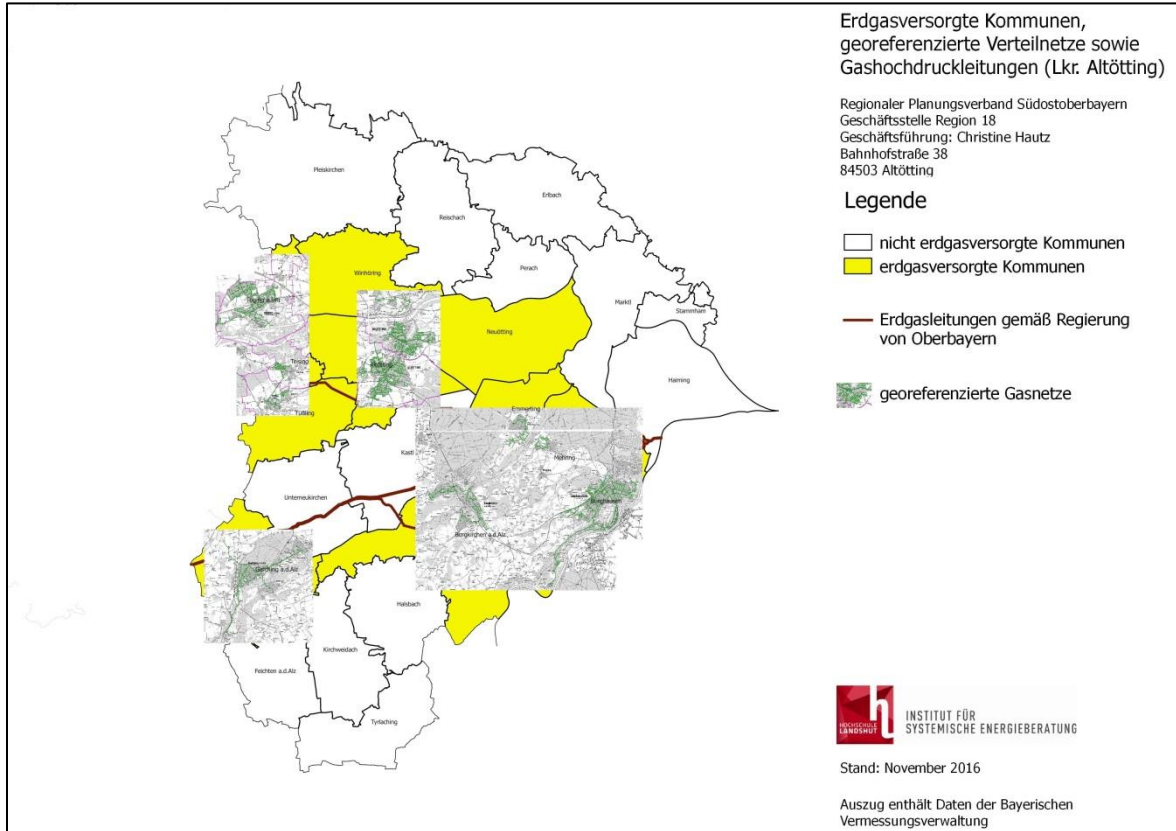
Anlage I Datengütetabelle

Gemeinde- schlüssel	Bezeichner	Landkreis	Stromdaten (Netzabsatz, Industrie				
			EEG-Anlagen	Kaminkehrerdaten	Erdgasdaten	kommunale Liegenschaften	Rücklauf
09163000	Rosenheim (Stadt)	kreisfrei	Daten Stadt Rosenheim	Daten Stadt Rosenheim	Daten Stadt Rosenheim	Daten Stadt Rosenheim	
09171111	Altötting	Altötting	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	Daten vollständig	Daten vorhanden	50%
09171112	Burghausen	Altötting	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	Daten vollständig	Daten vorhanden	75%
09171113	Burgkirchen a.d.Alz	Altötting	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	Daten vollständig	Daten vorhanden	
09171114	Emmerting	Altötting	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	Daten vollständig	Nur Daten Strom vorhanden	14%
09171115	Erlbach	Altötting	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	
09171116	Feichten a.d.Alz	Altötting	Daten unvollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	
09171117	Garching a.d.Alz	Altötting	Daten unvollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	Daten vollständig	Daten vorhanden	
09171118	Haiming	Altötting	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	
09171119	Halsbach	Altötting	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Nur Daten Strom vorhanden	
09171121	Kastl	Altötting	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	
09171122	Kirchweidach	Altötting	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Nur Daten Strom vorhanden	
09171123	Markt	Altötting	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	
09171124	Mehring	Altötting	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	Daten vollständig	Daten vorhanden	
09171125	Neuötting	Altötting	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	ein Großverbraucher fehlt	Daten vorhanden	
09171126	Perach	Altötting	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	
09171127	Pleiskirchen	Altötting	Daten vollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	
09171129	Reischach	Altötting	Daten unvollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	
09171130	Stammham	Altötting	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	
09171131	Teising	Altötting	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	Daten vollständig	Daten vorhanden	
09171132	Töging a.Inn	Altötting	Daten vollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	ein Großverbraucher fehlt	Daten vorhanden	100%
09171133	Tüßling	Altötting	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	aKENIS versorgt (nur 1 Kleingewerbe)	Daten vorhanden	
09171134	Tyrlaching	Altötting	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Nur Daten Strom vorhanden	
09171135	Unterneukirchen	Altötting	Daten vollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	

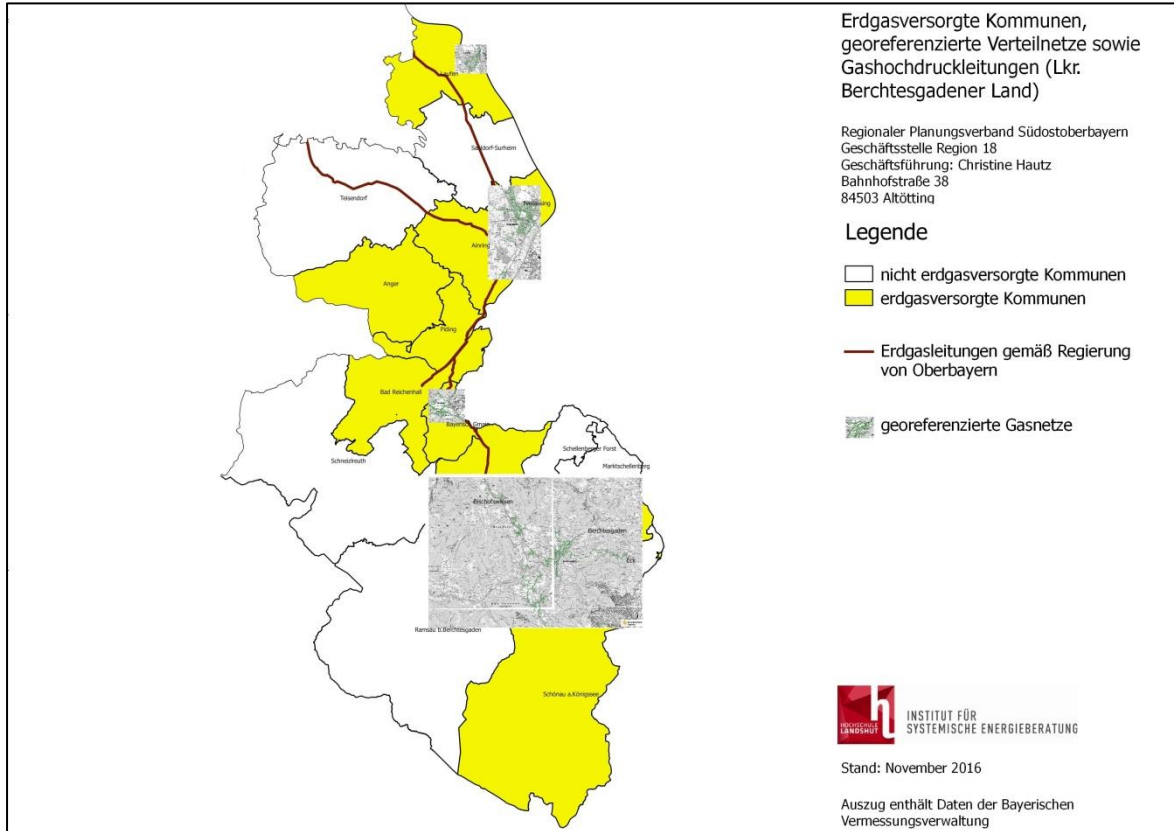
Gemeinde- schlüssel	Bezeichner	Landkreis	Stromdaten (Netzabsatz,			Industrie	
			EEG-Anlagen	Kaminkehrerdaten	Erdgasdaten		kommunale Liegenschaften
09171137	Winhöring	Altötting	Daten vollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	Daten vollständig	Daten vorhanden	
09172111	Ainring	BGL	Bayernwerk vollversorgt	Wärmeverbräuche von IFE	Wärmeverbräuche von IFE	Daten vorhanden	
09172112	Anger	BGL	Bayernwerk vollversorgt	Wärmeverbräuche von IFE	Wärmeverbräuche von IFE	Daten vorhanden	
09172114	Bad Reichenhall	BGL	Daten unvollständig	Wärmeverbräuche von IFE	Wärmeverbräuche von IFE	Daten vorhanden	100%
09172115	Bayerisch Gmain	BGL	Daten unvollständig	Wärmeverbräuche von IFE	Wärmeverbräuche von IFE	Daten vorhanden	
09172116	Berchtesgaden	BGL	Bayernwerk vollversorgt	Wärmeverbräuche von IFE	Wärmeverbräuche von IFE	Daten vorhanden	
09172117	Bischofswiesen	BGL	Bayernwerk vollversorgt	Wärmeverbräuche von IFE	Wärmeverbräuche von IFE	Daten vorhanden	
09172118	Freilassing	BGL	Bayernwerk vollversorgt	Wärmeverbräuche von IFE	Wärmeverbräuche von IFE	Daten vorhanden	60%
09172122	Laufen	BGL	Bayernwerk vollversorgt	Wärmeverbräuche von IFE	Wärmeverbräuche von IFE	Daten vorhanden	
09172124	Marktschellenberg	BGL	Bayernwerk vollversorgt	Wärmeverbräuche von IFE	Wärmeverbräuche von IFE	Daten vorhanden	
09172128	Piding	BGL	Bayernwerk vollversorgt	Wärmeverbräuche von IFE	Wärmeverbräuche von IFE	Daten vorhanden	100%
09172129	Ramsau b.Berchtesgaden	BGL	Bayernwerk vollversorgt	Wärmeverbräuche von IFE	Wärmeverbräuche von IFE	Daten vorhanden	
09172130	Saaldorf-Surheim	BGL	Bayernwerk vollversorgt	Wärmeverbräuche von IFE	Wärmeverbräuche von IFE	Daten vorhanden	100%
09172131	Schneizreuth	BGL	Daten unvollständig	Wärmeverbräuche von IFE	Wärmeverbräuche von IFE	Daten vorhanden	
09172132	Schönau a.Königssee	BGL	Bayernwerk vollversorgt	Wärmeverbräuche von IFE	Wärmeverbräuche von IFE	Daten vorhanden	
09172134	Teisendorf	BGL	Daten vollständig	Wärmeverbräuche von IFE	Wärmeverbräuche von IFE	Daten vorhanden	
09183112	Ampfing	Mühldorf a.Inn	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	Daten vollständig	Daten vorhanden	100%
09183113	Aschau a.Inn	Mühldorf a.Inn	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	Daten vollständig	Daten vorhanden	100%
09183114	Buchbach	Mühldorf a.Inn	Daten unvollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	keine Daten vorhanden	
09183115	Egglkofen	Mühldorf a.Inn	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	
09183116	Erharting	Mühldorf a.Inn	Daten vollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Nur Daten Strom vorhanden	
09183118	Gars a.Inn	Mühldorf a.Inn	Daten vollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	Daten vollständig	Daten vorhanden	
09183119	Haag i.OB	Mühldorf a.Inn	Daten vollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	Daten vollständig ein	Daten vorhanden	100%
09183120	Heldenstein	Mühldorf a.Inn	Bayernwerk vollversorgt	keine Daten	Großverbraucher	keine Daten vorhanden	

Gemeinde- schlüssel	Bezeichner	Landkreis	Stromdaten (Netzabsatz, Industrie				
			EEG-Anlagen	Kaminkehrerdaten	Erdgasdaten	kommunale Liegenschaften	Rücklauf
09183122	Jettenbach	Mühldorf a.Inn	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	
09183123	Kirchdorf	Mühldorf a.Inn	Daten vollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	Daten vollständig	keine Daten vorhanden	100%
09183124	Kraiburg a.Inn	Mühldorf a.Inn	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	ein Großverbraucher fehlt	Daten vorhanden	
09183125	Lohkirchen	Mühldorf a.Inn	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	Daten vollständig	Daten vorhanden	
09183126	Maitenbeth	Mühldorf a.Inn	Daten vollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	Daten vollständig	Daten vorhanden	
09183127	Mettenheim	Mühldorf a.Inn	Bayernwerk	keine Daten	Daten vollständig	keine Daten vorhanden	
09183128	Mühldorf a.Inn	Mühldorf a.Inn	Daten vollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	Daten vollständig	Daten vorhanden	50%
09183129	Neumarkt-Sankt Veit	Mühldorf a.Inn	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	Daten vollständig	Daten vorhanden	
09183130	Niederbergkirchen	Mühldorf a.Inn	Daten vollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	
09183131	Niedertaufkirchen	Mühldorf a.Inn	Daten vollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	
09183132	Oberbergkirchen	Mühldorf a.Inn	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	
09183134	Oberneukirchen	Mühldorf a.Inn	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	
09183135	Obertaufkirchen	Mühldorf a.Inn	Daten vollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	
09183136	Polling	Mühldorf a.Inn	Daten unvollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	Daten vollständig	Daten vorhanden	100%
09183138	Rattenkirchen	Mühldorf a.Inn	Bayernwerk	keine Daten	nicht versorgt	keine Daten vorhanden	
09183139	Rechtmeiring	Mühldorf a.Inn	Daten vollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	
09183140	Reichertsheim	Mühldorf a.Inn	Daten vollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	keine Daten vorhanden	
09183143	Schönberg	Mühldorf a.Inn	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	
09183144	Schwindegg	Mühldorf a.Inn	Daten unvollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht nach Verbrauchergrupp en unterteilt	Daten vorhanden	
09183145	Taufkirchen	Mühldorf a.Inn	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	
09183147	Unterreit	Mühldorf a.Inn	Daten vollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	
09183148	Waldkraiburg	Mühldorf a.Inn	Daten vollständig	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	Daten vollständig	Daten vorhanden	50%
09183151	Zangberg	Mühldorf a.Inn	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	
09187113	Amerang	Rosenheim	Bayernwerk vollversorgt	Daten vorhanden (Vollständigkeit nicht gesichert nachvollziehbar)	nicht versorgt	Daten vorhanden	

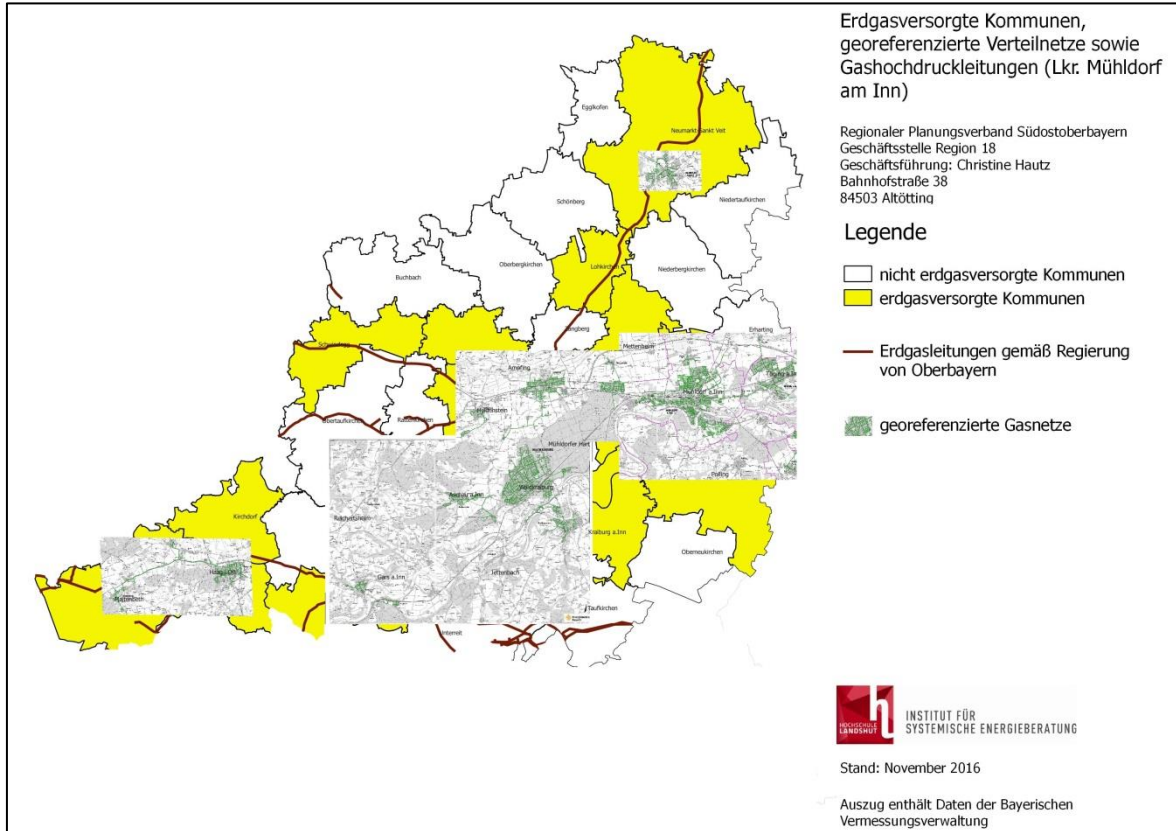
Anlage II Erdgasversorgte Kommunen (Landkreis Altötting)



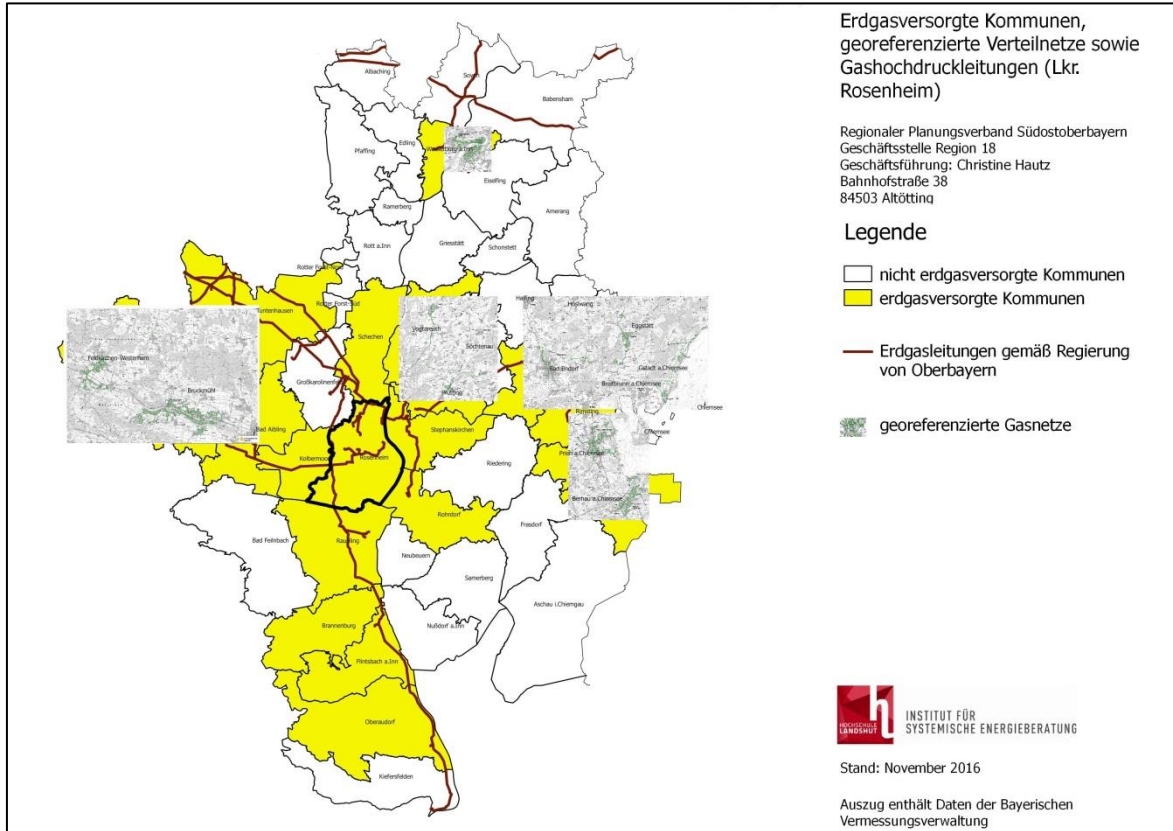
Anlage III Erdgasversorgte Kommunen (Landkreis Berchtesgadener Land)



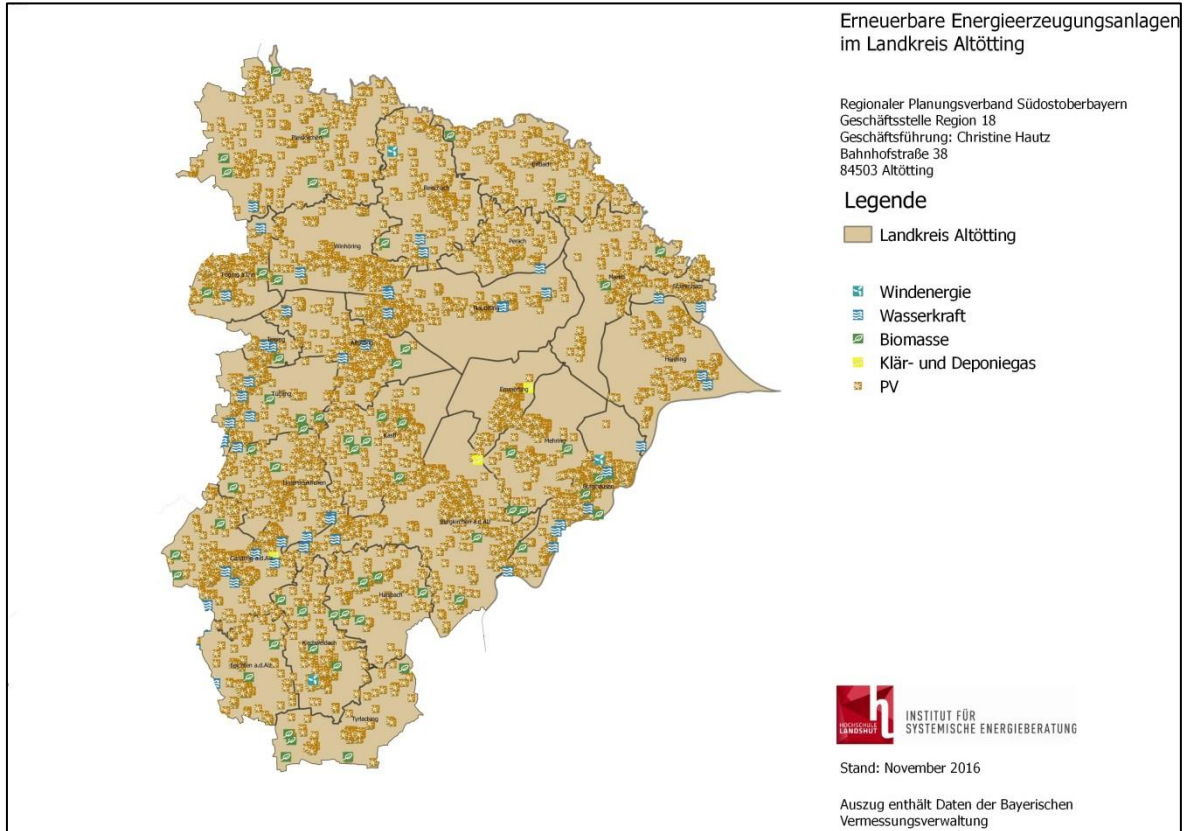
Anlage IV Erdgasversorgte Kommunen (Landkreis Mühldorf am Inn)



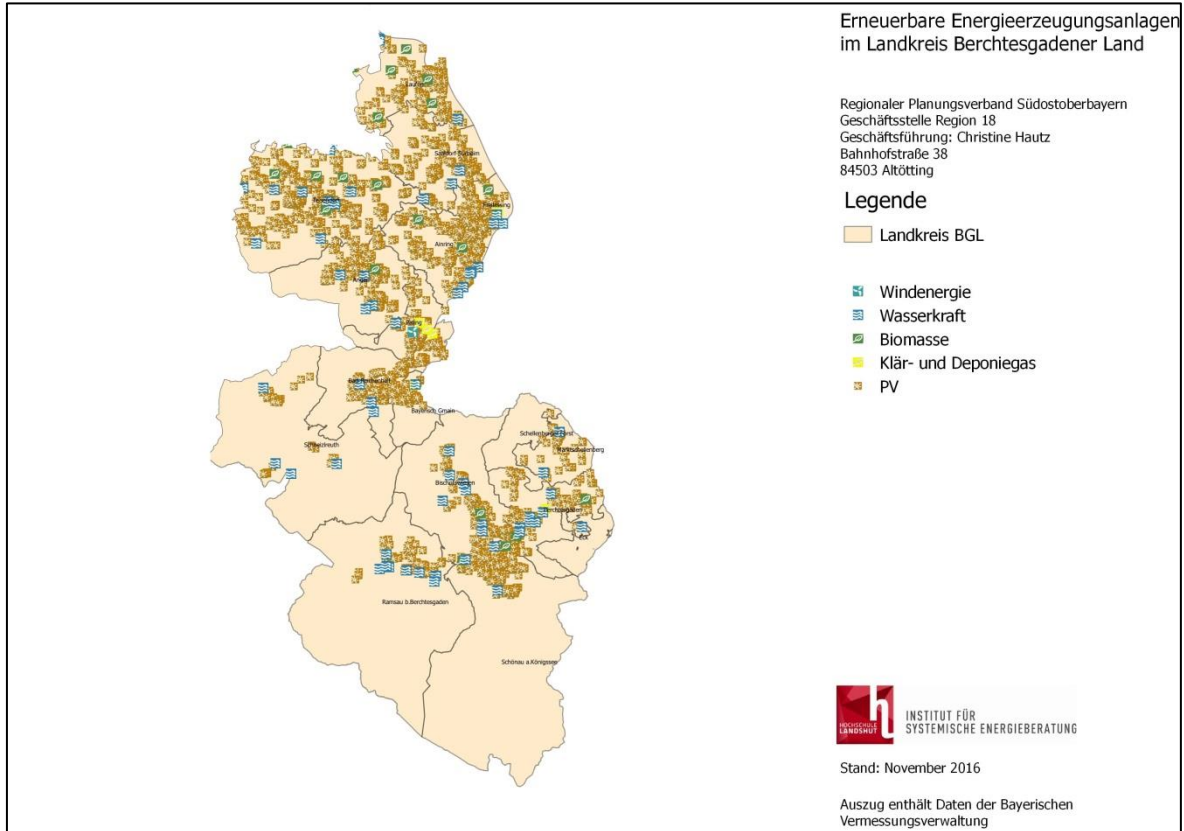
Anlage V Erdgasversorgte Kommunen (Landkreis Rosenheim)



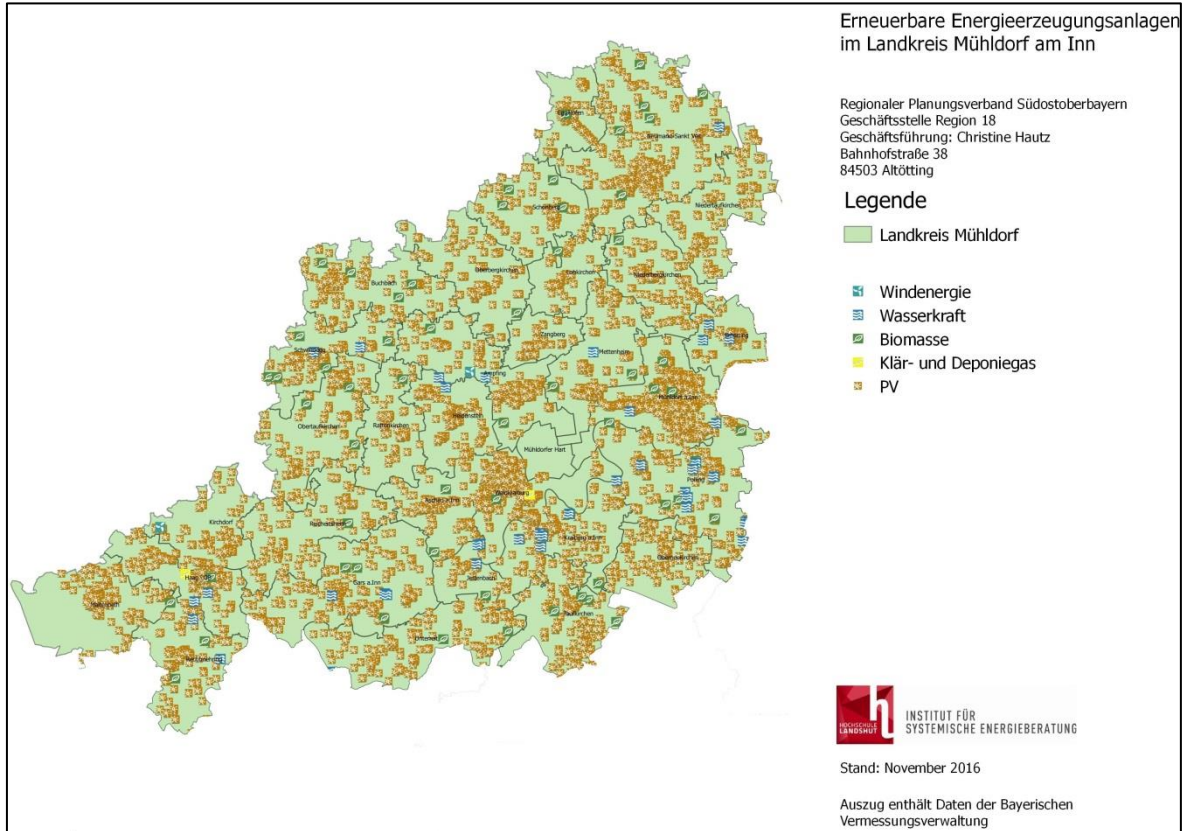
Anlage VII Erneuerbare Erzeugungsanlagen (Landkreis Altötting)



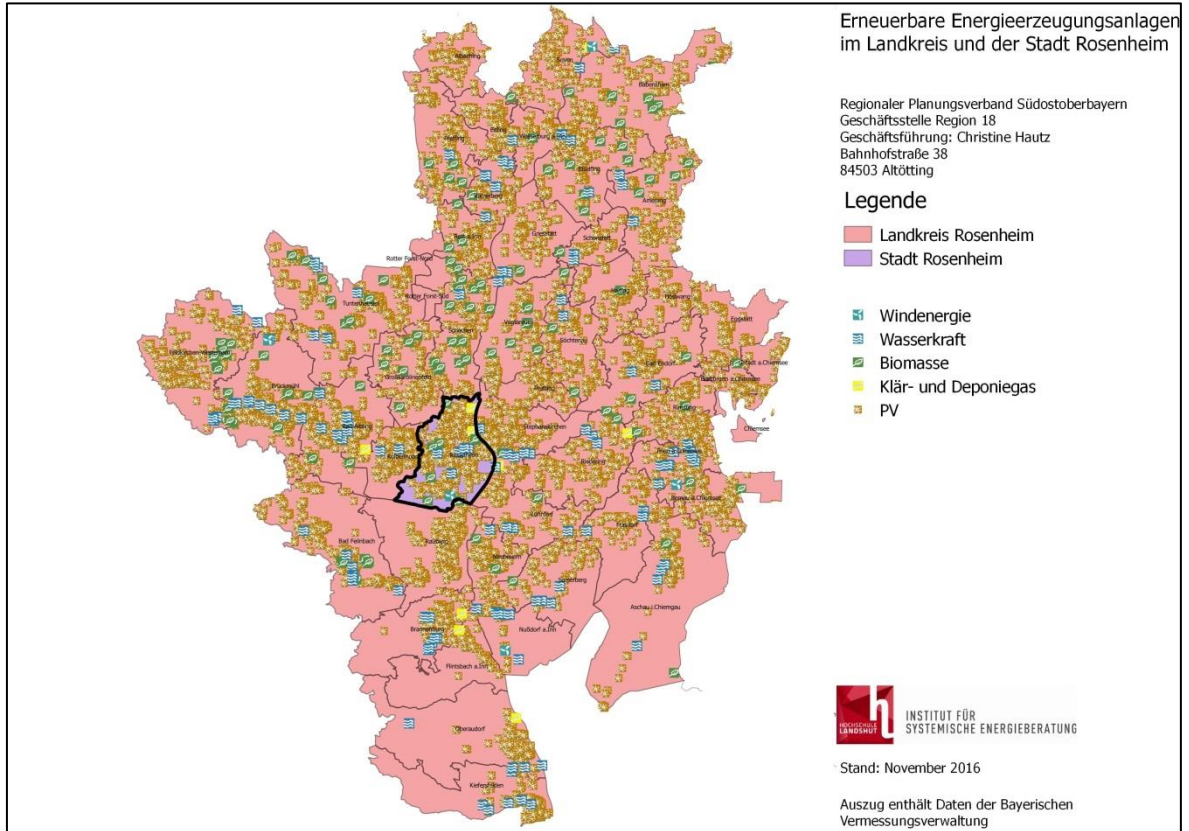
Anlage VIII Erneuerbare Erzeugungsanlagen (Landkreis Berchtesgadener Land)



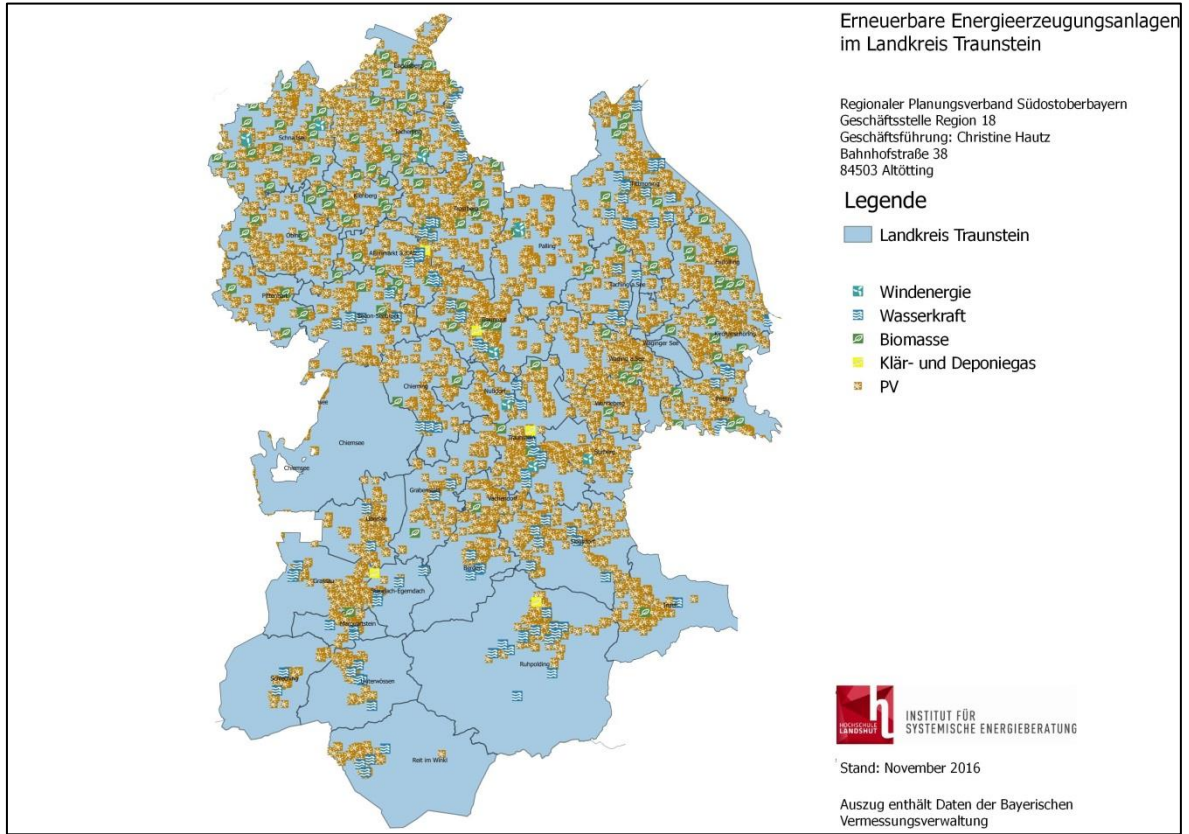
Anlage IX Erneuerbare Erzeugungsanlagen (Landkreis Mühldorf am Inn)



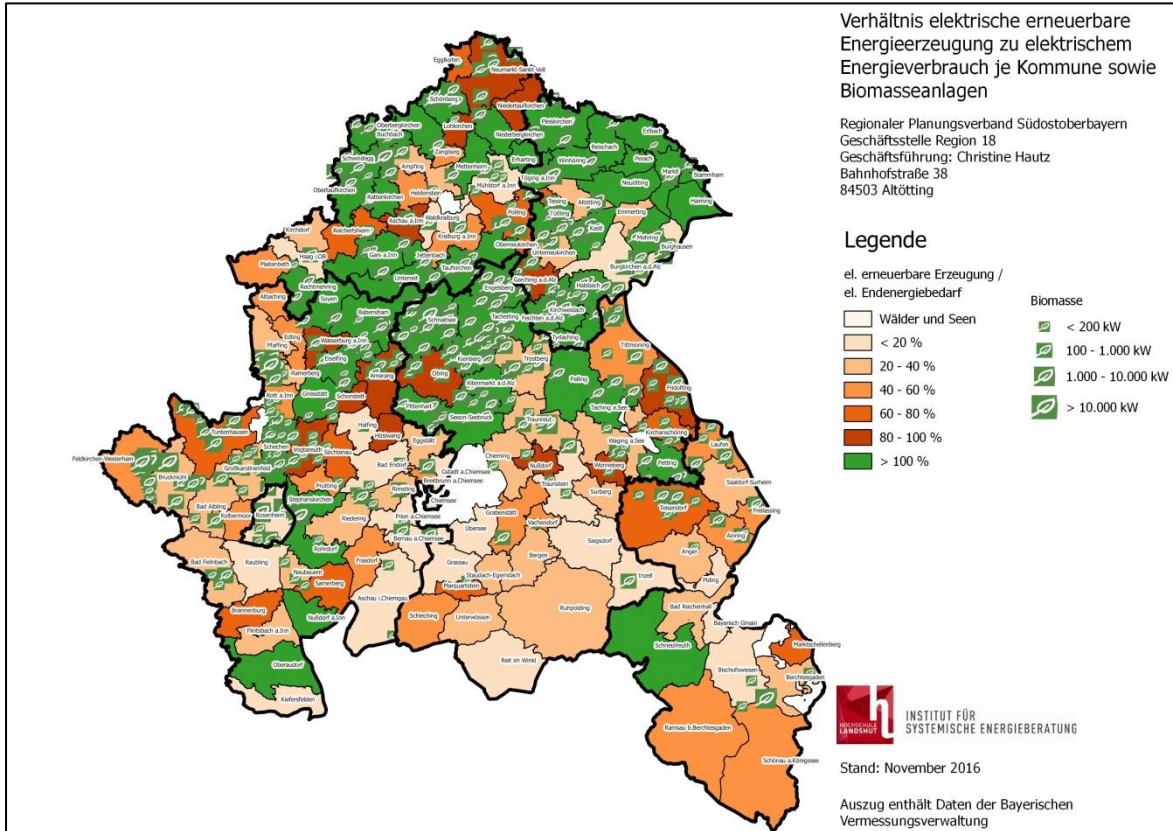
Anlage X Erneuerbare Erzeugungsanlagen (Landkreis Rosenheim)



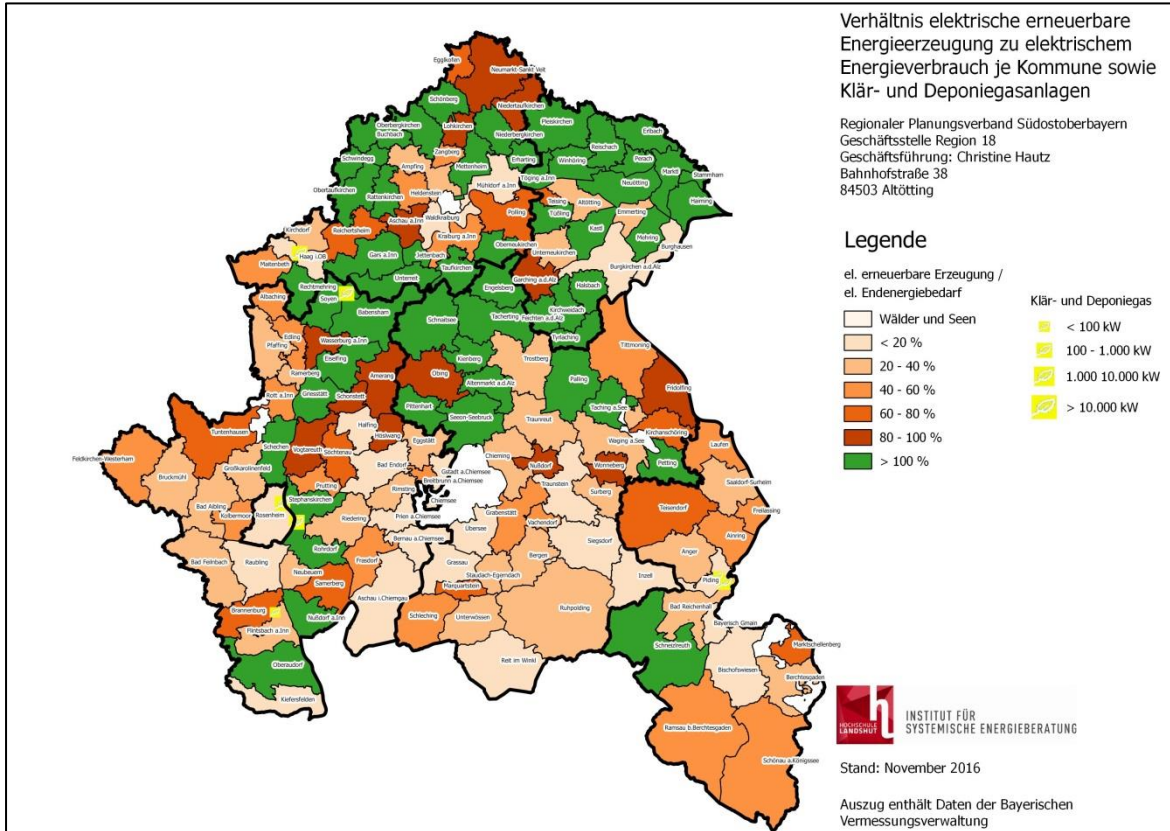
Anlage XI Erneuerbare Erzeugungsanlagen (Landkreis Traunstein)



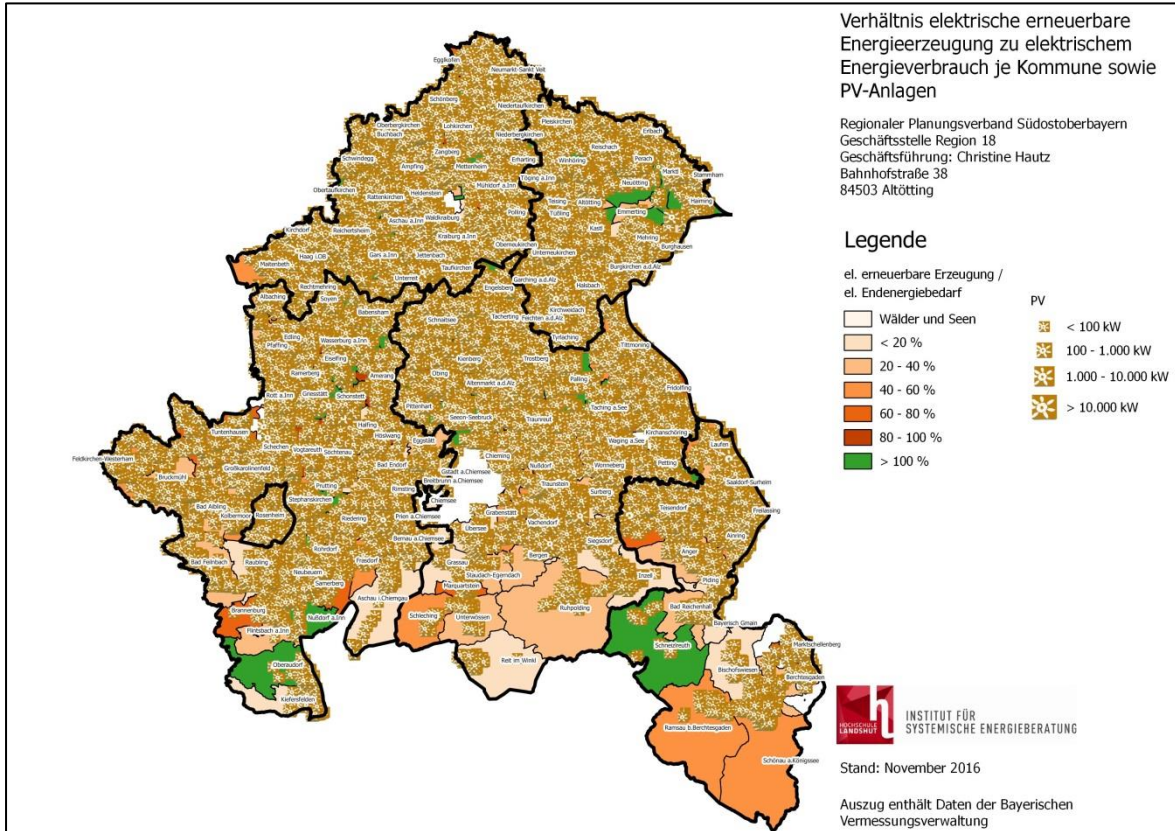
Anlage XII Verhältnis Erzeugung zu Verbrauch sowie Biomasseanlagen



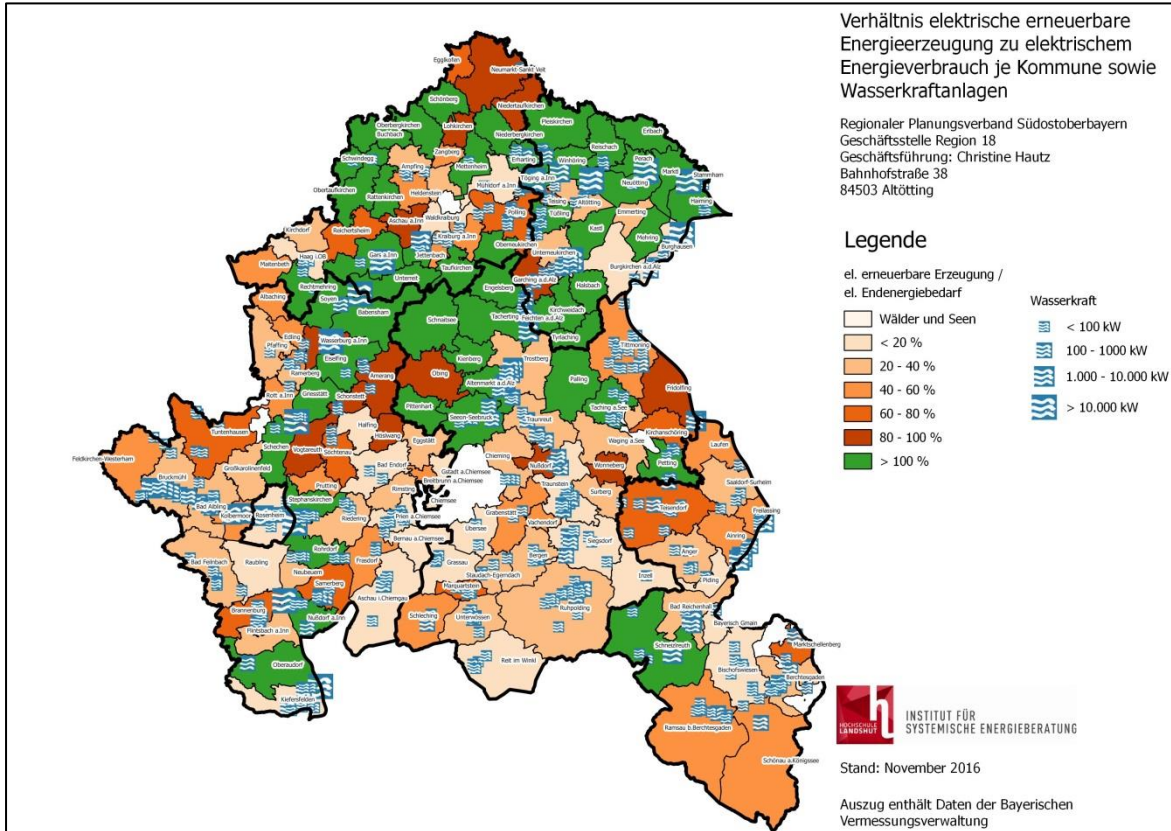
Anlage XIII Verhältnis Erzeugung und Verbrauch sowie Klär- und Deponiegasanlagen



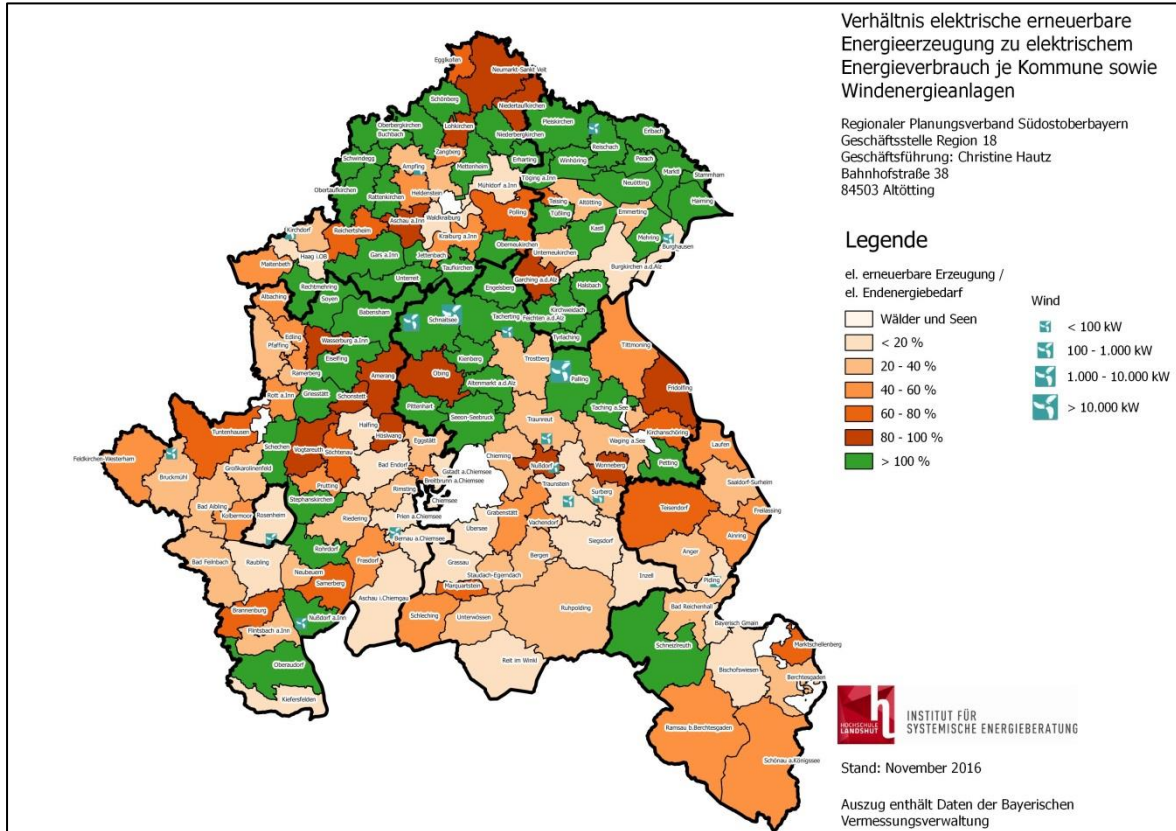
Anlage XIV Verhältnis Erzeugung und Verbrauch sowie Photovoltaikanlagen




Anlage XV Verhältnis Erzeugung und Verbrauch sowie Wasserkraftanlagen



Anlage XVI Verhältnis Erzeugung und Verbrauch sowie Windkraftanlagen



Anlage XVII Fragebogen

 INSTITUT FÜR SYSTEMISCHE ENERGIEBERATUNG	
Energiekonzept Planungsverband Südostoberbayern	
Name der Kommune:	
Gemeindeschlüssel:	
Landkreis:	
Fragen in Bezug auf den Regionalen Planungsverband (RPV)	
<p>1. Die Planungsregion Südostoberbayern beabsichtigt im Rahmen des Energiekonzeptes eine Energiestrategie zu erarbeiten. Befürworten Sie dieses Vorhaben?</p> <p style="text-align: center;"> <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein </p> <p>Welche Themen erachten Sie in einer Energiestrategie auf Ebene der Planungsregion Südostoberbayern als besonders wichtig?</p> <p>1. _____</p> <p>2. _____</p> <p>3. _____</p>	
<p>2. Braucht es konkrete, quantitative Ziele (z.B. Reduktion des Stromverbrauchs pro Einwohner um X %, Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien um X %)?</p> <p style="text-align: center;"> <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein </p> <p>Wäre ein regelmäßiges Controlling zur Erreichung der energetischen Ziele auf Ebene der Planungsregion Südostoberbayern hilfreich?</p> <p style="text-align: center;"> <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein </p>	
<p>3. Welche Maßnahmen zur Energieeinsparung in der Planungsregion Südostoberbayern schlagen Sie vor?</p> 	



INSTITUT FÜR
SYSTEMISCHE ENERGIEBERATUNG

4. Befürworten Sie den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien?

Ja Nein

Wenn die Frage 4.1 mit "ja" beantwortet wird. Welche Energieträger sollten ausgebaut werden?

- Photovoltaik
- Solarthermie
- Wasserkraft
- Windkraft
- Biogas
- Geothermie
- sonstige

5. Welche TOP 3 Energie-Maßnahmen fallen Ihnen ein, die in den nächsten 5 Jahren in der Planungsregion Südostoberbayern unbedingt durchgeführt werden sollten?

1. _____

2. _____

3. _____

6. Welche TOP 3 Energie-Maßnahmen fallen Ihnen ein, die in den nächsten 10 Jahren in der Planungsregion Südostoberbayern unbedingt durchgeführt werden sollten?

1. _____

2. _____

3. _____

7. Welchen Beitrag / Maßnahmen könnte ihre Kommune leisten, um die Ziele zu erfüllen?

8. Wären Sie bereit im Haushalt entsprechende Mittel einzuplanen, um

• das Controlling umzusetzen?
Ja Nein

• Energieeinspar- und Effizienzmaßnahmen umzusetzen?
Ja Nein

Fragen in Bezug auf Ihre Kommune

11.1 Welche Ziele hat ihre Kommune hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien?

11.2 Welche Ziele hat ihre Kommune hinsichtlich der Einsparung von Energie?

12. Welche energetischen Maßnahmen sind in ihrer Kommune bereits umgesetzt worden?

Antwortmöglichkeiten vorgeben:


- Energetische Sanierung kommunaler Liegenschaften
- Umrüstung der Straßenbeleuchtung
- PV-Anlagen auf kommunalen Liegenschaften
- Wärmeverbund kommunaler Liegenschaften
- Wärmeverbund für ein Siedlungsgebiet
- Umrüstung der Heizsysteme in kommunalen Liegenschaften
- Wärmeverbund ausgehend von einer Biogasanlage
- Verleihstation E-Bikes
- Umsetzung Carsharing
- Realisierung einer PV-Freiflächenanlage
- Einsatz eines BHKW in der Kläranlage
- Sonstiges


13. Welche möglichen Maßnahmen sehen Sie

- in der Verbraucherguppe kommunale Liegenschaften?

Antwortmöglichkeiten vorgeben:

- Energetische Sanierung kommunaler Liegenschaften
- Umrüstung der Straßenbeleuchtung
- PV-Anlagen auf kommunalen Liegenschaften
- Umstellung Eigenstromnutzung aus PV-Anlagen
- Wärmeverbund kommunaler Liegenschaften
- Einsatz eines BHKW in der Kläranlage
- Umrüstung der Heizsysteme in kommunalen Liegenschaften
- Sonstiges

 <p>INSTITUT FÜR SYSTEMISCHE ENERGIEBERATUNG</p>
<ul style="list-style-type: none">• in der gesamten Kommune? <p>Antwortmöglichkeiten vorgeben:</p> <ul style="list-style-type: none">• Wärmeverbund für ein Siedlungsgebiet• Wärmeverbund ausgehend von einer Biogasanlage• Umsetzung Ladesäulen für E-Mobilität• Realisierung einer PV-Freiflächenanlage• Wärmeverbund in einem Neubaugebiet• Sonstiges
<p>14. Welche Maßnahmen im Bereich Energie sind in Ihrer Kommune in den nächsten 5 Jahren geplant</p> <ul style="list-style-type: none">• in der Verbrauchergruppe kommunale Liegenschaften? • in der gesamten Kommune?

 <p>INSTITUT FÜR SYSTEMISCHE ENERGIEBERATUNG</p>
<ul style="list-style-type: none">• in der gesamten Kommune? <p>Antwortmöglichkeiten vorgeben:</p> <ul style="list-style-type: none">• Wärmeverbund für ein Siedlungsgebiet• Wärmeverbund ausgehend von einer Biogasanlage• Umsetzung Ladesäulen für E-Mobilität• Realisierung einer PV-Freiflächenanlage• Wärmeverbund in einem Neubaugebiet• Sonstiges
<p>14. Welche Maßnahmen im Bereich Energie sind in Ihrer Kommune in den nächsten 5 Jahren geplant</p> <ul style="list-style-type: none">• in der Verbrauchergruppe kommunale Liegenschaften? • in der gesamten Kommune?

Anlage XVIII Zeitungsbericht zur Führung am Klärwerk Raubling

Nicht kubikmeterweise Wasser herumkutschieren

Wie Klärschlamm mit Hilfe der Sonne getrocknet werden kann: Energiekonzept-Exkursion nach Raubling stößt auf enormes Interesse

Raubling / Traunstein / Berchtesgadener Land. Im Rahmen des Energiekonzeptes der Planungsregion Südstoßoberbayern haben sich Kommunalvertreter und Klärwärter aus den Landkreisen Berchtesgadener Land und Traunstein am Klärwerk in Raubling getroffen. Ziel der Exkursion war die solarthermische Klärschlamm-Trocknungsanlage, die dort schon seit über acht Jahren in Betrieb ist.

Das Energiekonzept fördert die Untersuchung von konkreten Beispielprojekten in der Planungsregion, um Energien zu sparen und erneuerbare Energien weiter auszubauen. Speziell im Bereich der Kläranlagen liegt nach Überzeugung der Verantwortlichen noch ein großes Potenzial, wie anhand des Beispiels in Raubling festgestellt worden sei.

Dort wird mit Hilfe von Sonnenstrahlen und einfachsten technischen Lösungen die Klärschlammmenge um zwei Drittel reduziert, was gleichzeitig eine Reduktion der Entsorgungskosten bringt. Der nasse Klärschlamm wird üblicherweise mechanisch mit Hilfe einer Zentrifuge



Ein „mechanisches Schwein“ – ein Roboter – wendet den Klärschlamm nach dem Zufallsprinzip.

– Foto: red ge vor Ort in den Kläranlagen auf einen Trockenanteil von 25 Prozent entwässert. Anschließend folgt eine Entsorgung in die Landwirtschaft, im Tagebau oder durch Verbreiung, oft viele hundert Kilometer weit entfernt. Da sich die Verordnungen zur Klärschlammensorgung wegen der Überdüngung der Landwirtschaft

Personalisierte Ausgabe für (Abz.-Nr.: 5058011)

stärker in den Fokus. Bei der Untersuchung möglicher Beispielprojekte im Energiekonzept wurden bereits die wichtigsten Daten aller Kläranlagen aus den beiden Landkreisen erhoben und für ein gemeinsames, nachhaltiges Entsorgungskonzept untersucht. Dabei stellte sich heraus, dass der Bedarf für eine solarthermische Trocknung bei vielen Kläranlagen besteht.

Um die Erfahrungen aus der Praxis weiterzugeben, wurde eine Führung mit dem Hersteller des Trocknungssystems und dem Raublinger Klärwärter vor Ort organisiert. Die Experten stellen die verschiedenen Systeme zur solarthermischen Trocknung vor. „Grundsätzlich ist das System sehr einfach. Der Klärschlamm wird in ein Gewächshaus gebracht, wo ihn die Sonnenenergie und Luftverwirbelungen über Abluftventilatoren an der Oberfläche trocknen“. Ein „mechanisches Schwein“ – ein Roboter, der den Klärschlamm nach dem Zufallsprinzip wendet – sorgt für einen regelmäßigen Umlauf im Klärschlamm und somit für eine gleichmäßige Trocknung auf bis zu 75 Prozent Trockenmasse.

Das System kann zusätzlich mit einer externen Wärmeerzeugung kombiniert werden, beispielsweise durch die Abwärme einer Biogasanlage, wodurch sich die benötigte Fläche stark reduzieren lässt.

Andreas Engl vom Ingenieurbüro PGA aus Landslüt regte an, dieses nachhaltige Konzept weiter zu untersuchen – auch im Hinblick auf eine interkommunale Zusammenarbeit. „Wie die Energieversorgung gehört auch die Wasser- und -entsorgung zur Daseinsvorsorge kommunaler Gebietskörperschaften. Sie sollte darum unter nachhaltigen Kriterien möglichst regional und regenerativ umgesetzt werden.“ Im Anschluss konnten sich alle Teilnehmer bei einem Mittagessen vor Ort noch austauschen und Kontakte knüpfen.

Ein Expertenteam bearbeitet das Energiekonzept der Planungsregion Südstoßoberbayern. Mit Hilfe von Datenanalysen, Potenzialmittlungen und exemplarischen Beispielprojekten sollen die Gemeinden und Landkreise auf ihrem Weg zu mehr Klimaschutz unterstützt werden. – red

Anlage XIX Fragebogen an die Klärwärter der Landkreise BGL und TS

Ing.-Büro PGA GmbH Opalstraße 32 84032 Altdorf bei Landshut



Energiekonzept Südostoberbayern

Fragebogen zur Realisierung einer interkommunalen solarthermisch-unterstützten Klärschlamm-trocknung

Name Kläranlage _____

Ort Kläranlage _____

Angeschlossene EWG _____

Art des Schlamm Wählen Sie ein Element aus.

Durchschnittlich täglich anfallende Menge des zu entwässernden Schlamm [m³/d] _____

Jährlich anfallende Menge des zu entwässernden Schlamm [m³/Jahr] _____

Bei starken Schwankungen der Schlammmenge bitte zusätzlich monatliche Werte angeben

	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
monatliche Schlammmenge m³												

Art der Entwässerung Wählen Sie ein Element aus.

Schlammkonditionierung _____

Erreichter TR durch Entwässerung [%] _____

Gewünschter TR nach Trocknung [%] _____

Vorhandene verwendbare freie Fläche auf Kläranlage [m²] _____

Vorhandene Abwärme:

Durchschnittliche Faulgasproduktion [m³/d] _____

Verwertung durch Wählen Sie ein Element aus.

Installierte Leistung [kW] _____

Bei BHKW, erzeugte Stromproduktion in [MWh/a] _____

Wärmemengenerzeugung [MWh/a] _____

Verbrauch Wärmeenergie [MWh/d] im Sommer _____ im Winter _____

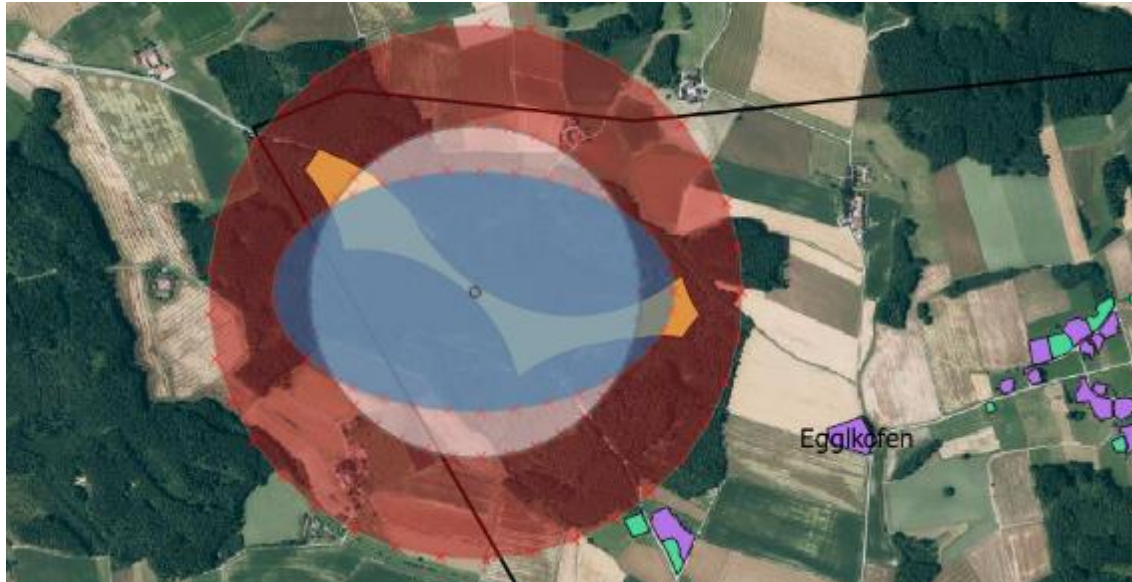
Klärschlamm-sorgungskonzept bereits vorhanden? _____

Zusätzliche Informationen

Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.

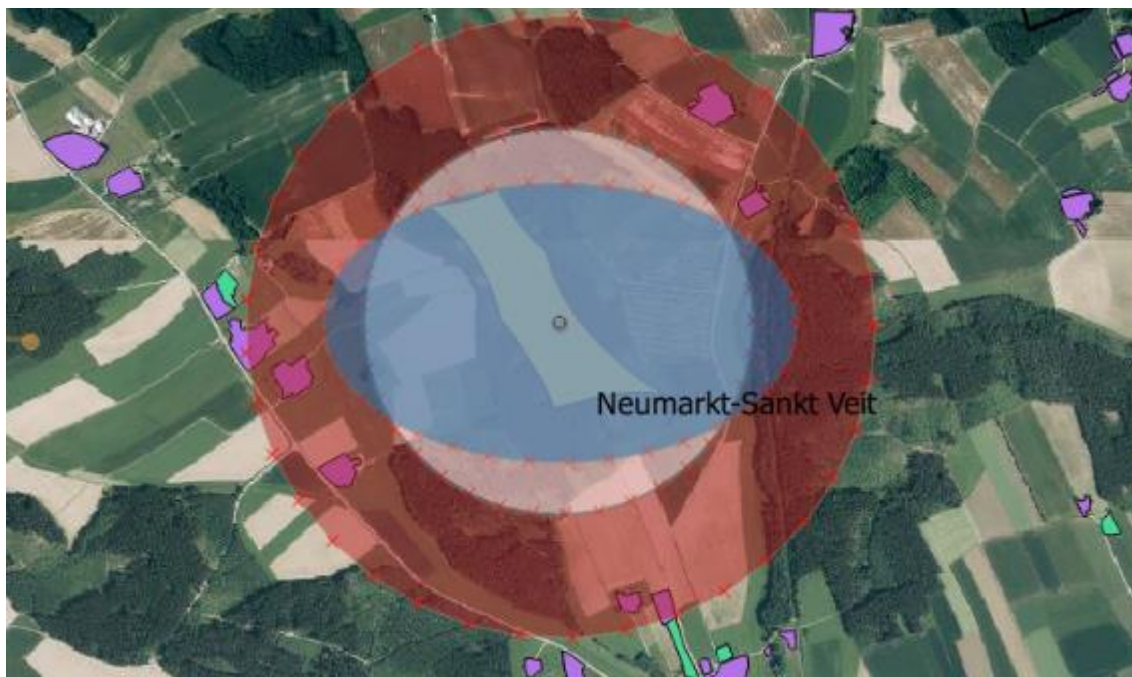
Name, Datum _____

Anlage XX Standortbewertung Windkraftanlagen



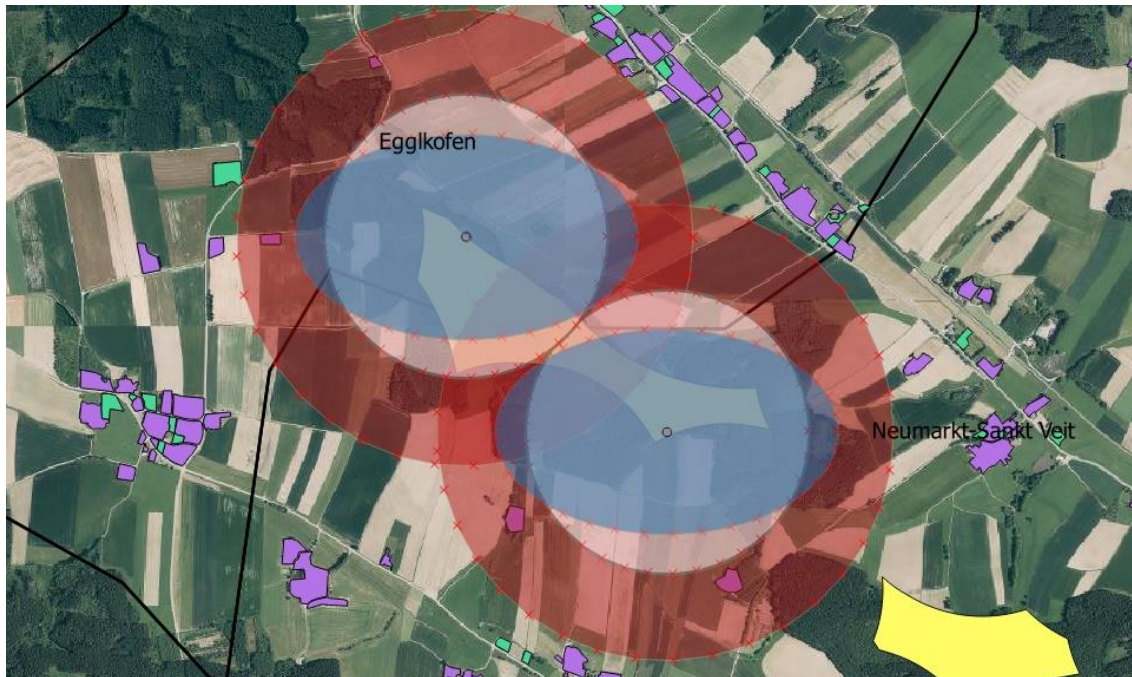
VRG1 Eggkofen

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



VRG2 Neumarkt St. Veit

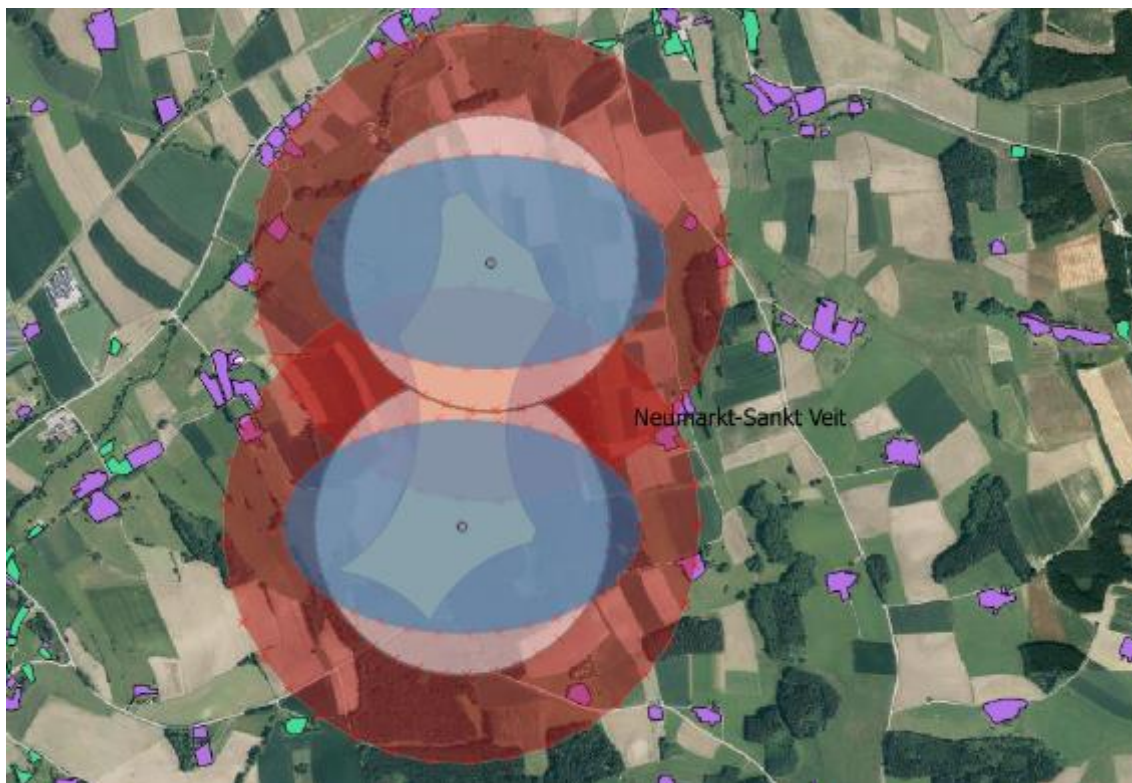
Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke 5,25 m/s



VRG3 Eggkofen/Neumarkt St. Veit

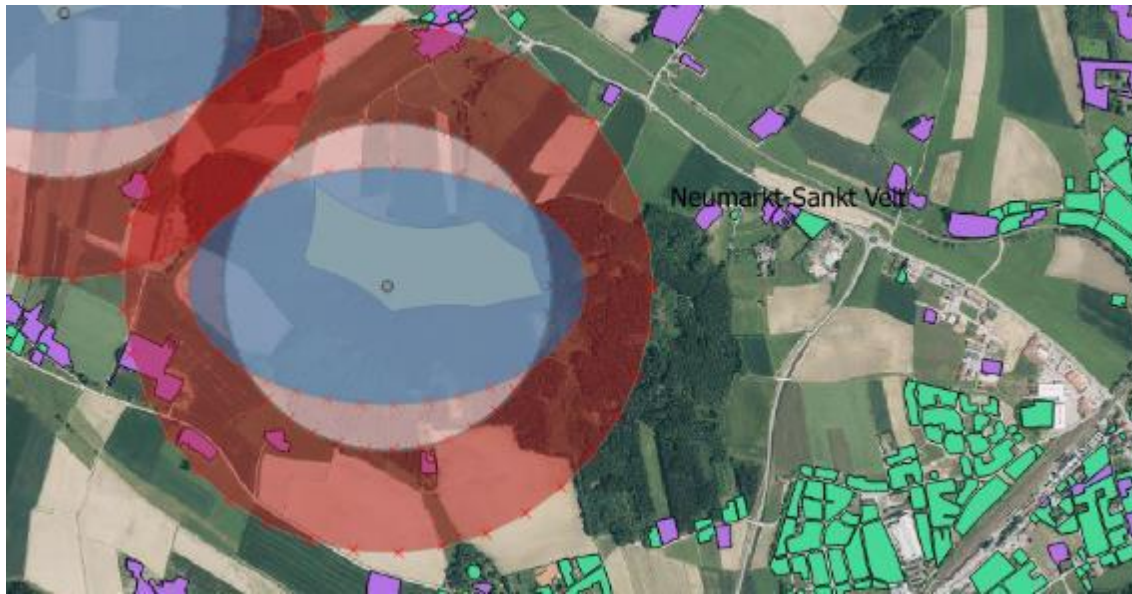
Eggkofen: Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke 5,0 m/s

Neumarkt St. Veit: Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



VRG4 Neumarkt St. Veit

Zwei Windkraftanlagen realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



VRG5 Neumarkt St. Veit

Eine Windkraftanlage realisierbar. Windstärke: 5,25 m/s



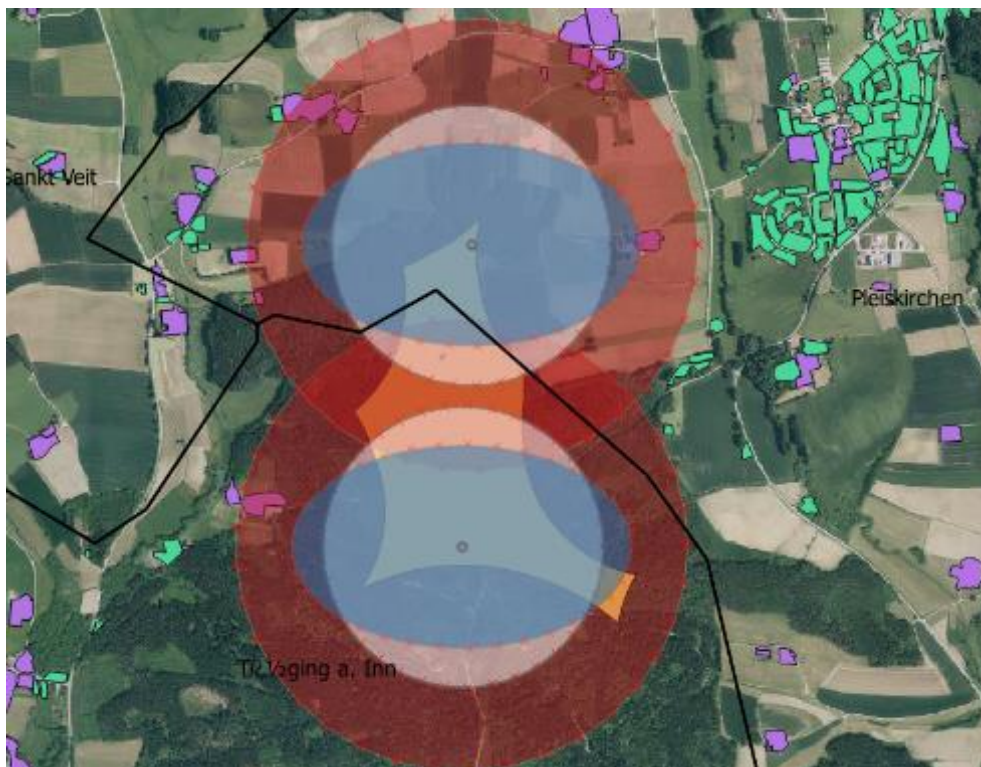
VRG6 Neumarkt St. Veit/ Schönberg

Neumarkt St. Veit: Zwei Windkraftanlagen realisierbar; Windstärke 5,25 m/s bzw. 5,0 m/s
Schönberg: Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



VRG7 Neumarkt St. Veit

Keine Windkraftanlage realisierbar.



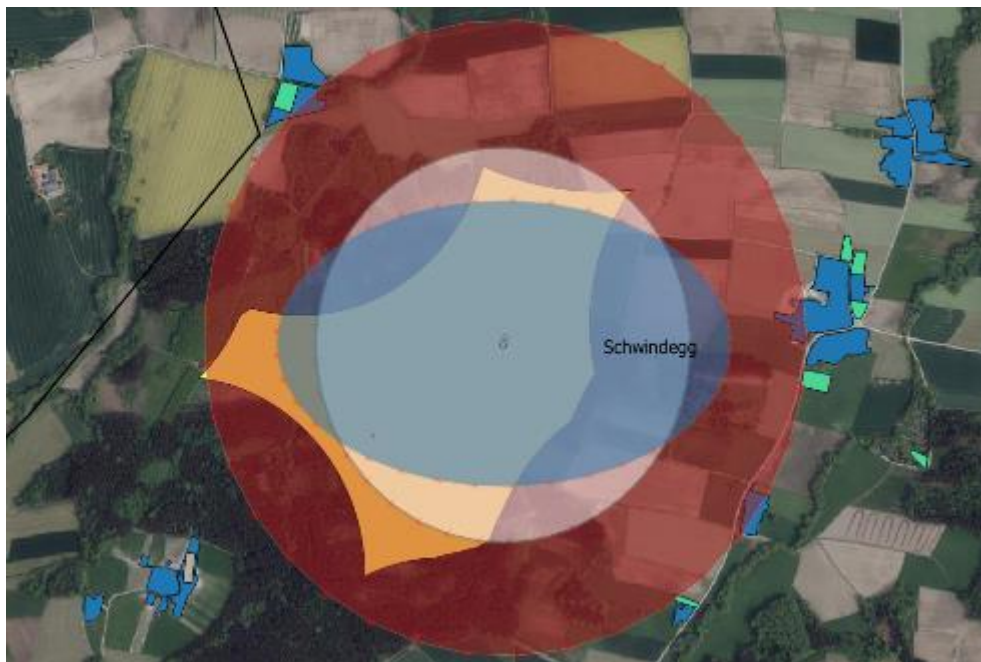
VRG8 Pleiskirchen/ Töging am Inn

Pleiskirchen: Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s
Töging am Inn: Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



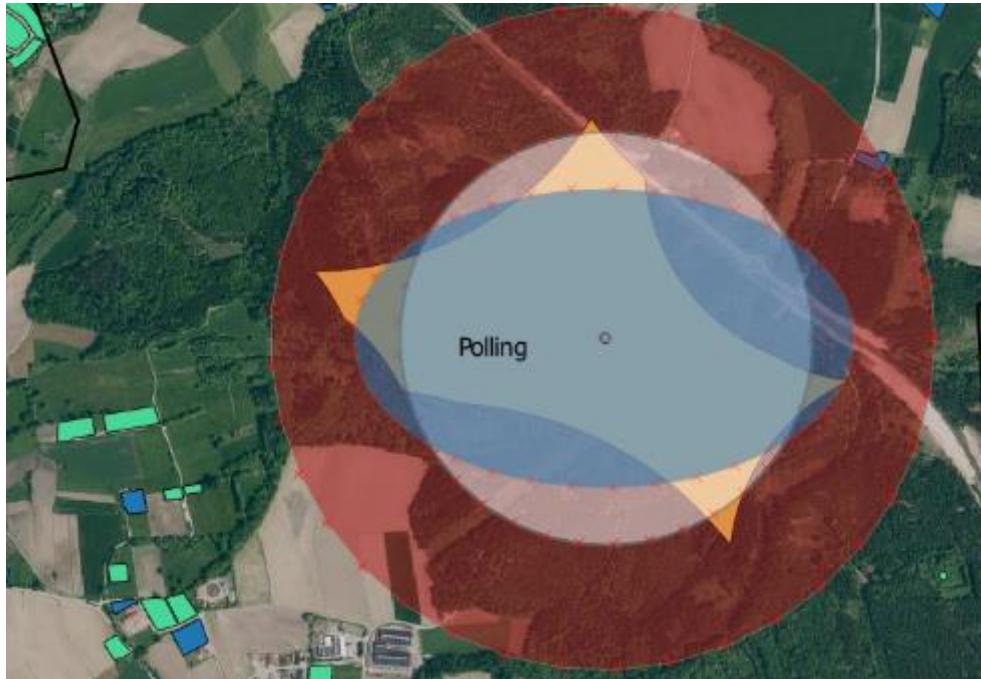
VRG9 Heldenstein

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



VRG12 Schwindegg

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



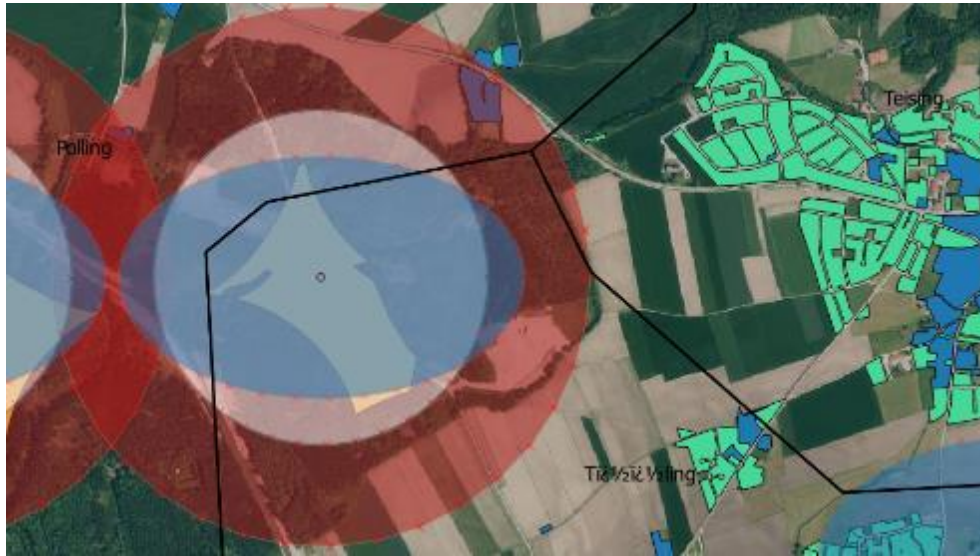
VRG13 Polling

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,0 m/s



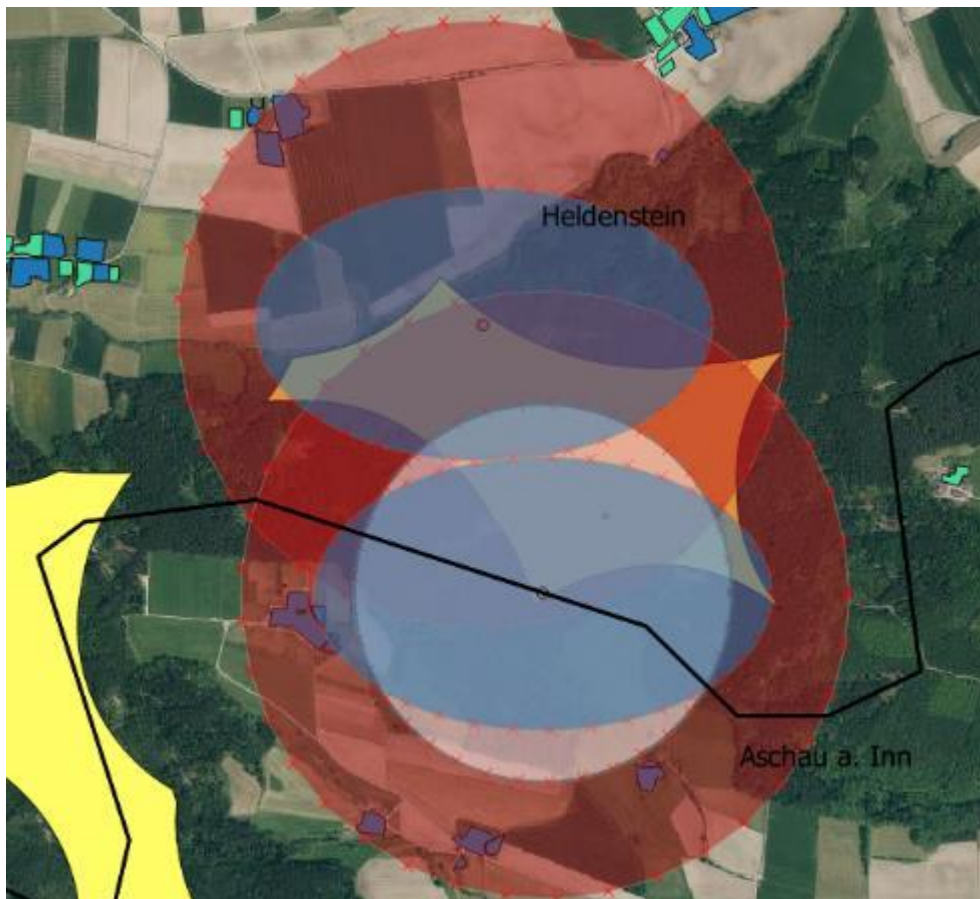
VRG14 Schwindegg

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



VRG15 Tüßling

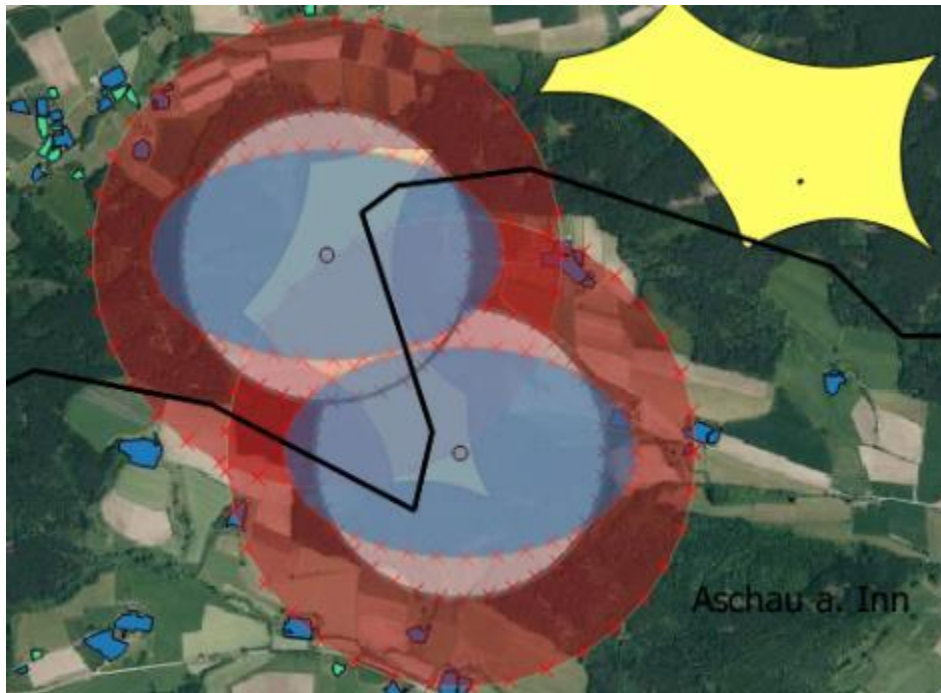
Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,0 m/s



VRG16 Heldenstein/ Aschau am Inn

Heldenstein: Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,0 m/s

Aschau am Inn: Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,5 m/s



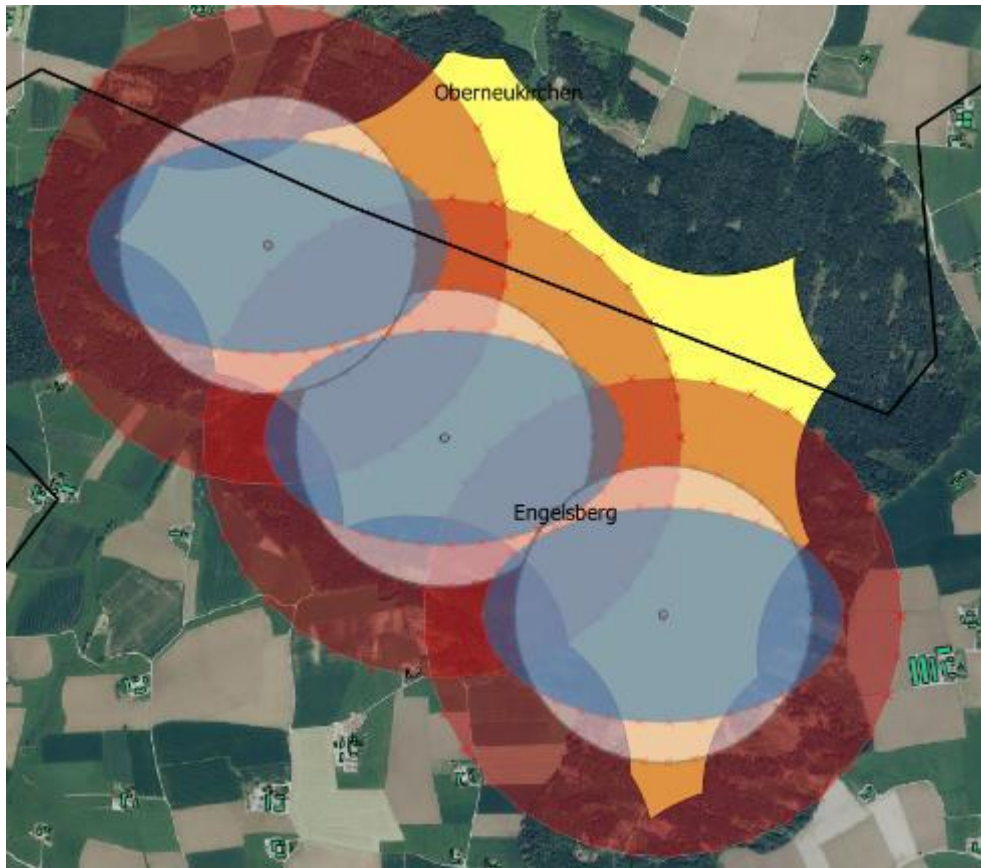
VRG17 Heldenstein /Aschau am Inn

Heldenstein: Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s
Aschau: Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,5 m/s



VRG18 Aschau am Inn

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,5 m/s



VRG19 Engelsberg

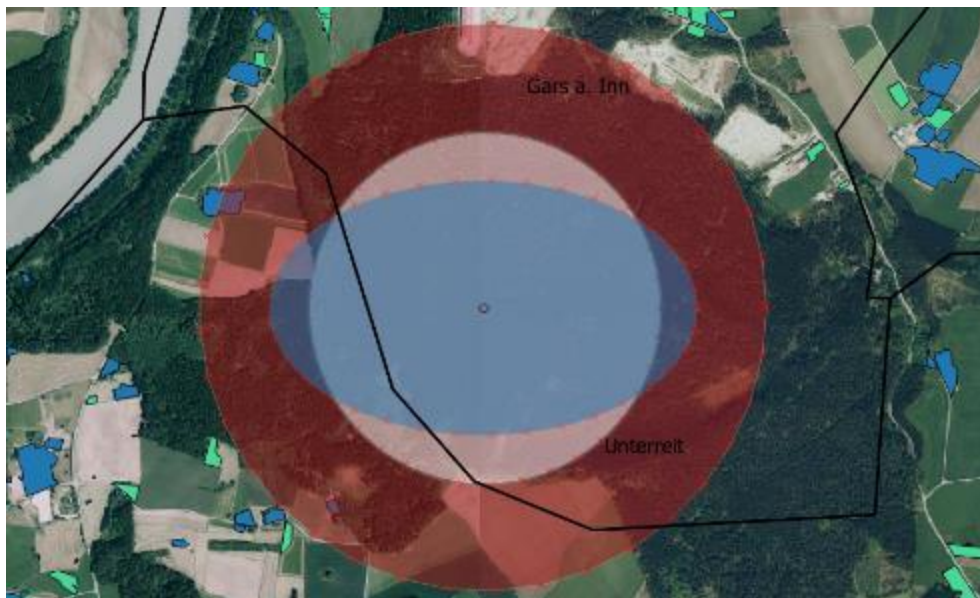
Norden: Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,0 m/s

Süden: Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



VRG20 Taufkirchen

Zwei Windkraftanlagen realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



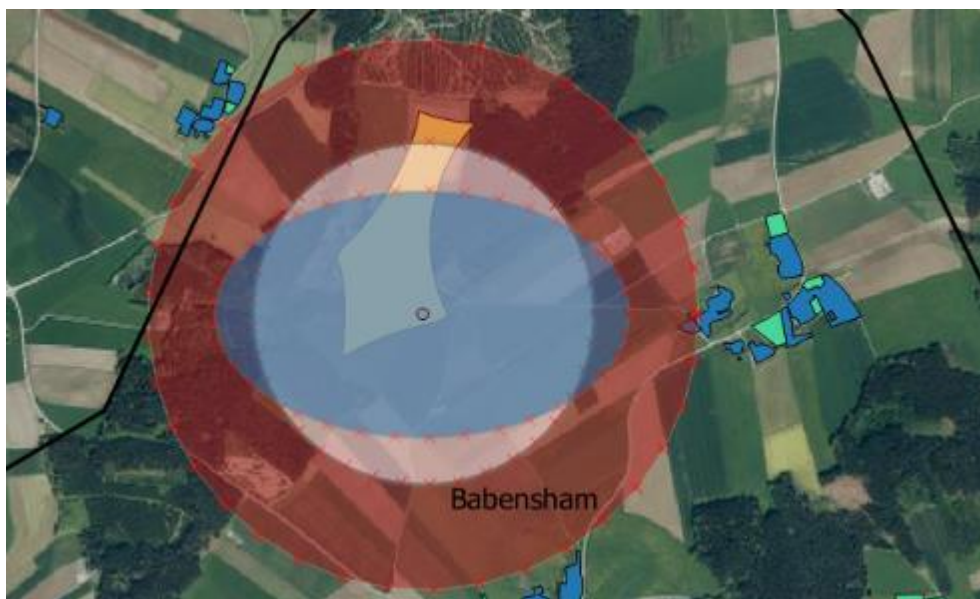
VRG21 Gars am Inn

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,0 m/s



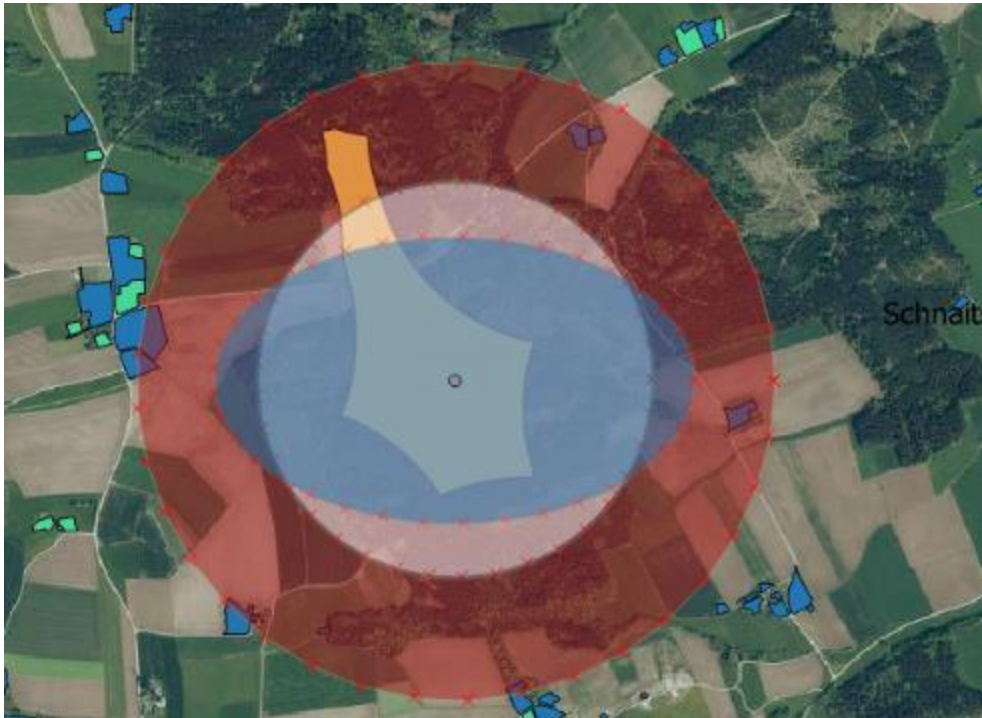
VRG 22 Taufkirchen

Keine Windkraftanlage realisierbar.



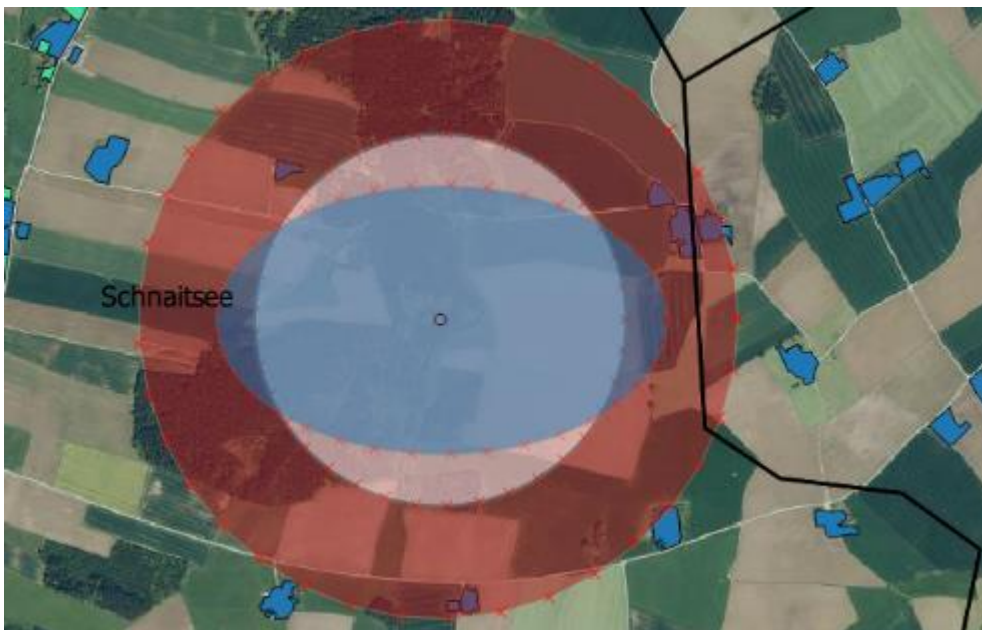
VRG23 Babensham

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,0 m/s



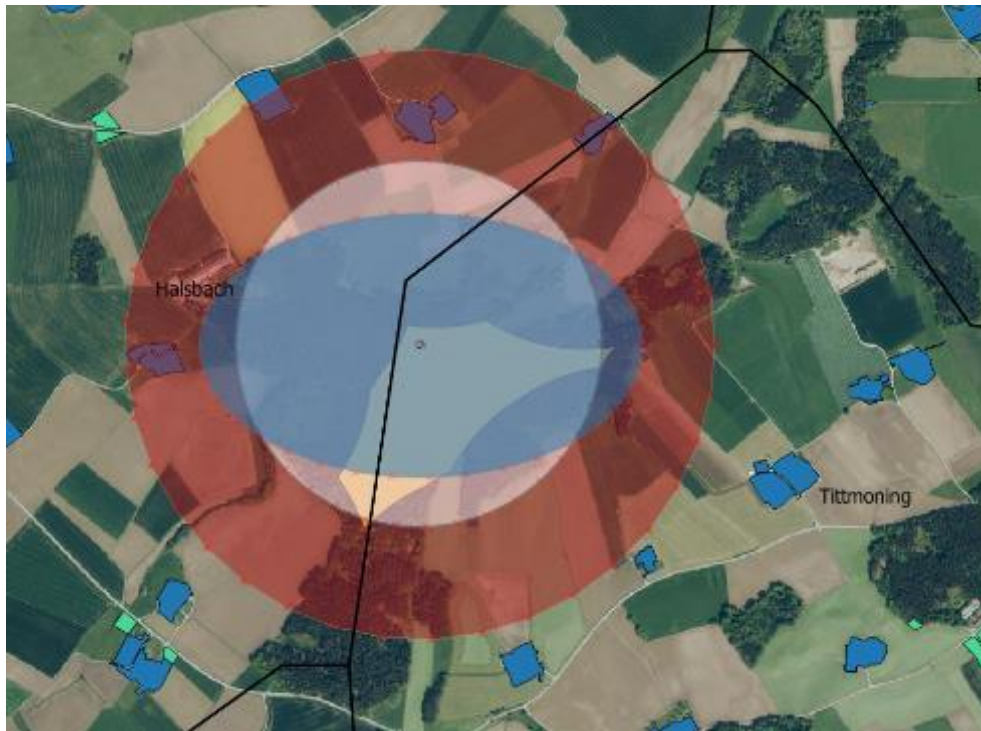
VRG24 Schnaitsee

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,5 m/s



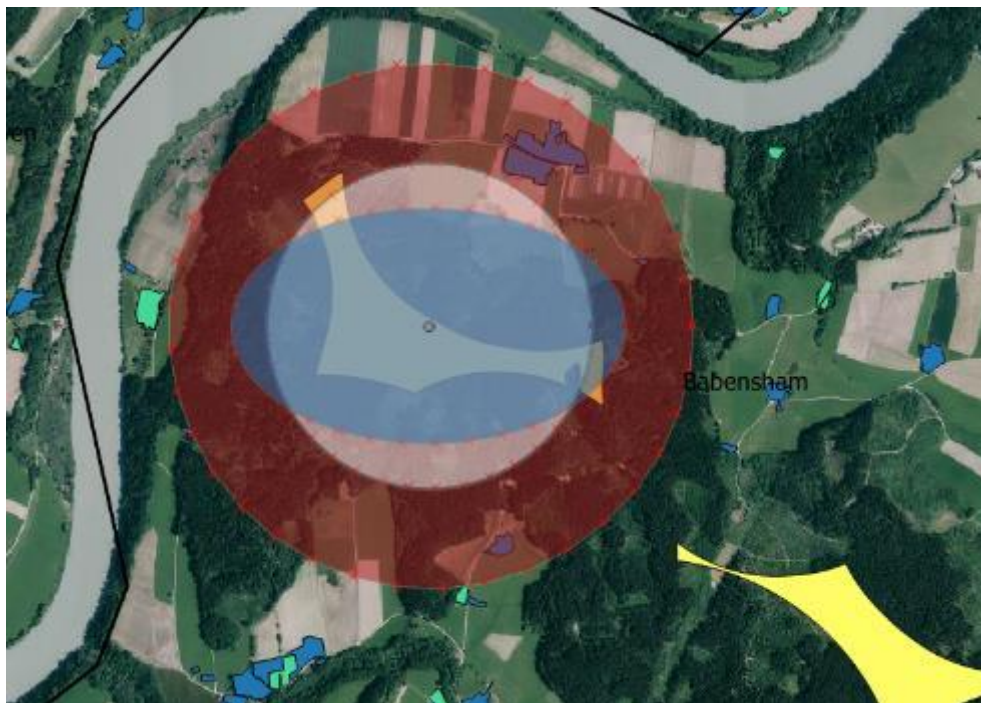
VRG25 Schnaitsee

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



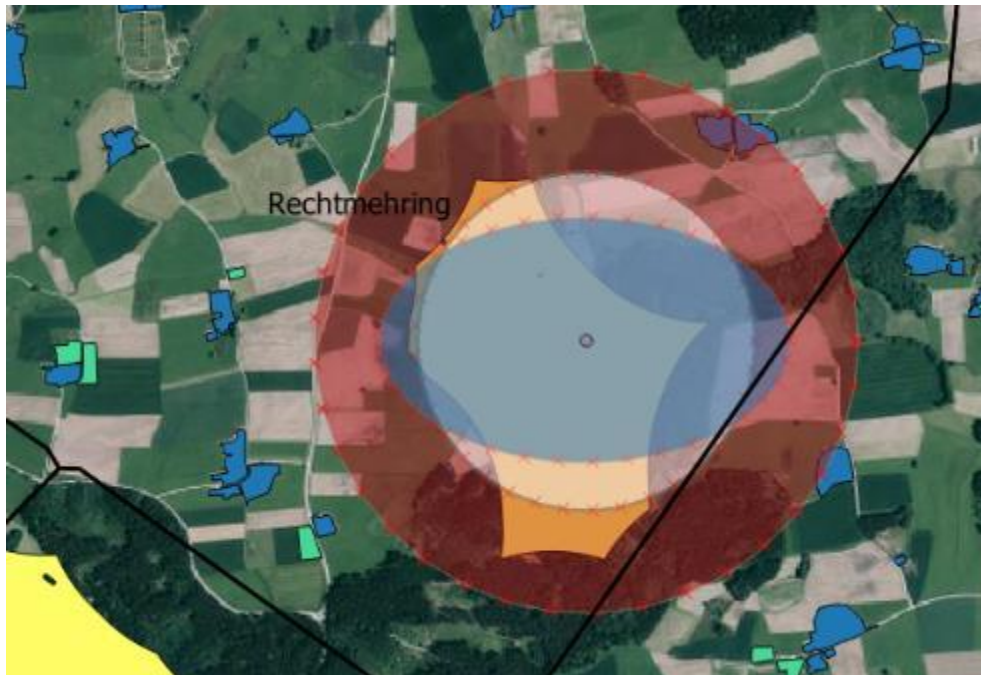
VRG26 Tittmoning

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



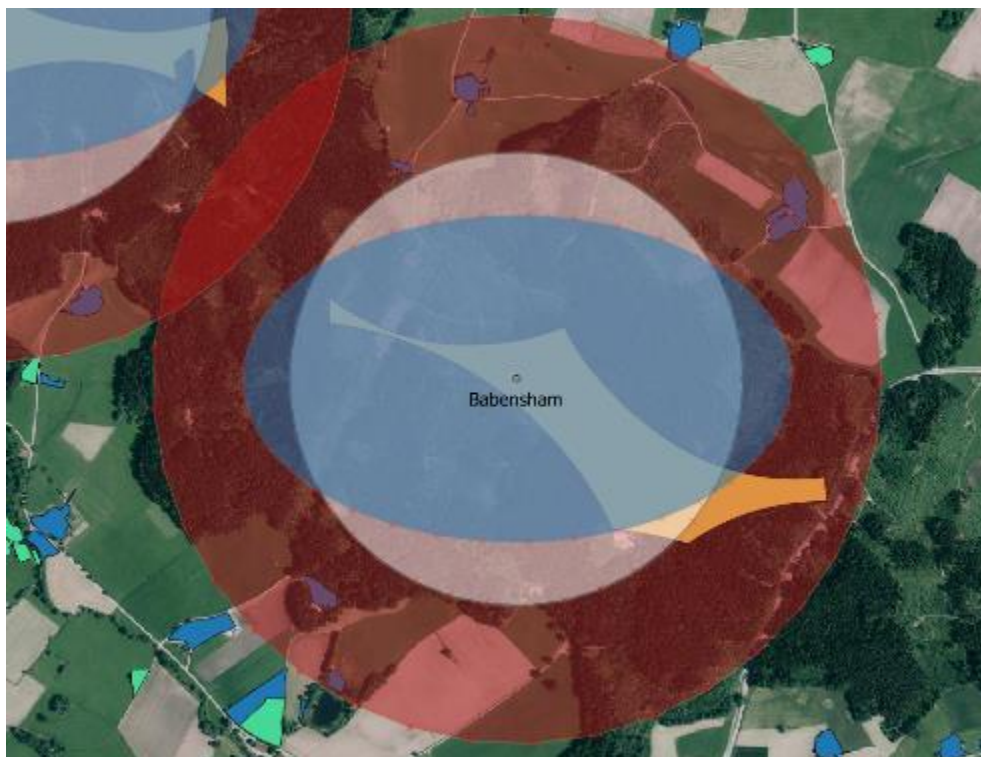
VRG27 Babensham

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,0 m/s



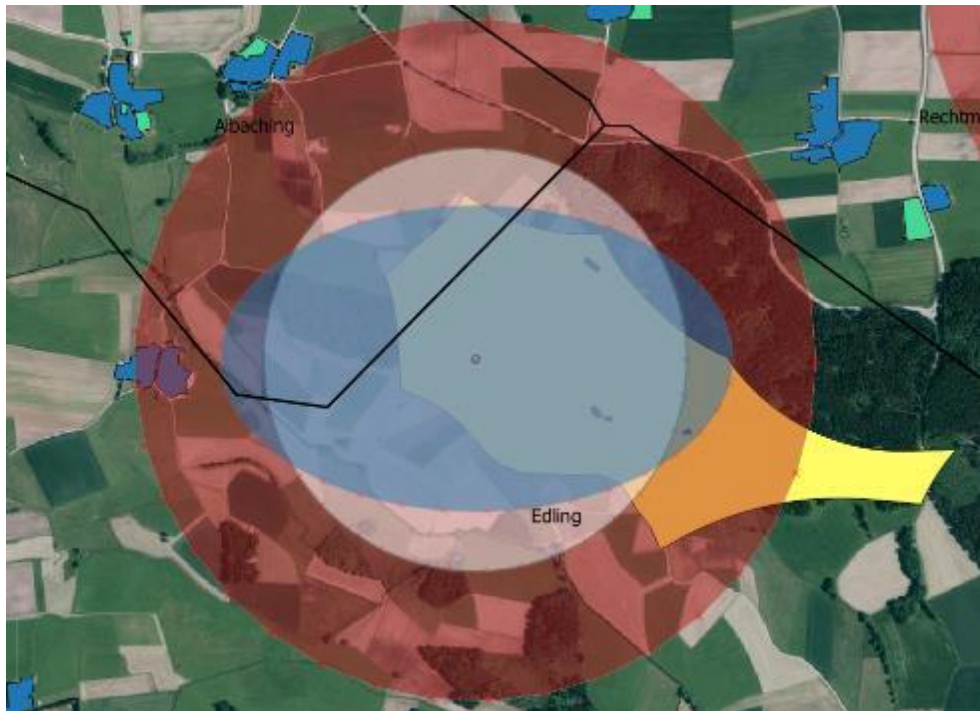
VRG28 Rechtmehring

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



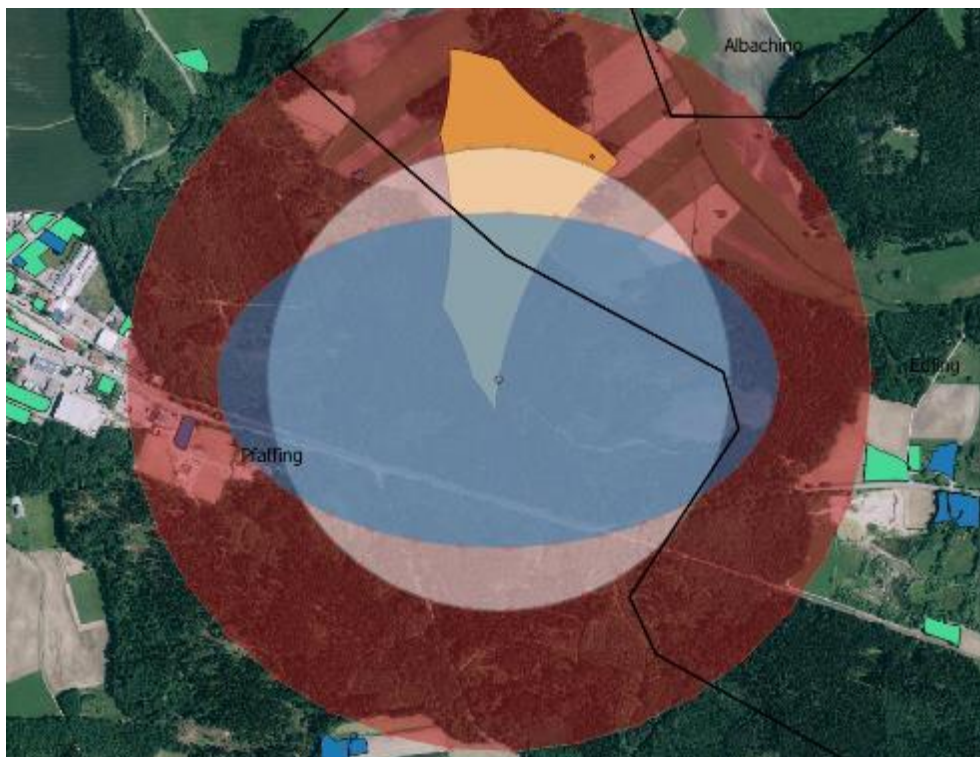
VRG29 Babensham

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



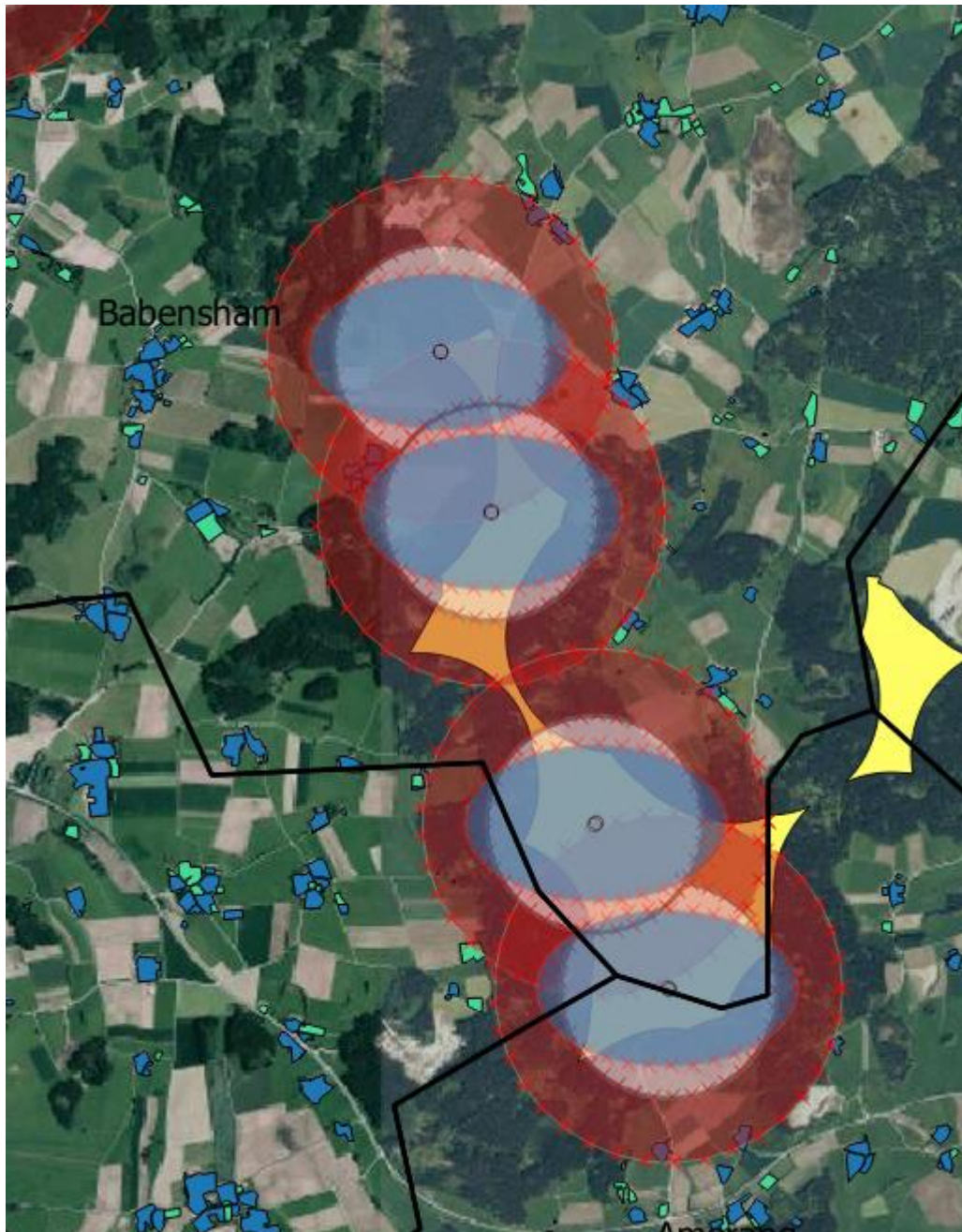
VRG31 Edling

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



VRG32 Pfaffing

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



VRG33/VBG33 Babensham

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



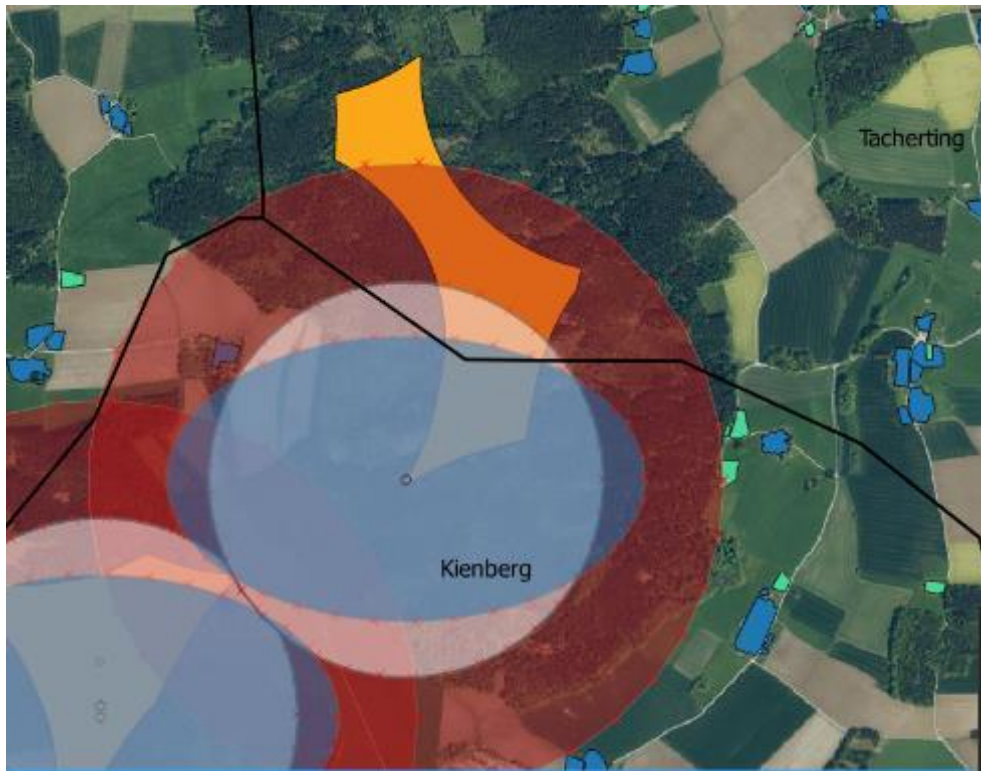
VRG34 Tittmoning

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



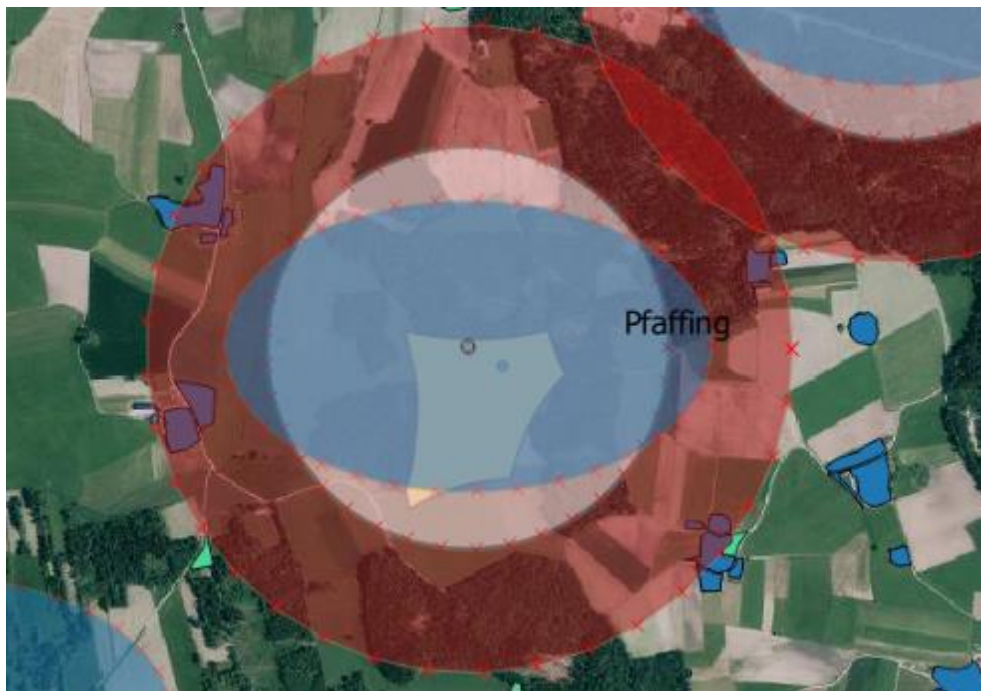
VRG35 Kirchweidach

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



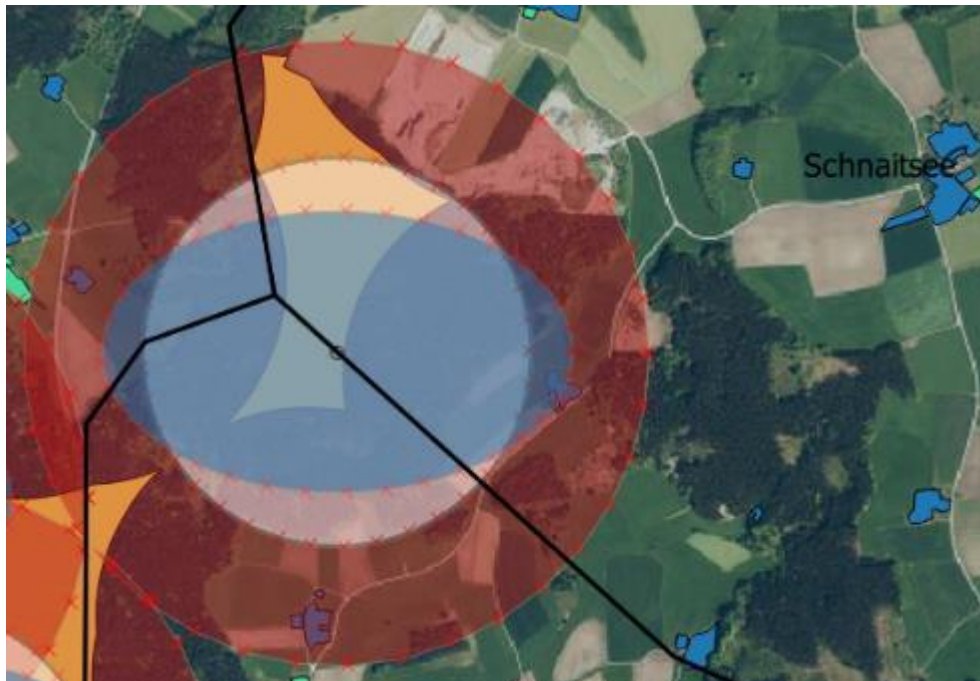
VBG36 Kienberg

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,5 m/s



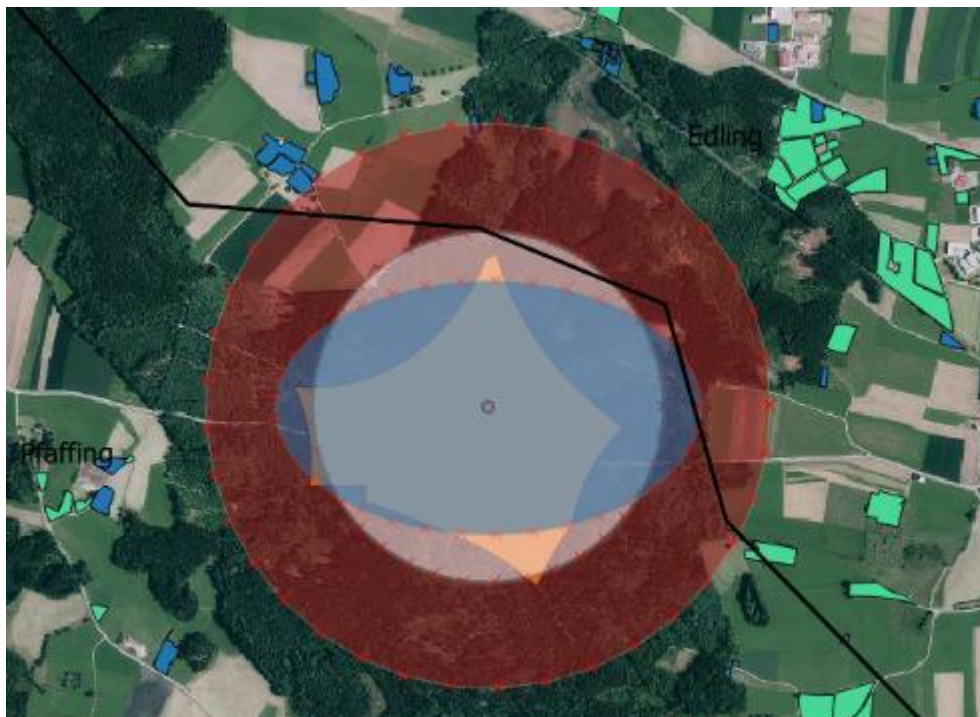
VRG37 Pfaffing

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



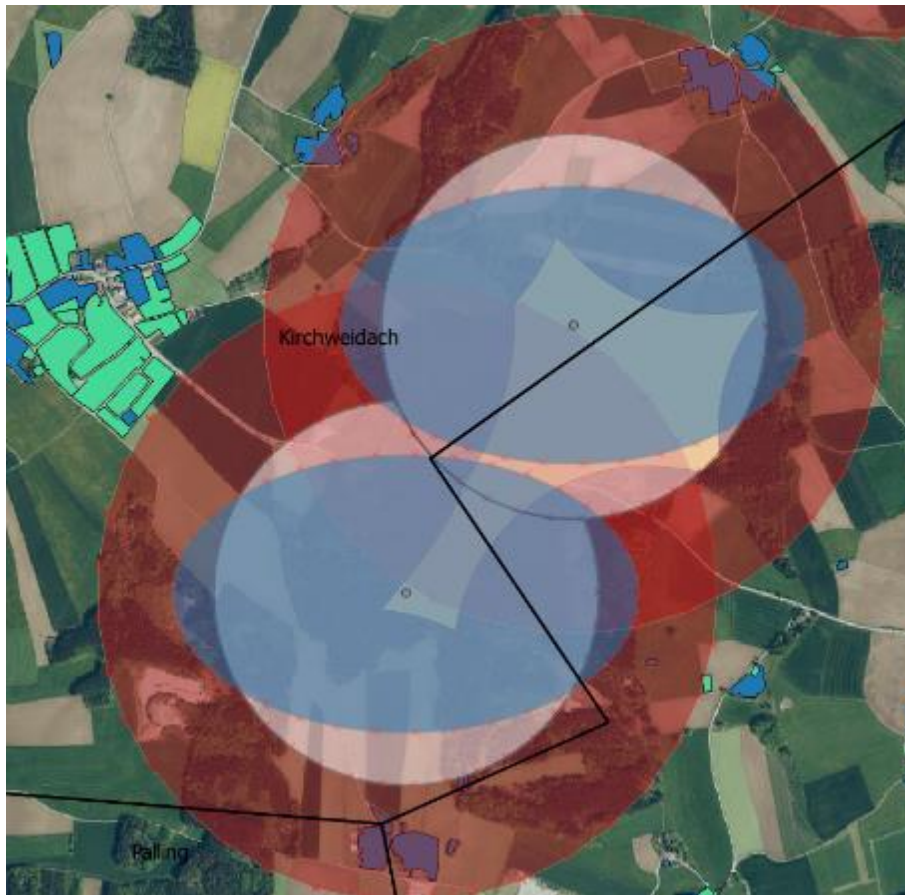
VRG38 Schnaitsee

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



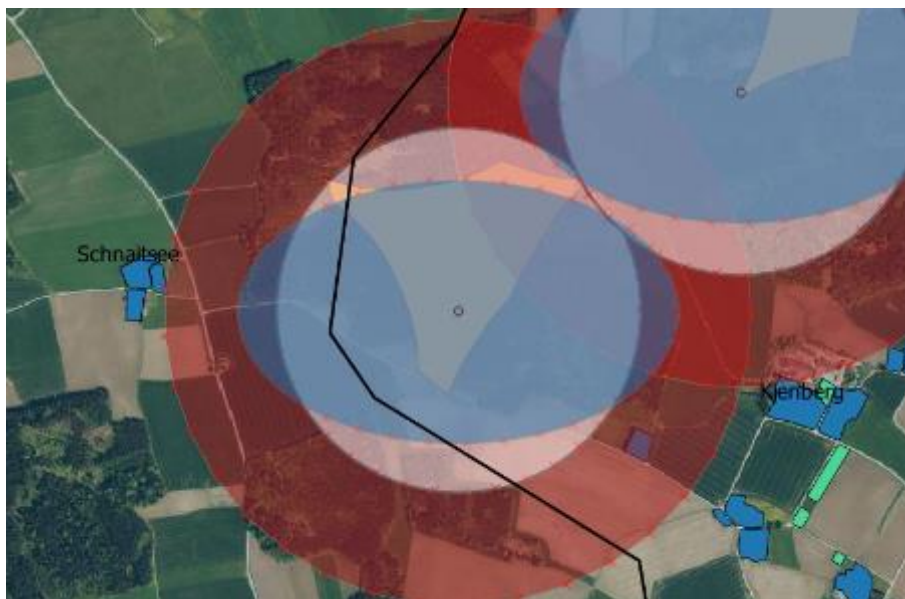
VBG39: Pfaffing

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



VRG40 Kirchweidach

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,0 m/s



VBG41 Kienberg

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



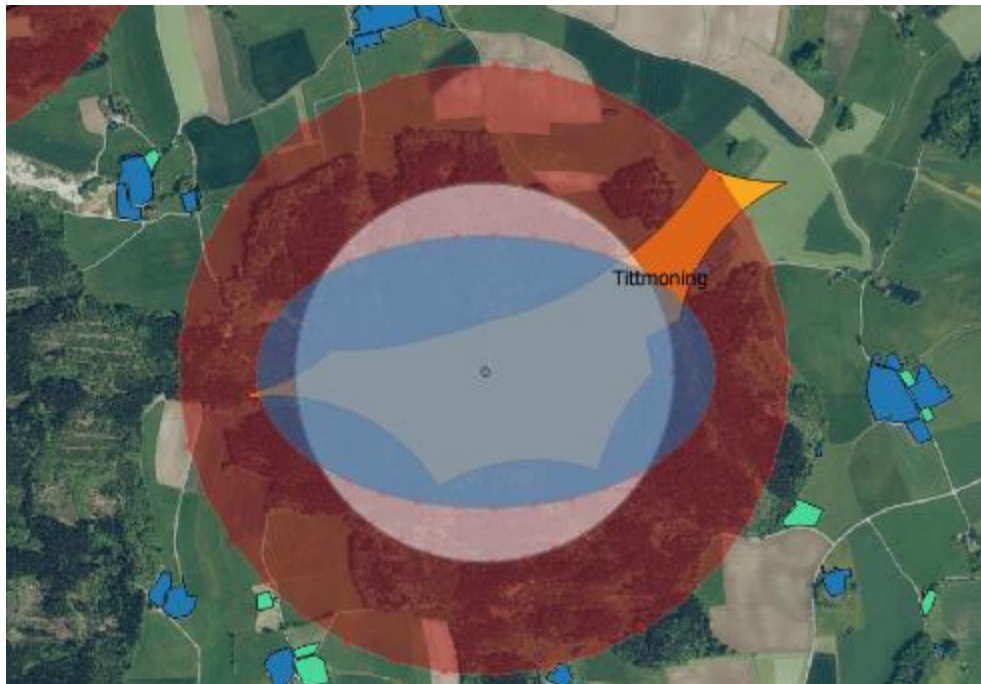
VRG42 Pfaffing

Keine Windkraftanlage realisierbar.



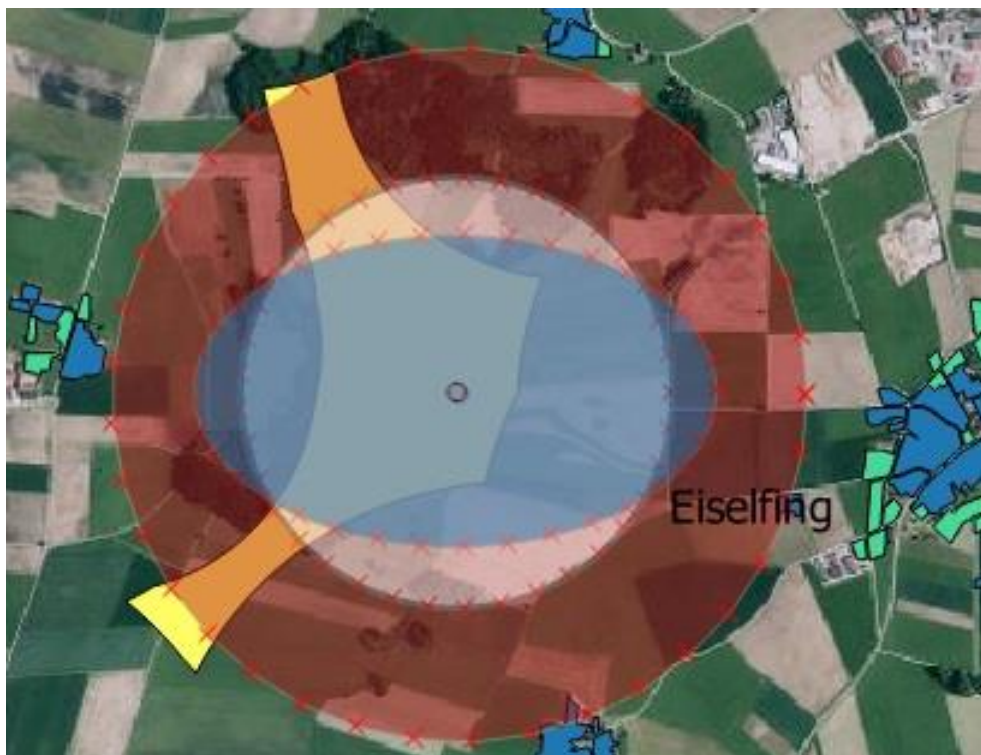
VRG43 Pfaffing

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



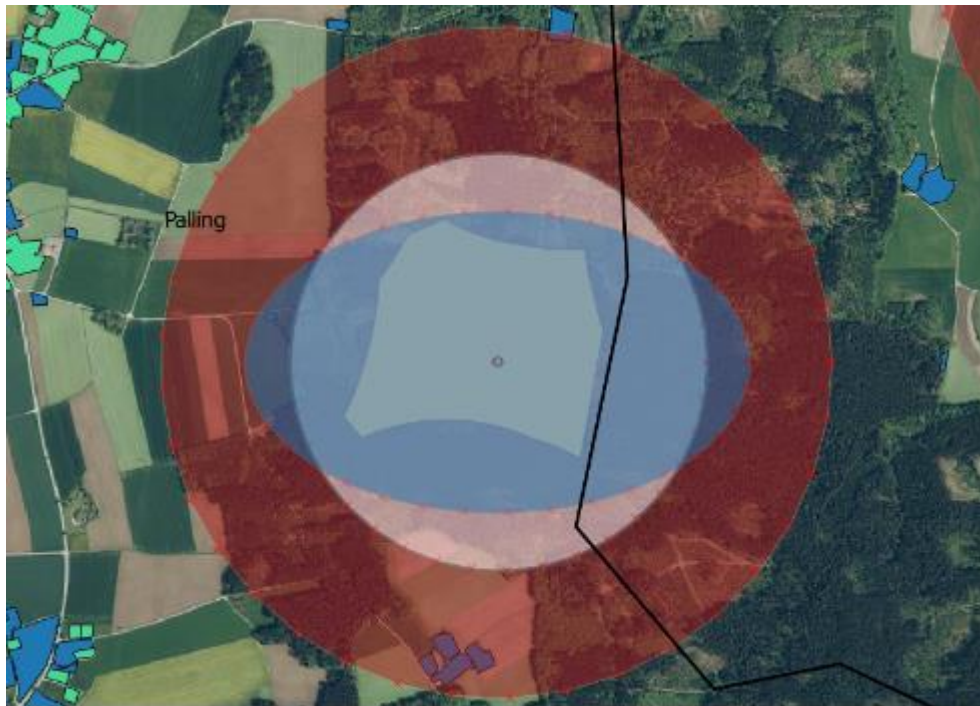
VBG45 Tittmoning

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,0 m/s



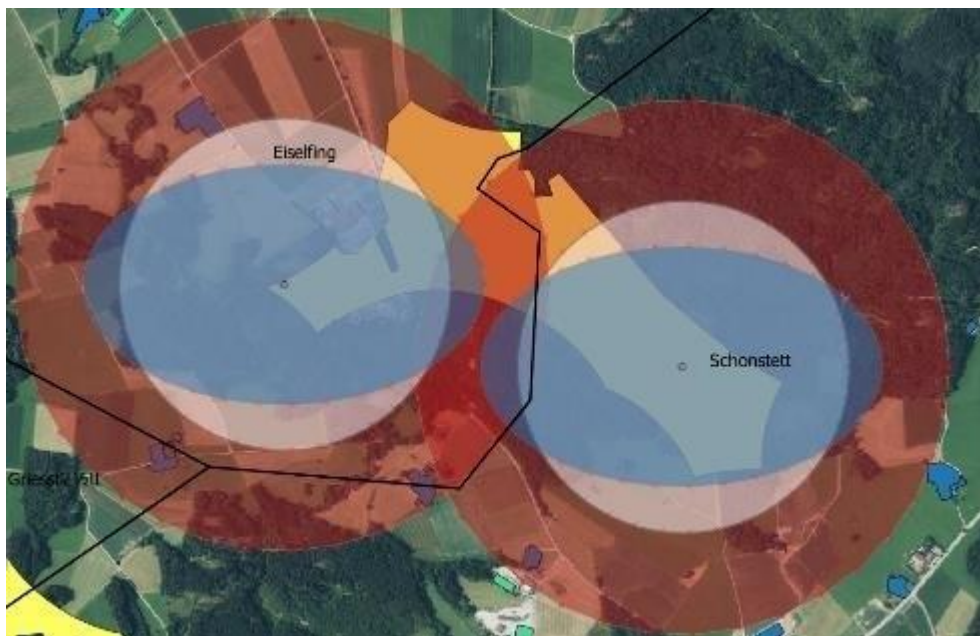
VRG46 Eiselfing

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



VRG47 Palling

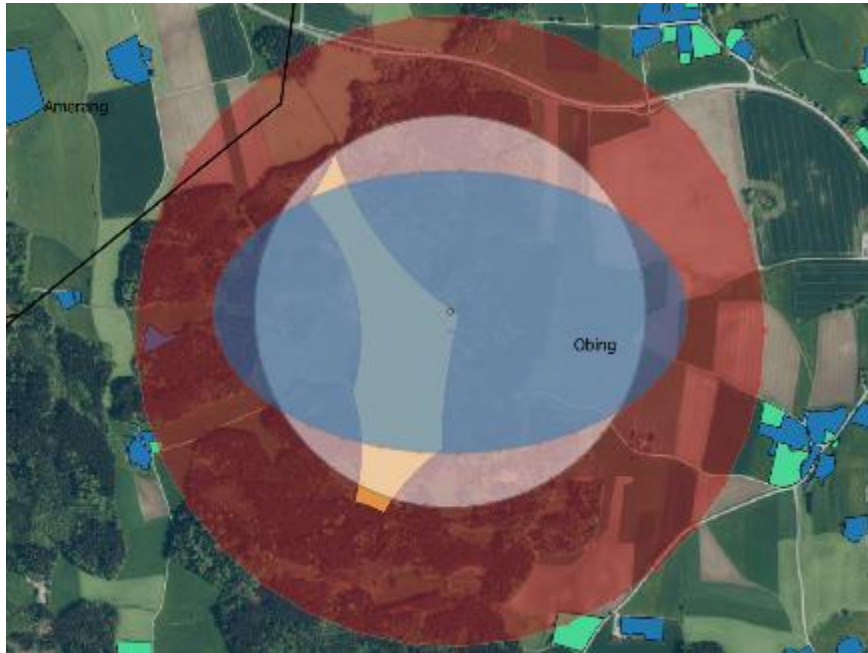
Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,0 m/s



VRG48 Eiselfing/Schonstett

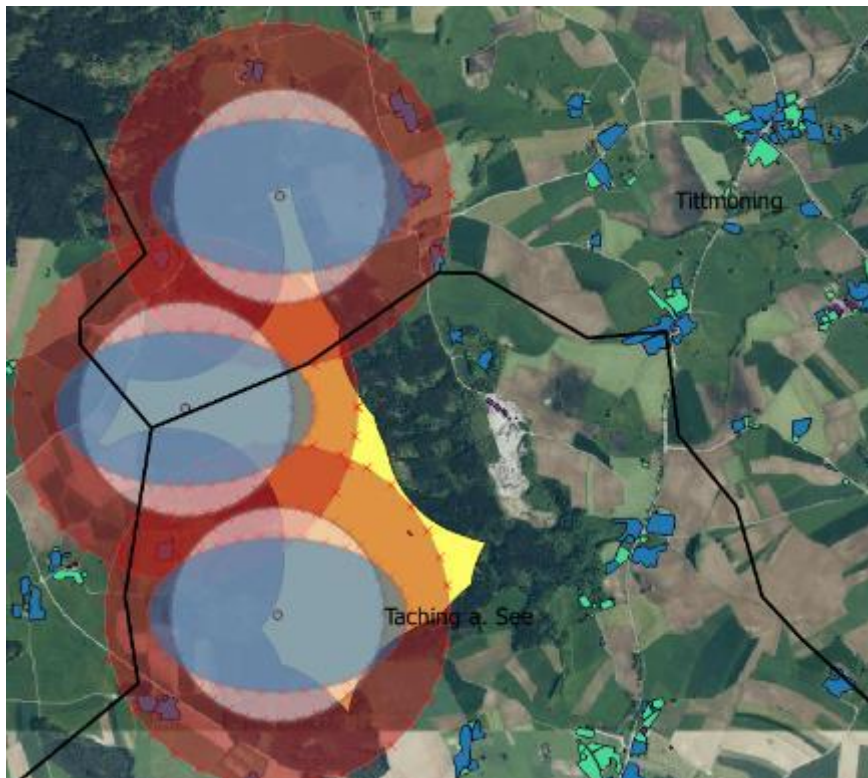
Eiselfing: Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s;

Schonstett: Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



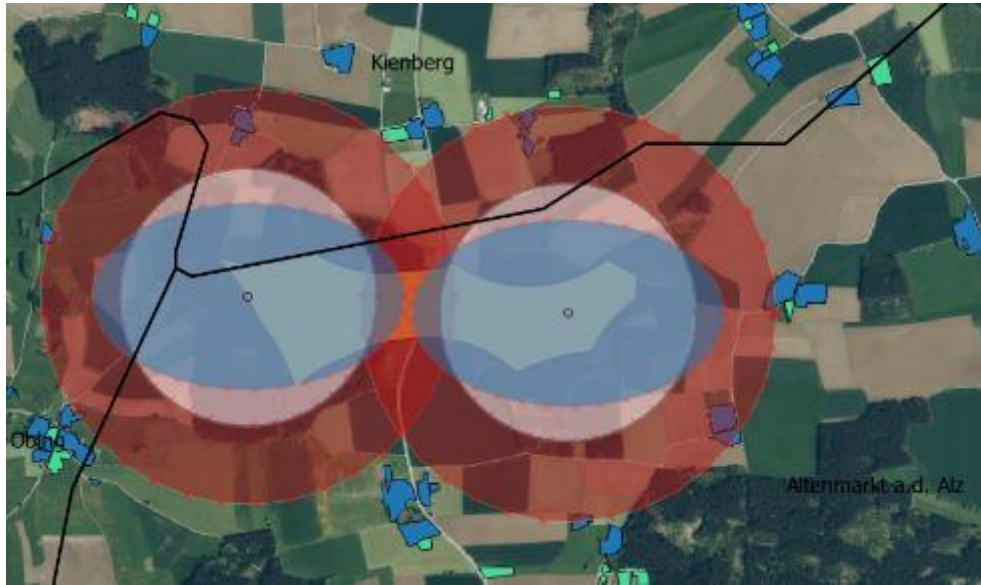
VRG49 Obing

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,50 m/s



VRG50 Tittmoning /Taching am See

Tittmoning: Zwei Windkraftanlagen realisierbar; Windstärke: 5,0 m/s und 5,25
Taching am See: Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



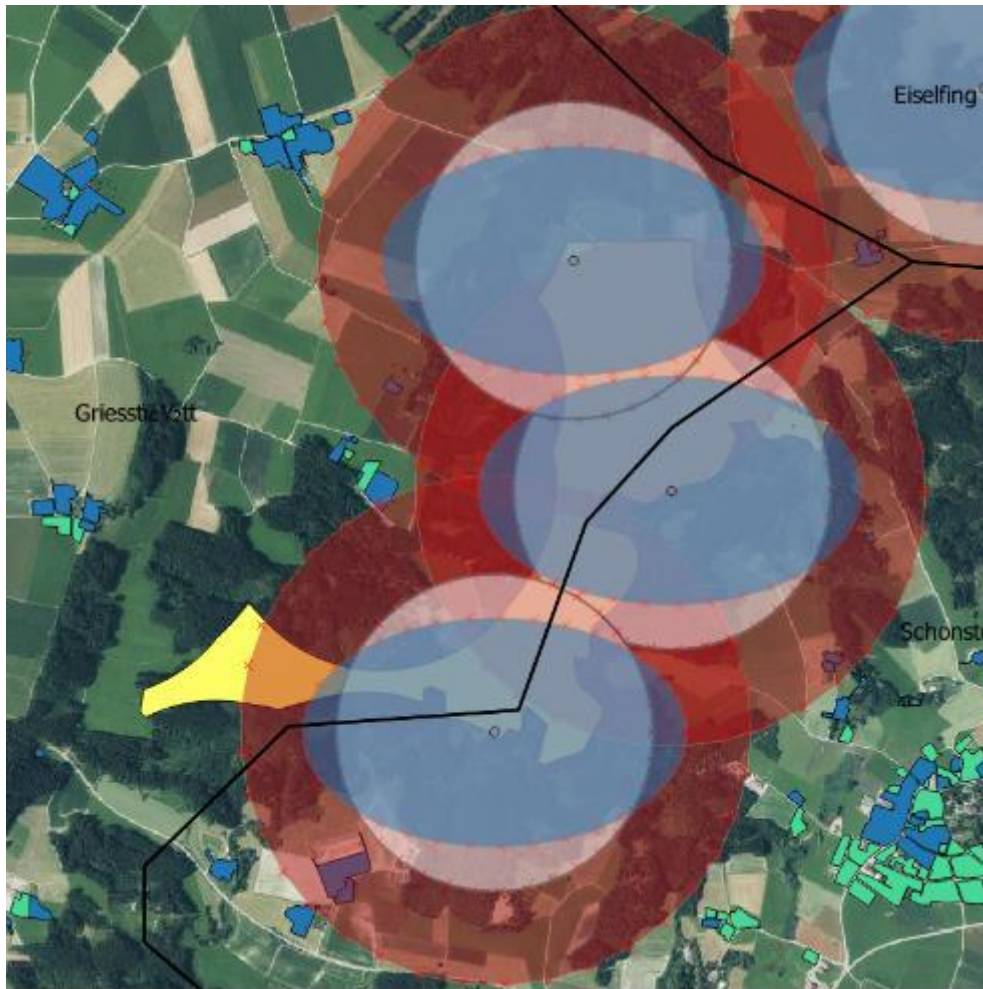
VRG51 Altenmarkt an der Alz

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,5 m/s



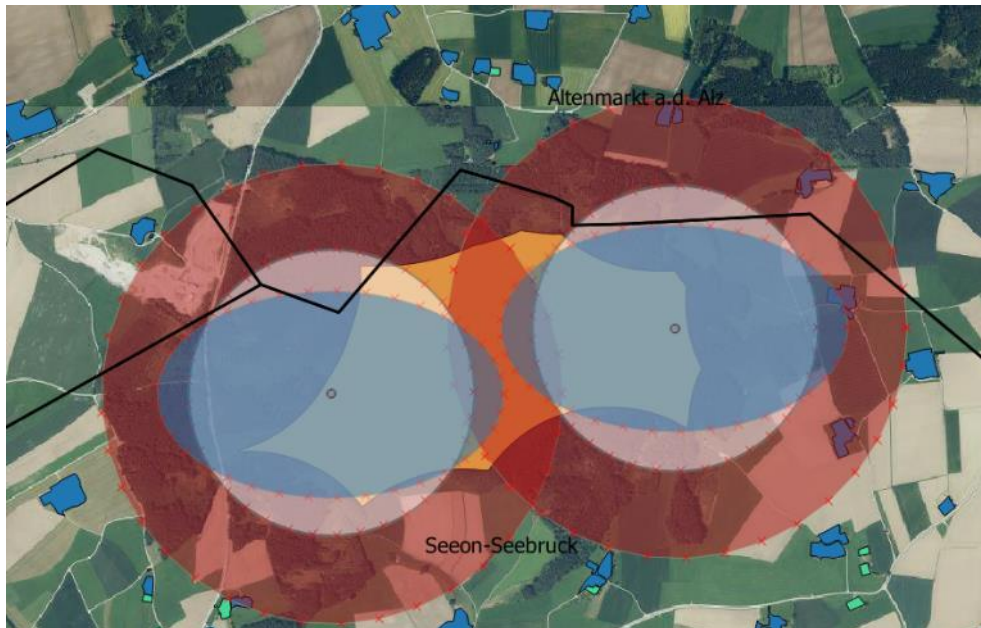
VRG52 Palling

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,0 m/s



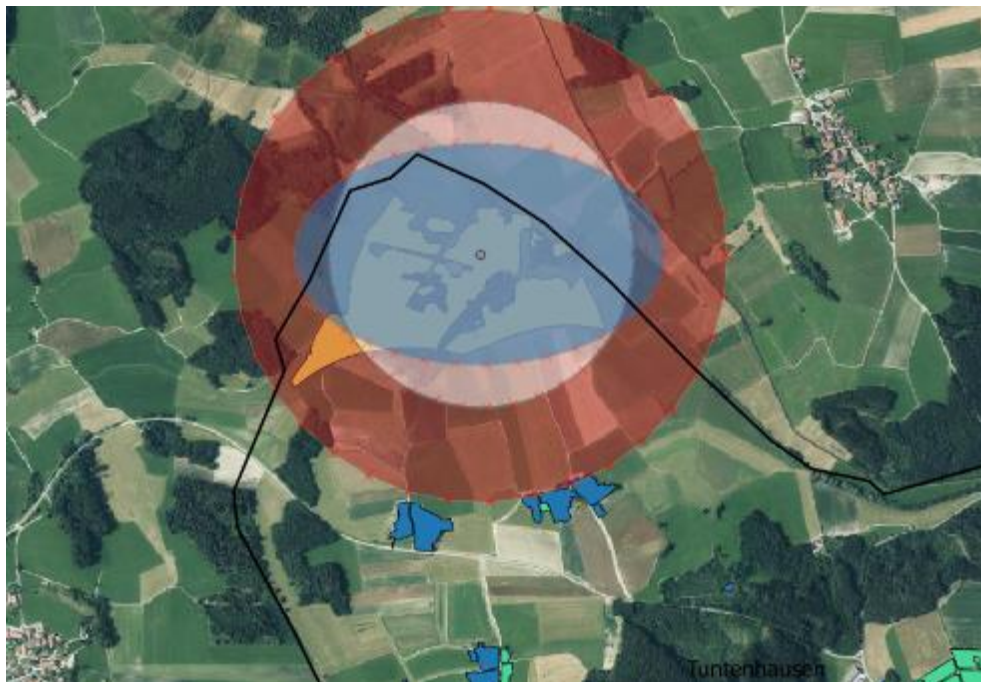
VRG53 Griesstätt/ Schonstett

Zwei Windkraftanlagen realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



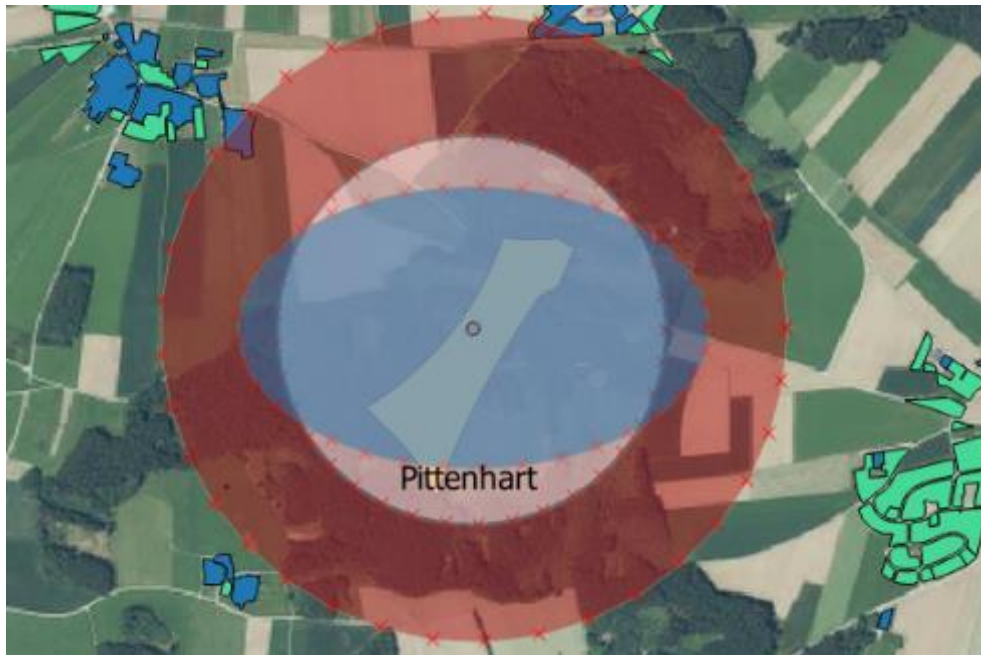
VRG54 Seon-Seebruck

Osten: Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s
Westen: Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,50 m/s



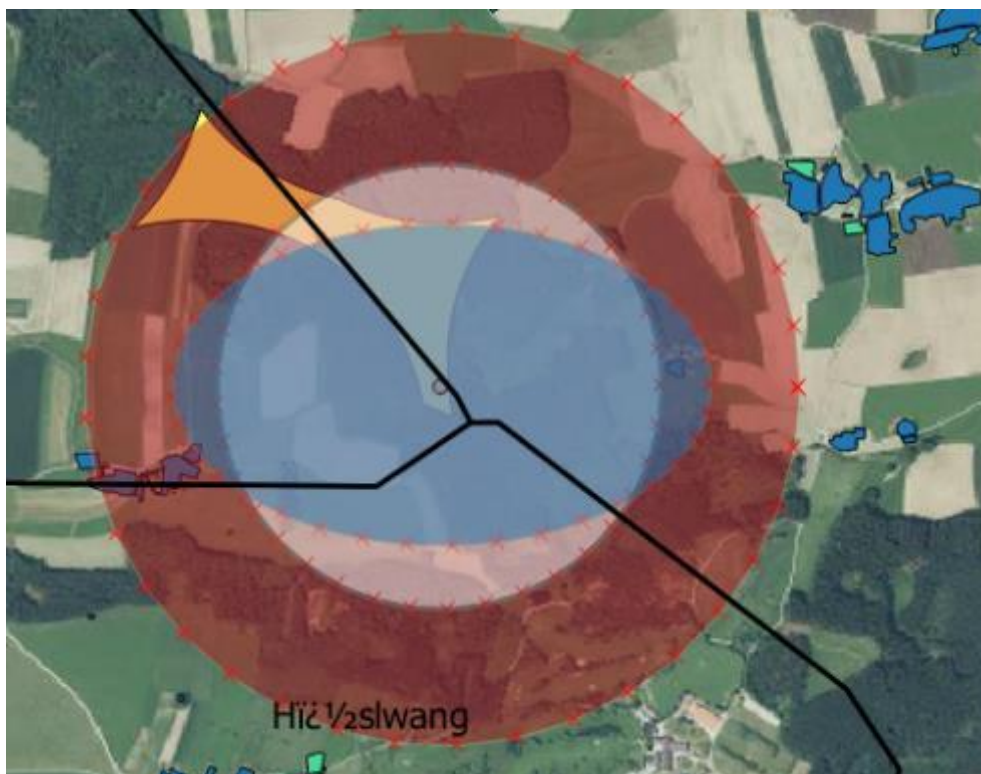
VRG55 Tuntenhausen

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



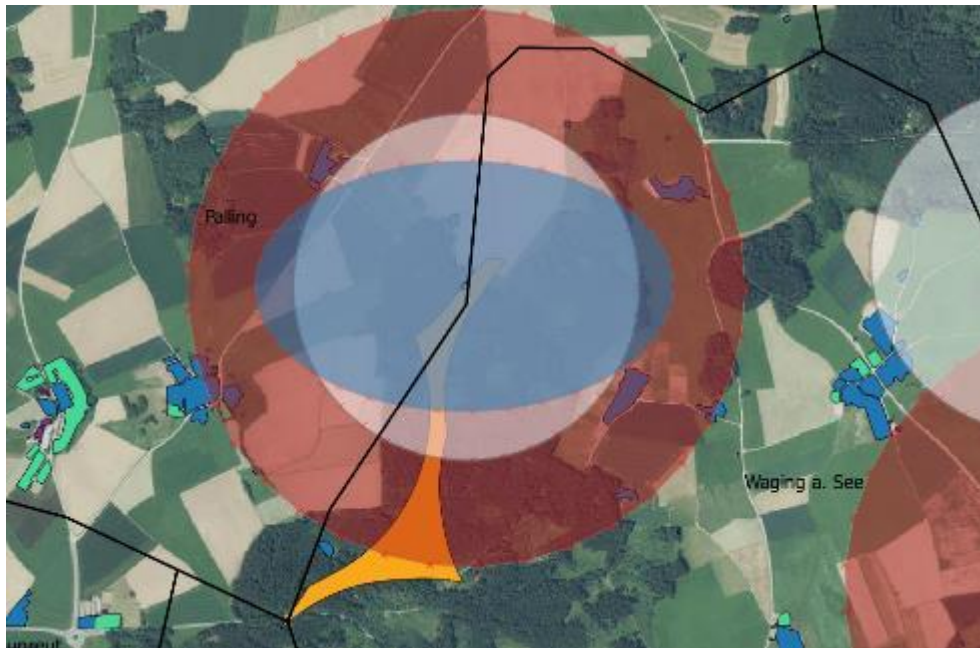
VRG56 Pittenhart

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,50 m/s



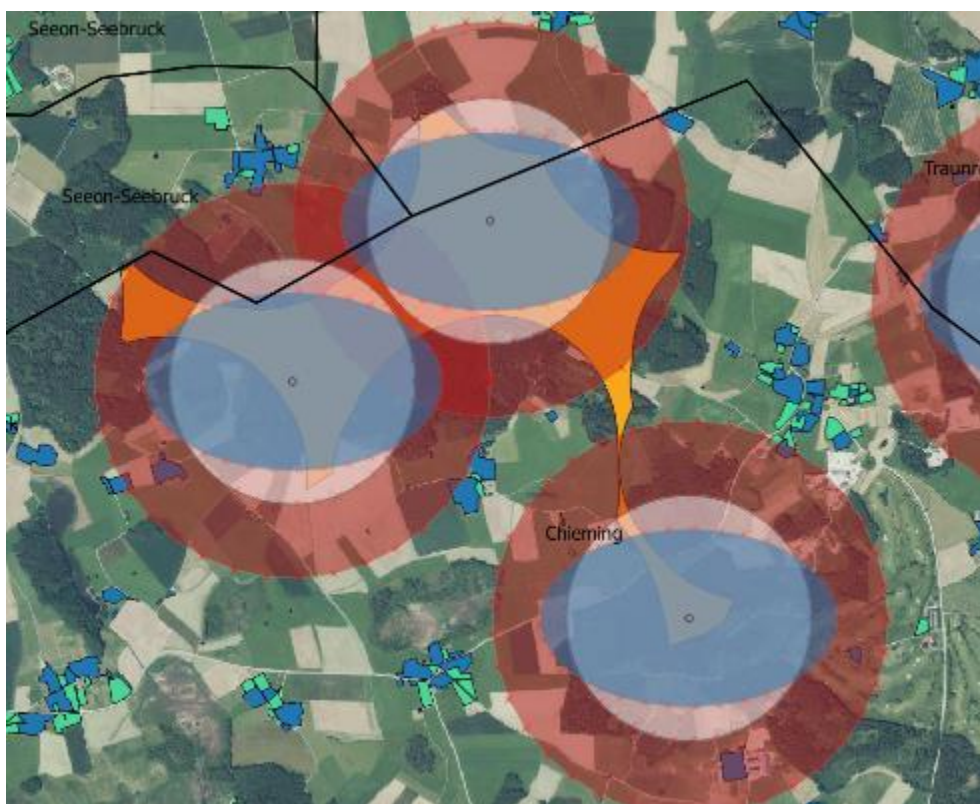
VRG57 Amerang

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,75 m/s



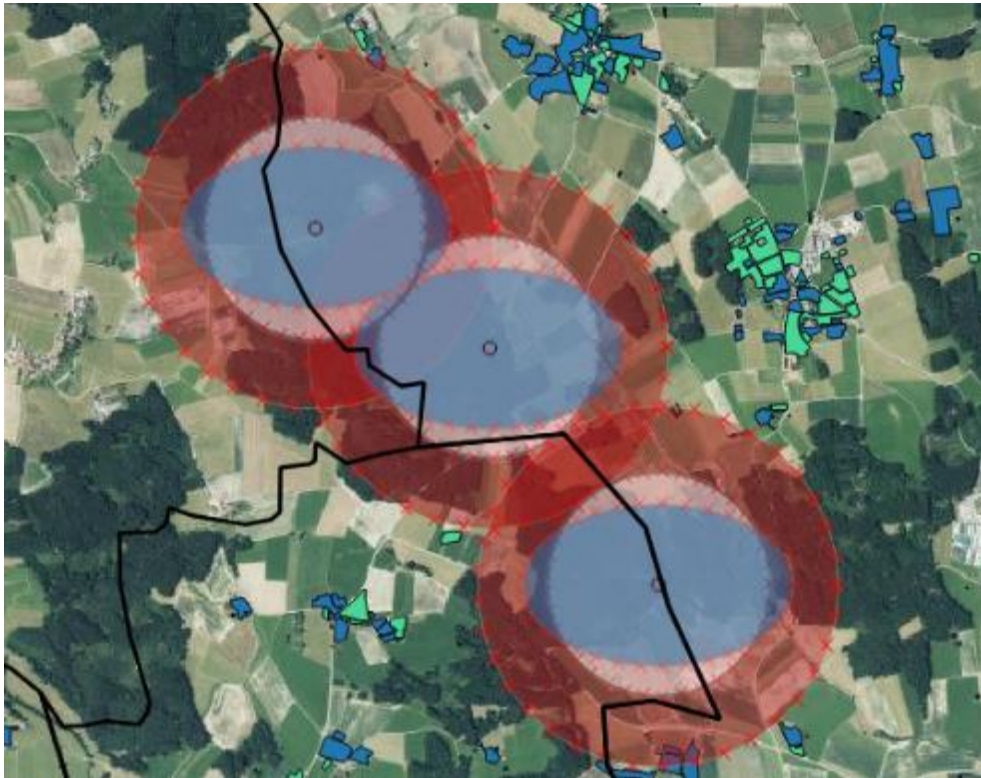
VBG58 Palling

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,0 m/s



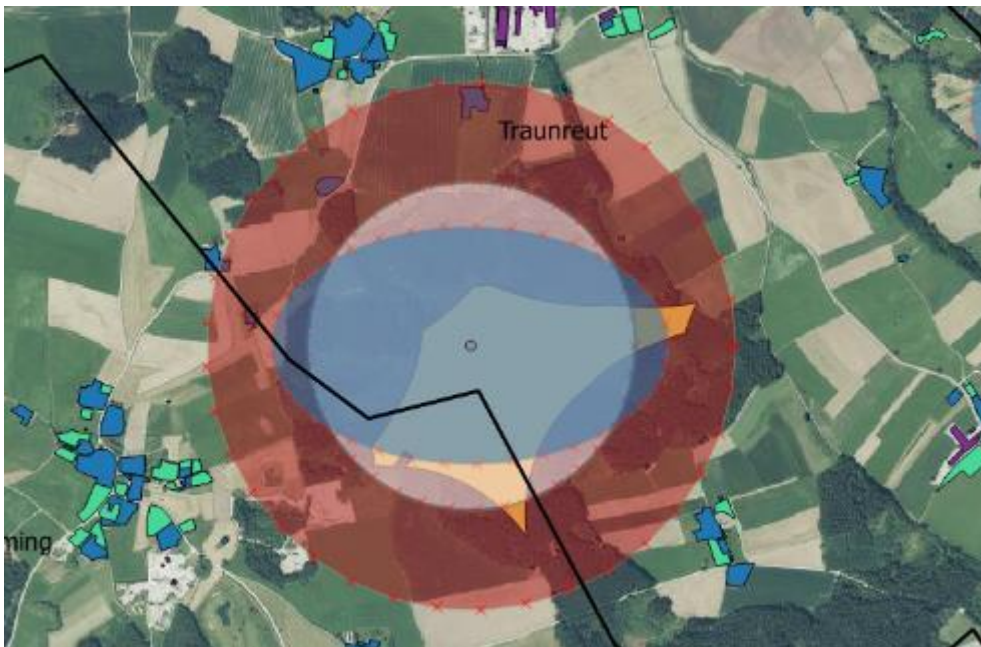
VBG61 Chieming

Drei Windkraftanlagen realisierbar; Windstärke 5,25 m/s und 5,5 m/s (Norden)



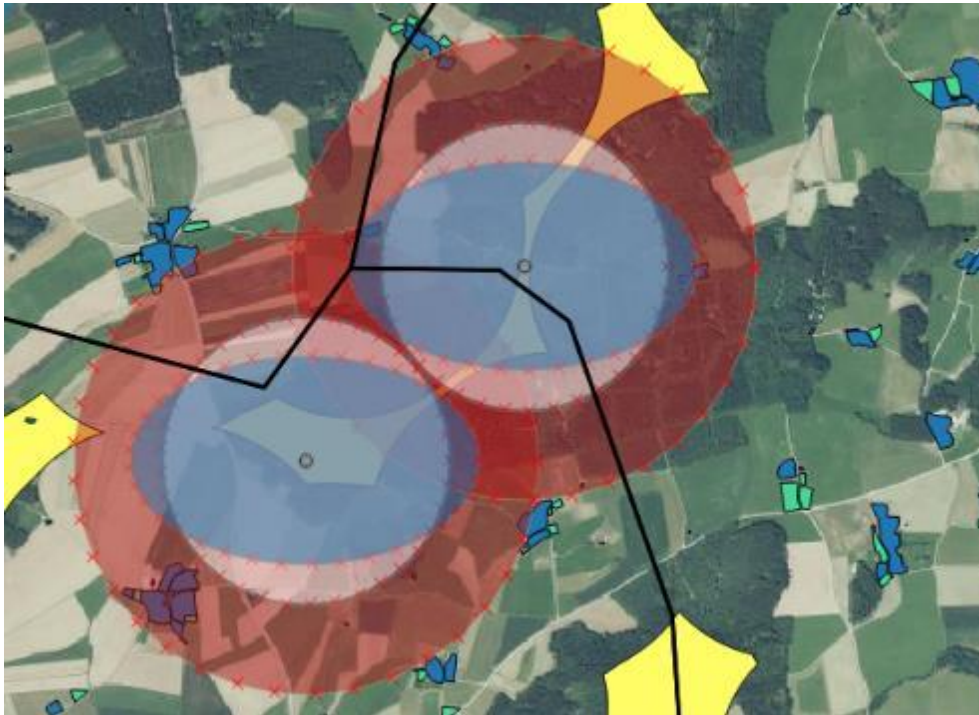
VRG63 Tuntenhausen

Drei Windkraftanlagen realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



VRG64 Traunreut

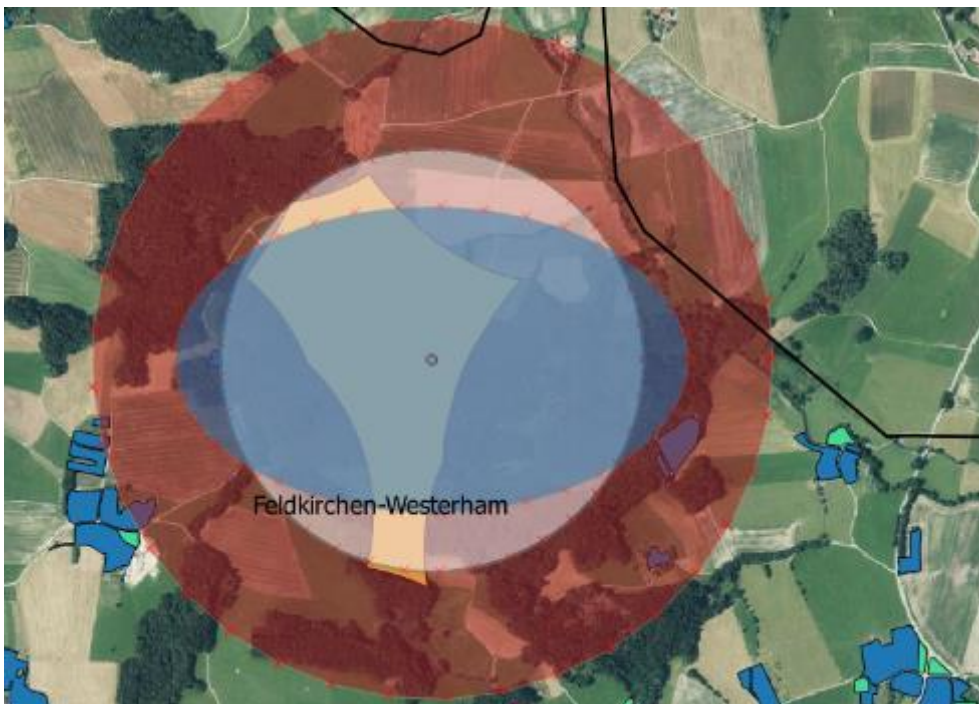
Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



VRG65 Waaging am See /Traunstein

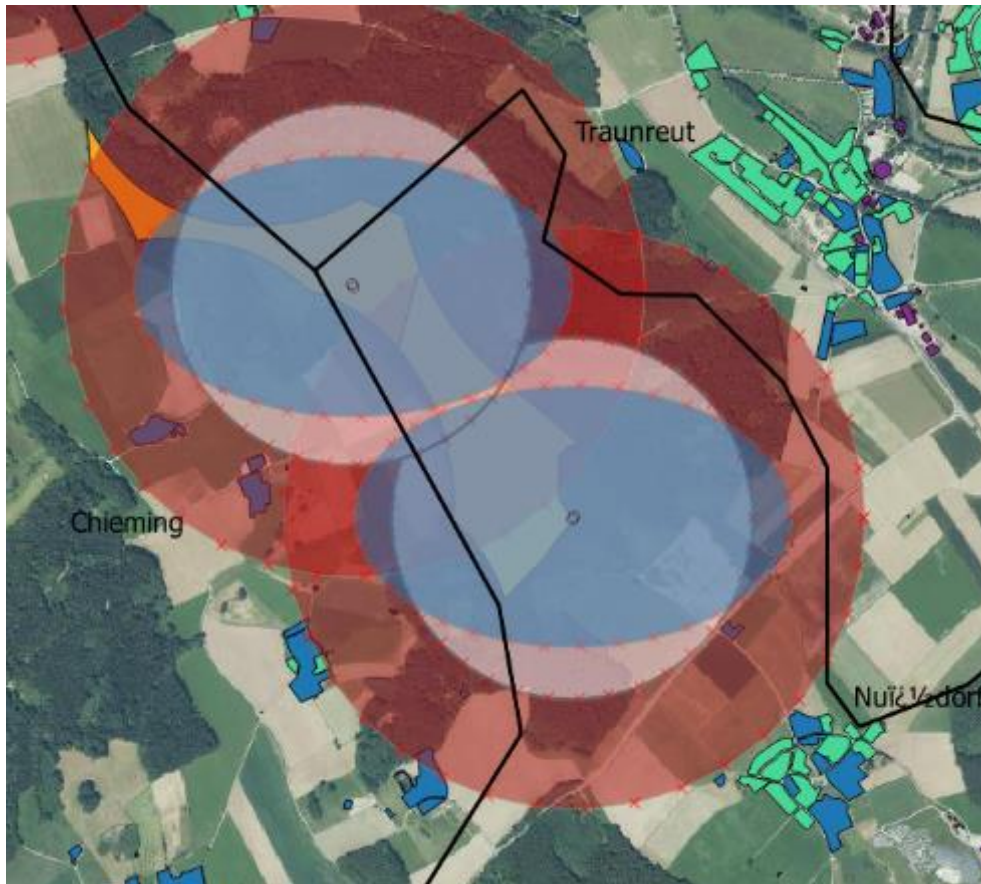
Waging am See: Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s

Traunstein: Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



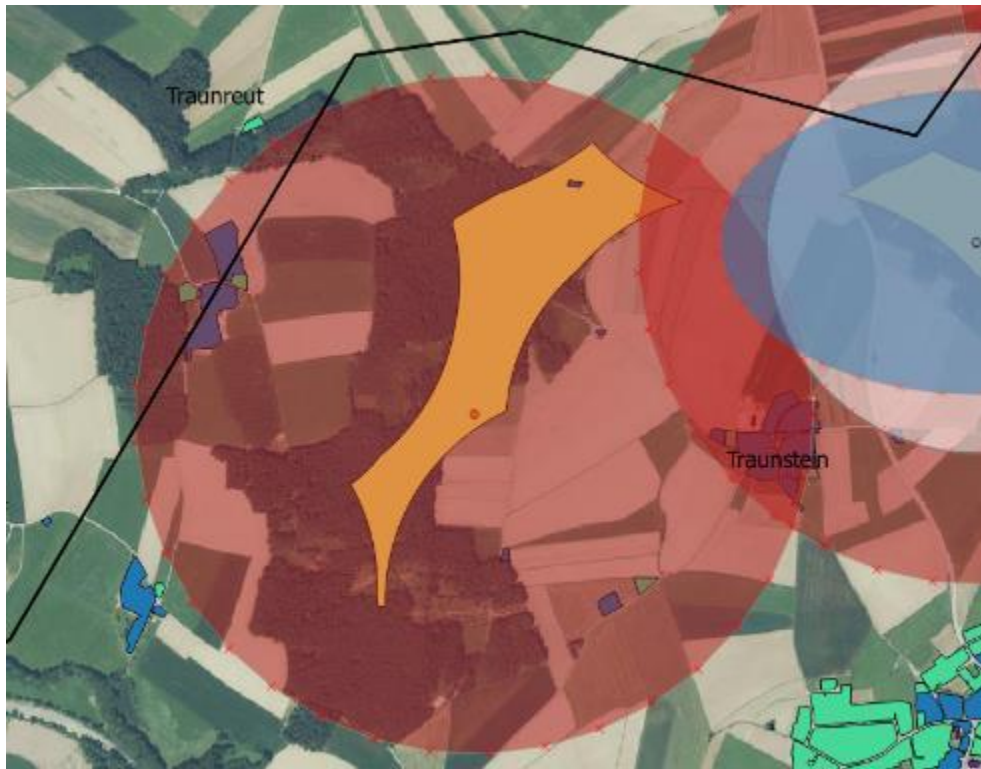
VRG66 Feldkirchen-Westerham

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,5 m/s



VBG67 Nußdorf

Zwei Windkraftanlagen realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



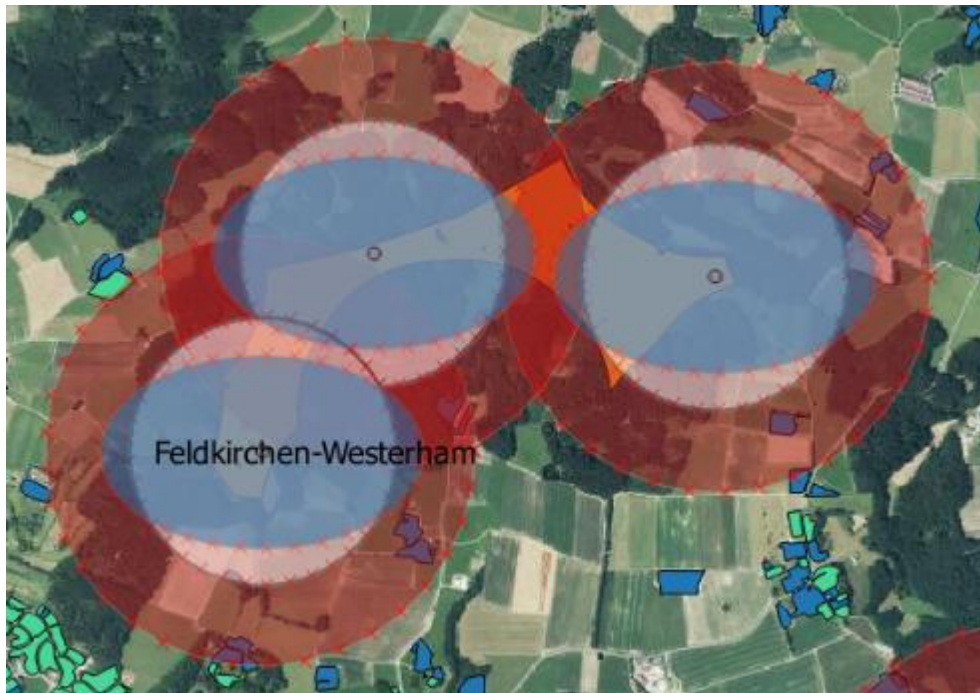
VRG68 Traunstein

Keine Windkraftanlage realisierbar



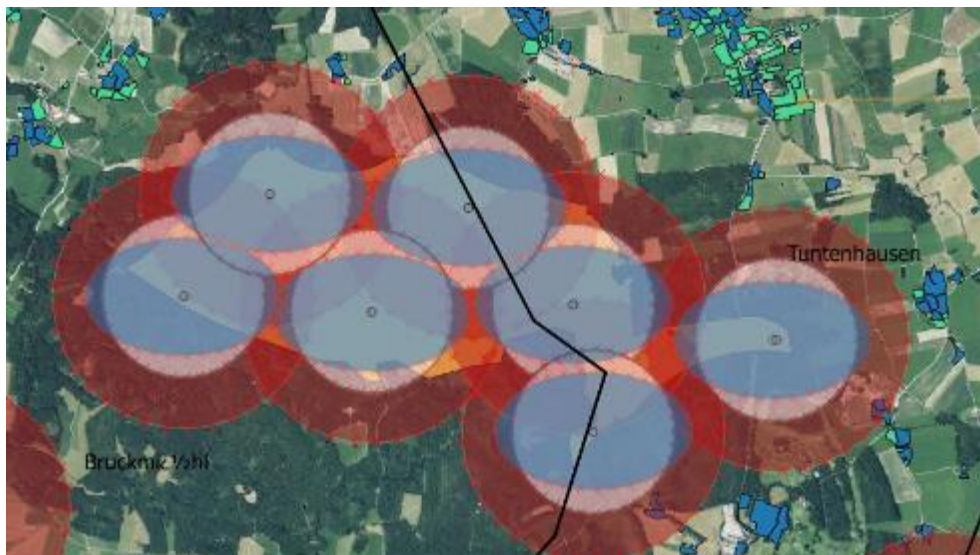
VRG69 Traunstein

Keine Windkraftanlage realisierbar



VBG70 Feldkirchen-Westerham

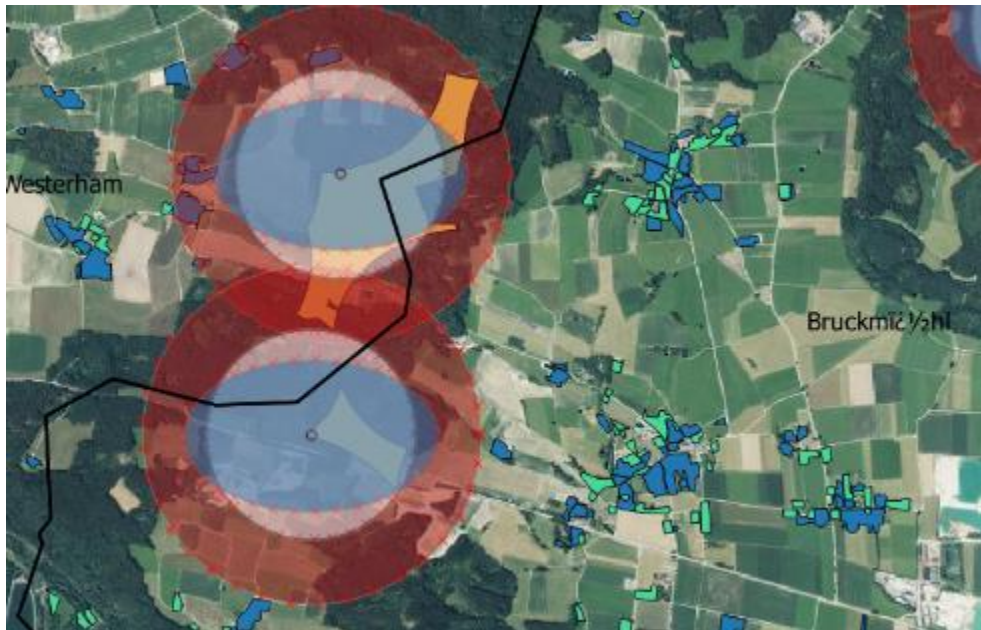
Drei Windkraftanlagen realisierbar; Windstärke: 5,75 m/s



VRG71 Tuntenhausen/Bruckmühl

Tuntenhausen: Drei Windkraftanlagen realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s

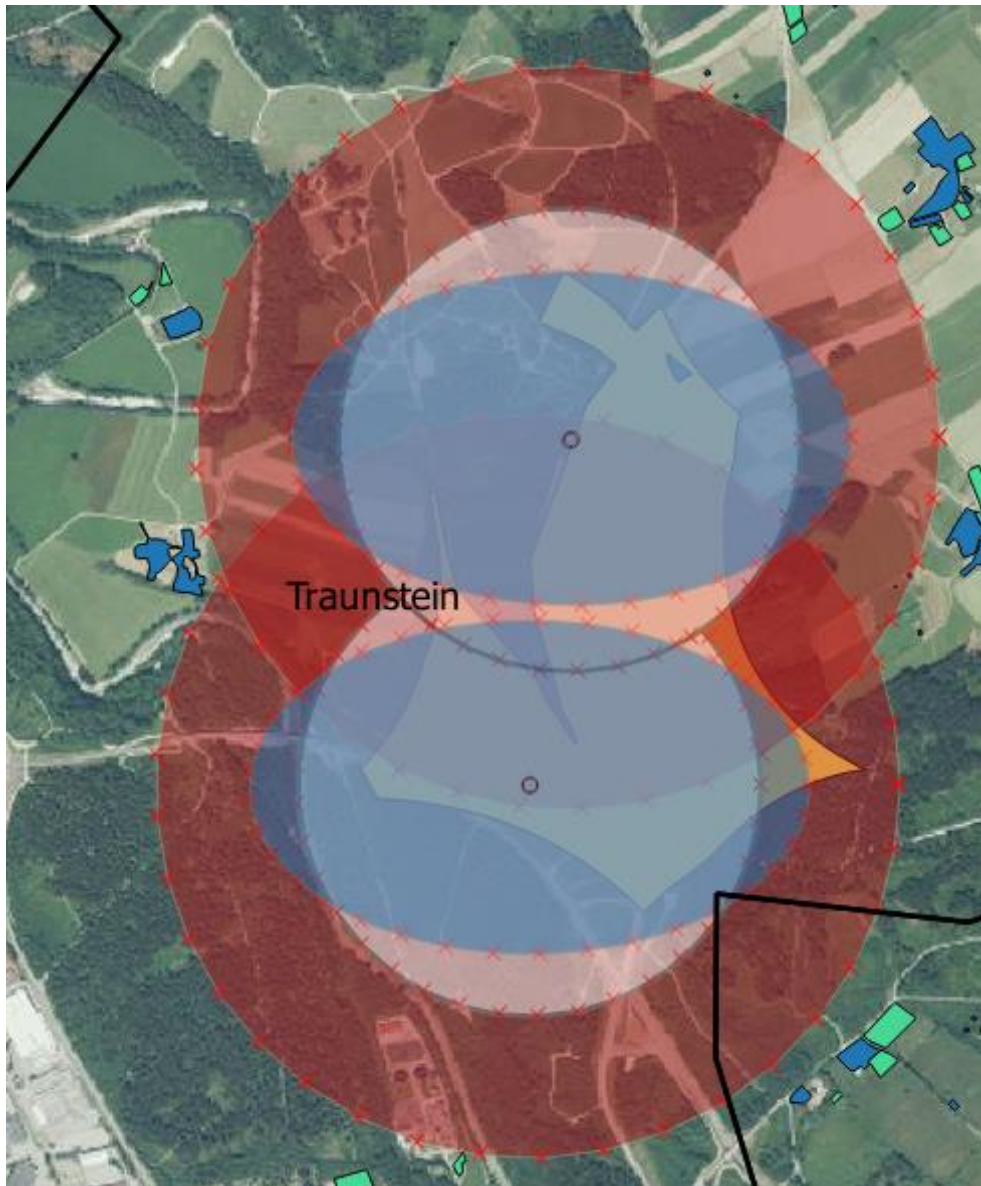
Bruckmühl: Vier Windkraftanlagen realisierbar; Windstärke: 5,0 m/s



VRG72 Bruckmühl/Felkirchen-Westerham

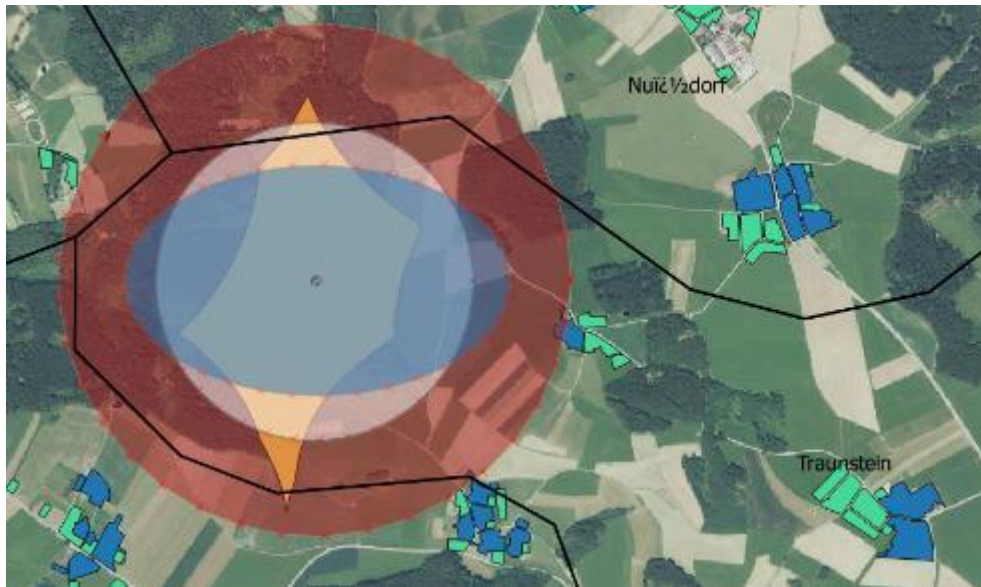
Bruckmühl: Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,75 m/s

Felkirchen-Westerham: Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,75 m/s



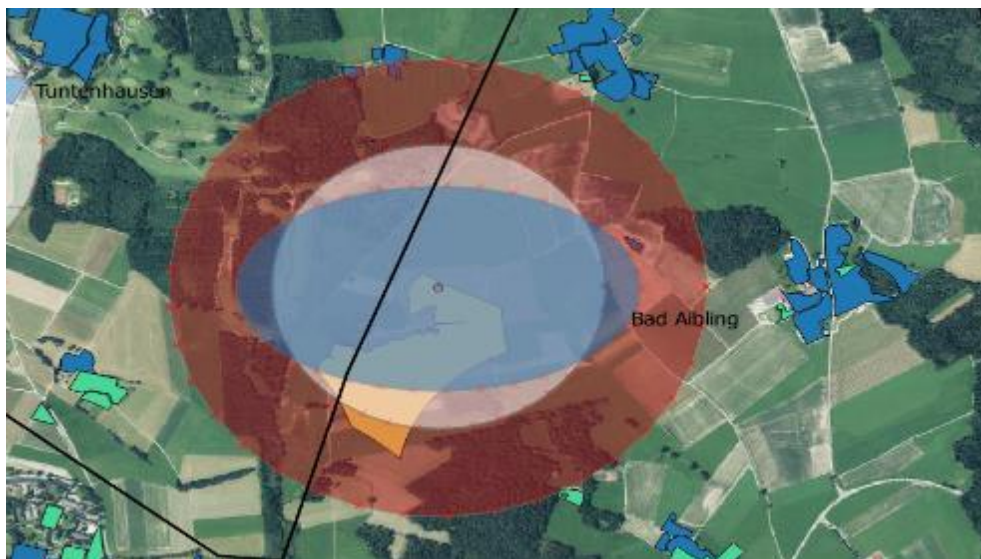
VRG73 Traunstein

Zwei Windkraftanlagen realisierbar; Windstärke 5,25 m/s und 5,0 m/s (Norden)



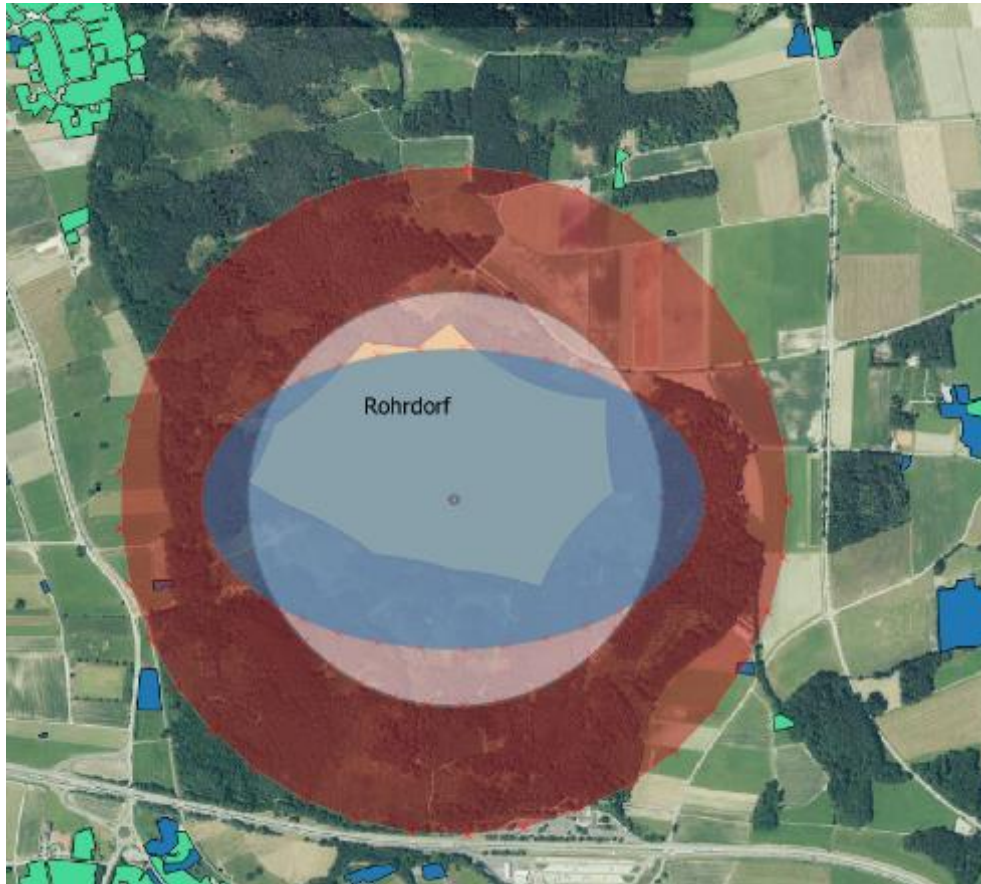
VRG74 Traunstein

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



VRG75 Bad Aibling

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,25 m/s



VRG78 Rohrdorf

Eine Windkraftanlage realisierbar; Windstärke: 5,0 m/s

Anlage XXI Maßnahmenkatalog Cluster Energiepaare

8 Anlagenverzeichnis

8.1 Anlage 1: Maßnahmenkatalog Ansätze zur Biogas-Direktstromvermarktung bei regionalen Unternehmen im Umkreis von maximal 4,5 km

Alter Biogasanlage

- 1 = < 2004
- 2 = > 2012
- 3 = 2004 bis 2011

Code **Entfernung:**

- a < 1,5 km
- 1,5 km ≤ b < 3,0 km
- 3,0 km ≤ c ≤ 4,5 km

Code **Deckungsanteil** Stromerzeugung
Biogasanlage an Unternehmensstrombedarf:

- A: > 40 %
- B: ≥ 30 % bis ≤ 40 %
- C: ≥ 20 % bis < 30 %
- D: ≥ 10 % bis < 20 %
- E: 0 % bis 10 %

Flexibilisiert:

* = JA

Tabelle 13: Kriterien und spezifische Eigenschaften identifizierter Energiepaare (alphabetisch nach Unternehmensnamen geordnet)

Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Volllast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	
Siegsdorf	18.618.037	Adelholzener Alpenquelle GmbH		100	698.600			
	18.618.037		2010	100	698.600	6.986	0	E3c
Tittmoning	-	Aenova Unternehmensgruppe Dragenopharm Apotheker Pöschl GmbH		395	2.128.588			
	-		2009	200	698.491	3.492	1	x3*b
	-		2009	195	1.430.097	7.334	0	x3c
Polling	27.537.305	Alete Kindernahrung GmbH		2.041	11.604.972			
	5.507.461		2011	180	1.599.598	8.887	0	C3c



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
	5.507.461		2000	330	1.547.347	4.689	1	C1*c
	5.507.461		1998	100	828.029	8.280	0	D1c
	5.507.461		2004	1.136	5.514.142	4.854	1	A*3c
	5.507.461		2006	295	2.115.856	7.172	0	B3a
Pfaffing	-	Alpenhain Camembert-Werk GmbH & Co. KG		1.225	7.869.595			
	-		2009	45	349.683	7.771	0	x3c
	-		2009	100	769.962	7.700	0	x3b
	-		2009	90	737.862	8.198	0	x3b
	-		2001	155	1.188.815	7.670	0	x1b
	-		2010	200	1.093.578	5.468	1	x3*d
	-		2009	240	1.566.361	6.527	0	x3a
	-		2004	70	204.905	2.927	1	x3*a
	-		2010	95	271.205	2.855	1	x3*d
	-		2005	140	1.078.957	7.707	0	x3d
	-		2010	90	608.267	6.759	0	x3c
Rott a. Inn	-	Alpenland Maschinenbau- Gesellschaft Hain & Co. KG		1.611	10.638.898			
	-		2009	100	769.962	7.700	0	x3c
	-		2009	90	737.862	8.198	0	x3c
	-		2008	180	844.538	4.692	1	x3*d



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
	-		2009	192	1.257.330	6.549	0	x3c
	-		2005	80	589.228	7.365	0	x3b
	-		2005	140	716.245	5.116	1	x3*c
	-		2007	100	589.783	5.898	1	x3*d
	-		2008	40	247.071	6.177	0	x3b
	-		2010	100	702.252	7.023	0	x3c
	-		2011	135	1.084.587	8.034	0	x3d
	-		2005	140	1.078.957	7.707	0	x3c
	-		2007	80	606.104	7.576	0	x3d
	-		2008	74	437.162	5.908	1	x3*d
	-		2010	90	608.267	6.759	0	x3d
	-		2011	70	369.550	5.279	1	x3*d
Trostberg	1.002.684.000	AlzChem AG		3.107	23.735.157			
	83.557.000		2006	700	5.976.296	8.538	0	E3c
	83.557.000		2006	245	1.462.621	5.970	1	E3*c
	83.557.000		2001	65	494.144	7.602	0	E1c
	83.557.000		1998	45	258.908	5.754	1	E1*c
	83.557.000		2009	104	845.904	8.134	0	E3c
	83.557.000		2006	650	5.207.962	8.012	0	E3b
	83.557.000		2005	405	2.547.704	6.291	0	E3c
	83.557.000		2011	100	699.500	6.995	0	E3c



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
	83.557.000		2011	500	3.814.662	7.629	0	E3c
	83.557.000		2011	99	1.133.498	11.449	0	E3b
	83.557.000		1999	44	377.064	8.570	0	E1d
	167.114.000		2002	150	916.894	6.113	0	E1d
Unterneukirchen	449.326.000	AlzChem Hart AG		932	5.987.780			
			2002	192	1.469.440	7.653	0	E1c
			2004	200	1.547.679	7.738	0	E3c
			1998	120	895.429	7.462	0	E1c
			2013	45	44.116	980	1	E2*c
			2006	25	1.853	74	1	E3*c
			2002	150	837.146	5.581	1	E1*c
			2003	200	1.192.117	5.961	1	E1*c
Altenmarkt a.d. Alz	-	ALZMETALL Werkzeugmaschinenfabrik und Gießerei Friedrich GmbH & Co. KG		330	2.278.723			
	-		2008	55	181.676	3.303	1	x3*b
	-		2006	227	1.774.329	7.816	0	x3c
	-		1998	26	134.186	5.161	1	x1*c
	-		1999	22	188.532	8.570	0	x1c
Töging a. Inn	5.250.000	Baierl & Demmelhuber Innenausbau GmbH		2.046	11.663.256			



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
	1.050.000		2010	135	1.249.387	9.255	0	A*3c
	1.050.000		2010	150	1.236.524	8.243	0	A*3c
	1.050.000		2000	330	1.547.347	4.689	1	A*1a
	1.050.000		2004	1.136	5.514.142	4.854	1	A*3d
	1.050.000		2006	295	2.115.856	7.172	0	A*3c
Trostberg	-	BASF Construction Solutions GmbH - CHEMIEPARK Trostberg		826	6.353.945			
	-		2009	104	845.904	8.134	0	x3c
	-		2006	325	2.603.981	8.012	0	x3b
	-		2011	50	349.750	6.995	0	x3c
	-		2011	250	1.907.331	7.629	0	x3c
	-		1999	22	188.532	8.570	0	x1d
	-		2002	75	458.447	6.113	0	x1c
Waging am See	49.609.732	Bergader Privatkäserei		425	2.976.133			
	12.402.433		2009	75	597.250	7.963	0	E3c
	12.402.433		2005	184	1.460.198	7.936	0	D3d
	12.402.433		2006	67	157.466	2.350	1	E3*b
	12.402.433		2010	99	761.219	7.689	0	E3c
Siegsdorf	4.893.000	Brückner Maschinenbau GmbH & Co. KG		100	698.600			
	4.893.000		2010	100	698.600	6.986	0	D3c



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
Traunreut	31.091.170	BSH Hausgeräte GmbH		182	1.244.575			
	31.091.170		2004	182	1.244.575	6.838	0	E3c
Rosenheim	714.300	BTK Befrachtungs- und Transportkon- tor GmbH		325	1.899.135			
	178.575		2008	100	505.201	5.052	1	A*3c
	178.575		2001	130	717.832	5.522	1	A*1c
	178.575		2001	50	197.734	3.955	1	A*1d
	178.575		2011	45	478.368	10.630	0	A*3c
Burgkirchen a. d. Alz	-	Clariant GmbH		2.617	15.207.773			
	-		2004	360	2.836.377	7.879	0	x3c
	-		2005	530	3.736.497	7.050	0	x3c
	-		2006	945	3.542.362	3.749	1	x3*c
	-		2006	100	753.217	7.532	0	x3b
	-		2004	532	3.384.103	6.361	0	x3c
	-		2004	150	955.217	6.368	0	x3c
Bruckmühl	82.489.998	Clariant Produkte (D) GmbH		917	5.416.877			
	13.748.333		2002	75	434.883	5.798	1	E1*b
	13.748.333		2011	250	1.502.672	6.011	0	D3d
	13.748.333		2005	157	858.425	5.468	1	E3*b
	13.748.333		2004	135	1.096.252	8.120	0	E3b
	13.748.333		1998	150	819.588	5.464	1	E1*b



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
	13.748.333		1996	150	705.057	4.700	1	E1*b
Burgkirchen a. d. Alz	-	Dussmann Service Deutschland GmbH		1.182	8.663.789			
	-		2010	200	1.341.103	6.706	0	x3c
	-		2011	192	1.376.138	7.167	0	x3c
	-		2004	360	2.836.377	7.879	0	x3d
	-		2006	100	753.217	7.532	0	x3c
	-		2004	150	955.217	6.368	0	x3b
	-		2010	180	1.401.737	7.787	0	x3b
Burgkirchen a. d. Alz	-	Dyneon GmbH		2.617	15.207.773			
	-		2004	360	2.836.377	7.879	0	x3c
	-		2005	530	3.736.497	7.050	0	x3c
	-		2006	945	3.542.362	3.749	1	x3*c
	-		2006	100	753.217	7.532	0	x3b
	-		2004	532	3.384.103	6.361	0	x3c
	-		2004	150	955.217	6.368	0	x3c
Burghausen	1.980.000	Elektro Kreuzpointner GmbH		1.049	6.157.167			
	330.000		2007	20	67.700	3.385	1	C3*a
	330.000		2013	240	217.721	907	1	A*2a
	330.000		2011	19	129.970	6.841	0	B3b
	330.000		2010	140	1.063.046	7.593	0	A*3d



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
	330.000		2007	450	3.276.993	7.282	0	A*3d
	330.000		2010	180	1.401.737	7.787	0	A*3c
Mühdorf a. Inn	-	Fliegl Agrartechnik GmbH		1.044	6.971.415			
	-		2000	330	1.547.347	4.689	1	x1*c
	-		2005	400	3.207.931	8.020	0	x3c
	-		2011	19	100.281	5.278	1	x3*b
	-		2006	295	2.115.856	7.172	0	x3c
Freilassing	-	FRIMO Group GmbH		180	954.484			
	-		2006	180	954.484	5.303	1	x3*c
Bruckmühl	-	Fritzmeier Georg GmbH & Co.		962	5.622.188			
	-		2002	75	434.883	5.798	1	x1*c
	-		2011	250	1.502.672	6.011	0	x3d
	-		2005	157	858.425	5.468	1	x3*b
	-		2008	45	205.311	4.562	1	x3*c
	-		2004	135	1.096.252	8.120	0	x3d
	-		1998	150	819.588	5.464	1	x1*d
	-		1996	150	705.057	4.700	1	x1*d
Rosenheim	-	Gabor Shoes AG		1.165	6.263.877			
	-		2010	170	1.136.576	6.686	0	x3d
	-		2008	120	642.926	5.358	1	x3*d
	-		2001	25	40.808	1.632	1	x1*d



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
	-		2002	490	1.907.707	3.893	1	x1*c
	-		2005	90	612.641	6.807	0	x3c
	-		2006	190	1.298.470	6.834	0	x3c
	-		2006	80	624.749	7.809	0	x3c
Rosenheim	6.300.000	Grossmann Bau GmbH & Co. KG		14.460	83.586.304			
	700.000		2008	100	505.201	5.052	1	A*3c
	700.000		2010	170	1.136.576	6.686	0	A*3b
	700.000		2001	130	717.832	5.522	1	A*1c
	700.000		2008	120	642.926	5.358	1	A*3b
	700.000		2001	50	197.734	3.955	1	C1*b
	700.000		2001	25	40.808	1.632	1	E1*c
	700.000		2011	45	478.368	10.630	0	A*3c
	700.000		2000	6.250	44.929.337	7.189	0	A*1c
	700.000		2004	7.570	34.937.522	4.615	1	A*3c
Waldkraiburg	-	Gummiwerk KRAIBURG GmbH & Co. KG		688	3.450.952			
	-		2011	200	1.549.356	7.747	0	x3c
	-		2012	488	1.901.596	3.897	1	x2*d
Großhöhenrain	33.726.000	H?henrainer Delikatessen		4.354	24.556.577			
	3.372.600		2006	210	1.507.020	7.176	0	A3c



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
	3.372.600		2006	410	1.587.614	3.872	1	A3*b
	3.372.600		2001	100	712.170	7.122	0	C1c
	3.372.600		2006	272	1.560.152	5.736	1	A3*b
	3.372.600		2006	150	1.087.198	7.248	0	B3b
	3.372.600		2005	170	1.398.351	8.226	0	A3d
	3.372.600		2005	1.675	7.106.889	4.243	1	A*3d
	3.372.600		2008	537	4.227.707	7.873	0	A*3d
	3.372.600		2010	600	4.057.141	6.762	0	A*3b
	3.372.600		2004	230	1.312.335	5.706	1	B3*b
Stephanskirchen	151.693.638	Hamberger Flooring GmbH & Co. KG		13.900	80.415.982			
	50.564.546		2006	80	549.123	6.864	0	E3c
	50.564.546		2000	6.250	44.929.337	7.189	0	A*1a
	50.564.546		2004	7.570	34.937.522	4.615	1	A*3a
Freilassing	2.278.263	Hawle Armaturen GmbH		180	954.484			
	2.278.263		2006	180	954.484	5.303	1	A3*c
Prien a. Chiemsee	-	Hefter Maschinenbau GmbH & Co. KG		135	699.875			
	-		2006	135	699.875	5.184	1	x3*c
Rosenheim	-	Heinritzi Betriebsgesellschaft mbH		14.185	81.884.903			
	-		2010	170	1.136.576	6.686	0	x3c



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
	-		2008	120	642.926	5.358	1	x3*c
	-		2001	50	197.734	3.955	1	x1*c
	-		2001	25	40.808	1.632	1	x1*c
	-		2000	6.250	44.929.337	7.189	0	x1b
	-		2004	7.570	34.937.522	4.615	1	x3*b
Fridolfing	31.500.000	Hermann Otto GmbH		2.095	14.132.328			
	3.500.000		2011	65	255.339	3.928	1	E3*b
	3.500.000		2009	100	823.358	8.234	0	C3d
	3.500.000		2008	75	472.416	6.299	0	D3b
	3.500.000		2004	90	546.159	6.068	0	D3d
	3.500.000		2005	205	1.691.250	8.250	0	A3d
	3.500.000		2005	420	2.927.597	6.970	0	A*3b
	3.500.000		2005	315	2.425.767	7.701	0	A*3b
	3.500.000		2010	75	601.935	8.026	0	D3b
	3.500.000		2005	750	4.388.507	5.851	1	A*3c
Burgkirchen a. d. Alz	7.000.000.000.000	InfraServ GmbH & Co. Gendorf KG		2.792	16.362.340			
	1.000.000.000.000		2004	360	2.836.377	7.879	0	E3c
	1.000.000.000.000		2005	530	3.736.497	7.050	0	E3c
	1.000.000.000.000		2006	945	3.542.362	3.749	1	E3*c
	1.000.000.000.000		2010	175	1.154.567	6.598	0	E3c



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
	1.000.000.000.000		2006	100	753.217	7.532	0	E3d
	1.000.000.000.000		2004	532	3.384.103	6.361	0	E3c
	1.000.000.000.000		2004	150	955.217	6.368	0	E3c
Grassau	-	Katek GmbH		400	29.756			
	-		2011	400	29.756	74	1	x3*a
Rosenheim	36.863.574	Kathrein-Werke KG		28.255	163.777.719			
	3.351.234		2010	170	1.136.576	6.686	0	B3c
	3.351.234		2001	130	717.832	5.522	1	C1*c
	3.351.234		2008	120	642.926	5.358	1	D3*c
	3.351.234		2001	25	40.808	1.632	1	E1*c
	6.702.468		2011	90	956.736	10.630	0	D3c
	3.351.234		2006	80	549.123	6.864	0	D3c
	6.702.468		2000	12.500	89.858.674	7.189	0	A*1d
	6.702.468		2004	15.140	69.875.044	4.615	1	A*3d
Freilassing	2.046.653	Kiefel GmbH		180	954.484			
	2.046.653		2006	180	954.484	5.303	1	A3*c
Burgkirchen a. d. Alz	340.974.624	Klöckner Pentaplast GmbH		2.265	13.225.407			
	56.829.104		2004	360	2.836.377	7.879	0	E3c
	56.829.104		2005	530	3.736.497	7.050	0	E3c
	56.829.104		2006	945	3.542.362	3.749	1	E3*c
	56.829.104		2006	100	753.217	7.532	0	E3b



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
	56.829.104		2004	150	955.217	6.368	0	E3c
	56.829.104		2010	180	1.401.737	7.787	0	E3c
Eggstätt	8.400.000	Knott GmbH		417	2.309.447			
	4.200.000		2002	137	824.627	6.019	0	D1b
	4.200.000		2005	280	1.484.820	5.303	1	B3*c
Waldkraiburg	28.500.000	KRAIBURG TPE GmbH & Co. KG		1.048	5.861.007			
	9.500.000		2011	200	1.549.356	7.747	0	D3c
	9.500.000		2008	360	2.410.055	6.695	0	C3c
	9.500.000		2012	488	1.901.596	3.897	1	C2*b
Rosenheim	28.334.845	Krones AG		640	3.719.445			
	4.047.835		2008	100	505.201	5.052	1	D3*c
	4.047.835		2010	170	1.136.576	6.686	0	C3c
	4.047.835		2001	130	717.832	5.522	1	D1*c
	4.047.835		2008	120	642.926	5.358	1	D3*c
	4.047.835		2001	50	197.734	3.955	1	E1*d
	4.047.835		2001	25	40.808	1.632	1	E1*c
	4.047.835		2011	45	478.368	10.630	0	D3c
Tacherting	87.571.000	Linde AG		2.281	17.381.212			
	7.961.000		2006	700	5.976.296	8.538	0	A*3c
	7.961.000		2006	245	1.462.621	5.970	1	D3*c
	7.961.000		2001	65	494.144	7.602	0	E1c



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb-nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Volllast-stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibilisierung und Entfernung
	7.961.000		1998	45	258.908	5.754	1	E1*c
	7.961.000		2006	325	2.603.981	8.012	0	B3c
	7.961.000		2005	405	2.547.704	6.291	0	B3c
	7.961.000		2011	50	349.750	6.995	0	E3c
	7.961.000		2011	250	1.907.331	7.629	0	C3c
	7.961.000		2011	99	1.133.498	11.449	0	D3b
	7.961.000		1999	22	188.532	8.570	0	E1c
	7.961.000		2002	75	458.447	6.113	0	E1d
Burgkirchen a. d. Alz	-	Linde Gas Produktionsgesellschaft		2.617	15.207.773			
	-		2004	360	2.836.377	7.879	0	x3c
	-		2005	530	3.736.497	7.050	0	x3c
	-		2006	945	3.542.362	3.749	1	x3*c
	-		2006	100	753.217	7.532	0	x3b
	-		2004	532	3.384.103	6.361	0	x3c
	-		2004	150	955.217	6.368	0	x3c
Kirchanschöring	-	Lukas Meindl GmbH & Co. KG Schuh-fabrik		895	5.535.658			
	-		2011	65	255.339	3.928	1	x3*c
	-		2008	75	472.416	6.299	0	x3c
	-		2005	315	2.425.767	7.701	0	x3c



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
	-		2010	75	601.935	8.026	0	x3c
	-		2004	52	206.714	3.975	1	x3*b
	-		2010	99	717.573	7.248	0	x3d
	-		2001	119	526.607	4.425	1	x1*d
	-		1998	95	329.307	3.466	1	x1*d
Haag i.OB	28.000.000	Milchwerk Jäger GmbH		455	2.588.528			
	14.000.000		2011	350	1.556.306	4.447	1	D3*a
	14.000.000		2010	105	1.032.222	9.831	0	E3c
Wasserburg	385.745.000	Molkerei Meggle		1.210	6.694.307			
	77.149.000		2011	105	538.171	5.125	1	E3*c
	77.149.000		2011	320	2.327.619	7.274	0	E3c
	77.149.000		2009	380	1.970.558	5.186	1	E3*b
	77.149.000		2005	275	1.256.925	4.571	1	E3*c
	77.149.000		2011	130	601.034	4.623	1	E3*a
Bruckmühl	355.661.930	Neenah Gessner GmbH		7.578	42.927.403			
	20.921.290		2008	45	205.311	4.562	1	E3*d
	20.921.290		2004	135	1.096.252	8.120	0	E3c
	20.921.290		1998	150	819.588	5.464	1	E1*c
	20.921.290		1996	150	705.057	4.700	1	E1*c
	41.842.580		2006	544	3.120.304	5.736	1	E3*c
	41.842.580		2006	300	2.174.396	7.248	0	E3b



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
	20.921.290		2005	170	1.398.351	8.226	0	E3c
	41.842.580		2005	3.350	14.213.778	4.243	1	B3*c
	41.842.580		2008	1.074	8.455.414	7.873	0	C3c
	41.842.580		2010	1.200	8.114.282	6.762	0	D3c
	41.842.580		2004	460	2.624.670	5.706	1	E3*b
Waldkraiburg	-	Netzsch Pumpen & Systeme GmbH		688	3.450.952			
	-		2011	200	1.549.356	7.747	0	x3c
	-		2012	488	1.901.596	3.897	1	x2*b
Aschau am Inn	40.000.000	NITROCHEMIE ASCHAU GmbH		1.095	5.734.353			
	10.000.000		2010	295	1.198.325	4.062	1	D3*d
	10.000.000		2011	200	1.549.356	7.747	0	D3b
	10.000.000		2004	112	1.085.076	9.688	0	D3c
	10.000.000		2012	488	1.901.596	3.897	1	D2*b
Mühldorf	26.457.840	ODU GmbH & Co. KG		579	4.309.841			
	8.819.280		2011	19	100.281	5.278	1	E3*c
	8.819.280		2006	295	2.115.856	7.172	0	C3b
	8.819.280		2011	265	2.093.704	7.901	0	C3c
Burghausen	1.675.500.000	OMV Deutschland GmbH		869	4.755.430			
	335.100.000		2007	20	67.700	3.385	1	E3*b
	335.100.000		2013	240	217.721	907	1	E2*b



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
	335.100.000		2011	19	129.970	6.841	0	E3c
	335.100.000		2010	140	1.063.046	7.593	0	E3c
	335.100.000		2007	450	3.276.993	7.282	0	E3b
Traunstein	860.000	Pohlig GmbH		140	972.462			
	430.000		2005	40	273.862	6.847	0	A*3b
	430.000		2010	100	698.600	6.986	0	A*3c
Wasserburg	140.000.000	Privatmolkerei Bauer GmbH & Co. KG		1.412	9.105.931			
	20.000.000		2011	105	538.171	5.125	1	E3*c
	20.000.000		2011	320	2.327.619	7.274	0	D3c
	20.000.000		2009	290	2.410.525	8.312	0	D3b
	20.000.000		2010	50	383.264	7.665	0	E3c
	20.000.000		2009	380	1.970.558	5.186	1	E3*d
	20.000.000		2007	137	874.760	6.385	0	E3c
	20.000.000		2011	130	601.034	4.623	1	E3*b
Wasserburg a. Inn	-	RKW AG Rheinische Kunststoffe		1.412	9.105.931			
	-		2011	105	538.171	5.125	1	x3*c
	-		2011	320	2.327.619	7.274	0	x3c
	-		2009	290	2.410.525	8.312	0	x3b
	-		2010	50	383.264	7.665	0	x3c



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
	-		2009	380	1.970.558	5.186	1	x3*b
	-		2007	137	874.760	6.385	0	x3c
	-		2011	130	601.034	4.623	1	x3*b
Freilassing	2.652.576	ROBEL Bahnbaumaschinen GmbH		180	954.484			
	2.652.576		2006	180	954.484	5.303	1	B3*c
Fridolfing	160.000.000	Rosenberger Hochfrequenztechnik GmbH & Co. KG		2.295	14.830.819			
	16.000.000		2011	65	255.339	3.928	1	E3*c
	16.000.000		2009	100	823.358	8.234	0	E3d
	16.000.000		2008	75	472.416	6.299	0	E3c
	16.000.000		2004	90	546.159	6.068	0	E3a
	16.000.000		2005	205	1.691.250	8.250	0	D3b
	16.000.000		2005	420	2.927.597	6.970	0	D3d
	16.000.000		2005	315	2.425.767	7.701	0	D3c
	16.000.000		2010	75	601.935	8.026	0	E3c
	16.000.000		2009	200	698.491	3.492	1	E3*c
	16.000.000		2005	750	4.388.507	5.851	1	C3*c
Altötting	3.300.000	Ruperti Werkstätten		3.180	16.224.383			
	550.000		2004	779	2.628.325	3.374	1	A*3d
	550.000		2005	530	3.736.497	7.050	0	A*3c



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
	550.000		2006	945	3.542.362	3.749	1	A*3b
	550.000		2009	219	1.778.529	8.121	0	A*3c
	550.000		2010	175	1.154.567	6.598	0	A*3c
	550.000		2004	532	3.384.103	6.361	0	A*3c
Rohrdorf	400.000.000	Südbayerisches Portlandzementwerk Gbr. Wiesb?ck & Co. GmbH		270	1.975.355			
	100.000.000		2010	100	781.598	7.816	0	E3c
	100.000.000		2011	45	251.476	5.588	1	E3*c
	100.000.000		2011	45	393.158	8.737	0	E3c
	100.000.000		2006	80	549.123	6.864	0	E3c
Waldkraiburg	36.600.080	Süddeutsche Gelenkscheibenfabrik GmbH & Co. KG		688	3.450.952			
	18.300.040		2011	200	1.549.356	7.747	0	E3b
	18.300.040		2012	488	1.901.596	3.897	1	D2*a
Bruckmühl	35.057.000	SALUS Haus GmbH&Co. KG		4.194	23.680.302			
	3.187.000		2011	250	1.502.672	6.011	0	A3c
	3.187.000		2008	45	205.311	4.562	1	E3*b
	3.187.000		2004	135	1.096.252	8.120	0	B3b
	3.187.000		1998	150	819.588	5.464	1	C1*b
	3.187.000		1996	150	705.057	4.700	1	C1*b



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
	3.187.000		2006	272	1.560.152	5.736	1	A3*c
	3.187.000		2006	150	1.087.198	7.248	0	B3c
	3.187.000		2005	1.675	7.106.889	4.243	1	A*3c
	3.187.000		2008	537	4.227.707	7.873	0	A*3c
	3.187.000		2010	600	4.057.141	6.762	0	A*3c
	3.187.000		2004	230	1.312.335	5.706	1	A3*c
Ampfing	22.781.668	Schörghuber Spezialtären KG		447	2.718.753			
	11.390.834		2008	360	2.410.055	6.695	0	C3d
	11.390.834		2000	87	308.698	3.548	1	E1*c
Rohrdorf	-	Schattdecor AG		14.175	82.393.780			
	-		2001	130	717.832	5.522	1	x1*c
	-		2010	100	781.598	7.816	0	x3c
	-		2011	45	478.368	10.630	0	x3c
	-		2006	80	549.123	6.864	0	x3c
	-		2000	6.250	44.929.337	7.189	0	x1b
	-		2004	7.570	34.937.522	4.615	1	x3*b
Kirchdorf	17.862.536	Schletter GmbH		455	2.588.528			
	8.931.268		2011	350	1.556.306	4.447	1	D3*d
	8.931.268		2010	105	1.032.222	9.831	0	D3c



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
Tittmoning	1.500.000	Siloking Mayer Maschinenbaugesellschaft mbH		620	3.626.088			
	750.000		2005	420	2.927.597	6.970	0	A*3c
	750.000		2009	200	698.491	3.492	1	A*3d
Traunreut	9.000.000	Siteco Beleuchtungstechnik GmbH		182	1.244.575			
	9.000.000		2004	182	1.244.575	6.838	0	D3c
Rosenheim	-	Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG		14.315	82.602.735			
	-		2010	170	1.136.576	6.686	0	x3c
	-		2001	130	717.832	5.522	1	x1*c
	-		2008	120	642.926	5.358	1	x3*c
	-		2001	50	197.734	3.955	1	x1*c
	-		2001	25	40.808	1.632	1	x1*c
	-		2000	6.250	44.929.337	7.189	0	x1b
	-		2004	7.570	34.937.522	4.615	1	x3*b
Rosenheim	-	Steelcase Werndl AG		640	3.719.445			
	-		2008	100	505.201	5.052	1	x3*c
	-		2010	170	1.136.576	6.686	0	x3c
	-		2001	130	717.832	5.522	1	x1*c
	-		2008	120	642.926	5.358	1	x3*c



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
	-		2001	50	197.734	3.955	1	x1*d
	-		2001	25	40.808	1.632	1	x1*c
	-		2011	45	478.368	10.630	0	x3c
Kolbermoor	-	Textilservice Stanglmayer GmbH		150	702.935			
	-		2008	100	505.201	5.052	1	x3*c
	-		2001	50	197.734	3.955	1	x1*b
Altötting	-	TUJA Zeitarbeit GmbH		3.028	16.247.639			
	-		2004	779	2.628.325	3.374	1	x3*b
	-		2005	530	3.736.497	7.050	0	x3c
	-		2006	945	3.542.362	3.749	1	x3*c
	-		2009	219	1.778.529	8.121	0	x3c
	-		2010	175	1.154.567	6.598	0	x3c
	-		2011	180	1.599.598	8.887	0	x3c
	-		2001	200	1.807.761	9.039	0	x1c
Burgkirchen a. d. Alz	-	Vinnolit GmbH		2.265	13.225.407			
	-		2004	360	2.836.377	7.879	0	x3c
	-		2005	530	3.736.497	7.050	0	x3c
	-		2006	945	3.542.362	3.749	1	x3*c
	-		2006	100	753.217	7.532	0	x3b
	-		2004	150	955.217	6.368	0	x3c



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
	-		2010	180	1.401.737	7.787	0	x3c
Burghausen	-	Vinnolit GmbH & Co. KG		869	4.755.430			
	-		2007	20	67.700	3.385	1	x3*d
	-		2013	240	217.721	907	1	x2*d
	-		2011	19	129.970	6.841	0	x3c
	-		2010	140	1.063.046	7.593	0	x3b
	-		2007	450	3.276.993	7.282	0	x3b
Rosenheim	-	Volksbank Raiffeisenbank Rosen- heim-Chiemsee eG		14.360	83.081.103			
	-		2010	170	1.136.576	6.686	0	x3c
	-		2001	130	717.832	5.522	1	x1*c
	-		2008	120	642.926	5.358	1	x3*c
	-		2001	50	197.734	3.955	1	x1*c
	-		2001	25	40.808	1.632	1	x1*c
	-		2011	45	478.368	10.630	0	x3c
	-		2000	6.250	44.929.337	7.189	0	x1b
	-		2004	7.570	34.937.522	4.615	1	x3*b
Burghausen	14.061.344.205	Wacker Chemie AG		869	4.755.430			
	2.812.268.841		2007	20	67.700	3.385	1	E3*d
	2.812.268.841		2013	240	217.721	907	1	E2*d
	2.812.268.841		2011	19	129.970	6.841	0	E3c



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
	2.812.268.841		2010	140	1.063.046	7.593	0	E3b
	2.812.268.841		2007	450	3.276.993	7.282	0	E3c
Rosenheim	-	WEKO Wohnen Rosenheim GmbH & Co. KG		425	2.680.733			
	-		2008	100	505.201	5.052	1	x3*b
	-		2001	130	717.832	5.522	1	x1*a
	-		2001	50	197.734	3.955	1	x1*b
	-		2010	100	781.598	7.816	0	x3c
	-		2011	45	478.368	10.630	0	x3a
Wasserburg	26.792.648	Wilhelm Gronbach GmbH		1.837	8.719.345			
	3.349.081		2009	290	2.410.525	8.312	0	A*3b
	3.349.081		2009	100	776.465	7.765	0	C3c
	3.349.081		2010	50	383.264	7.665	0	D3c
	3.349.081		2010	500	942.322	1.885	1	C3*c
	3.349.081		2011	250	760.417	3.042	1	C3*c
	3.349.081		2009	380	1.970.558	5.186	1	A*3d
	3.349.081		2007	137	874.760	6.385	0	C3c
	3.349.081		2011	130	601.034	4.623	1	D3*b
Aschau am Inn	48.000.000	ZF-TRW Airbag Systems GmbH		983	4.649.277			
	16.000.000		2010	295	1.198.325	4.062	1	E3*b



Energiepaar	Unternehmen		Biogasanlage			Biogas-Flexibilisierung		Code Priorität
Gemeinde	Jahresstrombedarf W in kWh	Unternehmensname	Inbetrieb- nahmejahr	Leistung BGA Pel in kW	Erzeugung BGA W 2013 in kWh	Vollast- stunden	wahrscheinlich flexibilisiert (1 = Ja)	Deckungsanteil, Alter. Flexibili- sierung und Entfernung
	16.000.000		2011	200	1.549.356	7.747	0	E3d
	16.000.000		2012	488	1.901.596	3.897	1	D2*b

Anlage XXII Dokumentation Workshop virtueller Biomassehof

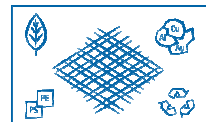
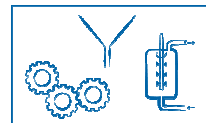
Versendete Dokumentation inklusive Impulsvortrag



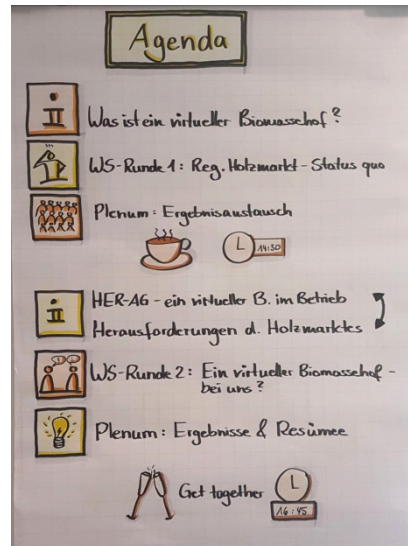
Veranstaltung
„Optimierung der regionalen
Wertschöpfung im Holzmarkt durch
logistische Kooperation und
Umsetzung eines virtuellen
Biomassehofs“
Dokumentation

Landratsamt Bad Reichenhall am 25.07.2017
Hansjürgen Krist Gerhard Schrettle
Bernhard Breitsameter Ruth Berkmüller

20. November 2017



Technik. Stoffe. Strategien.



20.11.2017

2

Teilnehmer (in alphabetischer Reihenfolge)

Gemeinde/ Unternehmen	Vorname	Name	Telefon	Email	Position
Stadt Trostberg	Johann	Bichmaier	08621/801-155	johann.bichmaier@trostberg.de	Bürgermeister
Gemeinde Inzell	Hans	Egger	08665/9869-20	johann.Egger@Gemeinde-Inzell.de	Bürgermeister
BCT - Biolla	Josef	Gstatter	0861/70 86 1524	info@bctbioma.de	Geschäftsführer
WM Biomasse AG	Sebastian	Henghuber	08062/72894-60	Sebastian.Henghuber@wmsommuno.de	Vorstand
Gemeindeförderung	Herbert	Thalbauer	08654/5750	thalbauer@ainring.de	Techn. Mitarbeiter
Biomassehof Achenental GmbH & Co. KG	Wolfgang	Wimmer	08641/694143-0	w.wimmer@biomassehof-achenental.de	Geschäftsführer
bifa Umweltinstitut	Ruth	Berkmüller	0821/7000-197	ruth.berkmuller@bifa.de	
WEIV Altbach	Bernhard	Brettsamer	08251/828655	bernhard.brettsamer@w.ualtbach.de	
Regionaler Planungsverband 18	Christine	Hautz	08671/502-206	Christine.Hautz@rpa-18.de	
bifa Umweltinstitut	Hans-Jürgen	Krist	0821/7000-155	HKrist@bifa.de	
Landkreis BGL	Manuel	Münch	08651/773-577	manuel.muench@lra-bgl.de	
HER AG	Gerhard	Schrettle	0821/780 90 40	schrettle@holzenergie-regio.de	

20.11.2017

3

Impulsvortrag bifa Umweltinstitut GmbH

20.11.2017

4

Ausgangspunkt für diesen Workshop: Energiekonzept RPV18



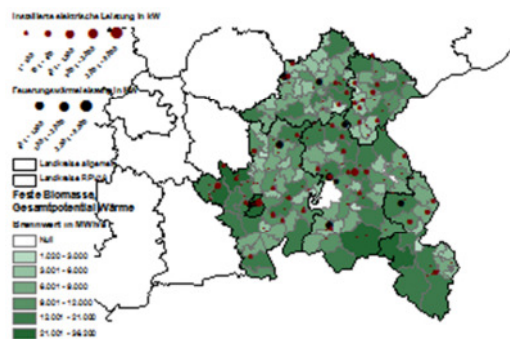
- Berechnung der Potenziale erneuerbarer Energien auch im Bereich Biomasse (feste Biomasse und Biogas)
- Aufnahme von Daten zu Biomasseheizkraftwerken im Planungsverband
- Aufbereitung der Daten

20.11.2017

Hans-Jürgen Kriß, Tel.: +49 821 7000-155, E-Mail: hkrist@bifa.de

5

Aufgabe bifa: Biomassepotenzialermittlung



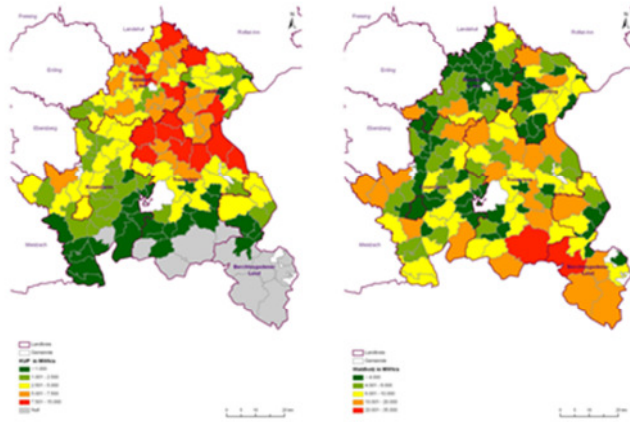
- Nachhaltige Nutzung der Waldflächen
- 30 % Waldholz zur energetischen Nutzung:
Großteil zur stofflichen Nutzung vorgesehen

Feste Biomasse:

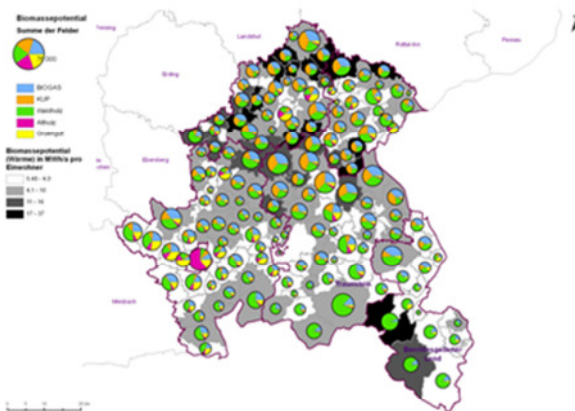
- Waldholz
- Grüngut
- Altholz
- KUP

= 1.676.000 MWh/a
„Energieholz“

Potenziale feste Biomasse KUP und Waldholz



Überblick Potenziale feste Biomasse



Ergebnis der Potenzialberechnung für Biomasse im RPV18

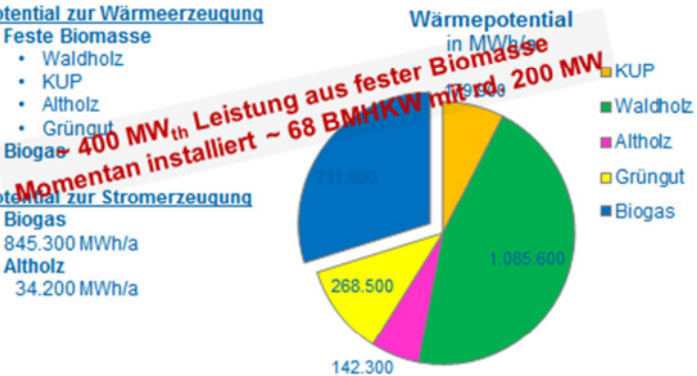
Potential zur Wärmeerzeugung

- Feste Biomasse
 - Waldholz
 - KUP
 - Altholz
 - Grüngut
- Biogas

Potential zur Stromerzeugung

- Biogas
845.300 MWh/a
- Altholz
34.200 MWh/a

Wärmpotential in MWh/a



Stoffstrom Holz

Quelle: Energieholzmarkt Bayern 2014



Abbildung 53: Die Stoffströme der stofflichen und energetischen Holzverwendung in Bayern 2014 in Mio. m³ bzw. m³ in einer vereinfachten Darstellung.

Wichtige Akteure und Interessen auf dem Energie-Holzmarkt (grobe Aufzählung)

AKTEURE

- Rohstofflieferanten
 - WBV, FBG
 - Kommunen
- Dienstleister und Veredler
 - Regionale Forstbetriebe und kleinere „Hacker“
 - Biomassehöfe
- Verbraucher, Kunden
 - Kommunen (10 %)
 - Industrie & Gewerbe (12 %)
 - Private Haushalte (73 %)

INTERESSEN

- Rohstofflieferanten
 - Keine, kurze Lagerhaltung
 - Kalkulierbare Margen
- Dienstleister und Veredler
 - Gute Planbarkeit der Ausnutzung vorhandener Kapazitäten
 - Geringe Lagerhaltung
- Verbraucher, Kunden
 - Gleichbleibende Qualität (FSC, Güteklasse Q1 – 3, ...)
 - Versorgungssicherheit
 - Preisstabilität

Lieferkette

1 Beispiel für Ansatzpunkt virtueller Biomassehof

These: Lagerkapazitäten sind beschränkt:

- nach Aussage verschiedener Biomassehofbetreiber können nur rd. 10 % der Mengen zentral an einem Biomasseumschlagplatz zwischengelagert werden
- 90 % der Mengen gehen direkt B. von den Holzpoltern zum Kunden. Vorort findet teilweise bereits eine Qualitätskontrolle und -zuteilung statt



Virtueller Biomassehof:
Sammeln von Infos, zentrale Organisation und Koordination der Logistik

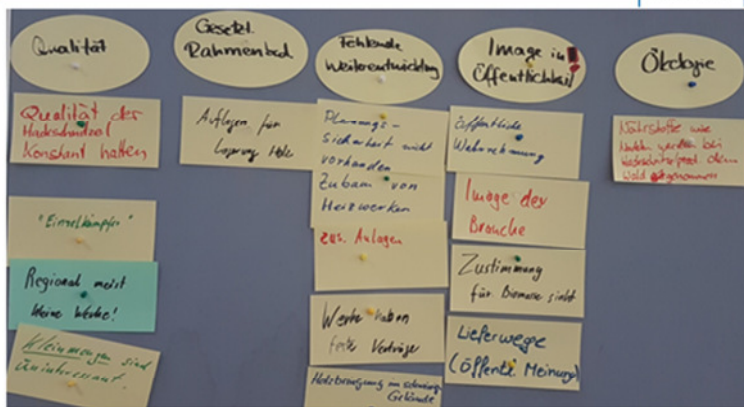
Huber hat Holz, Müller hat Holz
Huber hat Lieferauftrag nach B
Müller hat Lieferauftrag nach A

- ⇒ Holz von Müller wird an Kunde von Huber geliefert
- ⇒ Holz von Huber geht an Kunde von Müller
- ⇒ 2 x Fahren gespart!



Hans Jürgen Klus, Tel.: +49 821 7000-155, Email: hklus@bifa.de

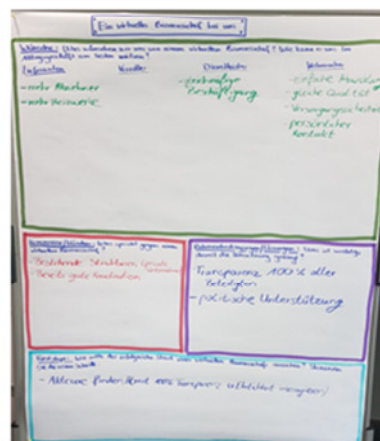
Ergebnisse Workshop-Arbeit



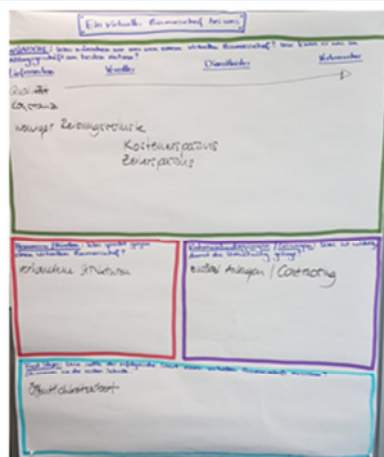
Stellen Sie sich vor, Sie würden einen virtuellen Biomassehof für Ihre Region planen. Diskutieren Sie Ihre Wünsche, mögliche Hemmnisse, wichtige Rahmenbedingungen und erste Umsetzungsschritte:

- **Wünsche:**
Was wünschen Sie sich von einem virtuellen Biomassehof? Wie kann er Ihnen im Alltagsgeschäft am besten nutzen?
- **Hemmnisse/ Hürden:**
Was spricht aus Ihrer Sicht gegen einen virtuellen Biomassehof?
- **Rahmenbedingungen/ Lösungen:**
Was ist wichtig, damit die Umsetzung eines virtuellen Biomassehofs funktioniert?
- **First steps:**
Wie sollte der erfolgreiche Start eines virtuellen Biomassehofs aussehen? Was wären erste Schritte?

Ergebnis Gruppe 1



Ergebnis Gruppe 2



- Aus Sicht der Teilnehmer passt das Konzept eines virtuellen Biomassehofs nicht zu den bestehenden Strukturen auf dem regionalen Holzmarkt.
- Wichtig ist aber allen eine intensive Öffentlichkeitsarbeit, da sich das Image von Biomasse als Energieträger zunehmend verschlechtert und die Zustimmung in Bevölkerung und Politik sinkt.
- Kommunen sollten als Vorbilder agieren.

Wie soll es weitergehen?

Besseres Image der Holzenergie:
Arbeit am Image der Forstwirtschaft, der Wärmeversorgung mit Hackschnitzel und der Regionalität

- Gezielte Öffentlichkeitsarbeit:
 - Bewusstsein für Ressourcen, die noch da sind, schaffen: Waldbestand nimmt kontinuierlich zu!
 - Ergebnisse zu Biomasse veröffentlichen, transparent machen
 - Energieagentur und RPV als zentrale Akteure für Öffentlichkeitsarbeit
 - Teilnehmer geben gerne praktischen Input auf Veranstaltungen / Gremiensitzungen
- Contracting anbieten
- Neue Anlagen bauen?

Kontakt

bifa Umweltinstitut GmbH
Am Mittleren Moos 46
86167 Augsburg

Tel.: +49 821 7000-0
Fax: +49 821 7000-100

www.bifa.de





Vorstellung der Holz Energie Regio AG (HER AG)

22.11.2017

HER AG,

1



Holz Energie Regio AG

- Wer steckt hinter der Holz Energie Regio AG
- Entstehungsgeschichte der HER AG
- Organisation der HER AG
- Vorteile der HER AG
- Aktuelle Betätigungsfelder
- Ziele und zukünftige Geschäftsfelder der HER AG

22.11.2017

HER AG,

2

Wer steckt hinter der Holz Energie Regio AG

- Mitglieder der Holz Energie Regio AG

Wir sind ein Zusammenschluss von Forstbetriebsgemeinschaften, Waldbesitzervereinigungen, Forstdienstleistern und Wärmenetzbetreibern.



Entstehungsgeschichte der Holz Energie Regio AG

- Eine erste Projektskizze wurde für die Kreisenergiewerke Landkreis Augsburg Ende 2013 bis Frühjahr 2014 ausgearbeitet und stellt ein in sich geschlossenes Konzept zur nachhaltigen regionalen Nutzung und Vermarktung von Biomasse im Landkreis Augsburg dar.
- Die Nutzung des Biomassepotenzials auf Basis von Holz und nachwachsenden Rohstoffen auf Gemeindeebene kann gemäß AELF optimiert und besser organisiert werden.
- Zur optimierten Nutzung der Biomassepotenziale des Landkreises sollten private, kommunale und ggf. staatliche Waldbesitzer mit einbezogen werden. So gewonnene energetisch nutzbare Biomassen sollen dann ortsnahe zur Energiegewinnung eingesetzt werden.

Entstehungsgeschichte der Holz Energie Regio AG

- Gleichzeitig hatten H. Dr. Brem und ich eine ähnliche Idee um den Rohstoff Hackschnitzel für die regionalen Nahwärmenetze sicherzustellen.
- Im Frühjahr 2014 vereinbarten die Kreisenergiewerke Augsburg, Dr. Markus Brem und ich eine Machbarkeitsstudie vom Bifa Umweltinstitut Augsburg erstellen zu lassen, um die Machbarkeit und die Wirtschaftlichkeit untersuchen zu lassen.
- Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wurden u. a. die jetzt beteiligten FBG Augsburg Nord, Augsburg West, WBV Aichach und dem Forstunternehmen Steppich befragt und auch deren Vorstellung aufgenommen.
- Das Ergebnis der Machbarkeitsstudie war die **Empfehlung der Gründung eines „virtuellen Biomassehofs“**.

22.11.2017

HER AG,

2

Gründung der Holz Energie Regio AG

- Im Laufe der Machbarkeitsstudie wurden u. a. mit verschiedenen Biomassehöfen wie z. B. Biomassehof Allgäu e.G., MW Biomasse AG, Holzhof Broß GmbH und den Bayerischen Staatsforsten die Möglichkeiten und auch die Schwierigkeiten besprochen. Das Ergebnis dieser Besprechungen war eindeutig: **Unbedingt machen, in der Region Schwaben/Altbayern fehlt ein Biomassehof.**
- Nach dem Abschluss der Machbarkeitsstudie fanden sich im Frühling 2015 die FBG Augsburg Nord, FBG Augsburg West, WBV Aichach, die Forstbetriebe Steppich, Mayr und Schneider, H. Dr. Brem und ich zur Umsetzung der Empfehlung zusammen.
- Nach ausführlichen Beratungen mit dem Steuerberater und der Erstellung der notwendigen Gründungsverträge wurde am **30. Juli 2015 die Holz Energie Regio AG gegründet.**

22.11.2017

HER AG,

2

Organisation der HER AG

- **Firmierung als kleine Aktiengesellschaft:** Vorteile bei der Aufnahme von neuen Mitgliedern, da dies ohne Notar erfolgen kann und auch steuerrechtlich, da die Körperschaftssteuerbefreiung der FBG und WBV nicht gefährdet wird.
- **Jedes Mitglied kann weiterhin seine eigenen Aktivitäten fortführen.** Ausnahmen sind Projekte bei denen gemeinsam festgestellt wird, dass dies zukünftig die HER AG übernimmt.
- **Regelmäßige Aufsichtsratssitzungen,** bei denen der Vorstand den Aufsichtsrat und die Mitglieder über den aktuellen Stand von Lieferungen, neuen Angeboten, neuen Projekten usw. informiert und ggf. über das weitere Vorgehen abgestimmt wird.
- **Nur die HER AG ist Vertragspartner von Hackschnitzelkunden,** keine FBG oder WBV.

Organisation der HER AG

- **Nur ein Vorstand als Angestellter:** Sehr geringe Verwaltungskosten, da sonst kein eigenes Personal vorhanden ist und jedes Mitglied seine Verwaltung selbst organisiert.
- **Erlöse werden fast vollständig an die beteiligten Mitglieder ausbezahlt,** d. h. die HER AG behält nur einen geringen Anteil für die Deckung der Kosten, jedes Mitglied, das eine Leistung für die HER AG erbringt, bekommt fast die volle Auszahlung pro t atro Waldhackschnitzel.
- **Keine eigenen Maschinen.** Die Maschinen gehören den Mitgliedern und werden auch von denen betrieben, auch für Arbeiten die nicht für die HER AG sind.
- **Liefermengen, Liefertermine und Auszahlungspreise werden in der Aufsichtsratssitzung gemeinsam festgelegt.**

Vorteile der HER AG

- Verträge mit größeren Mengen können geschlossen werden, da gemeinsam eine deutlich größere Menge regelmäßig geliefert werden kann. Der Preis ist momentan kein Thema, wir brauchen Lieferverträge mit möglichst großen Mengen, die dann auch zuverlässig angeliefert werden.
- Kapazitätsausgleich bei kurzfristigen Engpässen wegen zu viel oder zu wenig vorhandener Menge ist schnell möglich, „einer hat immer zu viel oder zu wenig“.
- Qualitätsausgleich für Kunden, da einer immer das richtige Material hat.
- Jedes Mitglied bleibt weiterhin in seiner Region wie bisher aktiv, nur gemeinsame Vermarktung.
- Steuerproblematik wegen nicht forstwirtschaftlichen Aktivitäten wird an die HER AG abgegeben.

Ziele der Holz Energie Regio AG

- Die HER AG wurde 2015 mit dem Ziel gegründet, die Wärmeversorgung in Gebäuden auf Basis von Biomasse zu fördern.
- Immobilieneigentümer bzw. -betreiber erhalten mit unseren Leistungen Versorgungssicherheit, Preisstabilität und einen ökologischen CO₂-neutralen Energieträger aus unserer Heimat.
- Energiewende verstehen wir als Chance, die Wertschöpfungspotenziale im Bereich der Wärmeenergie in unsere Region zurückzuholen.
- Als Zusammenschluss von Forstbetriebsgemeinschaften, Waldbesitzervereinigungen, Forstdienstleistern, Wärmenetzbetreibern und Immobilieneigentümern erarbeiten wir uns gemeinsam diese Chance.

Aktuelle Betätigungsfelder der HER AG

- Lieferung von Waldhackschnitzel an das Heizkraftwerk Augsburg seit 01.01.2016, Start mit 3.000 t atro, aktuell 5.000 t atro pro Jahr.
- Lieferung von Waldhackschnitzel an das Heizkraftwerk Pfeifer, Unterbernbach seit 01.02.2016, Start mit 3.000 t atro, aktuell 4.500 t atro pro Jahr.
- Erfolgreiche Beteiligung an den Ausschreibungen vom Heizkraftwerk Aichach, Lieferung von Waldhackschnitzel seit 01.01.2016 jährlich 500 t atro.
- Lieferung von trockenen Waldhackschnitzel an die Heizwerke der Stadt Stadtbergen, ca. 1.000 cbm/Jahr.
- Lieferung von trockenen Waldhackschnitzel an verschiedene kleinere Heizwerke in der Region.

22.11.2017

HER AG,

2

Aktuelle Betätigungsfelder der HER AG

- Verwertung von Restholzmaterialien aus Wald, Sägewerken und Landschaftspflege in der Region Schwaben und Altbayern durch unsere Mitglieder
- Hackdienstleistungen vor Ort durch unsere Mitglieder
- Preisschätzung von Biomassematerialien durch unsere Mitglieder
- Beteiligung an Ausschreibungen für Lieferungen von Hackschnitzeln in der Region Schwaben und Altbayern
- Unterstützung bei der Planung von Heizanlagen für Hackschnitzel

22.11.2017

HER AG,

2

Zukünftige Geschäftsfelder der HER AG

- **Vertrieb und Lieferung von Pellets**
- Betrieb von Biomasseheizanlagen
- Energieberatung für Immobilieneigentümer
- Wärme-Contracting

Vielen Dank für ihre
Aufmerksamkeit.

Holz Energie Regio AG

Wertinger Str. 40
86368 Gersthofen
Tel. 0821/780 90 40
Mobil 0151/52 84 74 29

info@holzenergieregio.de

www.holzenergieregio.de

Einladungsschreiben: TEXT

Betreff:

Einladung Informations- und Interessensaustausch:

Optimierung der regionalen Wertschöpfung im Holzmarkt durch logistische Kooperation und Umsetzung eines virtuellen Biomassehofs

Sehr geehrte/r Frau / Herr „**Name**“,

wir – der regionale Planungsverband Südostoberbayern und das bifa Umweltinstitut – laden Sie als „*Position*“ der „*Organisation*“ mit diesem Schreiben gezielt zur Teilnahme an der geplanten Veranstaltung am **25.07.17** um **13 Uhr** am Landratsamt in **Bad Reichenhall** ein.

Die Absicht der Veranstaltung ist, gemeinsam mit weiteren regionalen Akteuren des Holzmarktes im regionalen Planungsverband die Chancen einer, insbesondere logistischen Kooperation in einem sogenannten **virtuellen Biomassehof** zu erörtern.

Ziel ist die Optimierung der regionalen Wertschöpfungskette von Energieholz. Diese erstreckt sich vom Einschlag des Holzes, über die Veredelung zu bedarfsangepassten Qualitäts-Holzhackschnitzeln oder Pellets, bis hin zur Wärme- oder Stromerzeugung in einem Biomasseheizkraftwerk bspw. einer Kommune oder Energieversorgers.

Mögliche Vorteile einer gemeinsamen Vermarktungslogistik können

- Kapazitäts- und Qualitätsausgleich zur optimalen Belieferung der Kunden,
- bessere Marktpreise durch eine Logistik, die auf Veredelung setzt und somit tendenziell höhere Margen erzielen kann,
- Ausgleich von Mengenschwankungen mit der Folge von besseren Konditionen bei der Vermarktung im Verbund gegenüber Großabnehmern oder
- bessere Verkaufskonditionen durch Zusammenschluss aufgrund einer besseren Marktdurchdringung sowie
- ein vereinfachter Ausgleich von Qualitätsschwankungen im Verbund

sein.

Kommunen und Verbraucher profitieren insbesondere durch eine Verbesserung der Versorgungssicherheit bei Liefermengen und Qualität sowie hohe Preisstabilität.

In der Veranstaltung werden Ihnen Erfahrungen des virtuell arbeitenden Biomassehofs Holzenergieregio AG – HERAG (<http://www.holzenergieregio.de/>) – von dessen Vorstand Herr Schrettle und dem Kooperationsmitglied WBV Aichach von dessen Geschäftsführer Herrn Breitsameter vorgestellt. Sie erfahren welche Chancen dieses Kooperationsmodell in dieser oder angepasster Form Ihrem Unternehmen bietet und lernen Ansätze zur Weiterentwicklung der regionalen Zusammenarbeit kennen. Weitere Informationen entnehmen Sie bitte dem beiliegenden Programm. Die Teilnahme ist kostenlos.

Wir würden uns freuen, wenn Sie sich für diese Veranstaltung Zeit nehmen um mit Kollegen aus Ihrer Region diese Idee aufzunehmen und zu diskutieren.

Schirmherr der Veranstaltung ist der regionale Planungsverband Südostoberbayern, bestehend aus den Landkreisen Altötting, Berchtesgadener Land, Mühldorf, Rosenheim und Traunstein sowie der kreisfreien Stadt Rosenheim.

Anlage XXIII Dokumentation Akteursgespräche Roadmap Biogasnutzung

8.3 Anlage 3: Dokumentation Arbeitstreffen „Roadmap Biogasnutzung post EEG“

Thema: Biogas der Region zukünftig stärken
Datum, Dauer: 23.10.2017, 10:00 Uhr bis 12:30 Uhr
Ort: Landratsamt Altötting, kleiner Sitzungssaal

Teilnehmer:

- Hr. Barth (Fachverband Biogas e.V., Regionalgruppenvertreter)
- Fr. Moser (Landkreis Rosenheim)
- Hr. Erhardt (SWRo)
- Fr. Hautz (RPV)
- Hr. Bürger (Landkreis Rosenheim)
- Hr. Hertel (bifa)
- Hr. Hollnaicher (SWRo)
- Hr. Stiehler (Energieagentur Südostbayern)
- Fr. Voggenauer (Landkreis Rosenheim)
- Hr. Krist (bifa)
- Hr. Dr. Rauh (Fachverband Biogas e.V.)
- Hr. Rinser (Fachverband Biogas e.V., Regionalgruppenvertreter)
- Hr. Vogler (SWRo)
- Hr. Zimmermann (Landkreis Altötting)

TOP

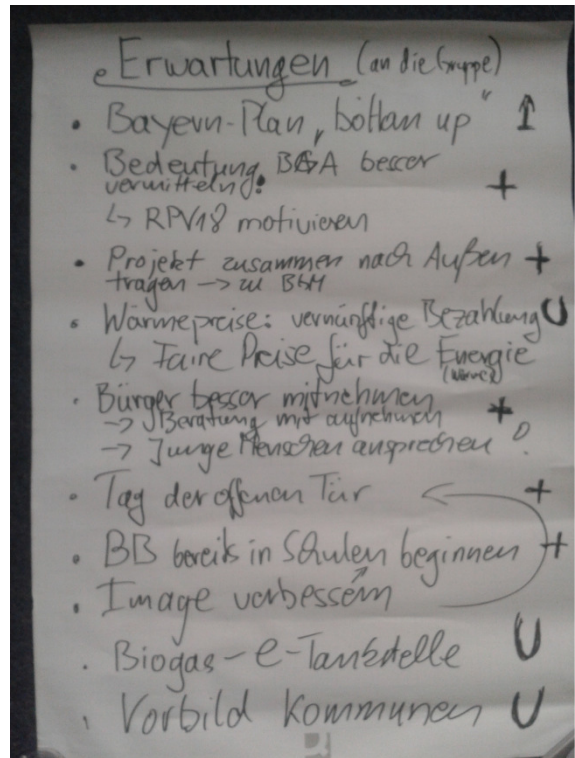
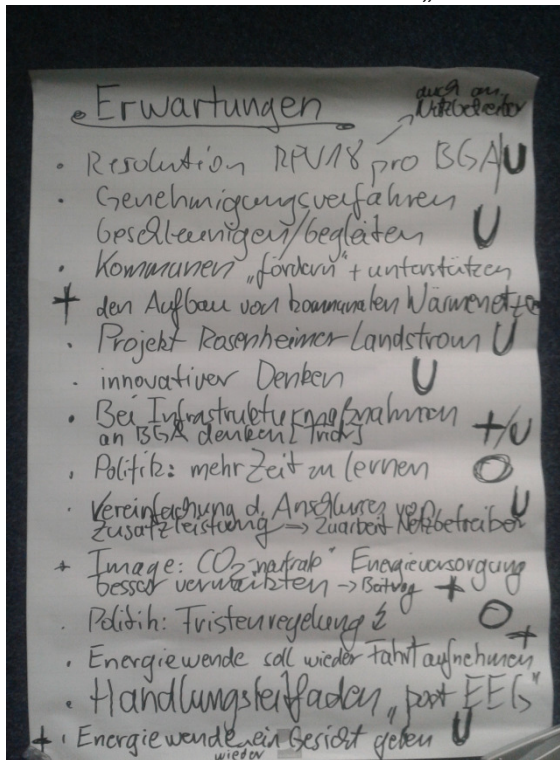
1. Begrüßung
2. Vorstellung
3. Präsentation der Ergebnisse zum Energiekonzept des Planungsverbandes Südostoberbayern zum Bereich Biogas
4. Impuls: Bedeutung Biogas für die Region und Ziele für die Zukunft
5. Arbeitsrunde
6. Diskussion
7. Fördermöglichkeit und weiteres Vorgehen
8. Schlusswort

Ziel: Stärkung der Rolle von Biogas zur Erreichung der Klimaschutz- und Energiewendeziele im RPV18 durch den Ausbau der Biogasstromleistung zum Ausgleich fluktuierender Energien und zur Stromnetzstabilisierung. Biogas kann allein durch die Flexibilisierung der Bestandsanlagen eine Leistungskapazität von rd. 500 MW durch mehrfache Überbauung erreichen. Dies entspricht der Leistung eines großen Gasturbinenkraftwerks mit 500 kW das rd. 2.500 h Betriebszeit im Jahr aufweist.

Hintergrund und bisherige Restriktionen: Bis 2025 fallen bis zu 45 MW Bemessungsleistung, also rd. 50 % der bisher installierten Bemessungsleistung im Bereich Biogas aus dem EEG heraus. Ohne wirtschaftliche Perspektive werden

diese Biogasanlagen nicht mehr weiterbetrieben mit Konsequenzen auf die Energieversorgung.

Dokumentation Arbeitsrunde „Erwartungen“:



Die genannten Erwartungen können grob in folgende Überpunkte gefasst werden:

- U = konkrete Maßnahme / Umsetzungsprojekt
- + = Maßnahme im Bereich Imageverbesserung und -pflege

Abgeleitete Problemstellung aus Diskussion:

- Wirtschaftlichkeit der Biogasanlagen muss zukünftig gesichert werden:
 - o Faire Wärmepreise
 - o Hilfestellung bei der (Weiter-)Entwicklung von Geschäftsmodellen durch Beratung bei Themen wie bspw.
 - Flexibilisierung
 - E-Tankstellen oder
 - Bioerdgas
 - o Vorbildfunktion von Kommunen bspw. bei der Abwärmenutzung von Biogasanlagen
 - o Bei Infrastrukturmaßnahmen muss Biogas berücksichtigt werden
 - o Rosenheimer Landstrom für andere Regionen im RPV anpassen

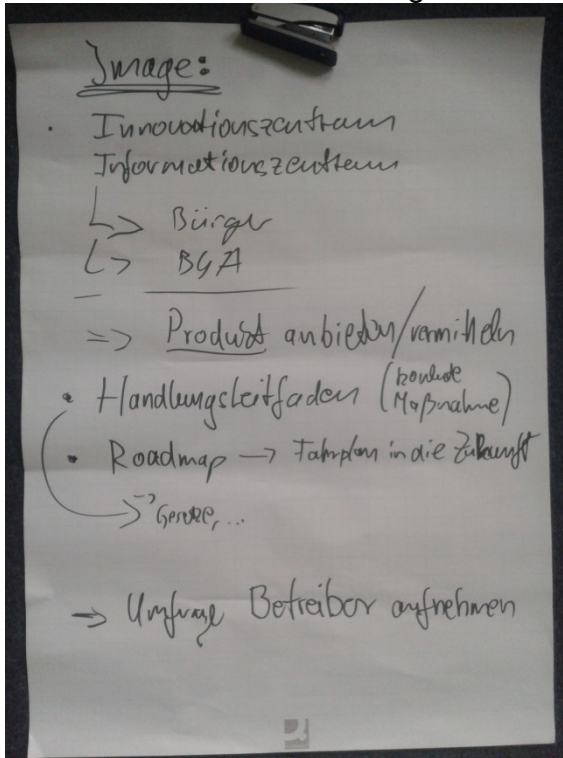
Übergeordnete Maßnahme im Bereich Politik zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den (Weiter-)Betrieb von Biogasanlagen

- Resolution RPV18 pro Biogas an die Politik
- Landkreise und Kommunen sollen Vorbild sein bspw. in der Abwärmenutzung von Biogasanlagen

Bereich Image verbessern: Der Energiewende ein Gesicht geben!

- Positive Öffentlichkeitsarbeit auch von Seiten der Politik
- Bürger besser mitnehmen, Ziele der Energiewende und des Klimaschutzes greifbar machen, Bedeutung Biogas besser kommunizieren und positiv besetzen:
 - o Tag der offenen Tür bspw. RPV weit (Biogasbesichtigung, Wärmenetze Vorträge, ...)
 - o Bewusstseinsbildung pro Biogas bzw. Energiewende und Klimaschutz früher beginnen: Kindergarten und Schule
 - o Jugendliche mit ansprechen: moderne Medien und Kommunikationswege (bspw. Facebook, Twitter und Co) benutzen
- Modellprojekte zusammen positiv nach Außen Tragen und bewerben
 - o Bspw. e-Tankstelle

Dokumentation weiteres Vorgehen:



Abgeleitete erste Handlungsschritte aus der Diskussion:

„Innovations- und Informationszentrum“ unter Nutzung bestehender Strukturen entwickeln / organisieren: Bspw. Energieagentur Südostbayern für die Landkreise BGL und TS (siehe auch Folie 16 der Präsentation).

Ziel: Biogasanlagenbetreibern wichtige Informationen für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb vermitteln, Bürger zum Thema Biogas aufklären (Image), Kommunen beim Umgang mit dem Thema Biogas helfen:

1. Schritt: Roadmap – Strategisches Vorgehen unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus diesem Arbeitstreffen entwickeln:
erste Ansatz erfolgt im Rahmen des Energiekonzept für den RPV18
2. Schritt: Organisationsstruktur / Kümmererstruktur für das Thema Biogas Zukunft für den RPV18 entwickeln unter Einbindung der Akteure (siehe Teilnehmerliste) und bisherigen Aktivitäten
3. Schritt: Instrumente entwickeln, die bei der Umsetzung helfen:
 - a. Instrument: Handlungsleitfaden
 - b. Auswertung Umfrageergebnisse

Dokumentation Präsentation:



bifa
Umweltinstitut



Biogas der Region zukünftig stärken

Markus Hertel, Hansjürgen Krist

27. Oktober 2017

Technik. Stoffe. Strategien.


Agenda



1. Begrüßung
2. Vorstellung
3. Präsentation der Ergebnisse zum Energiekonzept des Planungsverbandes Südostoberbayern zum Bereich Biogas
4. Impuls: Bedeutung Biogas für die Region und Ziele für die Zukunft
5. Arbeitsrunde
6. Diskussion
7. Fördermöglichkeit und weiteres Vorgehen
8. Schlusswort

27.10.2017

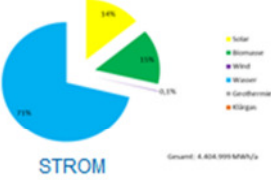
5



Energiekonzept für den regionalen Planungsverband Südostoberbayern (RPV18) - Biomasse

- **Basisdatenermittlung**
 - Primärenergieverbrauch Strom und Wärme
 - THG-Emissionen im RPV
 - Bestand erneuerbarer Energien
 - Biomasse rd. 650.000 MWh_{el} pro Jahr
=> Strom für rd. 390.000 Menschen in Privaten Haushalten
 - 285 Biogasanlagen (2013)
 - ~ 310 Biogasanlagen (2016)
 - P_{el} Biogas: ~ 90 MW_{el} Bemessungsleistung

Prozentuale Verteilung EE Erzeugung (2013)



STROM


Gesamt: 4.404.999.999 kWh

- **Potenzialermittlung: Zubaupotenzial**

feste Biomasse:	1.100 GWh _{th} /a	}	WB von 60.000 HH
Biogas:	320 GWh _{th} /a		
	380 GWh _{el} /a	}	Strombedarf von rd. 95.000 HH
- **Maßnahmenableitung: weiterführende Auswertungen**

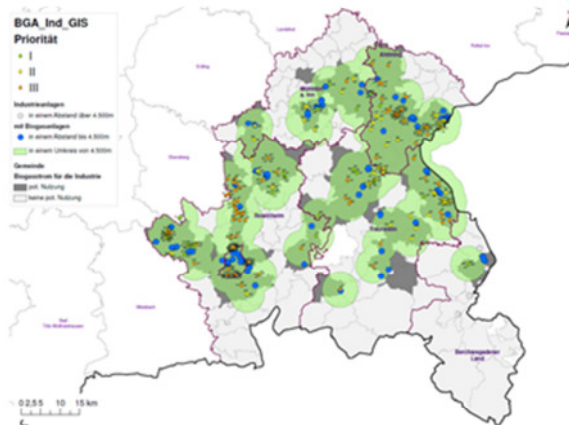
27.10.2017

6



Unternehmensname, Biogasanlagennummer	Inbetriebnahme	BGA PeLkW	Stromertrag BGA2013_kWh	Strombedarf Unternehmen in kWh (Abfrage 2015)	Distanz BGA - Unternehmen	wahrscheinlich flexibilisiert	Priorität
Alte Kindermehrwagen GmbH							
		2.041	11.864.972	27.537.315			
51	2011	150	1.999.596	5.507.461	5.279	NE/N	1
52	2010	150	1.547.547	5.507.461	5.416	JA	1
53	1996	100	826.039	5.507.461	4.221	NE/N	1
64	2004	1.126	5.514.142	5.507.461	5.711	JA	1
355	2006	295	2.115.856	5.507.461	226	NE/N	1
Baif & Demme Huber Innenausbau GmbH							
		2.046	11.865.256	5.250.000			
45	2010	135	1.249.587	1.060.000	4.155	NE/N	1
46	2010	150	1.256.534	1.060.000	4.594	NE/N	1
52	2010	150	1.547.547	1.060.000	991	JA	1
64	2004	1.126	5.514.142	1.060.000	1.655	JA	1
355	2006	295	2.115.856	1.060.000	4.226	NE/N	1
BTK Befrachtungs- und Transportcenter GmbH							
		325	1.899.135	734.300			
6	2006	100	305.201	176.575	5.071	JA	1
8	2011	130	717.833	176.575	5.189	JA	1
10	2011	90	197.734	176.575	1.275	JA	1
424	2011	45	476.566	176.575	3.804	NE/N	1
Elitex Kreuzspinnerei GmbH							
		1.049	6.137.167	1.930.000			
13	2007	20	87.700	350.000	813	JA	1
14	2015	340	21.771	350.000	862	JA	1
15	2011	19	129.970	350.000	2.616	NE/N	1
16	2010	340	1.061.046	350.000	1.776	NE/N	1
42	2007	400	5.376.995	350.000	1.644	NE/N	1

Projektidee Energiepaarbildung: Unternehmen - Biogasanlage



27.10.2017

11

FAZIT für Biogasnutzung

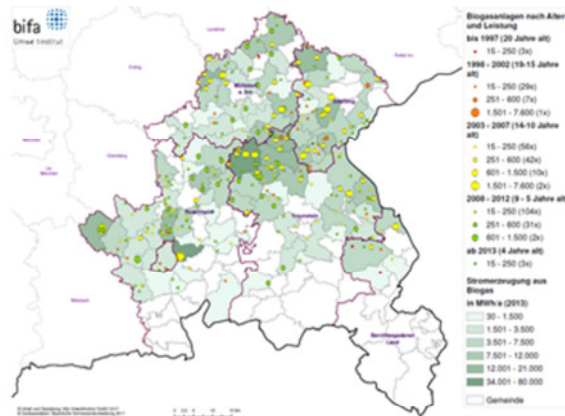
- Zubaupotenziale sind gering und politisch schwierig zu realisieren
- Aussagen zur Wärmenutzung in Wärmenetzen nur bedingt möglich: Einschätzung für RPV18: unzureichend
- Flexibilisierungsgrad grundsätzlich hoch: > 50 %
Jedoch nur geringe Überbauung (max. doppelte Überbauung) mit Teilnahme am Regelmarkt => Flexleistung rd. 150 MW_{el}
Chancen Biogas: Erhöhung der Ausgleichsleistung auf 500 MW_{el}

27.10.2017

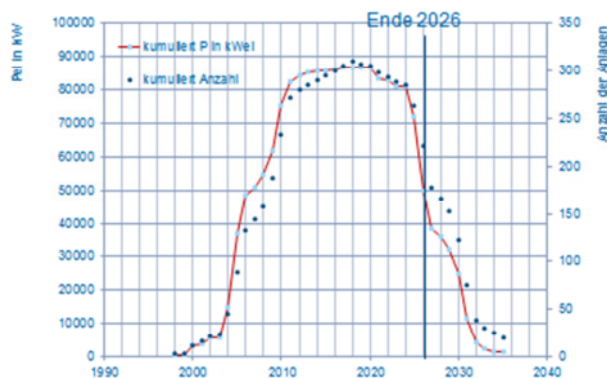
12

1. Begrüßung
2. Vorstellung
3. Präsentation der Ergebnisse zum Energiekonzept des Planungsverbandes Südostoberbayern zum Bereich Biogas
4. **Impuls: Bedeutung Biogas für die Region und Ziele für die Zukunft**
5. Arbeitsrunde
6. Diskussion
7. Fördermöglichkeit und weiteres Vorgehen
8. Schlusswort

Altersstruktur der Biogasanlagen



Entwicklung Biogasanlagenbestand post EEG



- Aktivitäten im RPV18 mit Bezug zu Biogas und Direktstromvermarktung
 - Veranstaltungsreihe Biogasforum: Wissenstransfer
 - BGM Birner von Kirchanschöring strebt LEADER Projektantrag zur Gründung und Führung eines „Regionalwerk Chiemgau-Rupertwinkel“ u.a. zur Vermarktung von regionalem EE Strom
 - Energieagentur Südostbayern
 - Landstrom der SWRo
 - Biogasfachverband: Regionalgruppentreffen sorgt für Wissenstransfer
 - Klimaschutzmanager die sich diesem Thema annehmen

=> Kraftsparen durch Bündelung der Aktivitäten
- Chancen und Rolle Biogas im RPV18: wichtiger Baustein der Energiewende und des Klimaschutzes der „postEEG“ erhalten werden muss
 - Erhöhung der Flexleistung auf bis zu 500 MWel möglich: 4 bis 5-fache Überbauung => Entspricht großem Gaskraftwerk mit rd. 2.500 h Betriebszeit
 - Sichert Ausbau anderer fluktuierender EE
 - Erhöht regionale Wertschöpfung:
 - „Börsengelder“ landen im RPV
 - Biogasflächen bleiben Biogasfläche: Konkurrenz zu konventionellen Landwirtschaft bleibt aus

27.10.2017

16

Agenda

1. Begrüßung
2. Vorstellung
3. Präsentation der Ergebnisse zum Energiekonzept des Planungsverbandes Südostoberbayern zum Bereich Biogas
4. Impuls: Bedeutung Biogas für die Region und Ziele für die Zukunft
5. Arbeitsrunde
6. Diskussion
7. Fördermöglichkeit und weiteres Vorgehen
8. Schlusswort

27.10.2017

22

Fördermöglichkeit

Richtlinien zur Förderung von
Energiekonzepten und kommunalen
Energienutzungsplänen



bei Energienutzungsplänen und der Umsetzungsbegleitung

- bis zu 70 % für kommunale Gebietskörperschaften.

Der Förderhöchstbetrag bei der Umsetzungsbegleitung beträgt 40.000 €.

Im Rahmen der Umsetzungsbegleitung sind die Kosten für eine max. zweijährige Umsetzungsbegleitung von Maßnahmen zuwendungsfähig, die in einem durch dieses Programm geförderten Energienutzungsplan vorgeschlagen werden. Investitionskosten der Umsetzungsbegleitung sind nicht zuwendungsfähig.

27.10.2017

23

bifa Umweltinstitut GmbH
Am Mittleren Moos 46
86167 Augsburg

Tel.: +49 821 7000-0
Fax: +49 821 7000-100

www.bifa.de



Kurzdarstellung Projekt „Roadmap Biogasnutzung“:

1. Ziel: Stärkung der Rolle von Biogas zur Erreichung der Klimaschutz- und Energiewendeziele im RPV18
 - a. Ausbau Biogasstromleistung zum Ausgleich fluktuierender Energien und
 - b. Stromnetzstabilisierung

Biogas kann allein durch die Flexibilisierung der Bestandsanlagen eine Leistungskapazität von rd. 500 MW durch mehrfache Überbauung erreichen. Dies entspricht der Leistung eines großen Gasturbinenkraftwerks mit 500 kW das rd. 2.500 h Betriebszeit im Jahr aufweist.

2. Hintergrund und bisherige Restriktionen
 - a. Bis 2025 fallen bis zu 45 MW Bemessungsleistung, also rd. 50 % der bisher installierten Bemessungsleistung im Bereich Biogas aus dem EEG heraus. Ohne wirtschaftliche Perspektive werden diese Biogasanlagen nicht mehr weiterbetrieben mit Konsequenzen auf die Energieversorgung.
 - b. Betrieb der Biogasanlagen:
Trotzdem dass rd. 60 % der Biogasanlagen doppelt überbaut sind und grundsätzlich flexibel Strom für die Strombörse – Regelleistung (Volumen rd. 4 – 5 GW) und EPEX-Spotmarkt (Volumen rd. 50 – 90

GW) – zur Deckung des Strombedarfs produzieren könnten wird dies nur von 10 % der Biogasanlagenbetreibern tatsächlich gemacht.

- c. Image der Biogasbranche ist schlecht:
 - i. Vermaisung: nur rd. 30 % des angebauten Mais geht tatsächlich in die Biogasproduktion
 - ii. Der Vorteil durch die Verbesserung der Eigenschaften des Wirtschaftsdünger wird nicht gewürdigt: Stickstoff wird bspw. pflanzenverfügbarer, so dass mehr aufgenommen werden kann und weniger als THG in die Atmosphäre emittiert.
 - iii. Intensive Landwirtschaft wird oft negativ gesehen und mit Biogas in Verbindung gebracht
 - iv. Neiddebatte
 - d. Genehmigungsdauer zur Umsetzung von flexiblen Fahrweisen – Ausbau der installierten Leistung – besitzt Optimierungspotenzial
3. Strategie zur Erreichung der Ziele:
- a. Motivation der Biogasanlagenbetreiber durch
 - i. Ausbau der Beratungsangebote und verstärkte Aufklärung im RPV
 - ii. Ausarbeitung eines Geschäftsmodells:
Biogasanlagenbetreiber besitzen in der Regel nicht das Know-how um an der Strombörse selbst zu handeln => professionelle Unterstützung durch seriöse Partner (bspw. SWRo)
 - b. Schulung von Verantwortlichen in den Genehmigungsbehörden: Wissenstransfer optimieren und eventuell bündeln der Genehmigungsaufgaben des RPV18 auf weniger Stellen => Kompetenzen zusammenführen!
 - c. Motivation von Kommunen sich an Überlegungen bspw. zum Aus- oder Aufbau eines kommunalen Fernwärmenetzes mit Biogasanlagenbetreibern zu beteiligen.
Biogasanlagen brauchen neben den Stromerlösen ein weiteres Standbein: Wärmenutzung!
 - d. Imageaufbesserung im Schulterschluss und gemeinsame Öffentlichkeitsarbeit von Kommunen, Energieversorger, Biogasanlagenbetreibern, Fachverband Biogas e.V.

