



**Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-
Forschung Baden-Württemberg**

Fachgebiet Systemanalyse

„P2G-Netze“

**Potenziale der Vernetzung von Strom- und Gassektor zur
Stärkung der Systemstabilität und der Versorgungssicher-
heit in Baden-Württemberg durch Power-to-Gas(-to-Power)**

Abschlussbericht

04.05.2018

Im Auftrag von

TRÄNSNET BW



terranets bw

Ansprechpartner der Auftraggeber

TRÄNSNET BW

TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Straße 15 – 17
70173 Stuttgart

M.Sc. Sebastian Schleich
Netzwirtschaft / Produkte &
Grundsatzfragen
Tel: +49 711 21858-3316
Mobil: +49 170 7715860
E-Mail: s.schleich@transnetbw.de

 **terraneTS bw**

terraneTS bw GmbH

Am Wallgraben 135
70565 Stuttgart

Dr. Olivia Arago
Leiterin Unternehmensent-
wicklung
Tel.: +49 711 7812 1315
E-Mail: o.arago@terraneTS-
bw.de

Erstellt durch

**Zentrum für Sonnenenergie- und
Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg**

Meitnerstraße 1
70563 Stuttgart

Projektleitung und Ansprechpartner

M.Eng. Simon Schwarz
Fachgebiet Systemanalyse
Tel: 0711 / 7870-258
Mobil: 0162-2915626
e-Mail: simon.schwarz@zsw-bw.de

Bearbeitet von

Simon Schwarz
Jochen Metzger
Henning Jachmann

Inhaltsverzeichnis

INHALTSVERZEICHNIS	I
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	II
TABELLENVERZEICHNIS	IV
MANAGEMENT SUMMARY	1
1. EINLEITUNG	4
1.1. MOTIVATION	4
1.2. ZIELE UND AUFBAU DER STUDIE	6
2. SZENARIEN ZUR MARKTDURCHDRINGUNG VON POWER-TO-GAS	8
2.1. STATUS QUO.....	9
2.2. ENTWICKLUNG GAS- UND STROMMARKT IN DEUTSCHLAND UND BADEN-WÜRTTEMBERG	23
2.3. ERARBEITUNG UND FESTLEGUNG VON POWER-TO-GAS AUSBAUSZENARIEN	27
2.4. KENNGRÖßEN UND TECHNISCHE BESCHREIBUNG DER TECHNOLOGIE	28
2.5. REGIONALISIERUNG	35
3. POWER-TO-GAS FÜR SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN	49
3.1. POTENZIAL UND BEDARF AN SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN IM STROMSYSTEM	49
3.2. POTENZIAL UND BEDARF AN SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN IM GASSYSTEM.....	61
3.3. VERGLEICH DER REGELENERGIEBEDARFE STROM UND GAS	66
4. WIRTSCHAFTLICHE BETRACHTUNG VON POWER-TO-GAS	68
4.1. ANALYSE DER ERLÖSMÖGLICHKEITEN FÜR POWER-TO-GAS	68
4.2. ÖKONOMISCHE RAHMENBEDINGUNGEN UND TEILNAHME AN MEHREREN MÄRKTEN	79
5. ENERGETISCHE VERSORGUNGSSICHERHEIT	87
5.1. VERSORGUNGSSITUATION MIT FOSSILEN ENERGIETRÄGERN IN DEUTSCHLAND	87
5.2. BEWERTUNG DES ENERGIEROHSTOFFRISIKOS (ERDGAS, BRAUN- UND STEINKOHLE)	89
5.3. BEITRAG ZUR VERSORGUNGSSICHERHEIT VON POWER-TO-GAS IM STROMNETZ	91
5.4. BEITRAG ZUR VERSORGUNGSSICHERHEIT VON POWER-TO-GAS IM GASNETZ.....	94
6. FAZIT UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	99
7. LITERATURVERZEICHNIS	104
8. ANHANG	110
8.1. ERGÄNZENDE TABELLEN ZU KAPITEL 2.....	110
8.2. KREISFREIE STÄDTE UND LANDKREISE IN BADEN-WÜRTTEMBERG	111
8.3. FAHRZEUGSTATISTIK DER STÄDTE UND LANDKREISE IN BADEN-WÜRTTEMBERG.....	112
8.4. ERGEBNISSE BUNDESLÄNDER / NETZKNOTEN.....	113
8.5. ERGEBNISSE BUNDESLÄNDER / NETZKNOTEN (SÜDPOSITION)	125
8.6. ERGEBNISSE KREISFREIE STÄDTE UND LANDKREISE BW	137
8.7. SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN MATRIX - FÜR POWER-TO-GAS POTENZIELL RELEVANTE SDL-ARTEN (STROM)	153

Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1: POWER-TO-GAS PRINZIP (QUELLE: ZSW).....	6
ABBILDUNG 2: ÜBERSICHT POWER-TO-X-ANWENDUNGEN (EIGENE DARSTELLUNG ZSW).....	10
ABBILDUNG 3: TREIBHAUSGAS-EMISSIONEN IN DEUTSCHLAND SEIT 1990, SOWIE ZIELE DER BUNDESREGIERUNG FÜR 2020 UND 2050 (EIGENE DARSTELLUNG IN ANLEHNUNG AN [8])	11
ABBILDUNG 4: ERGEBNIS METAANALYSE STROMSPEICHERBEDARF IN DEUTSCHLAND, ERGÄNZT UM DARAUS ABGELEITETEN POWER-TO-GAS-KAPAZITÄTSBEDARF [10].....	12
ABBILDUNG 5: LÄNDERVERGLEICH INSTALLIERTE EE-LEISTUNG ZUM 31.12.2015 [12]	15
ABBILDUNG 6: ERGEBNIS DER METAANALYSE AUSBAU ERNEUERBARER ENERGIEN IN 2050.....	16
ABBILDUNG 7: GEMITTELTE REGIONENBILANZ: STROMERZEUGUNG UND -NACHFRAGE IN 2020 [17]	17
ABBILDUNG 8: ENTWICKLUNG DER ZIELPFADE DES NETZZUBAUS NACH ENLAG (STAND ENDE 2017). (DARSTELLUNG BASIEREND AUF [25], FORTSCHREIBUNG 2017 BASIEREND AUF [27])	19
ABBILDUNG 9: FERNLEITUNGSNETZ DEUTSCHLAND [28].....	21
ABBILDUNG 10: ENTWICKLUNG DER BRUTTOSTROMERZEUGUNG FÜR "KONVENTIONELLE" UND "NEUE" STROMANWENDUNGEN (EIGENE DARSTELLUNG BASIEREND AUF [34]).....	24
ABBILDUNG 11: ENTWICKLUNG DER STROMNACHFRAGE DIFFERENZIERT NACH SZENARIEN UND SEKTOREN ZWISCHEN 2013 – 2050 (EIGENE DARSTELLUNG BASIEREND AUF [31])	25
ABBILDUNG 12: ENTWICKLUNG DES ERDGASVERBRAUCHS (EIGENE DARSTELLUNG BASIEREND AUF [36]).....	26
ABBILDUNG 13: ENTWICKLUNG DES BEREINIGTEN ERDGASVERBRAUCHS (EIGENE DARSTELLUNG BASIEREND AUF [36])	27
ABBILDUNG 14: LINEARISierter POWER-TO-X-AUSBAUPFAD ZUR ERREICHUNG DER SZENARIEN	28
ABBILDUNG 15: SCHEMATISCHES BLOCKSCHALTBIld POWER-TO-GAS-ANLAGE INKL. ENERGIEFLÜSSE (ABBILDUNG OBEN: NIEDERTEMPERATURELEKTROLYSE AEL / PEM; ABBILDUNG UNTEN: HOCHTEMPERATURELEKTROLYSE) (EIGENE DARSTELLUNG ZSW)	30
ABBILDUNG 16: KREISFREIE STÄDTE UND LANDKREISE BADEN-WÜRTTEMBERG (DARSTELLUNG ZSW	35
ABBILDUNG 17: AUFTEILUNG DEUTSCHLAND NACH FEE-POTENZIAL-REGIONEN [37] (DARSTELLUNG ZSW ..	38
ABBILDUNG 18: VERTEILUNG DER POWER-TO-GAS-LEISTUNG AUF KREISFREIE STÄDTE UND LANDKREISE IN BADEN-WÜRTTEMBERG IM AMBITIONIERTEN SZENARIO 2030 (DARSTELLUNG EXEMPLARISCH, DETAILAUSWERTUNG FÜR ALLE SZENARIEN IM ANHANG)	47
ABBILDUNG 19: ENTWICKLUNG DES DURCHSCHNITTLICHEN PRIMÄRREGELLEISTUNGSPREIS VON 2014 BIS 2017 (EIGENE AUSWERTUNG BASIEREND AUF DATEN VON [40])	54
ABBILDUNG 20: ENTWICKLUNG DES DURCHSCHNITTLICHEN SRL-LEISTUNGSPREIS VON 2014 BIS 2017 (EIGENE AUSWERTUNG BASIEREND AUF DATEN VON [42])	55
ABBILDUNG 21: ENTWICKLUNG DES MITTLEREN SRL-ARBEITSPREISES VON JANUAR 2014 BIS MAI 2017 (EIGENE AUSWERTUNG BASIEREND AUF DATEN VON [42])	56
ABBILDUNG 22: ENTWICKLUNG DES DURCHSCHNITTLICHEN LEISTUNGSPREISES BEI NEGATIVER MRL VON 2014 BIS 2017 (EIGENE AUSWERTUNG BASIEREND AUF DATEN VON [42])	57
ABBILDUNG 23: ENTWICKLUNG DES MITTLEREN MRL-ARBEITSPREISES VON 2014 BIS 2017 (EIGENE AUSWERTUNG BASIEREND AUF DATEN VON [42])	58
ABBILDUNG 24: BESCHAFFUNGSRANGFOLGE (MERIT ORDER) FÜR EXTERNE REGELENERGIE (EIGENE DARSTELLUNG BASIEREND AUF [49]).....	63
ABBILDUNG 25: VERGLEICH DER TAGESMENGEN UND TAGESMAXIMAL- UND -MINIMALVERGÜTUNG ALLER ABRUFEN (MOL 1-4) 05/2016 - 04/2017 [50].....	65
ABBILDUNG 26: ARBEITS- UND LEISTUNGSPREIS ROD LANGZEIT Q4/15 - Q1/17 (GEORDNET NACH LEISTUNGSPREIS; REINE BEREITSTELLUNG, NUR WINTERQUARTALE; MOL 4) [51]	65
ABBILDUNG 27: VERGLEICH ARBEITSPREIS UND LEISTUNGSPREIS HOURLY LANGZEIT Q2/16 - Q1/17 (GEORDNET NACH LEISTUNGSPREIS; REINE BEREITSTELLUNG; MOL 4) [51].....	66
ABBILDUNG 28: VERGLEICH DER ABRUFEN POSITIVER REGELENERGIE IM GASMARKT (NUR NETZGEBIET NETCONNECT GERMANY) UND NEGATIVER SEKUNDÄRREGELLEISTUNG IM STROMMARKT FÜR JANUAR 2017 UND JULI 2016 (EIGENE DARSTELLUNG BASIEREND AUF DATEN VON [42] UND [52]).....	67
ABBILDUNG 29: MERIT-ORDER PTG-STROMPREISE NACH PRODUKTEN IM KONSERVATIVEN SZENARIO 2030	72
ABBILDUNG 30: MERIT-ORDER PTG-STROMPREISE NACH PRODUKTEN IM KONSERVATIVEN SZENARIO 2050	73

ABBILDUNG 31: MERIT-ORDER PTG-STROMPREISE NACH PRODUKTEN IM AMBITIONIERTEN SZENARIO 2030	74
ABBILDUNG 32 MERIT-ORDER PTG-STROMPREISE NACH PRODUKTEN IM AMBITIONIERTEN SZENARIO 2050.	75
ABBILDUNG 33: DURCHSCHNITTLICHE LEISTUNGSPREISE FÜR PRL, SRL UND ABSCHALTBARE LASTEN IN DEN JAHREN 2014 BIS 2017 (EIGENE AUSWERTUNG BASIEREND AUF DATEN VON [42])	76
ABBILDUNG 34: DURCHSCHNITTLICHE LEISTUNGSPREISE FÜR MRL IN DEN JAHREN 2014 BIS 2017 (EIGENE AUSWERTUNG BASIEREND AUF DATEN VON [42])	76
ABBILDUNG 35: ABRUFHÄUFIGKEIT VON POSITIVER UND NEGATIVER SRL DER JAHRE 2014 BIS 2017 IN ABHÄNGIGKEIT DES ARBEITSPREISES (EIGENE AUSWERTUNG BASIEREND AUF DATEN VON [42])	77
ABBILDUNG 36: POTENZIELLE ARBEITSPREISERLÖSE EINER 5 MW POWER-TO-GAS-ANLAGE DURCH NEGATIVE UND POSITIVE SRL IN DEN JAHREN 2014 BIS 2017 IN ABHÄNGIGKEIT DES ARBEITSPREISES (EIGENE AUSWERTUNG BASIEREND AUF DATEN VON [42])	78
ABBILDUNG 37: ABRUFHÄUFIGKEIT VON POSITIVER UND NEGATIVER MRL DER JAHRE 2014 BIS 2017 IN ABHÄNGIGKEIT DES ARBEITSPREISES (EIGENE AUSWERTUNG BASIEREND AUF DATEN VON [42])	78
ABBILDUNG 38: POTENZIELLE ARBEITSPREISERLÖSE EINER 5 MW POWER-TO-GAS-ANLAGE DURCH NEGATIVE UND POSITIVE MRL IN DEN JAHREN 2014 BIS 2017 IN ABHÄNGIGKEIT DES ARBEITSPREISES (EIGENE AUSWERTUNG BASIEREND AUF DATEN VON [42])	79
ABBILDUNG 39: VEREINFACHTE DARSTELLUNG DER ERZEUGUNGSKOSTEN VON POWER-TO-GAS (EIGENE DARSTELLUNG)	80
ABBILDUNG 40: VERGLEICH DER SPEICKERKAPAZITÄT UNTERSCHIEDLICHER SPEICKERTECHNOLOGIEN (EIGENE DARSTELLUNG ZSW)	91
ABBILDUNG 41: SUBSTITUTIONSPOTENZIAL FOSSILER STROMERZEUGUNG DURCH POWER-TO-GAS-GAS IN DEUTSCHLAND	93
ABBILDUNG 42: PROGNOSE DES GESAMTGASVERBRAUCHS IN DEUTSCHLAND (TEMPERATURBEREINIGT) [31]	95
ABBILDUNG 43: SZENARIO I: REGIONALER GASBEDARF DES JAHRES 2028 INSGESAMT (ABSOLUT IN GWH, TEMPERATURBEREINIGT, DARSTELLUNG ALS BRENNWERT HS) UND VERÄNDERUNG DES REGIONALEN GASBEDARFS 2018 - 2028 INSGESAMT; INDEXENTWICKLUNG, GASBEDARF 2018 = 1,00 [31]	96
ABBILDUNG 44: LINEARISIERTER POWER-TO-GAS-LEISTUNGSZUBAU BIS 2050 IN DEUTSCHLAND UND BADEN-WÜRTTEMBERG IM KONSERVATIVEN UND AMBITIONIERTEN SZENARIO	97
ABBILDUNG 45: ANNAHMEN ZUM ERDGASVERBRAUCH BIS 2050 UND SUBSTITUTIONSPOTENZIAL POWER-TO-GAS IM KONSERVATIVEN UND AMITIONIERTEN SZENARIO	98
ABBILDUNG 46: VERTEILUNG DER POWER-TO-GAS-LEISTUNG AUF KREISFREIE STÄDTE UND LANDKREISE IN BW IM KONSERVATIVEN SZENARIO 2030	138
ABBILDUNG 47: VERTEILUNG DER POWER-TO-GAS-LEISTUNG AUF KREISFREIE STÄDTE UND LANDKREISE IN BW IM KONSERVATIVEN SZENARIO 2030 MIT SÜDPOSITION	140
ABBILDUNG 48: VERTEILUNG DER POWER-TO-GAS-LEISTUNG AUF KREISFREIE STÄDTE UND LANDKREISE IN BW IM KONSERVATIVEN SZENARIO 2050	142
ABBILDUNG 49: VERTEILUNG DER POWER-TO-GAS-LEISTUNG AUF KREISFREIE STÄDTE UND LANDKREISE IN BW IM KONSERVATIVEN SZENARIO 2050 MIT SÜDPOSITION	144
ABBILDUNG 50: VERTEILUNG DER POWER-TO-GAS-LEISTUNG AUF KREISFREIE STÄDTE UND LANDKREISE IN BW IM AMBITIONIERTEN SZENARIO 2030	146
ABBILDUNG 51: VERTEILUNG DER POWER-TO-GAS-LEISTUNG AUF KREISFREIE STÄDTE UND LANDKREISE IN BW IM AMBITIONIERTEN SZENARIO 2030 MIT SÜDPOSITION	148
ABBILDUNG 52: VERTEILUNG DER POWER-TO-GAS-LEISTUNG AUF KREISFREIE STÄDTE UND LANDKREISE IN BW IM AMBITIONIERTEN SZENARIO 2050	150
ABBILDUNG 53: VERTEILUNG DER POWER-TO-GAS-LEISTUNG AUF KREISFREIE STÄDTE UND LANDKREISE IN BW IM AMBITIONIERTEN SZENARIO 2050 MIT SÜDPOSITIO	152

Tabellenverzeichnis

TABELLE 1: ANNAHMEN ZUR ENERGIEWIRTSCHAFTLICHEN ENTWICKLUNG VON FLUKTUIERENDEN ERNEUERBAREN ENERGIEN [7, METAANALYSE ZSW]	15
TABELLE 2: BUNDESWEITE ENTWICKLUNG DER REDISPATCHSTUNDEN ZWISCHEN 2011 UND 2016 [17–21]..	18
TABELLE 3: NORD-SÜD-VERBINDUNGEN UND MAßNAHMEN MIT BEZUG ZU BADEN-WÜRTTEMBERG DES BUNDESBEDARFSPLANGESETZES (STAND ENDE 2016)	20
TABELLE 4: ÜBERSICHT POWER-TO-GAS-WIRKUNGSGRAD IN ABHÄNGIGKEIT DER GRÖßENKLASSE UND DER TECHNISCHEN ENTWICKLUNG (EIGENE DATEN ZSW)	30
TABELLE 5: ÜBERSICHT DER LASTWECHSELZEITEN AEL-ELEKTROLYSE (EIGENE MESSUNG ZSW)	31
TABELLE 6: QUALITATIVE BEWERTUNG RELEVANTER FAKTOREN FÜR DIE ANLAGENDIMENSIONIERUNG	33
TABELLE 7: ANLAGENVERTEILUNG (LEISTUNGSKLASSEN) IN ABHÄNGIGKEIT DER BETRACHTETEN SZENARIEN	34
TABELLE 8: ANNAHME ZU VOLLASTSTUNDEN FLUKTUIERENDER ERNEUERBARER ENERGIEN IN 2030 / 2050 (METAANALYSE ZSW).....	37
TABELLE 9: ZONENMODELL ZUR ZUORDNUNG DER OFFSHORE-WINDKRAFT	37
TABELLE 10: SZENARIENÜBERSICHT POWER-TO-GAS-ZUBAU IN BADEN-WÜRTTEMBERG	39
TABELLE 11: ÜBERSICHT SZENARIEN ANTEIL BRENNSTOFFZELLENFahrzeuge AM BESTAND [38].....	40
TABELLE 12: ANNAHMEN ZU KRAFTSTOFFBEDARF UND FAHRLEISTUNG	40
TABELLE 13: ANNAHMEN ZUM NATIONALEN WASSERSTOFFBEDARF IM VERKEHR [38]; ERGÄNZUNG ZSW ...	43
TABELLE 14: ERGEBNISÜBERSICHT ZUORDNUNG POWER-TO-GAS-ZUBAU BUNDESLÄNDEREBENE	44
TABELLE 15: ERGEBNISÜBERSICHT ZUORDNUNG POWER-TO-GAS-ZUBAU BUNDESLÄNDEREBENE - SÜDPOSITION	45
TABELLE 16: GESAMTERGEBNIS REGIONALISIERUNG IN BADEN-WÜRTTEMBERG	46
TABELLE 17: ANNAHMEN ZU DEN ABSATZMÄRKTEN FÜR POWER-TO-GAS-GASE (HOCHRECHNUNG DEUTSCHLAND)	69
TABELLE 18: ANNAHMEN ZUM GRENZKOSTENPREIS STROM UND DEN VERKAUFSERLÖSEN IN DEN TEILMÄRKTEN	70
TABELLE 19: ENERGIEBEDARF IN DEN TEILMÄRKTEN / NUTZUNGSPFADEN (DEUTSCHLAND)	71
TABELLE 20: MERIT ORDER POWER-TO-GAS (EH2 / ECH4) - KONSERVATIVES SZENARIO 2030 (1,5 GW) ...	72
TABELLE 21: MERIT ORDER POWER-TO-GAS (EH2 / ECH4) - KONSERVATIVES SZENARIO 2050 (10 GW) ...	73
TABELLE 22: MERIT ORDER POWER-TO-GAS (EH2 / ECH4) - AMBITIONIERTES SZENARIO 2030 (10 GW) ...	74
TABELLE 23: MERIT ORDER POWER-TO-GAS (EH2 / ECH4) - AMBITIONIERTES SZENARIO 2030 (110 GW) ..	75
TABELLE 24: ÜBERSICHT MULTI-USE-CASE BETRACHTUNG	85
TABELLE 25: ENERGIEROHSTOFFRISIKOINDEX MIT ERNEUERBAREN ENERGIEN UND URAN, EINZELINDIKATOREN, DEUTSCHLAND (QUELLE:[56])	90
TABELLE 26: ERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN UND NETTOSTROMVERBRAUCH IN DEN GENEHMIGTEN SZENARIEN DES NEP STROM 2017 [17]	92
TABELLE 27: INSTALLIERTE LEISTUNG FLUKTUIERENDER ERNEUERBARER ENERGIEN NACH BUNDESLÄNDERN (STAND 2015)	110
TABELLE 28: NETTOSTROMERZEUGUNG UND INSTALLIERTE LEISTUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN IM ZIELSZENARIO FÜR BADEN-WÜRTTEMBERG NACH SPARTEN [13].....	110
TABELLE 29: ÜBERSICHT KREISFREIE STÄDTE UND LANDKREISE BADEN-WÜRTTEMBERG	111
TABELLE 30: ÜBERSICHT DER FAHRZEUGSTATISTIK [59]	112
TABELLE 31: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2030 (BUNDESLÄNDER) IN MW, KONSERVATIVER AUSBAUPFAD (1.500 MW), VARIANTE 1 (ZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	113
TABELLE 32: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2030 (BUNDESLÄNDER), KONSERVATIVER AUSBAUPFAD (1.500 MW), VARIANTE 2A (DEZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG	114
TABELLE 33: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2030 (BUNDESLÄNDER), KONSERVATIVER AUSBAUPFAD (1.500 MW), VARIANTE 2B (DEZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	115
TABELLE 34: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2050 (BUNDESLÄNDER), KONSERVATIVER AUSBAUPFAD (10.000 MW), VARIANTE 1 (ZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	116
TABELLE 35: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2050 (BUNDESLÄNDER), KONSERVATIVER AUSBAUPFAD (10.000 MW), VARIANTE 2A (DEZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	117

TABELLE 36: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2050 (BUNDESLÄNDER), KONSERVATIVER AUSBAUPFAD (10.000 MW), VARIANTE 2B (DEZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	118
TABELLE 37: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2030 (BUNDESLÄNDER), AMBITIONIERTER AUSBAUPFAD (10.000 MW), VARIANTE 1 (ZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	119
TABELLE 38: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2030 (BUNDESLÄNDER), AMBITIONIERTER AUSBAUPFAD (10.000 MW), VARIANTE 2A (DEZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	120
TABELLE 39: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2030 (BUNDESLÄNDER), AMBITIONIERTER AUSBAUPFAD (10.000 MW), VARIANTE 2B (DEZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	121
TABELLE 40: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2050 (BUNDESLÄNDER), AMBITIONIERTER AUSBAUPFAD (110.000 MW), VARIANTE 1 (ZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	122
TABELLE 41: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2050 (BUNDESLÄNDER), AMBITIONIERTER AUSBAUPFAD (110.000 MW), VARIANTE 2A (DEZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	123
TABELLE 42: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2050 (BUNDESLÄNDER), AMBITIONIERTER AUSBAUPFAD (110.000 MW), VARIANTE 2B (DEZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	124
TABELLE 43: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2030 (BUNDESLÄNDER, SÜDPOSITION), KONSERVATIVER AUSBAUPFAD (1.500 MW), VARIANTE 1 (ZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	125
TABELLE 44: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2030 (BUNDESLÄNDER, SÜDPOSITION), KONSERVATIVER AUSBAUPFAD (1.500 MW), VARIANTE 2A (DEZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	126
TABELLE 45: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2030 (BUNDESLÄNDER, SÜDPOSITION), KONSERVATIVER AUSBAUPFAD (1.500 MW), VARIANTE 2B (DEZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	127
TABELLE 46: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2050 (BUNDESLÄNDER, SÜDPOSITION), KONSERVATIVER AUSBAUPFAD (10.000 MW), VARIANTE 1 (ZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	128
TABELLE 47: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2050 (BUNDESLÄNDER, SÜDPOSITION), KONSERVATIVER AUSBAUPFAD (10.000 MW), VARIANTE 2A (DEZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	129
TABELLE 48: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2050 (BUNDESLÄNDER, SÜDPOSITION), KONSERVATIVER AUSBAUPFAD (10.000 MW), VARIANTE 2B (DEZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	130
TABELLE 49: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2030 (BUNDESLÄNDER, SÜDPOSITION), AMBITIONIERTER AUSBAUPFAD (10.000 MW), VARIANTE 1 (ZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	131
TABELLE 50: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2030 (BUNDESLÄNDER, SÜDPOSITION), AMBITIONIERTER AUSBAUPFAD (10.000 MW), VARIANTE 2A (DEZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	132
TABELLE 51: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2030 (BUNDESLÄNDER, SÜDPOSITION), AMBITIONIERTER AUSBAUPFAD (10.000 MW), VARIANTE 2B (DEZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	133
TABELLE 52: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2050 (BUNDESLÄNDER, SÜDPOSITION), AMBITIONIERTER AUSBAUPFAD (110.000 MW), VARIANTE 1 (ZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	134
TABELLE 53: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2050 (BUNDESLÄNDER, SÜDPOSITION), AMBITIONIERTER AUSBAUPFAD (110.000 MW), VARIANTE 2A (DEZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	135
TABELLE 54: POWER-TO-GAS-VERTEILUNG 2050 (BUNDESLÄNDER, SÜDPOSITION), AMBITIONIERTER AUSBAUPFAD (110.000 MW), VARIANTE 2B (DEZENTRAL) // EIGENE BERECHNUNG.....	136
TABELLE 55: SZENARIO KONSERVATIV 2030 (ZUBAU BW 63 MW)	137
TABELLE 56: SZENARIO KONSERVATIV 2030 SÜDPOSITION (ZUBAU BW 117 MW)	139
TABELLE 57: SZENARIO KONSERVATIV 2050 (ZUBAU BW 392 MW)	141
TABELLE 58: SZENARIO KONSERVATIV 2050 SÜDPOSITION (ZUBAU BW 605 MW)	143
TABELLE 59: SZENARIO AMBITIONIERT 2030 (ZUBAU BW 419 MW)	145
TABELLE 60: SZENARIO AMBITIONIERT 2030 SÜDPOSITION (ZUBAU BW 777 MW)	147
TABELLE 61: SZENARIO AMBITIONIERT 2050 (ZUBAU BW 4.308 MW)	149
TABELLE 62: SZENARIO AMBITIONIERT 2050 SÜDPOSITION (ZUBAU BW 6.658 MW)	151

Management Summary

Die vorliegende Studie untersucht die möglichen Einsatzfälle von Power-to-Gas an der Schnittstelle zwischen dem Stromübertragungs- und dem Ferngasleitungsnetz und liefert einen Beitrag zur Bewertung von Power-to-Gas für die beiden Netzinfrastrukturen des Energiesystems.

Power-to-Gas stellt eine Flexibilitätsoption dar, die wie keine andere einen Link von den Übertragungsnetzen zu den Fernleitungsnetzen herstellt (siehe Abbildung 1). Sie ermöglicht es, durch Elektrolyse aus Wasser und elektrischer Energie Wasserstoff zu erzeugen und ggf. in einem angeschlossenen Methanisierungsprozess aus Wasserstoff und Kohlendioxid synthetisches Erdgas (SNG) herzustellen, das ins Erdgasnetz eingespeist werden kann.

Der synthetisch hergestellte Energieträger (Wasserstoff / Methan) kann dann in andere Energiesektoren wie die Mobilität, den Wärmemarkt oder die chemische Industrie eingebracht werden. Auch lässt sich das Gas gut in der vorhandenen Infrastruktur lagern sowie transportieren und kann bedarfsgerecht rückverstromt werden. Power-to-Gas bietet damit die Option, fluktuierende, erneuerbare Energie (fEE) ins System zu integrieren, zu speichern und vielfältig weiter zu nutzen.

Der zukünftige Bedarf an Power-to-Gas für das Energiesystem hängt von diversen Einflussfaktoren ab. Zu nennen sind die politischen Zielvorgaben wie zum Beispiel das Emissionsminderungsziel für das Jahr 2050 von 80% bzw. 95%, die Ausbaugeschwindigkeit fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien und der Grad der Sektorenkopplung.

Power-to-Gas Zubau und regionale Verteilung

In der Studie werden zwei Szenarien für Deutschland entwickelt. Ein konservatives Szenario mit moderatem Power-to-Gas Zubau (10 GW bis 2050) und ein ambitioniertes Szenario mit sehr hohem Power-to-Gas-Zubau (110 GW bis 2050 und bereits 10 GW bis 2030). Daraus werden in einem Top-Down-Ansatz Ausbaumengen für die deutschen Bundesländer abgeleitet, die in einem Vertiefungsschritt für Baden-Württemberg bis auf Kreisebene heruntergebrochen werden. Darüber hinaus wird untersucht, inwiefern der Stromübertragungsnetzausbau (HGÜ-Leitungen in Nord-Süd-Richtung) einen Einfluss auf die Positionierung von Power-to-Gas-Anlagen in Süddeutschland (Südposition¹) haben könnte. Es zeigt sich, dass durch die Berücksichtigung der zusätzlichen Übertragungskapazität eine signifikante Zubausteigerung für Baden-Württemberg möglich werden könnte.

Im konservativen Szenario wird in Baden-Württemberg der produzierte Wasserstoff durch den Verkehrssektor und die Industrie nachgefragt, eine Einspeisung ins Gasnetz wird nicht benötigt. Im ambitionierten Szenario hingegen werden zusätzliche Absatzwege notwendig. Selbst die Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz wird nicht ausreichen. Weitere Maßnahmen,

¹ Es wird erwartet, dass Power-to-Gas erzeugungsnah, d.h. in Regionen mit großen regenerativen Stromerzeugungskapazitäten, installiert wird. Voraussichtlich sind dies Standorte in Nord- und Ost-Deutschland. Durch den Stromübertragungsnetzausbau und die daraus resultierenden zusätzlichen Durchleitungskapazitäten besteht die Möglichkeit Power-to-Gas nachfrageorientiert, d.h. in Regionen mit Abnahmeschwerpunkten für das erzeugte Gas (voraussichtlich Süd- und West-Deutschland) zuzubauen. Dieses Alternativszenario wird unter dem Begriff Südposition untersucht.

wie die Ertüchtigung des Gasnetzes und angeschlossener Verbraucher für höhere Wasserstoffkonzentrationen im Erdgasnetz oder die Methanisierung des Wasserstoffs sind erforderlich.

Power-to-Gas für Systemdienstleistungen

Neben der Entwicklung der regionalen Verteilung von Power-to-Gas wird die technische Eignung für die verschiedenen Systemdienstleistungsarten im Strom- und Gasnetz untersucht und hinsichtlich der wirtschaftlichen Potenziale bewertet. In einer Matrix werden im Stromnetz für die Systemdienstleistungen Momentanreserve, Primär- und Sekundärregelleistung, Minutenreserve, abschaltbare Lasten, Blindleistungskompensation und Redispatch die aktuellen Beschaffungsregime, der Bedarf und die technischen Anforderungen aufgezeigt. Es werden alternativ einsetzbare Technologien zur Erbringung der Systemdienste benannt und das wirtschaftliche Potenzial wird qualitativ eingeordnet. Selbiges wird für die Regelenergie im Gassystem untersucht. Dabei zeigt sich, dass große Mengen an Regelenergie benötigt werden, allerdings wird auch deutlich, dass der Mehrpreis gegenüber dem regulär gehandelten, fossilen Gas vergleichsweise gering ist und die Erbringung von Regelgas durch Power-to-Gas kaum wirtschaftlich lohnend ist.

Beim Vergleich der Energiemengen, die bei Nutzung negativer Regelleistung im Stromsystem zur Bereitstellung von positiver Regelenergie im Gassystem eingesetzt werden können, wird sichtbar, dass das Angebot an negativer Regelenergie aus dem Stromsystem vollständig als Regelenergie ins Erdgassystem eingebracht werden kann. Aufgrund der deutlich größeren Regelenergienachfrage aus dem Gasnetz trägt das aus der elektrischen Regelenergie erzeugte Gas dennoch nur marginal zur Deckung des Regelenergiebedarfs im Gassystem bei. Auf Grund der Mengengefüge und der unterschiedlichen Erlöspotenziale ergeben sich durch die parallele Erbringung von Regelenergie in beiden Infrastruktursystemen keine Vorteile hinsichtlich der Systemstabilität in einem der Systeme und der Wirtschaftlichkeit gegenüber einer getrennten Erbringung.

Die Erbringung von Systemdienstleistungen durch Power-to-Gas erfolgt parallel zur Wertschöpfung in anderen Anwendungsfeldern. So können in einem Geschäftsmodell einerseits die Erlöse aus dem Gas- oder Kraftstoffmarkt angesetzt, die anfallende Abwärme in ein Wärmenetz abgeben und im Strom- und Gassystem Systemdienstleistungen erbracht werden. Im Rahmen einer Multi-Use Betrachtung wird deswegen der Einfluss unterschiedlicher Bausteine auf das Geschäftsmodellergebnis untersucht. Dabei wird deutlich, dass ein Multi-Use-Ansatz die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas-Anlagen zum Teil erheblich verbessern kann. Im Ergebnis zeigt sich, dass die Erbringung von Systemdienstleistungen für das Geschäftsmodell von Power-to-Gas ein ergänzender Baustein sein kann. Den größten Einflussfaktor bilden jedoch die Kosten für den Strombezug, der Nutzungsgrad und das Erlöspotenzial für das Gas im Markt.

Beitrag von Power-to-Gas zur energetischen Versorgungssicherheit

Durch die Erzeugung von synthetischem Gas und die damit verbundene Substitution von fossilen Gasen und Kraftstoffen kann Power-to-Gas die Versorgungssicherheit in diesen Bereichen erhöhen. Auch das Stromsystem ist in seinem Transformationsprozess weiterhin auf schnell regelbare Gaskraftwerke (Gasturbine, Gas- und Dampfkraftwerk, BHKW, zukünftig ggf. auch Brennstoffzelle) angewiesen.

Der Beitrag von Power-to-Gas zur Versorgungssicherheit wird in der Studie in einer Bandbreite anhand unterschiedlicher Szenarien abgeschätzt. Diese reicht von einer Substitution von bis zu 80 % des Erdgasbedarfs im Jahr 2050, unter Annahme eines sinkenden Erdgasbedarfs bei Einhaltung der Klimaziele und einem sehr hohen Zubau von Power-to-Gas entsprechend des ambitionierten Szenarios, bis zu einer Substitution von lediglich drei Prozent, bei einer nur geringen Durchdringung von Power-to-Gas und einer gleichzeitig steigenden Erdgasnachfrage. Bei einem strategisch motivierten und geplanten Ausbau von Power-to-Gas kann die Versorgungssicherheit substantiell unterstützt werden. Die Sektorenkopplung wird adressiert und saisonale Speicherpotenziale aufgebaut.

1. Einleitung

1.1. Motivation

Der Energiesektor in Deutschland und im Besonderen in Baden-Württemberg wird in den kommenden Jahren eine Transformation durchlaufen. Im Zuge der Energiewende sieht sich die Strom- und Gasversorgung grundlegenden Veränderungen gegenüber. So wurde im Koalitionsvertrag der Bundesregierung vom März 2018 die Zielsetzung des Pariser Klimaschutzabkommens, die Erderwärmung auf deutlich unter 2°C zu begrenzen, bestätigt [1]. Dazu soll das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 [2] und der Klimaschutzplan 2050 [3] mit den für alle Sektoren vereinbarten Maßnahmenpaketen und Zielen vollständig umgesetzt werden. Diese Ziele haben durch die Aufnahme in das Erneuerbare-Energien-Gesetz zusätzlich Verbindlichkeit erhalten. Zugleich steigt Deutschland bis 2022 aus der Kernenergie aus und hat sich zum Ziel gesetzt, aus Klimaschutzgründen einen Plan zur schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung zu erarbeiten. Vergleichbare Ziele im Gassektor gibt es zwar nicht, jedoch zielt im Klimaschutzplan 2050 eine Modernisierungsstrategie für die Volkswirtschaft darauf, in den nächsten Jahrzehnten den Brennstoff Erdgas durch CO₂-neutrale, regenerativ erzeugte Gase zu ersetzen.[3] Zudem hat sich auf regionaler Ebene die Landesregierung von Baden-Württemberg die Ziele gesetzt, den Anteil an regenerativen Energien am Endenergieverbrauch bis 2050 auf mindestens 80 % zu steigern und gleichzeitig die Treibhausgasemissionen um 90 % zu senken – Herausforderungen die auch die Gasversorgung einschließen [4].

In einer aktuellen Prognose des Bundesumweltministeriums vom Oktober 2017 wird vor einer Verfehlung der Emissionsreduktionsziele bis 2020 gewarnt. Sollten in den kommenden zwei Jahren keine zusätzlichen Anstrengungen unternommen werden, werden anstelle der geplanten 40 % lediglich Emissionsminderungen von rund 32 % erreicht. Hierfür verantwortlich sind vor allem fehlende Emissionssenkungen im Verkehr und große Anteile bei der Kohleverstromung. Mithilfe einer deutlichen Steigerung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz soll die Handlungslücke zur Erreichung des Klimaziels 2020 so schnell wie möglich geschlossen werden [1].

In besonderem Maße sind von diesem Strukturwandel die Übertragungsnetz- und Fernleitungsnetzbetreiber betroffen, deren Kernaufgabe die langfristige Sicherstellung der Systemstabilität darstellt. Um die Systemstabilität trotz des weiteren Ausbaus fluktuierender Wind- und Sonnenenergie auch zukünftig zu gewährleisten, ist eine zunehmende Flexibilisierung des Stromsystems erforderlich. Dies beinhaltet unter anderem den kosteneffizienten Ausbau der Übertragungsnetze, eine weitere Stärkung des Energiebinnenmarktes in der EU, die Kopplung des Stromsektors mit anderen Energieverbrauchssektoren, die Flexibilisierung der Nachfrage und die Erschließung neuer Speichertechnologien. Darüber hinaus werden neue, flexible Lösungsansätze für die zukünftige Bereitstellung von Systemdienstleistungen benötigt, z. B. für die Frequenz- und Spannungshaltung. Die Bereitstellung dieser Systemdienstleistungen erfolgt derzeit zu einem hohen Anteil durch bereits bestehende Speicheranlagen und konventionelle Großkraftwerke. Letztere werden jedoch zunehmend durch EE-Anlagen und neu zu bauende Speicheranlagen verdrängt. Power-to-Gas kann hier für bestimmte Anwendungen Teil der Lösung sein.

Die Netzstabilität der Gastransportsysteme wird im Wesentlichen durch einen Gasbezug aus hydraulisch vorgelagerten Systemen und angeschlossenen Untertagespeichern gewährleistet. Aus geographischer und historischer Sicht ist Deutschland jedoch ein Gastransitland, welches

große Mengen Erdgas aus den östlichen Förderstätten in die westlichen Anrainerstaaten durchleitet. Die Netzinfrastruktur ist daher verstärkt in Ost-West-Richtung vorhanden und weniger in Nord-Süd-Richtung. Um die Netzstabilität für Süddeutschland auch zukünftig zu sichern, besteht somit auch im Gasbereich zur Minimierung von Durchleitungsrestriktionen ein erheblicher Ausbaubedarf bei den Transportnetzen, neben den bestehenden erhaltungsmaßnahmen. So wurden beispielsweise im Rahmen von Untersuchungen an einer der zwei Röhren der TENP-Leitung (Trans-Europa-Naturgas-Pipeline; Bocholtz (dt. / niederl. Grenze) → Wallbach (dt. / schweiz. Grenze)) Schadstellen entdeckt, die eine Reparatur und Außerbetriebsetzung bis 2019 nach sich ziehen. Zudem soll auch der regenerative Anteil im Gasnetz erhöht werden. Neben Biogasanlagen, deren verfügbares Potenzial bereits in großen Teilen genutzt wird, ist Power-to-Gas in Verbindung mit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dabei eine relevante Option, mit weitgehend unerschlossenem Potenzial.

Zwischen dem Strom- und Gasnetz besteht schon heute eine enge Kopplung mit entsprechenden Wechselwirkungen durch den Betrieb von Anlagen zur Verstromung von Erdgas. So bieten moderne GuD-Anlagen oder dezentrale BHKW die effizientesten und klimafreundlichsten Möglichkeiten zur Herstellung von elektrischer Energie aus fossilen Energieträgern. Bereits heute existieren in Baden-Württemberg mehrere zentrale Gasturbinenkraftwerke und zusätzlich eine Vielzahl an dezentralen, mittleren und kleinen Blockheizkraftwerken. Weitere Anlagen aller Größenordnungen sind in Planung oder Bau.

Vor diesen Hintergründen und Herausforderungen, sowohl für die Strom- als auch für die Gasversorgung streben der Fernleitungsbetreiber terranets bw und der Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW an, die kritische Infrastruktur in Baden-Württemberg gemeinsam im Verbund zu stärken.

Eine Flexibilitätsoption, die wie keine andere einen Link von den Übertragungsnetzen zu den Fernleitungsnetzen herstellt, ist die Power-to-Gas-Technologie (siehe Abbildung 1). Diese ermöglicht es, durch Elektrolyse aus Wasser und elektrischer Energie Wasserstoff zu erzeugen und ggf. in einem angeschlossenen Methanisierungsprozess aus Wasserstoff und Kohlendioxid synthetisches Erdgas (SNG) herzustellen, das ins Erdgasnetz eingespeist werden kann. Durch diese Kopplung des Strom- und Gassystems könnte die Technologie das bisher kaum betrachtete Potenzial bieten, bei einer optimierten Einsatzweise in beiden Systemen einen Beitrag zur Systemstabilität zu leisten. Damit kann Power-to-Gas ein Baustein zur Bewältigung der Herausforderungen der Transformation des Energiesystems werden und die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg stützen. Durch ein Angebot von Produkten und Dienstleistungen in beiden Sektoren bestünde zudem die grundsätzliche Möglichkeit, zusätzliche Erlöse zu erzielen und damit die Wirtschaftlichkeit der Technologie gegenüber einer eindimensionalen Einsatzweise zu erhöhen.

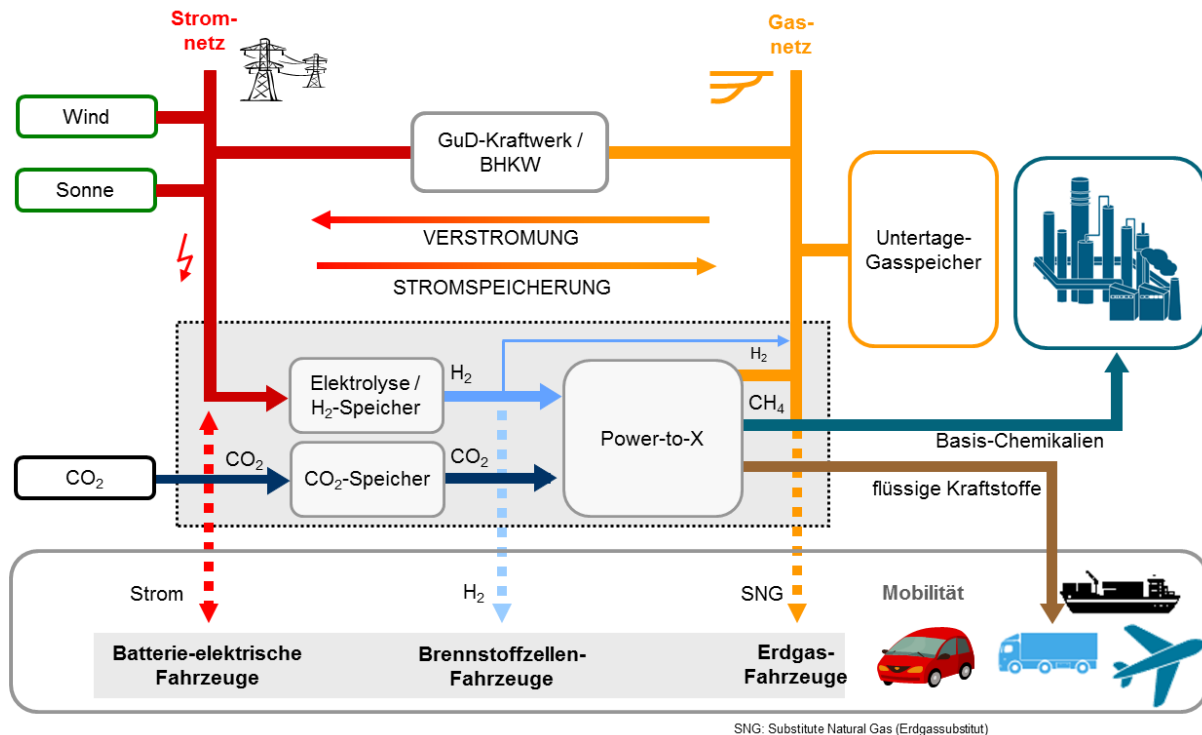


Abbildung 1: Power-to-Gas Prinzip (Quelle: ZSW)

1.2. Ziele und Aufbau der Studie

Ziel der Studie ist es, die Eignung von Power-to-Gas-Anlagen für die verschiedenen Systemdienstleistungsarten (SDL) im Strom- und Gassystem zu untersuchen. Neben einer Betrachtung der technischen Eignung und der Erlöspotenziale aus der Erbringung von Systemdienstleistungen wird dabei auch die gleichzeitige Erbringung von SDL im Strom- und Gassektor untersucht und eine Einschätzung zur Wirtschaftlichkeit bei der gleichzeitigen Teilnahme an verschiedenen Märkten („Multi-Use-Case“) vorgenommen. Darüber hinaus sollen in verschiedenen Szenarien mögliche, zukünftige Ausprägungen des Zubaus von Power-to-Gas-Anlagen und deren räumliche Verteilung abgebildet werden. Ein weiteres Ziel besteht darin, zu analysieren, welchen Beitrag Power-to-Gas künftig zur Versorgungssicherheit in Deutschland leisten kann.

Als Grundlage für die genannten Untersuchungen wird in Kapitel 2 zunächst der Status-Quo der Power-to-Gas-Technologie beschrieben und es werden relevante Einflussfaktoren auf den künftigen Zubau der Technologie analysiert. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen werden Ausbauszenarien für Power-to-Gas entwickelt sowie eine Methodik zur Regionalisierung der Zubaumengen auf die verschiedenen Bundesländer bzw. für Baden-Württemberg auf die einzelnen kreisfreien Städte und Landkreise. Als Ergebnis wird der regional aufgelöste Zubau im Anschluss daran in Abschnitt 2.5 dargestellt.

Die Eignung von Power-to-Gas zur Erbringung der einzelnen Systemdienstleistungsarten im Strom- und Gassystem wird in Kapitel 3 bewertet. Für die SDL-Arten, bei denen eine Eignung vorliegt, erfolgt anschließend eine detailliertere Beschreibung der Systemdienstleistung hinsichtlich der technischen Anforderungen, der Beschaffung durch die Netzbetreiber, sowie der Preisentwicklung.

In Kapitel 4 erfolgt die Einordnung der Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas. Dazu werden zunächst die Erlösmöglichkeiten durch den Absatz von Wasserstoff und synthetischem Erdgas sowie durch Systemdienstleistungen bewertet, bevor eine Einordnung der ökonomischen Rahmenbedingungen erfolgt und die Wirtschaftlichkeit der parallelen Teilnahme an mehreren Märkten bewertet wird.

Kapitel 5 ordnet schließlich die Möglichkeiten von Power-to-Gas ein, zur zukünftigen Versorgungssicherheit in Deutschland beizutragen. Dazu wird zunächst die Versorgungssituation der derzeit relevanten stetigen Energieträger Erdgas, Braunkohle und Steinkohle beschrieben und dann das Energierohstoffrisiko der jeweiligen Energieträger eingeordnet. Abschließend wird der mögliche Beitrag von Power-to-Gas zur Versorgungssicherheit im Strom- und Gasnetz bewertet. Kapitel 6 schließt mit einem Fazit der Studie und den daraus abgeleiteten Handlungsempfehlungen.

2. Szenarien zur Marktdurchdringung von Power-to-Gas

Power-to-Gas befindet sich aktuell in einer Demonstrationsphase (Technology-Readiness-Level (TRL) 7-8)². Die Technologie wurde entwickelt und in mehreren geförderten Projekten im Feld aufgebaut und erprobt. Bisher konnten jedoch nur sehr vereinzelt wirtschaftliche Nischen gefunden werden, weswegen Markthochlauf und Marktdurchdringung noch nicht erfolgt sind. Wesentliche Hemmnisse beruhen auf der rechtlichen Einordnung der Technologie als Letztverbraucher. Hierdurch lastet die vollständige Steuern- und Abgabenlast auf dem Geschäftsmodell. Dennoch bietet Power-to-Gas neue Möglichkeiten der Energiesektorenkopplung und der Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien in den Verkehr, die Wärmebereitstellung und industrielle Prozesse. Dieser Herausforderung wird versucht durch Diversifikation der Ertragsmodelle zu begegnen. Eine Option stellen die Regelenergiemärkte im Strom- und Gasnetz dar. Durch gezieltes An- und Abfahren der Anlage kann das Gleichgewicht im Stromnetz gestützt werden. Ebenso, allerdings systemisch bedingt in anderen zeitlichen Erfordernissen, könnte diese Dienstleistung auch im Gasnetz erbracht werden. Es wird erwartet, dass die Versorgungssicherheit durch die integrierende Wirkung von Power-to-Gas auf erneuerbare Energien, aber auch durch die Erbringung von Systemdienstleistungen positiv beeinflusst wird. Für die Netzbetreiber stellte sich die Frage, welchen Anteil Power-to-Gas heute und vor allem zukünftig an den Systemdienstleistungen übernehmen kann bzw. übernehmen wird.

Im vorliegenden Kapitel werden diese Fragestellungen erörtert und diskutiert. Dazu wird zunächst der Status quo in Bezug auf Anlagentechnik, wirtschaftliche Rahmenbedingungen und klimapolitische Zielvorgaben erhoben. Auf Basis der Analyseergebnisse werden anschließend Szenarien für die Marktdurchdringung entwickelt und die Ergebnisse auf Netzknoten regional verteilt (Kapitel 2.5). Ziel ist die Darstellung eines umfassenden Bildes der Power-to-Gas-Technologie und die Erarbeitung von Grundannahmen zur Berücksichtigung in netzspezifischen Modellierungen, welche jedoch nicht Bestandteil des Projektes sind.

Kurzüberblick Kapitel 2

- Der aktuelle Entwicklungsstand von Power-to-Gas wird als Forschung und Demonstration beschrieben.
- Power-to-X bietet ein vielfältiges, technologisches Portfolio zur Wandlung von Strom zu chemischen Energieträgern. Die vorliegende Untersuchung fokussiert auf die Wasserstoff- und Methanherstellung.
- Der Bedarf an Power-to-Gas im transformierten Energiesystem wird kontrovers diskutiert und ist Untersuchungsgegenstand vielfältiger Analysen. Es zeigt sich, dass die politischen Zielvorgaben zur CO₂-Minderung (80% - 95%) einen wesentlichen Einfluss auf die Ausgestaltung des Gesamtsystems haben. Für Power-to-Gas ergibt sich daraus eine große Bandbreite (ein- bis dreistellige GW) möglicher Bedarfe.

² Technology-Readiness-Level: der Technologie-Reifegrad ist eine Skala zur Bewertung des Entwicklungsstandes von neuen Technologien. (1: Beobachtung des Funktionsprinzips bis 9: Einsatz der Technologie. TRL 7: Prototyp im Einsatz, TRL 8: Nachweis der Funktionstüchtigkeit im Einsatzbereich)

- Für die Untersuchung werden die zwei Grundszenarien, eine konservative Erwartung mit bis zu 10 GW und ein ambitionierter Ausbau mit 110 GW installierter Power-to-Gas-Leistung in Deutschland, bis zum Jahr 2050 ausgearbeitet.
- Es wird erwartet, dass der Zubau von Power-to-Gas erzeugungsnah erfolgen wird. Daher wird in den windreichen Nordländern der überwiegende Zubau erwartet. Für Baden-Württemberg ergibt sich ein gesteigertes Zubaupotenzial, wenn die HGÜ-Leitungen zusätzlich in die Betrachtung aufgenommen werden (Südposition).
- In der regionalen Detailbetrachtung (kreisscharf für Baden-Württemberg) wird Power-to-Gas verbrauchsnahe, in Abhängigkeit des Wasserstoffbedarfs in Verkehr und Industrie, verortet. Im konservativen Szenario ist die Methanisierung des produzierten Wasserstoffs weniger relevant, im ambitionierten Szenario ist sie dagegen zwingend erforderlich.

2.1. Status quo

Im Rahmen einer Literaturrecherche und durch Auswertung von öffentlich geförderten Forschungsprojekten werden der aktuelle Stand und die Ausbauszenarien für Power-to-Gas(-to-Power) in Deutschland und im Besonderen in Baden-Württemberg erfasst. Aus den Ergebnissen werden zwei Szenarien mit zeitlicher (2030+), räumlicher (bundesländerscharf, für Baden-Württemberg detaillierter) und mengenmäßiger Auflösung des Power-to-Gas Ausbaus entwickelt (konservatives bzw. ambitioniertes Szenario - bis 2030 erfolgt ein „P2G-Ausbau-Boom“). Es wird für beide Szenarien ein Gesamtleistungspotenzial dargestellt.

2.1.1. Power-to-Gas in Deutschland

Im Rahmen der Strategieplattform Power-to-Gas unter Leitung der dena wurde 2016 der Potenzialatlas Power-to-Gas entwickelt [5]. Darin aufgeführt werden 25 nationale Projekte mit zusammen rund 25 MW Leistung, die kleine Laboranlagen im kW-Bereich zur Grundlagenforschung und Untersuchung des Prozessverständnisses enthalten, aber auch erste industrielle Projekte im MW-Bereich (z.B. Projekt der Firma Audi in Werlte). Mehrere der großen Anlagen finden sich in Norddeutschland und weisen eine Kopplung mit bzw. eine Nähe zu Windkraftstandorten auf. Bei den leistungsschwächeren Anlagen handelt es sich um Laboranlagen, bei denen der Fokus auf der Technologieentwicklung liegt. Diese finden sich in der Nähe der Forschungsinstitute und Industrieunternehmen. Aus diesem Überblick lässt sich ableiten, dass größere Power-to-Gas-Anlagen vornehmlich an Standorten mit hoher EE-Verfügbarkeit (Wind- und Wasserkraft) vorzufinden sind. Diese Entwicklung wird auch zukünftig beim Markthochlauf von Power-to-Gas erwartet.

Die erste Power-to-Gas-Anlage wurde 2009 errichtet, somit gibt es aktuell ein durchschnittliches Wachstum von rund 3 MW / Jahr. Auf Grund der bisher sehr geringen Marktdurchdringung können aus diesem Wachstum jedoch keine Rückschlüsse auf den zukünftigen Zubau getroffen werden. Der limitierende Faktor ist aktuell die wirtschaftliche Betriebsweise auf Grund ordnungsrechtlicher Rahmenbedingungen. Die Marktakteure halten schnelle Aufwuchsraten für möglich, sollten die Hemmnisse abgebaut werden.

2.1.2. Unterscheidungsmerkmale und Anwendungsfälle Power-to-X

Power-to-Gas bildet eine Untergruppe aus dem Bereich Power-to-X-Technologien (Abbildung 2). Bei diesen Verfahren wird elektrische Energie aufgenommen und einem Nutzungs- oder Weiterverarbeitungspfad zugeführt. Ein Unterscheidungsmerkmal ist im Produkt zu sehen. Bei Power-to-Heat wird Wärme, also eine End- oder Nutzenergie erzeugt. Eine weitere Wandlung

oder eine mittel- und längerfristige Speicherung sind nicht möglich. Power-to-Gas, Power-to-Fuel oder Power-to-Chemicals haben gemein, dass zunächst Wasserstoff erzeugt wird. Dieser ist für eine Weiterverarbeitung in einen Sekundärenergieträger, wie zum Beispiel Methan oder chemischen Grundstoff geeignet und bietet eine gute Speicherfähigkeit. Methan bietet gegenüber dem Wasserstoff den Vorteil in die vorhandene Erdgasinfrastruktur direkt eingebunden werden zu können. Sowohl Transportwege wie Nutzungspfade sind flächendeckend vorhanden und bieten bereits heute optimale Voraussetzungen für eine Systemintegration. Das Speicherpotenzial für synthetisches Methan liegt in der Größenordnung von über 200 TWh [6]. Damit eignet sich die Technologie als saisonaler Speicher – ein Alleinstellungsmerkmal. Abbildung 2 zeigt eine Übersicht der Technologien und Anwendungsfelder.

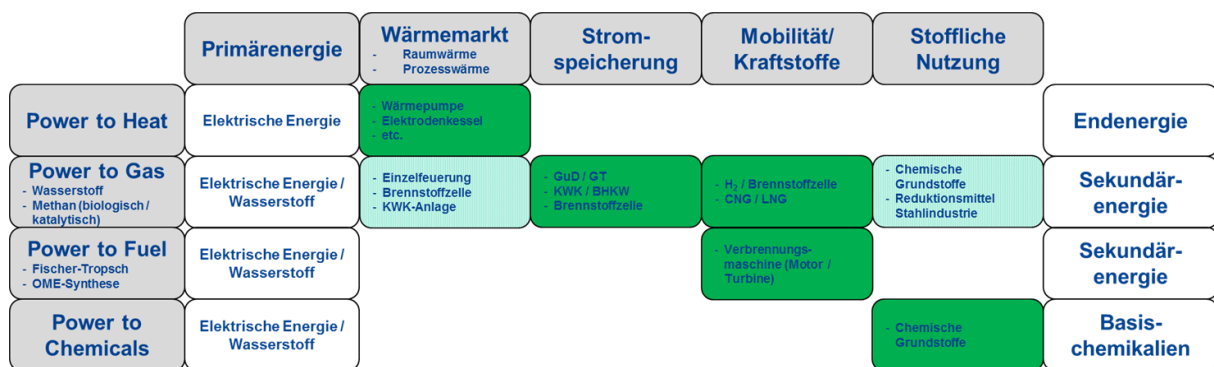


Abbildung 2: Übersicht Power-to-X-Anwendungen (eigene Darstellung ZSW)

Anwendungsfälle Power-to-X

Wasserstoff findet im Kraftstoffsektor als Reinkraftstoff Anwendung (u. a. Projekt Wasserstoff-tankstelle am Fraunhofer ISE in Freiburg), wird ins Erdgasnetz als Zusatzgas eingespeist (z. B. Projekt Energiepark Mainz) oder in Verbindung mit CO₂ zu Methangas (z. B. Audi-Projekt in Werlte) oder langkettigen Kohlenwasserstoffen (Projekt Sunfire Power-to-Fuels) weitergewandelt. Alle Projekte stehen vor der Herausforderung, dass kein wirtschaftlich auskömmlicher Betrieb durch die Wandlung von elektrischer in chemische Energie möglich ist. Dies ist den zu hohen Strom(neben)kosten bzw. der Einstufung der Anlagen als Letztverbraucher und den im Verhältnis zu geringen Produkterlösen geschuldet. Bei drei Anlagen (Audi in Werlte, Windgas EON / Greenpeace Energy) wird auf die höhere Zahlungsbereitschaft der Kunden gesetzt (Audi: e-Fuel-Tankkarte; Greenpeace Energy / E-ON: Aufpreismodell Erdgas). Wie viele Kunden und somit welches Marktpotenzial hierdurch erreicht werden kann, ist im Detail nicht bekannt. Es lässt sich aber vermuten, dass nur ein begrenzter Kundenkreis bereit ist die Mehrkosten von regenerativ erzeugtem Gas zu übernehmen. Somit können diese Modelle als Marktnischen bezeichnet werden, die jedoch nicht das Potenzial aufweisen einen flächendeckenden Technologieausbau zu realisieren [7].

Der Fokus der nachfolgenden Untersuchungen liegt auf der Power-to-Gas-Technologie (Wasserstoff und Methan), da nur sie die Verbindung der beiden Netzinfrastrukturen (Strom- und Gasnetz) ermöglicht. Andere Technologiepfade werden nicht untersucht.

2.1.3. Einfluss klimapolitischer Zielvorgaben zur THG-Minderung auf Power-to-Gas Ausbauszenarien

Power-to-Gas wird in der Literatur als Lösungsoption für vielerlei Fragestellungen der Transformation des Energiesystems gesehen. So bietet die Technologie die Möglichkeit elektrische

Energie in den chemisch stabilen, über lange Zeiträume speicherbaren und ungiftigen Energieträger Wasserstoff zu wandeln. Die besonderen Eigenschaften bieten sich als Transformationsoption in allen Anwendungsgebieten an (siehe Abbildung 2). Der Bedarf an Power-to-Gas wird in vielen Studien mit unterschiedlichen Schwerpunkten untersucht (siehe auch 2.1.4).

Ein einheitliches Ergebnis der Untersuchungen ist der Einfluss klimapolitischer Zielvorgaben zur THG-Emissionsminderung auf den Power-to-Gas-Bedarf. In den Klimaschutzbemühungen der Bundesregierung werden 80% Emissionsminderungen bis 2050 gegenüber 1990 als Ziel proklamiert. Nach den Beschlüssen zur Klimakonferenz COP21 in Paris ist das 80%-Ziel nicht ausreichend, sondern eine Minderung um 95% bis 2050 ist erforderlich. In Zahlen bedeutet die Verschärfung, dass anstelle eines jährlichen Emissionsbudgets von 250 Mio. t (80% Ziel) lediglich ein jährliches Emissionsbudget von 63 Mio. t (95%-Ziel) für Deutschland im Jahr 2050 zur Verfügung steht. Abbildung 3 zeigt die bisherigen Emissionsminderungen und die Ziele für 2050.

Dieser Unterschied bewirkt, dass zur Erreichung des 95% Ziels „deutliche Emissionsreduktionen von jedem Sektor zu erbringen sind“ [21]. Darüber hinaus ist festzustellen, „da das Minderungspotenzial in den Nichtenergiesektoren (insbesondere der Landwirtschaft) begrenzt ist und dabei insbesondere die Lachgas-Emissionen weniger stark reduziert werden können, müssen sich die verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen aus den Energiesektoren (einschließlich des internationalen Luft- und Seeverkehrs) in Summe mit etwa 97% entsprechend mehr reduzieren“ [21, 22, S. 430].

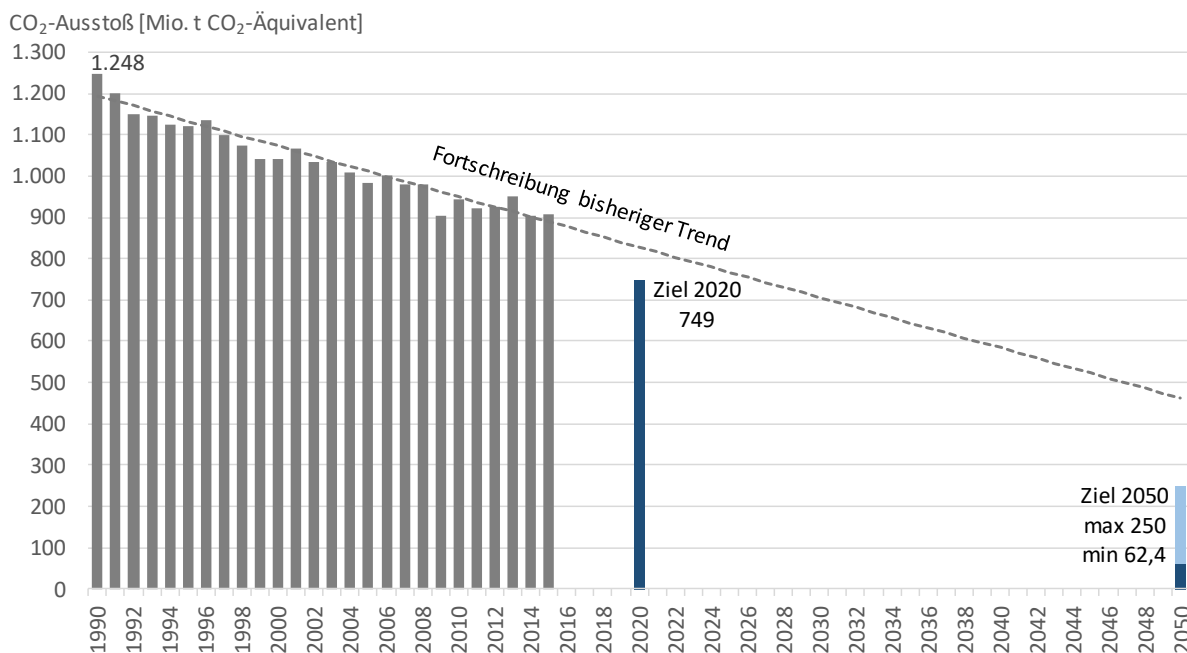


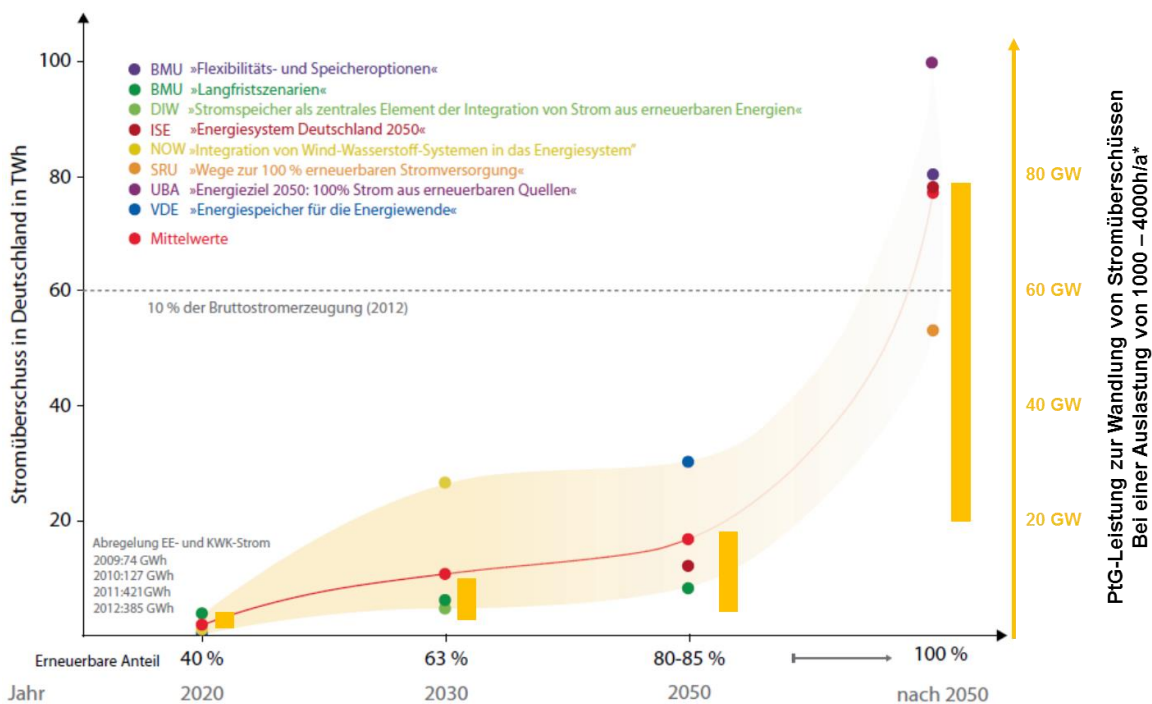
Abbildung 3: Treibhausgas-Emissionen in Deutschland seit 1990, sowie Ziele der Bundesregierung für 2020 und 2050 (eigene Darstellung in Anlehnung an [8])

Für Power-to-Gas ergibt sich daraus, dass der Bedarf und die Berücksichtigung im Transformationspfad einer großen Bandbreite unterliegen. So wird beispielsweise im Klimaschutzszenario 80 (KS80) der Studie Klimaschutzszenario 2050 [9] kein Bedarf von PtX-Anwendungen gesehen. Im Klimaschutzszenario 95 (KS95), das zweite Szenario der gleichen Studie, hingegen findet sich mit einer elektrischen Anschlussleistung von 110 GW in 2050 der größte Anteil von Power-to-X in den Szenarien wieder. Dies ist darin begründet, dass für die Erreichung des

KS80 Ziels das verfügbare Emissionsbudget für nicht vermeidbare Emissionen aus der Landwirtschaft ausreichend ist und dennoch zusätzlich große Teile des Verkehrs mit fossilen Kraftstoffen versorgt werden können. Allerdings unter der Voraussetzung, dass sowohl die Strom- wie auch die Raumwärmebereitstellung zu 100 % durch erneuerbare Energien bereitgestellt wird. Das verfügbare Emissionsbudget im KS95 Szenario hingegen ist gerade noch ausreichend für die Landwirtschaft und erfordert daher sehr große Anstrengungen um alle Sektoren, auch den Verkehrssektor, CO₂-neutral darstellen zu können.

2.1.4. Analyse möglicher Power-to-Gas Ausbauszenarien

Die Ausbauszenarien von Power-to-Gas werden in der Literatur sehr divergent diskutiert. Es zeigt sich, dass die Wahl des Zielszenarios (Emissionsminderung gegenüber 1990) eine wesentliche Einflussgröße auf den Bedarf an Power-to-Gas bzw. Power-to-X Anwendungen hat. In [11] werden im Rahmen einer Metaanalyse acht Studien zu Power-to-Gas untersucht. Die Bandbreite des daraus ermittelten Stromüberschusses und der zeitliche Verlauf in Abhängigkeit des Anteils erneuerbarer Energien ist in Abbildung 4 dargestellt.



* eigene Darstellung

Abbildung 4: Ergebnis Metaanalyse Stromspeicherbedarf in Deutschland, ergänzt um daraus abgeleiteten Power-to-Gas-Kapazitätsbedarf [10]

Es zeigt sich, dass bei einem 80 % CO₂-Emissionsminderungsszenario die Bandbreite des erwarteten Bedarfs bzw. der vorhandenen Stromüberschüsse um bis zu Faktor fünf kleiner prognostiziert wird als im 95 % Emissionsminderungsszenario. Somit steigt bei einer Erhöhung des Emissions-Minderungsziels bzw. daraus resultierend, einem höheren Anteil erneuerbarer Energien in der Stromversorgung der Bedarf an Power-to-Gas / Power-to-X weiter an.

Der Grund für die unterschiedlichen Erwartungen der Stromüberschüsse bzw. des notwendigen Speicherpotenzials liegt in den Annahmen der Studien zur Vernetzung der Verbrauchssektoren Strom-Wärme-Verkehr, den Entwicklungen des Elektrifizierungsgrades im Verkehrs-

sektor, der Nutzung alternativer Flexibilitätsoptionen wie Demand Side Management, elektrische Raumwärmebereitstellung (u. a. Durchdringung Wärmepumpe im Gebäudebestand, Power-to-Heat) etc. begründet.

Vorhandene Stromüberschüsse, die nicht durch anderweitige Sektorkopplungstechnologien genutzt bzw. durch Lastmanagementmaßnahmen im Stromsystem zeitlich verschoben werden können, können entweder abgeregelt oder in Power-to-Gas-Anlagen genutzt werden. Da im Power-to-Gas-Verfahren ein gut speicherfähiger Energieträger (chemischer Energieträger Wasserstoff oder Methan) hergestellt wird, ist es systemisch sinnvoller die Energie zu wandeln, zu lagern und zu einem späteren Zeitpunkt wieder ins Energiesystem zurückzuführen als abzuregeln und das vorhandene EE-Potenzial ungenutzt verstreichen zu lassen. Daraus folgend ergibt sich die Frage, wie viele Stunden im Jahr nutzbare Überschüsse vorhanden sein werden. Dabei wird von 1.000 - 4.000 Stunden pro Jahr ausgegangen [11]. Je stärker alternative Technologien zur EE-Integration Verbreitung finden, desto kürzer werden die Zeiträume mit überschüssiger Energie.

Die erforderliche Power-to-Gas Leistung (GW) zur Erzeugung, der in den Studien ermittelten Überschussenergiemengen (TWh), wird anhand der zu erwartenden, jährlichen Stunden mit Energieüberschuss berechnet. Abbildung 4 zeigt für ein 100% EE-Szenario einen Kapazitätsbedarf von 20 bis 80 GW (Annahme mittlerer Pfad für Überschussstrom von 80 TWh bei 1.000 bis 4.000 h Energieüberschuss pro Jahr). Daher besteht weniger die Frage, ob Power-to-Gas im Energiesystem benötigt wird, sondern verstärkt wann (in Abhängigkeit des Grads des EE-Ausbaus) und in welchem Umfang (20 bis 80 GW bei mittlerem Speicherbedarf).

Der Bedarf an Power-to-X ist abhängig von:

- verfügbaren Flexibilitäten im Energiesystem (DSM, PSW, Batterie etc.),
- dem Ausbau der erneuerbaren Energien,
- dem innerdeutschen Stromnetzausbau,
- der Integration ins europäische Stromnetz,
- dem CO₂-Reduktionsziel (80% → 95%),
- der Entwicklung im Wärmesektor (Reduktion des Heizwärmebedarfs, Einsatz strombasierter Heizungen, thermische Speicherpotenziale),
- den Veränderungen im Verkehrssektor (u.a. Durchdringung mit Elektromobilität (Batterie und Wasserstoff), Entwicklung des Last- und Flugverkehrs).

Als weitere Erkenntnisse aus der Studienanalyse lassen sich noch festhalten:

- Der Flexibilitätsbedarf ist größer als der Speicherbedarf (Netzausbau, Im- und Export, flexible Kraftwerke und KWK, Lastmanagement).
- Ein marktbasierter Speicherbedarf findet erst bei einer Durchdringung des Stromsektors mit erneuerbaren Energien ab 60 - 80% statt. Im Falle eines weiteren Kuppelstellenausbaus (internationaler Stromaustausch) sogar erst bei 80 – 95%.
- Ab einem Anteil von 60% erneuerbarer Energien kann ein marktbasierter Kurzzeitspeicherbedarf vorhanden sein.
- Ab einem Anteil von 80% erneuerbarer Energien im Stromsektor kann ein marktbasierter Speicherbedarf auch für Langfristspeicher vorhanden sein.

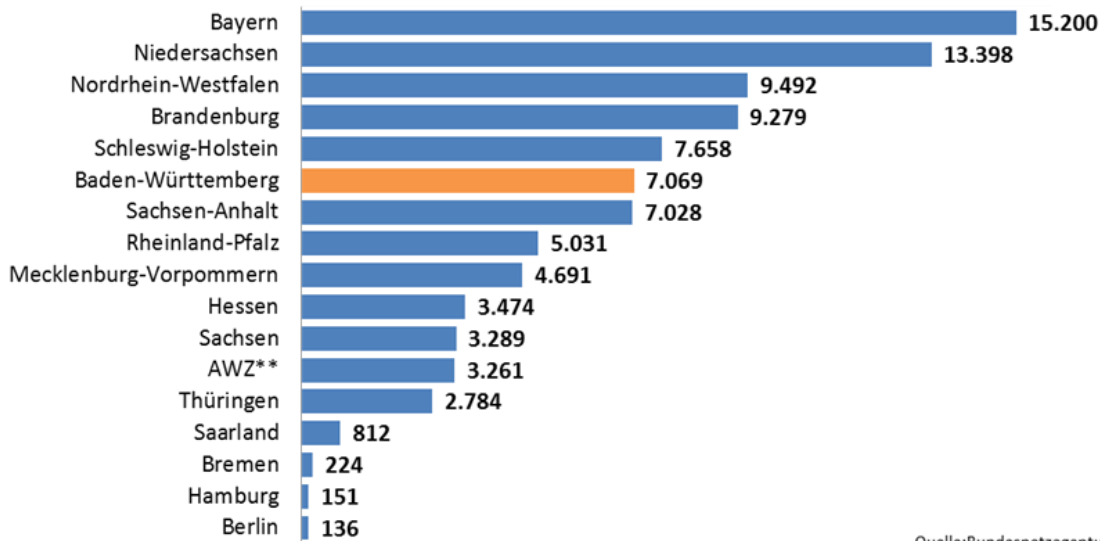
- Für ein Szenario, das zu 100% auf erneuerbaren Energien aufsetzt, stellt Power-to-X ein Technologieportfolio mit elementarer Bedeutung für die Versorgungssicherheit dar.
- Eine Kombination von geringfügiger Abregelung (~1 % der Energiemenge) und zusätzlicher Energiespeicherung wird unter Kostenaspekten empfohlen.
- Für einen netzbasierten Speicherbedarf ist der Standort des Speichers relevant.
- Ein Strom-Speichereinsatz bis 40 % erneuerbare Energien bewirkt eine Einsatzoptimierung fossiler Kraftwerke, was steigende CO₂-Emissionen verursachen kann.
- Im Verteilnetz kann ein Speichereinsatz unter Umständen Netzausbau vermeiden und ggf. Kosten reduzieren.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass heute aufgrund einer Vielzahl an Unbekannten eine nur sehr ungenaue Prognose über den Bedarf von Energiespeichern im Allgemeinen und Power-to-Gas-Anwendungen im Speziellen getroffen werden kann.

2.1.5. Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und Baden-Württemberg

Baden-Württemberg ist mit einer installierten Leistung an erneuerbaren Energien (regenerative Stromerzeugung) von über 7 GW im Mittelfeld der Bundesländer zu finden (siehe Abbildung 5). Diese setzt sich zu rund 66 % aus PV, 13 % Wasserkraft, je 7 % Windenergie, Biomasse und andere Energieträger (Deponie- und Klärgas, Geothermie, biogener Anteil des Abfalls) zusammen. Auf Grund sehr unterschiedlicher durchschnittlicher Jahreslaufzeiten (PV 960 h → Wasserkraft 5.300 h) teilt sich der Energieertrag wie folgt auf: je 33 % aus Wasserkraft und Solarenergie, 26 % aus Biomasse, 5 % aus Windkraft und 3 % durch die anderen Energieträger [12]. Für die Untersuchung des Power-to-Gas-Anteils in Deutschland und die Verteilung auf die Bundesländer spielen vor allem fluktuierende erneuerbare Energien (fEE) in Deutschland eine Rolle. Hierunter fallen Windkraft (on- und offshore) und Photovoltaik. Wasserkraft, Biomasse und andere Energieträger sind entweder regelbar oder grundlastfähig. Zudem sind die Zubaupotenziale bei Wasserkraft und Biomasse auf Grund fehlender geeigneter Standorte, fehlender Flächen bzw. fehlender Akzeptanz nahezu vollständig ausgeschöpft. So kommt auch die Studie „Energie- und Klimaschutzziele 2030“ [13] für den Ausbau in Baden-Württemberg im Zielszenario zur Feststellung, dass der Ausbau erneuerbarer Energien ausschließlich auf Windenergie (onshore) und Photovoltaik zurückgehen wird.

Installierte EE-Leistung insgesamt zum 31.12.2015
in MW



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 5: Ländervergleich installierte EE-Leistung zum 31.12.2015 [12]

Für die Berechnung der Power-to-Gas-Verteilung im Rahmen der vorliegenden Studie wurde der erneuerbare Energien Ausbau Stand 2015 als Basis angenommen (siehe Abbildung 5).

Eine länderscharfe, konsistente Prognose für den Zubau fluktuierender erneuerbarer Energien für die Stützjahre 2030 und 2050 liegt nicht vor. Als Näherung werden daher deutschlandweite Prognosen für 2030 bzw. 2050 untersucht / erstellt. Im Szenario B des Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030 [14] werden für 2030 kumulierte Ausbauziele für fluktuierende erneuerbare Energien in Deutschland, wie in Tabelle 1 ersichtlich, angenommen.

Tabelle 1: Annahmen zur energiewirtschaftlichen Entwicklung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien [7, Metaanalyse ZSW]

Energieträger	Installierte Leistung 2030 (Szenario B 2030) [GW]	Installierte Leistung 2050 Metaanalyse [GW]
Wind Onshore	58,5	84,0
Wind Offshore	15,0	40,5
Photovoltaik	66,3	117,0

Darüber hinaus wurde im Rahmen einer Metaanalyse untersucht, welche Ausbauziele/-szenarien für 2050 bestehen. Die angenommenen Werte für 2050 bewegen sich im gewichteten Mittelfeld der Studienanalyse (Abbildung 6).

Fluktuierende EE 2050

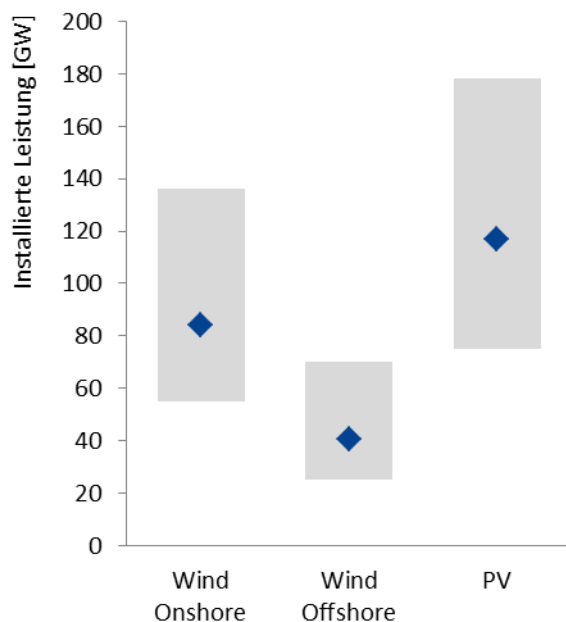


Abbildung 6: Ergebnis der Metaanalyse Ausbau erneuerbarer Energien in 2050 (Auswertung ZSW)

Der Ausbau erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg findet vorwiegend in fluktuierender Photovoltaik und Windkraft statt. Seit 2015 ist die installierte Leistung erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg um über 20% gestiegen. Die Biomasse legte um 12%, die PV um 16% und die Windkraft sogar um 116% zu. Dennoch wird Baden-Württemberg im Ländervergleich wenig Änderung erfahren, da auch in den anderen Ländern zugebaut wurde und Baden-Württemberg, vor allem im Windbereich, auf einem niedrigen Niveau gestartet ist. Die Biomasse spielt eine wichtige Rolle, jedoch wird zukünftig der Zubau verstärkt in Windkraft und Photovoltaik erwartet, da die gesellschaftliche Akzeptanz auf Grund der Konkurrenz zwischen Nahrungsmittelbereitstellung und energetischen Biomassenutzung begrenzt ist und somit eine weitere Ausdehnung limitiert. Dennoch gibt es heute in Baden-Württemberg über 1.000 Biomasseanlagen (vorwiegend Biogasverstromung). Diese tragen zu einem großen Teil zur erneuerbaren Stromversorgung bei. Im Hinblick auf Power-to-Gas-Anwendungen (Methanisierung) bieten diese Anlagen zudem ein großes, regeneratives CO₂-Potenzial. Die bestehende Größenstruktur und die Verteilung vorwiegend in ländlichen Regionen würde im Falle einer Ergänzung um Power-to-Gas eine dezentrale Struktur des Power-to-Gas-Anlagenparks bewirken.

2.1.6. Einfluss des Netzausbaus auf den Stromspeicherbedarf

In der Netzstudie II [15] ermittelte die dena regional aufgelöst Überschüsse und Kapazitätsbedarfe anhand der prognostizierten Stromerzeugung und -nachfrage in 2020 (vgl. Abbildung 7). Deutlich zu erkennen sind die Erzeugungs- und Bedarfsgefälle zwischen windreichen Nord- und Ostländern (on- und offshore Windkraft) und den industriestarken Süd- und Westländern. Dies wird noch verstärkt durch den beschlossenen und bis 2022 abgeschlossenen Atomausstieg, durch den weitere große Erzeugungskapazitäten in Baden-Württemberg und Bayern vom Netz gehen werden. Seit 2017 werden zudem die Standorte für Onshore-Windkraftanlagen in einem Auktionsverfahren vergeben. In den bisher (Stand März 2018) durchgeführten Auktionen wurde lediglich ein Projekt (23 MW) in Baden-Württemberg bezuschlagt und auch Bayern erhielt nur sechs (64 MW) der insgesamt 281 Zuschläge (rd. 3.500 MW). Dem sich in

den Jahren 2015 und 2016 positiv entwickelnde Windkraftmarkt in Baden-Württemberg steht eine ungewisse Zukunft bevor [16]. Lediglich in den ländlich geprägten Regionen Baden-Württembergs und Bayerns liefert der PV-Ausbau einen größeren Beitrag an zusätzlicher Erzeugungsleistung. Daraus folgt das Erfordernis eines weiteren Netzausbaus um die Kapazitäten des Nord-Osterns in den Süd-Westen zu transferieren. Dieser ist auch bereits seit mehreren Jahren in Planung und Umsetzung.

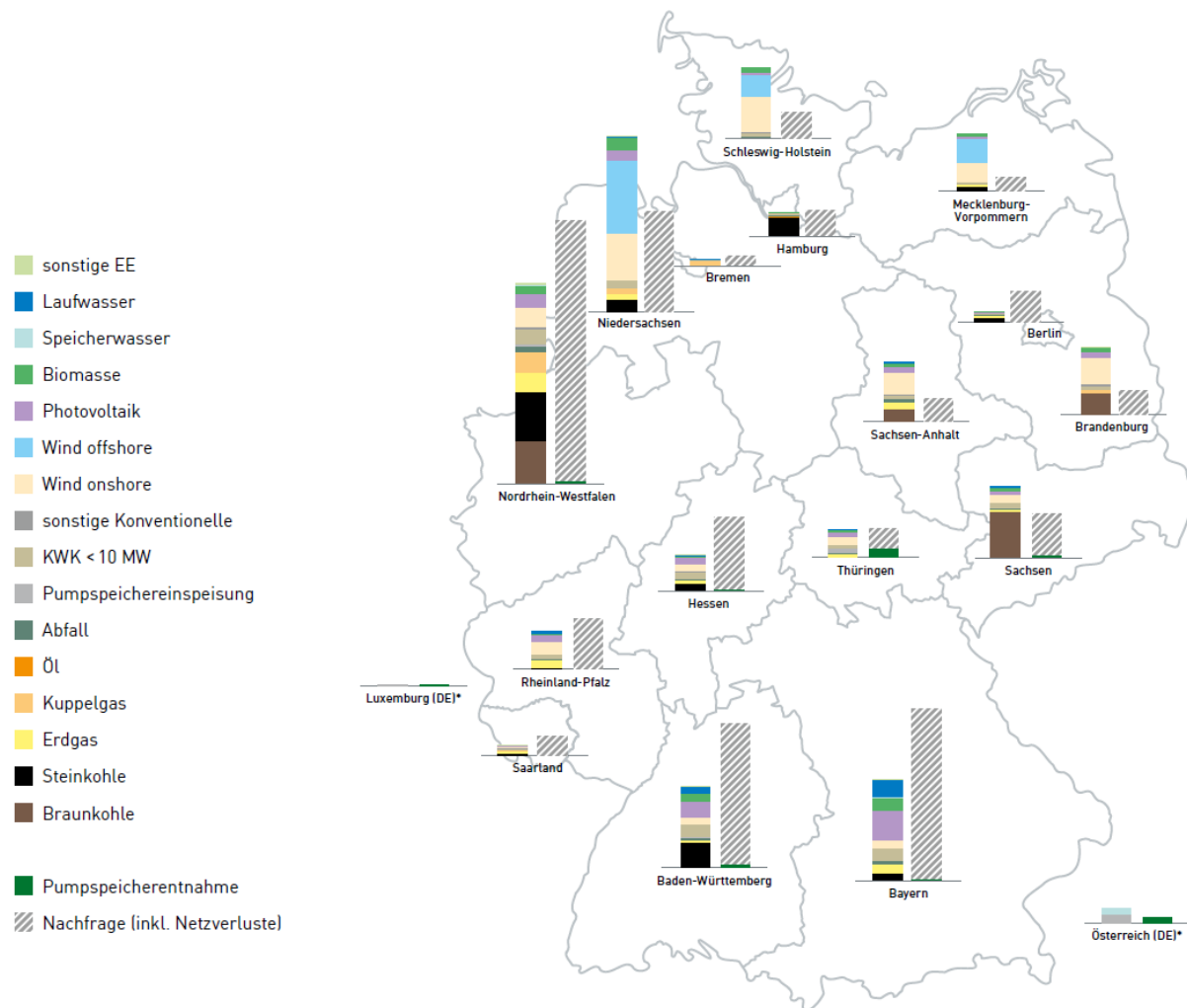


Abbildung 7: Gemittelte Regionenbilanz: Stromerzeugung und -nachfrage in 2020 [17]

Der innerdeutsche Ausbau des Stromübertragungsnetzes wird als kostengünstigster und energetisch effizientester Weg für einen Energieausgleich gesehen [18]. Analog dazu findet auch auf internationaler (europäischer) Ebene die kostengünstigste und energetisch effizienteste EE-Integration in ein verstärktes europäisches Netz statt (Super-Grid). Dies ist solange anzunehmen, wie die Überschussmengen auf Grund von Netzrestriktionen auftreten. Mit einem zunehmenden Anteil fluktuierender Erneuerbare Energie steigt aber auch der Bedarf an tageszeitlichem und saisonalem Lastausgleich an. Ab einem erneuerbaren Deckungsanteil von 60% wird es zu realen Energie-Überschüssen kommen, die dann, unabhängig vom Netzausbau, nicht mehr ins Energiesystem integriert werden können. Jedoch wird diese Situation zunächst nur wenige Stunden im Jahr auftreten, wodurch sich Speichertechnologien alleine am Energiemarkt noch nicht refinanzieren werden können. Mit einem zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien steigt die Anzahl der Stunden mit bilanziellem Überschuss an. Ab

einer Durchdringung von über 80 % erneuerbarer Energien werden die Überschüsse in relevanter Menge und Dauer auftreten, so dass sich dann Stromspeicher auch für Langfristspeicherung (saisonaler Ausgleich) wirtschaftlich lohnen werden. Sollen neben dem Stromsektor auch die anderen Energiebereiche zunehmend elektrifiziert werden (All-Electric-Society) folgt daraus langfristig ein weiterer Bedarf an EE-Erzeugung. Daher ist selbst der Zustand 100 % EE im Stromsektor nur ein Zwischenschritt. Kapazitätssteigerungen auf ein vielfaches des heutigen Standes (bis zu 400 GW Wind- und PV-Leistung) sind denkbar [19].

Im Projekt wurden daher Szenarien (konservatives Szenario und ambitioniertes Szenario) für den Power-to-Gas-Bedarf entwickelt und für die Stützjahre 2030 und 2050 mit Zahlen beschrieben. Die Beschreibung hierzu findet sich im Kapitel 2.3.

2.1.7. Netzausbauplanung und -fortschritt

2.1.7.1. Übertragungsnetz Strom

Ein mögliches Einsatzfeld für Power-to-Gas ergibt sich aus Engpässen im Stromnetz. Bestehen längerfristige Engpässe im Stromnetz, müssen bei fortschreitendem Ausbau der erneuerbaren Energien zunehmende Strommengen in Form von Einspeisemanagement (EinsMan) abgeregelt werden. Um den vom Netz nicht aufnehmbaren Strom zu nutzen, besteht die Möglichkeit, die entsprechenden Energiemengen mittels Power-to-Gas in Wasserstoff oder Methan umzuwandeln und somit einer anderweitigen Nutzung (Sektorenkopplung) zuzuführen. Zur Einschätzung möglicher Netzengpässe im Betrachtungszeitraum 2030 und später wird deswegen nachfolgend der Stand des Übertragungsnetzausbaus im Strombereich analysiert. Aus der Analyse lässt sich ableiten ob und in welchem Umfang abzuregelnde Strommengen aufgrund von Netzengpässen bestehen bzw. entstehen werden.

Engpässe im Stromnetz werden unter anderem aus der Notwendigkeit von Eingriffen in Form von Redispatch und Einspeisemanagement deutlich. Dabei ist es in den letzten Jahren zu einem deutlichen Anstieg gekommen. Die Anzahl der Stunden mit Redispatch hat sich von 2011 bis 2015 von gut 5.000 Stunden pro Jahr auf über 15.000 Stunden verdreifacht, während es 2016 einen leichten Rückgang auf rund 13.300 Stunden gab (vgl. Tabelle 2). Als Gründe für den starken Anstieg zwischen 2014 und 2015 werden u. a. neben der Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld, einem hohen Zubau an Windkraftanlagen und einem hohen Windaufkommen auch Verzögerungen im Netzausbau angegeben [20]. Dagegen liegen die Gründe für den leichten Rückgang im Jahr 2016 in einer geringeren Gesamterzeugung aus Wind- und PV-Anlagen, insbesondere mit weniger prägnanten Einspeisespitzen, sowie einem verbesserten Redispatch-Konzept der Übertragungsnetzbetreiber [21].

Tabelle 2: Bundesweite Entwicklung der Redispatchstunden zwischen 2011 und 2016 [17–21]

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Anzahl Stunden	5.030	7.160	7.965	8.453	15.436	13.339

Ähnlich wie beim Redispatch gibt es auch beim Einspeisemanagement einen Anstieg. Die durch Einspeisemanagement verursachte Ausfallarbeit ist dabei von rund 550 GWh im Jahr 2013 auf rund 4.700 GWh im Jahr 2015 angestiegen. 2016 gab es einen Rückgang auf rund 3.700 GWh der ebenfalls primär durch eine verminderte, dargebotsbedingte Wind- und PV-Stromerzeugung verursacht wurde. Die Ursache lag dabei in 89 % der abgeregelteten Arbeit in Engpässen im Übertragungsnetz [20, 21].

Der Ausbaubedarf der Übertragungsnetze im Strombereich wurde im Jahr 2009 mit dem Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG) erstmals festgestellt. Die ursprüngliche Planung der 24 Vorhaben (zwischenzeitlich wurden zwei Vorhaben aufgrund veränderter Bedingungen als nicht mehr notwendig eingestuft und folglich gestrichen) sah eine weitgehende Fertigstellung bis zum Jahr 2015 vor (1.454 km [25]). Aktuell (Stand Ende 2017) sind von ca. 1.800 km geplanter Leitungen 1050 km genehmigt und rund 750 km realisiert. Noch keines der Vorhaben mit Pilotstrecken für Erdkabel ist vollständig in Betrieb [26]. Abbildung 8 zeigt einen Überblick der bisherigen Inbetriebnahmen der EnLAG-Vorhaben sowie der Inbetriebnahmeprognosen.

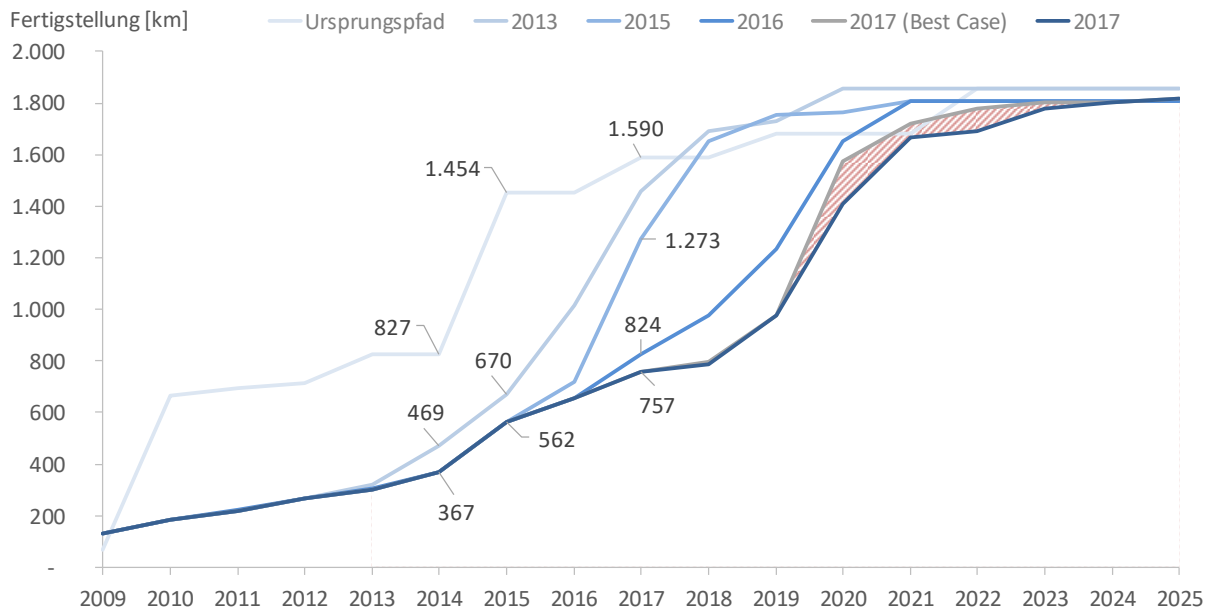


Abbildung 8: Entwicklung der Zielpfade des Netzzubaus nach EnLAG (Stand Ende 2017). (Darstellung basierend auf [25], Fortschreibung 2017 basierend auf [27])

Der über die Vorhaben des EnLAG hinausgehende Ausbaubedarf im Übertragungsnetz wird seit 2012 in einem rollierenden Planungsprozess von den Übertragungsnetzbetreibern in den jeweiligen Netzentwicklungsplänen ermittelt. Die dort geplanten Maßnahmen finden, sofern sie von der Bundesnetzagentur bestätigt werden, Eingang in das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG). Derzeit sind dort 43 Vorhaben mit einer Leitungslänge von 5.900 km geplant, deren Inbetriebnahmen überwiegend bis zum Jahr 2025 erfolgen sollen. Die Inbetriebnahme der letzten Leitung ist für das Jahr 2029 geplant. Für mögliche Engpasssituationen in Baden-Württemberg sind vor allem die großen Nord-Süd-Verbindungen Ultranet und SuedLink ausschlaggebend, daneben die weiteren Maßnahmen mit Bezug zum baden-württembergischen Übertragungsnetz. Wie aus Tabelle 3 hervorgeht, ist die Inbetriebnahme aller Vorhaben mit Bezug zu Baden-Württemberg bis zum Jahr 2025 geplant. Gleiches gilt für die Vorhaben aus dem EnLAG, die überwiegend bis 2022 fertig gestellt sein sollten.

Tabelle 3: Nord-Süd-Verbindungen und Maßnahmen mit Bezug zu Baden-Württemberg des Bundesbedarfsplangesetzes (Stand Ende 2016)

Nr.	Vorhaben	gepl. IBN	urspr. gepl. IBN	N-S-Trasse
1	Emden Ost – Osterath (Korridor A Nord)	2025	2020	x
2	Osterath – Philippsburg (Ultranet / Korridor A Süd)	2021	2017	x
3	Brunsbüttel – Großgartach (SuedLink):	2025	2022	x
4	Wilster – Grafenrheinfeld (SuedLink)	2025	2019	x
5	Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)	2025	2022	x
19	380-kV-Netzverstärkung Weinheim-Daxlanden	2022	2018	
20	380-kV-Netzverstärkung Grafenrheinfeld-Kupferzell-Großgartach	2022	2019	
21	380-kV-Netzverstärkung Daxlanden-Kuppenheim-Bühl-Eichstetten	2021	2017	
24	380-kV-Netzverstärkung Rommelsbach-Herbertingen	2020	2018	
25	380-kV-Netzverstärkung Wullenstetten-Niederwangen	2020	2020	
35	380-kV-Netzausbau Birkenfeld-Mast 115 A	2019	2020	
40	380 kV-Netzverstärkung Punkt Neuravensburg-Punkt Bundesgrenze (AT)	2023	2020	

In der Gesamtschätzung des Übertragungsnetzausbaus wird deutlich, dass es derzeit deutliche Verzögerungen von Netzausbaumaßnahmen gegenüber den ursprünglichen Planungen gibt und Engpässe im Netz bestehen, die sich durch den weiteren Zubau von erneuerbaren Energien kurz- und mittelfristig noch verstärken können. Mit dem Anstieg der Inbetriebnahmen von Netzausbaumaßnahmen ab Mitte der 2020er Jahre ist davon auszugehen, dass sich die Engpasssituation etwas entspannt. Da der Ausbau erneuerbarer Energien jedoch weiter geht, ist auch mit den dann fertiggestellten Leitungsprojekten von einem weiter bestehenden Ausbaubedarf der Übertragungsnetze auszugehen, der auch durch die räumliche Verteilung des EE-Zubaus entsteht³. Ob mittel- bis langfristig weiterhin Engpässe bestehen hängt maßgeblich vom Verhältnis der Zubaugeschwindigkeiten von Netzausbau und erneuerbaren Energien ab. Dabei spielt zunächst die Robustheit des rollierenden Planungsprozesses des Netzentwicklungsplans gegenüber Zubauschwankungen, insbesondere starken Anstiegen des Zubaus, eine Rolle. Darüber hinaus ist die Realisierungsgeschwindigkeit bei neu erkannten Ausbaubedarfen entscheidend, die auch von der Akzeptanz eines weiteren Netzausbaus in der Bevölkerung abhängt.

Sollten künftig weiterhin Engpässe bestehen, lässt sich daraus auch ein gesteigerter Bedarf für Power-to-Gas als zusätzliche Flexibilität im Stromnetz ableiten. Falls die bestehenden Engpässe abgebaut werden können ergibt sich eine zunehmende Entwicklung des Stromübertragungsnetzes in Deutschland in Richtung „Kupferplatte“, die für Power-to-Gas den Vorteil bietet, dass nicht mehr zwingend erzeugungsnah geplant werden muss. Bei einem idealen Netzausbau sind Standorte im ganzen Bundesgebiet denkbar. Diesem Gedankenmodell wird durch die Berücksichtigung der sogenannten Süd-Position Rechnung getragen. Hierbei wird angenommen, dass die neu errichteten HGÜ-Transportleitungen stets für eine Durchleitung der

³ Vgl. Abschnitt 2.1.6: In den Ausschreibungen für Windkraftanlagen setzt sich bislang der Trend fort, dass der Zubau in den windreichen Regionen in Nord- und Ostdeutschland erfolgt, während in den Verbrauchszentren im Süden durch den Atomausstieg mit einem Erzeugungsrückgang zu rechnen ist.

Strommengen aus dem Norden eingesetzt werden können und damit ggf. auch Power-to-Gas in Süddeutschland versorgt und betrieben werden kann, ohne Engpässe zu verursachen.

2.1.7.2. Fernleitungsnetz Gas

Die Aufgabe des Fernleitungsnetzes Erdgas besteht in der sicheren Versorgung der Erdgasverbraucher mit Erdgas. Sicherheit bedeutet in diesem Zusammenhang die Erfüllung zeitlicher, mengenmäßiger und wirtschaftlicher Vorgaben. Da Erdgas überwiegend (>90 %) aus dem Ausland importiert wird besteht ein großer Bedarf an Erdgastransport (siehe Abbildung 9). Zudem ist Deutschland auf Grund der zentralen Lage in Europa ein Drehkreuz im kontinentalen Erdgassystem. Ein großer Anteil des importierten Gases wird nicht inländisch verbraucht, sondern an die Anrainerstaaten im Westen, Süden und teils auch im Osten weitergeleitet. Zur Sicherstellung der Versorgungsaufgabe muss das Erdgasnetz kontinuierlich weiterentwickelt werden. Dies bedeutet, dass Leitungskapazitäten an die Bedarfsentwicklung angepasst werden. Neben dem Bedarf entwickeln sich auch die Quellen. Zunehmend fallen nord-europäische Quellen (Niederlande, Norwegen) im Angebot zurück (Quellen sind ausgeschöpft), weswegen neue Reserven erschlossen werden müssen. Bestehende Leitungswege werden verstärkt oder redundant ausgelegt um die Abhängigkeit von einzelnen Transportwegen zu mindern (u. a. Nordstream), ebenso werden neue Quellen (Naher Osten u. a. TANAP) erschlossen. Durch die veränderten Gastransportwege in die EU verändern sich unter Umständen auch die Gasflüsse innerhalb Deutschlands. So wird aktuell die Trans-Europäische Erdgasleitung (TENP) auf eine Gasflussumkehr (Reversierung) vorbereitet. Dazu müssen beispielsweise Verdichterstationen erweitert werden.

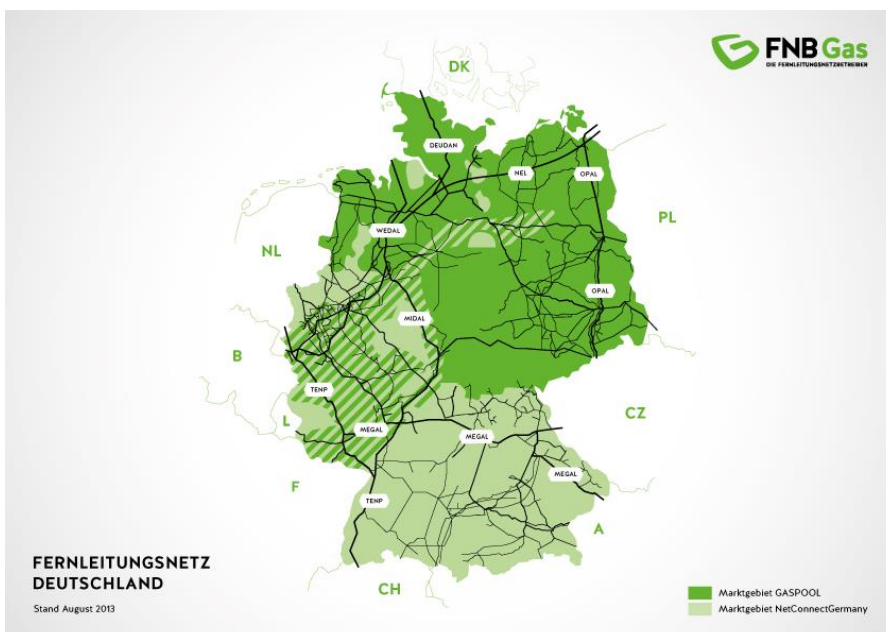


Abbildung 9: Fernleitungsnetz Deutschland [28]

Ein weiteres Fokusthema liegt in der Erschließung leitungsungebundener Importwege. Mit Liquefied Natural Gas (LNG) besteht die Möglichkeit weiter entfernte Gasquellen (z. B. Naher Osten, Nord-Amerika) zu erschließen. Dies bedeutet aber auch einen Aufbau neuer LNG-Terminals und eine entsprechende Einbindung ins bestehende Erdgastransportsystem.

Auf Seiten der Erdgasverbraucher stehen, auch durch die Energiewende induziert, Veränderungen an. So sollen Gaskraftwerke zukünftig eine größere Rolle in der Stromerzeugung spielen und andere fossile Kraftwerke teilweise ersetzen. Sowohl absolut wie relativ soll der Erdgasanteil zur Verstromung am gesamten Erdgasabsatz weiter steigen - von heute rund 17 % auf bis zu 30 % [29].

All diese Teilaspekte erfordern im Gasnetz eine kontinuierliche Prüfung des Status quo und die Ausarbeitung von Szenarien und Ausbauplänen zur Anpassung an die Entwicklung. Diesem Umstand kommen die Ferngasnetzbetreiber durch die zyklische Erstellung (alle zwei Jahre) des Netzentwicklungsplan nach.

Im Netzentwicklungsplan Gas 2016 sind 119 Netzbaumaßnahmen aufgeführt, die bis zum Jahr 2022 mit einem Investitionsvolumen von 3,5 Mrd. € bzw. bis 2027 mit 4,4 Mrd. € angesetzt werden [30].

Im Falle einer netzgekoppelten Betriebsweise (Gasnetzeinspeisung) ist die Entwicklung des Gasnetzes auch für Power-to-Gas von großer Bedeutung. Denn im Gegensatz zum Stromsystem, indem Power-to-Gas eine Rolle als Verbraucher einnimmt, fungiert Power-to-Gas im Gasnetz als zusätzliche Quelle. Somit besteht die Möglichkeit den Einspeisebedarf durch andere Quellen zu reduzieren (siehe auch Kapitel 5). Auch die Flussrichtung im Erdgasnetz ist relevant. Heute findet überwiegend ein Transport in Ost-West-Richtung statt. Der Austausch zwischen den Marktgebieten (Nord-Süd) ist gegeben, jedoch weniger stark ausgebaut. Für den Transport von „Windgas“ aus Nord- nach Süddeutschland ist dies zu berücksichtigen. Beim transnationalen Erdgasaustausch sind für die Grenzübergänge spezielle Gasqualitäten definiert. Ein Wasserstoffzusatz ist hier nicht in größerem Maße vorgesehen.

Berücksichtigung von Power-to-Gas im Netzentwicklungsplan Gas

Power-to-Gas ist im Netzentwicklungsplan Gas enthalten, allerdings nicht in den Modellierungen. Dennoch sehen die Leitungsnetzbetreiber große Potenziale in der Technologie. *„Das Verfahren bildet aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber und vieler Marktteilnehmer eine aussichtsreiche und eine relativ zeitnahe verfügbare Option, um die gesellschaftlich geforderte Integration erneuerbarer Energien in die Energiesysteme zu ermöglichen und somit zum Gelingen der Energiewende beizutragen“* [30].

Wobei schwerpunktmäßig die Thematik noch im FuE-Bereich angesiedelt ist. Es werden u. a. Analysen zur Wasserstoffverträglichkeit des Erdgasnetzes durchgeführt und Potenzialabschätzungen über den zeitlichen Bedarf erstellt.

„Langfristig stellt dabei das Verfahren „Power-to-Gas“ die vielversprechendste Möglichkeit dar, elektrische Energie aus erneuerbaren Energien in nennenswertem Umfang zu speichern“ [30].

Im Konsultationsdokument zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2018 – 2028 der Fernleitungsnetzbetreiber wird zudem vermerkt:

„Eine Auswertung der für Deutschland erarbeiteten Studien zum Thema Power-to-Gas weist langfristig eine große Bedeutung für Power-to-Gas aus. [AEE 2016] Hiernach sehen die meisten Szenarien erst ab ca. 2030 den Einsatz von Elektrolyseuren und Methanisierungsanlagen zur wirtschaftlichen Nutzung der anfallenden Stromüberschüsse. Daher gehen die Fernleitungsnetzbetreiber davon aus, dass im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 belastbarere quantitative Aussagen zum Umfang des Beitrags von Power-to-Gas zur Energieversorgung möglich werden“ [30].

2.2. Entwicklung Gas- und Strommarkt in Deutschland und Baden-Württemberg

Im folgenden Kapitel werden die Absatzentwicklungen an den Gas- und Strommärkte untersucht. Ziel ist eine Analyse der erwarteten Entwicklung des zukünftigen Strom- und Gasbedarfs. Hierzu werden energiewirtschaftliche Studien und Abschätzungen von Verbänden gesichtet und ausgewertet. Zunächst erfolgt eine Übersicht für Gesamtdeutschland, anschließend eine regionalisierte Betrachtung für Baden-Württemberg. Anhand der Ergebnisse lassen sich Rückschlüsse auf den Bedarf von Power-to-Gas ableiten.

2.2.1. Entwicklung des Stromabsatzes in Deutschland

Die Stromerzeugung trägt maßgeblich zu den energiebedingten CO₂-Emissionen bei. Gerade die Verstromung von fossiler Braun- und Steinkohle, aber auch von Erdgas emittiert große Mengen an klimaschädlichem CO₂. Daher gibt es die Bestrebung den Strombedarf absolut zu verringern. Dies gelingt beispielsweise neben der Vermeidung beim Verbrauch durch eine Steigerung der Effizienz (Herstellungseffizienz im Kraftwerk und Nutzereffizienz beim Verbraucher). Die Bundesregierung hat als ein quantitatives Ziel im Rahmen der Energiewende eine Senkung des Bruttostromverbrauchs bis 2050 von 25% gegenüber 2008 proklamiert [31]. Jedoch wird auch erwartet, dass die Elektrifizierung generell weiter voranschreitet, weswegen der Stromverbrauch nicht oder nicht so schnell wie für die Erreichung der Klimaziele erforderlich sinken wird. Die bisher wenig elektrisch versorgten Sektoren Verkehr und Wärme werden zunehmend auf elektrische Energie umgestellt. So bewirkt bspw. die flächendeckende Einführung und Verbreitung der Elektromobilität ein Sinken des fossilen Kraftstoffbedarfs, jedoch gleichzeitig auch ein Steigen des Strombedarfs. Gleiches gilt im Gebäudesektor durch den Zubau von elektrischen Wärmepumpen und die Substitution anderer Wärmeerzeuger.

In Studien wird daher untersucht, wie sich der Strombedarf zukünftig unter der Annahme unterschiedlicher Entwicklungspfade der Sektorkopplung darstellen könnte. Im Rahmen der „Metastudie nationale Energieszenarien und deutsche Energiepolitik“ [32] wird untersucht, wie in unterschiedlichen Studien die Stromnachfrage im Zielsystem berücksichtigt wird. Dabei zeigt sich, dass eine Mehrzahl der Studien keine Erreichung des Reduktionsziels erwartet. Daraus wird eine notwendige Anpassung des Ziels oder eine ambitioniertere Ausgestaltung des Instrumentenmix abgeleitet. Als Ursache dieser Fehleinschätzung im Energiekonzept wird die nicht ausreichend mitgedachte Kopplung der Sektoren Strom-Wärme-Verkehr benannt. Allerdings muss auch angemerkt werden, dass hier in den vergangenen Jahren eine dynamische Entwicklung stattgefunden hat. Power-to-Gas wurde somit bisher nicht ausreichend in der Energiekonzeption berücksichtigt. Ein signifikanter Bedarf an Energiesystemkopplungstechnologien und damit ein Anstieg des Stromabsatzes wäre die Folge.

In der Untersuchung von Nitsch [33] wird ein besonders hoher Anteil an chemischen Energieträgern im zukünftigen Energiesystem angesetzt. Dies kann als Maximalszenario für Power-to-Gas betrachtet werden. Abbildung 10 zeigt das Ergebnis des untersuchten Szenarios „Szen-16“. Hier wird erwartet, dass der Stromverbrauch bis 2050 um über 80 % ggü. 2015 steigen wird. Diesem Szenario unterliegt die Annahme, dass Wasserstoff einen nennenswerten Anteil am Energiesystem einnehmen und damit der Strombedarf für Wasserstoffherzeugung die Effizienzsteigerungen weit überkompensieren wird.

Stromverbrauch nach Einsatzart [TWh/a]

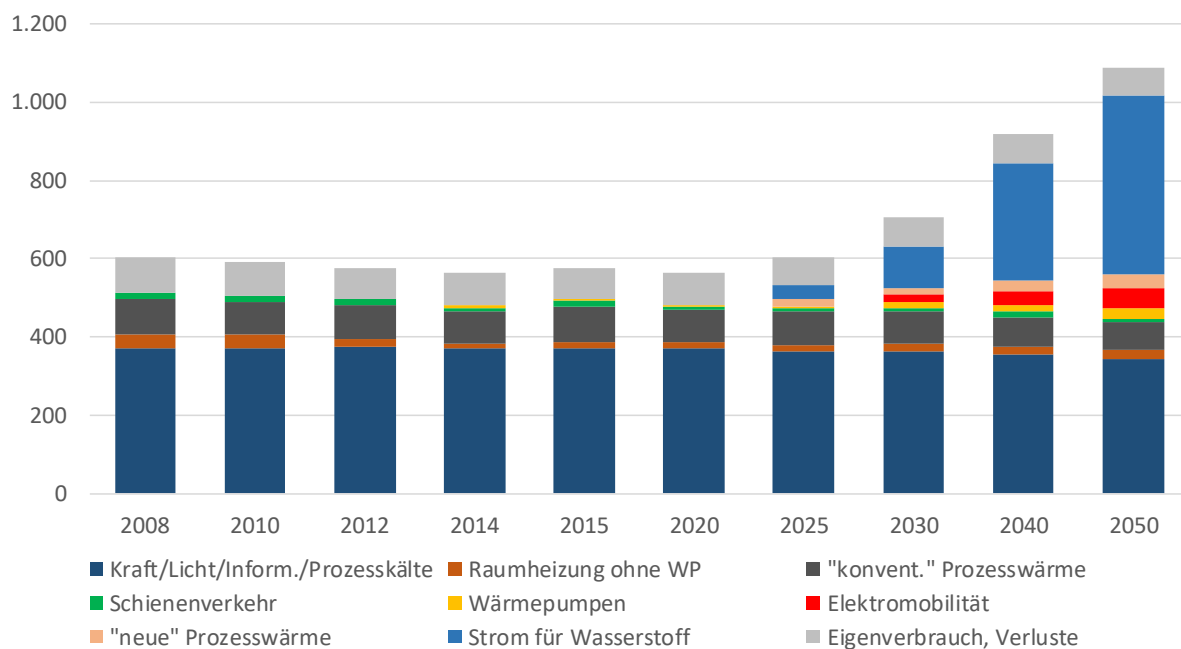


Abbildung 10: Entwicklung der Bruttostromerzeugung für "konventionelle" und "neue" Stromanwendungen (eigene Darstellung basierend auf [33])

Die vier Strom-Übertragungsnetzbetreiber haben im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2017 eine Studie zur Entwicklung der Stromnachfrage in 2030/2035 und perspektivisch in 2050 ausarbeiten lassen [34]. Hier wird erwartet, dass bis 2030 die Effizienzsteigerung überwiegt und erst danach neue elektrische Anwendungen (Wärmepumpe, Elektromobilität) eine Nachfragerhöhung über das Niveau von 2013 bewirken werden. Sektorkopplungsoptionen wie Power-to-Gas kommen, wenn überhaupt, erst nach 2030 zum Einsatz. Ein besonderes Augenmerk wird auf den regulatorischen Rahmen und die Auswirkungen auf Grund politischer Weichenstellung gelegt. Sollte beispielsweise ein Zulassungsverbot für Verbrennungsmotoren ausgesprochen werden, würde sich der Bedarf an elektrischer Energie im Verkehrssektor stärker niederschlagen und der Gesamtstrombedarf bis 2050 um bis zu 125 TWh auf dann 700 TWh steigern.

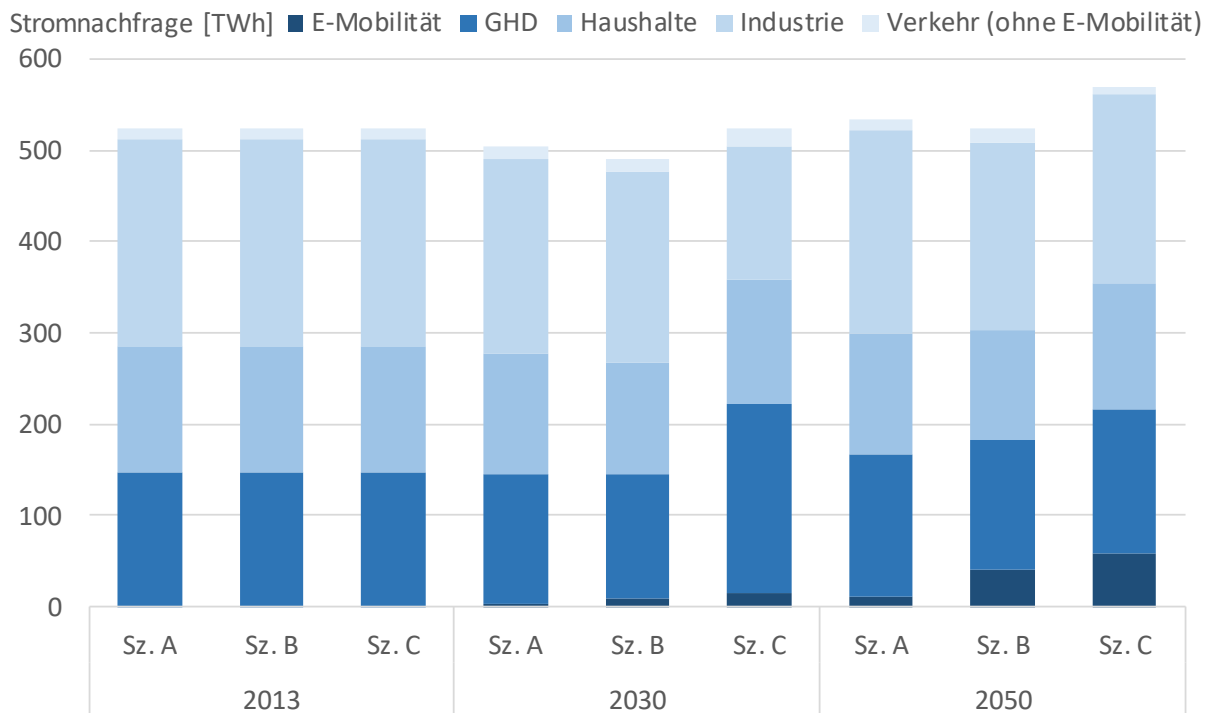


Abbildung 11: Entwicklung der Stromnachfrage differenziert nach Szenarien⁴ und Sektoren zwischen 2013 – 2050 (eigene Darstellung basierend auf [35])

Zusammenfassend zeigt sich ein inhomogenes Bild mit vielen Unbekannten. Daraus resultiert eine große Bandbreite an Erwartung in Bezug auf die Entwicklung des Stromverbrauchs. Einigkeit besteht weitestgehend darin, dass absolut betrachtet kurz- und mittelfristig maximal eine geringe Bedarfsminderung eintreten wird. Langfristig gehen die meisten Untersuchungen von einem steigenden Strombedarf aus. Wie sich diese Steigerung aber darstellt und welche Anwendungen die hauptsächlichen Treiber sein werden ist Gegenstand einer kontroversen Diskussion. Stand heute lässt sich nicht eindeutig festlegen in welchen Bereichen welcher Bedarf an elektrischer Energie auftreten wird.

2.2.2. Entwicklung des Erdgasverbrauchs in Deutschland

Erdgas ist ein fossiler und somit endlicher Energieträger, der zudem beim Verbrennen CO₂ emittiert. Dennoch wird Erdgas in der aktuellen Diskussion häufig als Partner der Energiewende betrachtet. Die Vorteile finden sich in den relativ geringen CO₂- und sonstigen Emissionen (u.a. NO_x, Staub) pro Energieeinheit, einer nahezu flächendeckenden Netzabdeckung,

⁴ **Szenario A** beschreibt eine Welt, in der Effizienzsteigerungen nur in einem eher untergeordneten Ausmaß vorhanden sind und es zu einer geringen Einführung neuer Anwendungen (z.B. Elektromobilität) kommt. Eine Verschiebung von Wärmeanwendungen in den Stromsektor ist kaum zu beobachten, Speicher spielen aufgrund der fehlenden staatlichen Förderung keine Rolle und für Demand-Side-Management (DSM) ist nur ein eingeschränktes Potential vorhanden.

Szenario B beschreibt eine Welt, in der die heutige Politik der Energiewende fortgesetzt wird und somit wesentliche Effizienzsteigerungen beim Stromverbrauch zu beobachten sind. Darüber hinaus existieren Anreize für eine stärkere Verbreitung von Elektromobilität. Zudem findet eine Verschiebung von Wärmeanwendungen in Richtung Strom statt. Des Weiteren werden Fördermittel für Speicher bereitgestellt und einer Verbrauchsflexibilisierung in Form von DSM wird ein erhöhtes Potential beigemessen.

Szenario C beschreibt eine Welt mit einer beschleunigten Energiewende hin zu einem klimafreundlichen, smarten und flexiblen Stromverbrauch unter starker Nutzung neuer Anwendungen. Gegenüber dem Szenario B kommt es hier zu einer zusätzlichen Durchdringung neuer Anwendungen und Speicher sowie zu einer zusätzlichen Erschließung von Lastflexibilisierungspotentialen. [34]

einem niedrigen Preis, einer großen Anwendungsvielfalt, sowie im Stromsektor einer guten Regelbarkeit von Gaskraftwerken bei gleichzeitig geringen Investitionskosten.

Abbildung 12 zeigt in der Retroperspektive die Entwicklung des Erdgasverbrauchs in Deutschland. Allerdings unterliegt der Erdgasverbrauch starken Schwankungen auf Grund äußerer Umstände. Sowohl eine Veränderung im jährlich etwas unterschiedlichen Temperaturgefüge oder auch der Anteil von Erdgas in der Verstromung wirken sich entsprechend aus. Um eine Entwicklung feststellen und vergleichen zu können ist daher die Betrachtung des bereinigten⁵ Erdgasabsatzes aussagefähiger.

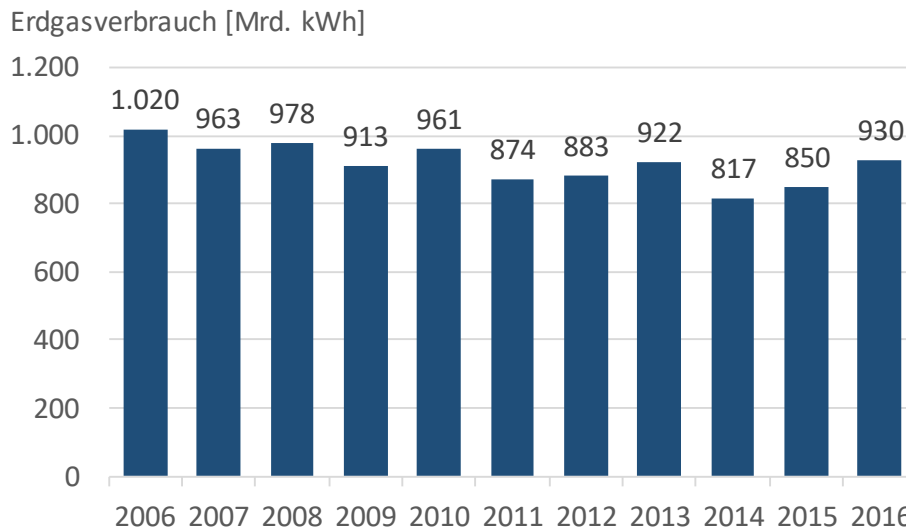


Abbildung 12: Entwicklung des Erdgasverbrauchs (eigene Darstellung basierend auf [36])

Abbildung 13 zeigt den um Temperatur, Schalttage und fluktuierenden Brennstoffeinsatz in Kraftwerken bereinigten Erdgasverbrauch. Eine leicht verbrauchssinkende Tendenz ist zu erkennen, wobei sich in den letzten Jahren eine Stagnation eingestellt hat. Der Vergleich von Abbildung 12 und Abbildung 13 lässt vermuten, dass es zu Effizienzsteigerungen oder Substitutionen in den Erdgasanwendungen gekommen ist, welche eine Verbrauchsminderung bewirkt haben. Unter Berücksichtigung der realen Temperaturkurve und dem schwankenden Bedarf in der Stromerzeugung werden die Verbrauchsreduktionen überkompensiert und führen so zu einem insgesamt stagnierenden, leicht schwankenden Bedarf.

⁵ bereinigt um Temperatur, Schalttage und fluktuierenden Brennstoffeinsatz in Kraftwerken

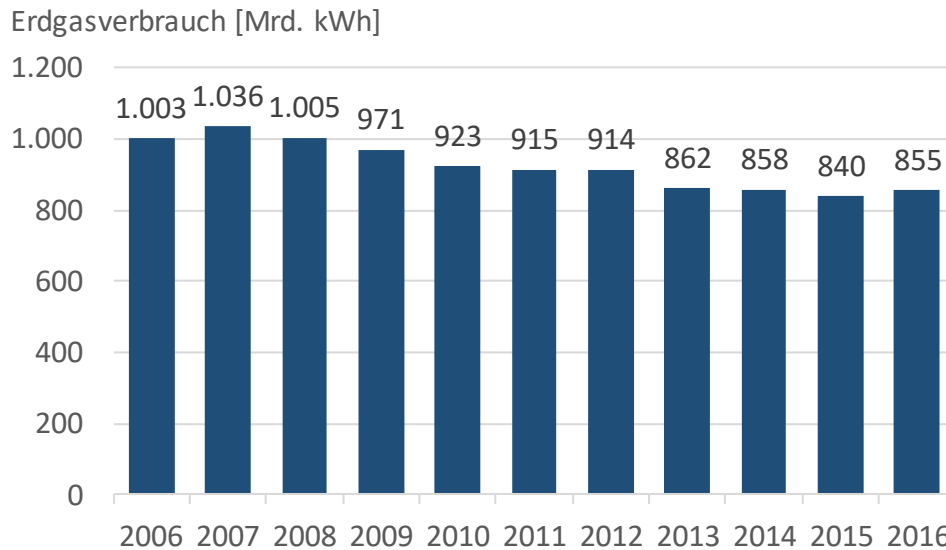


Abbildung 13: Entwicklung des bereinigten⁶ Erdgasverbrauchs (eigene Darstellung basierend auf [36])

Auch im Gassektor liegen unterschiedliche Untersuchungen und Szenarien für die weitere Entwicklung des Gasbedarfs vor. Offen sind die Fragestellungen welchen Anteil Erdgas zukünftig an der Verstromung einnehmen wird, wie sich der Absatz im Verkehrssektor entwickeln wird und ob zunehmend Erdgasheizungen durch elektrische Heizsysteme substituiert werden.

Im Netzentwicklungsplan Gas 2016 [30] wird für den Gas-Endenergiebedarf eine sinkende Nachfrage erwartet, mit Ausnahme des Verkehrssektors. Doch trotz hoher Steigerungsraten im Verkehrssektor (bis 2026 +567 % ggü. 2013) wird im gleichen Zeitraum eine Gesamtreduktion des Absatzes von 20 % prognostiziert. Auch beim nichtenergetischen Verbrauch und im Umwandlungssektor (Kraftwerke) wird maximal eine Stagnation des Bedarfs gesehen, tendenziell sogar eher eine Bedarfssenkung. Dies hat zur Auswirkung, dass sektorübergreifend bis 2026 eine Erdgasbedarfs-Minderung gegenüber 2013 von 17 % angenommen wird.

Eine vergleichbare Entwicklung wird auch in der Energierferenzprognose von 2014 [29] gesehen. Bis 2030 soll demnach im dortigen Referenzszenario der Primärenergieverbrauch des Erdgases um 26 % gegenüber 2011 sinken. Weiterführend wird im Trendszenario ein Ausblick auf 2040 und 2050 gegeben. Bis 2050 setzt sich die Reduktion in abgeschwächter Form fort und erreicht 2050 ein Niveau von 6 % unterhalb des Wertes von 2030. Interessant ist die einhergehende Verschiebung der Energieträgerrelevanz. Bis 2030 rangiert Erdgas auf dem dritten Platz hinter Erdöl und Kohle (Stein- und Braunkohle). Bis 2040 soll Erdgas dann Kohle von Platz zwei verdrängt haben und bis 2050 nahezu gleichauf mit Erdöl sein. Die Bedeutung für das Energiesystem nimmt somit zu.

2.3. Erarbeitung und Festlegung von Power-to-Gas Ausbauszenarien

Für die Studie werden zwei Szenarien entwickelt, ein konservatives Szenario (80% Emissionsminderung) und ein ambitioniertes Szenario (95% Emissionsminderung), anhand derer der Zubau von Power-to-Gas Anlagen in Deutschland abgeschätzt werden kann. Basis für die Entwicklung der Szenarien sind die Analysen aus Kapitel 2.1.

⁶ bereinigt um Temperatur, Schalttage und fluktuierenden Brennstoffeinsatz in Kraftwerken

Das konservative Szenario orientiert sich an den Annahmen im NEP Strom (1,5 - 2 GW Power-to-Gas in 2030). Dies deckt sich auch mit den energiewirtschaftlichen und ökologischen Untersuchungen von Jentzsch [11] zum zukünftigen erneuerbaren Energiesystem. Der Schwerpunkt der Untersuchung lag auf einer modellbasierten Analyse des zukünftigen Stromversorgungssystems zur Quantifizierung eines potenziellen Einsatzbereichs von Power-to-Gas-Anlagen in einem 85%-EE-Szenario für Deutschland aus Sicht des Gesamtsystems [11, S. 58]. Hier wird unter der Annahme von weiteren Flexibilitätsoptionen (u.a. Power-to-Heat) ein systemoptimaler Anwendungsbereich der Power-to-Gas-Technologie von 3 - 11 GW ermittelt. Bei einer Power-to-Gas-Leistung von 10 GW können in der Simulation rund 3.000 Volllaststunden realisiert werden, durch die rund 30 TWh nicht integrierbarer Strom verwertet werden. Dies wird als Ausgangsbasis für den hier angenommenen, konservativen Fall für 2050 genommen. Als konservativ wird der Fall angesehen, da in der Studie keine weiteren Sektorkopplungsoptionen wie zum Beispiel synthetisches Gas für den Wärmemarkt, das Verkehrswesen oder den Bedarf in der chemischen Industrie vorgesehen sind. Werden diese Anwendungsfälle zusätzlich betrachtet steigt der Bedarf an Power-to-Gas weiter an.

Für das ambitionierte Szenario wird der Power-to-Gas-Bedarf mit 10 GW elektrischer Anschlussleistung bereits in 2030 angenommen. Die Annahmen für 2050 orientieren sich dann an den Maximalergebnissen von [9] und gehen von einer Leistung von 110 GW aus. Aktuell liegt der konventionelle Kraftwerkspark in dieser Größenordnung – dies zeigt, dass es sich hier tatsächlich um einen sehr ambitionierten Zubau handelt.

Abbildung 14 zeigt den im Projekt festgelegten, linearisierten PtX-Ausbaupfad anhand der Stützjahre 2030 und 2050 im konservativen und ambitionierten Szenario.

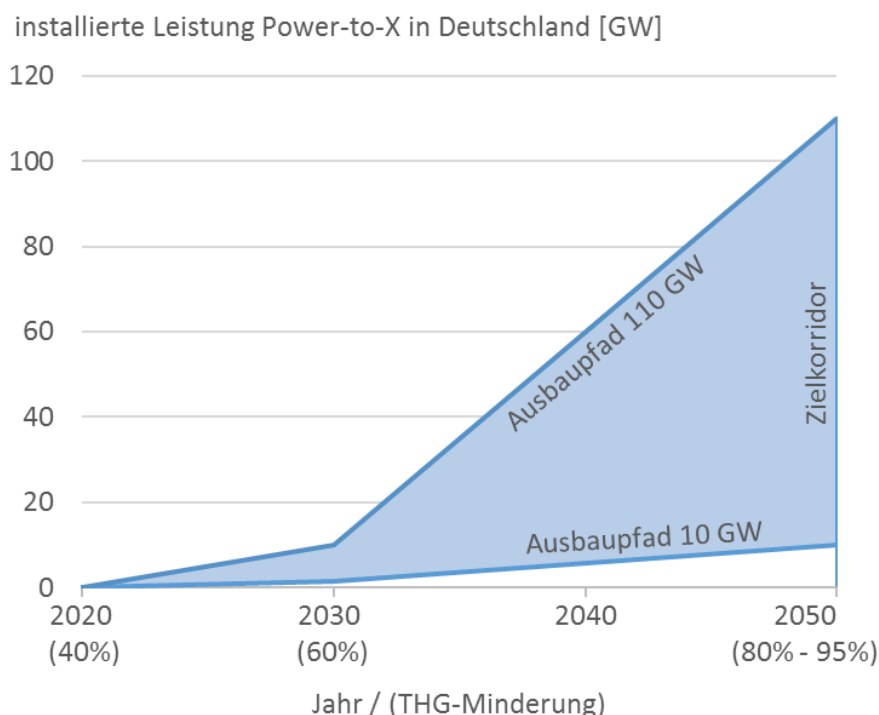


Abbildung 14: Linearisierter Power-to-X-Ausbaupfad zur Erreichung der Szenarien

2.4. Kenngrößen und technische Beschreibung der Technologie

Im folgenden Kapitel werden der aktuelle Stand, sowie realistisch erreichbare Entwicklungsziele der Power-to-Gas-Technologie skizziert. Daraus wird eine Beschreibung der Technologie

anhand von Wirkungsgraden, Lastwechselzeiten, Standortfaktoren, Kennzahlen zur technischen Verfügbarkeit und systemischer Einbindung gegeben. Ziel ist die Darstellung einer zeitlich aufgelösten Datengrundlage zur Berücksichtigung der Technologie im Energiesystemmodell der TransnetBW.

2.4.1. Wirkungsgrade und Nebenverbrauch Power-to-Gas-Technologie (Elektrolyse – Methanisierung)

Eine Power-to-Gas-Anlage kann in Näherung durch ein Blockschaltbild (Abbildung 15) beschrieben werden. Dieses setzt sich aus den Bausteinen Elektrolyse und Methanisierung zusammen, die jeweils durch ihren Wirkungsgrad charakterisiert werden. Der Wirkungsgrad beschreibt die Effizienz der Anlage im stationären Betriebspunkt. Die Elektrolyse ist als Niedertemperatursystem (AEL oder PEM) ausgelegt, weswegen die Abwärme nachfolgend komplett als Verlust gewertet wird. Da unter bestimmten Rahmenbedingungen (beispielsweise Betrieb eines Kaltwärmenetzes) hier weitere Energieerträge erwirtschaftet werden können, ist diese Annahme als pessimistisch anzusehen. Die Methanisierung beschreibt einen katalytischen Hochtemperaturprozess weswegen nachfolgend davon ausgegangen wird, dass die hier anfallende Abwärme komplett genutzt werden kann. Diese Annahme ist hingegen als optimistisch anzusehen. Unter Betrachtung des Gesamtsystems gleichen sich beide Vereinfachungen aus, sodass sie insgesamt als Berechnungsgrundlage herangezogen werden können.

Die einzelnen Wirkungsgrade beziehen sich jeweils auf einen Prozessschritt, der Gesamtwirkungsgrad umfasst alle Teilprozesse.

Als Nebenverbrauch im Betriebsfall bzw. als Leerlaufverbrauch muss für die Nebenaggregate (Anlagensteuerung, Pumpen, Kompressionsaufwand, Anlagentemperierung usw.) zusätzlich elektrische Energie pro erzeugtem m³ Wasserstoff (bzw. % der Nennlast) zugeschlagen werden. Differenziert werden die Anlagen zudem anhand der technischen Entwicklung, die sich im Betrachtungsjahr widerspiegelt, der Größenklasse und ob es sich um zentrale oder dezentrale Anlagen handelt. Ein weiterer technischer Entwicklungsschritt wird in der Hochtemperatorelektrolyse gesehen. Durch die Einkopplung thermischer Energie kann der elektrische Wirkungsgrad verbessert werden.

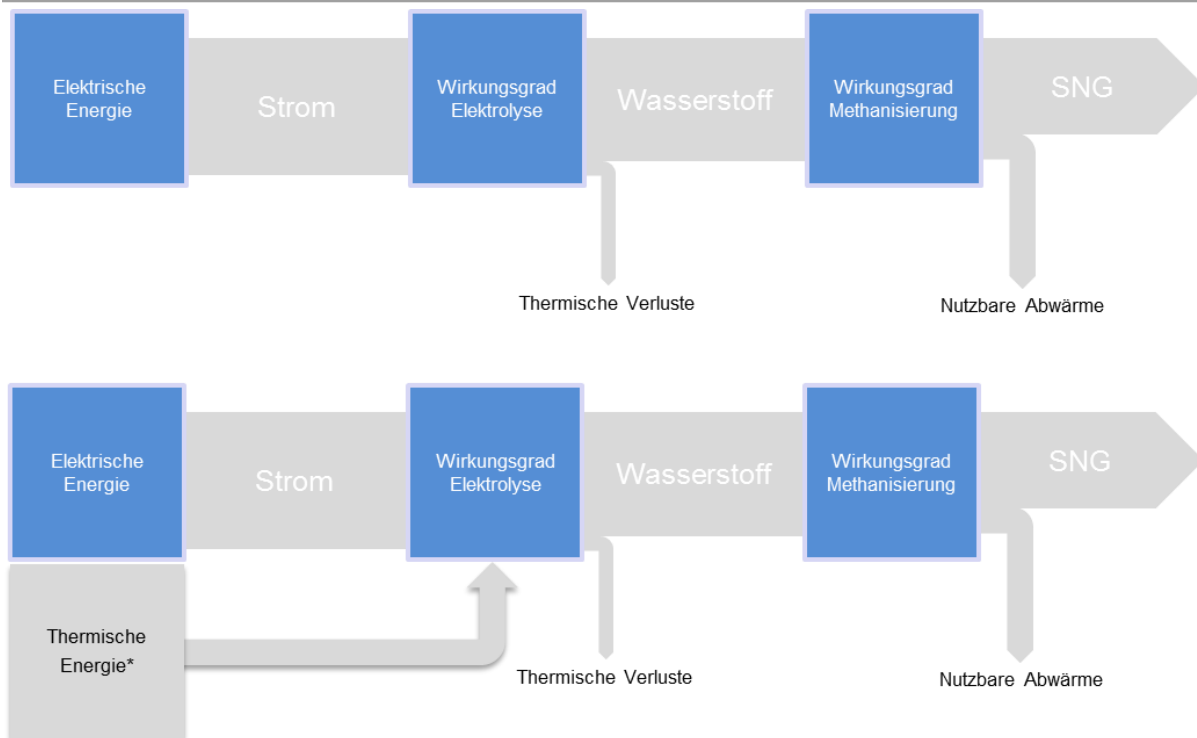


Abbildung 15: Schematisches Blockschnittbild Power-to-Gas-Anlage inkl. Energieflüsse (Abbildung oben: Niedertemperaturelektrolyse AEL / PEM; Abbildung unten: Hochtemperaturelektrolyse) (eigene Darstellung ZSW)

Tabelle 4 zeigt in der Übersicht die jeweiligen Wirkungsgrade der Elektrolyse und Methanisierung, sowie einen Gesamtwirkungsgrad für unterschiedliche Betrachtungsjahre und Größenklassen von Anlagen. Diese dienen als Berechnungsgrundlage für die untersuchten Szenarien.

Tabelle 4: Übersicht Power-to-Gas-Wirkungsgrade in Abhängigkeit der Größenklasse und der technischen Entwicklung (eigene Daten ZSW)

Betrachtungsjahr	Größenklasse	Wirkungsgrad			Stand-by Verbrauch
		Elektrolyse	Methanisierung	Gesamt	
2018	0,5 – 5 MW dezentral	70 %	78 %	55 %	0,3 kWh / m ³ 6 % Nennlast
2030	10 MW dezentral	75 %	78 %	58 %	0,2 kWh / m ³ 4,5 % Nennlast
2030	300 MW zentral	78 %	78 %	61 %	0,15 kWh / m ³ 3,5 % Nennlast
2030 +	10 MW dezentral	80 %	78 %	62 %	0,1 kWh / m ³ 2,5 % Nennlast
2030 +	300 MW zentral	84 %	78 %	65 %	0,1 kWh / m ³ 2,5 % Nennlast

2.4.2. Lastwechselzeiten / An- und Abfahrtrampen

Neben der energetischen Betrachtung der Wirkungsgrade spielen das Lastverhalten und die daraus resultierenden Lastwechselzeiten bzw. prozessbedingten An- und Abfahrzeiten bei der Abbildung im Energiemodell der TransnetBW eine Rolle. Am Markt und in Entwicklung befinden sich drei Technologien, die alkalische Elektrolyse (AEL), die Polymerelektrolytmembran Elektrolyse (PEM) und die Hochtemperaturelektrolyse (SOE). In Tabelle 5 werden die Lastwechselzeiten zwischen den drei Zuständen Stand-By, Teillast und Nennlast einer alkalischen

Elektrolyse in Sekunden dargestellt, für die anderen Technologien liegen keine Messergebnisse vor, zukünftig werden jedoch vergleichbare technische Rahmendaten erwartet.

In der ersten Zeile steht der Ausgangszustand in dem sich die Anlage befindet, in der zweiten Zeile der Zielzustand und in der dritten Zeile die Dauer zum Lastwechsel in Sekunden. Die drei Anlagenzustände sind wie folgt definiert:

- *Stand-By:* kontinuierliche Temperierung der Anlage erforderlich (enthalten im Konstantverbrauch)
- *Teillast:* zwischen 20% und 100% der Nennlast möglich; hier 70%
- *Nennlast:* kontinuierlich betreibbarer, maximaler Lastpunkt: hier: definiert als Wasserstoff-Output der Elektrolyse

Tabelle 5: Übersicht der Lastwechselzeiten AEL-Elektrolyse (eigene Messung ZSW)

	von	Stand-By		Teillast		Nennlast	
	Nach	Teillast	Nennlast	Stand-By	Nennlast	Stand-By	Teillast
Dauern in	Sekunden	50	70	250	60	240	60

Als weitere Ergänzung zum Lastwechselverhalten wird festgehalten:

- Die Lastwechselgeschwindigkeit der Elektrolyse ist maßgeblich für den dynamischen Einsatz der Gesamtanlage verantwortlich
- Ggf. kann durch einen zusätzlichen Wasserstoff-Pufferspeicher eine Entkopplung der Stromaufnahme und Gasabgabe erreicht werden. Dies wirkt sich in besonderem Maße bei einer Methanisierungsanlage aus, da so die Prozesse entkoppelt werden können.
- Der Wirkungsgrad der Gesamtanlage kann als konstant über den gesamten Lastbereich angenommen werden.
- Erzeugte Gase im An- und Abfahrprozess sind heute nicht / nur bedingt einspeisefähig (Verluste). Durch technische Änderungen an der Anlagen- und der Messtechnik sowie optimierte EinspeiseprozEDUREN wird zukünftig die Möglichkeit zur vollständigen Nutzung der Gase erwartet.

2.4.3. Anlagendimensionierung Elektrolyse (Endprodukt Wasserstoff / Methan)

Limitierende Faktoren für die Dimensionierung der Elektrolyse sind die Anschlussmöglichkeit des vorhandenen Stromnetzes und die Absatzmöglichkeit des Produktes. Im Falle der Einspeisung ins Erdgasnetz muss eine Gasleitung vorhanden sein, die die erzeugte Menge Wasserstoff gesichert aufnehmen kann. Somit wird die Größe der Elektrolyse anhand der Strom- und Gasnetzverfügbarkeit limitiert. Es wird erwartet, dass ohne größere Herausforderungen Anlagen im ein- und zweistelligen MW-Bereich in vielen Netzbereichen realisiert werden können.

Für Methanisierungsanlagen ist die Gasnetzaufnahmefähigkeit ein geringeres Hemmnis, da das erzeugte Methan im Gegensatz zum Wasserstoff nicht als Zusatzgas, sondern als Austauschgas gilt. Limitierend für die Gaseinspeisung ist dann lediglich die verfügbare Transportkapazität am Einspeisepunkt. Die elektrische Einbindung ist unabhängig von der Produktgasaufbereitung zu betrachten und in Bezug auf die Leistungsbereitstellung zu bewerten. Als weitere Voraussetzung ist im Falle der Methanisierung die Verfügbarkeit einer CO₂-Quelle zu berücksichtigen. Damit das erzeugte SNG mit Biogas rechtlich gleichgestellt ist (u.a. in Bezug

auf Netzzugang, Vergütungsanspruch etc.), ist eine überwiegend regenerative CO₂-Quelle erforderlich. Die Abtrennung aus Industrie- oder konventionellen Kraftwerksabgasen scheidet in diesem Fall aus. Somit limitiert die CO₂-Quelle die Anlagengröße.

Geeignete CO₂-Quellen finden sich in Biomethaneinspeiseanlagen und auch Biogasanlagen zur Verstromung. Biomethaneinspeiseanlagen bieten den Vorteil systembedingt schon über eine CO₂-Abscheidung zu verfügen und können so entsprechende CO₂-Volumenströme kostengünstig anbieten. Biomethaneinspeiseanlagen sind heute auf Grund der umfangreicheren Technik tendenziell größer als Biogasanlagen zur Verstromung, Power-to-Gas-Anlagen im ein- und zweistelligen MW-Bereich lassen sich damit koppeln.

Biogasanlagen zur Verstromung sind häufig kleinere Anlagen und bieten eher ein CO₂-Potential für Power-to-Gas-Anlagen im einstelligen MW-Bereich. Dafür sind mehrere 1.000 Einheiten in Deutschland installiert und bieten so ein weit verbreitetes, dezentrales Anlagenpotenzial.

2.4.4. Technische und systemische Einbindung ins elektrische Versorgungsnetz

Power-to-Gas trägt zur Emissionsminderung des Energiesystems bei, wenn der eingesetzte Strom aus (überwiegend) regenerativen Quellen stammt. Beim Einsatz eines Strommixes reizt die Gasherstellung den Betrieb konventioneller Kraftwerke an, was zu zusätzlichen Emissionen und keiner Emissionsminderung im System führt. Ausnahmen von dieser Regel treten auf, wenn die Transportkapazität im Stromnetz den Abtransport der Energie und somit die Zuleitung zu sonstigen Verbrauchern nicht gewährleisten kann (regionaler Überschuss; Einspeisemanagement bzw. Redispatch). In diesem Fall wäre die Alternative die Abregelung der EE-Anlagen. Ein stattdessen genutzter Strom erzielt wieder eine positive Klimawirkung. Dies setzt aber auch voraus, dass die Power-to-Gas-Anlage vor und nicht hinter dem Netzengpass lokalisiert ist.

Somit sind Orte großer EE-Erzeugungsleistung für Power-to-Gas-Anlagen bevorteilt. Diese finden sich vorwiegend im Norden und Osten Deutschlands auf Grund großer Onshore-Windparks bei gleichzeitig geringer industrieller Dichte. Gleiches gilt für Anlandestellen von Offshore-Windenergie. Der Ausbau von Photovoltaik wird verstärkt im Süden Deutschlands erwartet. Wodurch sich ebenfalls eine lokale Stromüberschuss-Situation einstellen kann.

Power-to-Gas sollte allerdings nicht als Alternative zum Netzausbau verstanden werden. In erster Linie muss die elektrische Energie direkt genutzt werden. Dies ist, zumindest so lange keine bilanziellen Überschüsse in nennenswertem Maße vorliegen, energetisch und wirtschaftlich günstiger. Die Erzeugung von chemischen Energieträgern sollte damit nachrangig erfolgen.

2.4.5. Einsatzfälle und Anlagen-Auslegung

Die Anlagendimensionierung wird, wie bei andere Energietechnologien auch, anhand des Anwendungsfalls und der Standortvoraussetzungen stattfinden. Aufgrund der durchgeführten Analysen und den bestehenden Erfahrungswerten aus anderen Forschungsprojekten wird eine qualitative Aussage zur Anlagendimensionierung und Betriebsweise in Abhängigkeit des Anwendungsfalls getroffen (siehe Tabelle 6).

Tabelle 6: Qualitative Bewertung relevanter Faktoren für die Anlagendimensionierung

Anwendungsfall	Anlagengröße		Betriebsweise		Stand der Umsetzung (2017)
	dezentral	zentral	fluktuierend	kontinuierlich	
Kraftstoff (eH ₂ / eCH ₄)	++	0/+ ⁷	+	++	Demonstration
Industrie / Chemie	+	+	-	+	Forschung und Entwicklung
Strom-Speicherung	+	+	++	-	Forschung und Entwicklung
Systemdienstleistung	++	++	+/- ⁸	-/+ ⁸	Demonstration

Bewertung: - ungeeignet, 0 neutral, + gut geeignet, ++ sehr gut geeignet

Aktuell hat die größte, in Deutschland installierte Power-to-Gas-Anlage eine Leistung im einstelligen MW-Bereich (6 MW, Werlte). Größere Anlagen sind nicht in Planung oder Bau

Es wird erwartet, dass die Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor in den 2020er Jahren deutlich steigen wird. Durch diese Entwicklung kann ein Ausbau der Power-to-Gas-Technologie erfolgen. Für die Versorgung von Individual- und Schienenverkehr wird zunächst ein Zubau kleinerer Power-to-Gas-Anlagen erwartet. Bisherige Projekte beginnen ab einem MW und gehen bis zu zehn MW Anschlussleistung. Diese Größenordnung ist sowohl bei der Kopplung mit Biogasanlagen gut geeignet, als auch bei der onsite-Produktion von Wasserstoff an Wasserstofftankstellen. Größere Anlagen (>10 MW) bedürfen leistungsstarker Erdgasversorgungsleitungen zur Einspeisung des Wasserstoffs als Zusatzgas oder Direktabnehmern mit großer Nachfrage (z. B. Raffinerie). Alternativ ist der Aufbau einer wasserstoffeigenen Infrastruktur (leitungsgebundene Verteilung oder Verteilung mittels Straßen- / Schienenverkehr) erforderlich.

Für Deutschland im Gesamten und Baden-Württemberg im Speziellen lässt die Auswertung der dezentralen H₂-Potenziale (Tankstellenversorgung, Biogaskopplung) erwarten, dass bis rund 10 GW installierter Power-to-Gas-Leistung ein Ausbau durch dezentrale Anlagen erfolgen kann. Ab 10 GW installierter Power-to-Gas-Leistung werden die verfügbaren Standorte für dezentrale Anlagen bereits größtenteils belegt sein und ein weiterer Zubau in zentralen Groß- (>10 MW bis 100 MW) und Größtanlagen (>100 MW bis 1000 MW) erfolgen. Tabelle 7 zeigt eine Übersicht der zwei betrachteten Szenarien in den Stützjahren 2030 und 2050.

⁷ Wasserstoff neutral / eMethan gut geeignet

⁸ Eignung in Abhängigkeit der betrachteten Systemdienstleistung.

Tabelle 7: Anlagenverteilung (Leistungsklassen) in Abhängigkeit der betrachteten Szenarien

Szenario	Anlagenverteilung		Zubau-Tendenz
	dezentrale Anlagen* [1 - 10 MW]	zentrale Anlagen* [>10 - 1000 MW]	
Konservativ 2030	0,1 - 1,5 GW	0 - 1,4 GW	Verstärkter Zubau dezentraler Anlagen – Kopplung mit Biogasanlagen und Onsite-Produktion Tankstellen
Konservativ 2050	0 - 4 GW	6 - 10 GW	Verstärkter Zubau dezentraler Anlagen – Kopplung mit Biogasanlagen und Onsite-Produktion Tankstellen. Zentrale Anlagen für Chemie-/Industriebetriebe und Raffinerien
Ambitioniert 2030	0 - 5,1 GW	4,9 - 10 GW	Verstärkter Zubau dezentraler Anlagen – Kopplung mit Biogasanlagen und Onsite-Produktion Tankstellen. Zentrale Anlagen für Chemie-/Industriebetriebe und Raffinerien
Ambitioniert 2050	0 - 12 GW	98 - 110 GW	Potential dezentraler Anlagen wird ausgeschöpft (Biogas, Onsite-Produktion Tankstellen), überwiegender Leistungs-Zubau erfolgt in zentralen Anlagen für Chemie-/ Industriebetriebe und Raffinerien; Zubau zentraler Anlagen für Energieversorgung als Stromspeicher

*gerundete Werte

2.4.6. Verfügbarkeit / Revisionszeiten Power-to-Gas

Anhand der Erfahrung durch die bisher durchgeführten FuE-Projekte mit Power-to-Gas-Anlagen (Elektrolyse / Methanisierung) wird der jährliche (planbare) Revisionsaufwand mit ca. 3 Wochen abgeschätzt. Dies entspricht auch in etwa dem heute marktüblichen Revisionsbedarf konventioneller Kraftwerkstechnik. Daraus lässt sich eine Verfügbarkeit von rund 94% ableiten.

2.4.7. Weitere Standortfaktoren

Bestehende (Gas-)Kraftwerksstandorte, die im Idealfall auch die Möglichkeit einer Wärmeauskopplung (Nah- / Fernwärme) bieten eignen sich in besonderem Maße für Power-to-Gas. Die infrastrukturelle Anbindung an Gas- und Stromnetz ist gegeben und durch eine Auskopplung von thermischer Energie (vorwiegend die hohe Prozesstemperatur aus der Methanisierung) kann zusätzlich Energie ins Wärmenetz eingekoppelt werden. Dies erhöht die energetische Effizienz der Anlage und bietet einen weiteren Beitrag zur wirtschaftlichen Betriebsweise der Anlage. Eine weitere Möglichkeit zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit bieten Standorte, bei denen ein Verwertungspfad für das Nebenprodukt Sauerstoff besteht.

Soll das erzeugte Gas nicht zwingend ins Erdgasnetz eingespeist werden, bietet sich ein Umfeld aus Industrieunternehmen als potenzielle Abnehmer für Wasserstoff an. Einen besonderen Fall stellen Raffinerien dar, da hier prozessbedingt ein großer Wasserstoffbedarf besteht.

2.5. Regionalisierung

Die in Kapitel 2.3 erstellten Szenarien sollen für Deutschland auf Bundesländerebene (Netz-knotenmodell⁹) bzw. für Baden-Württemberg kreisscharf dargestellt werden. Ziel ist eine Aussage über das Potenzial der Technologie in Deutschland und Baden-Württemberg.

2.5.1. Methodik zur Regionalisierung des Power-to-Gas-Zubaues

Zur Regionalisierung des Power-to-Gas-Zubaues wurde eine Systematik erarbeitet, anhand der eine Aufteilung der für Deutschland und Baden-Württemberg ermittelten Zubaumengen auf die 16 Bundesländer bzw. neun kreisfreien Städte und 35 Landkreise (Baden-Württemberg) vorgenommen wird.



Abbildung 16: Kreisfreie Städte und Landkreise Baden-Württemberg (Darstellung ZSW
Kartenmaterial © GeoBasis-DE / BKG 2017 (Daten verändert))

⁹ Jedes Bundesland wird als ein „Netz-knoten“ definiert. Damit wird die reale Netzstruktur in abstrahierter Form vereinfacht dargestellt. Der Überlegung liegen keine realen, technischen Verbindungspunkte zu Grunde, sondern es handelt sich um eine Strukturierung.

Methodisches Vorgehen

Das Power-to-Gas-Potenzial wird anhand eines dreistufigen Ansatzes regional verteilt. Die drei Stufen greifen wie folgt ineinander. Für die Beschreibung der Detailausarbeitung von Stufe 1 wird auf Kapitel 2.3 verwiesen. Die Beschreibung der Stufen 2 und 3 folgen in diesem Kapitel.

Übersicht Stufenmodell

- **Stufe 1** umfasst die Erstellung von Szenarien für den gesamtdeutschen Power-to-Gas-Ausbau (siehe Kapitel 2.3). Ergebnis der Untersuchung sind zwei Szenarien, ein konservativer und ein ambitionierter Power-to-Gas-Ausbaupfad.
- In der **zweiten Stufe** wird dieses Gesamtpotenzial auf 16 Bundesländer heruntergebrochen. Maßgabe für die Aufteilung ist ein abgeschätzter Zubau fluktuierender, erneuerbarer Erzeugungsleistung (Push-Faktor).
- In der **dritten und feingliedrigsten Stufe** wird für Baden-Württemberg schließlich die Verteilung auf die 44 kreisfreien Städte und Landkreise vorgenommen. In der feingliedrigen Verteilung werden neben den abgeschätzten Zubaumengen fluktuierender, erneuerbarer Energien (Push-Faktoren) auch die Bedarfsseiten aus Nachfrage der Verkehrssektoren, der Industrie und Einspeiserestriktionen im Gasnetz (Pull-Faktoren) berücksichtigt. Die Detailbeschreibung zu Stufe 3 ist ebenfalls Inhalt dieses Kapitels.

Stufe 2: Verteilung der Power-to-Gas-Zubauszenarien auf 16 Bundesländer

In der ersten Stufe wurde für zwei Szenarien (konservativ und ambitioniert) der deutschlandweite Power-to-Gas-Bedarf für jeweils zwei Stützjahre (2030 und 2050) anhand einer Studienanalyse erarbeitet und abgeschätzt. In der zweiten Stufe erfolgt nun die Verteilung der Gesamt mengen auf die Bundesländer. Die Verteilung erfolgt anhand der Annahme, dass der Zubau von fluktuierenden erneuerbaren Energien (Windkraft on- und offshore und Photovoltaik) die führende Größe für den Einsatz von Power-to-Gas sein wird. Dies ist darin begründet, dass gerade die fluktuierenden, erneuerbaren Energien einen weiteren Flexibilitätsbedarf im Stromsystem induzieren. Dieser Flexibilitätsbedarf kann durch eine Wandlung der elektrischen in chemische Energie gedeckt werden.

Entscheidend für den Bedarf an Flexibilität ist jedoch nicht die installierte Leistung der fEE, sondern die daraus erzeugte elektrische Arbeit. Hier unterscheiden sich die fEE Technologien auf Grund unterschiedlicher Laufzeiten im Jahr. In Tabelle 8 sind die gewählten Annahmen der Volllaststunden für alle erneuerbaren Energieerzeuger aufgeführt. Die Werte wurden mittels einer Metaanalyse aus unterschiedlichen Studien erhoben und als gerundete Mittelwert ausgegeben.

Tabelle 8: Annahme zu Volllaststunden fluktuierender erneuerbarer Energien in 2030 / 2050 (Metaanalyse ZSW)

	2030			2050		
	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik
Volllaststunden pro Jahr	2.250	3.760	960	2.470	3.550	950

Aus der installierten Leistung und den Volllaststunden lassen sich die erzeugten Energiemengen berechnen. Da für die einzelnen Bundesländer keine, untereinander abgestimmten Ausbauszenarien für erneuerbare Energien vorliegen, wird ein kumuliertes Ausbauszenario für gesamt Deutschland erstellt. Die Offshore-Windenergie aus Nord- und Ostsee wird nicht einem Netzknoten zugeordnet, sondern über die vorhandenen Anlandestellen anteilig in der Verteilung berücksichtigt. Dazu wurde zunächst Deutschland in drei Zonen mit folgender Gliederung unterteilt (Tabelle 9 und Abbildung 17):

Tabelle 9: Zonenmodell zur Zuordnung der Offshore-Windkraft

Zone 1: Nord-West-Deutschland	Zone 2: Nord-Ost-Deutschland	Zone 3: Rest-Deutschland
Bremen	Berlin / Brandenburg	Baden-Württemberg
Hamburg	Mecklenburg-Vorpommern	Bayern
Niedersachsen (50%)		Hessen
Schleswig-Holstein		Niedersachsen (50%)
		Nordrhein-Westfalen
		Rheinland-Pfalz
		Saarland
		Sachsen
		Sachsen-Anhalt
		Thüringen
Offshore-Windenergie Nordsee	Offshore-Windenergie Ostsee	



Abbildung 17: Aufteilung Deutschland nach fEE-Potenzial-Regionen [37] (Darstellung ZSW
Kartenmaterial © GeoBasis-DE / BKG 2017 (Daten verändert))

Im Verhältnis der in den Zonen erzeugten Energiemengen (Produkt aus installierter Leistung (Hochrechnung anhand EE-Ausbau Stand 2016) und Volllaststunden) wird der in den Szenarien ermittelte Power-to-Gas-Zubau auf die drei Zonen verteilt. Im Anschluss wird die so abgeleitete Zubauemenge pro Zone nach dem aktuellen fEE-Installationsstand der Bundesländer auf die Netzknoten / Bundesländer verteilt. Hier liegt die Annahme zu Grunde, dass die Bundesländer auch zukünftig mit einer vergleichbaren Dynamik / einem konstanten Engagement wie bisher den Zubau an erneuerbaren Energien vorantreiben werden. Ergebnisse siehe Kapitel 2.5.3.

Stufe 3: Verteilung der Power-to-Gas-Zubauemenge für Baden-Württemberg auf die 44 kreisfreien Städte und Landkreise

Anhand der vorangegangenen Untersuchungen wurde ermittelt, welcher Anteil des Power-to-Gas-Zubaus in den acht Szenarien (konservativ und ambitioniert, Stützjahre 2030 und 2050, mit und ohne Berücksichtigung der Südposition¹⁰) dem Netzknoten Baden-Württemberg zuge-

¹⁰ Im Fall der Südposition wird untersucht, welche Auswirkung die Beachtung der Nord-Süd-Leitungen (HGÜ) auf den Einsatz von Power-to-Gas haben können (vgl. Abschnitt 2.5.3.2).

ordnet wird. Tabelle 10 zeigt die Power-to-Gas-Leistung für Baden-Württemberg in Abhängigkeit des gewählten Szenarios. Im Folgenden wird die Bottem-Up-Methodik beschrieben, anhand der die Aufteilung auf Kreisebene durchgeführt wird.

Tabelle 10: Szenarienübersicht Power-to-Gas-Zubau in Baden-Württemberg

Szenario (Power-to-Gas-Zubau in Deutschland)		Power-to-Gas-Anteil im Netzknoten Baden-Württemberg [MW]
1	Konservativ 2030 (1.500 MW)	63
2	Konservativ 2050 (10.000 MW)	392
3	Ambitioniert 2030 (10.000 MW)	419
4	Ambitioniert 2050 (110.000 MW)	4.308
5	Konservativ 2030 (1.500 MW) inkl. Südposition	117
6	Konservativ 2050 (10.000 MW) inkl. Südposition	605
7	Ambitioniert 2030 (10.000 MW) inkl. Südposition	777
8	Ambitioniert 2050 (110.000 MW) inkl. Südposition	6.658

Baden-Württemberg ist unterteilt in die vier Regierungsbezirke Karlsruhe, Stuttgart, Tübingen und Freiburg bzw. in 35 Landkreise und neun kreisfreie Städte (vgl. Tabelle 29 im Anhang).

In einem kaskadierten Verfahren wird zuerst die Nachfrage aus dem Verkehrssektor (direkte Wasserstoffnutzung auf Straße und Schiene) und der Industrie gedeckt, anschließend die Möglichkeit der Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz ausgeschöpft und auf dritter Ebene der Wasserstoff zu Methan gewandelt und eingespeist. Ziel ist es abzuschätzen, ab welcher Power-to-Gas Leistung zusätzliche Maßnahmen zur Aufnahme der Gase erforderlich werden bzw. bis zu welchem Punkt auf eine Methanisierung verzichtet werden kann.

Das kaskadierte Verfahren wird für jeden Landkreis und jede kreisfreie Stadt individuell durchgeführt. Hierzu wird anhand statistischer Daten (u.a. Kraffahrtbundesamt) und Abschätzungen der weiteren Entwicklung (z.B. der Kraffahrzeugentwicklung) eine Nachfrage abgeleitet. Das Wasserstoff-Einspeisepotenzial ins Erdgasnetz orientiert sich an der durchschnittlichen Gasnachfrage im Sommerhalbjahr im jeweiligen Gebiet.

Übertrifft die Power-to-Gas-Leistung des Knoten Baden-Württemberg (Ergebnis Top-Down-Ansatz) die ermittelte Nachfrage (Bottem-Up-Analyse) wird das verbleibende Leistungspotenzial in Abhängigkeit des EE-Verhältnisses in den Landkreisen und kreisfreien Städten zusätzlich verteilt. In der Betrachtung der Südposition werden die Endpunkte der HGÜ-Leitungen als zusätzliche EE-Erzeugung gewertet.

In Abschnitt 2.5.1.1 werden die Annahmen zum Bedarf im Verkehr und in Abschnitt 2.5.1.2 die Annahmen zur chemischen Industrie erläutert. Die Datengrundlage für industriell genutzten Wasserstoff ist sehr begrenzt, weshalb hier nur eine grobe Abschätzung berücksichtigt werden kann.

2.5.1.1. Wasserstoffbedarf im Verkehr

Für die einzelnen kreisfreien Städte und Landkreise Baden-Württembergs wurden anhand der Statistiken des Kraffahrt-Bundesamtes die PKW-, Nutzfahrzeug- und Omnibusbestände ermittelt (vgl. Anhang 8.3).

Der Kraftfahrzeugbestand (Stand 2016) wird über den Betrachtungszeitraum (2030 / 2050) als konstant angenommen. Eine Anpassung der Wasserstoffnachfrage erfolgt durch die Berücksichtigung des Anteils an Brennstoffzellenfahrzeugen am Fahrzeugbestand. Dieser Anteil steigt mit der Zeit und in Abhängigkeit des gewählten Szenarios (siehe Tabelle 11).

Vergleichbare statistische Auskünfte zum Schienenverkehr liegen nicht vor. Dennoch spielt der Schienenverkehr gerade für die Etablierung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie eine wichtige Rolle. Die Gesamtnachfrage nach Wasserstoff wird nur in Maßen durch die Schienentriebfahrzeuge beeinflusst werden, jedoch ist der punktuelle Bedarf vergleichsweise hoch. Es wird daher erwartet, dass der schienengebundene Wasserstoffbedarf einen Nukleus für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur darstellen kann, weswegen die Entwicklung für den Infrastrukturaufbau als relevant eingeschätzt wird.

Ab 2020 sollen wasserstoffbetriebene Triebfahrzeuge auf nicht elektrifizierten Strecken in Baden-Württemberg eingesetzt werden. Das Bundesland beteiligt sich an einem Demonstrationsvorhaben zur Einführung von Brennstoffzellen-Triebfahrzeugen im schienengebundenen Regionalverkehr. Da der Fahrweg eines Zuges sich nicht auf einen Kreis begrenzt, ist eine direkte, kreisscharfe Zuordnung des Kraftstoffeinsatzes nicht möglich ist. Daher wird das gesamte Triebfahrzeugpotenzial zunächst auf die vier Regierungsbezirke und anschließend auf die kreisfreien Städte und Landkreise im Regierungsbezirk gleichverteilt. Die anteilige Verteilung auf die Kreise wird über alle Szenarien als konstant angenommen (Tabelle 30), dafür verändert sich die absolute Anzahl an eingesetzten Triebwagen (siehe Schienenfahrzeuge Tabelle 11).

Tabelle 11: Übersicht Szenarien Anteil Brennstoffzellenfahrzeuge am Bestand [38]

	PKW	Nutzfahrzeug	Busse	Schienenfahrzeuge ¹¹
Konservatives Szenario 2030	0,06%	0,30%	2,00%	14
Konservatives Szenario 2050	2,31%	2,00%	15,00%	54
Ambitioniertes Szenario 2030	2,31%	2,00%	15,00%	54
Ambitioniertes Szenario 2050	10,00%	15,00%	50,00%	108

Annahmen zur Fahrleistung / zum Kraftstoffbedarf

Neben der Anzahl an Fahrzeugen spielt für die Fragestellung des Wasserstoffbedarfs die Fahrleistung eine Rolle. Daher wird in Tabelle 12 die durchschnittliche Fahrleistung und der durchschnittliche Kraftstoffbedarf für die vier betrachteten Fahrzeugkategorien angegeben. Die Annahmen werden für alle Szenarien als konstant betrachtet.

Tabelle 12: Annahmen zu Kraftstoffbedarf und Fahrleistung

Fahrzeugkategorie	Jahres-Fahrleistung	Wasserstoffbedarf [l / 100 km]
PKW	15.000 km	1,2 kg
Nutzfahrzeug	40.000 km	4 kg
Bus	50.000 km	8 kg
Triebfahrzeug	120.000 km	25 kg

¹¹ Summe der Triebfahrzeuge (absolute Zahl) mit Brennstoffzellenantrieb in Baden-Württemberg

2.5.1.2. Potenzialermittlung zum H₂-Bedarf in Raffinerien, Industrie und Chemie

Über den Wasserstoffbedarf in Raffinerien, Industrie und Chemie liegen nur sehr vereinzelt Daten vor. Der Raffineriebedarf wurde anhand einer Untersuchung von BP Deutschland¹² ermittelt. Für Baden-Württemberg wird das Potenzial durch die anteilige Kraftstoffherstellung, der einzigen im Bundesland ansässigen Mineralölraffinerie MiRO (Standort Karlsruhe) davon abgeleitet. Die Raffinerie zählt zu den größten Kraftstoffproduzenten Deutschlands mit einem Marktanteil von ca. 15%. Im Kraftstoffproduktionsprozess wird Wasserstoff zur Hydrierung eingesetzt. Heute wird dieser vorwiegend durch Nebenproduktwasserstoff bereitgestellt, lediglich ein zusätzlicher Bedarf wird durch Erdgasreformierung gewonnen. Dieser zusätzliche Anteil ist durch elektrolytisch erzeugten Wasserstoff substituierbar. Allerdings findet dies heute noch keine Anwendung, da die Herstellungskosten für Wasserstoff auf Erdgasbasis deutlich unterhalb von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff liegen. Sollte es zu einer regulatorischen Änderung kommen und der zusätzlich eingespeiste, regenerativ erzeugte Wasserstoff als Grüneigenschaft dem fossilen Kraftstoff zugerechnet werden können, wird erwartet, dass das dann entstehende Kostengefüge eine wirtschaftliche Produktion zulässt. Nach Abschätzung von BP würde sich für Deutschland, unter der Annahme einer 40 % Substitution des fossilen Wasserstoffs und einer Reduktion des Kraftstoffabsatzes auf Grund der Emissionsminderungsziele, zu einer Wasserstoffnachfrage in Raffinerien von 0,1 – 1,3 TWh pro Jahr kommen. Auf Basis dieser Annahmen wurde ein Anteil für die Raffinerie in Karlsruhe abgeleitet und in der Betrachtung aufgenommen.

In [38] werden zwei weitere Wasserstoffsinken in Baden-Württemberg beschrieben, ein Standort der Evonik (chemische Industrie) im Kreis Lörrach und der DLR-Standort Lampoldshausen (u.a. Testfeld für Raketenantriebe) im Landkreis Heilbronn. Da der Wasserstoffbedarf in der Studie nur als Summe angegeben wird, wird, die Restmenge (Gesamtmenge abzüglich Raffineriebedarf) berechnet und auf die beiden Landkreise Lörrach und Heilbronn gleichverteilt.

2.5.1.3. Potenzialermittlung zur Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz in Baden-Württemberg

An das Ferngasleitungsnetz der terranets bw sind teilweise Großverbraucher (z. B. Kraftwerke, große Industriebetriebe) aber auch Verteilnetzbetreiber als Aggregatoren von kleineren Kunden (z. B. private Haushalte, GHD, Industriebetriebe) angeschlossen. In Summe bestehen rund 170 Übergabepunkte an nachgelagerte Verbraucher. Für jeden Punkt liegen der Übergabeort (Gemeindenname), die Bezeichnung des nachgelagerten Netzbetreibers und die durchschnittliche Nachfrage in MWh/h pro Quartal vor.

Die 170 Ausspeisepunkte wurden den 44 Kreisen zugeordnet. Anhand dieser Zuordnung lässt sich ein Erdgasabsatzpotenzial pro Kreis und ein zeitlicher Verlauf (quartalsscharf) ableiten. Folgende Datenpunkte liegen kreisscharf und nach Quartal sortiert vor:

- Erdgasabsatz [MWh/a],
- Netzhöchstlast [MWh/h],
- durchschnittliche Auslastung [MWh/h].

Nach heutigem Regelwerk dürfen maximal 2 Vol% Wasserstoff (→ 0,6 % energetisch) ins Erdgasnetz eingespeist werden. Dies stellt eine Grenze dar, die zeitlich und örtlich eingehalten werden muss. Durch technische und organisatorische Maßnahmen besteht grundsätzlich die

¹² Unveröffentlichte Untersuchung

Möglichkeit von der Vorgabe abzuweichen und höhere Konzentrationen in lokal begrenzten Netzregionen zu ermöglichen (Brennwertverfolgung etc.). Die generelle Erhöhung des Grenzwertes auf 10 bis 20 Vol% (\rightarrow 3 - 6 % energetisch) wird in Fachgremien diskutiert und in Forschungsvorhaben untersucht. Eine technische Möglichkeit scheint realisierbar, ist bisher aber nicht regulatorisch umgesetzt. In der Untersuchung wird dies als Sensitivität berücksichtigt. Der H₂-Anteil im Erdgasnetz wird in 2, 10 und 20 Vol% variiert [5].

Anhand dieser Analyse kann für jeden Kreis ein Wasserstoff-Einspeisepotenzial ermittelt werden. Zunächst wird Power-to-Gas zur Deckung der Nachfrage der direkten Wasserstoffnutzung (Verkehr, Industrie) zugebaut. Anschließend wird bis zur gesicherten Einspeisegrenze (Wasserstoffeinspeisepotenzial im Sommerfall) ins Erdgasnetz eingespeist. Daran anschließend muss dann eine Methanisierung erfolgen, da die direkten Wasserstoffnutzungspfade ausgeschöpft sind.

2.5.1.4. Annahmen zur Effizienz und Auslastung von Power-to-Gas

In den Kreisen wird ein Bedarf in Energiemengen (z. B. Kraftstoffbedarf, H₂-Nachfrage in der Industrie) angegeben. Die Zubaurate von Power-to-Gas liegt als Leistungswert vor. Um Leistungs- und Arbeit verrechnen zu können sind Annahmen zur Effizienz (Wirkungs- bzw. Nutzungsgrade) und zur Auslastung bzw. der im Jahr angenommenen Betriebszeit zu treffen.

Wirkungs- / Nutzungsgrade werden in Kapitel 2.4 beschrieben. Für die weitere Berechnung wird ein mittlerer Wert unter Berücksichtigung unterschiedlicher Anlagengrößen und unterschiedlicher Umwandlungstiefen (Wasserstoff / Methan) festgelegt. Für 2030 wird mit einem konstanten Nutzungsgrad von 70% gerechnet. Dieser steigt bis 2050 auf 75% an. Die Vollbenutzungsstunden werden in 2030 mit 6.000 angenommen und sinken bis 2050 auf 3.000. In den 2030er Jahren sind diese durch den Bedarf im Verkehrssektor und in der Industrie induziert. Der Einsatz von fEE bzw. nicht integrierbarem Strom spielt noch eine untergeordnete Rolle, da im Netz weitere und kostengünstigere Flexibilitätsoptionen erwartet werden (DSM, Power-to-Heat etc.). Daher werden lange Laufzeiten (6.000 Vollbenutzungsstunden) zur Erreichung niedrigerer Erzeugungskosten und ein Fokus auf die Deckung der Nachfrage angenommen. Mit einem steigenden Ausbau erneuerbarer Energien wandelt sich das Anforderungsprofil in Richtung Energiespeicherung. Nicht integrierbare Strommengen werden voraussichtlich zunehmen und die günstigeren Flexibilitätsoptionen werden an Mengengrenzen stoßen. Die Einsatzzeit von Power-to-Gas wird sich auf ca. 3.000 Stunden mit Stromüberschüssen und niedrigen Bezugspreisen absenken.

2.5.2. Aufteilung der Power-to-Gas-Anlagen auf zentrale und dezentrale Anlagen (< / > 10 MW)

Neben der Verteilung der installierten Power-to-Gas-Leistung spielt für die Systemdienstleistung im Übertragungsnetz auch die Anlagenleistung eine Rolle. Es wurde eine Methode mit drei Ausprägungen entwickelt, um den Zubau kleinerer, dezentraler (bis 10 MW) und großer, zentraler (größer 10 MW) Anlagen zu unterscheiden.

Jedes Szenario wird in drei Varianten berechnet. Die Varianten unterscheiden sich in der Fokussierung auf einen zentralen oder dezentralen Power-to-Gas-Zubau sowie eine zusätzliche Berücksichtigung des Wasserstoff-Bedarfs im Verkehrssektor. Der Gesamtzubau von Power-to-Gas in den Varianten ist dabei gleich und wird durch das jeweilige Szenario vorgegeben. Nachfolgend eine Beschreibung der Varianten und der Unterschiede.

Variante 1 (zentral)

In der ersten Variante liegt der Fokus auf einem zentralen Power-to-Gas-Zubau. So lange wie möglich wird Power-to-Gas in zentralen Anlagen (> 10 MW) zugebaut. Erst wenn die Leistungsgrenze einer zentralen Anlage unterschritten wird erfolgt ein dezentraler Zubau.

Variante 2a (dezentral)

In dieser Variante liegt der Fokus auf einem dezentralen Zubau (< 10 MW). Zunächst wird das Biogaspotenzial ausgeschöpft. Anschließend erfolgt ein zentraler Zubau.

Variante 2b (dezentral, Berücksichtigung des Verkehrssektors)

Variante 2b entspricht Variante 2a, jedoch wird neben dem Biogaspotenzial zusätzlich auch der Wasserstoff-Bedarf im Verkehrssektor mit dezentralen Anlagen bedient. Hierdurch steigt das dezentrale Zubaupotenzial. In Tabelle 13 sind die Annahmen zum Wasserstoffbedarf für Mobilitätsanwendungen in den jeweiligen Szenarien dargestellt. Der Wasserstoffbedarf im Verkehr beruht auf den Analysen in [38] und einer Hochrechnung auf Deutschland.

Tabelle 13: Annahmen zum nationalen Wasserstoffbedarf im Verkehr [38]; Ergänzung ZSW

	Konservativ 2030	Konservativ 2050	Ambitioniert 2030	Ambitioniert 2050
H₂-Nachfrage im Verkehr (Straße und Schiene)	180 GWh	18.000 GWh	7.340 GWh	31.780 GWh

2.5.3. Ergebnisse Stufe 2 – Regionalisierung in Deutschland

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Szenarien- und Variantenanalyse für Stufe 2 dargestellt.

2.5.3.1. Ergebnis der Regionalverteilung von Power-to-Gas

Unter Berücksichtigung der in den vorherigen Abschnitten erarbeiteten Annahmen zu Power-to-Gas werden hier die Ergebnisse der Regionalverteilung auf Bundesländerebene dargestellt. In Tabelle 14 ist eine Übersicht der Zubaumengen pro Bundesland aufgeteilt nach Szenarien und Betrachtungszeiträumen zu finden. Eine detaillierte tabellarische und grafische Ergebnisübersicht der drei untersuchten Varianten (zentrale Anlagen, dezentrale Anlagen und dezentrale Anlagen mit Berücksichtigung des Verkehrs) findet sich in Anhang 8.4.

Tabelle 14: Ergebnisübersicht Zuordnung Power-to-Gas-Zubau Bundesländerebene

Bundesland	Konservatives Szenario [MW]		Ambitioniertes Szenario [MW]	
	2030	2050	2030	2050
Baden-Württemberg	63	392	419	4.308
Bayern	144	896	962	9855
Berlin / Brandenburg	163	1.034	1.088	11.369
Bremen	8	65	56	714
Hamburg	4	28	24	304
Hessen	44	260	290	2.862
Mecklenburg-Vorpommern	79	501	529	5.515
Niedersachsen	326	2.345	2.173	25.795
Nordrhein-Westfalen	119	706	792	7.770
Rheinland-Pfalz	74	433	491	4.759
Saarland	9	54	60	596
Sachsen	37	220	245	2.423
Sachsen-Anhalt	106	615	704	6.769
Schleswig-Holstein	291	2.249	1.939	24.738
Thüringen	34	202	227	2.220
Gesamtsumme	1.500	10.000	10.000	110.000

2.5.3.2. Ergebnis der Regionalverteilung von Power-to-Gas unter besonderer Berücksichtigung des Netzausbaus („Südposition“)

Ein weiterer zu untersuchender Fall ist die sogenannte „Südposition“. Hier wird angenommen, dass die wesentlichen Netzausbaumaßnahmen im Stromnetz bereits bis 2030 umgesetzt worden sind. Von Bedeutung sind hier die HGÜ-Verbindungen von Norddeutschland nach Süddeutschland (NEP 2017 Szenario B2030 „Ultranet“ DC1/2 Emden/Ost → Philippsburg (2 GW); „Süd-Link“ DC3/4 Brunsbüttel → Großgartach / Bergrheinfeld/West (2 * 2 GW); „Süd-Ost-Link“ DC5 Wolmirstedt → Isar (2 GW)). Es wird angenommen, dass bei bilanziellen Leistungsüberschüssen die Leitungen voll ausgelastet werden. Somit werden 8 GW Leistung von Norden nach Süden verschoben (Nordländer – 8 GW Windleistung / Südländer + 8 GW Windleistung). Im Modell wird dies durch eine Minderung der installierten Windleistung in der Nord-West / Nord-Ost-Zone bzw. einer Erhöhung der installierten Leistung in der Rest-Deutschland-Zone berücksichtigt. Dies bewirkt auch eine Verschiebung der Power-to-Gas-Zubauleistung, da diese an die installierte EE-Leistung gekoppelt ist. Die Methodik zur Verteilung der Energiemengen bleibt unverändert.

In Tabelle 15 findet sich eine Übersicht der Zubaumengen pro Bundesland aufgeteilt nach Szenarien und Betrachtungszeiträumen. Eine detaillierte tabellarische und grafische Ergebnisübersicht der drei untersuchten Varianten (zentrale Anlagen, dezentrale Anlagen und dezentrale Anlagen mit Berücksichtigung des Verkehrs) findet sich im Anhang 8.5.

Tabelle 15: Ergebnisübersicht Zuordnung Power-to-Gas-Zubau Bundesländerebene - Südposition

Bundesland	Konservatives Szenario [MW]		Ambitioniertes Szenario [MW]	
	2030	2050	2030	2050
Baden-Württemberg	143	675	956	7.424
Bayern	216	1.156	1.440	12.716
Berlin / Brandenburg	163	1.032	1.087	11.357
Bremen	6	50	39	548
Hamburg	2	19	15	204
Hessen	44	260	290	2.862
Mecklenburg-Vorpommern	79	502	529	5.527
Niedersachsen	294	2.494	1.959	27.438
Nordrhein-Westfalen	119	706	792	7.770
Rheinland-Pfalz	74	433	491	4.759
Saarland	9	54	60	596
Sachsen	37	220	245	2.423
Sachsen-Anhalt	79	509	525	5.594
Schleswig-Holstein	201	1.687	1.343	18.559
Thüringen	34	202	227	2.220
Gesamtsumme	1.500	10.000	10.000	110.000

Zwischenfazit Südposition

Unter Berücksichtigung der neuen Stromtrassen findet in Baden-Württemberg ein stärkerer Power-to-Gas-Zubau statt, da zwei der vier HGÜ-Leitungen in Baden-Württemberg anlanden. Die relative Zubausteigerung in den frühen Szenarien (2030) fällt stärker aus, da der hinzugekommene, fEE-Anteil relativ gesehen größer ist als im Jahr 2050. Eine Netzverstärkung, die bis 2050 voraussichtlich ebenfalls erfolgen wird, wurde nicht berücksichtigt. Mit der Berücksichtigung des Netzausbaus findet sich Baden-Württemberg weiterhin im Mittelfeld der Power-to-Gas Ausbauleistung, nun allerdings am oberen statt am unteren Ende.

Im Anhang werden die Ergebnisse der Szenarien und Variantenanalyse dargestellt. Getrennt nach Bundesländern (Netzknoten) werden die jeweiligen Power-to-Gas-Zubaumengen als Summe und getrennt nach dezentralen und zentralen Zubaumengen gezeigt. Zunächst erfolgt die Übersicht in tabellarischer Form und in alphabetischer Reihenfolge, anschließend erfolgt eine grafische Darstellung geordnet nach der gesamten Power-to-Gas-Leistung pro Netzknoten.

2.5.4. Ergebnisse Stufe 3 - Regionalisierung in Baden-Württemberg

Nachdem in Stufe 1 die Szenarien erarbeitet wurden und in Stufe 2 eine regionale Verteilung der Power-to-Gas-Leistung auf Bundesländer vorgenommen wurde, wird in Stufe 3 das baden-württembergische Potenzial auf Landkreise verteilt. Dabei wird der Wasserstoff- / SNG- Bedarf im Verkehrssektor, die Möglichkeit der Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz und die Nachfrage nach Wasserstoff in Industrie und Raffinerien untersucht. Anhand dieser Annahmen folgt dann die Verteilung auf die kreisfreien Städte und Landkreise.

Ergebnis Stufe 3 – Regionalisierung in Baden-Württemberg

In Stufe 3 werden die für Baden-Württemberg ermittelten Power-to-Gas-Mengen auf die kreisfreien Städte und Landkreise in einem Bottom-Up-Ansatz verteilt. Zunächst wird ermittelt, welche Nachfrage an Wasserstoff sich aus dem Verkehrssektor und der Industrie ergibt und dieser Bedarf dann in Power-to-Gas-Leistung übersetzt. Diese Leistung beschreibt den erforderlichen „Sockelbetrag“ der Wasserstofferzeugung. Übersteigt der Sockelbetrag den ermittelten Power-to-Gas-Zubau für Baden-Württemberg findet kein weiterer Zubau statt. Bleibt der Sockelbetrag unterhalb des Zubaus, wird die Fehlmenge anhand des Verhältnisses der mittleren Energiemengen aus Windkraft und Photovoltaik zwischen den Kreisen verteilt. Somit ergibt sich das Power-to-Gas-Gesamtpotenzial für die einzelnen kreisfreien Städte und Landkreise.

Die Wasserstoff-Nachfrage aus Industrie und Verkehr wird direkt gedeckt. Im Fall eines übersteigenden Power-to-Gas-Potenzials auf Grund des anteiligen fEE-Ausbaus wird die im jeweiligen Kreis maximal einspeisbare Wasserstoffmenge ermittelt. Als Vergleichswert wird der niedrigste Durchschnittswert des Erdgasdurchsatzes aus den vier Quartalen eines Jahres angesetzt. Übersteigt die Einspeisung diesen Wert muss eine zusätzliche Maßnahme, zum Beispiel eine Methanisierung, realisiert werden. Liegt der Einspeisewert unterhalb des maximalen Durchschnittswertes kann der Wasserstoff ggf. eingespeist werden.

Die Untersuchung wurde ebenfalls sowohl ohne Berücksichtigung des Stromnetzausbaus als auch mit Berücksichtigung des Stromnetzausbaus (Südposition) durchgeführt. Tabelle 16 zeigt die Gesamtübersicht. Es ist zu erkennen, dass der Bedarf an Wasserstoff im Verkehr und Industriesektor in Baden-Württemberg im konservativen Szenario nahezu dem Zubau entspricht oder diesen übersteigt. Auch im ambitionierten Fall wird der Wasserstoff überwiegend (~75%) direkt verwertet. Unter Berücksichtigung der Südposition ist im konservativen Fall eine leichte und im ambitionierten Fall eine deutliche Verschiebung zu erkennen. Hier übersteigt das Wasserstoffangebot die Nachfrage und eine Netzeinspeisung wird erforderlich. Und zwar so deutlich, dass über 50% des Angebots nicht im direkten Wasserstoffpfad (Verkehr und Industrie) abgesetzt werden kann.

Tabelle 16: Gesamtergebnis Regionalisierung in Baden-Württemberg

	Konservatives Szenario [MW]		Ambitioniertes Szenario [MW]	
	2030	2050	2030	2050
PtG-Bedarf BW Verkehr / Industrie	65	684	383	3.179
PtG-Zubau BW	63	392	419	4.308
Delta Bedarf BW – PtG BW	2	292	-36	-1.129
PtG-Zubau BW Südposition	143	675	956	7.424
Delta Bedarf BW – PtG BW Südposition	-78	9	-573	-4.245

Der einfacheren Lesbarkeit wegen findet sich die ausführliche tabellarische und grafische Analyse in Anhang 8.6. In Abbildung 47 wird exemplarisch eine grafische Auswertung vorgestellt.

Ambitioniertes Szenario 2030

Einspeisung | Verkehr | Industrie | H₂-Einspeisegrenze

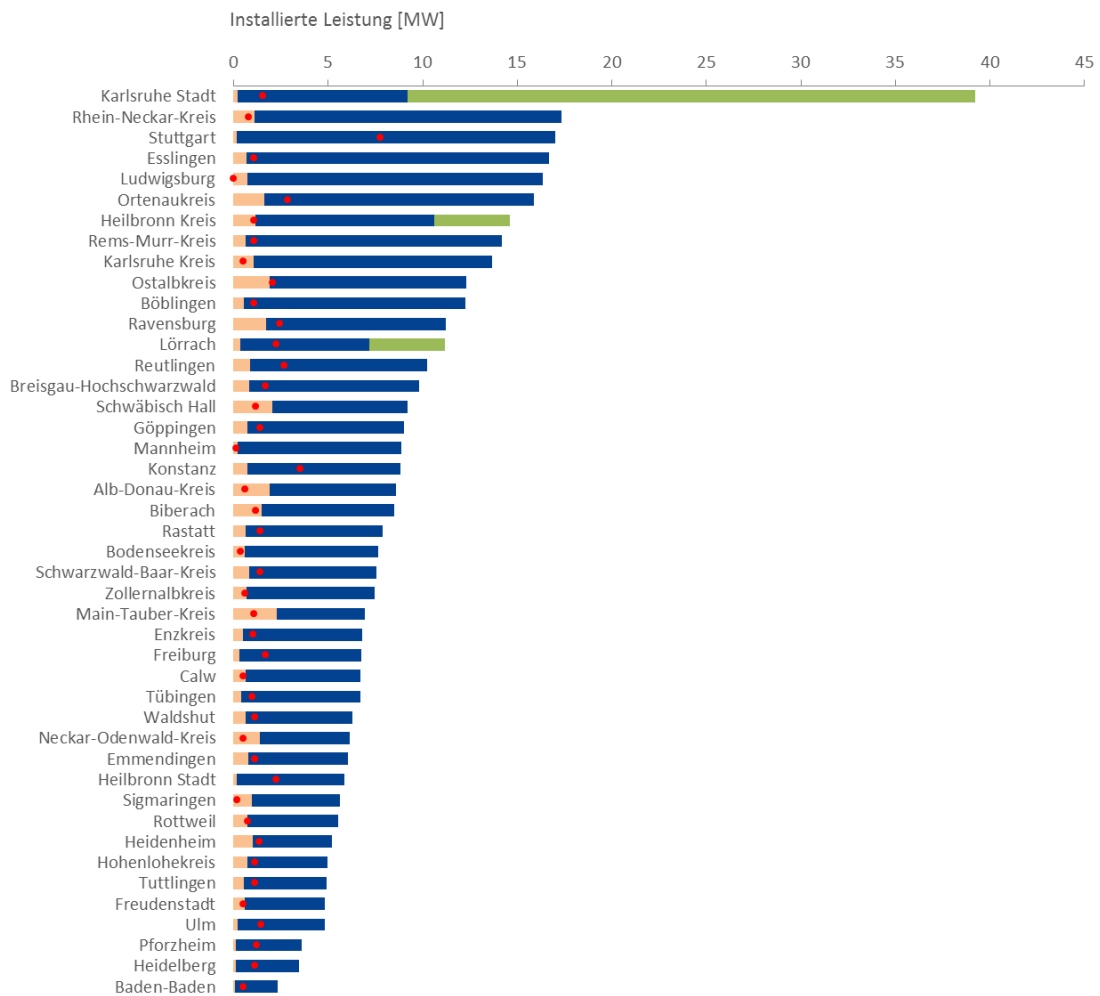


Abbildung 18: Verteilung der Power-to-Gas-Leistung auf kreisfreie Städte und Landkreise in Baden-Württemberg im ambitionierten Szenario 2030 (Darstellung exemplarisch, Detailauswertung für alle Szenarien im Anhang)

Konservatives Szenario 2030

In diesem Szenario wird in Summe ein Zubau von 63 MW in Baden-Württemberg realisiert. Die durch den Verkehr und die Industrie induzierte Wasserstoffnachfrage übersteigt den Zubaukorridor um 2 MW. Daher wird keine weitere Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz erwartet.

Konservatives Szenario 2030 mit Südposition

In diesem Szenario wird in Summe ein Zubau von 143 MW in Baden-Württemberg realisiert. Die durch den Verkehr und die Industrie erzeugte Wasserstoffnachfrage liegt um 78 MW unterhalb des Zubaukorridors. Diese Leistung wird zur Einspeisung ins Erdgasnetz vorgesehen. Überwiegend bestehen keine Restriktionen für die H₂-Einspeisung. Vereinzelt kann es jedoch

zu temporären Grenzwertüberschreitungen kommen und die Wasserstoffmenge nicht aufgenommen werden.

Konservatives Szenario 2050

Es kommt zu einem Zubau von 392 MW in Baden-Württemberg. Die durch den Verkehr und die Industrie induzierte Wasserstoffnachfrage übersteigt den Zubaukorridor um 292 MW. Daher wird keine weitere Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz erwartet.

Konservatives Szenario 2050 mit Südposition

In Summe wird in Baden-Württemberg eine Power-to-Gas-Leistung von 675 MW realisiert. Die durch den Verkehr und die Industrie induzierte Wasserstoffnachfrage liegt oberhalb des Zubaukorridors (684 MW). Daher wird keine weitere Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz erwartet.

Ambitioniertes Szenario 2030

In diesem Szenario erfolgt ein Zubau von 419 MW in Baden-Württemberg. Die durch den Verkehr und die Industrie erzeugte Wasserstoffnachfrage liegt 36 MW unterhalb des Zubaukorridors. Diese Leistung wird zur Einspeisung ins Erdgasnetz vorgesehen. Überwiegend bestehen keine Restriktionen für die H₂-Einspeisung. Vereinzelt kann es jedoch zu temporären Grenzwertüberschreitungen kommen und die Wasserstoffmenge nicht aufgenommen werden.

Ambitioniertes Szenario 2030 mit Südposition

In diesem Szenario wird in Summe ein Zubau von 956 MW in Baden-Württemberg realisiert. Die durch den Verkehr und die Industrie induzierte Wasserstoffnachfrage liegt 573 MW unterhalb des Zubaukorridors. Diese Leistung wird zur Einspeisung ins Erdgasnetz vorgesehen. Die H₂-Einspeisung übersteigt in nahezu allen Kreisen das vorhandene Einspeisepotential. Daher ist zu erwarten, dass eine Methanisierung als technologische Erweiterung erforderlich wird.

Ambitioniertes Szenario 2050

Es erfolgt ein Zubau von 4.308 MW in Baden-Württemberg. Die Wasserstoffnachfrage durch den Verkehr und die Industrie liegt bei 1.129 MW und damit unterhalb des Zubaukorridors. Diese Leistung wird zur Einspeisung ins Erdgasnetz vorgesehen. Die H₂-Einspeisung übersteigt in nahezu allen Kreisen (Ausnahme Stuttgart) das vorhandene Einspeisepotential. Daher ist zu erwarten, dass eine Methanisierung als technologische Erweiterung erforderlich wird.

Ambitioniertes Szenario 2050 mit Südposition

In Summe erfolgt ein Zubau von 7.424 MW in Baden-Württemberg. Die durch den Verkehr und die Industrie induzierte Wasserstoffnachfrage liegt mit 4.245 MW weit unterhalb des Zubaukorridors. Diese Leistung wird zur Einspeisung ins Erdgasnetz vorgesehen. Die H₂-Einspeisung übersteigt in allen Kreisen das vorhandene Einspeisepotential. Daher ist zu erwarten, dass eine Methanisierung als technologische Erweiterung erforderlich wird.

3. Power-to-Gas für Systemdienstleistungen

Stabile Bedingungen im Energiesystem sind für eine industrialisierte Gesellschaft ein wesentliches Merkmal und eine Grundlage für Entwicklung und Wirtschaft. Energie soll in jedem Augenblick, an jedem Ort in benötigter Menge und Qualität vorhanden sein. Gerade bei netzgebundenen Energieträgern (Stromnetz und Gasnetz) stellt die Erfüllung dieser Anforderungen eine besondere Herausforderung dar. Im Strombereich kommt hinzu, dass schon kleine Schwankungen in Angebot und Nachfrage sofort ausgeglichen werden müssen und hierfür nur geringe netzeigene-Speicherkapazitäten zur Verfügung stehen. Durch den gezielten Einsatz von steuerbaren Erzeugern und Lasten wird kontinuierlich ein Lastausgleich erreicht. Im Gasnetz spielt die zeitliche Anforderung eine etwas kleinere Rolle, da mehr Ausgleichspotenzial vorhanden ist. Dafür sind die minimalen und maximalen Nachfrageschwankungen sehr stark ausgeprägt. Teilweise sinkt im Sommer die Grundlast bis auf lediglich 10% der Spitzenlast im Winter. Im Stromsektor hingegen liegt die Schwankungsbreite über das Jahr nur bei ca. 50%.

Power-to-Gas bietet die Möglichkeit als flexible Last im Stromsystem zu agieren und so Systemdienstleistungen anzubieten. Gleichzeitig kann Power-to-Gas auch im Gasnetz als flexibler Erzeuger eingesetzt werden und eine alternative Gasquelle bilden.

Kurzüberblick Kapitel 3

- Der Bedarf an Systemdienstleistungen im Strom- und Gassystem wird untersucht und das Potenzial von Power-to-Gas zur Erbringung bewertet.
- Im Stromsystem kann Power-to-Gas aus technischer Sicht für die folgenden Systemdienstleistungen eingesetzt werden: Momentanreserve, Primärregelleistung, Sekundärregelleistung, Minutenreserve, abschaltbare Lasten, Blindleistungsbereitstellung, spannungsbedingter und strombedingter Redispatch.
- Aus wirtschaftlicher Sicht wird deutlich, dass es für viele Systemdienstleistungen derzeit keine marktbasierende Beschaffung gibt und ein wirtschaftliches Potenzial aufgrund der Unklarheit künftiger Beschaffungsregelungen derzeit nicht absehbar ist.
- Bei den SDL-Arten, die derzeit über einen Markt beschafft werden, sind die Preise in den vergangenen Jahren zum Teil deutlich gesunken. Die künftige Preisentwicklung ist von unterschiedlichen Einflussfaktoren geprägt, die zum Teil preisstärkend und zum Teil preissenkend wirken. Es wird davon ausgegangen, dass die Wirkung der preismindernden Faktoren überwiegt.
- Die Erbringung von SDL im Gassystem ist für Power-to-Gas in technischer Hinsicht problemlos möglich. Aufgrund der zu geringen Preisunterschiede zum normalen Gasmarkt besteht hier jedoch nur ein geringes wirtschaftliches Potenzial.
- Der Vergleich der Regelenergiebedarfe im Strom- und Gassystem verdeutlicht, dass die benötigten Mengen im Gasnetz diejenigen im Stromnetz um Größenordnungen übersteigen. Eine gleichzeitige Erbringung ist technisch möglich, bietet jedoch aus wirtschaftlicher Sicht und Systemsicht keine wesentlichen Vorteile gegenüber einer getrennten Bereitstellung.

3.1. Potenzial und Bedarf an Systemdienstleistungen im Stromsystem

Ziel des vorliegenden Abschnitts ist eine techno-ökonomische Bewertung der Anforderungen und des Bedarfs an SDL. Aus technischer bzw. organisatorischer Sicht soll geklärt werden,

welche und in welchem Umfang SDL im Strom- und Gasnetz erforderlich sind. Es findet eine Bestandsaufnahme und Beschreibung des Status quo statt. Darüber hinaus sollen Vernetzungsoptionen im SDL-Bereich zwischen den Energienetzen herausgearbeitet und die Beteiligungsmöglichkeiten für Power-to-Gas aufgezeigt werden.

In einer ökonomischen Betrachtung werden die heutigen Erlösoptionen bzw. Kosten der SDL betrachtet und im Kontext von Power-to-Gas bewertet. Durch Verbindung der technischen und ökonomischen Analysen lassen sich dann die adressierbaren Schnittstellen für die Power-to-Gas-Technologie ableiten.

3.1.1. Auswahl relevanter Systemdienstleistungsarten

Zur Auswahl der relevanten SDL-Arten für die weitere Untersuchung, werden nachfolgend deren technische Anforderungen im Hinblick auf die Eignung für Power-to-Gas-Anlagen überprüft und geeignete SDL-Arten abgegrenzt.

SDL im Stromnetz gliedern sich in die Bereiche Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau sowie Betriebsführung auf [39]. Eine Einsatzmöglichkeit für Power-to-Gas-Anlagen ist dabei bei der Frequenz- und Spannungshaltung gegeben, sowie bei der Betriebsführung im Rahmen des strombedingten Redispatches. Der Versorgungswiederaufbau nach größeren Ausfällen des Stromnetzes erfordert schwarzstartfähige Erzeugungsanlagen wie Gasturbinen, Pumpspeicherkraftwerke, Brennstoffzellen oder Batteriespeicher. Eine Einsatzmöglichkeit für Power-to-Gas-Anlagen ist somit nur für Anlagen mit integrierter Rückverstromungseinheit gegeben.

Zur Frequenzhaltung werden folgende SDL eingesetzt [39]:

- Momentanreserve
- Primärregelleistung
- Sekundärregelleistung
- Minutenreserve
- Abschaltbare Lasten
- Frequenzabhängiger Lastabwurf
- Wirkleistungsreduzierung bei Überfrequenz

Durch den bei Power-to-Gas-Anlagen eingesetzten Gleichrichter lassen sich netzseitig sehr schnelle Laständerungen realisieren, sodass entsprechende Reaktionszeiten bei Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve eingehalten werden können. Auch die Nachbildung des Verhaltens rotierender Massen durch den Gleichrichter ist möglich, sodass neben Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve aus technischer Sicht auch Momentanreserve durch Power-to-Gas bereitgestellt werden kann. Dies gilt ebenfalls für die bei abschaltbaren Lasten gestellten Anforderungen an Reaktionszeit und Fahrweise. Ein frequenzabhängiger Lastabwurf ist bei Power-to-Gas-Anlagen ebenfalls grundsätzlich möglich. Da es sich jedoch um eine seltene Notfallmaßnahme im Stromnetz handelt, für die es keinen Markt und auch keine Erlösmöglichkeiten gibt, erfolgt im weiteren Verlauf keine Betrachtung. Die Reduzierung der Wirkleistung bei Überfrequenz betrifft nur Erzeugungsanlagen. Eine Relevanz für Power-to-Gas-Anlagen ist deswegen ebenfalls nicht gegeben.

Die folgenden SDL-Arten werden zur Spannungshaltung genutzt [39]:

- Bereitstellung von Blindleistung
- spannungsbedingter Redispatch
- spannungsbedingter Lastabwurf
- Bereitstellung von Kurzschlussleistung
- Spannungsregelung

Die Bereitstellung von Blindleistung ist durch den Gleichrichter von Power-to-Gas-Anlagen möglich, wodurch auch der spannungsbedingte Redispatch, bei dem durch die Bereitstellung von zusätzlicher Blindleistung in einem Netzabschnitt die Spannung aufrechterhalten wird, zu den technisch möglichen SDL von Power-to-Gas zählt. Nicht betrachtet wird der spannungsbedingte Lastabwurf, bei dem Verbraucher mit hohem Blindleistungsbedarf vom Netz getrennt werden. Da der Blindleistungsbedarf von Power-to-Gas-Anlagen im Vergleich nicht als hoch einzustufen ist, bzw. mit modernen Gleichrichtern geregelt werden kann, besteht hier keine Relevanz. Die Bereitstellung von Kurzschlussleistung über den Gleichrichter von Power-to-Gas-Anlagen ist technisch nicht möglich. Eine Spannungsregelung durch Power-to-Gas-Anlagen wäre theoretisch indirekt über eine Änderung der Blindleistung möglich. Damit verbunden wären jedoch zusätzliche Kosten für eine größere Dimensionierung des Trafos und von Kühlsystemen, da im Anlagenbetrieb zusätzliche Verluste im Trafo-/Gleichrichterbereich auftreten würden. Hinzu kommen vergleichsweise hohe energetische Verluste gegenüber konventionellen Netzbetriebsmitteln oder neueren Ansätzen wie Spannungslängsreglern und regelbaren Ortsnetztransformatoren. Ein Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen in diesem Zusammenhang ist folglich aus Netzsicht aber auch aus Anlagensicht ineffizient und wird deswegen nachfolgend nicht weiter betrachtet.

Im Rahmen der Betriebsführung von Netzen wird unter anderem strombedingter Redispatch durchgeführt. Dabei werden Erzeugungsanlagen vor einem Netzengpass abgeregelt, während Anlagen hinter dem Engpass zusätzliche Leistung bereitstellen. Ein Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen in diesem Zusammenhang ist grundsätzlich denkbar. Anstelle der Abregelung einer Erzeugungsanlage vor dem Engpass könnten Power-to-Gas-Anlagen schnell zugeschaltet werden. Umgekehrt könnten hinter dem Engpass, Power-to-Gas-Anlagen schnell abgeschaltet werden, wodurch das Hochfahren von Erzeugungsanlagen entfallen würde. Anzumerken ist dabei jedoch, dass ein Einsatz von Power-to-Gas in diesem Zusammenhang nur bei ohnehin vorhandenen Anlagen sinnvoll ist und der Ausbau des Stromnetzes als effizienter zu bewerten ist.

Nachfolgend näher untersucht werden Momentanreserve, Primärregelleistung, Sekundärregelleistung, Minutenreserve, abschaltbare Lasten, Blindleistungsbereitstellung sowie spannungsbedingter und strombedingter Redispatch.

3.1.2. Detailbetrachtung relevanter Systemdienstleistungsarten

Nach der Auswahl der SDL, bei denen aus technischer Sicht ein Einsatzpotenzial für Power-to-Gas besteht wird nachfolgend eine detaillierte Betrachtung der ausgewählten SDL durchgeführt. Dabei werden für jede SDL-Art die Regelungen zur Beschaffung im Stromsystem, die technischen Anforderungen, der Bedarf im System, einsetzbare Technologien zur Bereitstellung, sowie die wirtschaftliche Potenzialentwicklung analysiert. Neben dem Status quo erfolgt jeweils ein Ausblick zur künftigen Entwicklung (Zeithorizont 2030) in den einzelnen Themenfeldern.

3.1.2.1. Momentanreserve

Beschaffung: Die Bereitstellung von Momentanreserve erfolgt derzeit systeminhärent durch die rotierenden Massen thermischer Kraftwerke. Folglich gibt es bislang noch keinen Bedarf einer organisierten Beschaffung bzw. eines Markts für Momentanreserve. Mit der im Zuge der Energiewende notwendigen Abschaltung thermischer Kraftwerke nimmt die Leistung der rotierenden Massen zukünftig ab, wodurch sich die systeminhärente Bereitstellung reduziert bzw. entfällt und ersetzt werden muss. Möglichkeiten die Bereitstellung zu organisieren bestehen in einer verpflichtenden Bereitstellung z. B. über Netzanschlussrichtlinien, ggf. mit Aufwandsentschädigung oder einer marktbasierter Beschaffung z. B. über Ausschreibungen [40].

Technische Anforderungen: Voraussetzung für die derzeitige Bereitstellung von Momentanreserve sind Schwungmassen, die über einen Synchrongenerator an das Stromnetz gekoppelt sind [41]. Künftige Möglichkeiten zur Bereitstellung von Momentanreserve bestehen zusätzlich im Nachbilden des Verhaltens träger Massen durch die Leistungselektronik von erneuerbaren Energien und Speichern [39]. Technische Richtlinien hinsichtlich der Anforderungen an die Bereitstellung durch Leistungselektronik gibt es bislang nicht.

Bedarf: Der derzeitige Bedarf an Momentanreserve in Deutschland liegt bei 372 MW Bremsleistung sowie einer kinetischen Energie von 0,95 MWh und geht von einem maximalen Leistungssprung von 3.000 MW im Falle einer Störung aus (Ausfall eines Doppelkraftwerksblocks). Der künftige Bedarf wird als gleichbleibend angesehen, wobei bis zum Jahr 2030 durch die Abschaltung thermischer Kraftwerke von einer Deckungslücke von 254 MW bzw. 0,68 MWh kinetischer Energie ausgegangen wird [39].

Einsetzbare Technologien: Möglichkeiten zur künftigen Bereitstellung von Momentanreserve bestehen in den rotierenden Massen von Windkraftanlagen, über die Stromrichter erneuerbarer Anlagen (PV, Wind, Batteriespeicher) [39], Pumpspeichern, sowie Schwungmassenspeichern. Auch der Gleichrichter von Power-to-Gas-Anlagen eignet sich grundsätzlich.

Entwicklung des wirtschaftlichen Potenzials: Da Momentanreserve derzeit systeminhärent bereitgestellt wird, gibt es weder einen Markt noch einen Preis dafür. Künftige Vergütungsmöglichkeiten hängen im Wesentlichen davon ab, wie die Beschaffung der dann nicht mehr systeminhärenten Momentanreserve ausgestaltet wird. Als günstigste Möglichkeit der Bereitstellung wird die rotierende Masse von Windkraftanlagen gesehen [39]. Die stromrichterbasierte Erbringung von Momentanreserve erhöht die Belastung der Leistungselektronik in den Stromrichtern und verkürzt dadurch deren Lebensdauer. Sollte die künftige Beschaffung marktbasierter erfolgen, müssten die dort erzielbaren Erlöse folglich mindestens die durch die verringerte Lebensdauer anfallenden Kosten ausgleichen. Bei einer verpflichtenden Bereitstellung würde sich die Wirtschaftlichkeit von stromrichterbasierten Anlagen verschlechtern, ggf. wäre eine Aufwandsentschädigung als Kompensation denkbar. Zusätzliche Erlösmöglichkeiten für Power-to-Gas würden sich in diesem Falls jedoch nicht ergeben.

3.1.2.2. Primärregelleistung

Beschaffung: Die Beschaffung von Primärregelleistung (PRL) erfolgt derzeit über eine wöchentliche Ausschreibung, bei der die Bieter mit dem geringsten Leistungspreis den Zuschlag erhalten [42]. Für die künftige Beschaffung ist davon auszugehen, dass der Ausschreibungszeitraum auf einen Kalendertag verkürzt wird, wodurch insbesondere die Bereitstellung von PRL durch dargebotsabhängige Anlagen bzw. Anlagen, für die die Leistungsvorhaltung von einer Woche zu lang ist, ermöglicht wird.

Technische Anforderungen: Derzeitige Voraussetzung für die Erbringung von PRL ist die Vorhaltung von mindestens einem MW sowohl positiver als auch negativer Leistung. Diese muss innerhalb von 30 Sekunden vollständig zur Verfügung stehen und mindestens 15 Minuten lang abrufbar sein. Zudem muss die Leistung während des gesamten Ausschreibungszeitraums von einer Woche vorgehalten werden [42].

Bedarf: Auch bei der PRL richtet sich die Festlegung des Bedarfs nach dem gleichzeitigen Ausfall zweier Kraftwerksblöcke im ENTSO-E-Gebiet. Der Bedarf liegt bei +/- 3.000 MW und wird anhand des Stromverbrauchs im Vorjahr auf die einzelnen Regelzonen verteilt. Der aktuelle PRL-Bedarf in Deutschland liegt damit bei 603 MW [42]. Unter der Voraussetzung, dass die Regelung nach der der PRL-Bedarf festgelegt wird gleich bleibt, ist auch künftig von einem ähnlich hohen Bedarf auszugehen.

Einsetzbare Technologien: Neben den bereits heute eingesetzten Pumpspeicherkraftwerken, kann die wirtschaftlichste Erbringung von PRL künftig durch Batteriespeicher erfolgen. Darüber hinaus besteht auch die Möglichkeit des Einsatzes der Leistungselektronik sowohl von erneuerbaren Anlagen als auch von Lasten [39], wie z. B. Power-to-Gas, sowie von Schwungmassen- und Druckluftspeichern [43].

Entwicklung des wirtschaftlichen Potenzials: Abbildung 19 zeigt die Entwicklung des durchschnittlichen, gewichteten Leistungspreises in der gemeinsamen PRL-Auktion von Deutschland, Belgien, den Niederlanden, Frankreich, Österreich und der Schweiz. Während der Jahresdurchschnitt zwischen 2014 (3.552 €/MW) und 2015 (3.637 €/MW) nahezu gleichgeblieben ist, gab es im Jahr 2016 einen deutlichen Rückgang auf rund 2.500 €/MW. Das durchschnittliche Preisniveau 2017 war nahezu unverändert.

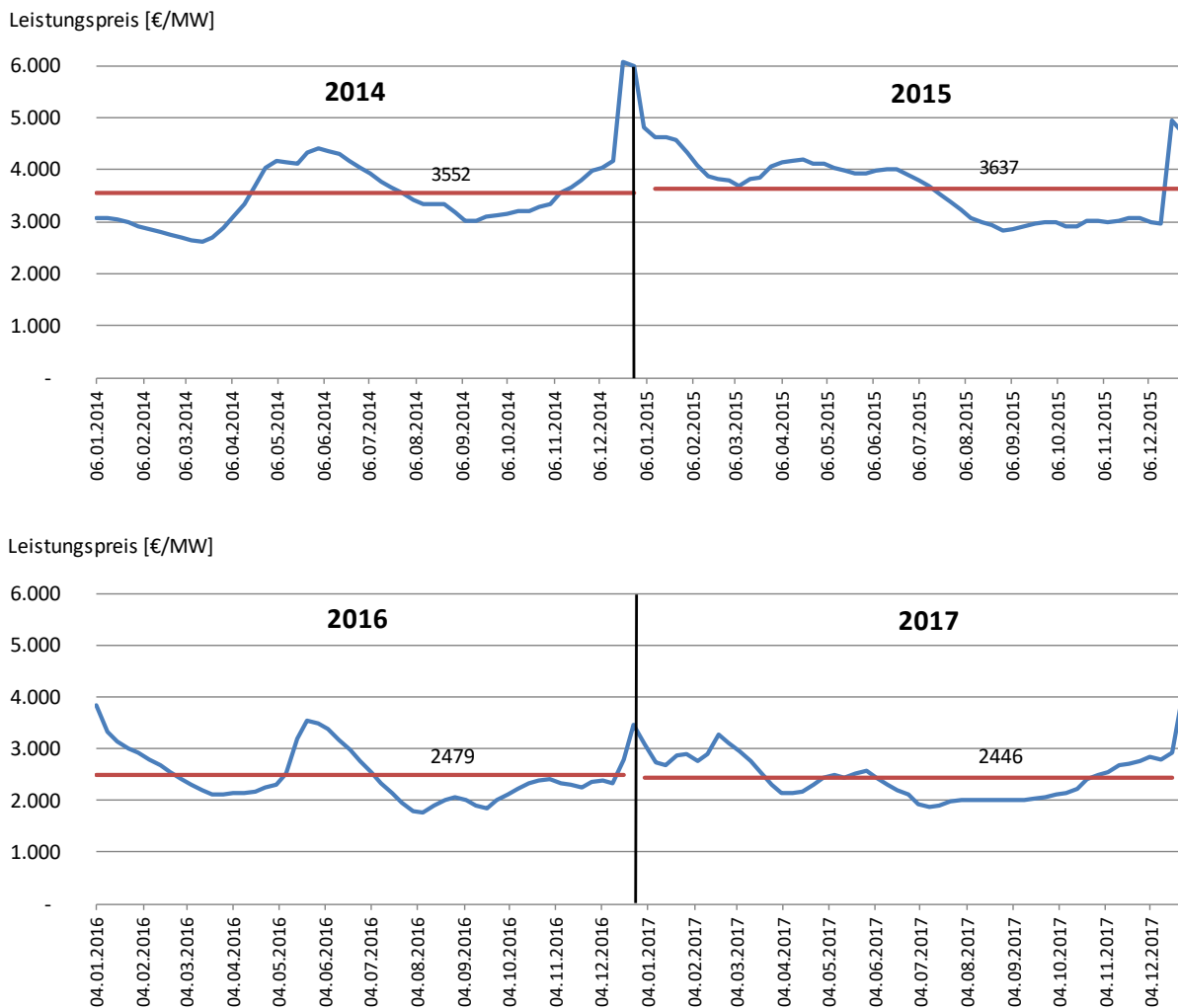


Abbildung 19: Entwicklung des durchschnittlichen Primärregelungspreis von 2014 bis 2017 (eigene Auswertung basierend auf Daten von [40])

Neben dem Bedarf an PRL bestehen mit dem verfügbaren Angebot an Anlagen, die PRL bereitstellen können, sowie den Kooperationsmöglichkeiten zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern, weitere Einflussfaktoren auf den PRL-Preis. Wie bereits erwähnt wird von einem künftig gleichbleibenden PRL-Bedarf ausgegangen. Hinsichtlich des Angebots an Anlagen, die PRL anbieten, gibt es mit der Abschaltung konventioneller Kraftwerke einerseits einen preissteigernden Effekt, andererseits wächst die Anzahl neuer Akteure am PRL-Markt stetig, mit preissenkendem Effekt. Durch die zunehmende Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber auf europäischer Ebene ergeben sich zusätzliche Synergieeffekte, die sich ebenfalls preismindernd auswirken. In Summe wird davon ausgegangen, dass die preismindernden Effekte überwiegen und der PRL-Preis in der Tendenz künftig weiter sinkt.

3.1.2.3. Sekundärregelung

Beschaffung: Die Ausschreibung von Sekundärregelung (SRL) erfolgt derzeit wöchentlich für 12- (HT, NT wochentags) bzw. 24- (NT am Wochenende und feiertags) Stunden-Blöcke, getrennt nach positiver und negativer Regelleistung. Die Mindestgebotsgröße liegt dabei bei 5 MW [42]. Ab dem 12.07.2018 erfolgt eine Umstellung auf kalendertägliche Ausschreibungen,

sowie auf 4-Stunden-Zeitscheiben mit einer Mindestangebotsgröße von einem MW¹³. Ziel der Umstellung ist es explizit, die Bereitstellung von Regelleistung durch erneuerbare Energien-Anlagen zu vereinfachen [45].

Technische Anforderungen: Als technische Voraussetzung für die Erbringung von SRL muss durch die Anlage bei einem Abruf innerhalb von 30 Sekunden eine Reaktion erfolgen und die maximale Leistung muss innerhalb von 5 Minuten für eine Dauer von mindestens einer Stunde zur Verfügung stehen. Dabei gelten die Anforderungen zur Reaktionsgeschwindigkeit auch für die Rückführung der Leistung auf das Ausgangsniveau. Zudem muss eine mehrfache Wiederholbarkeit von Abruf der Maximalleistung und Rückführung auf das Ausgangsniveau möglich sein [42].

Bedarf: Der derzeitige Bedarf der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für SRL liegt bei negativer SRL bei 1.800 bis 2.500 MW, bei positiver SRL bei 1.500 bis 2.800 MW (Zeitraum 01/2015 bis 04/2017) [42]. In der Entwicklung bis 2030 wird von einem steigenden SRL-Bedarf ausgegangen.

Einsetzbare Technologien: Die künftige Erbringung von SRL kann neben Pumpspeicherkraftwerken, Biomasseanlagen, Notstromaggregaten und flexiblen Lasten (Power-to-Gas, Power-to-Heat, Industrie) auch durch Batteriespeicher sowie Wind- und PV-Anlagen erfolgen.

Entwicklung des wirtschaftlichen Potenzials: Die Entwicklung des SRL-Leistungspreises seit 2014 (Abbildung 20) zeigt einen deutlichen Rückgang des Preisniveaus mit einer Drittelung des mittleren Preises bei positiver SRL und einem Rückgang um den Faktor 4 (NT) bzw. Faktor 30 (HT) bei negativer SRL.

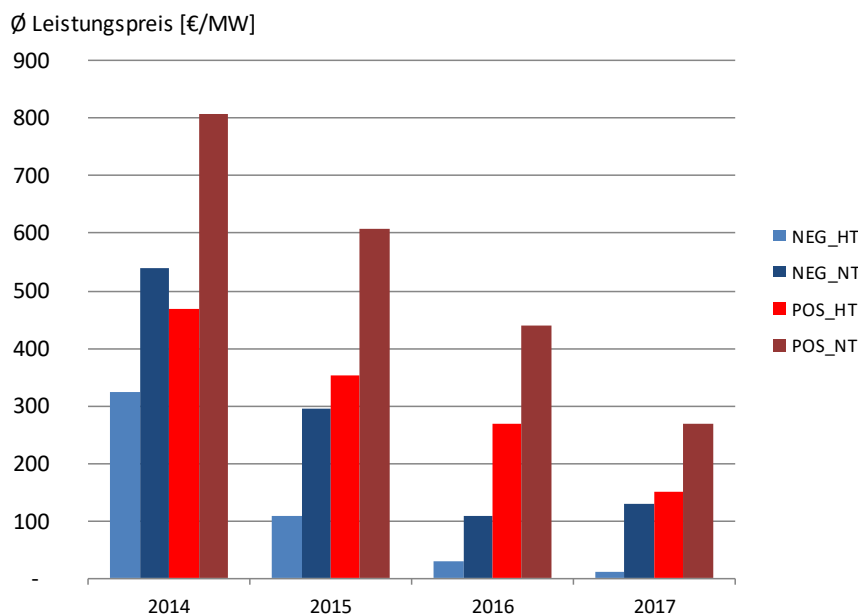


Abbildung 20: Entwicklung des durchschnittlichen SRL-Leistungspreis von 2014 bis 2017 (eigene Auswertung basierend auf Daten von [42])

Eine ebenfalls rückläufige Tendenz gibt es beim Arbeitspreis, bei dem sich das Preisniveau bei negativer SRL von rund 14 €/MWh im Jahr 2014 auf gut 7 €/MWh im Jahr 2017 halbiert

¹³ Sofern nur ein Angebot in der Regelzone abgegeben wird

hat, während bei positiver SRL ein Rückgang von rund 75 €/MWh auf ca. 50 €/MWh im Jahr 2016 vorliegt und im Jahr 2017 ein Anstieg auf rund 65 €/MWh erfolgte (Abbildung 21).

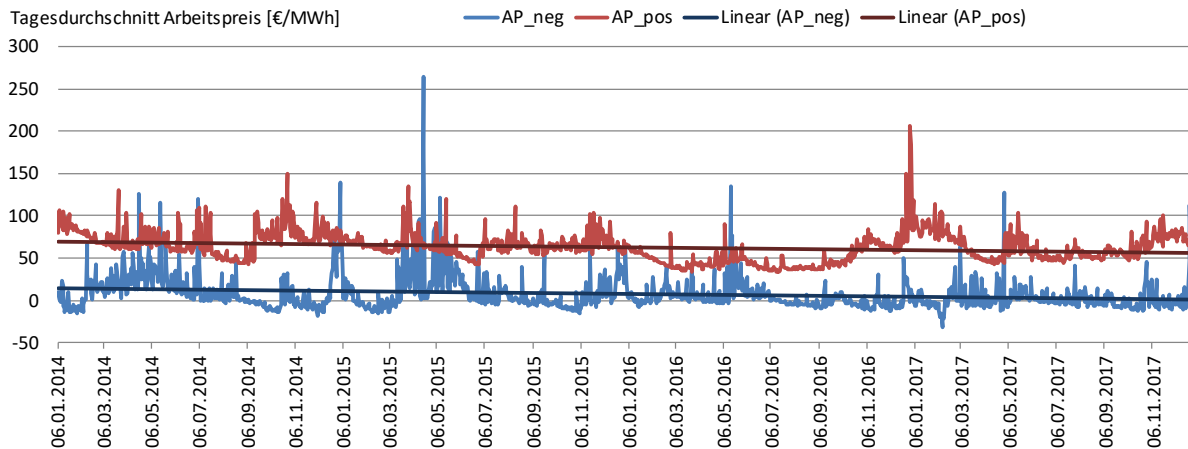


Abbildung 21: Entwicklung des mittleren SRL-Arbeitspreises von Januar 2014 bis Mai 2017 (eigene Auswertung basierend auf Daten von [42])

Die Einflüsse auf die künftige Preisentwicklung sind vielfältig und in ihrer zum Teil gegenläufigen Wirkung nur schlecht einzuschätzen. Durch den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien wird von einem steigenden Bedarf an SRL ausgegangen, während mit der Abschaltung konventioneller Kraftwerke Anbieter wegfallen. Beides wirkt preissteigernd. Preismindernd wirkt dagegen der Markteintritt neuer Akteure, der sich mit der Verkürzung der Ausschreibungsfristen und der Absenkung der Mindestleistung vermutlich weiter verstärken wird. Eine preissenkende Wirkung ergibt sich zudem aus der zunehmenden internationalen Zusammenarbeit von Übertragungsnetzbetreibern, die bspw. in Bestrebungen einer europäischen Ausschreibungsplattform für SRL und MRL zum Ausdruck kommt [46].

3.1.2.4. Minutenreserve

Beschaffung: Die derzeitige Beschaffung von Minutenreserveleistung (MRL) erfolgt in wöchentlichen Ausschreibungen für 4-Stunden-Blöcke mit einer Mindestgebotsgröße von 5 MW [42]. Wie bei der SRL erfolgt auch bei der MRL ab dem 12.07.2018 eine Umstellung auf kalendarische Ausschreibungen und eine Absenkung der Mindestgebotsgröße auf ein MW¹⁴ [47]. Eine künftige Entwicklung könnte zudem die Einführung eines parallelen Markts für Minutenreserveleistung sein, wie er auf EU-Ebene diskutiert wird [46]. Dabei könnte in einem kurzfristigen Intraday-Markt für Regelarbeit eine gemeinsame Merit-Order mit den Arbeitspreisen aus der MRL-Auktion gebildet werden.

Bedarf: Der derzeitige Bedarf an negativer MRL liegt zwischen 1.000 MW und 2.500 MW bzw. 1.500 MW und 2.800 MW bei positiver MRL (Zeitraum 01/2015 bis 04/2017) [42]. Ähnlich wie bei der SRL wird in Zukunft mit einem steigenden Bedarf gerechnet.

Technische Anforderungen: Die angebotene maximale Leistung muss bei der MRL innerhalb von 15 Minuten erbracht werden. Ein Abruf kann dabei zwischen 15 Minuten und mehreren Stunden dauern.

¹⁴ Sofern nur ein Angebot in der Regelzone abgegeben wird

Einsetzbare Technologien: Die einsetzbaren Technologien sind bei der MRL grundsätzlich mit denen der SRL vergleichbar, mit dem Unterschied, dass die Anforderungen hinsichtlich der Reaktionsgeschwindigkeit bei MRL niedriger sind und diese Regelleistungsart somit einem zusätzlichen Anbieterkreis offensteht.

Entwicklung des wirtschaftlichen Potenzials: Der Leistungspreis für negative MRL hat sich im Jahr 2017 im Vergleich mit dem Jahr 2014 um rund das fünffache reduziert (Abbildung 22). Dagegen gab es beim Leistungspreis für positive MRL zwischenzeitlich einen Anstieg auf niedrigem Niveau, der mit einem deutlichen Rückgang auf nahezu Null im Jahr 2017 jedoch endete.

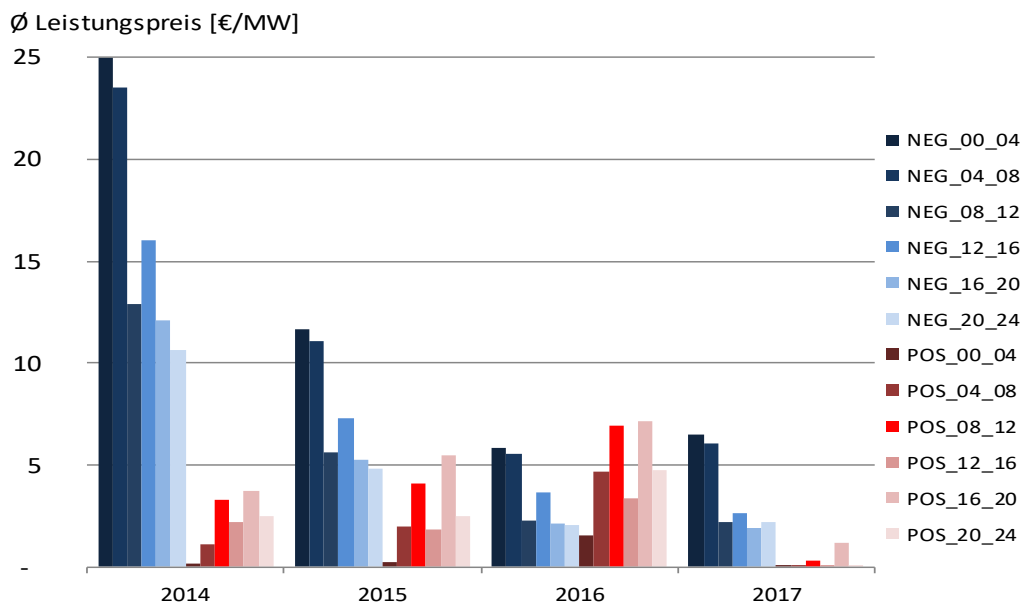


Abbildung 22: Entwicklung des durchschnittlichen Leistungspreises bei negativer MRL von 2014 bis 2017 (eigene Auswertung basierend auf Daten von [42])

Bei der Entwicklung des Arbeitspreises war das Preisniveau für positive MRL im gleichen Zeitraum Schwankungen unterworfen. Während es zwischen 2014 und 2016 einen Rückgang von rund 180 €/MWh auf gut 100 €/MWh gab, ist der Arbeitspreis 2017 im Durchschnitt auf gut 250 €/MWh angestiegen. Der mittlere Preis negativer MRL lag nach einem Anstieg in den Jahren 2015 und 2016 auf rund 67 €/MWh bzw. 59 €/MWh 2017 nur noch bei ca. 36 €/MWh.

Auch bei der MRL wirken der künftig steigende Bedarf und die Abschaltung konventioneller Kraftwerke, isoliert betrachtet, preissteigernd. Dem stehen eine steigende Zahl von Anbietern, der verbesserte Marktzugang durch verkürzte Ausschreibungszeiträume, eine geringere Mindestleistung, die mögliche Einführung eines Markts für Minutenreservearbeit sowie eine verbesserte internationale Kooperation zwischen Übertragungsnetzbetreibern entgegen. Da sich die MRL-Preise derzeit schon auf einem niedrigen Niveau bewegen ist die Attraktivität für Anbieter jedoch gering, sodass künftig nur noch von leichten Preisrückgängen auszugehen ist.

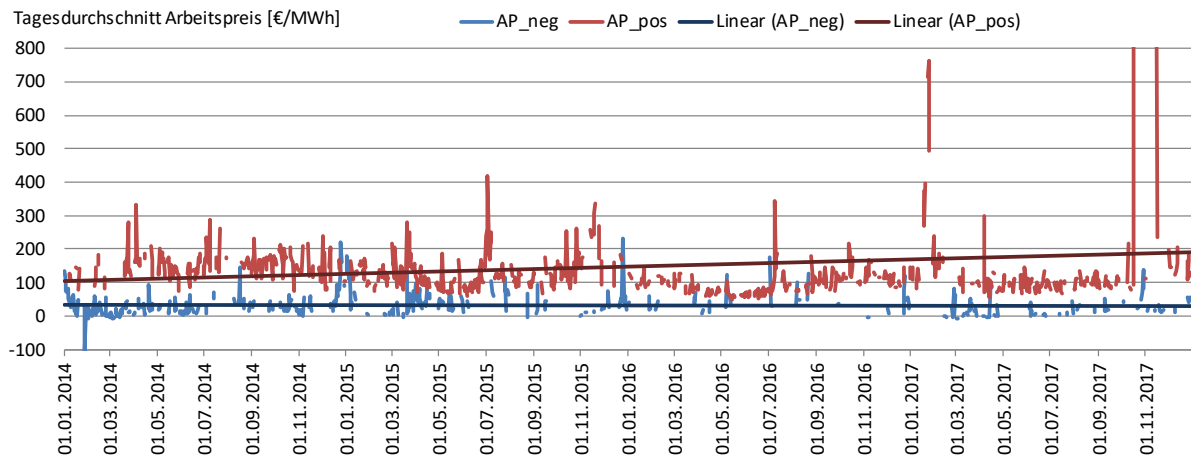


Abbildung 23: Entwicklung des mittleren MRL-Arbeitspreises von 2014 bis 2017 (eigene Auswertung basierend auf Daten von [42])

3.1.2.5. Abschaltbare Lasten

Beschaffung: Abschaltbare Lasten werden derzeit über wöchentliche Ausschreibungen beschafft. Dabei wird zwischen sofort abschaltbaren Lasten und schnell abschaltbaren Lasten unterschieden. Voraussetzung ist eine Mindestleistung von 5 MW. Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AblaV) ist bis zum 01.07.2022 befristet [48]. Ob es zu einer Verlängerung bzw. neuen Verordnung kommt, ist derzeit nicht absehbar. Da die Einführung abschaltbarer Lasten zunächst zur Aktivierung des Potenzials verschiebbarer Lasten dienen soll, aber auch zur Hinführung dieser an die Regelernergie, ist es denkbar, dass die Bereitstellung künftig in den Regelergiemarkt überführt wird.

Bedarf: Die derzeit ausgeschriebene Leistung beträgt sowohl bei sofort als auch bei schnell abschaltbaren Lasten 750 MW. Ob der derzeitige Bedarf ebenfalls in dieser Größenordnung liegt, kann angesichts einer bisher maximal abgerufenen Leistung von 159 MW, sowie acht Abrufen im Jahr 2016 bzw. sieben Abrufen im Jahr 2017 hinterfragt werden [42]. Hinsichtlich der Zielsetzung das Potenzial flexibler Lasten für den Flexibilitätsmarkt zu aktivieren, kann es bei künftig steigenden Anteilen erneuerbarer Energieanlagen sowie abnehmenden Anteilen flexibler Erzeugungsanlagen, jedoch durchaus zu einem höheren Bedarf an abschaltbaren Lasten kommen.

Technische Anforderungen: Neben der Mindestleistung von 5 MW ist für die Erbringung von abschaltbaren Lasten ein Anschluss am Mittelspannungsnetz (nicht mehr als zwei Umspannungen zum Höchstspannungsnetz) notwendig, sowie eine Reaktionszeit von einer Sekunde (sofort abschaltbar) bzw. 15 Minuten (schnell abschaltbar). Zudem muss die Leistung im Abruffall für mindestens eine Stunde zur Verfügung stehen und es müssen mindestens vier Stunden Abruf pro Woche möglich sein. Gleichzeitig muss eine Verfügbarkeit für mindestens 138 Stunden pro Woche gegeben sein und die angebotene Abschaltleistung darf im Verfügbarkeitszeitraum nicht unterschritten werden [48].

Einsetzbare Technologien: Die Hauptzielgruppe der AblaV liegt in flexiblen, stromintensiven Industrieanlagen. Der Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen im Dauerbetrieb (mindestens 138 Stunden pro Woche) mit kurzfristigen Unterbrechungen durch das Abschalten der Last ist jedoch ebenfalls möglich.

Entwicklung des wirtschaftlichen Potenzials: Die Leistungs- und Arbeitspreise abschaltbarer Lasten liegen seit Einführung konstant an den zulässigen Höchstwerten (derzeit 500 €/MW bzw. 400 €/MWh). Diese Entwicklung verdeutlicht, dass es nur sehr wenige Anbieter gibt, wodurch kein Wettbewerb um die ausgeschriebene Leistung entsteht. Die mit Inkrafttreten der aktuellen AblaV vorgenommene Absenkung der Mindestanforderungen erhöhen das Potenzial an möglichen Anbietern abschaltbarer Lasten, jedoch ist bisher (Stand: Dezember 2017) kein Markteintritt neuer Anbieter erkennbar. Mit einem Absinken der Preise ist erst dann zu rechnen, wenn das Ausschreibungsvolumen von 750 MW überzeichnet wird. Die langfristige Entwicklung des wirtschaftlichen Potenzials abschaltbarer Lasten für Power-to-Gas hängt von der künftigen regulatorischen Entwicklung ab. Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen bietet sich für Power-to-Gas-Anlagen in Abhängigkeit der Fahrweise die Möglichkeit zur Erwirtschaftung zukünftiger Einnahmen. Geht man von einer steigenden Notwendigkeit abschaltbarer Lasten aus, bleibt dieses Potenzial auch künftig bestehen, unabhängig davon, wie die Beschaffung konkret geregelt ist (z. B. Regelenergiemarkt vs. eigene Ausschreibungen).

3.1.2.6. Blindleistungsbereitstellung

Beschaffung: Die Bereitstellung von Blindleistung erfolgt derzeit nicht marktbasierend. Im Übertragungsnetz wird Blindleistung durch Kompensationsanlagen der Netzbetreiber, sowie Höchst- und Hochspannungstransformatoren erbracht. Zudem sind Erzeuger verpflichtet bestimmte, vom ÜNB vorgegebene Verschiebefaktoren einzustellen. Darüber hinaus können ÜNB mit Kraftwerksbetreibern bilateral die Bereitstellung zusätzlicher Blindleistung vereinbaren. Im Verteilnetz bestehen auf Hochspannungsebene für Erzeuger zum Teil ähnliche Verpflichtungen wie im Übertragungsnetz, auf niedrigeren Spannungsebenen gelten tendenziell geringere Anforderungen [40]. Aufgrund der lokalen Wirkung von Blindleistung ist eine markt-basierte Beschaffung auch künftig eher unwahrscheinlich.

Bedarf: Der derzeitige Blindleistungsbedarf liegt bei 31 Gvar induktiv und 33 Gvar kapazitiv. Für die Zeit nach 2030 wird von einem induktiven Bedarf von nur noch 26 Gvar ausgegangen, während der kapazitive Bedarf auf 45 Gvar ansteigt [40].

Technische Anforderungen: Voraussetzung für die Bereitstellung von Blindleistung ist die Einhaltung bestimmter Verschiebefaktoren, die starr festgelegt, oder nach Bedarf vom Netzbetreiber vorgegeben werden können.

Einsetzbare Technologien: Die künftige Bereitstellung von Blindleistung muss in zunehmendem Maße ohne konventionelle Kraftwerke erfolgen. Einen wesentlichen Beitrag dazu können die Konverterstationen der geplanten HGÜ-Verbindungen zwischen Nord- und Süddeutschland leisten. Weitere Möglichkeiten bestehen in einem verbesserten Blindleistungsaustausch zwischen Übertragungs- und Verteilnetz sowie in Blindleistungskompensationsanlagen. Zudem können stromrichterbasierte Anlagen und damit Power-to-Gas, aber auch Photovoltaik- und Windkraftanlagen sowie Batteriespeicher Blindleistung erbringen [39].

Entwicklung des wirtschaftlichen Potenzials: Das wirtschaftliche Potenzial bei der Erbringung von Blindleistung durch Power-to-Gas hängt, wie bei anderen SDL-Arten auch, von der künftigen Regelung der Beschaffung ab. Aufgrund der lokalen Wirkung von Blindleistung ist nicht von einer markt-basierten Beschaffung auszugehen. Ob eine Beschaffung über lokale Märkte Effizienzvorteile bringen würde, ist fragwürdig. Für die künftige Entwicklung wird davon ausgegangen, dass die Erbringung weiter durch regulatorische Verpflichtungen sichergestellt wird. Dabei erfolgt eine Vergütung in der Regel nur als Ausgleich für zusätzlichen Aufwand,

der bei stromrichterbasierter Bereitstellung bspw. in einer verkürzten Lebensdauer der Leistungselektronik besteht. Für Power-to-Gas-Anlagen ergeben sich dabei keine zusätzlichen Ertragsmöglichkeiten.

3.1.2.7. Spannungsbedingter Redispatch

Beim spannungsbedingten Redispatch wird zusätzliche Blindleistung bereitgestellt, um die Spannung in einem Netzabschnitt aufrecht zu erhalten. Folglich handelt es sich um Blindleistungsbereitstellung, wodurch es, vor allem in technischer Hinsicht, inhaltliche Überschneidungen mit Abschnitt 3.1.2.6 gibt und nachfolgend nur die Unterschiede dargestellt werden.

Beschaffung: Die Teilnahme am spannungsbedingten Redispatch ist als gesetzliches Schuldverhältnis festgelegt oder erfolgt über bilaterale Vereinbarungen. Aktuell nehmen überwiegend konventionelle Erzeugungsanlagen am spannungsbedingten Redispatch teil.

Bedarf: Im Jahr 2016 wurden durch die Übertragungsnetzbetreiber spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Umfang von 534 GWh getätigt [21]. Die langfristige Entwicklung des spannungsbedingten Redispatch hängt nicht zuletzt davon ab, wie die künftige Bereitstellung von Blindleistung stattfindet.

Technische Anforderungen: Voraussetzung zur Teilnahme am spannungsbedingten Redispatch ist die Möglichkeit der gesteuerten Bereitstellung zusätzlicher Blindleistung.

Einsetzbare Technologien: siehe Abschnitt 3.1.2.6

Entwicklung des wirtschaftlichen Potenzials: Es wird davon ausgegangen, dass auch künftig für spannungsbedingten Redispatch nur eine aufwandsabhängige Entschädigung erfolgt, wodurch sich kein zusätzliches Ertragspotenzial für Power-to-Gas-Anlagen ergibt.

3.1.2.8. Strombedingter Redispatch

Beschaffung: Über gesetzliches Schuldverhältnis oder bilaterale Vereinbarungen. Die derzeitige Bereitstellung erfolgt überwiegend durch konventionelle Kraftwerke.

Bedarf: Aufgrund von Netzüberlastungen wurden im Jahr 2016 Einspeisereduzierungen von 5.721 GWh im Rahmen des strombedingten Redispatch durchgeführt [21]. Die langfristige Entwicklung des strombedingten Redispatch hängt wesentlich davon ab, inwiefern künftig weiterhin Netzengpässe bestehen bzw. abgebaut werden können.

Technische Anforderungen: Die Anordnung des Redispatch erfolgt im Anschluss an die Lastflussberechnung der Übertragungsnetzbetreiber am Vortag. Somit besteht auch für Anlagen mit geringer Laständerungsgeschwindigkeit ausreichend Vorlaufzeit um die entsprechende Leistungsanpassung zum jeweiligen Zeitpunkt in die Wege zu leiten.

Einsetzbare Technologien: Aufgrund der hohen Vorlaufzeit sind grundsätzlich alle Erzeuger und Verbraucher für Redispatch nutzbar. In der Praxis werden mit konventionellen Kraftwerken bevorzugt große Einheiten eingesetzt. Durch die Abschaltung konventioneller Kraftwerke ist jedoch davon auszugehen, dass zunehmend auch kleinere Erzeuger und Lasten für den Redispatch eingesetzt werden.

Entwicklung des wirtschaftlichen Potenzials: Analog zum spannungsbedingten Redispatch wird davon ausgegangen, dass auch beim strombedingten Redispatch künftig nur eine aufwandsbasierte Entschädigung erfolgt und für Power-to-Gas-Anlagen kein zusätzliches wirtschaftliches Potenzial vorliegt.

3.2. Potenzial und Bedarf an Systemdienstleistungen im Gassystem

In der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) werden unter Teil 5 Bilanzierung und Regelenergie die Systemdienstleistungen im Erdgasnetz benannt. Für Power-to-Gas ergeben sich in den folgenden Teilbereichen Ansatzpunkte:

- Bilanzkreisausgleich
- Interne Regelenergie
- Externe Regelenergie

3.2.1. Bilanzkreisausgleich

Mit dem Bilanzkreisausgleich werden Unter- und Überdeckungen eines Bilanzkreises bezeichnet. Jeder Bilanzkreisverantwortliche ist verpflichtet seinen Bilanzkreis im Gleichgewicht (Einspeisung und Ausspeisung) zu halten. Dazu besteht die Möglichkeit, bei Prognoseabweichungen Ausgleichsenergie zu beziehen. Prinzipiell wäre es möglich eine Unterdeckung durch Gas aus einer Power-to-Gas-Anlage zu decken. Alternativ besteht jedoch die Möglichkeit am Markt den Ausgleich zu ordern. Dabei wird zwar ein Aufschlag auf den Erdgaspreis fällig, das Preisgefüge ist aktuell jedoch so niedrig, dass daraus kein wirtschaftlicher Betrieb für Power-to-Gas abgeleitet werden kann.

3.2.2. Regelenergie

Im Gassystem wird unterschieden zwischen interner und externer Regelenergie. Interne Regelenergie beschreibt dabei die Möglichkeiten, innerhalb eines Marktgebietes vorhandene Flexibilitäten zu nutzen um eine Regelabweichung auszugleichen. Als Flexibilitätsoption werden die Speicherkapazität des Netzes, der Einsatz von netzzugehörigen Speichern und die Speicherkapazität von an das betroffene Netz angrenzenden Netzen eingesetzt. Übersteigt der Bedarf die vorhandenen Flexibilitätspotenziale muss zusätzlich auf externe Regelenergie zurückgegriffen werden.

3.2.2.1. Beschreibung Interne Regelenergie

Mit interner Regelenergie werden Flexibilitäten im Gasnetz (Netzpuffer) bezeichnet. Im ersten Schritt und so lange wie möglich, werden diese internen Regelenergien genutzt um Schwankungen und Prognosefehler auszugleichen. Diese werden nicht gesondert vergütet, sondern müssen durch die Netzbetreiber kostenneutral zur Verfügung gestellt werden.

Interne Regelenergie:

- Ausgleich der Über- und Unterspeisungen der Bilanzkreise innerhalb eines Marktgebietes.
- Verantwortung und Durchführung obliegt dem Marktgebietsverantwortlichen (MGV; in Deutschland: Gaspool und NetConnect Germany)

- Die unausgeglichene Bilanz eines Gastags (Gastag beginnt um 6:00 und endet 5:59 Uhr am Folgetag) wird dem Bilanzkreis durch den MGV in Rechnung gestellt (=Ausgleichsenergiepreis).
- Der Ausgleichsenergiepreis orientiert sich an den externen Regelenergieein- und -verkäufen durch den MGV.

3.2.2.2. Beschreibung Externe Regelenergie

Sollte die interne Regelenergie zum Ausgleich nicht ausreichen wird auf externe Regelenergie zurückgegriffen. Die externe Regelenergie wird durch den MGV marktbasiert beschafft. Die anfallenden Kosten werden über die Regelenergieumlage auf die Bilanzkreise umgelegt. Anbieter für externe Regelenergie sind flexible Ein- und Ausspeisungen, Speicher und abschaltbare Kunden. Power-to-Gas Anlagen könnten als flexibler Einspeiser am Markt für externe Regelenergie mitbieten.

Externe Regelenergie:

- Kommt zum Einsatz, wenn interne Regelenergie nicht zum Bilanzausgleich im Marktgebiet ausreicht
- Beschaffung erfolgt nach Merit-Order-Liste (MOL) (siehe auch Abbildung 24)
 - MOL 1 – Regelenergiebeschaffung über die Börse (PEGAS¹⁵) im eigenen Marktgebiet
 - MOL 2 - Qualitätscharfe oder lokale Regelenergie über die Börse im eigenen Marktgebiet / Regelenergie über die Börse in angrenzenden Marktgebieten
 - MOL 3 - Regelenergie über die bilaterale Ausschreibungsplattform durch MGV (Kurzfristprodukte)
 - MOL 4 - Regelenergie über die bilaterale Ausschreibungsplattform durch MGV (Langfristprodukte / nicht-standardisierte Produkte)

Im Folgenden eine Detailbeschreibung der vierstufigen Beschaffungsreihenfolge:

MOL 1 und 2: PEGAS-Börse

- PEGAS organisiert die Abwicklung von über 90 % des deutschen Regelenergiemarktes
- Losgröße liegt bei 1 MW
- Vergütung erfolgt ohne Leistungspreis
- Produktvarianten
 - „Hour“: untertägliches Angebot (L-Gas-Netz; hauptsächlich an den L-Gas Importpunkten Vreden und Elten)
 - „Rest-Of-Day“ (RoD): Angebot zur Lieferung oder Abnahme von Gas ab einem bestimmten Zeitpunkt bis zum Ende des Gastages (Leistung 1 MW: 1 MWh bis 24 MWh am Gastag)
 - „Day“: Angebot zur Lieferung oder Abnahme von Gas über einen kompletten Gastag
- Kurzfristige (einmalige) Aufträge (Spot-Markt) und langfristige Aufträge (Future-Market)

¹⁵ PEGAS: pan-European gas platform

MOL 3: Regelenergie über die bilaterale Ausschreibungsplattform durch MGV (Kurzfristprodukte)

- Produkte: Rest-Of-Day (RoD) oder Day-Ahead (DA)
- Mindestleistung: 10 MW (größere Leistungsangebote nur als Vielfaches von 10 MW)
- Angebotsauswahl nach Arbeitspreis
- Angebotsabgabe frühestens 7 Tage vor Ende des Gastages
- Ein Pooling mehrerer Anlagen zur Erreichung der Mindestleistung ist möglich.

MOL 4: Regelenergie über die bilaterale Ausschreibungsplattform durch MGV (Langfristprodukte)

- Produkte: Hourly (nur L-Gas), Rest-Of-Day (RoD) und Day-Ahead (DA)
- Mindestleistung: 10 MW (größere Leistungsangebote nur als Vielfaches von 10 MW)
- Abruf und Vergütung nach Leistungs- und Arbeitspreis
- Angebotsannahme anhand einer Formel, die Arbeits- und Leistungspreis sowie die prognostizierte Einsatzdauer und Abrufwahrscheinlichkeit berücksichtigt.
- Abrufreihenfolge erfolgt nach Arbeitspreis
- Ein Pooling mehrerer Anlagen zur Erreichung der Mindestleistung ist möglich.
- Der Vorhaltezeitraum kann wochen-, monats-, quartals-, halbjahres- oder jahresweise sein. Im Einzelfall ist auch eine Abweichung davon möglich.

Beschaffungsrangfolge nach Zielmodell

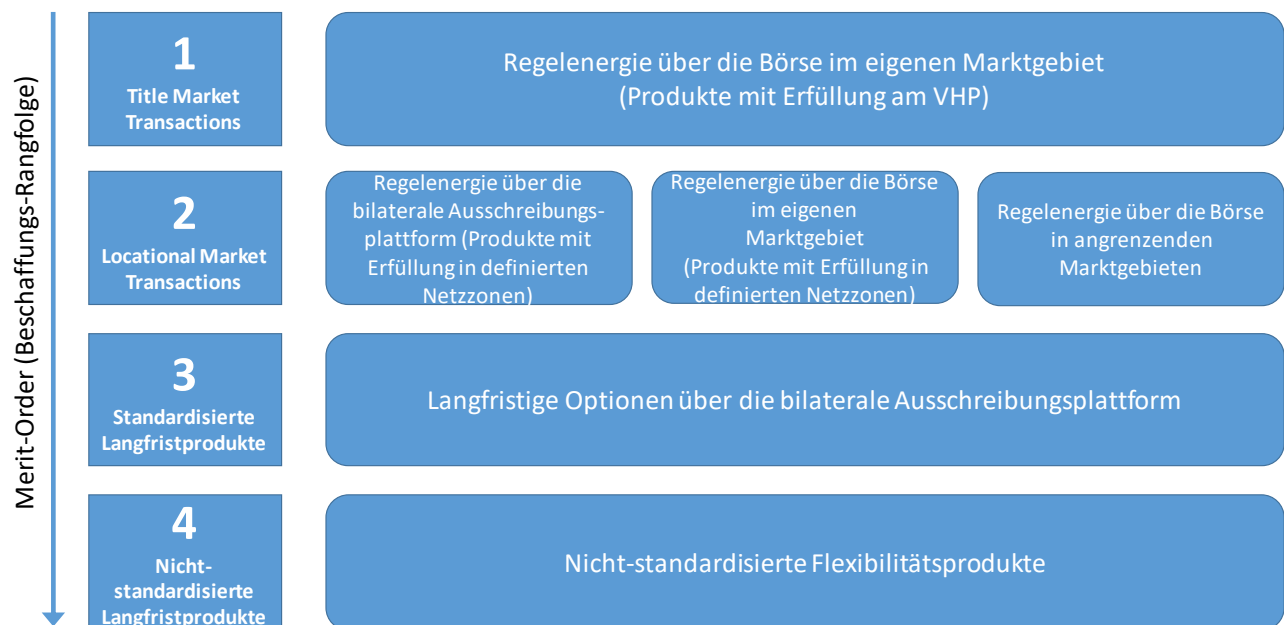


Abbildung 24: Beschaffungsrangfolge (Merit Order) für externe Regelenergie (eigene Darstellung basierend auf [49])

Wirtschaftliches Potenzial externer Regelenergie im Gasmarkt

In Abbildung 25 sind der Verlauf der energetischen Tagesmengen im externen Regelenergieausgleich und die Minima und Maxima der Preise aufgelistet. Zum einen zeigt sich eine saisonale Komponente. In den Hochsommermonaten fallen die Kosten und die Mengen deutlich geringer aus als in den kalten Wintermonaten. Dies ist nachvollziehbar, da die Gasnachfrage eine starke Temperaturabhängigkeit aufweist. Des Weiteren fällt die hohe Bandbreite zwischen den Minima und Maxima auf. Die Preise alternieren zwischen 15 und 220 €/MWh.

Abbildung 26 sind die Preise der Winterquartale nach der Höhe der Leistungspreise geordnet aufgetragen. Der Mittlere Leistungspreis liegt bei 72 €/Tag und der mittlere Arbeitspreis bei 16 €/MWh. Leistungspreis und Arbeitspreis, mit Ausnahme weniger Tage, zeigen einen gegenläufigen Verlauf. Ein niedriger Leistungspreis korreliert überwiegend mit einem etwas höheren Arbeitspreis. Das Preisniveau insgesamt ist dennoch sehr niedrig und für einen Power-to-Gas Betrieb nicht ausreichend. Die in Abbildung 27 dargestellte Abrechnungszeit „Hourly“ hat zwar einen anderen Verlauf, das Preisniveau liegt aber mit durchschnittlich 123 €/Tag und einem mittleren Arbeitspreis von 13 €/MWh in einer vergleichbaren Größenordnung.

Gesamtbetrachtung des Bedarfs an interner und externe Regelenergie

- Betrachtungszeitraum 05/2016 bis 04/2017
- Interne positive Regelenergie: 24,3 TWh (davon im Winter: 17 TWh)
- Externe positive Regelenergie: 33,52 TWh (davon im Winter: 22,19 TWh)

Gesamtbetrachtung des Arbeitspreises für externe Regelenergie

- Mittlere Vergütung: 22,3 €/MWh
- Mittlere Vergütung im Sommer: 20,82 €/MWh
- Mittlere Vergütung im Winter: 23,07 €/MWh
- Bandbreite: 8-200 €/MWh

Abbildung 25: Vergleich der Tagesmengen und Tagesmaximal- und -minimalvergütung aller Abrufe (MOL 1-4) 05/2016 - 04/2017 [50]

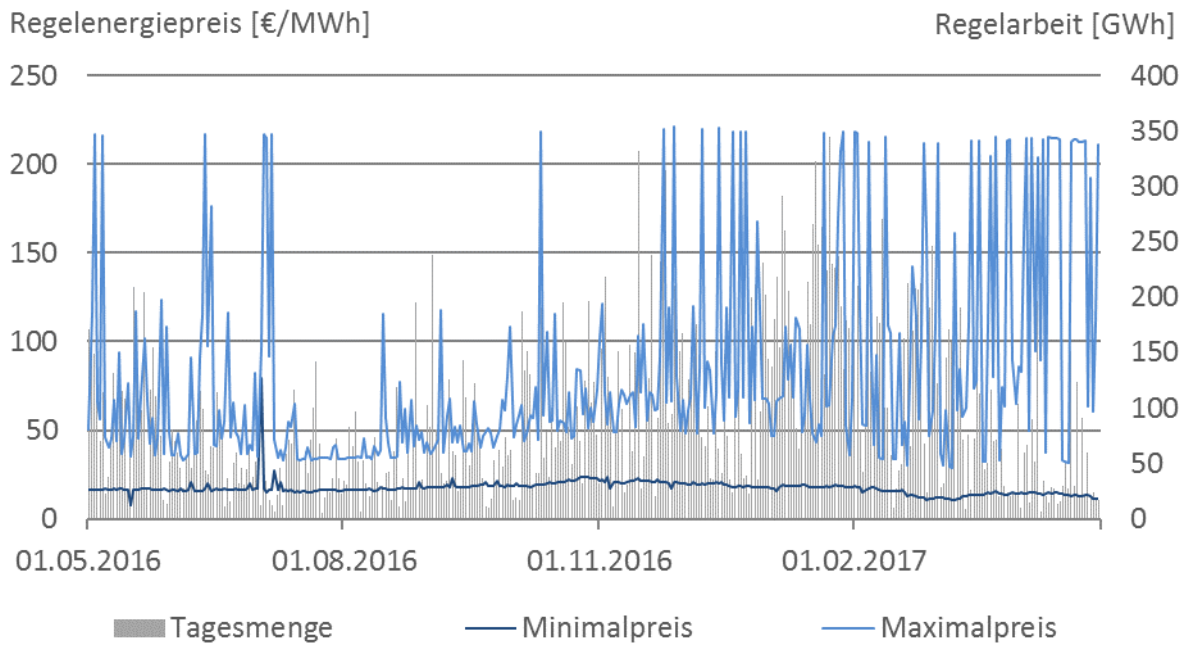


Abbildung 26: Arbeits- und Leistungspreis RoD Langzeit Q4/15 - Q1/17 (geordnet nach Leistungspreis; reine Bereitstellung, nur Winterquartale; MOL 4) [51]

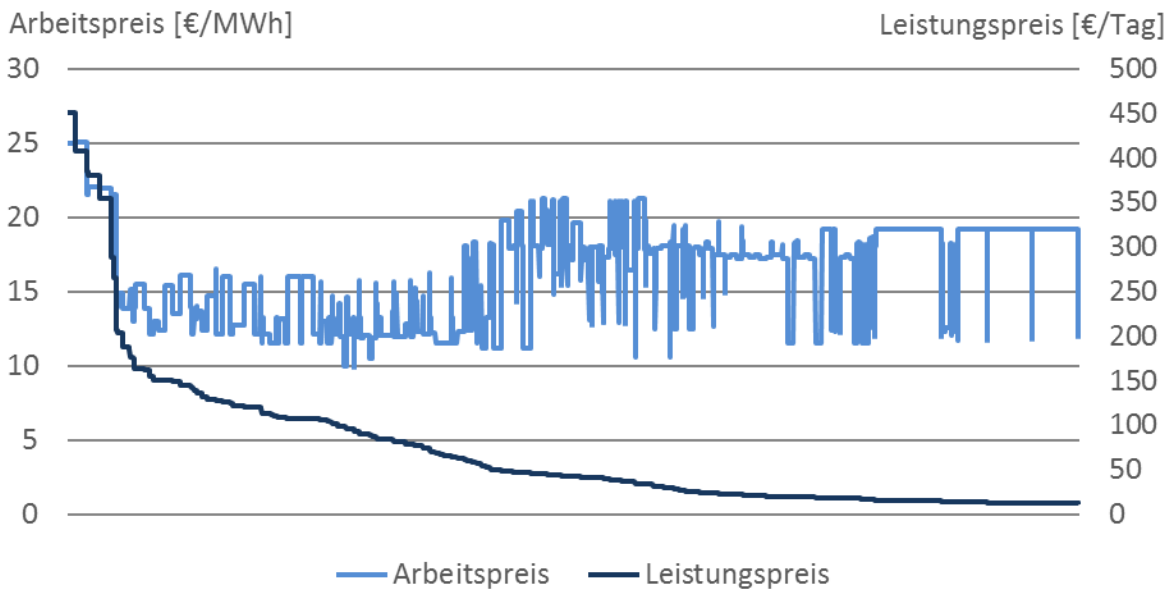
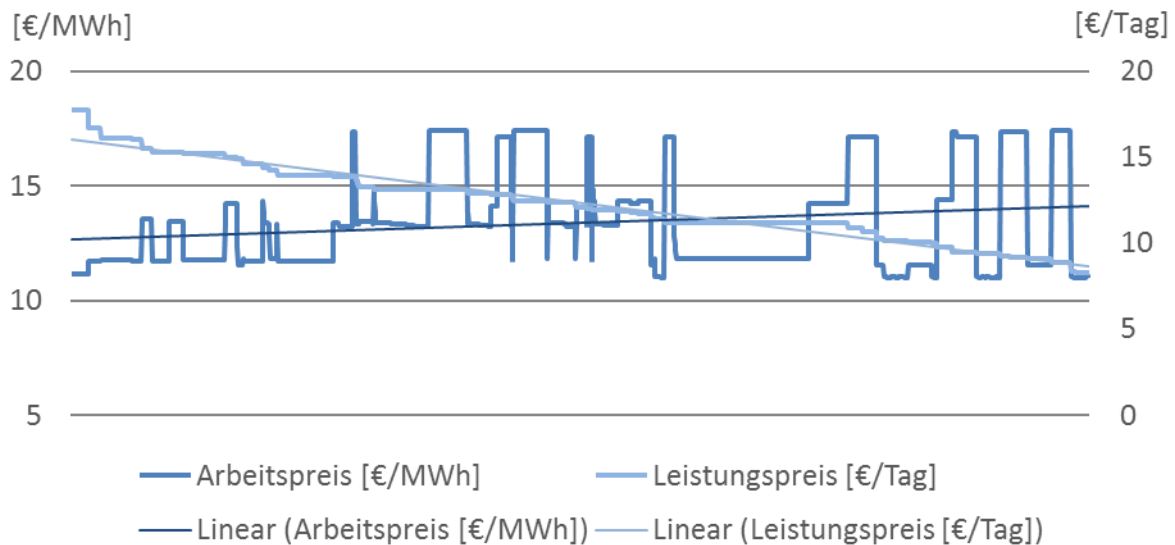


Abbildung 27: Vergleich Arbeitspreis und Leistungspreis Hourly Langzeit Q2/16 - Q1/17 (geordnet nach Leistungspreis; reine Bereitstellung; MOL 4) [51]



3.3. Vergleich der Regelenergiebedarfe Strom und Gas

Nachfolgend werden die Ergebnisse aus Kapitel 3.1 und Kapitel 3.2. zusammengeführt. Beantwortet werden soll die Frage, ob für Power-to-Gas ein technisch und wirtschaftlich interessantes Modell entsteht, wenn gleichzeitig im Strom- und Gassystem Systemdienstleistungen angeboten werden. Zum Vergleich wird die Nachfrage nach negativer sekundärer Regelenergie im Stromnetz mit dem Zukauf externer Regelenergie im Marktgebiet der Netconnect Germany gegenübergestellt. Abbildung 28 zeigt die Situation im Wintermonat Januar 2017 (obere Grafik) und im Sommermonat Juli 2016 (untere Grafik). Die blaue Kurve stellt den Bedarf negativer SRL im Strommarkt, die rote den Bedarf externer Regelenergie im Gasmarkt dar. Es zeigt sich, dass jederzeit die elektrische Regelenergie vollständig in den Gasmarkt integriert werden kann. Lediglich im Sommer gibt es vereinzelt Momente in denen keine gasseitigen Nachfragen nach Regelenergie vorliegen. Dennoch würde sich auch in diesem Moment die elektrische Regelenergie ins Gassystem integrieren lassen. Vergleicht man den gesamten, jährlichen negativen Regelenergiebedarf im Stromnetz (Zeitraum 01.05.2016 bis 30.04.2017) von rund 900 GWh (SRL und MRL) [42] mit dem Bedarf an positiver Regelenergie von rund 78.000 GWh im Gasnetz (externe und interne Regelenergie) [52, 53] zeigt sich, dass der positive Bedarf im Gasnetz, das negative Angebot im Stromnetz um mehr als das 85-fache übersteigt.

Eine Kombination der Regelenergieprodukte wäre technisch möglich, wirtschaftlich würde es aber keinen signifikanten Mehrwert bringen. Auch systemisch spielt die Verbindung der Regelenergiemärkte nur eine sehr untergeordnete Rolle. Aus der Analyse (Kapitel 3.1, Kapitel 3.2) lässt sich ableiten, dass der Bedarf an Regelenergie im Strommarkt deutlich attraktiver für Power-to-Gas ist, als im Gasmarkt. Im Strommarkt ist das Preisniveau höher und die Mengenanforderung geringer. Dies ist damit zu begründen, dass die netzeigenen Ausgleichsoptionen sehr begrenzt sind und ein hoher qualitativer Anspruch an die Ausgleichsoptionen besteht. Im Gasnetz hingegen handelt es sich um einen Mengenmarkt. Kleine, dezentrale Power-to-Gas-Anlagen zeigen keine relevante Wirkung im Gassystem.

Im Stromsystem besteht die Möglichkeit durch eine gesteuerte Anlagenfahrweise ein Geschäftsmodell positiv zu unterstützen, die Erlösoption im Gasmarkt ist, trotz des Aufpreises im

Regelmarkt gegenüber fossilem Erdgas, zu gering um einen Beitrag zur wirtschaftlichen Betriebsweise von Power-to-Gas zu leisten.

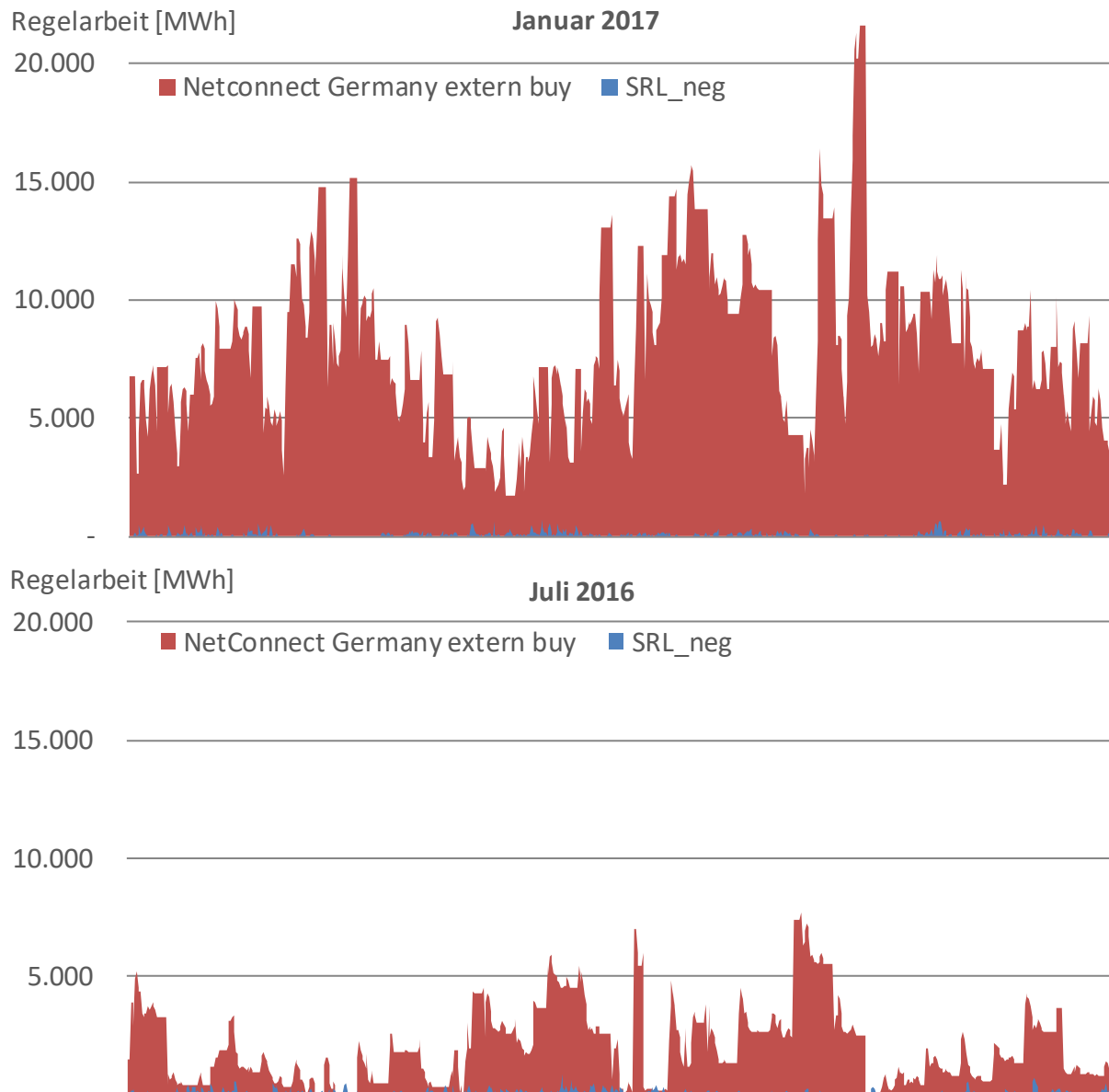


Abbildung 28: Vergleich der Abrufe positiver Regelenergie im Gasmarkt (nur Netzgebiet NetConnect Germany) und negativer Sekundärregelleistung im Strommarkt für Januar 2017 und Juli 2016 (eigene Darstellung basierend auf Daten von [42] und [52])

4. Wirtschaftliche Betrachtung von Power-to-Gas

Ein wirtschaftlicher Betrieb von Power-to-Gas in Einzelmärkten ist heute nur in Nischenanwendungen für die Industrie, die Mobilität oder als Premiumprodukte für umwelt- oder imagebewusste Gaskunden darstellbar. Daneben ist eine vielversprechende Option die Entwicklung von Multi-Use-Cases, also die parallele Nutzung mehrere Geschäftsmodellbestandteile. Zum einen können dies mehrere Absatzmärkte sein, wie zum Beispiel die Mobilität, die Industrie oder die Einspeisung ins Erdgasnetz. Zum anderen können auch Koppelprodukte wie Wärmeerzeugung oder Sauerstoff zusätzlich vermarktet werden. Ein dritter Baustein könnte durch die Erbringung von Systemdienstleistungen dargestellt werden. Kapitel 4 beschreibt und analysiert die möglichen Bestandteile von Multi-Use-Anwendungen.

Kurzüberblick Kapitel 4

- Die Energiemärkte (Kraftstoffmarkt, Industrie, Netzeinspeisung, Stromspeicherung) unterscheiden sich einerseits in der Mengen- und Preisstruktur, andererseits in den regulatorischen Rahmenbedingungen. So bietet der Verkehrssektor für Wasserstoff die höchsten Erlöspotenziale, jedoch nur geringe Absatzmengen, die Stromspeicherung nur einen geringen Preisspread, dafür aber ein ausgestaltetes regulatorisches Umfeld.
- Power-to-Gas hat als systemdienliche Flexibilitätsoption vor allem im Stromsystem Chancen, zusätzliche Erlöse zu erwirtschaften.
- Einflussfaktoren zur weiteren Verbesserung des wirtschaftlichen Betriebs bestehen in einer technologischen Weiterentwicklung (Steigerung der Effizienz, Senkung der Investitionskosten), einer ordnungsrechtlichen Klassifikation mit Bezug zur Sektorenkopplung oder der Internalisierung externer Kosten fossiler Energieträger zur Aufwertung der grünen Gaseigenschaft.

4.1. Analyse der Erlösmöglichkeiten für Power-to-Gas

4.1.1. Absatzmärkte Wasserstoff und Erdgas

Power-to-Gas wird in unterschiedlichen Kontexten diskutiert. So kann der erzeugte chemische Energieträger als Kraftstoff im Verkehrssektor oder als Grundstoff in der chemischen Industrie genutzt oder ins Erdgasnetz (Stromspeicherung, SNG-Kraftstoff, Wärmemarkt) eingespeist werden. Jeder dieser Märkte weist Unterschiede im Erlöspotenzial und der Nachfragemenge (Bedarfsmenge) auf. Um eine „Merit-Order“ für Power-to-Gas, also eine Erlöspotenzialkurve ableiten zu können wurden die einzelnen Absatzmärkte analysiert und Annahmen über die Entwicklung in den Szenarien abgeleitet. In Summe bilden sich sechs Teilmärkte:

- Wasserstoffmobilität: Verkehr H₂,
- Erdgasmobilität: Verkehr CH₄ / SNG,
- Direktnutzung Industrie H₂,
- Direktnutzung Industrie CH₄ / SNG,
- Einspeisung ins Erdgasnetz als Biogas-Substitut H₂,
- Einspeisung ins Erdgasnetz als Biogas-Substitut CH₄ / SNG).

Die Analyse der Absatzmärkte stützt sich auf [38]. Hier werden die Wasserstoffpotenziale für Baden-Württemberg im Fokus bis 2030 analysiert. Die Untersuchung schließt den Verkehrssektor inkl. des Lastverkehrs, den ÖPNV mit Bussen und den Schienenverkehr (Substitution von Dieseltriebzügen durch Brennstoffzellentriebzüge) ein.

Der Kraftstoffmarkt zeigt unter den aktuellen Rahmenbedingungen den attraktivsten Absatzmarkt für Elektrolysegase (Höhe des spezifischen Erlöspotenzials). Unterscheiden lassen sich die direkte Kraftstoffnutzung (Wasserstoffmobilität) und eine Substitution von fossilem Erdgas (Erdgasmobilität), wobei die Wasserstoffmobilität wirtschaftlich besonders attraktiv ist. Auf Grund einer bisher nur geringfügigen Marktverfügbarkeit von Brennstoffzellen-Fahrzeugen besteht jedoch nur ein geringes Marktvolumen (Absatzmenge). Eine Abschätzung der Entwicklung der Zulassungszahlen wird in [38] getroffen. Diese für Baden-Württemberg ermittelten Potenziale werden auf Deutschland hochgerechnet und in das Jahr 2050 projiziert (Tabelle 17).

Annahmen

Tabelle 17: Annahmen zu den Absatzmärkten für Power-to-Gas-Gase (Hochrechnung Deutschland)

Teilmärkte / Nutzungspfade	2030	2050
Wasserstoffmobilität (Anzahl Brennstoffzellenfahrzeuge)	500.000	8.000.000
Wasserstoff Direktnutzung in der Industrie (Anteil Wasserstoff am Primärenergieverbrauch)	1%	10%
Wasserstoff Einspeisung ins Erdgasnetz als Biogas-Substitut (Anteil Wasserstoff am Erdgasbedarf)	5%	15%
SNG Direktnutzung in der Industrie (CH ₄) (Anteil SNG am Erdgasbedarf)	3%	10%
Erdgasmobilität (Anzahl CNG-Fahrzeuge)	100.000	4.000.000
SNG Einspeisung ins Erdgasnetz als Biogas-Substitut	Unbegrenzt / Aufnahme Restmenge	

In der Wasserstoffmobilität wird ein Preisäquivalent bezogen auf den gefahrenen Kilometer zu fossilen Treibstoffen angestrebt. Da der Wirkungsgrad im Fahrzeug deutlich höher liegt (Brennstoffzelle > 50% ggü. Verbrennungskraftmaschine < 30%) dürfen die Energiepreise für den Endkunden oberhalb der heutigen Kraftstoffpreise liegen (aktueller Abgabepreis an Tankstellen: 9 €/kg H₂ → 27,3 €Cent/kWh vs 1,30 €/l Benzin → 14,4 €Cent/kWh). In den 27,3 €Cent/kWh sind Distribution, Marketing, Marge etc. enthalten. Daher werden als Bezugs-kosten für die Energie ca. 50 % des Abgabepreises kalkuliert.

Der eMethan-Bedarf im Verkehr (CH₄-Verkehr) wird im konservativen Szenario bis 2030 anhand des heutigen Bedarfs abgeschätzt. Dazu wird ein Anteil von rund 10 % Power-to-Gas-Methan als Zumischung zum fossilen Erdgas angenommen. Dies entspricht geschätzt einer elektrischen Aufnahme von 125 GWh pro Jahr. Im konservativen Fall wird erwartet, dass sich Erdgas als Energieträger im Verkehr nicht weiter durchsetzt, maximal stagniert. Gleichzeitig steigt der Anteil an Wasserstoff im Verkehrssektor und verdrängt Erdgas / eMethan weitestgehend. Daher wird für das konservative Szenario 2050 kein eMethan im Verkehr erwartet. Im ambitionierten Szenario ist hingegen eine nahezu vollständige Dekarbonisierung des Verkehrssektors notwendig. Das UBA schreibt dazu „Bei einem Gesamtziel von 80 % bis 2050

über alle Sektoren kann es ausreichen, dass der Verkehr seine Emissionen um 60 % bis 80 % reduziert. Bei einem Gesamtziel von 95 % muss der Verkehr praktisch vollständig dekarbonisieren“ [54]. Wasserstoff wird wiederum nicht den ganzen Verkehr dekarbonisieren können (Herausforderungen im Langstreckenschwerlast und Luftverkehr), weswegen zusätzlich kohlenstoffhaltige Energieträger (eMethan) zum Einsatz kommen.

Der Verkaufserlös für die anderen Absatzmärkte wird konstant mit 70 €/MWh angenommen. Als Benchmark wird hier der aktuelle Biogaspreis herangezogen. Auf Grund unterschiedlicher Annahmen zu Wirkungsgraden (H₂ / CH₄), Investitionskosten (Elektrolyse mit/ohne Methanisierung) ergeben sich auch bei gleichem Verkaufserlös Unterschiede in der Kostenstruktur, was sich wiederum auf den Strombezugspreis auswirkt. Tabelle 18 zeigt die Übersicht zu Grenzkosten und Verkaufserlösen.

Tabelle 18: Annahmen zum Grenzkostenpreis Strom und den Verkaufserlösen in den Teilmärkten

Teilmärkte / Nutzungspfade	Grenzkostenpreis Strom [€/MWh] ¹⁶	Verkaufserlös [€/MWh]
Wasserstoffmobilität	95	135
Wasserstoff Direktnutzung in der Industrie	52	70
Wasserstoff Einspeisung ins Erdgasnetz als Biogas-Substitut	46	70
SNG Direktnutzung in der Industrie (CH ₄)	39	70
Erdgasmobilität	32	70
SNG Einspeisung ins Erdgasnetz als Biogas-Substitut	32	70

Tabelle 19 zeigt die abgeleiteten, für die Szenarien ermittelten Strombedarfe zur Deckung der abgeschätzten Elektrolysegase-Nachfrage. Der Bedarf pro Absatzmarkt wird, wie beschrieben, anhand von Annahmen zur Durchdringung (Fahrzeugzahlen, Anteilige Substitution Energieverbräuche Industrie etc.) ermittelt.

¹⁶ Der Grenzkostenpreis Strom [€/MWh] gibt an, bis zu welchem maximalen Strombezugspreis (inkl. Steuern / Abgaben) Strom bezogen werden kann, um noch einen Deckungsbeitrag beim Verkauf des erzeugten Gases zum Verkaufserlöspreis zu erzielen.

Im Grenzkostenpreis sind Annahmen zu: Investitionskosten, Lebenserwartung, Auslastung, Betrieb, Wartung und Instandhaltung, Wirkungsgrad berücksichtigt.

Tabelle 19: Energiebedarf in den Teilmärkten / Nutzungspfaden (Deutschland)

Teilmärkte / Nutzungspfade Energieabsatz [GWh]	Konservatives Szenario		Ambitioniertes Szenario	
	2030	2050	2030	2050
Wasserstoffmobilität	600	12.000	3.000	48.000
Wasserstoff Direktnutzung in der Industrie	1.602	4.450	4.450	44.502
Wasserstoff Einspeisung ins Erd- gasnetz als Biogas-Substitut	4.599	7.664	7.664	22.993
SNG Direktnutzung in der Industrie (CH ₄)	1.082	3.245	3.245	10.817
Erdgasmobilität	125	---	1.250	50.000
SNG Einspeisung ins Erdgasnetz als Biogas-Substitut	993	2.641	40.391	152.688

Für jedes Szenario gibt es zudem ein Gesamtabsatzpotenzial, abgeleitet von der installierten Power-to-Gas-Leistung (1,5 GW in 2030 bis 110 GW in 2050) und zu erwartenden Volllaststundenzahlen für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb (in 2030 6.000 h; in 2050 3.000 h). Die Lücke zwischen Absatzpotenzial, ermittelt aus Kraftstoffmarkt und Industrienachfrage, und erzeugter Menge auf Grund installierter Leistung und Volllaststundenzahl ergibt das Absatzpotenzial von SNG-Biogas. Eine Einspeisung von SNG-Biogas (eMethan) ist in unbegrenztem Maße ins Erdgasnetz möglich und wird somit nicht durch technische Restriktionen vermindert. Zudem findet sich SNG-Biogas am Ende der Merit-Order und bietet so die Möglichkeit „Restmengen“ zu verwerten.

Anhand der Ergebnisse wird für jedes Szenario eine Merit-Order gebildet (s. Tabelle 20 - Tabelle 23), in der der Grenzkostenpreis für Strom über die Anlagenleistung aufgetragen wird.

Ein Aspekt, der in der Untersuchung nicht abgebildet werden konnte, ist, dass eine Power-to-Gas-Anlage häufig nicht für einen bestimmten Markt errichtet wird, sondern bestenfalls parallel auf mehreren (allen) Märkten agiert. Daher ist eine detaillierte Aussage zur Leistungsaktivierung für einzelne Anlagen oder die Anlagenleistung im Netzknoten nicht möglich.

Die Ergebnisse der Analyse zur Wirtschaftlichkeit werden in tabellarischer und grafischer Form wiedergegeben. In den Grafiken wird die Merit-Order der einzelnen Absatzwege dargestellt. Der angegebene Strompreis zeigt dabei den Grenzpreis, unterhalb dessen die Anlage die Möglichkeit bietet einen Deckungsbeitrag zu erwirtschaften. Die Menge gibt das Absatzpotenzial / die Nachfrage an. Nach Ausschöpfung des Potenzials wird, bei weiterem günstigem EE-Angebot, die darauffolgende Preisstufe beliefert werden.

Im konservativen Szenario 2030 stellt sich im Verkehr und der Industrie nur ein geringer Absatzmarkt ein, der überwiegende Teil des Wasserstoffs wird ins Erdgasnetz eingespeist. Dabei zeigt sich, dass das Erdgasnetz eine ausreichende Aufnahmekapazität aufweist und annähernd die Hälfte als Wasserstoff eingespeist werden kann.

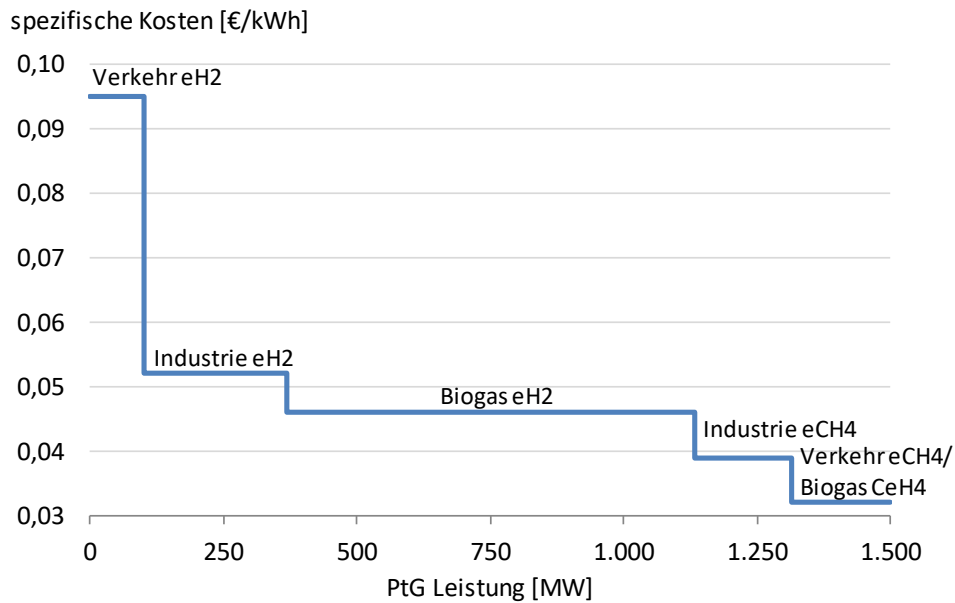


Abbildung 29: Merit-Order PtG-Strompreise nach Produkten im konservativen Szenario 2030

Tabelle 20: Merit Order Power-to-Gas (eH2 / eCH4) - konservatives Szenario 2030 (1,5 GW)

Konservativ 2030	Leistung [MW]	Energiemenge [GWh/Jahr]	Aktivierungsstrompreis [€/kWh]
Verkehr eH2	100	600	0,095
Industrie eH2	267	1.602	0,052
Biogas eH2	766	4.599	0,046
Industrie eCH4	180	1.082	0,039
Verkehr eCH4	21	125	0,032
Biogas eCH4	165	993	0,032

Bis 2050 wird eine deutliche Nachfragesteigerung aus dem Verkehrssektor erwartet, letztlich können rund 80% der Erzeugungsleistung als direkte Wasserstoffnutzung ausgelegt werden. Lediglich ein geringer Anteil von 20% wird methanisiert.

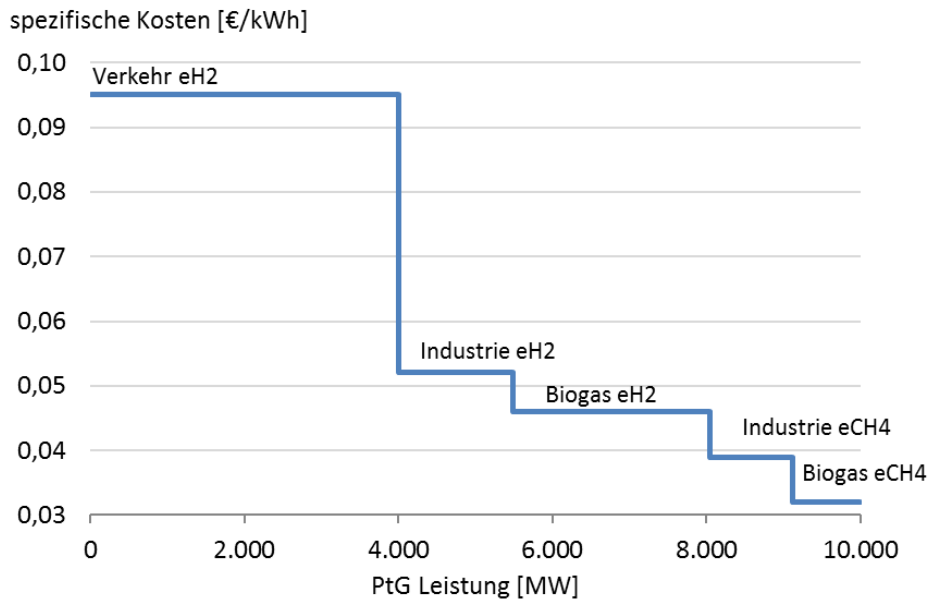


Abbildung 30: Merit-Order PtG-Strompreise nach Produkten im konservativen Szenario 2050

Tabelle 21: Merit Order Power-to-Gas (eH2 / eCH4) - konservatives Szenario 2050 (10 GW)

Konservativ 2050	Leistung [MW]	Energiemenge [GWh/Jahr]	Aktivierungsstrompreis [€/kWh]
Verkehr H2	4.000	12.000	0,095
Industrie H2	1.483	4.450	0,052
Biogas H2	2.555	7.664	0,046
Industrie CH4	1.082	3.245	0,039
Verkehr CH4	0	-	0,032
Biogas CH4	880	2.641	0,032

Im ambitionierten Szenario 2030 wird zwar eine deutlich gestiegene H₂-Nachfrage im Verkehr erwartet, dennoch werden die Absatzmärkte für direkte Wasserstoffnutzung bei weitem überschritten. Eine ergänzende Methanisierung ist erforderlich um die Energie ins System eintragen zu können.

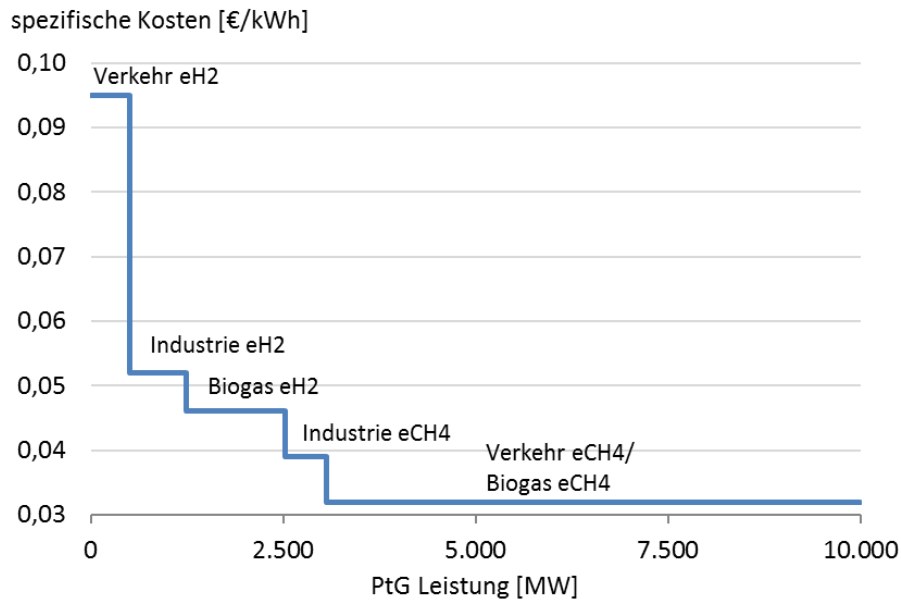


Abbildung 31: Merit-Order PtG-Strompreise nach Produkten im ambitionierten Szenario 2030

Tabelle 22: Merit Order Power-to-Gas (eH2 / eCH4) - ambitioniertes Szenario 2030 (10 GW)

Ambitioniert 2030	Leistung [MW]	Energiemenge [GWh/Jahr]	Aktivierungsstrompreis [€/kWh]
Verkehr H2	500	3.000	0,095
Industrie H2	742	4.450	0,052
Biogas H2	1.277	7.664	0,046
Industrie CH4	541	3.245	0,039
Verkehr CH4	208	1.250	0,032
Biogas CH4	6.732	40.391	0,032

Bis 2050 steigt die erwartete Nachfrage aus direkter Wasserstoffnutzung stark an, gleichzeitig steigt aber auch das Erzeugungspotenzial an. Auch in diesem Szenario wird die Wasserstoff-einspeisekapazität überschritten und eine Methanisierung erforderlich.

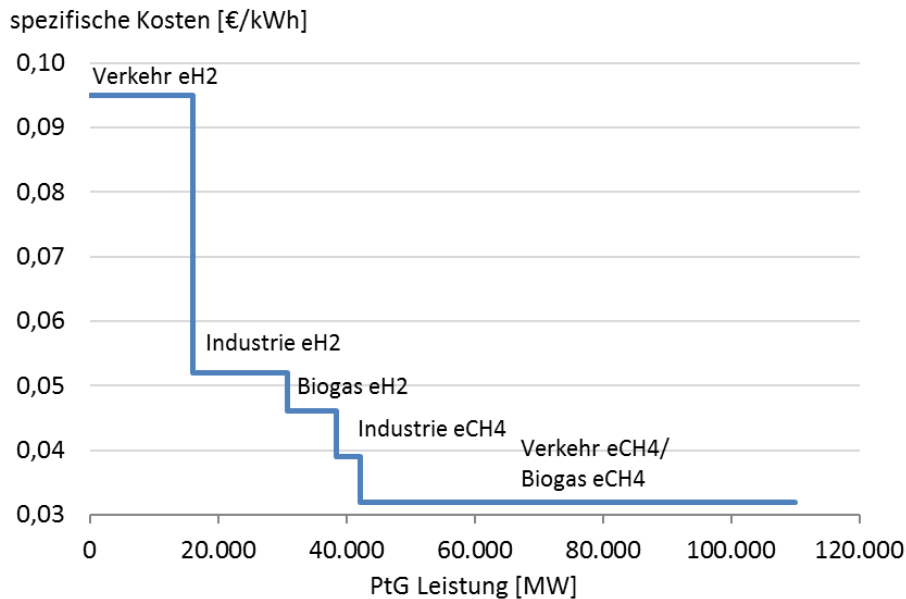


Abbildung 32 Merit-Order PtG-Strompreise nach Produkten im ambitionierten Szenario 2050

Tabelle 23: Merit Order Power-to-Gas (eH2 / eCH4) - ambitioniertes Szenario 2030 (110 GW)

Ambitioniert 2050	Leistung [MW]	Energiemenge [GWh/Jahr]	Aktivierungsstrompreis [€/kWh]
Verkehr H2	8.000	48.000	0,095
Industrie H2	7.417	44.502	0,052
Biogas H2	3.832	22.993	0,046
Industrie CH4	1.803	10.817	0,039
Verkehr CH4	8.333	50.000	0,032
Biogas CH4	25.615	153.688	0,032

4.1.2. Systemdienstleistungsmarkt Strom

Von den in Abschnitt 3.1.2 dargestellten SDL-Arten kann auf Basis heutiger durchschnittlicher Leistungspreise eine erste Einschätzung zu den Erlösoptionen für PRL, SRL, MRL sowie abschaltbare Lasten erfolgen. Zur Herstellung der Vergleichbarkeit werden die Preise dabei jeweils ins Verhältnis zum jeweiligen Bereitstellungszeitraum gesetzt (bspw. wird der Preis für PRL auf den Angebotszeitraum von einer Woche (=168 h) bezogen).

Die Gegenüberstellung der durchschnittlichen Leistungspreise in Abbildung 33 und Abbildung 34 verdeutlicht, dass PRL mit rund 15 €/MW*h im Jahr 2017 mit Abstand die höchsten Erlösmöglichkeiten aus der Leistungsbereitstellung bietet. Positive SRL liegt an zweiter Stelle mit 2,50 €/MW*h. Die Leistungspreise negativer SRL liegen bei 0,17 €/MW*h (HT) bzw. 1,20 €/MW*h (NT) und bewegen sich damit auf einem ähnlichen Niveau wie die Preise negativer MRL (0,48 bis 1,63 €/MW*h). Die Leistungspreise positiver MRL lagen 2017 nahezu bei 0 €/MW*h (0,00 €/MW*h Zeitraum von 0 bis 4 Uhr bis 0,30 €/MW*h Zeitraum von 16 bis 20 Uhr).

Ø Leistungspreis pro Stunde [€/MW*h]

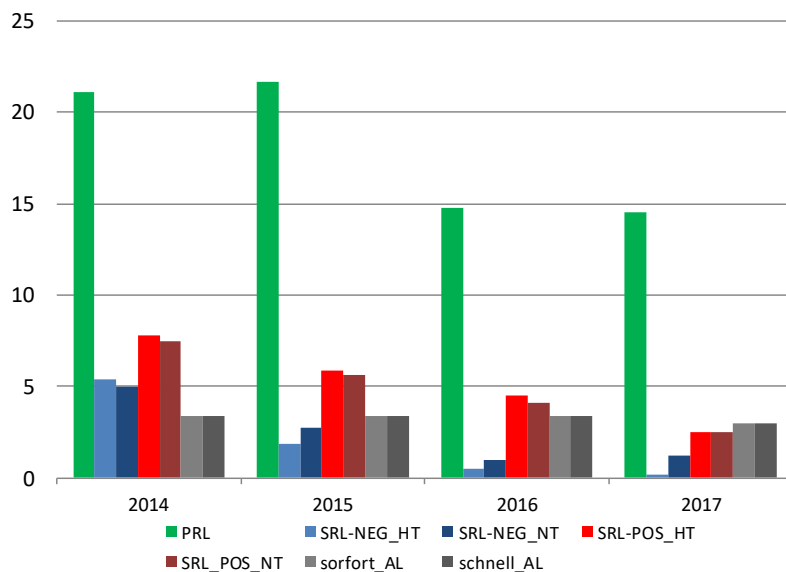


Abbildung 33: Durchschnittliche Leistungspreise für PRL, SRL und abschaltbare Lasten in den Jahren 2014 bis 2017 (eigene Auswertung basierend auf Daten von [42])

Ø Leistungspreis pro Stunde [€/MW*h]

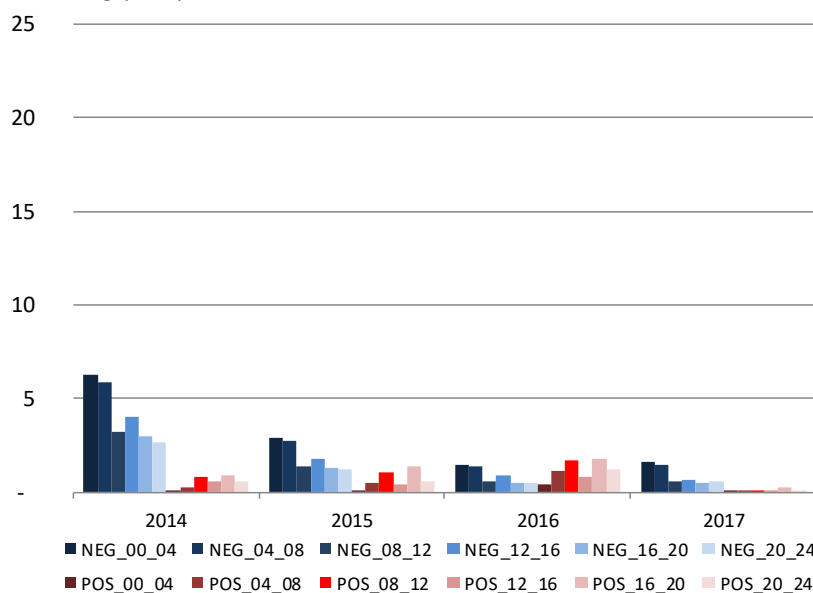


Abbildung 34: Durchschnittliche Leistungspreise für MRL in den Jahren 2014 bis 2017 (eigene Auswertung basierend auf Daten von [42])

Für die Betrachtung potenzieller Erlöse aus Arbeitspreisen muss eine Reihe von Annahmen getroffen werden, da diese wesentlich von der Fahrweise der Anlage und den jeweiligen Opportunitätskosten im Abruffall abhängen. Diese sind ausschlaggebend für den angebotenen Arbeitspreis und die daraus folgende Abrufhäufigkeit. Bei den nachfolgenden Betrachtungen wird die Fahrweise der Anlagen stark vereinfachend wie folgt angenommen:

- Negative Regelleistung: Anlage läuft im Normalzustand mit 50 % der Nennleistung und wird im Abruffall auf 100 % hochgefahren.

- Positive Regelleistung: Anlage läuft im Normalzustand mit 100 % der Nennleistung und wird im Abruffall in den Stand-by-Betrieb heruntergefahren.

Annahmen zu den Opportunitätskosten der Anlagen im Abruffall sind stark einzelfallabhängig, weswegen die nachfolgenden Betrachtungen in Abhängigkeit des angebotenen Arbeitspreises erfolgen. Einflussfaktoren bei negativer Regelleistung sind u.a. die Kosten für eine Fahrweise mit verringerter Leistung und die Höhe des Strompreises im Normalbetrieb. Bei positiver Regelleistung sind u.a. entgangene Erlöse, sonstige Kosten für das Abschalten und wieder Anfahren der Anlage und ebenfalls die Höhe des Strompreises im Normalbetrieb relevant.

Abbildung 35 zeigt die Abrufhäufigkeiten für negative und positive Sekundärregelleistung der Jahre 2014 bis 2017 in Abhängigkeit des gebotenen Arbeitspreises. Dabei wird deutlich, dass die Abrufhäufigkeit wesentlich über den gebotenen Arbeitspreis gesteuert werden kann. Gleichzeitig gibt es Bereiche, in denen eine Erhöhung des Arbeitspreises, keinen oder nur einen geringen Einfluss auf die Häufigkeit der Abrufe hat.

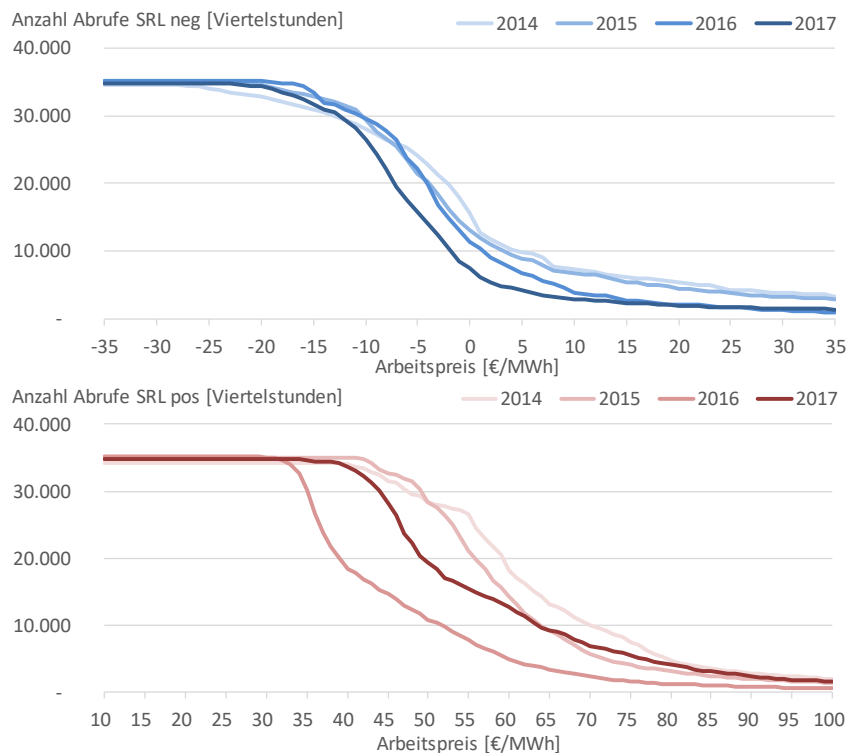


Abbildung 35: Abrufhäufigkeit von positiver und negativer SRL der Jahre 2014 bis 2017 in Abhängigkeit des Arbeitspreises (eigene Auswertung basierend auf Daten von [42])

In Abbildung 36 sind die potenziellen Arbeitspreiserlöse aus Sekundärregelleistung einer 5 MW Power-to-Gas-Anlagen in den Jahren 2014 bis 2017 dargestellt ¹⁷. Den negativen Erlösen bei negativer SRL resultieren aus Arbeitspreisen unter 0 €/MWh, die bei Verbrauchsanlagen wie Power-to-Gas dann sinnvoll sind, wenn der Arbeitspreis in der Regelleistung geringer ist, als der normale Strombezugspreis. Den negativen Preisen sind folglich die vermiedenen Strombezugskosten gegenüber zu stellen.

¹⁷ Annahme: Bei Abrufen > 5 MW (pos. SRL) bzw. > 2,5 MW (neg. SRL) wird die Anlage immer mit der vollständigen angebotenen Leistung (5 MW bzw. 2,5 MW) abgerufen

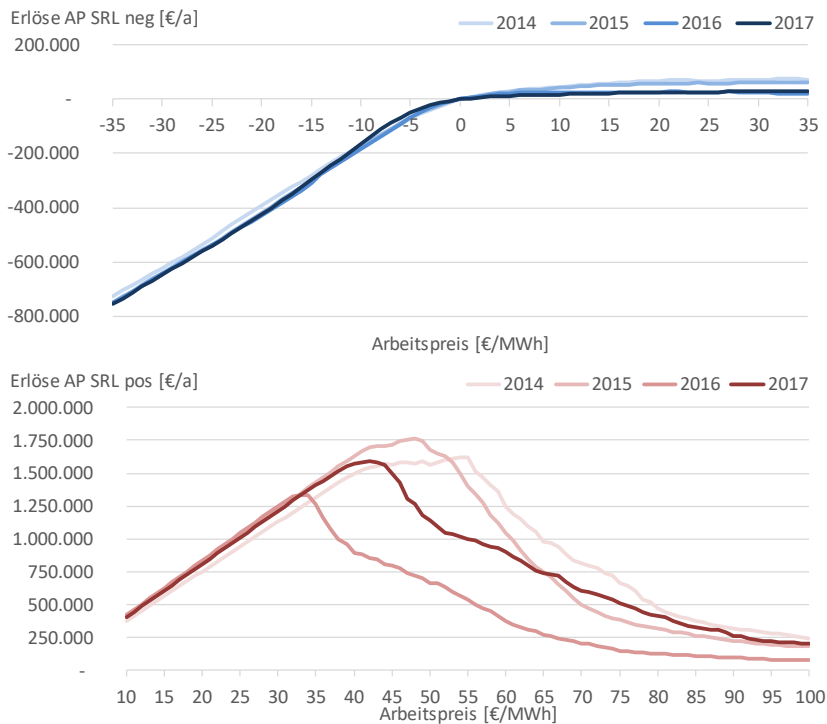


Abbildung 36: Potenzielle Arbeitspreiserlöse einer 5 MW Power-to-Gas-Anlage durch negative und positive SRL in den Jahren 2014 bis 2017 in Abhängigkeit des Arbeitspreises (eigene Auswertung basierend auf Daten von [42])

Für die Betrachtung der MRL-Erlöse wurden die gleichen Annahmen wie bei SRL getroffen. Bei Betrachtung der Abrufhäufigkeiten (Abbildung 37) wird die insgesamt deutlich geringere Anzahl an Abrufen in der Minutenreserve deutlich.

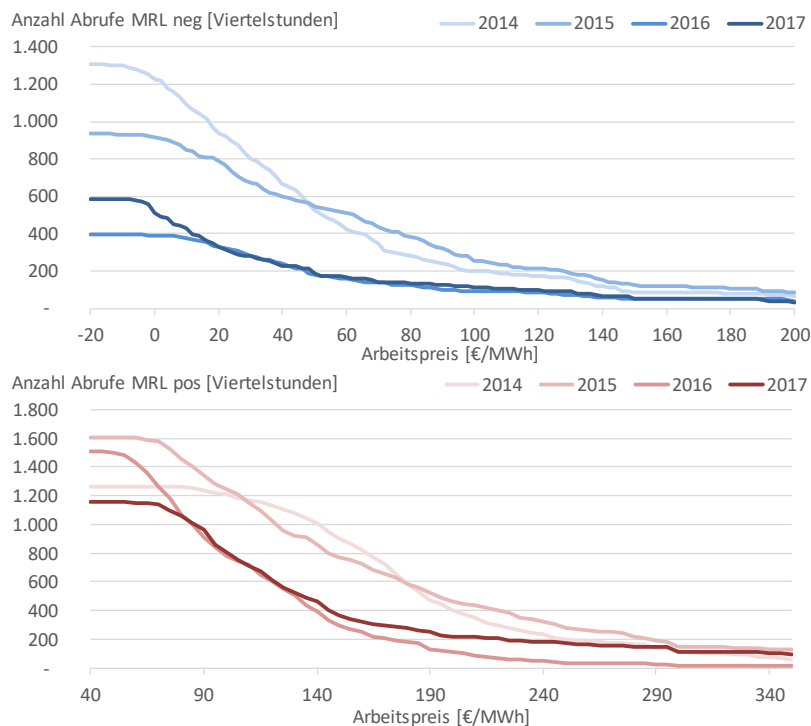


Abbildung 37: Abrufhäufigkeit von positiver und negativer MRL der Jahre 2014 bis 2017 in Abhängigkeit des Arbeitspreises (eigene Auswertung basierend auf Daten von [42])

Die unter den getroffenen Annahmen erzielbaren Erlöse einer 5 MW Power-to-Gas-Anlage (Abbildung 38) sind bei gleichen Arbeitspreisen aufgrund der geringen Abrufhäufigkeit im Vergleich zur SRL deutlich niedriger. Zudem fällt auf, dass die Punkte mit maximalem Erlös z.T. deutlich weniger ausgeprägt sind, so dass die Festlegung des genauen Arbeitspreises in vielen Bereichen für die Summe der Erlöse weniger sensitiv ist.

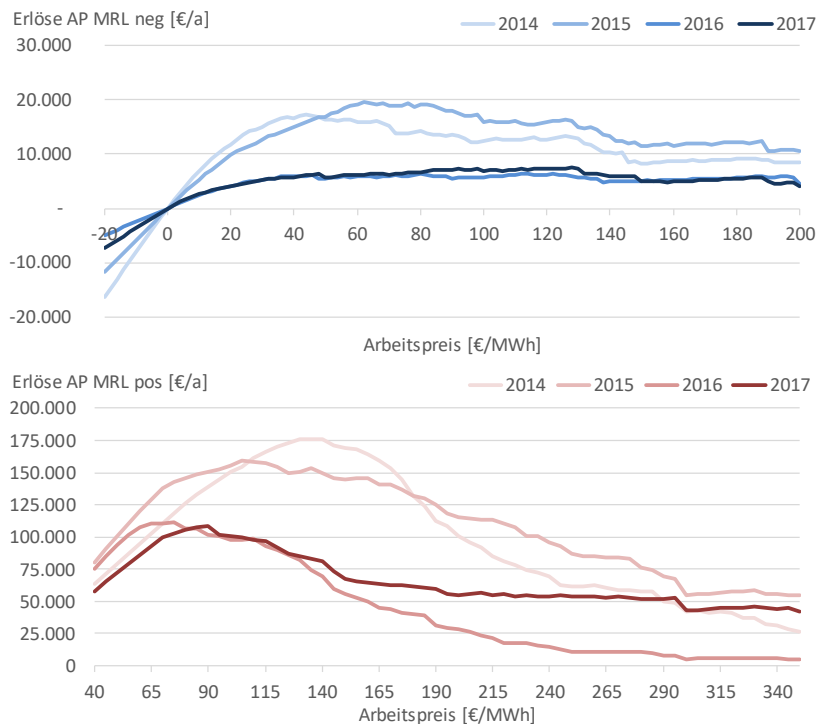


Abbildung 38: Potenzielle Arbeitspreiserlöse einer 5 MW Power-to-Gas-Anlage durch negative und positive MRL in den Jahren 2014 bis 2017 in Abhängigkeit des Arbeitspreises (eigene Auswertung basierend auf Daten von [42])

4.2. Ökonomische Rahmenbedingungen und Teilnahme an mehreren Märkten

4.2.1. Ökonomischen Rahmenbedingungen

Die Power-to-Gas-Technologie lässt sich aktuell nur unter wenigen, bestimmten ökonomischen Rahmenbedingungen wirtschaftlich betreiben. Abbildung 39 zeigt in einer vereinfachten Darstellung die betriebsstundenabhängige Erzeugungskostenkurve für Power-to-Gas. Trotz der Vereinfachungen lässt sich die Problematik der Erzeugungskosten gut darstellen. Bei wenigen Nutzungsstunden treten hohe Fixkosten für die Investition der Anlage in den Vordergrund. Erst mit zunehmender Anzahl an Vollaststunden beginnt die Kurve sich den variablen Kostenbestandteilen (v.a. Energiekosten) asymptotisch anzunähern.

Durch eine Erhöhung des Wirkungsgrades, bzw. der Senkung der Investitionskosten verschiebt sich die blaue Kurvenschar nach links unten (Pfeil a).

Der grüne Balken zeigt den wirtschaftlichen Benchmark für Biogas an, der braune Balken den Benchmark für fossiles Erdgas. Es ist ersichtlich, dass erst eine lange Laufzeit (ab 2.000 h/a) die Erzeugungskosten in den Bereich des Biogases eintreten lässt. Eine Hebung zusätzlicher

Kostensenkungspotenziale zur Erreichung verminderter Investitionskosten und / oder die Steigerung des Wirkungsgrades ermöglichen dann eine weitere Steigerung der Konkurrenzfähigkeit mit bestehenden Biogasanbietern.

Um mit fossilem Erdgas in den Wettbewerb treten zu können müsste dieses signifikant verteuert werden (Pfeil b). Hier könnte eine CO₂-Abgabe ein wirksames Instrument darstellen. Eine detaillierte Untersuchung ist jedoch nicht Bestandteil der Ausarbeitung und wird daher nicht weiter ausgeführt.

Der dritte Einfluss auf die Erzeugungskosten findet sich in den Steuern und Abgaben beim Strombezug (Pfeil c). Unter den heutigen Rahmenbedingungen ist der Betrieb einer Power-to-Gas-Anlage als Letztverbraucher klassifiziert. Dadurch wird der Strombezug, egal ob systemdienlich oder nicht, mit den Letztverbraucherabgaben belastet (u. a. Stromsteuer, EEG-Umlage, KWK-Abgabe). An diesen rechtlichen Vorgaben müsste sich etwas ändern, wenn Power-to-Gas als reale Option ins Energiesystem aufgenommen werden soll.

Wirtschaftliche Betrachtung unter heutigen Rahmenbedingungen:

- Reale Investitionskosten liegen noch deutlich über dem geplanten Zielkostenniveau.
- Effizienzpotenziale sind noch nicht ausgeschöpft (z. B. wärmeseitige Einbindung).
- Ein Wechsel von Einzel- zur Serienfertigung ist nötig um Lernkurven zu durchlaufen und Investitionskosten zu senken.
- Aktuelle Abgaben- und Entgeltbelastung ist nicht auf eine Sektorkopplung ausgelegt. Eine Abbildung der Komplexität von Power-to-Gas im Ordnungsrahmen fehlt.
- Teilnahme an unterschiedlichen Märkten (Gasvertrieb, Wärmebereitstellung, Systemdienstleistung) bietet Möglichkeit das Geschäftsmodell zu stärken (siehe Kapitel 4.2.2).

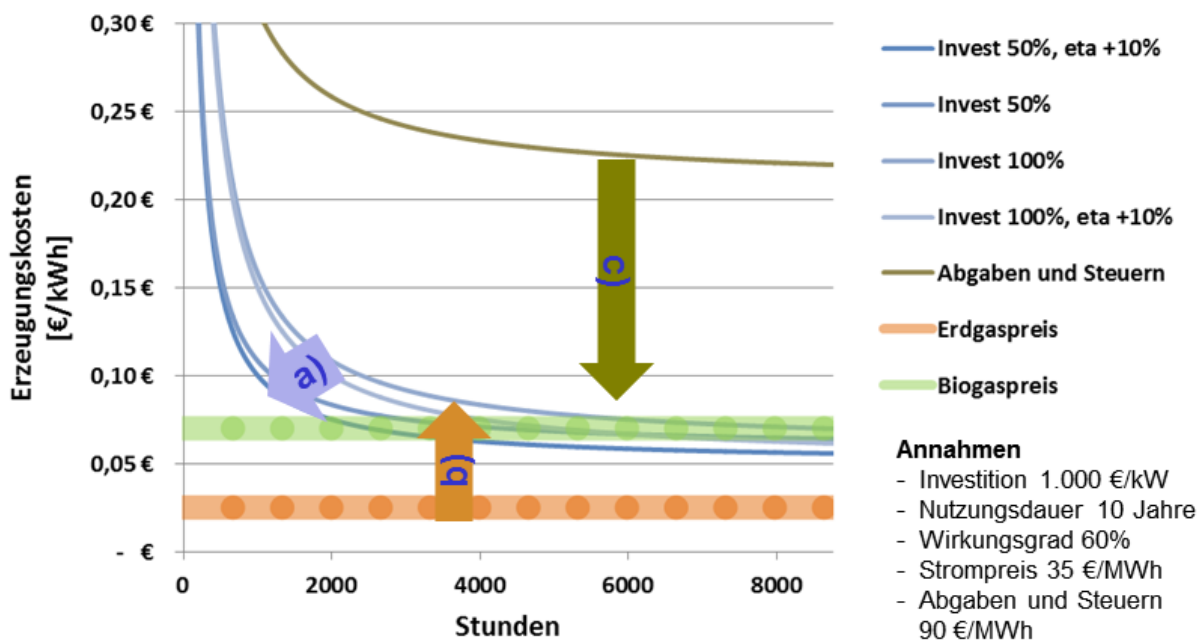


Abbildung 39: Vereinfachte Darstellung der Erzeugungskosten von Power-to-Gas (eigene Darstellung)

4.2.2. Multi-Use-Case

In Abschnitt 4.1.1 wurden die Absatzmärkte für chemische Energieträger aus Power-to-Gas-Verfahren untersucht und als Erlöspotenzialkurven aufbereitet. Zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit besteht zusätzlich die Möglichkeit weitere Erlöspotenziale, wie die Erbringung von Systemdienstleistungen oder die Nutzung von Abwärme, neben den chemischen Energieträgern zu erschließen. Hierzu wird eine Multi-Use-Betrachtung (Methodik: Deckungsbeitragsrechnung) durchgeführt.

In Kapitel 3 findet eine Analyse und Diskussion der Systemdienstleistungsmärkte und die Anwendbarkeit von Power-to-Gas in diesen Märkten statt. Das wirtschaftliche Potenzial muss im Kontext mit der Betriebsweise einer Power-to-Gas-Anlage betrachtet werden. So besteht beispielsweise bei der Primärregelleistung die Vorgabe gleichzeitig positive wie negative Regelleistung erbringen zu können. Diese Vorgabe stellt den Power-to-Gas-Prozess vor die Herausforderung, kontinuierlich im Teillastbereich betrieben zu werden um in beide Richtungen regeln zu können. Einfacher umsetzbar scheinen die Voraussetzungen im Sekundärregelleistungsmarkt. Hier kann getrennt nach positiver und negativer Leistung an der Ausschreibung teilgenommen werden. Daher wird für die nachfolgende Betrachtung der Sekundärregelleistungsmarkt im Stromsystem näher betrachtet.

Ein weiterer Anwendungsfall, der sich zeitgleich umsetzen lässt, ist die Nutzung der Abwärme. Sowohl der Elektrolyseprozess wie auch die Methanisierung sind exotherme Prozesse, thermische Energie kann ausgekoppelt werden. Wie in Kapitel 2.4 beschrieben fällt im Elektrolyseprozess die Energie auf einem niedrigen, schwer nutzbaren, im Methanisierungsprozess auf einem hohen, gut nutzbaren Temperaturniveau an. Es wird geschätzt, dass aus der Abwärme der Elektrolyse ca. 30% und aus der Abwärme der Methanisierung ca. 50% genutzt werden kann. In Summe entspricht dies einem nutzbaren Wärmeanteil von 17%. Es wird zudem angenommen, dass eine entsprechende Wärmesenke vorhanden ist und diese ohne Einschränkung die Wärme aufnimmt. Der Wert der Abwärme wird mit 40 €/MWh¹⁸ angenommen, einem Vergleichswert zu fossiler Wärmebereitstellung.

Die Multi-Use-Betrachtung wird als Deckungsbeitragsrechnung vorgenommen. Ein positives Ergebnis wirkt sich gewinnfördernd aus. Nicht untersucht wird dabei, ob der Deckungsbeitrag ausreicht um die Anlage zu refinanzieren.

Basis-Use-Case (“Teilnahme am Gas- und Wärmemarkt“)

Im Basis-Fall wird untersucht mit welchem Deckungsbeitrag gerechnet werden kann, wenn nur Gas und Wärme vertrieben werden. Dem Strombezug stehen Erlöse durch Gaseinspeisung und Wärmeabgabe gegenüber. Der Basis-Use-Case wird als Referenz zur Bewertung der anderen untersuchten Fälle angesetzt.

Annahmen

Strombezug: Der Anlagenbetrieb wird für 6.000 h pro Jahr zu einem Bezugspreis von 34 €/MWh¹⁹ (Stromnebenkosten werden nicht berücksichtigt) angenommen.

¹⁸ Abschätzung ZSW anhand Analyse mehrerer Fernwärmepreise

¹⁹ Durchschnittlicher Marktwert 2017: 34,32 €/MWh [55]

Gaseinspeisung: Die Gaserzeugung erfolgt mit einem Wirkungsgrad (Strom zu Gas) von 58 %, was einer Methanisierung entspricht. Das erzeugte synthetische Gas wird ins Erdgasnetz eingespeist und erlöst einen Absatzpreis von 70 €/MWh (Referenz „Bio“-Methan).

Wärmeabgabe: Die entstehende Abwärme von 17 % (bezogen auf Energieinput) wird ausgekoppelt und mit einem Absatzpreis von 40 €/MWh energetisch verwertet.

Es ergeben sich folgende Kosten und Erlöse:

Strombezug	1 MW x 6000 h x 34 €/MWh	-204.000 €
Gaseinspeisung	1 MW x 6000 h x 0,58 x 70 €/MWh	+243.600 €
Wärmeabgabe	1 MW x 6000 h x 0,17 x 40 €/MWh	+40.800 €
Deckungsbeitrag		+80.400 €

Die Überschlagsrechnung zeigt, dass mit einem positiven Deckungsbeitrag gerechnet werden kann. Die Annahmen wurden nicht auf Robustheit geprüft, weswegen das Ergebnis als Näherung angesehen werden muss. Sowohl der Strombezugspreis, wie auch die erzielbaren Abgabepreise sind mit Mengenrisiken verbunden, da die Preise in einem Marktverfahren zu bilden wären.

Basis-Use-Case (“Wasserstoffmobilität“)

Als Ergebnis des Kapitel 4.1.1 wird die Wasserstoffmobilität als wirtschaftlich aussichtsreichster Fall betrachtet. Durch den Wegfall der Methanisierung steigt die Umwandlungseffizienz und der spezifische Erlös, dafür sinkt jedoch die Möglichkeit der Wärmeauskopplung im Vergleich zum Basis-Fall.

Annahmen

Strombezug: 6.000 h pro Jahr (Fokus Kraftstofferzeugung) zu einem Bezugspreis von 34 €/MWh (Stromnebenkosten werden nicht berücksichtigt).

Kraftstoffbereitstellung: Herstellung und Weitergabe von Wasserstoff als Kraftstoff mit einem Wirkungsgrad (Strom zu Wasserstoff) von 65 % bei einem Absatzpreis von 135 €/MWh (Referenz Tankstellenpreis Wasserstoff)

Wärmeabgabe: 10 % Wärmeauskopplung (bezogen auf Energieinput; nur Elektrolyse) bei einem Absatzpreis von 20 €/MWh (niedriges Temperaturniveau).

Es ergeben sich folgende Kosten und Erlöse:

Strombezug	1 MW x 6.000 h x 34 €/MWh	-204.000 €
Wasserstoffabgabe	1 MW x 6.000 h x 0,65 x 135 €/MWh	+526.500 €
Wärmeabgabe	1 MW x 6.000 h x 0,1 x 20 €/MWh	+12.000 €
Gesamt		+334.500 €

Multi-Use-Case (“negativer Sekundärregelleistungsmarkt“)

Die Teilnahme am Sekundärregelleistungsmarkt kann getrennt nach positiver und negativer Regelleistung erfolgen. Die Betrachtungsrichtung erfolgt aus dem Stromsystem. Daher bedeutet die Erbringung positiver Regelleistung das Herunterfahren einer Power-to-Gas-Anlage. Dem Stromsystem steht so mehr Energie zur Verfügung, es wird ein positiver Beitrag geleistet. Dem gegenüber steht die negative Regelleistung, eine Power-to-Gas-Anlage wird hochgefahren, es wird Energie aus dem System aufgenommen, eine negative Regelleistung eingebracht. Die Grundkonfiguration zur Erbringung von negativer Regelleistung sieht eine Anlage im Stand-By-Betrieb vor, die auf Anforderung hochgefahren wird (zur Vereinfachung werden An- und Abfahrverluste durch z.B. mangelnde Gasqualität nicht berücksichtigt).

Da die Teilnahme am Regelleistungsmarkt in wöchentlichen Auktionen versteigert wird, wird mit einer erfolgreichen Auktionsteilnahme nur in der Hälfte des Jahres gerechnet (26 Wochen) Außerhalb dieser Zeit besteht die Möglichkeit zusätzlich als reiner Kraftstoffproduzent zu agieren.

Sekundärregelleistung wird in zwei Zeitbereiche unterteilt, der Hochzeit (HT, Werktags 08:00 bis 20:00 Uhr) und der Nebenzeit (NT, übrige Zeit). Beide Zeitscheiben sind unterschiedlich bewertet und gehen mit verschiedenen Preiszusammensetzungen ein.

Am Sekundärregelleistungsmarkt wird in einem zweistufigen Verfahren, mittels Leistungs- und Arbeitspreis, geboten. Zunächst erfolgt die Bezuschlagung nach Leistungspreis, im zweiten Schritt nach Arbeitspreis. Der Leistungspreis wird nach einem Zuschlag immer vergütet, unabhängig des tatsächlichen Abrufs. Die Arbeitspreisvergütung fällt nur bei einem Abruf an.

Die Power-to-Gas Anlage bezieht im Abruffall den Strom zum angebotenen Arbeitspreis. Um in der vorliegenden Betrachtung die Konsistenz mit den Vergleichsfällen und dem normalen Strombezug zu wahren, werden auch beim Bezug von Regelarbeit keine Nebenkosten angesetzt. Die Erlösmöglichkeit aus dem Kraftstoffvertrieb bleiben unverändert.

Annahmen

Negative Sekundärregelleistung HT-Zeit: Bezuschlagung 50 % des Jahres (26 Wochen (Mo-Fr 08:00 – 20:00) zu einem Leistungspreis von 10 €/MW (Durchschnittswert 2017) und einem Arbeitspreis von 0 €/MWh (Sensitivität -20 €/MWh bis + 20 €/MWh)

Negative Sekundärregelleistung NT-Zeit: Bezuschlagung 50 % des Jahres (26 Wochen Mo-Fr 20:00-08:00+Wochenende) zu einem Leistungspreis von 130 €/MW und einem Arbeitspreis von 0 €/MWh (Sensitivität -20 €/MWh bis + 20 €/MWh)

Strombezug außerhalb Teilnahme am Regelenergiemarkt: Differenz von Abrufzeit Regelenergiemarkt zu 6.000 Betriebsstunden, jedoch maximal 4.392 h/Jahr²⁰ (restliches Jahr) zu einem Bezugspreis von 34 €/MWh (Stromnebenkosten werden nicht berücksichtigt).

Strombezug	1 MW x 4.392 h x 34 €/MWh	-149.328 €
Gaseinspeisung	1 MW x 4.392 h x 0,58 x 70 €/MWh	+178.315 €
	1 MW x 936 h x 0,58 x 70 €/MWh	+38.002 €
Wärmeabgabe	1 MW x 5.328 h x 0,17 x 40 €/MWh	+36.230 €
Teilnahme SRL HT	1 MW x 26 Wochen x 10 €/MW x Woche	+260 €
Teilnahme SRL NT	1 MW x 26 Wochen x 130 €/MW x Woche	+3.380 €
Arbeitspreis SRL	1 MW x 936 h x 0 €/MWh	0 €
Gesamt		+106.859 €

Multi-Use-Case (“positiver Sekundärregelleistungsmarkt“)

Annahmen

Positive Sekundärregelleistung HT-Zeit: Bezuschlagung 50 % des Jahres (26 Wochen (Mo-Fr 08:00 – 20:00)) zu einem Leistungspreis von 150 €/MW und einem Arbeitspreis von 35 €/MWh.

Positive Sekundärregelleistung NT-Zeit: Bezuschlagung 50 % des Jahres (26 Wochen Mo-Fr 20:00-08:00+Wochenende) zu einem Leistungspreis von 270 €/MW und einem Arbeitspreis von 35 €/MWh.

Strombezug außerhalb Teilnahme am Regelenergiemarkt: Differenz von Abrufzeit Regelenergiemarkt zu 6.000 Betriebsstunden, jedoch maximal 4.392 h/Jahr (restliches Jahr) zu einem Bezugspreis von 34 €/MWh (Stromnebenkosten werden nicht berücksichtigt).

Strombezug	1 MW x 4.392 x 34 €/MWh	-149.328 €
Gaseinspeisung	1 MW x 4.392 h x 0,58 x 70 €/MWh	+178.315 €
Wärmeabgabe	1 MW x 4.392h x 0,17 x 40 €/MWh	+29.866 €

²⁰ Teilnahme am Regelenergiemarkt für 26 Wochen (= 4.368 h), Differenz zu 8.760 h folglich 4.392 h

Teilnahme SRL HT	1 MW x 26 Wochen x 150 €/MW x Woche	+3.900 €
Teilnahme SRL NT	1 MW x 26 Wochen x 270 €/MW x Woche	+7.020 €
Arbeitspreis SRL	1 MW x 4.368 h x 35 €/MWh	152.880 €
Gesamt		222.653 €

Ergebnis der Multi-Use-Case-Betrachtung

In Tabelle 24 werden die Ergebnisse der Multi-Use-Betrachtung dargestellt. Für die Berechnung zur Teilnahme am negativen und positiven Sekundärregelleistungsmarkt werden zusätzlich je zwei Sensitivitäten mit veränderten Arbeitspreisen (AP) betrachtet.

Anhand der Deckungsbeiträge zeigt sich, dass eine Teilnahme am Sekundärregelleistungsmarkt wirtschaftliche Vorteile gegenüber einer ausschließlichen Teilnahme am Gas- und Wärmemarkt bewirken kann. Allerdings kommt es hier auf die jeweiligen Ausschreibungsergebnisse an. Für die Untersuchung wurden mittlere Annahmen für Leistungs- und Arbeitspreise gewählt, die anhand einer Auswertung realer Ausschreibungsergebnisse im Jahr 2017 aufgetreten sind. Da es sich um eine rückblickende Betrachtung handelt wird Wissen vorausgesetzt, welches bei einer realen Ausschreibungsteilnahme nicht vorhanden ist.

Das wirtschaftlich beste Ergebnis liefert die Wasserstoffbereitstellung für die Mobilität. Hier besteht jedoch auch das größte Mengenrisiko, da die Nachfrage aktuell noch nicht vorhanden ist.

Tabelle 24: Übersicht Multi-Use-Case Betrachtung

Use-Case	Erzeugte Gasmenge [MWh]	Erzeugte Wärmemenge [MWh]	Zeit ohne SDL-Abruf [h]	Zeit mit SDL-Abruf [h]	Deckungsbeitrag
Teilnahme am Gas- und Wärmemarkt	3.480	1.020	-	-	80.400 €
Wasserstoffmobilität	3.900	600	-	-	334.500 €
Negative SRL AP -20€	3.480	1.020	0	4.368	145.192 €
Negative SRL AP 0€	3.090	906	3.432	936	106.859 €
Negative SRL AP +20€	2.685	787	4.119	249	79.115 €
Positive SRL AP +35€	2.547	747	0	4.368	152.880 €
Positive SRL AP +45€	3.027	887	840	3.528	239.628 €
Positive SRL AP +80€	3.480	1.020	3.853	515	132.520 €

- Eine Teilnahme am negativen / positiven Sekundärregelleistungsmarkt birgt die Möglichkeit die Wirtschaftlichkeit der Anlage signifikant zu verbessern. Allerdings handelt es sich bei der Berechnung um eine vereinfachte Darstellung. Die Realität ist mit größeren Unsicherheiten bezüglich Preis- und Mengenrisiko behaftet.
- Stromnebenkosten wurden bei der Berechnung nicht berücksichtigt. Werden diese inkludiert ist kein wirtschaftlicher Betrieb möglich.
- Im realen Fall müssen mit dem Deckungsbeitrag weitere Kostenbestandteile wie Wartung, Instandhaltung, fixe Betriebskosten oder Investitionskosten bzw. Kapitaldienst

gedeckt werden. Dies ist bisher nicht berücksichtigt, eine Aussage über die Rentabilität einer Anlage kann daher nicht abgeleitet werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass ein Multi-Use-Ansatz die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas-Anlagen zum Teil deutlich verbessern kann, für eine genaue Betrachtung jedoch Detailanalysen und die Prüfung im Einzelfall erforderlich ist.

5. Energetische Versorgungssicherheit

Durch die Erbringung von Systemdienstleistungen trägt Power-to-Gas zum sicheren Netzbetrieb bei und hat damit einen stabilisierenden Einfluss im Energiesystem und somit auf die Versorgungssicherheit. Gleichzeitig kann durch die Aufnahme, Wandlung und Langzeitspeicherung von Energie jedoch auch die energetische Versorgungssicherheit verbessert werden. Im Folgenden werden die Beiträge zur energetischen Versorgungssicherheit aus den Blickwinkeln des Strom- und Gasversorgungssystems betrachtet und bewertet.

Zunächst erfolgt eine Bestandsaufnahme des Energierohstoffrisikos der drei fossilen Energieträger Erdgas, Braunkohle und Steinkohle. Der Fokus liegt auf diesen Energieträgern, da diese einen relevanten Stellenwert im deutschen Strommix aufweisen. Die Versorgung mit Kernbrennstoffen wird nicht betrachtet, da der Ausstieg aus der Technologie gesetzlich verankert ist und sich bereits in der Umsetzung befindet. Auch der mengenmäßig relevanteste, fossile Energieträger Erdöl wird nicht betrachtet, da Power-to-Gas Erdöl in den Energiesektoren nur indirekt (als Vorstufe im Power-to-Liquid-Prozess) substituieren kann.

Kurzüberblick Kapitel 5

- Erdgas wird in der Bewertung der fossilen Energieträger zukünftig eine höhere Relevanz zugeschrieben, was einerseits an einem vergleichsweise gering erwarteten Nachfragerückgang und andererseits an einer Erhöhung des Anteils an der Stromerzeugung liegt.
- Unter der Voraussetzung, dass die Nachfrage nach fossilem Erdgas abnimmt und Power-to-Gas entsprechend des ambitionierten Szenarios zugebaut wird, kann bis 2050 eine Deckung der inländischen Gasnachfrage von bis zu 80 % erreicht werden.
- Unter der entgegengesetzten Annahme einer weiteren Steigerung der Erdgasnachfrage und der Verfolgung des konservativen Ausbaus von Power-to-Gas liegt der Substitutionsgrad möglicherweise nur bei rund 3 %.

5.1. Versorgungssituation mit fossilen Energieträgern in Deutschland

5.1.1. Versorgungssituation mit Erdgas in Deutschland

Deutschland importiert Erdgas überwiegend aus drei Ländern: Russland 36,9%, Niederlande 29,4% und Norwegen 27,7 %. Die Inlandförderung lag 2015 unter 8%, Tendenz sinkend und die Biogaserzeugung unter 1% bei stagnierendem Ausbau [56]. Auch versiegen zunehmend die Quellen in Norwegen und den Niederlanden, sodass die Abhängigkeit von russischen Gasquellen zunimmt. Bisher wird Deutschland überwiegend über Pipelines mit gasförmigem Erdgas versorgt. Auf Grund einer wachsenden Bedeutung der Erdgasverflüssigung wächst zunehmend der Anteil an Liquefied Natural Gas (Flüssigerdgas, LNG) am Weltmarkt. Dies stellt auch für Europa und Deutschland neue Bezugsoptionen dar. Bisher nicht erreichbare Quellen aus dem Nahen Osten oder den USA können so erschlossen werden. Für eine Umsetzung bestehen Planungen zum erforderlichen Bau von LNG-Terminals in mehreren deutschen Häfen. Realisiert ist bisher noch keines, eine Versorgung mit flüssigem Erdgas ist über Nachbarstaaten (u.a. Niederlande, Belgien) möglich [56].

Deutschland ist auf Grund seiner zentralen Lage in Europa ein Gastransitland. 25 - 30 % der Importe werden an die Anrainerstaaten im Westen und Süden durchgeleitet. Dies spielt bei der Frage der Erdgaszusammensetzung eine wichtige Rolle. Eine inländische Veränderung der Gaszusammensetzung (Beispiel großtechnische Wasserstoff-Einspeisung) birgt Herausforderungen an den Übergabepunkten, da die Erdgasqualität zu den Nachbarländern in engen Grenzen definiert ist. Dies ist kein Ausschlusskriterium, muss aber bei der Thematik Wasserstoffeinspeisung bedacht werden.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Erdgas-Reserven in Deutschland und Europa gering sind und die statische Reichweite daher sehr limitiert ist. In der Studie „Versorgungssicherheit mit Energierohstoffen“ [56] wird für Europa eine Reservenreichweite von 15 Jahren angegeben.

Zusammenfassung der wesentlichen Punkte:

- Inlandsförderung von Erdgas ist stark rückläufig.
- Europäische Reserven (u.a. Norwegen, Niederlande) sind in ihrer Reichweite begrenzt (<15 Jahre).
- Es besteht nur eine begrenzte Möglichkeit zur Steigerung der Biogaserzeugung im Inland.
- Der Anteil von Erdgas an der Verstromung soll bis 2030 auf 25 – 40 % steigen (2016: 80 TWh). Teilweise wird der Gaskraftwerkpark als systemrelevant eingestuft (§13f EnWG).
- Insgesamt ist eine wachsende Importabhängigkeit aus Ländern mit politischen Risiken (Russland, Naher Osten usw.) zu erkennen. Eine Diversifikation der Bezugsquellen ist erforderlich (u.a. Pipeline Naher Osten; LNG-Terminal), um die Abhängigkeit zu mindern. Synthetisches Erdgas kann als Ausgleichsoption für sinkende Inlandsförderung bzw. Erhöhung des Biogasanteils und zur Diversifikation der Bezugsquellen beitragen.

5.1.2. Versorgungssituation von Braunkohle in Deutschland

Der Abbau findet im Tagebauverfahren in Revieren im Westen und Osten Deutschlands statt. Heute hat die Braunkohle noch einen Anteil von rund 20 % am Strom-Energiemix. Die Förderung findet ausschließlich im Inland statt, da die Energiedichte zu gering für längere Transportwege ist. Mit knapp 17% der Weltförderung ist Deutschland zudem Weltmeister in der Braunkohleverstromung. Die statische Reichweite wird für Europa mit 123 Jahren und für die Welt mit über 200 Jahren angegeben. Braunkohle ist, neben den erneuerbaren Energien, der einzige Energieträger, der in Deutschland wirtschaftlich zur Verfügung steht. Der Nachteil der Braunkohle ist im großen Flächenverbrauch und den hohen spezifischen CO₂-Emissionen zu sehen [56].

Seit 2013 sinkt der Anteil der Braunkohle an der Verstromung und bis 2030 wird eine Halbierung der Kraftwerksleistung in Deutschland erwartet [17].

5.1.3. Versorgungssituation von Steinkohle in Deutschland

Ende 2018 schließt die letzte Kohlezeche in Deutschland. Damit endet auch die inländische Förderung der Steinkohle. Heute werden noch rund 10% des Steinkohlenbedarfs in Deutschland gefördert, der überwiegende Teil wird aus Russland, den USA, Kolumbien, Australien, Polen und Südafrika importiert [56]. Der Anteil der Steinkohle am Strommix beträgt rund 17%

(Stand 2016). Bis 2030 wird bei der Steinkohle eine Reduktion der Kraftwerksleistung um 30 - 60 % erwartet [17, 57].

5.2. Bewertung des Energierohstoffrisikos (Erdgas, Braun- und Steinkohle)

Mit Ausnahme der Braunkohle ist Deutschland arm an fossilen Primärenergieträgern, weshalb überwiegende Mengen importiert werden müssen. Im Gutachten zur Versorgungssicherheit mit Energierohstoffen [56] wurde das Energierohstoffrisiko untersucht und anhand von Indikatoren bewertet.

Tabelle 25 zeigt die Ergebnisse in der Übersicht. Anhand des Gesamtindex zeigt sich, dass Braunkohle und erneuerbare Energien die niedrigsten Risikoindexe aufweisen. Uran und Kernenergie werden nicht weiter betrachtet, da der beschlossene und sich in Umsetzung befindende Kernenergieausstieg ein Ende der Kernenergienutzung in Deutschland bis 2022 bewirken wird.

Tabelle 25: Energierohstoffrisikoindex mit Erneuerbaren Energien und Uran, Einzelindikatoren, Deutschland ([56])

	Gewichtung mit EE	Erdöl	Erdölprodukte	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle	Erneuerbare Energien	Uran
Drei-Länder-Konzentration (Importländer)	6,7 %	61,3	77,7	94,0	59,0	0,0	0,0	n.a. ²¹
Investorenrisiko	6,7 %	42,6	5,8	19,6	20,9	0,0	0,0	n.a. ²¹
Konfliktrisiko (Importländer)	6,7 %	60,1	13,8	24,6	31,8	0,0	0,0	n.a. ²¹
Statische Reichweite	20,0 %	86,8	86,8	84,3	50,1	12,8	0,0	n.a. ²¹
Preisrisiko (landesspezifisch)	20,0 %	60,7	60,7	53,2	39,3	22,2	37,1	n.a. ²¹
Importabhängigkeit	15,0 %	98,3	31,0	100,0	81,2	0,0	0,0	n.a. ²¹
Importinflexibilität	15,0 %	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	n.a. ²¹
Gesicherte Leistung	10,0 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	76,3	n.a. ²¹
Nationaler Index	75 %	55,2	40,6	66,7	37,5	7,0	15,1	15,1 ²²
Globaler Index	25 %	61,8	61,8	59,9	50,0	23,3	0,0	0,0
Gesamtindex	100%	56,8	45,9	65,0	40,6	11,1	11,3	11,3

Erdgas und Steinkohle werden überwiegend importiert. Im Fall von Erdgas besteht eine große Abhängigkeit von wenigen Lieferländern. Auf Grund des Rückgangs der mitteleuropäischen Erdgasförderung steigt zunehmend die Abhängigkeit von Russland. Dies schlägt sich in einem hohen Importrisiko nieder. Steinkohle hat einen breiteren Angebotsmarkt, weswegen das Importrisiko geringer eingeschätzt wird. Braunkohle und die erneuerbaren Energien werden heute zu 100 % inländisch erzeugt, weswegen hier kein Importrisiko verzeichnet ist. Dennoch wird Braunkohle unter Versorgungsgesichtspunkten leicht besser bewertet als erneuerbare Energien, da das Preisrisiko und das Risiko einer gesicherten Leistung als niedriger angenommen werden. Erneuerbare Energien haben dafür keinen Risikoaufschlag bei der statischen Reichweite. Perspektivisch wird somit das Energierohstoffrisiko von Braunkohle stetig steigen, während das, der erneuerbarer Energien eher sinken wird.

Im Fall von Erdgas kann durch eine weitere Diversifikation der Importländer (LNG, Pipeline Naher Osten etc.) die Abhängigkeit der Produzenten ebenfalls weiter gesenkt werden.

Die Substitution von importierten Energieträgern durch im Inland synthetisch erzeugte Energieträger trägt zur Angebotsdiversifikation, zur Steigerung der gesicherten Leistung und somit zur Risikominderung bei.

²¹ n.a.: nicht anwendbar

²² Um Effekte aus dem Atomausstieg zu vermeiden, wird die Atomenergie mit dem gleichen Risiko bewertet wie die erneuerbaren Energien.

5.3. Beitrag zur Versorgungssicherheit von Power-to-Gas im Stromnetz

Wie in Kapitel 1 beschrieben wird beim Power-to-Gas-Verfahren elektrische Energie aufgenommen (Elektrolyse) und in einen chemischen Sekundärenergieträger (Wasserstoff / Methan) gewandelt. Das chemisch stabile Produkt kann dann entweder im Gas-to-Power-Prozess (Gaskraftwerk, Motor-BHKW, Brennstoffzelle) wieder in Strom gewandelt oder auch in einem anderen Energiesektor eingesetzt werden.

Unter Betrachtung der Gesamtkette Power-to-Gas-to-Power entsteht ein Stromspeicher. Die Besonderheit dieses Stromspeichers liegt in der Entkopplung der Leistungsaufnahme, der Energiespeicherkapazität und der Leistungsabgabe. Dazu kann durch die Verknüpfung über die Strom- und Erdgasinfrastruktur auch eine räumliche Entkopplung der Ein- und Ausspeisung erfolgen, sowie auf Grund der hohen Speicherkapazität des bestehenden Erdgasnetzes (>200 TWh) [6] eine zeitliche Entkopplung erreicht werden. Abbildung 40 zeigt eine Übersicht unterschiedlicher Stromspeicher klassifiziert nach Speicherkapazität und Entladedauer (jeweils in logarithmischer Darstellung). Wasserstoff und Methan sind aktuell die einzigen bekannten und verfügbaren Speicheroptionen für eine saisonale Energiespeicherung.

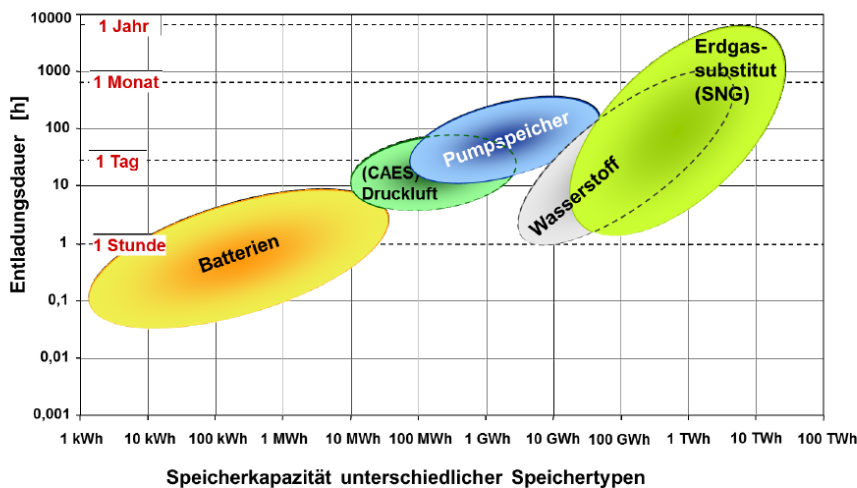


Abbildung 40: Vergleich der Speicherkapazität unterschiedlicher Speichertechnologien (eigene Darstellung ZSW)

Der deutsche Strommix

Die Stromerzeugung in Deutschland beruht zu rund 33% auf erneuerbaren Energien, zu 40% auf Braun- und Steinkohle, zu 10% auf Kernenergie, zu 12% auf Erdgas und zu 5% auf sonstigen Energieträgern. Der Anteil erneuerbarer Energien wächst stetig und übernimmt die führende Rolle der Strombereitstellung. Kernenergie wird bis 2022 auf Grund des Kernkraftausstiegs aus dem Markt verschwinden. Der Anteil an Braun- und Steinkohle soll aus Klimaschutzgründen weiter zurückgehen. Zum Ausgleich von Schwankungen der erneuerbaren Energien bedarf es dennoch einer flexibel, einsetzbaren Stromerzeugung. Unter technischen Aspekten und in Bezug auf die Klimawirkung wird Erdgas als beste fossile Option zur Bereitstellung der erforderlichen Leistung und Arbeit gesehen. Erdgas ist der fossilen Energieträger mit der geringsten Emission und eignet sich daher besonders als Brückentechnologie. Es wird insgesamt erwartet, dass Erdgas bis Mitte des Jahrhunderts der wichtigste fossile Primärenergieträger werden und selbst Erdöl vom Spitzenplatz verdrängen wird.

In Tabelle 26 sind die erwarteten Erzeugungsleistungen im Stromsystem für drei Szenarien in 2030/2035 aufgelistet. Im Szenario A wird ein Rückgang des Nettostromverbrauchs erwartet, in den Szenarien B und C hingegen eine leichte bis deutliche Steigung.[17] Da in Szenario A der moderateste Zubau an erneuerbaren Energien angenommen wird, ist die fossile Erzeugungskapazität mit Kohle noch stärker vorhanden. In den Szenarien B und C sinkt der Anteil an Kohle und es steigen die Kapazitäten von Erdgasanlagen und vor allem erneuerbaren Erzeugern stark an. Daran lässt sich die positive Ergänzung erneuerbarer Energien mit Gaskraftwerken sehen. Kohlekraftwerke sind schlechter regelbar und stehen daher eher im Widerspruch zu einem Ausbau erneuerbarer Energien.

Tabelle 26: Erzeugungskapazitäten und Nettostromverbrauch in den genehmigten Szenarien des NEP Strom 2017 [17]

Installiert [GW]	Referenz 2015	A 2030	B2030	B2035	C2030
Kernenergie	10,8	0	0	0	0
Braunkohle	21,1	11,5	9,5	9,3	9,3
Steinkohle	28,6	21,7	14,8	10,8	10,8
Erdgas	30,3	30,5	37,8	41,5	37,8
Öl	4,2	1,2	1,2	0,9	0,9
Pumpspeicher	9,4	11,9	11,9	13	11,9
sonst. konv. Erzeugung	2,3	1,8	1,8	1,8	1,8
Kapazitätsreserve	0	2	2	2	2
Summe konv. Erzeugung	106,9	80,6	79	79,3	74,5
Wind onshore	41,2	54,2	58,5	61,6	62,1
Wind offshore	3,4	14,3	15	19	15
Photovoltaik	39,3	58,7	66,3	75,3	76,8
Biomasse	7	5,5	6,2	6	7
Wasserkraft	5,6	4,8	5,6	5,6	6,2
sonst. reg. Erzeugung	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe reg. Erzeugung	97,8	138,8	152,9	168,8	168,4
Summe Erzeugung	204,7	219,4	231,9	248,1	242,9
Nettostromverbrauch [TWh]					
Nettostromverbrauch	532,0	517,0	547,0	547,0	577,0

Für ein Stromsystem auf Basis erneuerbarer Energien ist, auch aus energetischer Sicht, eine hohe Erdgaskapazität zu bevorzugen. Daher gehen die Versorgungssicherheit im Stromsystem und die Versorgungssicherheit im Gassystem Hand in Hand. Die Ergebnisse des Kapitel 5.4 sind somit auch auf den Beitrag zur Versorgungssicherheit von Power-to-Gas im Stromnetz anwendbar.

Unter der Annahme, dass bis 2030 ein Anteil von 60% und bis 2050 ein Anteil erneuerbarer Energien am Nettostromverbrauch von 80% bzw. 95% gefordert wird, verbleibt noch ein Bedarf für eine Restmenge an fossiler Energie. In Abbildung 41 zeigen die blauen Kurven die Erwartungen des Nettostromverbrauchs bis 2050 (dunkelblau Szenario A, hellblau Szenario C; bis 2030 entsprechend NEP Strom, 2030 – 2050 interpoliert). Die orangenen Kurven zeigen

die Restmengen an fossiler Energie zur Deckung des Deltas zwischen Nettostromverbrauch und erneuerbaren Anteil in Abhängigkeit des 80% bzw 95% Ziels. Die grünen Kurven zeigen das Power-to-Gas Erzeugungspotenzial im konservativen (hellgrün) und ambitionierten Szenario (dunkelgrün) (siehe Kapitel 2).

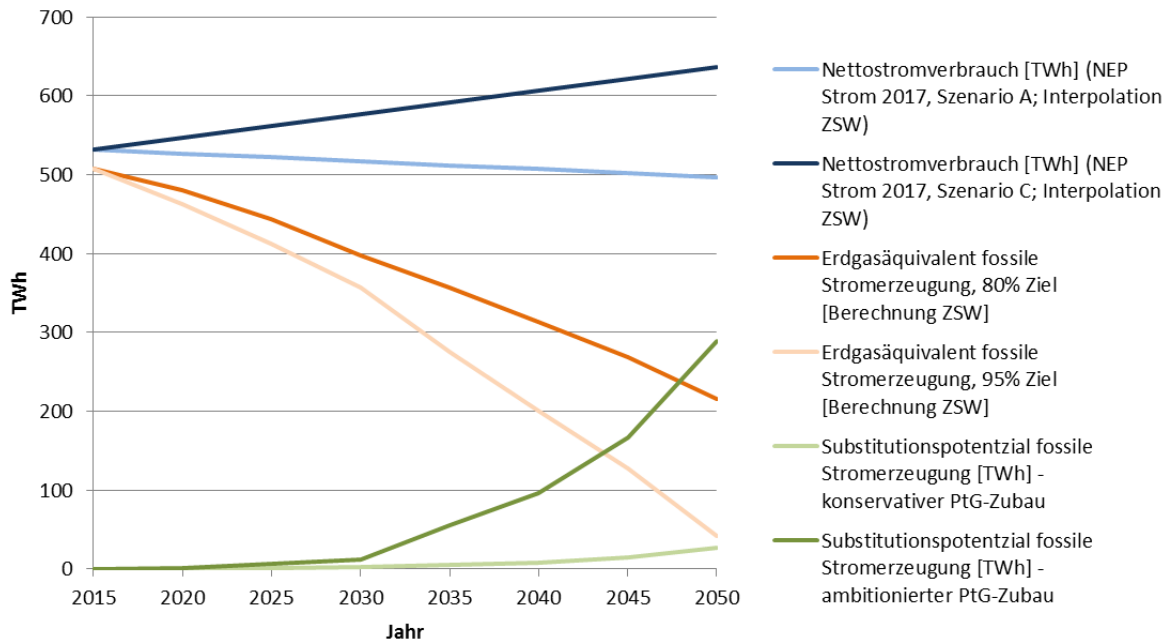


Abbildung 41: Substitutionspotenzial fossiler Stromerzeugung durch Power-to-Gas-Gas in Deutschland

Anhand einer Sensitivitäts-Betrachtung wird die Bandbreite der Substitution fossiler Energieträger durch Power-to-Gas im Stromsystem untersucht.

Im ersten Fall steigt der Nettostromverbrauch bis 2050 weiter an, gleichzeitig wird lediglich ein 80%-Ziel zur Deckung der Stromnachfrage mit erneuerbaren Energien angestrebt und Power-to-Gas nur nach dem konservativen Szenario zugebaut. In dieser Fallbetrachtung kann Power-to-Gas lediglich zu einem geringen Teil die erforderliche Gasmenge zur Deckung der fossilen Stromnachfrage beitragen (Delta zwischen dunkelorange und hellgrüner Kurve).

Im zweiten Fall sinkt der Nettostromverbrauch, es wird ein 95%-Ziel für den EE-Anteil im Stromsystem angestrebt und Power-to-Gas wird entsprechend des ambitionierten Szenarios ausgebaut. In diesem Fall übersteigt das Power-to-Gas-Potenzial den Bedarf aus dem Stromsektor deutlich (Delta dunkelgrüner und hellorange Kurve).

Die Ergebnisse dieser Fallunterscheidung müssen im Kontext des gesamten Transformationsprozesses im Energiesystem über alle Sektoren betrachtet werden. Im ersten Fall kann Power-to-Gas lediglich einen geringen Teil zur Versorgungssicherheit beitragen. Im zweiten Fall übersteigt das Potenzial die Nachfrage im Stromsektor, weitere Sektoren wie der Verkehr, die chemische Industrie oder auch die Raumwärmebereitstellung können so anteilig zusätzlich (mit-)versorgt werden. Die Betrachtung im Stromsystem stellt daher eine Teilmenge der Betrachtung im Gassektor dar. Die Untersuchung in Kapitel 5.4 ist daher nicht konträr, sondern inkludierend zu sehen.

5.4. Beitrag zur Versorgungssicherheit von Power-to-Gas im Gasnetz

Erdgas ist ein vielseitiger Energieträger und wird in allen Energiesektoren eingesetzt. Der Bedarf für Raumheizung und Warmwasser dominiert die Nachfrage. Auch in der Industrie und bei der Stromerzeugung werden große Mengen Erdgas eingesetzt. Der Sektor mit der geringsten Nachfrage ist der Verkehr. Knapp 100.000 Fahrzeuge (0,25% des PKW Bestands in Deutschland) werden mit Erdgas als Reinkraftstoff betrieben.

Im Hinblick auf die Transformation des Energiesystems kommt Erdgas in den Szenarien und Planungen eine besondere Rolle zu. Auf Grund der vergleichsweise niedrigen spezifischen CO₂-Emissionen, der flächendeckenden Verfügbarkeit und dem breiten Anwendungsfeld wird erwartet, dass die Nachfrage nach Erdgas in den kommenden 20 bis 30 Jahren von allen fossilen Energieträgern am wenigsten stark zurückgehen wird. Der Bedarf an Erdgas für die Raumheizung und zur Erzeugung von Warmwasser soll zwar durch Gebäudesanierung und Energieträgersubstitution (Wärmepumpe, Erdwärme, Biomassekessel) sinken, dafür wird Erdgas aber auch als Substitut für andere fossile Energieträger wie Kohle in der Stromversorgung oder Benzin / Diesel im Verkehr gesehen. Die Erdgas-Bedarfe in der Stromversorgung und dem Verkehr werden voraussichtlich steigen. Diese Entwicklung wäre dennoch mit den Zielen zur CO₂-Emissionsminderung vereinbar, da trotz steigender Erdgasnachfrage eine netto Emissionsminderung wegen der geringeren, spezifischen CO₂-Emissionen von fossilem Erdgas erzielt wird.

Im Stromsektor weist Erdgas zudem weitere vorteilhafte Eigenschaften auf. Die notwendige Kraftwerkstechnik (Gasturbinen, BHKW, Brennstoffzelle) ist effizient, vergleichsweise günstig und lässt eine sehr dynamische Fahrweise zu. Dies sind alles Eigenschaften, die als Komplementär zu Erzeugung fluktuierender, erneuerbarer Energien benötigt werden. Darüber hinaus ist eine Umwidmung bzw. Weiternutzung der bestehenden Infrastruktur mit regenerativ erzeugten Energieträgern (Biomethan, Wasserstoff, SNG) grundsätzlich möglich, weswegen zukünftig die Umweltwirkung des Gassektors von der Energiebereitstellung entkoppelt werden kann. Der Umfang der Entkopplung wird im Folgenden weiter diskutiert.

In Abbildung 42 werden die Szenarien der Netzbetreiber in Bezug zur Entwicklung der Nachfrage (Endenergiebedarf Erdgas inkl. Wärme, Industrie und Verkehr und Erdgaseinsatz in der Stromversorgung) und zur inländischen Gasförderung (fossiles Erdgas und Biogaseinspeisung) als Ist-Stand 2015/2016 und als Prognose bis zum Ende der Dekade 2018 – 2028 dargestellt.

Die grüne Kurve in Abbildung 42 zeigt den Anteil des eingespeisten Biogases und die erwartete Entwicklung. Da das Biogas-Ausbaupotenzial auf Grund von Flächenrestriktionen und Akzeptanzproblemen (u.a. Tank-Teller-Diskussion) in Deutschland als erschöpft angesehen wird, wird keine deutliche Ertragssteigerung erwartet. Die hell-orangene Kurve zeigt die Erwartung bzgl. der inländischen Förderquote. Die Erdgas-Quellen gelten als weitgehend ausgebeutet, sodass der Anteil an heimischem Erdgas kontinuierlich zurückgehen wird. Die Verstromung von Erdgas soll im Zuge der Energiewende in den kommenden Jahren weiter ausgebaut werden. Der Erdgasbedarf wird steigen (rote Kurven). Im Endenergieverbrauch (lila Kurven) sind Erwartungen zur Heizwärmeentwicklung und Verkehrsnachfrage subsumiert.

Die größte Veränderung wird beim Heizenergiebedarf erwartet. Dieser soll auf Grund der Sanierung des Gebäudebestandes sinken. Dies birgt jedoch auch einen der größten Unsicherheitsfaktoren. Damit die Ziele zur Verbrauchsreduktion im Gebäudebestand erreicht werden sind Sanierungsraten von rund 2,5% pro Jahr notwendig. Heute erreicht wird eine Quote um 1%. Im Verkehr wird mit einer deutlichen Zunahme der Nachfrage gerechnet, allerdings ausgehend von einem sehr niedrigen Niveau. Daher wirken sich auch prozentual große Nachfragesteigerungen absolut nur wenig aus. In Summe über alle Energiesektoren (orangene Kurven) wird erwartet, dass es absolut zu einem Rückgang des Gasverbrauchs kommen wird, wobei die gegenläufigen Entwicklungen in den einzelnen Sektoren eine Dämpfung der Minderung des Gesamtverbrauchs bewirken.

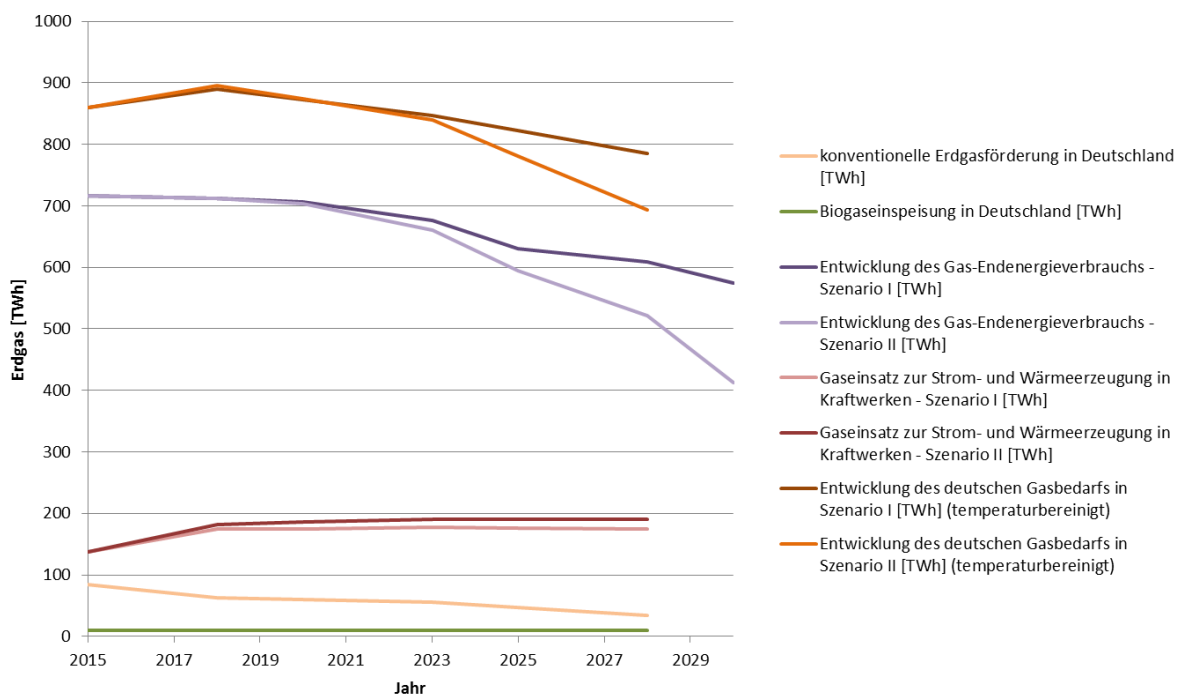


Abbildung 42: Prognose des Gesamtgasverbrauchs in Deutschland (temperaturbereinigt) [35]

5.4.1. Entwicklung des Gasbedarfs in Baden-Württemberg

Neben der gesamtdeutschen Betrachtung kann der Entwicklungspfad des Erdgasverbrauchs auch regional aufgelöst betrachtet werden. Prognos hat eine kreisscharfe Analyse der Erdgasnachfrage erstellt [35]. Abbildung 42 zeigt kreisscharf den Gasbedarf in absoluten Mengen und die relative Veränderung gegenüber dem Basisjahr 2018. Die Einfärbung der Kreise anhand der absoluten Gasnachfrage zeigt ein Ost-West- und Nord-Süd-Gefälle. Auf Bundesländerebene liegt Baden-Württemberg im Mittelfeld der Nachfrage. In der rechten Karte werden die erwarteten, relativen Veränderungen pro Kreis von 2018 bis 2028 dargestellt. Baden-Württemberg und Bayern stehen als dunkle Flächen hervor. Dies bedeutet einen relativ geringen Nachfragerückgang. Daraus kann für die baden-württembergischen Netzbetreiber mit einem stabilen Bedarf an Gas im Netz gerechnet werden.

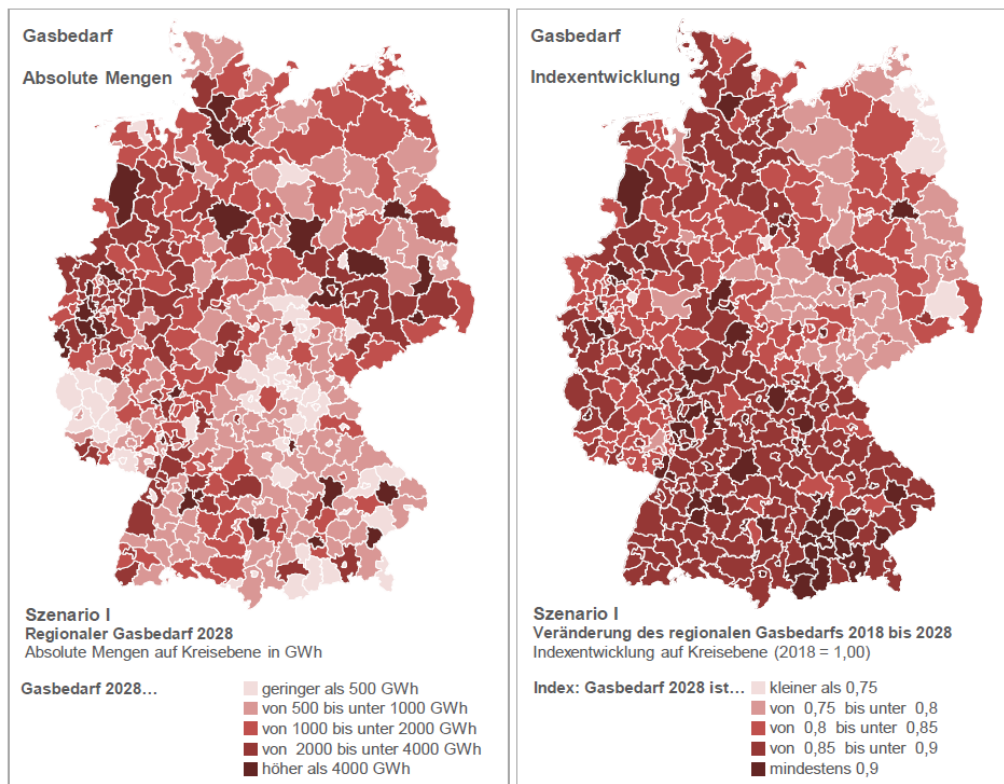


Abbildung 43: Szenario I: Regionaler Gasbedarf des Jahres 2028 insgesamt (absolut in GWh, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert Hs) und Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2018 - 2028 insgesamt; Indexentwicklung, Gasbedarf 2018 = 1,00 [35]

5.4.2. Der Beitrag von Power-to-Gas zur energetischen Versorgungssicherheit im Erdgasnetz

Der Anteil der Erdgasnachfrage, der durch Power-to-Gas bereitgestellt werden kann, ist stark abhängig von der Entwicklung der Erdgasnachfrage und dem Ausbau von Power-to-Gas. In Abbildung 44 sind die Ergebnisse der Studie zum Power-to-Gas-Ausbau in Deutschland und Baden-Württemberg aufgetragen (siehe auch Kapitel 2). Die große Bandbreite (in 2050: 10GW bis 110GW) zeigt die Unsicherheit in den Annahmen zum Power-to-Gas-Ausbau.

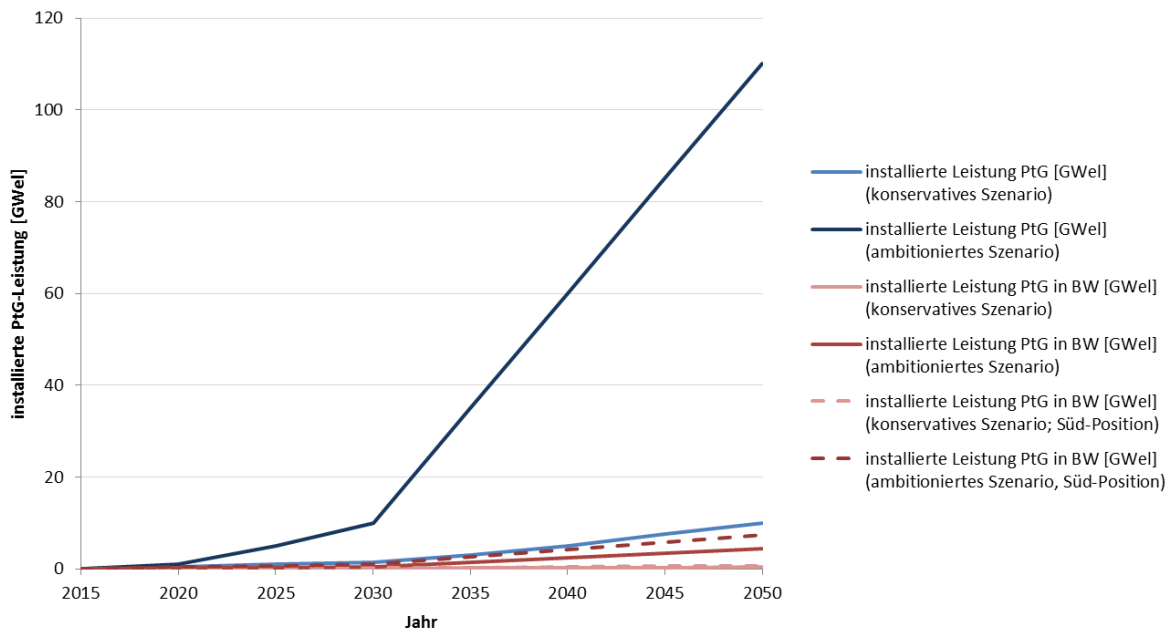


Abbildung 44: Linearisierter Power-to-Gas-Leistungszubau bis 2050 in Deutschland und Baden-Württemberg im konservativen und ambitionierten Szenario

In Abbildung 45 zeigt die orangene Kurve den erwarteten Gasbedarf aus Sicht der Netzbetreiber. Im NEP Gas wird eine Vorschau bis 2035 gegeben, die Fortführung der Kurve bis 2050 (gestrichelt) wurde durch das ZSW ergänzt und zeigt eine Fortschreibung der Tendenz bis 2035. Die dunkelrote-Kurve zeigt die Annahmen aus dem Projektionsbericht 2015 [58] und die hellrote-Kurve die Erwartung der Energierferenzprognose [29]. Auch die Nachfrageseite ist somit mit großen Unsicherheiten verbunden. Daher wird für die Bewertung des Beitrags von Power-to-Gas zur energetischen Versorgungssicherheit eine Worst-Case / Best-Case-Betrachtung durchgeführt. Da die Betrachtungspunkte in 2030 und 2050 liegen sollen, wird als Bezugspunkt die Erdgasnachfrage nach dem Projektionsbericht (Worst-Case) bzw. der Energierferenzprognose (Best-Case) gewählt.

Im Worst-Case steigt der Erdgasbedarf auf über 800 TWh weiter an. Gleichzeitig setzt sich Power-to-Gas nur sehr begrenzt als Technologie durch. Ein Zubau von lediglich 1,5 GW in 2030 bzw. 10 GW in 2050 (hellgrüne Kurve) werden erreicht. Die damit erzielbare Gaserzeugungsmenge in 2050 liegt bei rund 30 TWh. Selbst in 2050 deckt Gas aus erneuerbaren Energien lediglich zu 3-4% die Gasnachfrage. Dies stellt zwar dennoch eine deutliche Erhöhung gegenüber dem heute verfügbaren Biogasanteil dar, trägt aber nur zu einem kleinen Teil zur Versorgungssicherheit in Deutschland und Baden-Württemberg bei.

Im Best-Case hingegen sinkt die Erdgasnachfrage entsprechend der Annahme der Energierferenzprognose. In 2030 werden noch über 500 TWh nachgefragt, 2050 bereits unter 400 TWh. Gleichzeitig steigt die installierte Power-to-Gas-Leistung auf 10 GW in 2030 und 110 GW in 2050 (dunkelgrüne Kurve). Die erzeugten Energiemengen steigen von wenigen TWh in 2030 auf rund 300 TWh in 2050.

Der Beitrag von Power-to-Gas zur Gasbereitstellung im Jahr 2030 wird sich dennoch im niedrigen, einstelligen Prozentbereich bewegen, entwickelt sich aber bis 2050 auf einen Anteil von bis zu 80%. Unter diesen Annahmen kann Power-to-Gas einen signifikanten Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland und Baden-Württemberg leisten. Die Sektorkopplung zwi-

schen Gas- und Stromsektor wäre in beide Richtungen ausgeprägt vorhanden. Gas aus erneuerbarem Strom verdrängt zu einem Großteil fossiles Erdgas und senkt die CO₂-Emissionen signifikant.

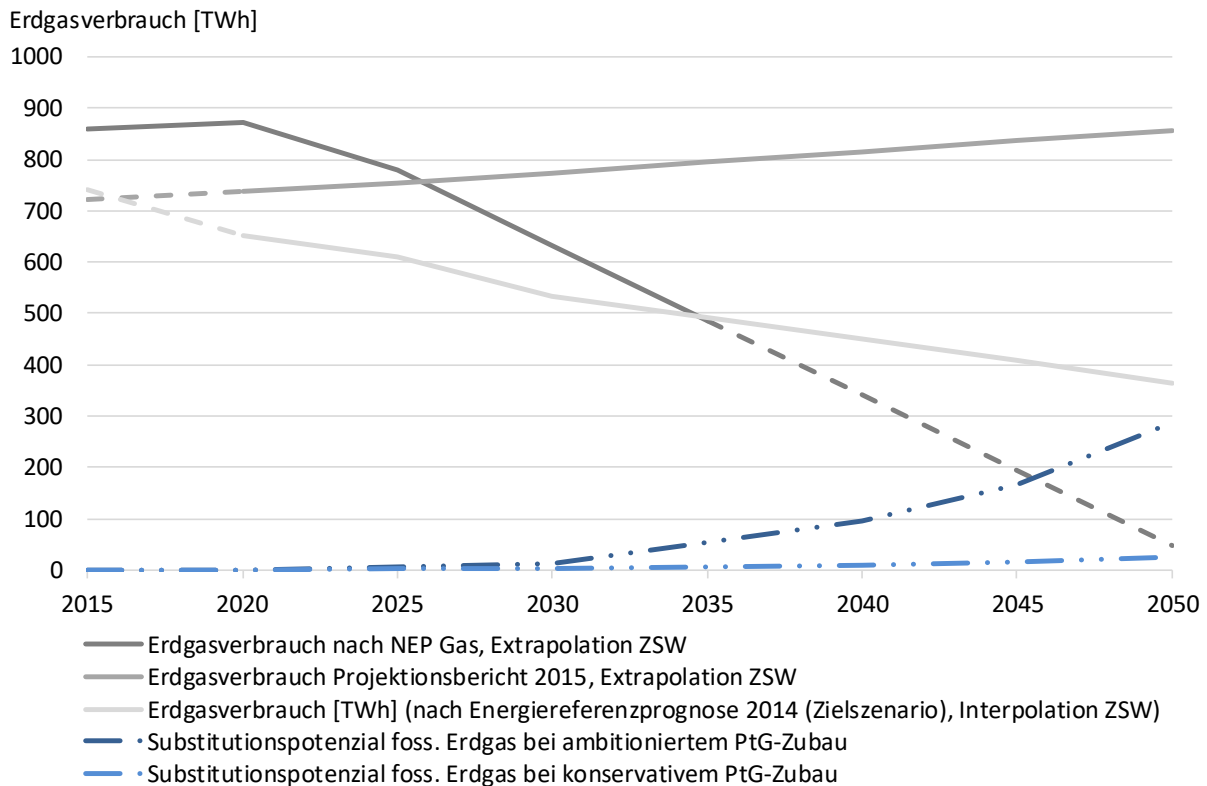


Abbildung 45: Annahmen zum Erdgasverbrauch bis 2050 und Substitutionspotenzial Power-to-Gas im konservativen und ambitionierten Szenario

Im NEP Gas (Zeithorizont 2030) werden ähnliche Rückschlüsse gezogen. So wird erwartet, dass bis 2030 keine signifikanten Mengen an Power-to-Gas-Gas im Erdgasnetz erscheinen werden. Diese Aussage deckt sich mit den hier vorliegenden Annahmen.

Erst nach 2030, dann aber ggf. sehr stark ansteigend, wird Power-to-Gas-Gas zur Verfügung stehen. Dies ist mit bisher fehlender Anlagentechnik, als auch einem Mangel an bilanziellen Stromüberschüssen zu erklären. Eine Beschäftigung mit der Technologie und eine Begleitung der Entwicklung sind aus energetischer, klimapolitischer und technischer Sicht daher empfehlenswert.

6. Fazit und Handlungsempfehlungen

Für das Gelingen der Energiewende ist ein Zusammenspiel mehrerer Bausteine erforderlich. Den Grundstock bilden die Anlagen zur Erzeugung regenerativer Energie aus Wind- und Wasserkraft, Sonnenenergie und Biomasse. Darauf aufbauend und zur Gewährleistung der gewohnt hohen Zuverlässigkeit und Versorgungssicherheit im Energiesystem sind effiziente Speicher und moderne und intelligente Energienetze zur Verbindung der Systemnutzer die Voraussetzung. Power-to-Gas kann in diesem Umfeld einen systemdienlichen Beitrag leisten und bisher ungeklärte Fragestellungen der zukünftigen Energieversorgung, wie die saisonale Energiespeicherung adressieren. Dennoch wird Power-to-Gas nicht die Lösung für alle Fragestellungen sein, sondern neben gut ausgebauten Energienetzen in einem technologieoffenen Systemansatz eigene Nutzungsräume erschließen.

Die Studie untersucht die möglichen Einsatzfälle von Power-to-Gas an der Schnittstelle zwischen dem Stromübertragungs- und dem Ferngasleitungsnetz und liefert einen Beitrag zur Bewertung von Power-to-Gas für die beiden Netzinfrastrukturen des Energiesystems.

Der zukünftige Bedarf an Power-to-Gas für das Energiesystem hängt von diversen Einflussfaktoren ab. Zu nennen sind die politischen Zielvorgaben wie zum Beispiel das Emissionsminderungsziel für das Jahr 2050 von 80 % oder 95 %, die Ausbaugeschwindigkeit fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien, die Tiefen der Energiesektorenkopplung zwischen dem Wärmebereich, dem Verkehrssystem, der Stromversorgung oder auch dem Einsatz zur Produktion von Basischemikalien in der Industrie sowie der weitere Ausbau des europäischen Binnenmarktes.

In einer vorgelagerten Metaanalyse werden zunächst Erwartungen und Annahmen zur Entwicklung von Power-to-Gas in bereits durchgeführten und veröffentlichten Forschungsarbeiten untersucht und herausgearbeitet. Anhand dieser Ergebnisse werden zwei Szenarien für Deutschland entwickelt. Ein konservatives Szenario mit moderatem Power-to-Gas Zubau (10 GW bis 2050) und ein ambitioniertes Szenario mit sehr hohem Power-to-Gas-Zubau (110 GW bis 2050 und bereits 10 GW bis 2030). Anhand dieser beiden Szenarien werden in einem Top-Down-Ansatz Ausbaumengen für die deutschen Bundesländer abgeleitet und in einem weiteren Vertiefungsschritt für Baden-Württemberg bis auf Kreisebene heruntergebrochen. Die Ergebnisse lassen erwarten, dass der vorwiegende Power-to-Gas-Zubau in den wind- und windenergiereichen, nördlichen Bundesländern erfolgen wird. Dies wird durch die Anlandung der Offshore-Windenergie zusätzlich befördert. In Baden-Württemberg sowie den anderen Süd-Ländern besteht neben dem Bedarf an Power-to-Gas, induziert durch PV-Stromerzeugung, eine verstärkte Nachfrage nach synthetischen, chemischen Energieträgern und Kraftstoffen aus Power-to-Gas (Wasserstoff und synthetisches Methan).

Darüber hinaus wird untersucht, inwiefern der Stromübertragungsnetzausbau (HGÜ-Leitungen in Nord-Süd-Richtung) einen Einfluss auf die Positionierung von Power-to-Gas-Anlagen in Süddeutschland (Südposition) haben könnte. Es zeigt sich, dass durch die Berücksichtigung der zusätzlichen Übertragungskapazität eine signifikante Zubausteigerung für Baden-Württemberg möglich werden könnte. Berücksichtigt werden dabei die bisher geplanten und im Bau befindlichen HGÜ-Leitungen.

Für die kreisfreien Städte und Landkreise in Baden-Württemberg wird die Wasserstoffnachfrage aus Industrie, Verkehr und ein mögliches Wasserstoffeinspeisepotenzial ins Erdgasnetz

unter den heutigen Rahmenbedingungen untersucht. Das wirtschaftliche Erlöspotenzial für Wasserstoff als Reinkraftstoff im Verkehr und Grundstoff in der Industrie wird höher bewertet, als eine energetische Verwertung durch die Einspeisung in die bestehende Erdgasinfrastruktur. Eine direkte Wasserstoffnutzung ist daher einer weiteren Wandlungsstufe vorzuziehen. Der Vorteil einer nachgelagerten Methanisierungsstufe ist in einem breiteren Nutzungskontext zu sehen. So entfallen die Mengenrestriktionen für Wasserstoff in Bezug auf das Aufnahmevermögen des Erdgasnetzes. Aus dieser Überlegung lässt sich ableiten, ab wann das Wasserstoffangebot im Falle eines Power-to-Gas Ausbaus die direkten Wasserstoff-Absatzmöglichkeiten in Industrie und Verkehr sowie das Einspeisepotenzial ins Erdgasnetz übersteigt. In diesem Fall werden weitere technische Maßnahmen, wie zum Beispiel eine nachgeschaltete Methanisierung realisiert oder die Erdgasnetze und –verbraucher müssen für eine höhere Wasserstoffkonzentrationsverträglichkeit ertüchtigt werden.

Im konservativen Fall 2030 übersteigt die Wasserstoff-Nachfrage aus dem Verkehrssektor und der Industrie die erwartete Power-to-Gas Zubaumenge für Baden-Württemberg, weshalb keine Einspeisung ins Erdgasnetz angenommen wird. Durch die Berücksichtigung der HGÜ-Leitungen (Südposition) erhöht sich jedoch die installierte Power-to-Gas Menge, sodass in allen Kreisen das Wasserstoff-Angebot die Nachfrage übersteigt. Zusätzliche Wasserstoffverwertungswege, wie zum Beispiel die Einspeisung ins Erdgasnetz, werden erforderlich. Die unter heutigen Regelbedingungen festgelegte Einspeisegrenze von 2 Vol% Wasserstoff limitiert die Einspeisemenge derart, dass voraussichtlich in rund 50 % der Kreise die Wasserstoffaufnahmekapazität, zumindest im nachfrageschwachen Sommerhalbjahr, nicht ausreichen wird. Im konservativen Szenario für das Jahr 2050 wird wiederum eine deutliche Nachfragesteigerung aus dem Verkehrssektor erwartet, selbst unter Berücksichtigung der Südposition ergibt sich dann keine Notwendigkeit mehr einer Gasnetzeinspeisung.

Das Ergebnis für das ambitionierte Szenario 2030 zeigt, dass es trotz einer stärkeren Nachfrageerwartung aus dem Verkehrssektor voraussichtlich zum Bedarf an weiteren Absatzmöglichkeiten für Wasserstoff kommen wird. Etwa in der Hälfte der Kreise wird das Erdgasnetz den Wasserstoff nicht vollumfänglich aufnehmen können, weitere technische Maßnahmen sind erforderlich. Wird dieses Szenario noch um die Südposition erweitert, zeigt sich, dass in allen Kreisen, mit Ausnahme der verkehrsreichen Stadt Stuttgart, das Wasserstoffeinspeisepotenzial ins Erdgasnetz überschritten wird. Diese Entwicklung setzt sich in der Betrachtung bis 2050 fort. Selbst ohne Berücksichtigung der Südposition übersteigt das Wasserstoffangebot die Nachfrage und Einspeisefähigkeit bei weitem, die Berücksichtigung der Südposition verschärft die Situation weiter.

Aus diesen Ergebnissen lässt sich ableiten, dass bei einem Ausbau von Power-to-Gas in Deutschland in einer Größenordnung deutlich über 10 GW die Absatzoptionen für Wasserstoff, unter Annahme der heutigen Einspeise-Restriktionen, ausgeschöpft sein dürften und ergänzende technische Maßnahmen erforderlich werden. Eine Maßnahme kann eine nachgeschaltete Methanisierungsstufe sein, um aus dem Zusatzgas Wasserstoff das Austauschgas Methan herzustellen. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, das Gasnetz und die angeschlossenen Verbraucher, zur Steigerung der Wasserstoffkonzentration im Erdgas zu ertüchtigen.

Power-to-Gas für Systemdienstleistungen

Die technische Eignung von Power-to-Gas für die verschiedenen Systemdienstleistungsarten im Strom- und Gasnetz wird untersucht und hinsichtlich der wirtschaftlichen Potenziale bewertet. In einer Matrix werden im Stromnetz für die Systemdienstleistungen Momentanreserve, Primär- und Sekundärregelleistung, Minutenreserve, abschaltbare Lasten, Blindleistungskompensation und Redispatch die aktuellen Beschaffungsregime, der Bedarf und die technischen Anforderungen aufgezeigt. Es werden alternativ einsetzbare Technologien zur Erbringung der Systemdienste aufgezeigt und das wirtschaftliche Potenzial qualitativ abgeschätzt.

Die Regelenergie im Gassystem wird durch interne Netzpuffer und aus hydraulisch vorgelagerten Netzen bezogen. In der Detailbetrachtung zeigt sich, dass große Mengen an Regelenergie benötigt werden, allerdings zeigt sich auch, dass der Mehrpreis gegenüber dem regulär gehandelten, fossilen Gas vergleichsweise gering ist und die Erbringung von Regelgas durch Power-to-Gas kaum wirtschaftlich lohnend ist.

Bei einer vergleichenden Gegenüberstellung der Energiemengen, welche durch die Nutzung negativer Regelenergie im Stromsystem zur Herstellung und Bereitstellung von positiver Regelenergie im Gassystem eingesetzt werden kann, wird festgestellt, dass das Angebot an negativer Regelenergie aus dem Stromsystem vollständig als Regelenergie ins Erdgassystem eingebracht werden kann. Wegen der deutlich größeren Regelenergienachfrage aus dem Gasnetz trägt das aus dem systemdienlichen Einsatz der Power-to-Gas-Anlage erzeugte Gas dennoch nur einen marginalen Beitrag zur Deckung des Regelenergiebedarfs im Gassystem bei. Auf grund der Mengengefüge und der unterschiedlichen Erlöspotenziale ist durch die parallele Erbringung von Regelenergie in beiden Infrastruktursystemen weder eine signifikante Verbesserung der Systemstabilität eines der Systeme, noch der Wirtschaftlichkeit gegenüber der getrennten Erbringung von Regelenergie zu erwarten.

Power-to-Gas ermöglicht eine zeitgleiche Wertschöpfung in mehreren Anwendungsfeldern. So können in einem Geschäftsmodell einerseits die Erlöse aus dem Gas- oder Kraftstoffmarkt angesetzt, die anfallende Abwärme in ein Wärmenetz abgeben und im Strom- und Gassystem Systemdienstleistungen erbracht werden. Im Rahmen einer Multi-Use Betrachtung wird der Einfluss unterschiedlicher Bausteine auf das Geschäftsmodellergebnis untersucht.

Als Ergebnis zeigt sich, dass die Erbringung von Systemdienstleistungen für das Geschäftsmodell von Power-to-Gas ein ergänzender Baustein sein kann. So birgt eine Teilnahme am negativen bzw. positiven Sekundärregelleistungsmarkt die Möglichkeit, die Wirtschaftlichkeit der Anlage signifikant zu verbessern. Den größten Einflussfaktor bilden jedoch die Kosten für den Strombezug, der Nutzungsgrad und das Erlöspotenzial für das Gas im Markt.

Beitrag von Power-to-Gas zur energetischen Versorgungssicherheit

Power-to-Gas erzeugt ein synthetisches Gas mit welchem fossile Gase und Kraftstoffe substituiert werden können. Somit kann Power-to-Gas die Versorgungssicherheit im Gassystem und auf dem Kraftstoffmarkt als zusätzliche Quelle unterstützen. Auch die Stromerzeugung ist auf schnell regelbare Gaskraftwerke (Gasturbine, Gas- und Dampfkraftwerk, BHKW, zukünftig ggf. auch Brennstoffzelle) angewiesen. Daher besteht eine indirekte Verbindung der Versorgungssicherheit zwischen Power-to-Gas und der Stromerzeugung.

In der Studie wird der Beitrag von Power-to-Gas zur Versorgungssicherheit in einer Bandbreite anhand unterschiedlicher Szenarien abgeschätzt. Aus einem, unter Berücksichtigung der Klimaschutzziele, angenommenen sinkenden Erdgasbedarf bis 2050, bei gleichzeitigem Zubau von Power-to-Gas, entsprechend des ambitionierten Ausbaupfads, resultiert eine hohe Erzeugung synthetischer Energieträger bei sinkender Nachfrage – in diesem Fall können bis zu 80 % des künftigen deutschen Erdgasbedarfs substituiert werden. Das andere Ende der Bandbreite möglicher Entwicklungen stellt die weiter steigende Nachfrage nach Erdgas bei gleichzeitig nur geringer Power-to-Gas-Durchdringung dar. Unter diesen Annahmen würde Power-to-Gas lediglich zu einer dreiprozentigen Substitution des Erdgases beitragen.

Bei einem strategisch motivierten und geplanten Ausbau von Power-to-Gas kann die Versorgungssicherheit substantiell unterstützt werden. Neben den klimapolitischen Vorteilen durch CO₂-neutrales Synthesegas werden auch Flexibilitätsoptionen für das Gas- und Stromsystem angeboten, die zusätzliche Vorteile hinsichtlich der Systemregelung bieten. Die Sektorkopplung wird adressiert und saisonale Speicherpotenziale aufgebaut.

Weiterer Untersuchungsbedarf besteht jedoch hinsichtlich der Rückwirkungen auf das Stromangebot / den Strombedarf und die verfügbaren Kohlenstoffquellen.

Handlungsempfehlungen

Die Gas- und Strominfrastruktur ist ein entscheidender Baustein für das Gelingen der Energiewende. Gut ausgebaute, flexible und intelligente Netze sind essentiell, um Menschen und Wirtschaft stabil und zuverlässig mit (regenerativer) Energie zu versorgen. Power-to-Gas hat das Potenzial, diese Infrastrukturen zukünftig systemdienlich und energetisch sinnvoll zu ergänzen. Im Folgenden finden sich aus der Studie abgeleitete Handlungsempfehlungen, um eine effiziente und systemdienliche Integration der Technologie zu gewährleisten.

- Speicher im Allgemeinen und Power-to-Gas im Speziellen sind im energiewirtschaftlichen Rechtsrahmen nicht ausreichend definiert. Es ist dringend erforderlich diesbezüglich Klarheit zu schaffen, um Akteuren Investitionssicherheit zu ermöglichen.
- Es gilt ein Level Playing Field zu entwickeln, um allen Technologien die gleichen Rahmenbedingungen und Entwicklungsmöglichkeiten zu bieten.
- Die Installation von Power-to-Gas wird verstärkt erzeugungsnah, vor allem im windreichen Nord- und Ostdeutschland erwartet. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass auch eine verbrauchsnahe (industriennahe) Anlageninstallation in West- und Süddeutschland gute und effiziente Standortbedingungen bieten kann. Der Stromübertragungsnetzausbau (HGÜ-Leitungen) unterstützt eine breitere räumliche Verteilung von Power-to-Gas-Anlagen und ermöglicht damit die Nutzung der jeweiligen regionalen Standortvorteile.
- Power-to-Gas kann technisch diverse Systemdienstleistungen für die Netzinfrastruktur erbringen. Aus wirtschaftlicher Sicht sind Primär- und Sekundärregelung dabei derzeit am ehesten attraktive Optionen. Das wirtschaftliche Potenzial eines ausschließlichen Einsatzes für Systemdienstleistungen ist jedoch gering.

- Für ein erfolgreiches Power-to-Gas-Geschäftsmodell ist es essenziell, auf verschiedenen Absatzmärkten zu agieren. So werden Möglichkeiten gesehen, neben dem Gasverkauf in unterschiedlichen Anwendungsfällen auch die Abwärme und den freiwerdenden Sauerstoff zu vermarkten. Auch im Hinblick auf den Systemdienstleistungsmarkt werden wirtschaftliche Potenziale in einem Multi-Use-Ansatz gesehen, bei dem Power-to-Gas neben seinem primären Anwendungsfall zusätzliche Erlöse erwirtschaften kann. Diesbezüglich gilt es, sinnvolle Anwendungsfälle zu untersuchen sowie die dafür erforderlichen regulatorischen Rahmenbedingungen zu schaffen.
- Bei einem Ausbau von Power-to-Gas über 10 GW hinaus ist das Potenzial dezentraler Standorte weitgehend erschöpft, sodass ein weitergehender Ausbau in zentralen Groß- (> 10 MW bis 100 MW) und Größtanlagen (> 100 MW bis 1.000 MW) erfolgt. In diesem Fall ist ein Upscaling der bisherigen Anlagentechnologie notwendig, welches weiterer Forschung und Entwicklung bedarf.
- Bei einer dynamischen Fahrweise von Power-to-Gas-Anlagen, beispielsweise im Regelenergiemarkt, kann im Methanisierungsprozess ein Wasserstoff-/Methan-Mischgas entstehen, welches nach heutigen Regularien nicht eingespeist werden kann. Durch eine weitere Optimierung der Anlagentechnik für diesen Anwendungsfall könnte die Mischgasentstehung vermindert werden. Alternativ sollte untersucht werden, wie eine Einspeisung von Mischgasen ins bestehende Erdgasnetz technisch und regulatorisch sinnvoll umgesetzt werden kann.
- Derzeit bestehen für Power-to-Gas noch wirtschaftliche, rechtliche und technische Hürden. Akteure die planen, Power-to-Gas als Geschäftsmodell zu verfolgen, sollten die Entwicklung der Technologie und der Rahmenbedingungen beobachten. Dabei sind insbesondere die Fortschreibung der politischen Ziele zur Emissionsminderung, die Entwicklung der Absatzmärkte, vor allem der Aufbau der Wasserstoffmobilität und die internationale Nachfrageentwicklung nach Power-to-Gas zu beachten.

7. Literaturverzeichnis

1. Ein neuer Aufbruch für Europa Eine neue Dynamik für Deutschland Ein neuer Zusammenhalt für unser Land Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD 19. Legislaturperiode [online]. [Zugriff am: 19. März 2018]. Verfügbar unter: https://www.cdu.de/system/tdf/media/dokumente/koalitionsvertrag_2018.pdf?file=1
2. BMUB, Referat KII1. Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 [online]. Berlin : BMUB, 2014. [Zugriff am: 9. Dezember 2014]. Verfügbar unter: http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Aktionsprogramm_Klimaschutz/aktionsprogramm_klimaschutz_2020_broschuere.pdf
3. Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung [online]. Berlin : Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Verkehr, 2016. [Zugriff am: 22. November 2016]. Verfügbar unter: http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf
4. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg (IEKK). Stuttgart, 2014.
5. CAROLIN SCHENUIT, REEMT HEUKE und JAN PASCHKE. Potenzialatlas Power to Gas. Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen. [online]. Berlin : dena, 2016. [Zugriff am: 6. September 2016]. Verfügbar unter: http://www.powertogas.info/fileadmin/content/Downloads_PtG_neu/Potenzialatlas/dena_Potenzialatlas_PowerToGas_2016-07-01.pdf
6. FORSCHUNGSVERBUND ERNEUERBARE ENERGIEN (FVEE) (Hrsg.). Forschen für globale Märkte erneuerbarer Energien Themen 2009. In : FORSCHUNGSVERBUND ERNEUERBARE ENERGIEN (FVEE) (Hrsg.), Jahrestagung des Forschungsverbands Erneuerbare energien in Kooperation mit der agentur für Erneuerbare Energien. Berlin, 2009.
7. Roadmap Power to Gas - Baustein einer Integrierten Energiewende [online]. Berlin, 2017. [Zugriff am: 20. April 2018]. Verfügbar unter: http://www.powertogas.info/fileadmin/content/Downloads_PtG_neu/Roadmap_PtG/171127_dena_Roadmap_PtG.pdf
8. WILKE, Sibylle. Indikator: Emission von Treibhausgasen. Umweltbundesamt [online]. 23. August 2013. [Zugriff am: 27. November 2017]. Verfügbar unter: <http://www.umweltbundesamt.de/indikator-emission-von-treibhausgasen>
9. ÖKO-INSTITUT E.V. und FRAUNHOFER ISI. Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht [online]. Berlin, 2015. Verfügbar unter: <http://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>
10. STERNER, Michael und STADLER, Ingo. Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration [online]. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2014. [Zugriff am: 30. August 2016]. ISBN 978-3-642-37379-4. Verfügbar unter: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-642-37380-0>
11. MAREIKE JENTSCH und TOBIAS TROST. Analyse von Power-to-Gas-Energiespeichern im regenerativen Energiesystem [online]. Kassel, 2014. Verfügbar unter: http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-3150167.pdf
12. Datenbasis Bundesnetzagentur. [online]. [Zugriff am: 27. November 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/cln_131/DE/Home/home_node.html

13. MAIKE SCHMIDT, ANNA-LENA FUCHS, TOBIAS KELM, NABIL ABDALLA, FABIAN BERGK, HORST FEHRENBACH, MARIE JAMET, UDO LAMBRECHT, PETER MELLWIG, MARTIN PEHNT, REGINE VOGT, VEIT BÜRGER, GÜNTER DEHOUST, HANNAH FÖRSTER, BENJAMIN GREINER, KLAUS HENNENBERG, MARGARETHE SCHEFFLER, KIRSTEN WIEGMANN, RAINER ELSLAND, TOBIAS FLEITER, CHRISTIAN MAAß, MATTHIAS SANDROCK und JOACHIM NITSCH. Energie- und Klimaschutzziele 2030 [online]. Stuttgart, 2017. [Zugriff am: 4. Oktober 2017]. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/4_Klima/Klimaschutz/170928_Endbericht_Energie-_und_Klimaschutzziele_2030.pdf
14. Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030 [online]. Bonn, 2016. [Zugriff am: 23. November 2016]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/szenariorahmen_2030_genehmigung.pdf
15. DENA. dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025 [online]. Berlin, [kein Datum]. [Zugriff am: 3. Februar 2017]. Verfügbar unter: https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9106_Ergebniszusammenfassung_dena-Netzstudie_II_deutsch.pdf
16. TOBIAS KELM und ANNA-LENA FUCHS. Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2016. Stuttgart, 2017.
17. KERSTIN MARIA RIPPEL, THOMAS WIEDE, MARIO MEINECKE und REGINA KÖNIG. Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017 [online]. Berlin / Bayreuth / Dortmund / Stuttgart, 2017. [Zugriff am: 23. Februar 2017]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_1_Entwurf_Teil1.pdf
18. DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (DENA) (Hrsg.). Positionspapier Ziele von Power to Gas [online]. 27. Februar 2013. [Zugriff am: 19. März 2018]. Verfügbar unter: http://www.pwertogas.info/fileadmin/content/Downloads_PtG_neu/130227_Positionspapier_Powerto-Gas.pdf
19. QUASCHNING, Volker. Sektorkopplung durch die Energiewende - Anforderung an den Ausbau erneuerbarer energien zum Erreichen der pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung [online]. Berlin, 2016. [Zugriff am: 21. Juni 2016]. Verfügbar unter: <http://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2016/05/HTW-2016-Sektorkopplungsstudie.pdf>
20. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2016 [online]. Bonn, 2016. [Zugriff am: 20. Juli 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2
21. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016 [online]. 2017. [Zugriff am: 20. Juli 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2
22. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2013 [online]. Bonn, 2014. [Zugriff am: 11. September 2015]. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf

23. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2014 [online]. Bonn, 2014. [Zugriff am: 11. September 2015]. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf
24. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) und BUNDESKARTELLAMT. Monitoringbericht 2015 [online]. Bonn, 2016. [Zugriff am: 16. August 2016]. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4
25. EXPERTENKOMMISSION ZUM MONITORING-PROZESS „ENERGIE DER ZUKUNFT“. Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015 [online]. 2016. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=7
26. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Netzausbau - Leitungsvorhaben. [online]. 2016. Verfügbar unter: <https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html>
27. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). EnLAG-Monitoring - Stand der Vorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) nach dem vierten Quartal 2017 [online]. 2018. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/EnLAG/EnLAG-Bericht.pdf?__blob=publicationFile
28. FNB. FNB - Leitungsnetz Karte Erdgas Transportleitungen. [online]. [Zugriff am: 27. November 2017]. Verfügbar unter: <https://www.fnb-gas.de/en/association/photo-credits/bildmaterial.html>
29. DR. SCHLESINGER, Michael, DR. LINDENBERGER, Dietmar und DR. LUTZ, Christian. Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose [online]. Basel/Köln/Osnabrück: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2014. [Zugriff am: 24. Februar 2015]. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht,property%3Dpdf>
30. NILS GRABBE. Entwurf - Netzentwicklungsplan Gas 2016 [online]. Berlin, 2016. [Zugriff am: 25. November 2016]. Verfügbar unter: http://www.fnb-gas.de/files/2016_04_01-entwurf_nep-gas-2016.pdf
31. Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“ [online]. Berlin, 2012. Verfügbar unter: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erster-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=7
32. MARTIN PETER, DAMARIS BERTSCHMANN und HELEN LÜCKGE. Metastudie nationale Energieszenarien und deutsche Energiepolitik. Dessau-Roßlau: UBA, 2017.
33. JOACHIM NITSCH. Die Energiewende nach COP 21 - Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung [online]. Stuttgart, 2016. [Zugriff am: 25. November 2016]. Verfügbar unter: http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Joachim_Nitsch_Energiewende_nach_COP21.pdf
34. RAINER ELSLAND, TOBIAS BOßMANN, ANNA-LENA KLINGLER, ANDREA HERBST, MARIAN KLOBASA und MARTIN WIETSCHEL. Netzentwicklungsplan Strom - Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile - Begleitgutachten [online]. Karlsruhe, 2016. [Zugriff am: 18. Oktober 2017]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20161126_NEP2030_Stromnachfrage_ISI_0.pdf

35. Konsultationsdokument - Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2018-2018 der Fernleitungsnetzbetreiber [online]. Berlin, 2017. [Zugriff am: 18. September 2017]. Verfügbar unter: https://www.fnb-gas.de/files/2017_06_19_nep_gas_2018-2028_konsultationsdokument_szenariorahmen.pdf
36. BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. Datenbasis BDEW. [online]. [Zugriff am: 27. November 2017]. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/gas-de>
37. STOLZENBURG, Klaus, DR. HAMELMANN, Roland, PROF. DR. WIETSCHEL, Martin, PROF. DR. LEHMANN, Jochen und DONADEI, Sabine. Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem [online]. Berlin, 2014. [Zugriff am: 3. November 2015]. Verfügbar unter: http://www.energiecluster.de/files/abschlussbericht_integration_von_windwasserstoff-systemen_in_das_energiesystem.pdf
38. UWE ALBRECHT, ULRICH BÜNGER, JAN MICHALSKI, WERNER WEINDORF, JAN ZERHUSEN, FRIEDER BROGGREFE, HANS CHRISTIAN GILS, THOMAS PREGGER, FLORIAN KLEINER, JOHANNES PAGENKOPF und STEPHAN SCHMID. Kommerzialisierung der Wasserstofftechnologie in Baden-Württemberg [online]. Stuttgart : e-mobil BW, 2016. [Zugriff am: 30. Juni 2016]. Verfügbar unter: http://www.e-mobilbw.de/files/e-mobil/content/DE/Publicationen/PDF/Studie_H2-Kommerzialisierung_Neu_RZ_WebPDF.pdf
39. DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (DENA). Systemdienstleistungen 2030 - Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Endbericht [online]. 2014. Verfügbar unter: https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9094_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf
40. INSTITUT FÜR NETZ UND ANWENDUNGSTECHNIK GMBH, OSTBAYERISCHE TECHNISCHE HOCHSCHULE REGENSBURG, REGENSBURG CENTER OF ENERGY AND RESOURCES und FORSCHUNGSSTELLE FÜR ENERGIENETZE UND ENERGIE-SPEICHER. Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit - im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [online]. 2016. [Zugriff am: 9. November 2017]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publicationen/Studien/zukuenftige-bereitstellung-von-blindleistung-und-anderen-massnahmen-fuer-die-netzsicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=14
41. 50HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNETBW. Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb. [online]. 2014. [Zugriff am: 9. November 2017]. Verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/media/documents/Minimale%20Schwungmasse.pdf>
42. 50 HERTZ, AMPRION, TENNET und TRANSNETBW. regelleistung.net - Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. [online]. 2017. [Zugriff am: 9. November 2017]. Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/>
43. ZAPF, Martin. Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem - Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten. 2017.
44. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). SMARD Strommarktdaten. [online]. 2018. Verfügbar unter: https://www.smard.de/blueprint/servlet/page/home/downloadcenter/download_marktdaten/
45. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) - BESCHLUSSKAMMER 6. Beschluss zur Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung vom 13.06.2017 (BK6-15-158) [online]. 2017. [Zugriff am: 9. November 2017]. Verfügbar un-

ter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2015/2015_0001bis0999/BK6-15-158/BK6-15-158_download_Beschluss_vom_13_06_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3

46. EUROPEAN COMMISSION. Draft COMMISSION REGULATION (EU) .../... establishing a guideline on electricity balancing. [online]. 2016. [Zugriff am: 10. November 2017]. Verfügbar unter: [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=pi_com:Ares\(2016\)6785886](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=pi_com:Ares(2016)6785886)

47. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) - BESCHLUSSKAMMER 6. Beschluss zur Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve 13.06.2017 (BK6-15-159) [online]. 2017. [Zugriff am: 9. November 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2015/2015_0001bis0999/BK6-15-159/BK6-15-159_download_Beschluss_vom_13_06_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=2

48. Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV) [online]. 1. Oktober 2016. [Zugriff am: 16. November 2017]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/ablav_2016/AbLaV.pdf

49. NET CONNECT GERMANY. NCG Informationsveranstaltung für BKV 28.01.2015. [online]. Düsseldorf. 28. Januar 2015. [Zugriff am: 28. November 2017]. Verfügbar unter: <https://www.net-connect-germany.de/Portals/2/NCG%20Informationsveranstaltung%20f%C3%BCr%20BKV%2028.01.2015.pdf>

50. NETCONNECT GERMANY. Das Regelenergiemanagement der NCG - Produkte und Teilnahmemöglichkeiten [online]. 2015. [Zugriff am: 17. September 2015]. Verfügbar unter: https://www.net-connect-germany.de/Portals/2/20150409_DE_Brosch%C3%BCre%20Regelenergiemanagement.pdf

51. NET CONNECT GERMANY. Datenbasis NCG - Informationen Regelenergieanbieter. [online]. [Zugriff am: 28. November 2017]. Verfügbar unter: <https://www.net-connect-germany.de/de-de/Informationen/Regelenergieanbieter/Ver%C3%B6ffentlichungen/Externe-Regelenergie>

52. NETCONNECT GERMANY. Einsatz interner/externer Regelenergie im Marktgebiet NetConnect Germany. [online]. 2017. [Zugriff am: 27. November 2017]. Verfügbar unter: <https://www.net-connect-germany.de/de-de/>

53. GASPOOL BALANCING SERVICES. Einsatz von Regelenergie. [online]. 2017. [Zugriff am: 28. November 2017]. Verfügbar unter: <https://www.gaspool.de/services/regelenergie/regelenergieeinsatz/handelsgeschaefte/>

54. UMWELTBUNDESAMT. Treibhausgas-Emissionen in Deutschland. [online]. 3. Juni 2015. [Zugriff am: 21. Oktober 2015]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klimawandel/treibhausgas-emissionen-in-deutschland>

55. Netztransparenz. [online]. 22. März 2018. [Zugriff am: 22. März 2018]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte>

56. THILO SCHÄFER, ADRIANA NELIGAN, ROMAN BERTENRATH und CORNELIUS BÄHR. Versorgungssicherheit mit Energierohstoffen - Gutachten [online]. Köln, 2015. [Zugriff am: 21. September 2017]. Verfügbar unter: https://www.iwkoeln.de/_storage/asset/238801/storage/master/file/7392309/download/Versorgungssicherheit%20mit%20Energierohstoffen%20Gutachten.pdf

57. BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. Energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland. Berlin : BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2016.

58. BUNDESREGIERUNG. Projektionsbericht 2015 gemäß der Verordnung (EU) Nr. 525/2013/EU [online]. 2016. [Zugriff am: 22. November 2016]. Verfügbar unter: http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envv_vp1a/160928_PB2015_MWMS.final.pdf

59. KRAFTFAHRT-BUNDESAMT (KBA). Kraftfahrt-Bundesamt - Produkte der Statistik - Bestand nach Zulassungsbezirken (FZ 1). [online]. [Zugriff am: 28. November 2017]. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz1_b_uebersicht.html?nn=1146130

8. Anhang

8.1. Ergänzende Tabellen zu Kapitel 2

Tabelle 27: Installierte Leistung fluktuierender erneuerbarer Energien nach Bundesländern (Stand 2015)

Aufteilung nach Bundesländern	Regionszugehörigkeit	Wind Onshore [GW]	Wind Offshore [GW]	Photovoltaik [GW]
Baden-Württemberg	Rest-D	697		5.173
Bayern	Rest-D	1.893		11.309
Berlin / Brandenburg	NO	5.859		3.066
Bremen	NW	171		42
Hamburg	NW	62		37
Hessen	Rest-D	1.387		1.811
Mecklenburg-Vorpommern	NO	2.884		1.414
Niedersachsen	NW / Rest-D (50:50)	8.602		3.580
Nordrhein-Westfalen	Rest-D	4.080		4.364
Rheinland-Pfalz	Rest-D	2.926		1.921
Saarland	Rest-D	267		416
Sachsen	Rest-D	1.132		1.608
Sachsen-Anhalt	Rest-D	4.599		1.963
Schleswig Holstein	NW	5.897		1.498
Thüringen	Rest-D	1.200		1.187
Nordsee	NW		2.956	
Ostsee	NO		339	

Tabelle 28: Nettostromerzeugung und installierte Leistung aus erneuerbaren Energien im Zielszenario für Baden-Württemberg nach Sparten [13]

Stromerzeugung [TWh] (Leistung [GW])	2014	2020	2025	2030	2040	2050
Windenergie	0,7 (0,6)	3,7 (2,1)	8,3 (3,9)	13,0 (5,5)	21,5 (7,9)	27,0 (9,2)
Photovoltaik	4,8 (5,0)	5,9 (6,4)	7,7 (8,4)	10,1 (11,0)	14,2 (15,4)	19,1 (20,6)
Biomasse	3,7 (0,5)	3,6 (0,6)	3,2 (0,5)	2,7 (0,5)	2,5 (0,5)	2,4 (0,5)
Wasserkraft	4,8 (0,9)	4,4 (0,9)	4,4 (0,9)	4,5 (0,9)	4,5 (0,9)	4,5 (0,9)
Geothermie	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,1 (0,0)	0,3 (0,0)	0,6 (0,1)	1,0 (0,2)
Andere ¹	0,5	0,6	0,5	0,5	0,3	0,3
Summe	14,5	18,2	24,2	31,0	43,6	54,2

¹Deponiegas, Klärgas, biogener Anteil des Abfalls in MVA.

8.2. Kreisfreie Städte und Landkreise in Baden-Württemberg

Tabelle 29: Übersicht kreisfreie Städte und Landkreise Baden-Württemberg

Kreisfreie Städte und Landkreise	Regierungsbezirk
Alb-Donau-Kreis	Tübingen
Baden-Baden	Karlsruhe
Biberach	Tübingen
Böblingen	Stuttgart
Bodenseekreis	Tübingen
Breisgau-Hochschwarzwald	Freiburg
Calw	Karlsruhe
Emmendingen	Freiburg
Enzkreis	Karlsruhe
Esslingen	Stuttgart
Freiburg	Freiburg
Freudenstadt	Karlsruhe
Göppingen	Stuttgart
Heidelberg	Karlsruhe
Heidenheim	Stuttgart
Heilbronn Kreis	Stuttgart
Heilbronn Stadt	Stuttgart
Hohenlohekreis	Stuttgart
Karlsruhe Kreis	Karlsruhe
Karlsruhe Stadt	Karlsruhe
Konstanz	Freiburg
Lörrach	Freiburg
Ludwigsburg	Stuttgart
Main-Tauber-Kreis	Stuttgart
Mannheim	Karlsruhe
Neckar-Odenwald-Kreis	Karlsruhe
Ortenaukreis	Freiburg
Ostalbkreis	Stuttgart
Pforzheim	Karlsruhe
Rastatt	Karlsruhe
Ravensburg	Tübingen
Rems-Murr-Kreis	Stuttgart
Reutlingen	Tübingen
Rhein-Neckar-Kreis	Karlsruhe
Rottweil	Freiburg
Schwäbisch Hall	Stuttgart
Schwarzwald-Baar-Kreis	Freiburg
Sigmaringen	Tübingen
Stuttgart	Stuttgart
Tübingen	Tübingen
Tuttlingen	Freiburg
Ulm	Tübingen
Waldshut	Freiburg
Zollernalbkreis	Tübingen

8.3. Fahrzeugstatistik der Städte und Landkreise in Baden-Württemberg

Tabelle 30: Übersicht der Fahrzeugstatistik [59]

Kreisfreie Städte und Landkreise	Regierungsbezirk	PKW-Bestand	NF-Bestand	Bus-Bestand	Anteil Schienenfahrzeuge
Breisgau-Hochschwarzwald	Freiburg	148.235	9.256	298	0,25
Emmendingen	Freiburg	93.820	5.580	94	0,25
Freiburg	Freiburg	88.595	5.798	364	0,25
Konstanz	Freiburg	150.911	7.729	178	0,25
Lörrach	Freiburg	130.547	6.901	94	0,25
Ortenaukreis	Freiburg	253.834	15.588	337	0,25
Rottweil	Freiburg	87.457	4.585	90	0,25
Schwarzwald-Baar-Kreis	Freiburg	122.901	6.604	149	0,25
Tuttlingen	Freiburg	81.251	3.897	82	0,25
Waldshut	Freiburg	100.904	5.478	127	0,25
Baden-Baden	Karlsruhe	32.975	2.151	68	0,21
Calw	Karlsruhe	96.049	5.395	269	0,21
Enzkreis	Karlsruhe	122.957	5.838	106	0,21
Freudenstadt	Karlsruhe	70.961	3.787	133	0,21
Heidelberg	Karlsruhe	58.389	3.041	84	0,21
Karlsruhe Kreis	Karlsruhe	262.589	8.455	318	0,21
Karlsruhe Stadt	Karlsruhe	135.651	13.569	177	0,21
Mannheim	Karlsruhe	145.300	9.583	243	0,21
Neckar-Odenwald-Kreis	Karlsruhe	87.990	4.554	97	0,21
Pforzheim	Karlsruhe	57.727	2.824	129	0,21
Rastatt	Karlsruhe	142.563	6.984	110	0,21
Rhein-Neckar-Kreis	Karlsruhe	333.726	15.955	194	0,21
Böblingen	Stuttgart	239.154	9.177	256	0,19
Esslingen	Stuttgart	313.816	15.597	305	0,19
Göppingen	Stuttgart	155.072	8.276	174	0,19
Heidenheim	Stuttgart	77.810	3.412	109	0,19
Heilbronn Kreis	Stuttgart	219.279	3.768	219	0,19
Heilbronn Stadt	Stuttgart	63.216	11.173	113	0,19
Hohenlohekreis	Stuttgart	76.564	3.744	107	0,19
Ludwigsburg	Stuttgart	313.897	15.778	212	0,19
Main-Tauber-Kreis	Stuttgart	84.212	4.410	105	0,19
Ostalbkreis	Stuttgart	190.857	9.313	308	0,19
Rems-Murr-Kreis	Stuttgart	249.542	13.867	325	0,19
Schwäbisch Hall	Stuttgart	119.386	6.768	261	0,19
Stuttgart	Stuttgart	293.961	14.573	682	0,19
Alb-Donau-Kreis	Tübingen	117.817	5.950	196	0,28
Biberach	Tübingen	119.683	7.143	184	0,28
Bodenseekreis	Tübingen	128.982	6.473	174	0,28
Ravensburg	Tübingen	165.924	9.979	240	0,28
Reutlingen	Tübingen	169.015	9.116	242	0,28
Sigmaringen	Tübingen	79.601	4.362	124	0,28
Tübingen	Tübingen	117.022	5.063	174	0,28
Ulm	Tübingen	62.842	3.689	255	0,28
Zollernalbkreis	Tübingen	119.613	6.771	158	0,28

8.4. Ergebnisse Bundesländer / Netzknoten

Tabelle 31: Power-to-Gas-Verteilung 2030 (Bundesländer) in MW, konservativer Ausbaupfad (1.500 MW), Variante 1 (zentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	63	60	3
Bayern	144	140	4
Berlin / Brandenburg	163	160	3
Bremen	8	0	8
Hamburg	4	0	4
Hessen	44	40	4
Mecklenburg-Vorpommern	79	70	9
Niedersachsen	326	320	6
Nordrhein-Westfalen	119	110	9
Rheinland-Pfalz	74	70	4
Saarland	9	0	9
Sachsen	37	30	7
Sachsen-Anhalt	106	100	6
Schleswig-Holstein	291	290	1
Thüringen	34	30	4

Konservatives Szenario 2030 | Variante 1 (zentral)

zentral | dezentral

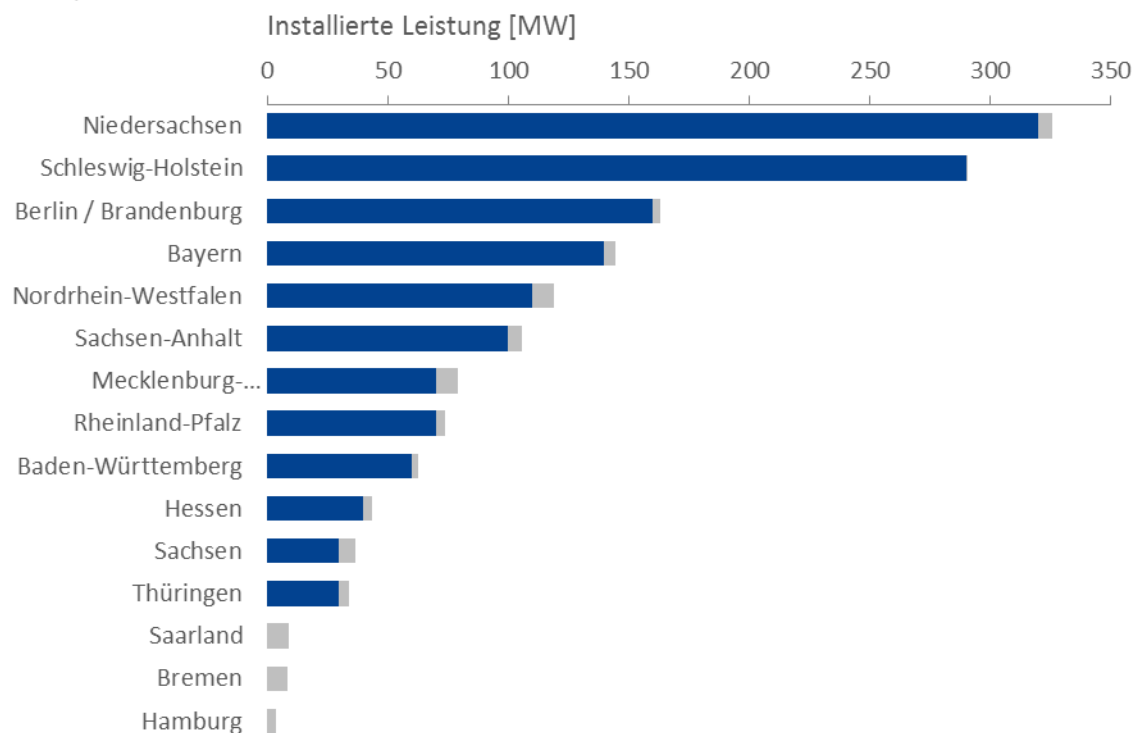


Tabelle 32: Power-to-Gas-Verteilung 2030 (Bundesländer), konservativer Ausbaupfad (1.500 MW), Variante 2a (dezentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	63	0	63
Bayern	144	0	144
Berlin / Brandenburg	163	0	163
Bremen	8	0	8
Hamburg	4	0	4
Hessen	44	0	44
Mecklenburg-Vorpommern	79	0	79
Niedersachsen	326	0	326
Nordrhein-Westfalen	119	0	119
Rheinland-Pfalz	74	10	64
Saarland	9	0	9
Sachsen	37	0	37
Sachsen-Anhalt	106	0	106
Schleswig-Holstein	291	0	291
Thüringen	34	0	34

Konservatives Szenario 2030 | Variante 2a (dezentral)

zentral | dezentral

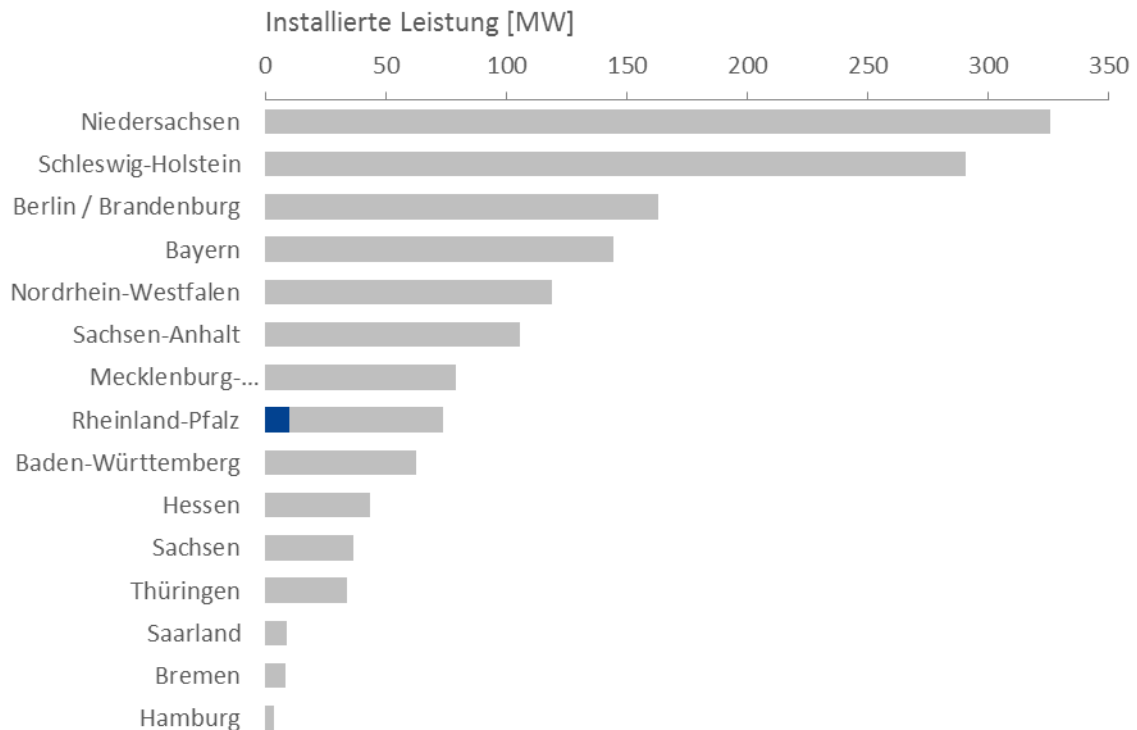


Tabelle 33: Power-to-Gas-Verteilung 2030 (Bundesländer), konservativer Ausbaupfad (1.500 MW), Variante 2b (dezentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	63	0	63
Bayern	144	0	144
Berlin / Brandenburg	163	0	163
Bremen	8	0	8
Hamburg	4	0	4
Hessen	44	0	44
Mecklenburg-Vorpommern	79	0	79
Niedersachsen	326	0	326
Nordrhein-Westfalen	119	0	119
Rheinland-Pfalz	74	10	64
Saarland	9	0	9
Sachsen	37	0	37
Sachsen-Anhalt	106	0	106
Schleswig-Holstein	291	0	291
Thüringen	34	0	34

Konservatives Szenario 2030 | Variante 2b (dezentral inkl.

zentral | dezentral

Kraftstoff)

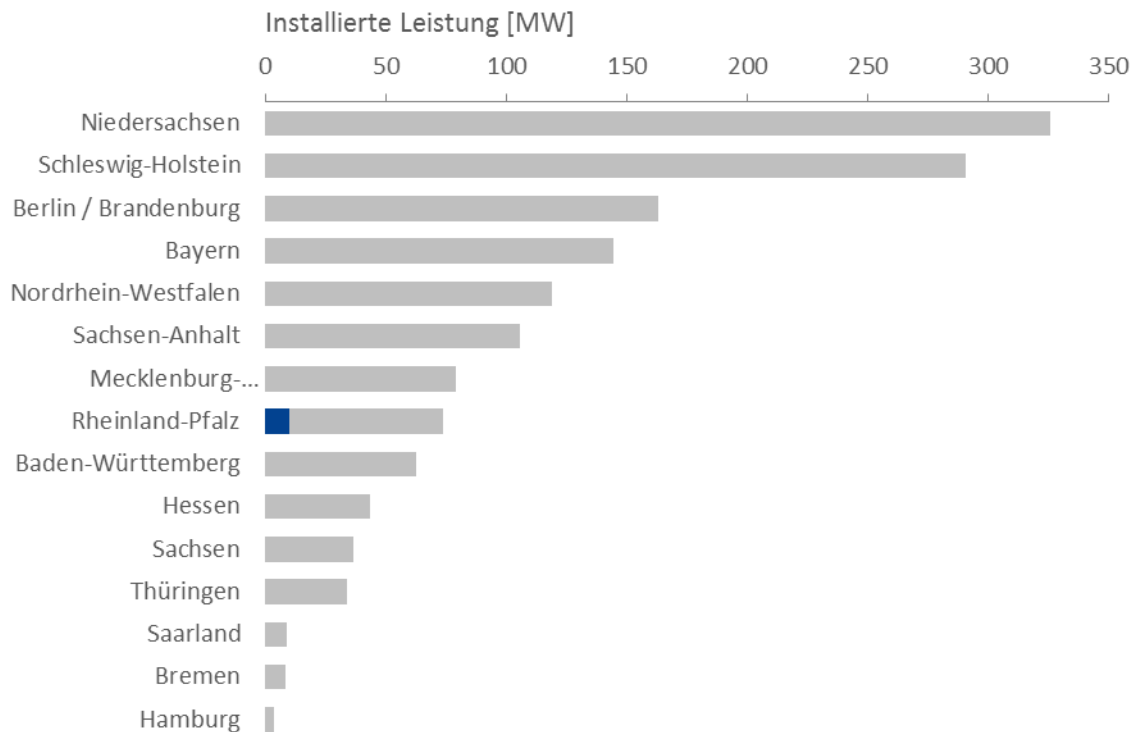


Tabelle 34: Power-to-Gas-Verteilung 2050 (Bundesländer), konservativer Ausbaupfad (10.000 MW), Variante 1 (zentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	392	390	2
Bayern	896	890	6
Berlin / Brandenburg	1.034	1.030	4
Bremen	65	60	5
Hamburg	28	20	8
Hessen	260	260	0
Mecklenburg-Vorpommern	501	500	1
Niedersachsen	2.345	2.340	5
Nordrhein-Westfalen	706	700	6
Rheinland-Pfalz	433	430	3
Saarland	54	50	4
Sachsen	220	220	0
Sachsen-Anhalt	615	610	5
Schleswig-Holstein	2.249	2.240	9
Thüringen	202	200	2

Konservatives Szenario 2050 | Variante 1 (zentral)

zentral | dezentral

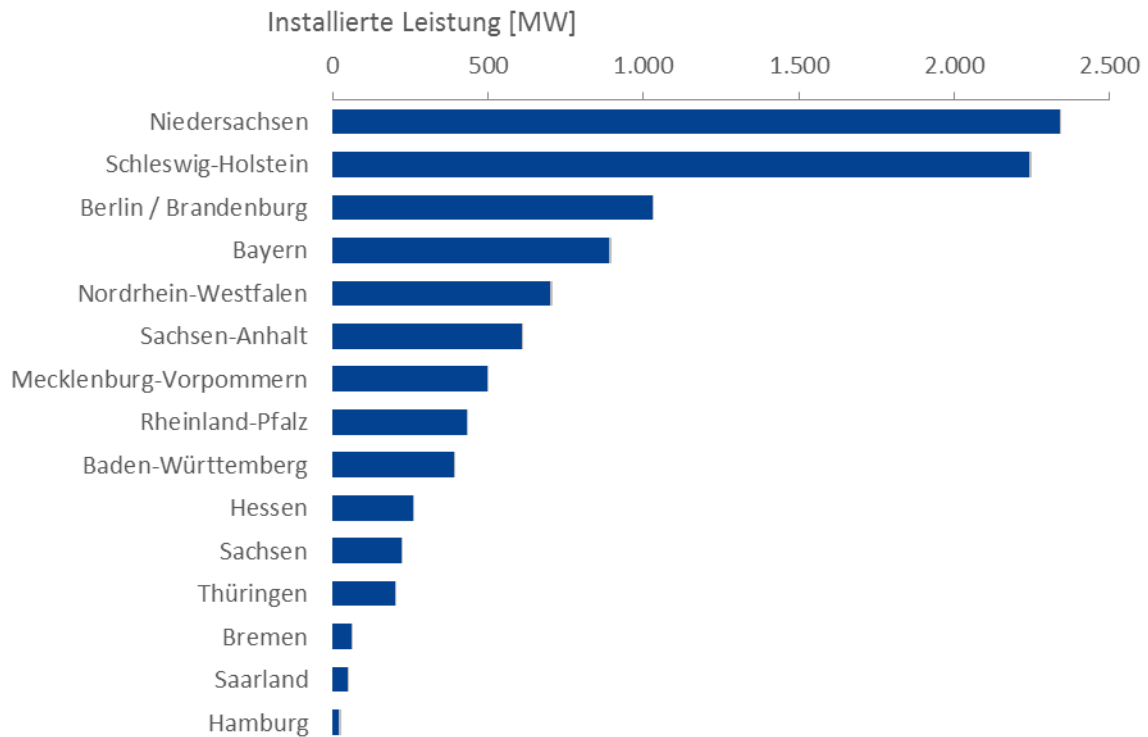


Tabelle 35: Power-to-Gas-Verteilung 2050 (Bundesländer), konservativer Ausbaupfad (10.000 MW), Variante 2a (dezentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	392	70	322
Bayern	896	100	796
Berlin / Brandenburg	1.034	850	184
Bremen	65	60	5
Hamburg	28	20	8
Hessen	260	190	70
Mecklenburg-Vorpommern	501	330	171
Niedersachsen	2.345	1.460	885
Nordrhein-Westfalen	706	430	276
Rheinland-Pfalz	433	370	63
Saarland	54	50	4
Sachsen	220	120	100
Sachsen-Anhalt	615	440	175
Schleswig-Holstein	2.249	1.920	329
Thüringen	202	60	142

Konservatives Szenario 2050 | Variante 2a (dezentral)

zentral | dezentral

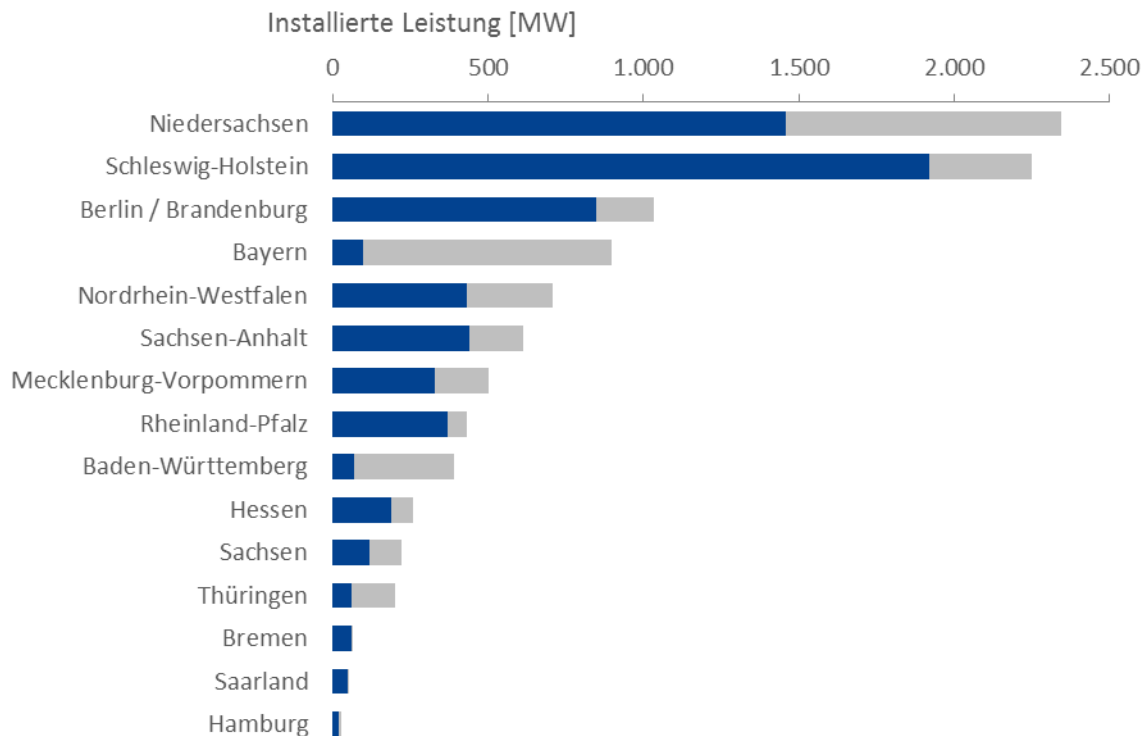


Tabelle 36: Power-to-Gas-Verteilung 2050 (Bundesländer), konservativer Ausbaupfad (10.000 MW), Variante 2b (dezentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	392	0	392
Bayern	896	0	896
Berlin / Brandenburg	1.034	560	474
Bremen	65	30	35
Hamburg	28	0	28
Hessen	260	0	260
Mecklenburg-Vorpommern	501	200	301
Niedersachsen	2.345	1.050	1.295
Nordrhein-Westfalen	706	0	706
Rheinland-Pfalz	433	140	293
Saarland	54	0	54
Sachsen	220	0	220
Sachsen-Anhalt	615	270	345
Schleswig-Holstein	2.249	1.760	489
Thüringen	202	0	202

Konservatives Szenario 2050 | Variante 2b (dezentral inkl. zentral | dezentral Kraftstoff)

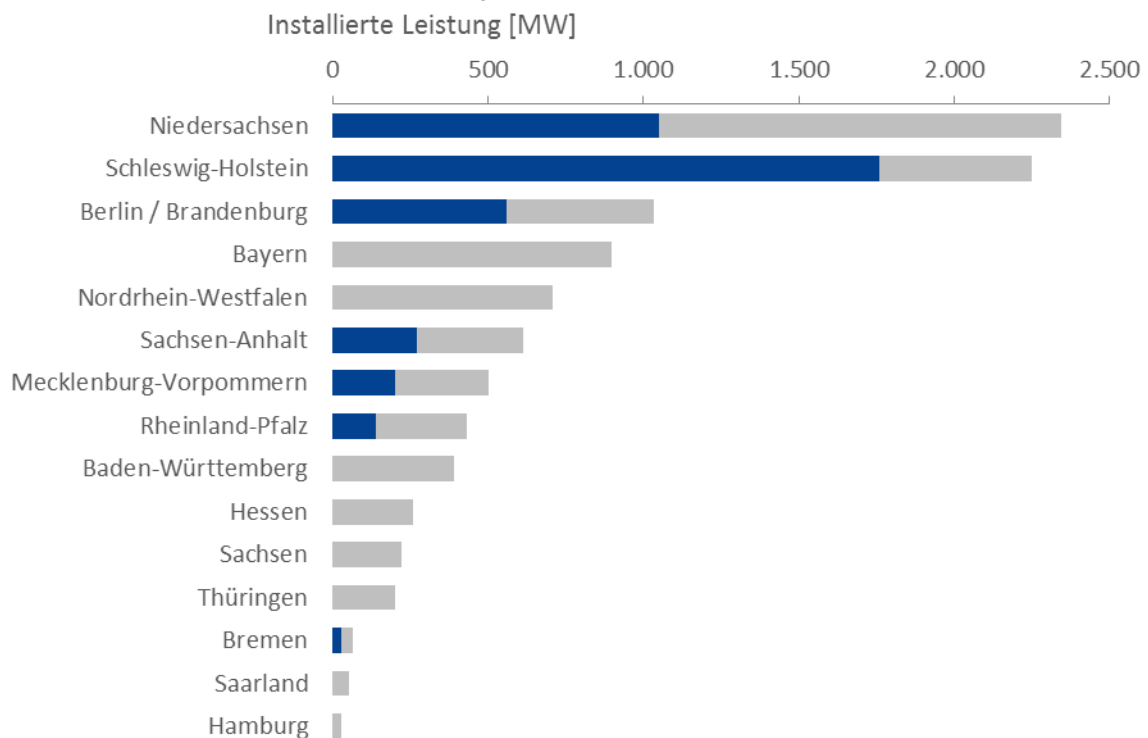


Tabelle 37: Power-to-Gas-Verteilung 2030 (Bundesländer), ambitionierter Ausbaupfad (10.000 MW), Variante 1 (zentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	419	410	9
Bayern	962	960	2
Berlin / Brandenburg	1.088	1.080	8
Bremen	56	50	6
Hamburg	24	20	4
Hessen	290	290	0
Mecklenburg-Vorpommern	529	520	9
Niedersachsen	2.173	2.170	3
Nordrhein-Westfalen	792	790	2
Rheinland-Pfalz	491	490	1
Saarland	60	60	0
Sachsen	245	240	5
Sachsen-Anhalt	704	700	4
Schleswig-Holstein	1.939	1.930	9
Thüringen	227	220	7

Ambitioniertes Szenario 2030 | Variante 1 (zentral)

zentral | dezentral

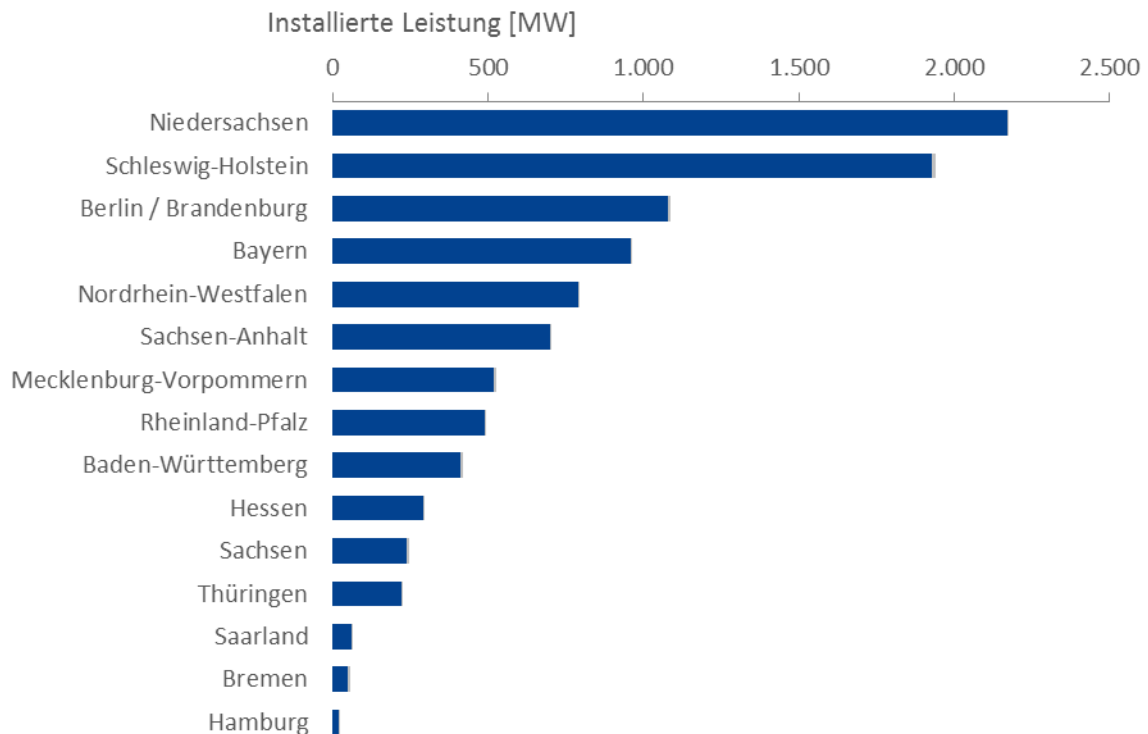


Tabelle 38: Power-to-Gas-Verteilung 2030 (Bundesländer), ambitionierter Ausbaupfad (10.000 MW), Variante 2a (dezentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	419	90	329
Bayern	962	170	792
Berlin / Brandenburg	1.088	900	188
Bremen	56	50	6
Hamburg	24	20	4
Hessen	290	220	70
Mecklenburg-Vorpommern	529	350	179
Niedersachsen	2.173	1.280	893
Nordrhein-Westfalen	792	510	282
Rheinland-Pfalz	491	430	61
Saarland	60	50	10
Sachsen	245	140	105
Sachsen-Anhalt	704	520	184
Schleswig-Holstein	1.939	1.620	319
Thüringen	227	80	147

Ambitioniertes Szenario 2030 | Variante 2a (dezentral)

zentral | dezentral

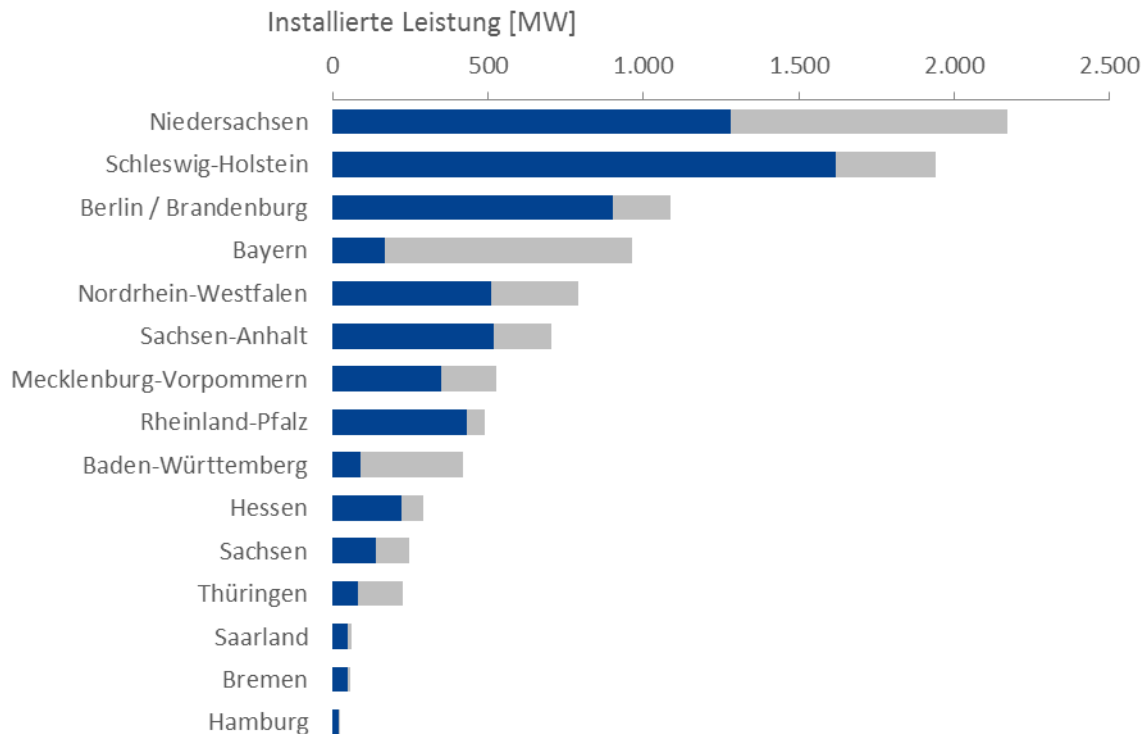


Tabelle 39: Power-to-Gas-Verteilung 2030 (Bundesländer), ambitionierter Ausbaupfad (10.000 MW), Variante 2b (dezentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	419	0	419
Bayern	962	0	962
Berlin / Brandenburg	1.088	780	308
Bremen	56	40	16
Hamburg	24	0	24
Hessen	290	50	240
Mecklenburg-Vorpommern	529	300	229
Niedersachsen	2.173	1.120	1.053
Nordrhein-Westfalen	792	160	632
Rheinland-Pfalz	491	330	161
Saarland	60	20	40
Sachsen	245	70	175
Sachsen-Anhalt	704	460	244
Schleswig-Holstein	1.939	1.550	389
Thüringen	227	20	207

Ambitioniertes Szenario 2030 | Variante 2b (dezentral inkl.

zentral | dezentral

Kraftstoff)

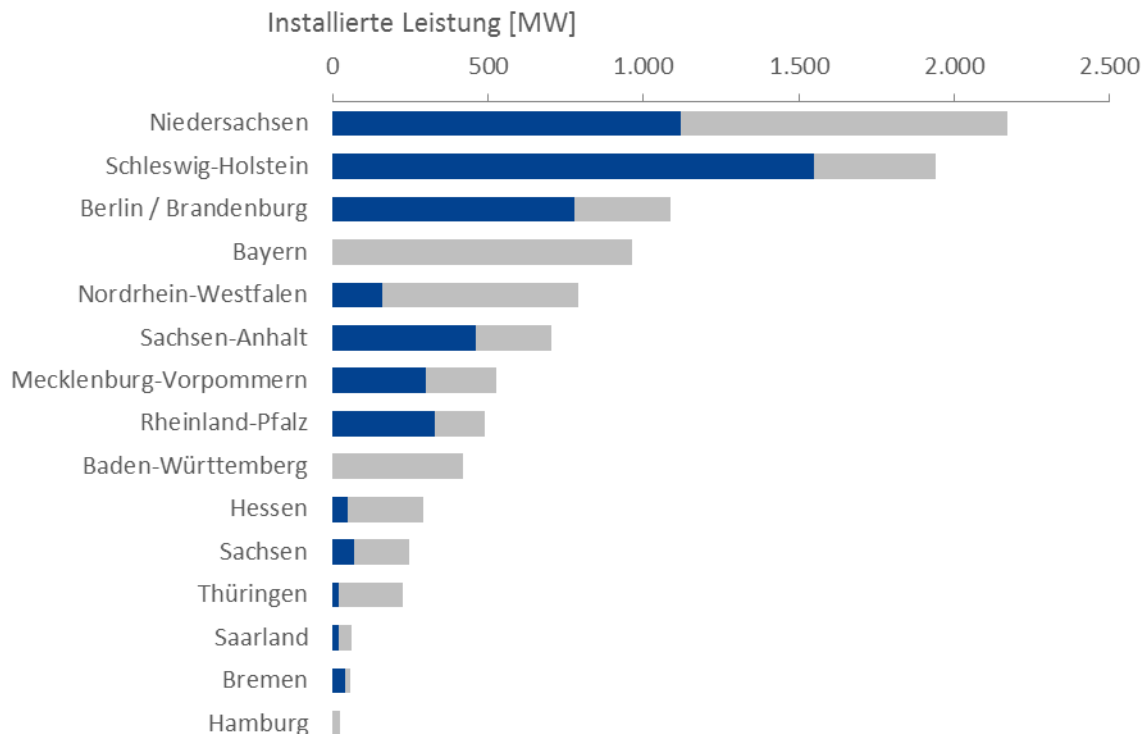


Tabelle 40: Power-to-Gas-Verteilung 2050 (Bundesländer), ambitionierter Ausbaupfad (110.000 MW), Variante 1 (zentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	4.308	4.300	8
Bayern	9.855	9.850	5
Berlin / Brandenburg	11.369	11.360	9
Bremen	714	710	4
Hamburg	304	300	4
Hessen	2.862	2.860	2
Mecklenburg-Vorpommern	5.515	5.510	5
Niedersachsen	25.795	25.790	5
Nordrhein-Westfalen	7.770	7.770	0
Rheinland-Pfalz	4.759	4.750	9
Saarland	596	590	6
Sachsen	2.423	2.420	3
Sachsen-Anhalt	6.769	6.760	9
Schleswig-Holstein	24.738	24.730	8
Thüringen	2.220	2.220	0

Ambitioniertes Szenario 2050 | Variante 1 (zentral)

zentral | dezentral

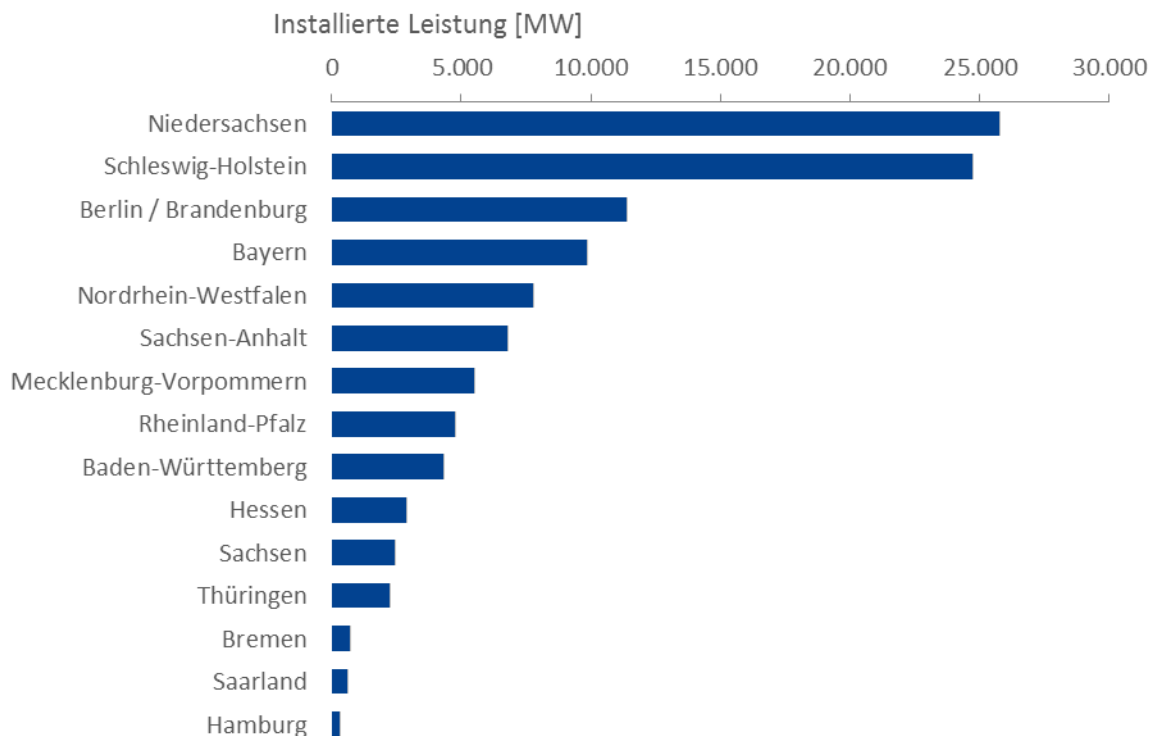


Tabelle 41: Power-to-Gas-Verteilung 2050 (Bundesländer), ambitionierter Ausbaupfad (110.000 MW), Variante 2a (dezentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	4.308	3.980	328
Bayern	9.855	9.060	795
Berlin / Brandenburg	11.369	11.180	189
Bremen	714	710	4
Hamburg	304	300	4
Hessen	2.862	2.790	72
Mecklenburg-Vorpommern	5.515	5.340	175
Niedersachsen	25.795	24.910	885
Nordrhein-Westfalen	7.770	7.490	280
Rheinland-Pfalz	4.759	4.700	59
Saarland	596	590	6
Sachsen	2.423	2.320	103
Sachsen-Anhalt	6.769	6.590	179
Schleswig-Holstein	24.738	24.410	328
Thüringen	2.220	2.080	140

Ambitioniertes Szenario 2050 | Variante 2a (dezentral)

zentral | dezentral

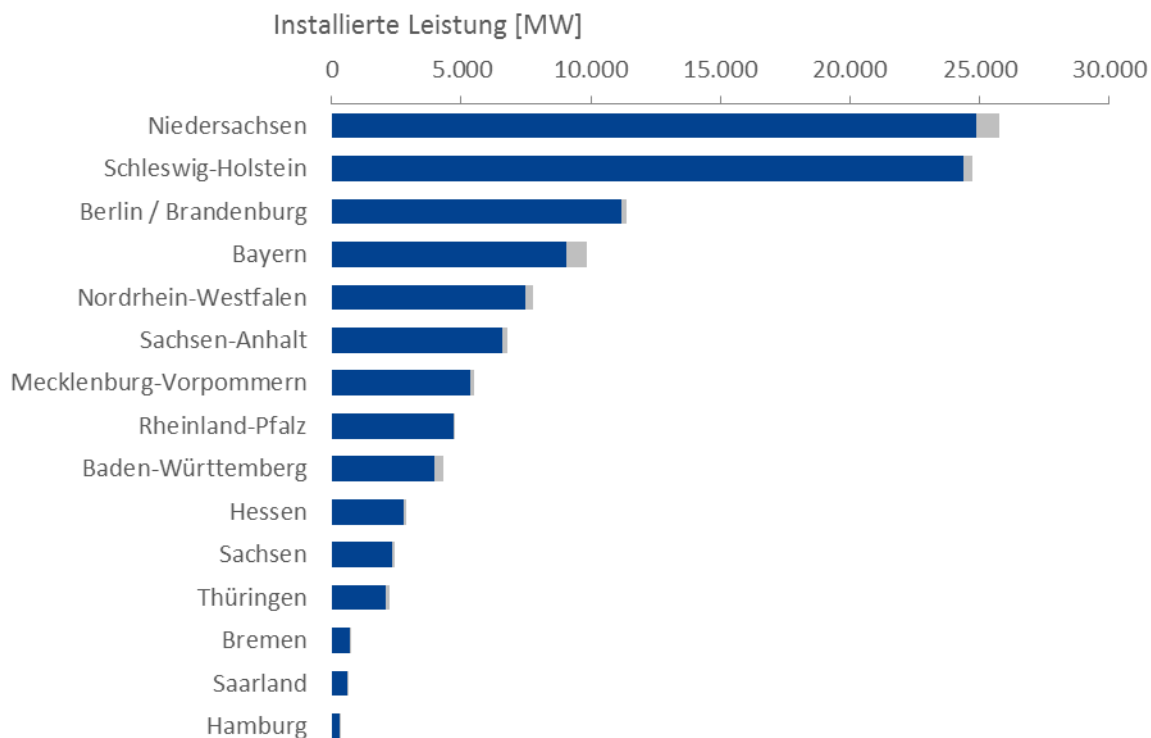


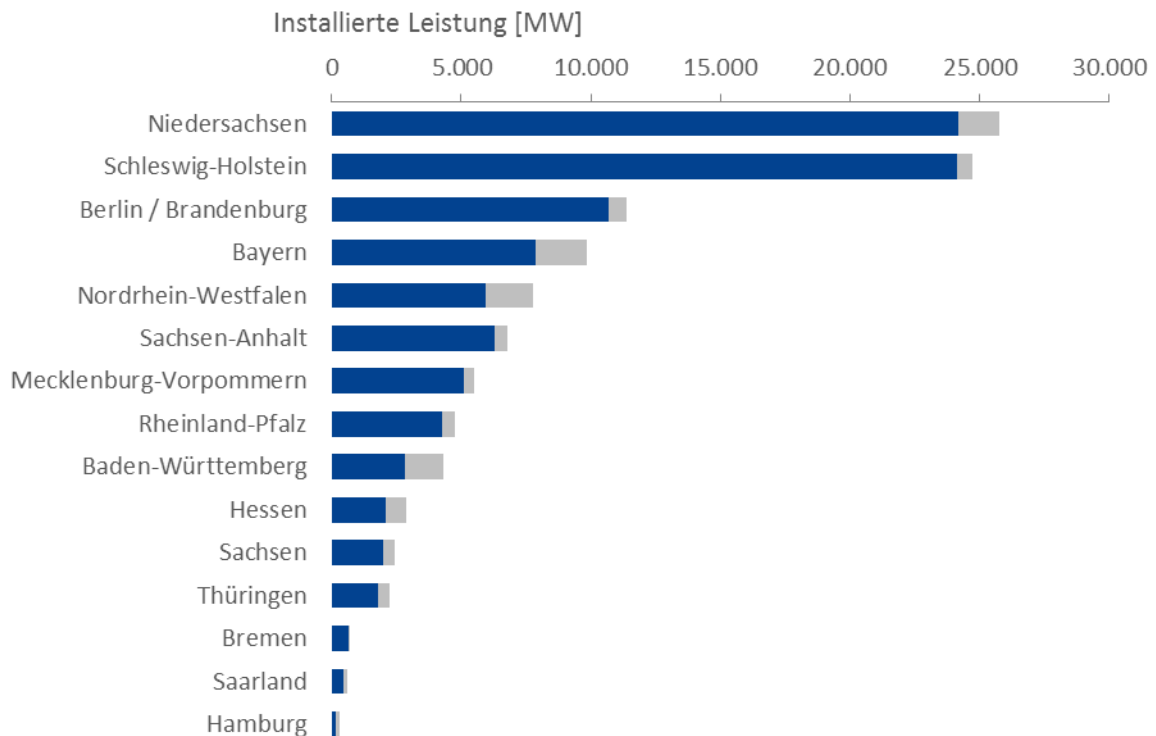
Tabelle 42: Power-to-Gas-Verteilung 2050 (Bundesländer), ambitionierter Ausbaupfad (110.000 MW), Variante 2b (dezentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	4.308	2.820	1.488
Bayern	9.855	7.850	2.005
Berlin / Brandenburg	11.369	10.670	699
Bremen	714	660	54
Hamburg	304	150	154
Hessen	2.862	2.080	782
Mecklenburg-Vorpommern	5.515	5.120	395
Niedersachsen	25.795	24.190	1.605
Nordrhein-Westfalen	7.770	5.950	1.820
Rheinland-Pfalz	4.759	4.280	479
Saarland	596	470	126
Sachsen	2.423	2.000	423
Sachsen-Anhalt	6.769	6.300	469
Schleswig-Holstein	24.738	24.120	618
Thüringen	2.220	1.810	410

Ambitioniertes Szenario 2050 | Variante 2b (dezentral inkl.

zentral | dezentral

Kraftstoff)



8.5. Ergebnisse Bundesländer / Netzknoten (Südposition)

Tabelle 43: Power-to-Gas-Verteilung 2030 (Bundesländer, Südposition), konservativer Ausbaupfad (1.500 MW), Variante 1 (zentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	117	110	7
Bayern	198	190	8
Berlin / Brandenburg	163	160	3
Bremen	10	10	0
Hamburg	4	0	4
Hessen	44	40	4
Mecklenburg-Vorpommern	79	70	9
Niedersachsen	328	320	8
Nordrhein-Westfalen	119	110	9
Rheinland-Pfalz	74	70	4
Saarland	9	0	9
Sachsen	37	30	7
Sachsen-Anhalt	79	70	9
Schleswig-Holstein	206	200	6
Thüringen	34	30	4

Konservatives Szenario 2030 | Variante 1 (zentral)

zentral | dezentral

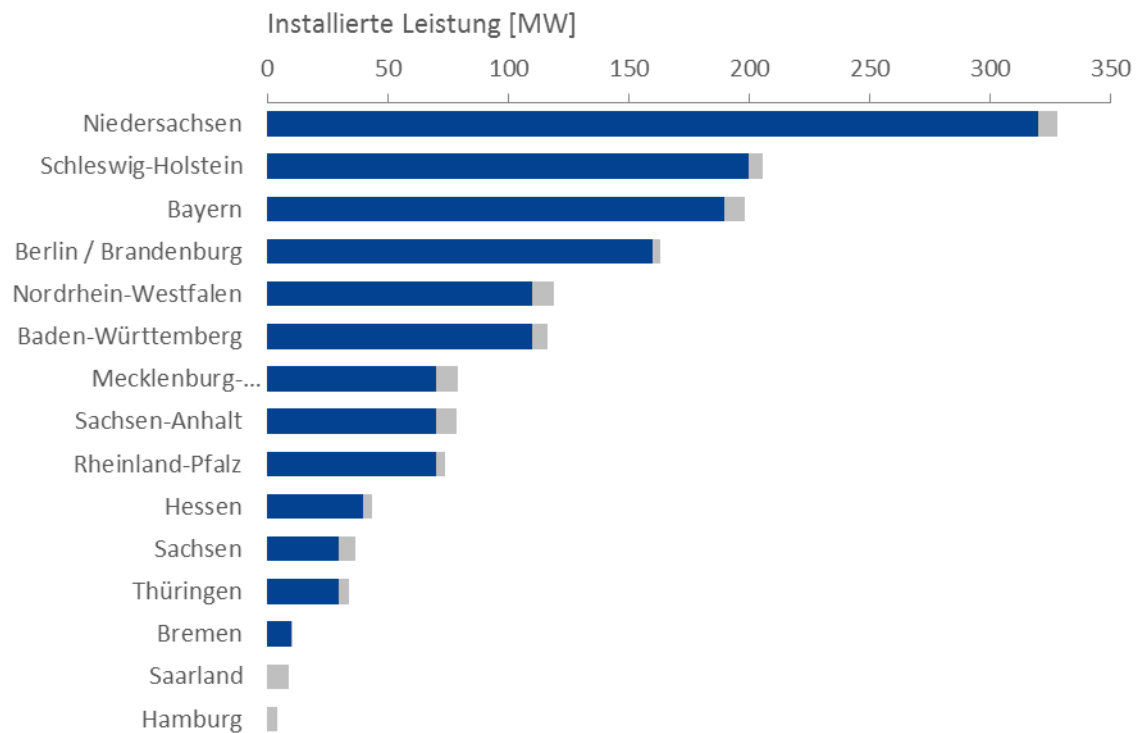


Tabelle 44: Power-to-Gas-Verteilung 2030 (Bundesländer, Südposition), konservativer Ausbaupfad (1.500 MW), Variante 2a (dezentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	117	0	117
Bayern	198	0	198
Berlin / Brandenburg	163	0	163
Bremen	10	10	0
Hamburg	4	0	4
Hessen	44	0	44
Mecklenburg-Vorpommern	79	0	79
Niedersachsen	328	0	328
Nordrhein-Westfalen	119	0	119
Rheinland-Pfalz	74	10	64
Saarland	9	0	9
Sachsen	37	0	37
Sachsen-Anhalt	79	0	79
Schleswig-Holstein	206	0	206
Thüringen	34	0	34

Konservatives Szenario 2030 | Variante 2a (dezentral)

zentral | dezentral

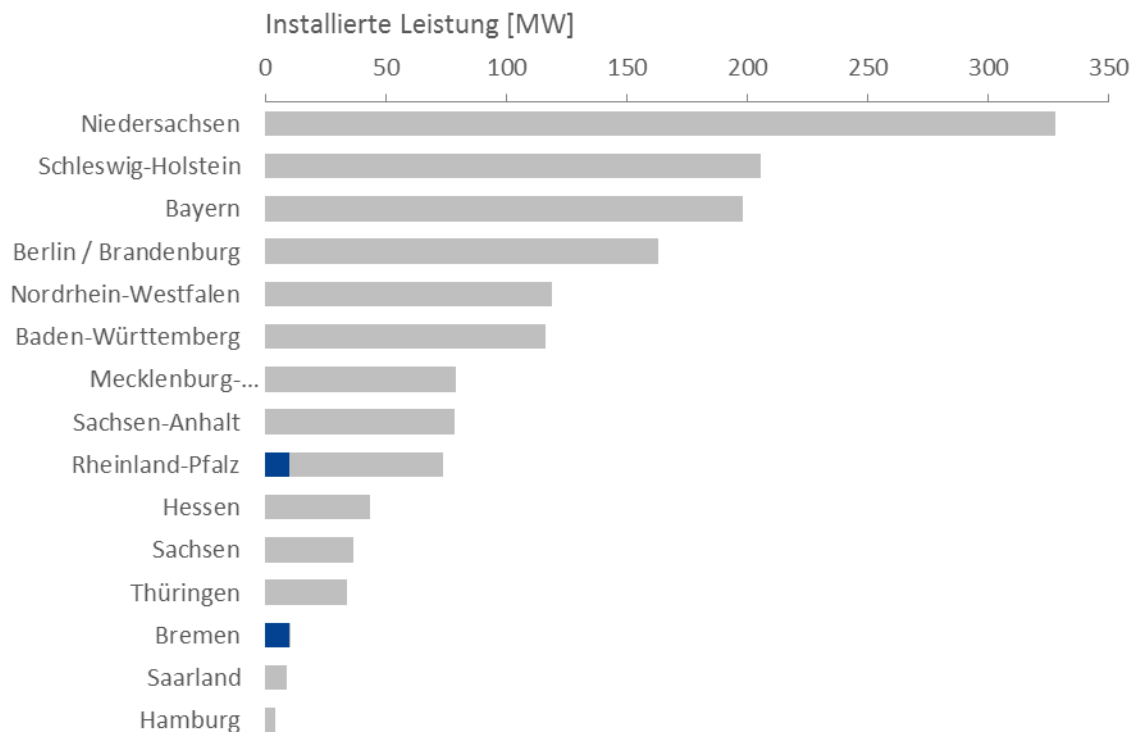


Tabelle 45: Power-to-Gas-Verteilung 2030 (Bundesländer, Südposition), konservativer Ausbaupfad (1.500 MW), Variante 2b (dezentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	117	0	117
Bayern	198	0	198
Berlin / Brandenburg	163	0	163
Bremen	10	10	0
Hamburg	4	0	4
Hessen	44	0	44
Mecklenburg-Vorpommern	79	0	79
Niedersachsen	328	0	328
Nordrhein-Westfalen	119	0	119
Rheinland-Pfalz	74	10	64
Saarland	9	0	9
Sachsen	37	0	37
Sachsen-Anhalt	79	0	79
Schleswig-Holstein	206	0	206
Thüringen	34	0	34

Konservatives Szenario 2030 | Variante 2b (dezentral inkl.

zentral | dezentral

Kraftstoff)

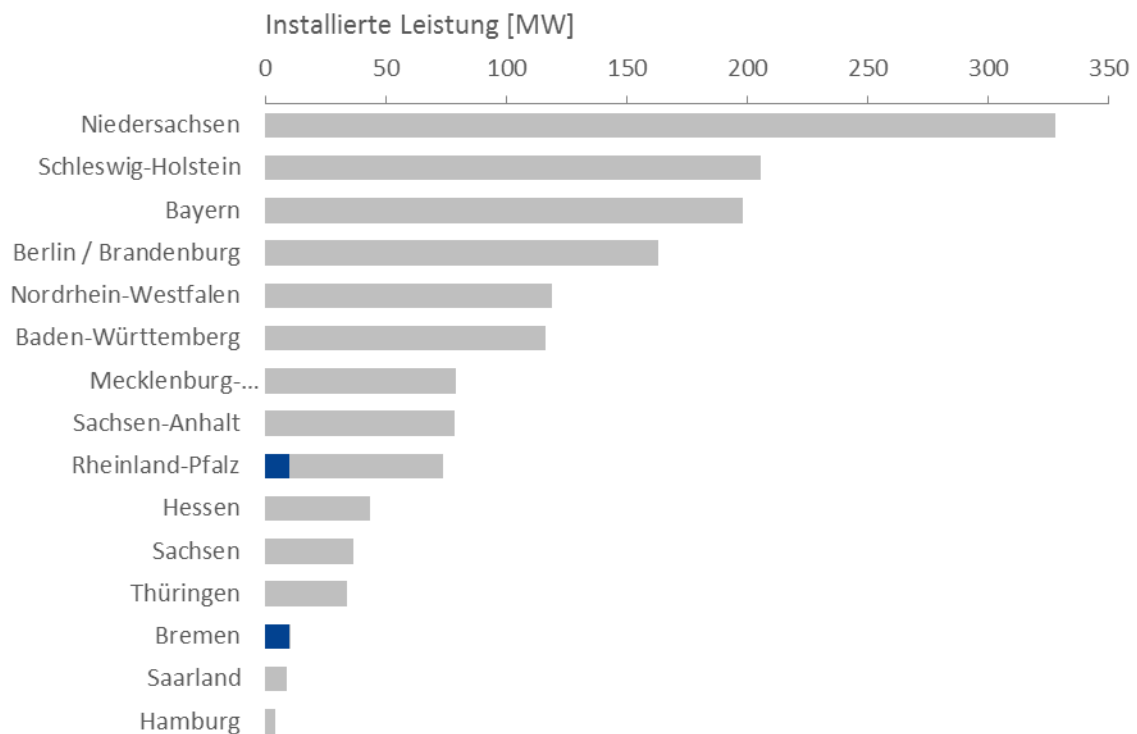


Tabelle 46: Power-to-Gas-Verteilung 2050 (Bundesländer, Südposition), konservativer Ausbaupfad (10.000 MW), Variante 1 (zentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	605	600	5
Bayern	1.110	1.100	10
Berlin / Brandenburg	1.034	1.030	4
Bremen	76	70	6
Hamburg	32	30	2
Hessen	260	260	0
Mecklenburg-Vorpommern	501	500	1
Niedersachsen	2.400	2.390	10
Nordrhein-Westfalen	706	700	6
Rheinland-Pfalz	433	430	3
Saarland	54	50	4
Sachsen	220	220	0
Sachsen-Anhalt	509	500	9
Schleswig-Holstein	1.858	1.850	8
Thüringen	202	200	2

Konservatives Szenario 2050 | Variante 1 (zentral)

zentral | dezentral

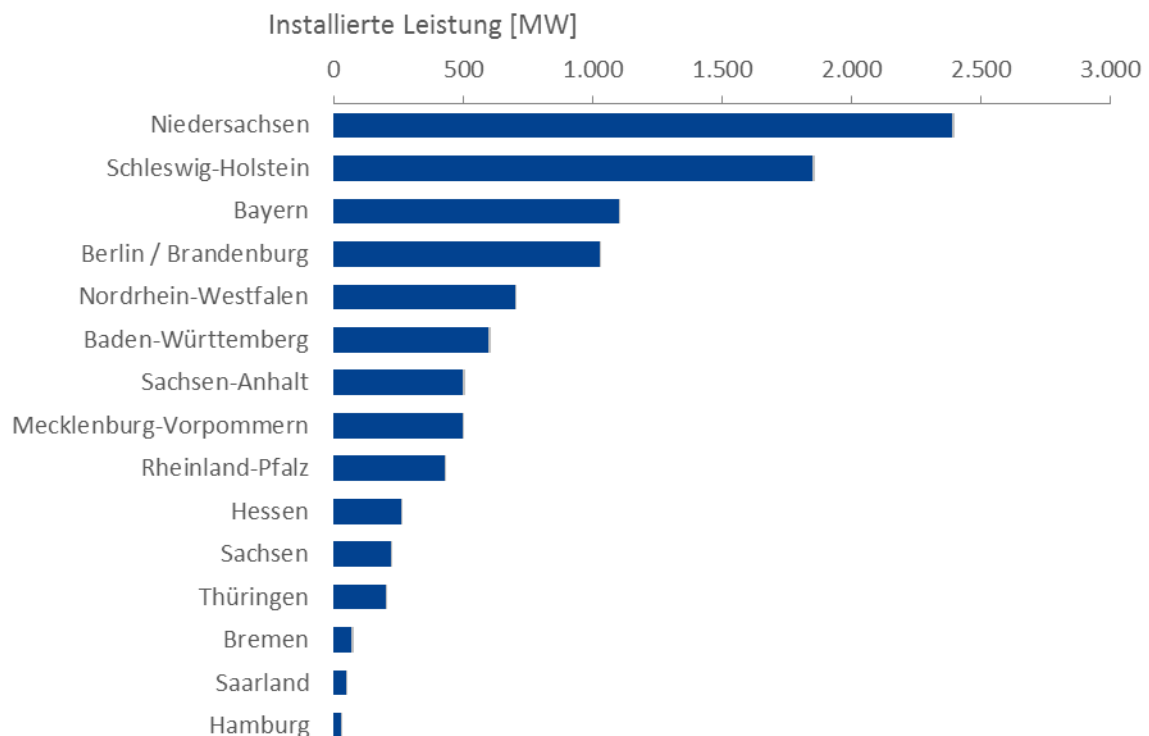


Tabelle 47: Power-to-Gas-Verteilung 2050 (Bundesländer, Südposition), konservativer Ausbaupfad (10.000 MW), Variante 2a (dezentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	605	280	325
Bayern	1.110	310	800
Berlin / Brandenburg	1.034	850	184
Bremen	76	70	6
Hamburg	32	30	2
Hessen	260	190	70
Mecklenburg-Vorpommern	501	330	171
Niedersachsen	2.400	1.510	890
Nordrhein-Westfalen	706	430	276
Rheinland-Pfalz	433	370	63
Saarland	54	50	4
Sachsen	220	120	100
Sachsen-Anhalt	509	330	179
Schleswig-Holstein	1.858	1.530	328
Thüringen	202	60	142

Konservatives Szenario 2050 | Variante 2a (dezentral)

zentral | dezentral

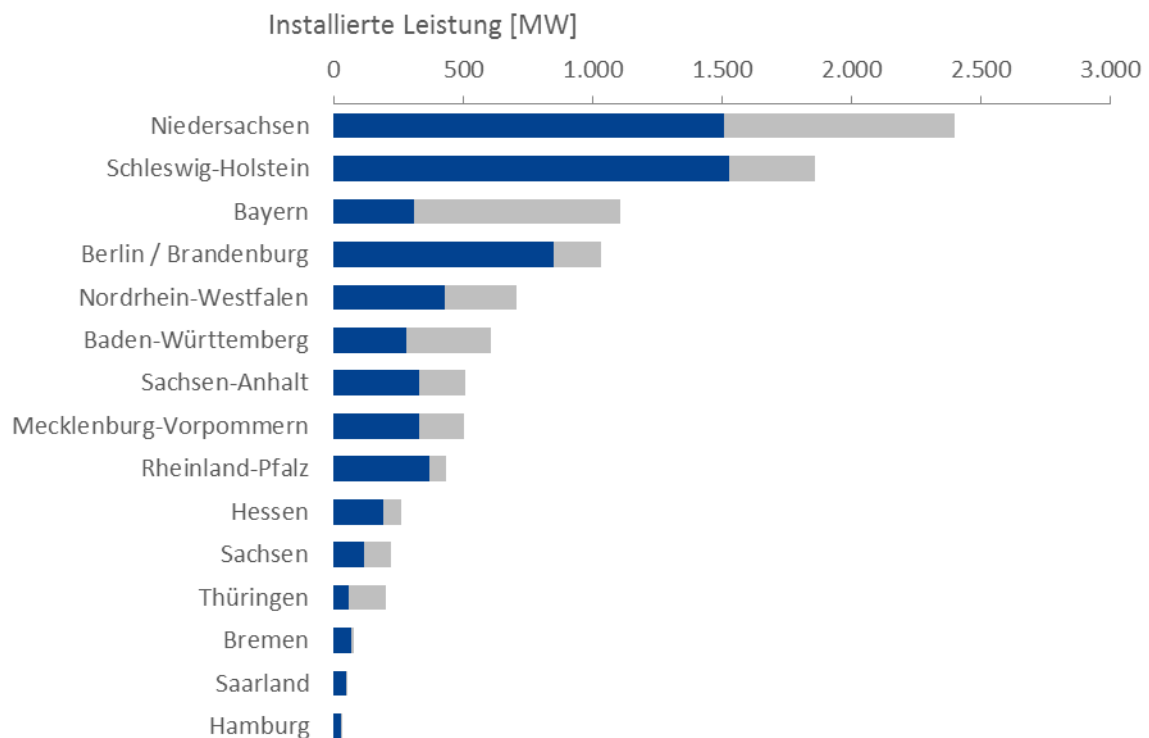


Tabelle 48: Power-to-Gas-Verteilung 2050 (Bundesländer, Südposition), konservativer Ausbaupfad (10.000 MW), Variante 2b (dezentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	605	0	605
Bayern	1.110	0	1.110
Berlin / Brandenburg	1.034	560	474
Bremen	76	40	36
Hamburg	32	0	32
Hessen	260	0	260
Mecklenburg-Vorpommern	501	200	301
Niedersachsen	2.400	1.100	1.300
Nordrhein-Westfalen	706	0	706
Rheinland-Pfalz	433	140	293
Saarland	54	0	54
Sachsen	220	0	220
Sachsen-Anhalt	509	160	349
Schleswig-Holstein	1.858	1.370	488
Thüringen	202	0	202

Konservatives Szenario 2050 | Variante 2b (dezentral inkl. Kraftstoff)

zentral | dezentral

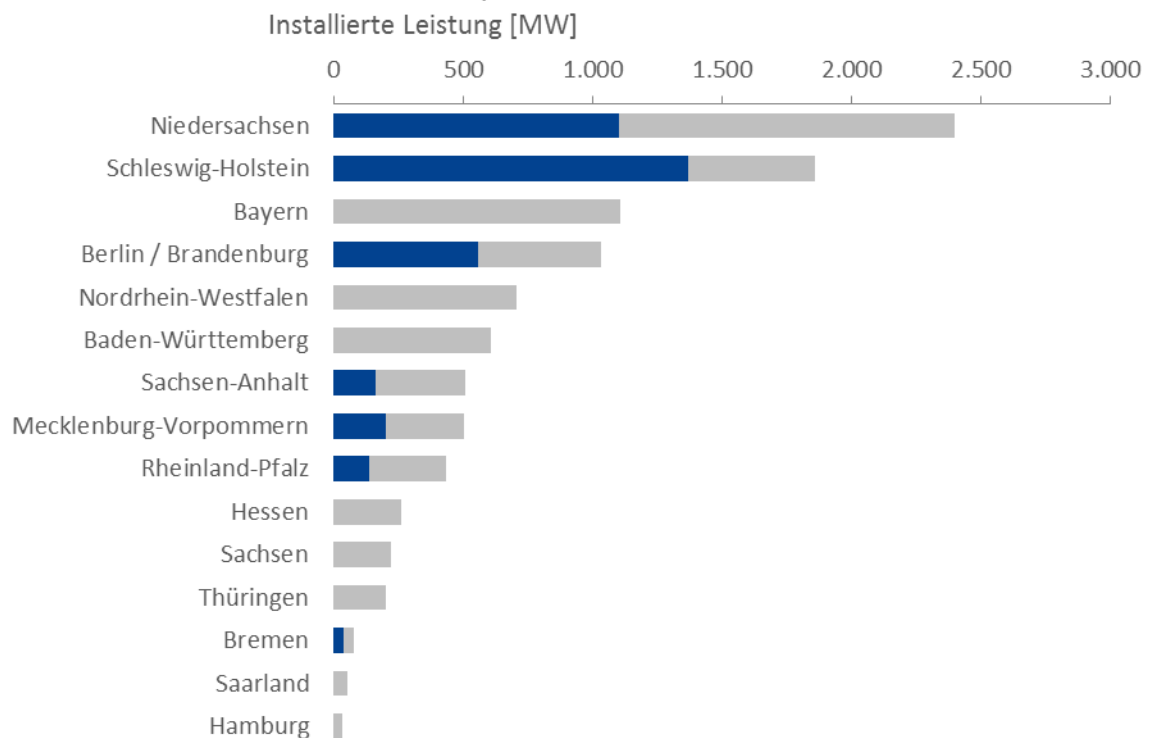


Tabelle 49: Power-to-Gas-Verteilung 2030 (Bundesländer, Südposition), ambitionierter Ausbaupfad (10.000 MW), Variante 1 (zentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	777	770	7
Bayern	1.320	1.320	0
Berlin / Brandenburg	1.088	1.080	8
Bremen	69	60	9
Hamburg	29	20	9
Hessen	290	290	0
Mecklenburg-Vorpommern	529	520	9
Niedersachsen	2.185	2.180	5
Nordrhein-Westfalen	792	790	2
Rheinland-Pfalz	491	490	1
Saarland	60	60	0
Sachsen	245	240	5
Sachsen-Anhalt	525	520	5
Schleswig-Holstein	1.371	1.370	1
Thüringen	227	220	7

Ambitioniertes Szenario 2030 | Variante 1 (zentral)

zentral | dezentral

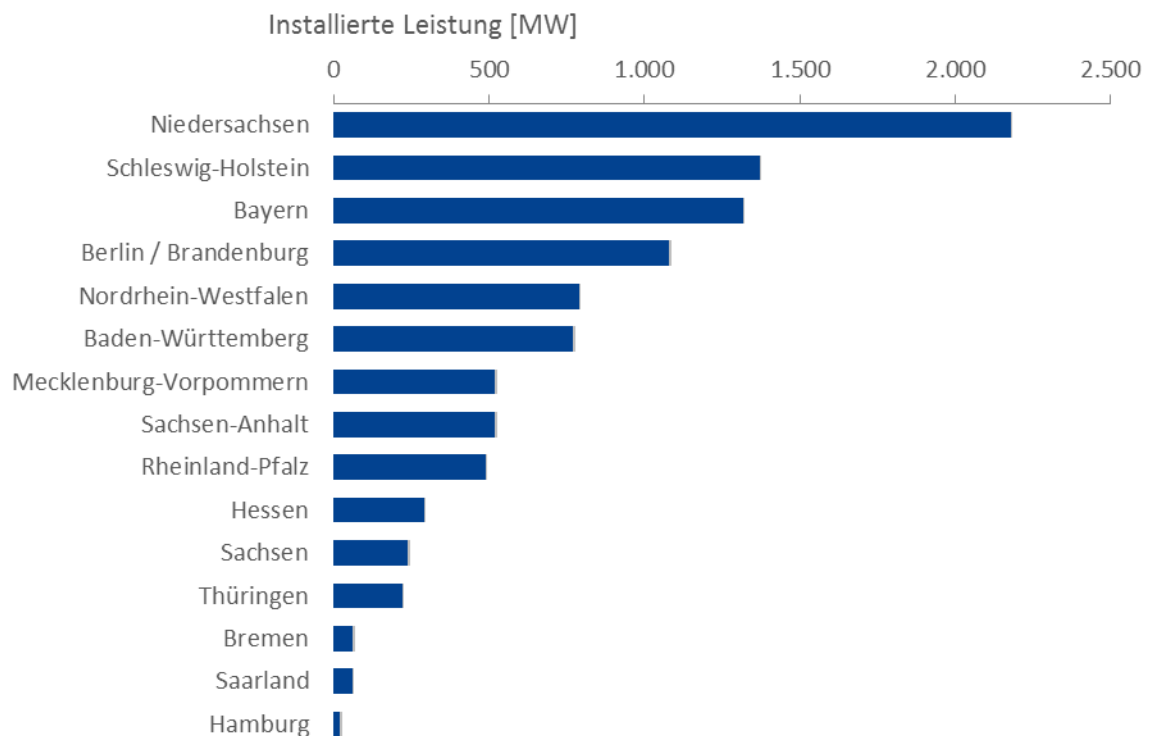


Tabelle 50: Power-to-Gas-Verteilung 2030 (Bundesländer, Südposition), ambitionierter Ausbaupfad (10.000 MW), Variante 2a (dezentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	777	450	327
Bayern	1.320	530	790
Berlin / Brandenburg	1.088	900	188
Bremen	69	60	9
Hamburg	29	20	9
Hessen	290	220	70
Mecklenburg-Vorpommern	529	350	179
Niedersachsen	2.185	1.300	885
Nordrhein-Westfalen	792	510	282
Rheinland-Pfalz	491	430	61
Saarland	60	50	10
Sachsen	245	140	105
Sachsen-Anhalt	525	350	175
Schleswig-Holstein	1.371	1.050	321
Thüringen	227	80	147

Ambitioniertes Szenario 2030 | Variante 2a (dezentral)

zentral | dezentral

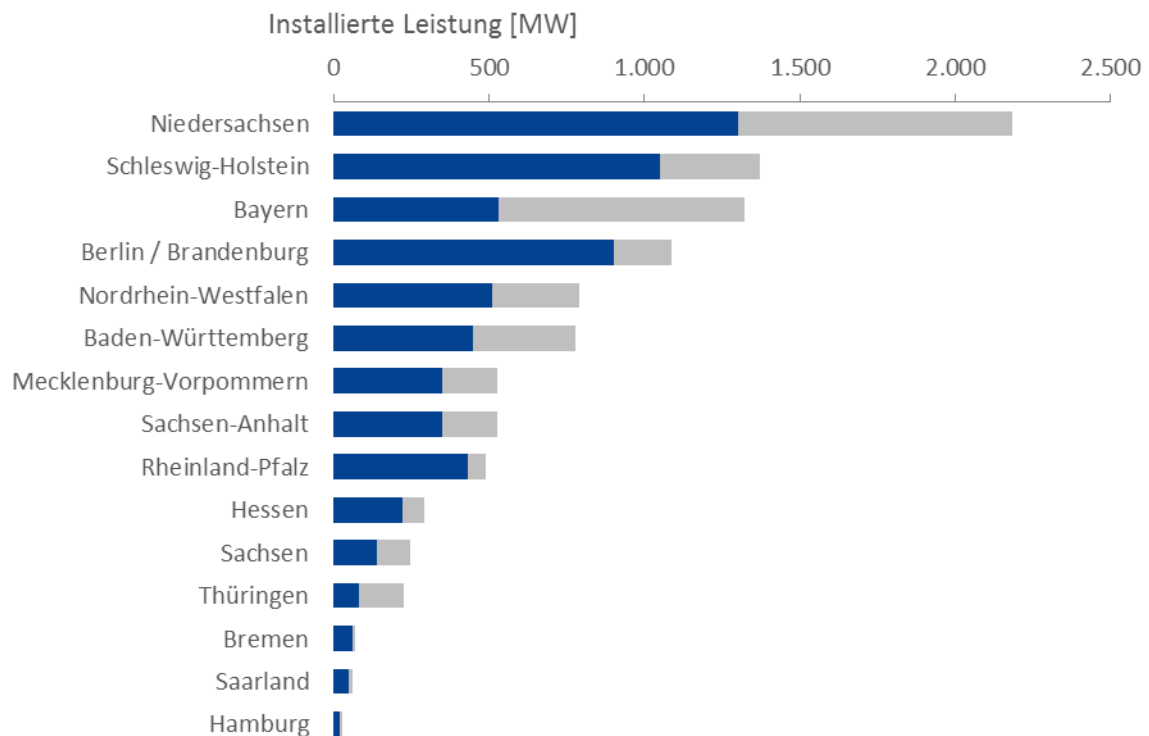


Tabelle 51: Power-to-Gas-Verteilung 2030 (Bundesländer, Südposition), ambitionierter Ausbaupfad (10.000 MW), Variante 2b (dezentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	777	180	597
Bayern	1.320	250	1.070
Berlin / Brandenburg	1.088	780	308
Bremen	69	50	19
Hamburg	29	0	29
Hessen	290	50	240
Mecklenburg-Vorpommern	529	300	229
Niedersachsen	2.185	1.130	1.055
Nordrhein-Westfalen	792	160	632
Rheinland-Pfalz	491	330	161
Saarland	60	20	40
Sachsen	245	70	175
Sachsen-Anhalt	525	280	245
Schleswig-Holstein	1.371	980	391
Thüringen	227	20	207

Ambitioniertes Szenario 2030 | Variante 2b (dezentral inkl. **zentral** | dezentral Kraftstoff)

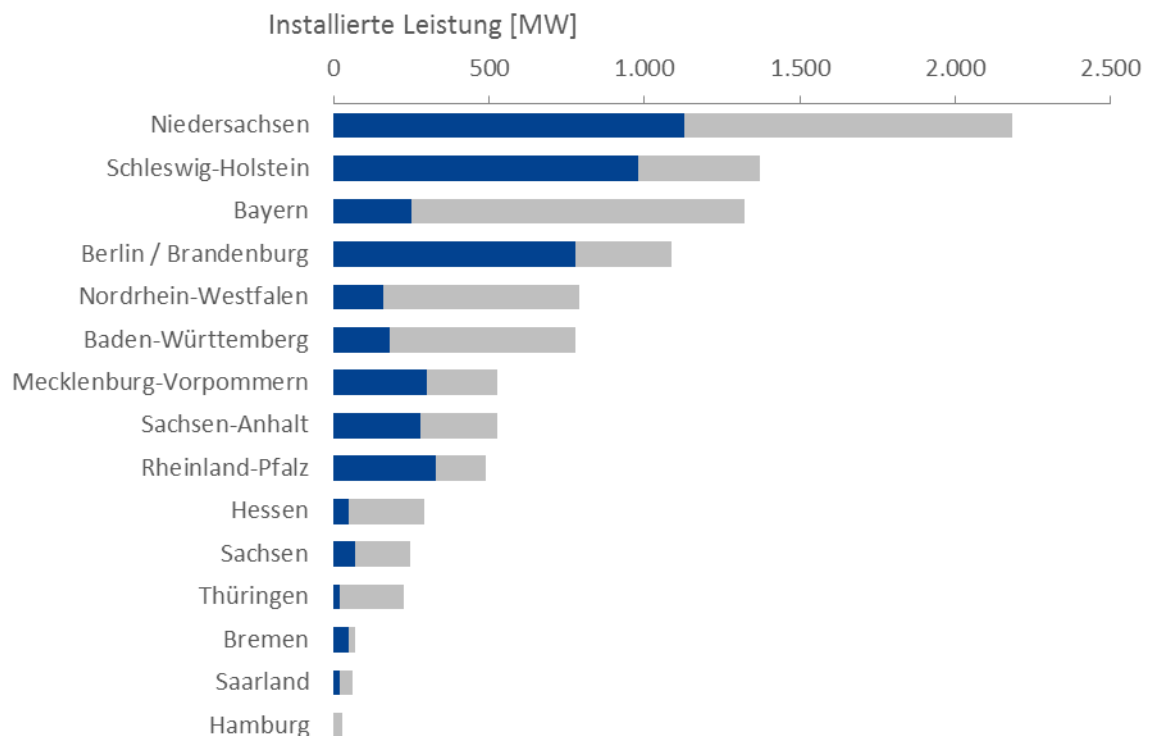


Tabelle 52: Power-to-Gas-Verteilung 2050 (Bundesländer, Südposition), ambitionierter Ausbaupfad (110.000 MW), Variante 1 (zentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	6.658	6.650	8
Bayern	12.205	12.200	5
Berlin / Brandenburg	11.369	11.360	9
Bremen	836	830	6
Hamburg	356	350	6
Hessen	2.862	2.860	2
Mecklenburg-Vorpommern	5.515	5.510	5
Niedersachsen	26.397	26.390	7
Nordrhein-Westfalen	7.770	7.770	0
Rheinland-Pfalz	4.759	4.750	9
Saarland	596	590	6
Sachsen	2.423	2.420	3
Sachsen-Anhalt	5.594	5.590	4
Schleswig-Holstein	20.438	20.430	8
Thüringen	2.220	2.220	0

Ambitioniertes Szenario 2050 | Variante 1 (zentral)

zentral | dezentral

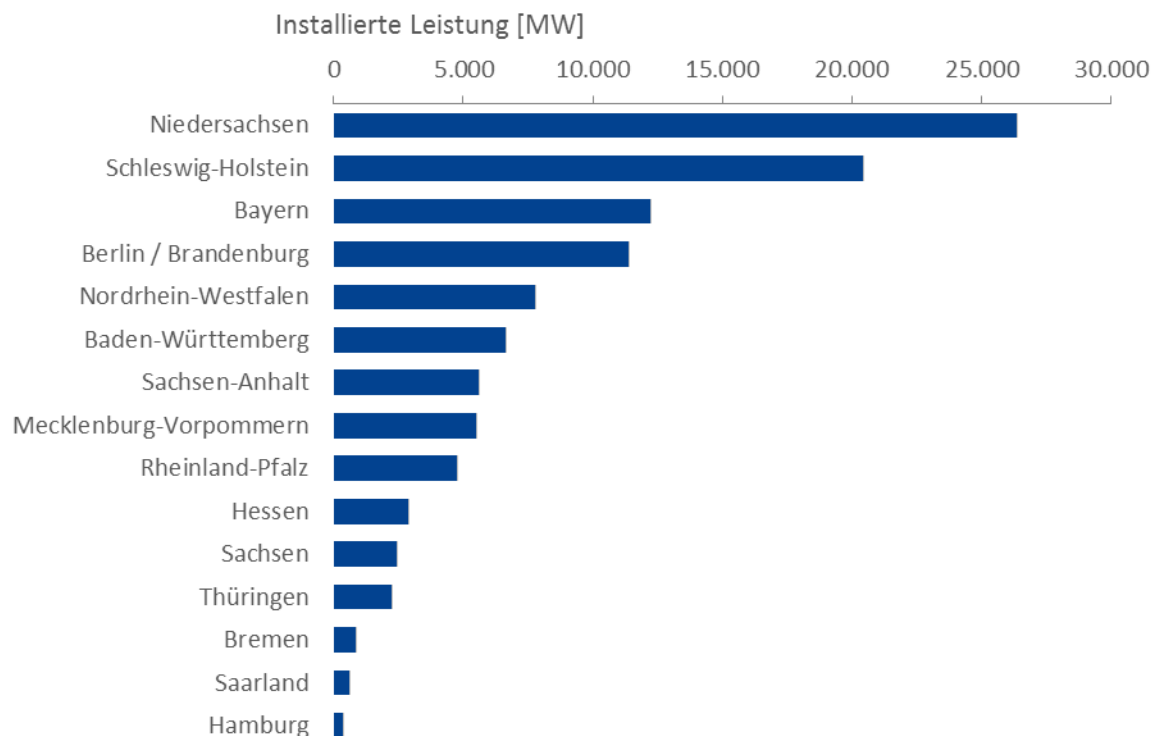


Tabelle 53: Power-to-Gas-Verteilung 2050 (Bundesländer, Südposition), ambitionierter Ausbaupfad (110.000 MW), Variante 2a (dezentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	6.658	6.330	328
Bayern	12.205	11.410	795
Berlin / Brandenburg	11.369	11.180	189
Bremen	836	830	6
Hamburg	356	350	6
Hessen	2.862	2.790	72
Mecklenburg-Vorpommern	5.515	5.340	175
Niedersachsen	26.397	25.510	887
Nordrhein-Westfalen	7.770	7.490	280
Rheinland-Pfalz	4.759	4.700	59
Saarland	596	590	6
Sachsen	2.423	2.320	103
Sachsen-Anhalt	5.594	5.420	174
Schleswig-Holstein	20.438	20.110	328
Thüringen	2.220	2.080	140

Ambitioniertes Szenario 2050 | Variante 2a (dezentral)

zentral | dezentral

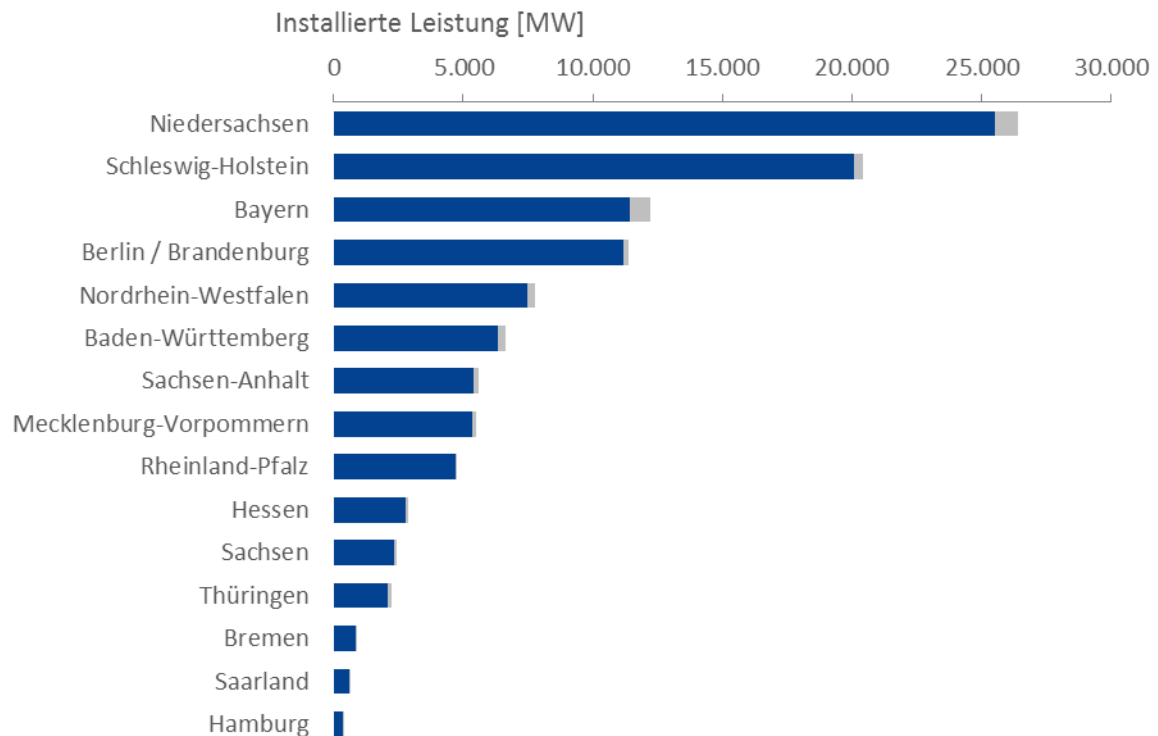
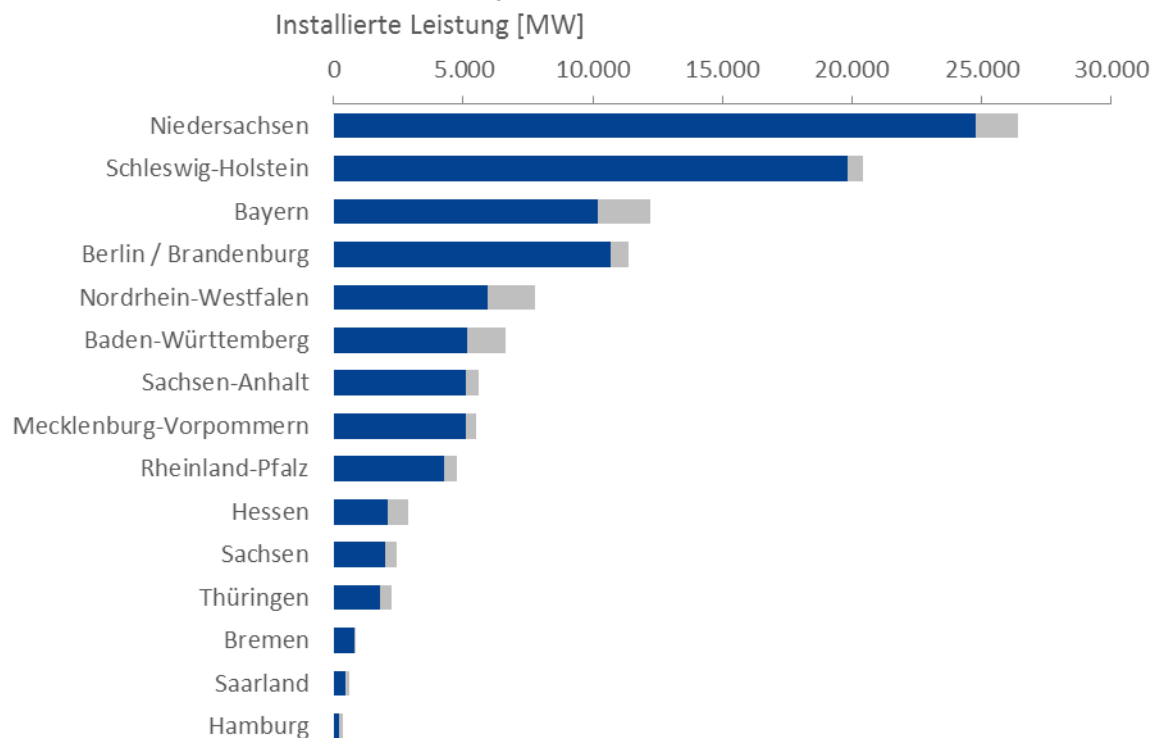


Tabelle 54: Power-to-Gas-Verteilung 2050 (Bundesländer, Südposition), ambitionierter Ausbaupfad (110.000 MW), Variante 2b (dezentral) // eigene Berechnung

Bundesland	Gesamt	Zentral	Dezentral
Baden-Württemberg	6.658	5.170	1.488
Bayern	12.205	10.200	2.005
Berlin / Brandenburg	11.369	10.670	699
Bremen	836	780	56
Hamburg	356	200	156
Hessen	2.862	2.080	782
Mecklenburg-Vorpommern	5.515	5.120	395
Niedersachsen	26.397	24.790	1.607
Nordrhein-Westfalen	7.770	5.950	1.820
Rheinland-Pfalz	4.759	4.280	479
Saarland	596	470	126
Sachsen	2.423	2.000	423
Sachsen-Anhalt	5.594	5.120	474
Schleswig-Holstein	20.438	19.820	618
Thüringen	2.220	1.810	410

Ambitioniertes Szenario 2050 | Variante 2b (dezentral inkl. **zentral** | dezentral Kraftstoff)



8.6. Ergebnisse kreisfreie Städte und Landkreise BW

Konservatives Szenario 2030

Abbildung 46 zeigt deutlich den großen Anteil der industriellen Wasserstoffnachfrage (grüne Balken) im Vergleich zur Nachfrage aus dem Verkehrssektor (blaue Balken). Die roten Punkte geben das maximale Wasserstoffeinspeisepotenzial (MWh/h) in den Kreisen an. Es besteht kein Engpass, da die Nachfrage aus den Verkehrs- und Industriesektoren bereits die prognostizierte Zubaumenge übertrifft und eine weitere Wasserstoffeinspeisung nicht notwendig ist.

Tabelle 55: Szenario konservativ 2030 (Zubau BW 63 MW)

Stadt- / Landkreis	Verkehr [MW]	Industrie / Chemie [MW]	Gasnetz [MW]	Summe [MW]
Breisgau-Hochschwarzwald	0,8		-	0,8
Emmendingen	0,4		-	0,4
Freiburg	0,6		-	0,6
Konstanz	0,6		-	0,6
Lörrach	0,5	1,6	-	2,1
Ortenaukreis	1,1		-	1,1
Rottweil	0,4		-	0,4
Schwarzwald-Baar-Kreis	0,5		-	0,5
Tuttlingen	0,4		-	0,4
Waldshut	0,5		-	0,5
Baden-Baden	0,2		-	0,2
Calw	0,5		-	0,5
Enzkreis	0,5		-	0,5
Freudenstadt	0,4		-	0,4
Heidelberg	0,3		-	0,3
Karlsruhe Kreis	0,8		-	0,8
Karlsruhe Stadt	0,8	35	-	35,8
Mannheim	0,7		-	0,7
Neckar-Odenwald-Kreis	0,4		-	0,4
Pforzheim	0,3		-	0,3
Rastatt	0,5		-	0,5
Rhein-Neckar-Kreis	1,1		-	1,1
Böblingen	0,8		-	0,8
Esslingen	1,1		-	1,1
Göppingen	0,6		-	0,6
Heidenheim	0,3		-	0,3
Heilbronn Kreis	0,5	1,6	-	2,1
Heilbronn Stadt	0,6		-	0,6
Hohenlohekreis	0,3		-	0,3
Ludwigsburg	1,1		-	1,1
Main-Tauber-Kreis	0,4		-	0,4
Ostalbkreis	0,8		-	0,8
Rems-Murr-Kreis	1,0		-	1,0
Schwäbisch Hall	0,6		-	0,6
Stuttgart	1,3		-	1,3
Alb-Donau-Kreis	0,5		-	0,5
Biberach	0,6		-	0,6
Bodenseekreis	0,6		-	0,6
Ravensburg	0,8		-	0,8
Reutlingen	0,7		-	0,7
Sigmaringen	0,4		-	0,4
Tübingen	0,5		-	0,5
Ulm	0,4		-	0,4
Zollernalbkreis	0,6		-	0,6

Konservatives Szenario 2030

Einspeisung | Verkehr | Industrie | H2-Einspeisegrenze

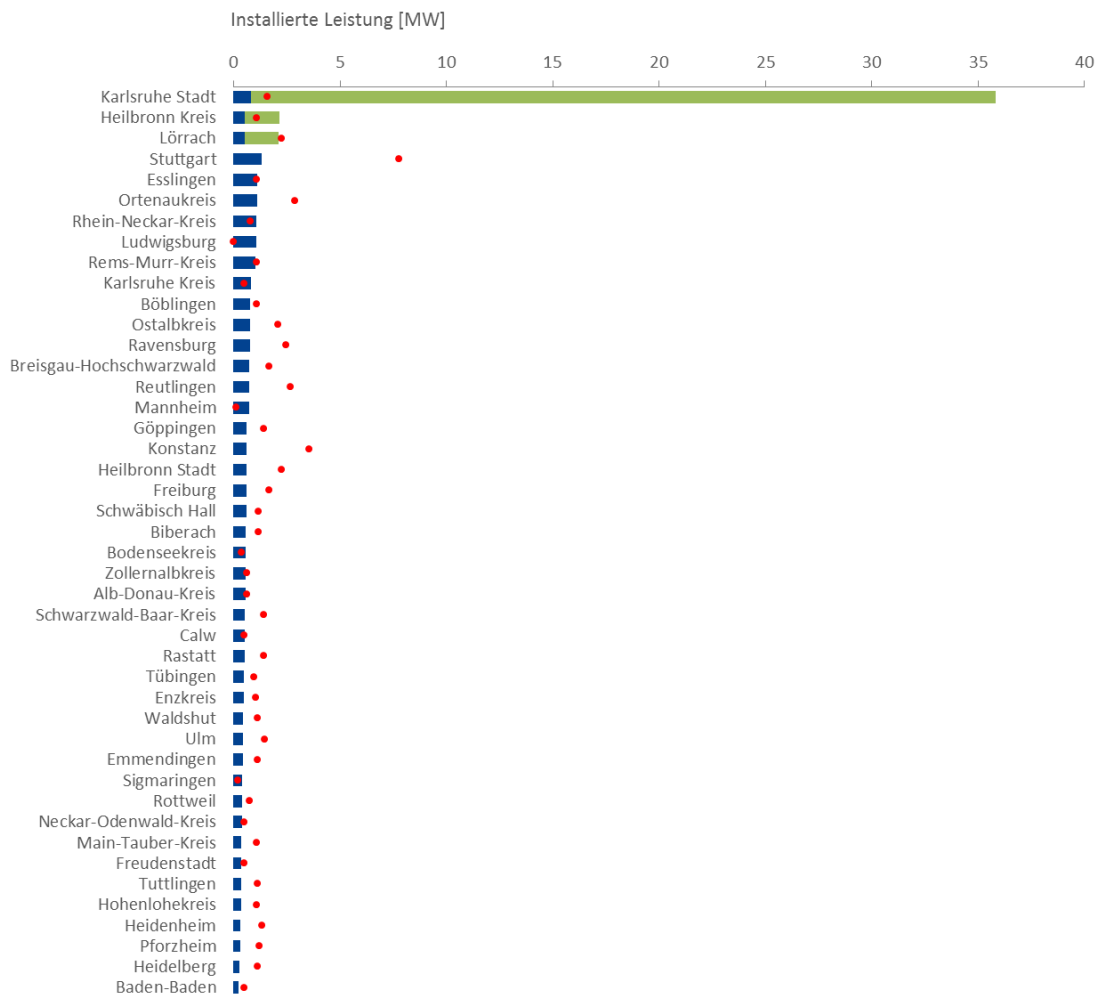


Abbildung 46: Verteilung der Power-to-Gas-Leistung auf kreisfreie Städte und Landkreise in BW im konservativen Szenario 2030

Konservatives Szenario 2030 mit Südposition

In diesem Szenario wird in Summe ein Zubau von 117 MW in Baden-Württemberg prognostiziert. Die durch den Verkehr und die Industrie induzierte Wasserstoffnachfrage liegt um 52 MW unterhalb des Zubaukorridors. Diese Leistung wird zur Einspeisung ins Erdgasnetz vorgesehen. In Abbildung 47 ist zu erkennen, dass überwiegend keine Restriktion für die H₂-Einspeisung besteht, vereinzelt aber Landkreise temporär die Wasserstoffmenge nicht aufnehmen können.

Tabelle 56: Szenario konservativ 2030 Südposition (Zubau BW 117 MW)

Stadt- / Landkreis	Verkehr [MW]	Industrie / Chemie [MW]	Gasnetz [MW]	Summe [MW]
Breisgau-Hochschwarzwald	0,8		1,2	2,0
Emmendingen	0,4		1,2	1,6
Freiburg	0,6		0,4	1,1
Konstanz	0,6		1,1	1,7
Lörrach	0,5	1,6	0,5	2,7
Ortenaukreis	1,1		2,4	3,5
Rottweil	0,4		1,1	1,5
Schwarzwald-Baar-Kreis	0,5		1,2	1,7
Tuttlingen	0,4		0,8	1,2
Waldshut	0,5		0,9	1,4
Baden-Baden	0,2		0,1	0,3
Calw	0,5		0,9	1,5
Enzkreis	0,5		0,7	1,2
Freudenstadt	0,4		0,9	1,2
Heidelberg	0,3		0,1	0,4
Karlsruhe Kreis	0,8		1,6	2,4
Karlsruhe Stadt	0,8	35	0,3	36,1
Mannheim	0,7		0,3	1,0
Neckar-Odenwald-Kreis	0,4		2,0	2,4
Pforzheim	0,3		0,2	0,5
Rastatt	0,5		0,9	1,4
Rhein-Neckar-Kreis	1,1		1,6	2,7
Böblingen	0,8		0,8	1,6
Esslingen	1,1		1,0	2,1
Göppingen	0,6		1,1	1,7
Heidenheim	0,3		1,5	1,8
Heilbronn Kreis	0,5	1,6	1,7	3,8
Heilbronn Stadt	0,6		0,2	0,8
Hohenlohekreis	0,3		1,1	1,4
Ludwigsburg	1,1		1,1	2,2
Main-Tauber-Kreis	0,4		3,4	3,7
Ostalbkreis	0,8		2,8	3,6
Rems-Murr-Kreis	1,0		0,9	2,0
Schwäbisch Hall	0,6		3,0	3,6
Stuttgart	1,3		0,2	1,5
Alb-Donau-Kreis	0,5		2,8	3,3
Biberach	0,6		2,2	2,8
Bodenseekreis	0,6		0,8	1,4
Ravensburg	0,8		2,5	3,3
Reutlingen	0,7		1,2	2,0
Sigmaringen	0,4		1,4	1,8
Tübingen	0,5		0,6	1,1
Ulm	0,4		0,3	0,8
Zollernalbkreis	0,6		1,0	1,6

Konservatives Szenario 2030 | Südposition

Einspeisung | Verkehr | Industrie | H2-Einspeisegrenze

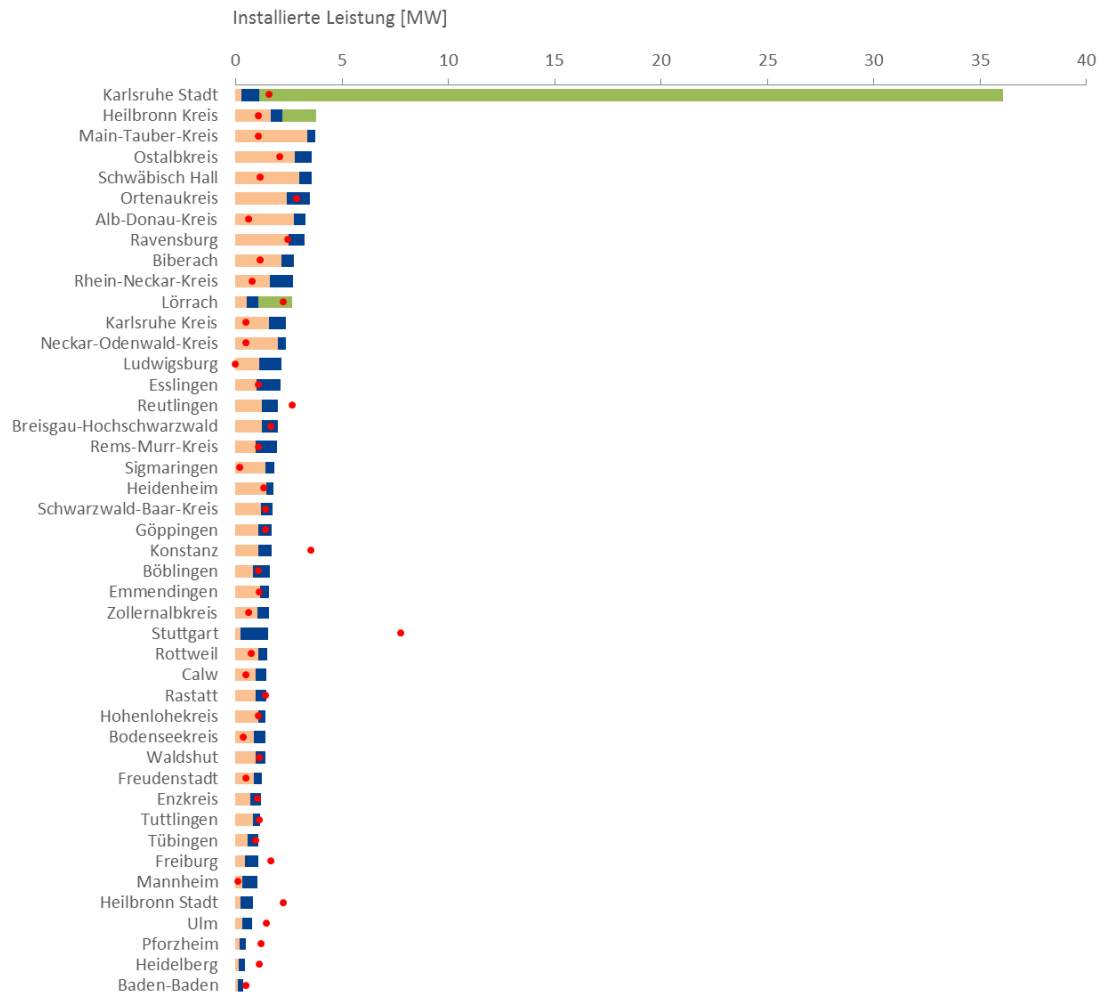


Abbildung 47: Verteilung der Power-to-Gas-Leistung auf kreisfreie Städte und Landkreise in BW im konservativen Szenario 2030 mit Südposition

Konservatives Szenario 2050

In diesem Szenario wird in Summe ein Zubau von 392 MW in Baden-Württemberg prognostiziert. Die durch den Verkehr und die Industrie induzierte Wasserstoffnachfrage übersteigt den Zubaurridor um 253 MW. Daher wird keine weitere Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz erwartet (Abbildung 48).

Tabelle 57: Szenario konservativ 2050 (Zubau BW 392 MW)

Stadt- / Landkreis	Verkehr [MW]	Industrie / Chemie [MW]	Gasnetz [MW]	Summe [MW]
Breisgau-Hochschwarzwald	16,8		-	16,8
Emmendingen	9,9		-	9,9
Freiburg	12,0		-	12,0
Konstanz	15,1		-	15,1
Lörrach	12,7	3	-	15,7
Ortenaukreis	26,6		-	26,6
Rottweil	9,0		-	9,0
Schwarzwald-Baar-Kreis	12,6		-	12,6
Tuttlingen	8,2		-	8,2
Waldshut	10,5		-	10,5
Baden-Baden	4,2		-	4,2
Calw	11,4		-	11,4
Enzkreis	11,8		-	11,8
Freudenstadt	7,8		-	7,8
Heidelberg	6,3		-	6,3
Karlsruhe Kreis	23,5		-	23,5
Karlsruhe Stadt	16,8	33	-	49,8
Mannheim	16,1		-	16,1
Neckar-Odenwald-Kreis	8,9		-	8,9
Pforzheim	6,5		-	6,5
Rastatt	13,6		-	13,6
Rhein-Neckar-Kreis	30,3		-	30,3
Böblingen	21,8		-	21,8
Esslingen	29,9		-	29,9
Göppingen	15,5		-	15,5
Heidenheim	7,8		-	7,8
Heilbronn Kreis	17,7	3	-	20,7
Heilbronn Stadt	10,6		-	10,6
Hohenlohekreis	7,9		-	7,9
Ludwigsburg	29,1		-	29,1
Main-Tauber-Kreis	8,7		-	8,7
Ostalbkreis	19,4		-	19,4
Rems-Murr-Kreis	25,3		-	25,3
Schwäbisch Hall	13,3		-	13,3
Stuttgart	31,5		-	31,5
Alb-Donau-Kreis	12,5		-	12,5
Biberach	13,0		-	13,0
Bodenseekreis	13,2		-	13,2
Ravensburg	17,7		-	17,7
Reutlingen	17,5		-	17,5
Sigmaringen	8,7		-	8,7
Tübingen	11,8		-	11,8
Ulm	8,5		-	8,5
Zollernalbkreis	12,6		-	12,6

Konservatives Szenario 2050

Einspeisung | Verkehr | Industrie | H2-Einspeisegrenze

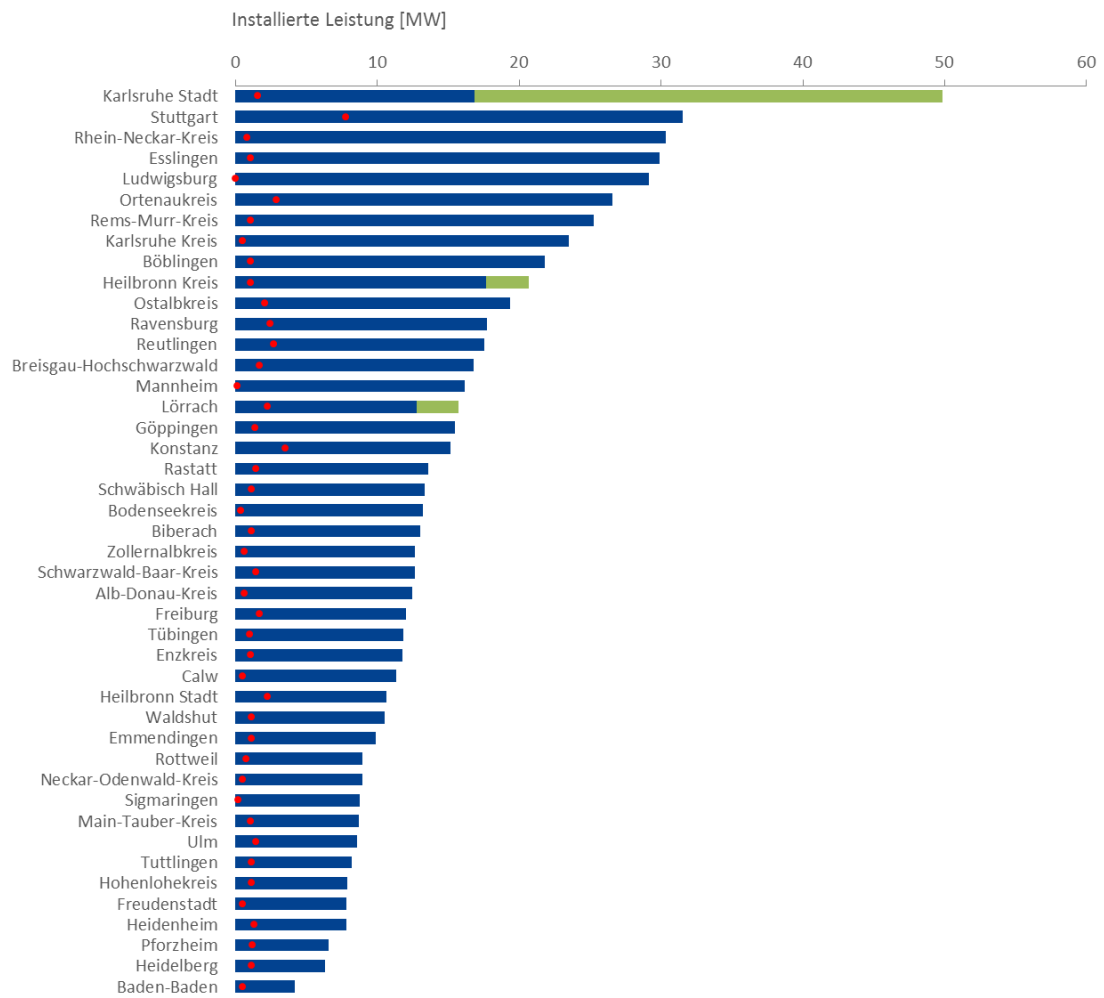


Abbildung 48: Verteilung der Power-to-Gas-Leistung auf kreisfreie Städte und Landkreise in BW im konservativen Szenario 2050

Konservatives Szenario 2050 mit Südposition

In diesem Szenario wird in Summe ein Zubau von 605 MW in Baden-Württemberg prognostiziert. Die durch den Verkehr und die Industrie induzierte Wasserstoffnachfrage liegt oberhalb des Zubaurridor (645 MW). Daher wird keine weitere Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz erwartet (Abbildung 49).

Tabelle 58: Szenario konservativ 2050 Südposition (Zubau BW 605 MW)

Stadt- / Landkreis	Verkehr [MW]	Industrie / Chemie [MW]	Gasnetz [MW]	Summe [MW]
Breisgau-Hochschwarzwald	16,8		-	16,8
Emmendingen	9,9		-	9,9
Freiburg	12,0		-	12,0
Konstanz	15,1		-	15,1
Lörrach	12,7	3	-	15,7
Ortenaukreis	26,6		-	26,6
Rottweil	9,0		-	9,0
Schwarzwald-Baar-Kreis	12,6		-	12,6
Tuttlingen	8,2		-	8,2
Waldshut	10,5		-	10,5
Baden-Baden	4,2		-	4,2
Calw	11,4		-	11,4
Enzkreis	11,8		-	11,8
Freudenstadt	7,8		-	7,8
Heidelberg	6,3		-	6,3
Karlsruhe Kreis	23,5		-	23,5
Karlsruhe Stadt	16,8	33	-	49,8
Mannheim	16,1		-	16,1
Neckar-Odenwald-Kreis	8,9		-	8,9
Pforzheim	6,5		-	6,5
Rastatt	13,6		-	13,6
Rhein-Neckar-Kreis	30,3		-	30,3
Böblingen	21,8		-	21,8
Esslingen	29,9		-	29,9
Göppingen	15,5		-	15,5
Heidenheim	7,8		-	7,8
Heilbronn Kreis	17,7	3	-	20,7
Heilbronn Stadt	10,6		-	10,6
Hohenlohekreis	7,9		-	7,9
Ludwigsburg	29,1		-	29,1
Main-Tauber-Kreis	8,7		-	8,7
Ostalbkreis	19,4		-	19,4
Rems-Murr-Kreis	25,3		-	25,3
Schwäbisch Hall	13,3		-	13,3
Stuttgart	31,5		-	31,5
Alb-Donau-Kreis	12,5		-	12,5
Biberach	13,0		-	13,0
Bodenseekreis	13,2		-	13,2
Ravensburg	17,7		-	17,7
Reutlingen	17,5		-	17,5
Sigmaringen	8,7		-	8,7
Tübingen	11,8		-	11,8
Ulm	8,5		-	8,5
Zollernalbkreis	12,6		-	12,6

Konservatives Szenario 2050 | Südposition

Einspeisung | Verkehr | Industrie | H2-Einspeisegrenze

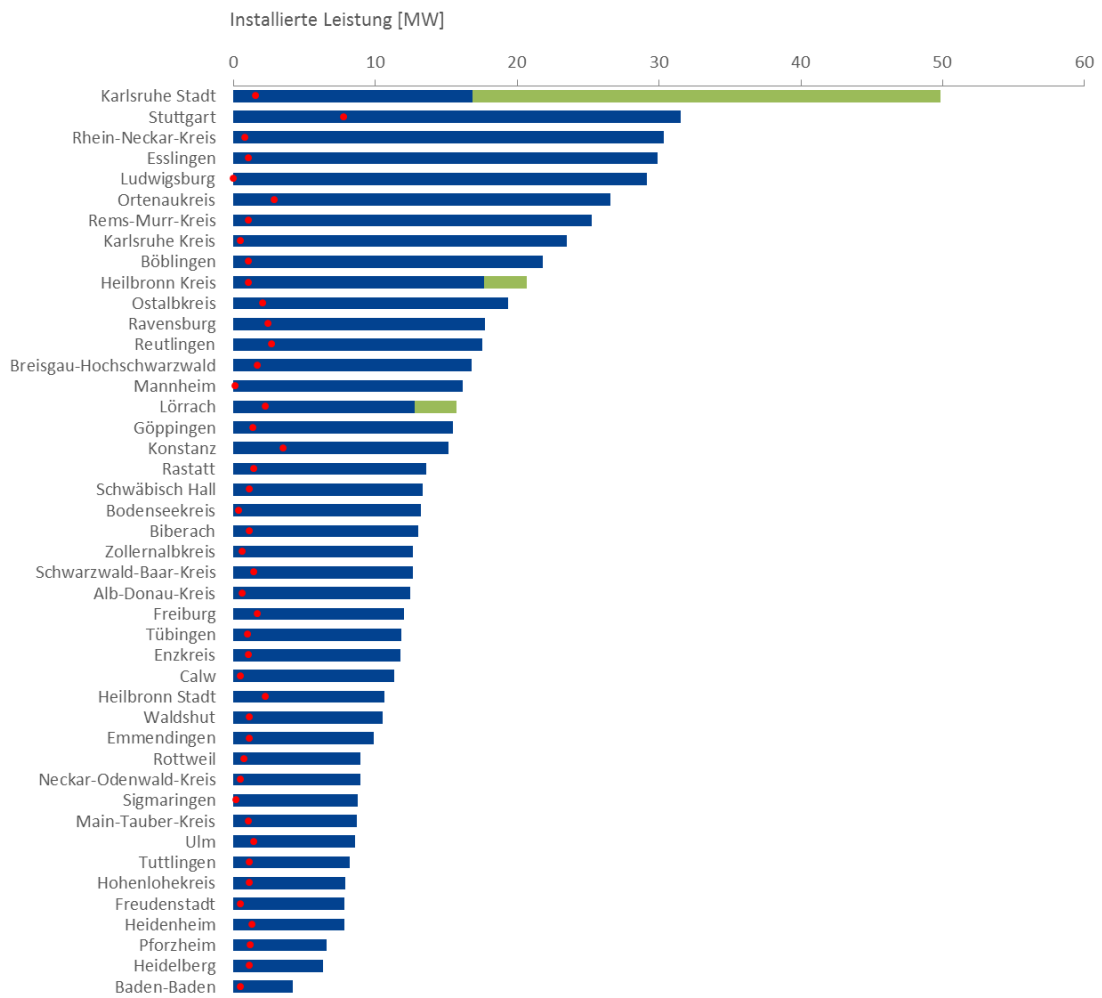


Abbildung 49: Verteilung der Power-to-Gas-Leistung auf kreisfreie Städte und Landkreise in BW im konservativen Szenario 2050 mit Südposition

Ambitioniertes Szenario 2030

In diesem Szenario wird in Summe ein Zubau von 419 MW in Baden-Württemberg prognostiziert. Die durch den Verkehr und die Industrie induzierte Wasserstoffnachfrage liegt 36 MW unterhalb des Zubaurridor. Diese Leistung wird zur Einspeisung ins Erdgasnetz vorgesehen. In Abbildung 50 ist zu erkennen, dass überwiegend keine Restriktion für die H₂-Einspeisung besteht, vereinzelt aber Landkreise temporär die Wasserstoffmenge nicht aufnehmen können.

Tabelle 59: Szenario ambitioniert 2030 (Zubau BW 419 MW)

Stadt- / Landkreis	Verkehr [MW]	Industrie / Chemie [MW]	Gasnetz [MW]	Summe [MW]
Breisgau-Hochschwarzwald	9,0		0,8	9,8
Emmendingen	5,3		0,8	6,1
Freiburg	6,4		0,3	6,7
Konstanz	8,1		0,7	8,8
Lörrach	6,8	4	0,4	11,2
Ortenaukreis	14,2		1,6	15,9
Rottweil	4,8		0,7	5,5
Schwarzwald-Baar-Kreis	6,8		0,8	7,6
Tuttlingen	4,4		0,6	4,9
Waldshut	5,6		0,6	6,3
Baden-Baden	2,2		0,1	2,3
Calw	6,1		0,6	6,7
Enzkreis	6,3		0,5	6,8
Freudenstadt	4,2		0,6	4,8
Heidelberg	3,4		0,1	3,5
Karlsruhe Kreis	12,6		1,1	13,7
Karlsruhe Stadt	9,0	30	0,2	39,2
Mannheim	8,6		0,2	8,8
Neckar-Odenwald-Kreis	4,8		1,4	6,2
Pforzheim	3,5		0,1	3,6
Rastatt	7,3		0,6	7,9
Rhein-Neckar-Kreis	16,2		1,1	17,3
Böblingen	11,7		0,6	12,2
Esslingen	16,0		0,7	16,7
Göppingen	8,3		0,7	9,0
Heidenheim	4,2		1,0	5,2
Heilbronn Kreis	9,5	4	1,1	14,6
Heilbronn Stadt	5,7		0,1	5,9
Hohenlohekreis	4,2		0,7	5,0
Ludwigsburg	15,6		0,8	16,4
Main-Tauber-Kreis	4,6		2,3	6,9
Ostalbkreis	10,4		1,9	12,3
Rems-Murr-Kreis	13,5		0,6	14,2
Schwäbisch Hall	7,1		2,0	9,2
Stuttgart	16,9		0,2	17,0
Alb-Donau-Kreis	6,7		1,9	8,6
Biberach	7,0		1,5	8,5
Bodenseekreis	7,1		0,6	7,7
Ravensburg	9,5		1,7	11,2
Reutlingen	9,4		0,9	10,2
Sigmaringen	4,7		1,0	5,6
Tübingen	6,3		0,4	6,7
Ulm	4,6		0,2	4,8
Zollernalbkreis	6,8		0,7	7,5

Ambitioniertes Szenario 2030

Einspeisung | Verkehr | Industrie | H2-Einspeisegrenze

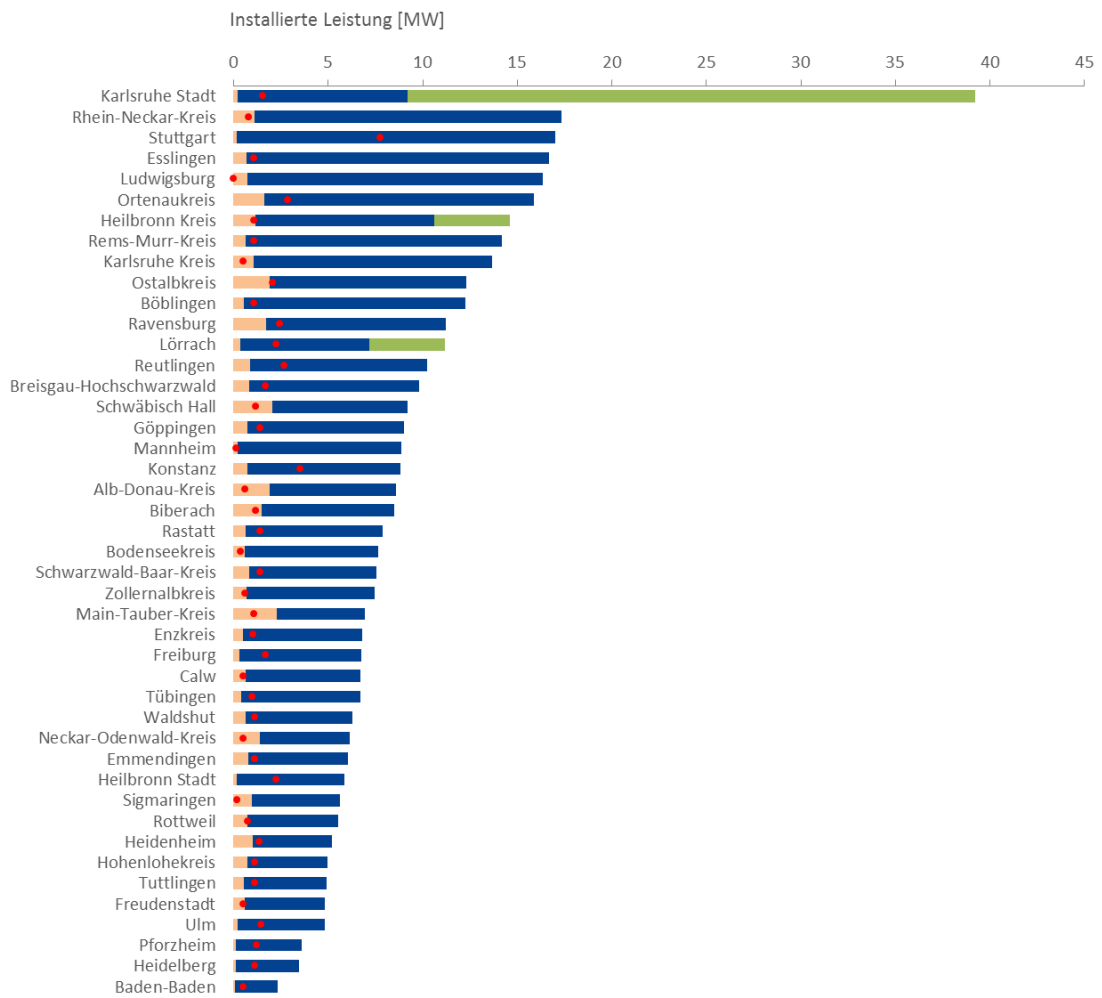


Abbildung 50: Verteilung der Power-to-Gas-Leistung auf kreisfreie Städte und Landkreise in BW im ambitionierten Szenario 2030

Ambitioniertes Szenario 2030 mit Südposition

In diesem Szenario wird in Summe ein Zubau von 777 MW in Baden-Württemberg prognostiziert. Die durch den Verkehr und die Industrie induzierte Wasserstoffnachfrage liegt 394 MW unterhalb des Zubaurridor. Diese Leistung wird zur Einspeisung ins Erdgasnetz vorgesehen. In Abbildung 51 ist zu erkennen, dass H₂-Einspeisung in nahezu allen Kreisen das Einspeisepotential übersteigt. Daher ist zu erwarten, dass eine technologische Erweiterung in Form der Methanisierung erforderlich wird.

Tabelle 60: Szenario ambitioniert 2030 Südposition (Zubau BW 777 MW)

Stadt- / Landkreis	Verkehr [MW]	Industrie / Chemie [MW]	Gasnetz [MW]	Summe [MW]
Breisgau-Hochschwarzwald	9,0		9,3	18,3
Emmendingen	5,3		8,7	14,0
Freiburg	6,4		3,4	9,8
Konstanz	8,1		8,1	16,2
Lörrach	6,8	1,6	4,1	14,9
Ortenaukreis	14,2		18,1	32,3
Rottweil	4,8		8,1	12,9
Schwarzwald-Baar-Kreis	6,8		9,0	15,7
Tuttlingen	4,4		6,1	10,5
Waldshut	5,6		7,1	12,8
Baden-Baden	2,2		0,9	3,1
Calw	6,1		7,0	13,1
Enzkreis	6,3		5,4	11,7
Freudenstadt	4,2		6,7	10,9
Heidelberg	3,4		1,0	4,4
Karlsruhe Kreis	12,6		11,8	24,4
Karlsruhe Stadt	9,0	35	2,1	41,1
Mannheim	8,6		2,3	10,9
Neckar-Odenwald-Kreis	4,8		15,1	19,9
Pforzheim	3,5		1,3	4,8
Rastatt	7,3		7,0	14,2
Rhein-Neckar-Kreis	16,2		12,1	28,4
Böblingen	11,7		6,2	17,9
Esslingen	16,0		7,5	23,5
Göppingen	8,3		8,2	16,5
Heidenheim	4,2		11,0	15,2
Heilbronn Kreis	9,5	1,6	12,6	26,1
Heilbronn Stadt	5,7		1,6	7,4
Hohenlohekreis	4,2		8,2	12,4
Ludwigsburg	15,6		8,3	23,9
Main-Tauber-Kreis	4,6		25,5	30,1
Ostalbkreis	10,4		21,2	31,6
Rems-Murr-Kreis	13,5		7,2	20,7
Schwäbisch Hall	7,1		22,6	29,7
Stuttgart	16,9		1,7	18,6
Alb-Donau-Kreis	6,7		20,9	27,6
Biberach	7,0		16,4	23,4
Bodenseekreis	7,1		6,4	13,4
Ravensburg	9,5		18,8	28,3
Reutlingen	9,4		9,5	18,9
Sigmaringen	4,7		10,7	15,3
Tübingen	6,3		4,3	10,6
Ulm	4,6		2,5	7,1
Zollernalbkreis	6,8		7,8	14,5

Ambitioniertes Szenario 2030 | Südposition

Einspeisung | Verkehr | Industrie | H2-Einspeisegrenze

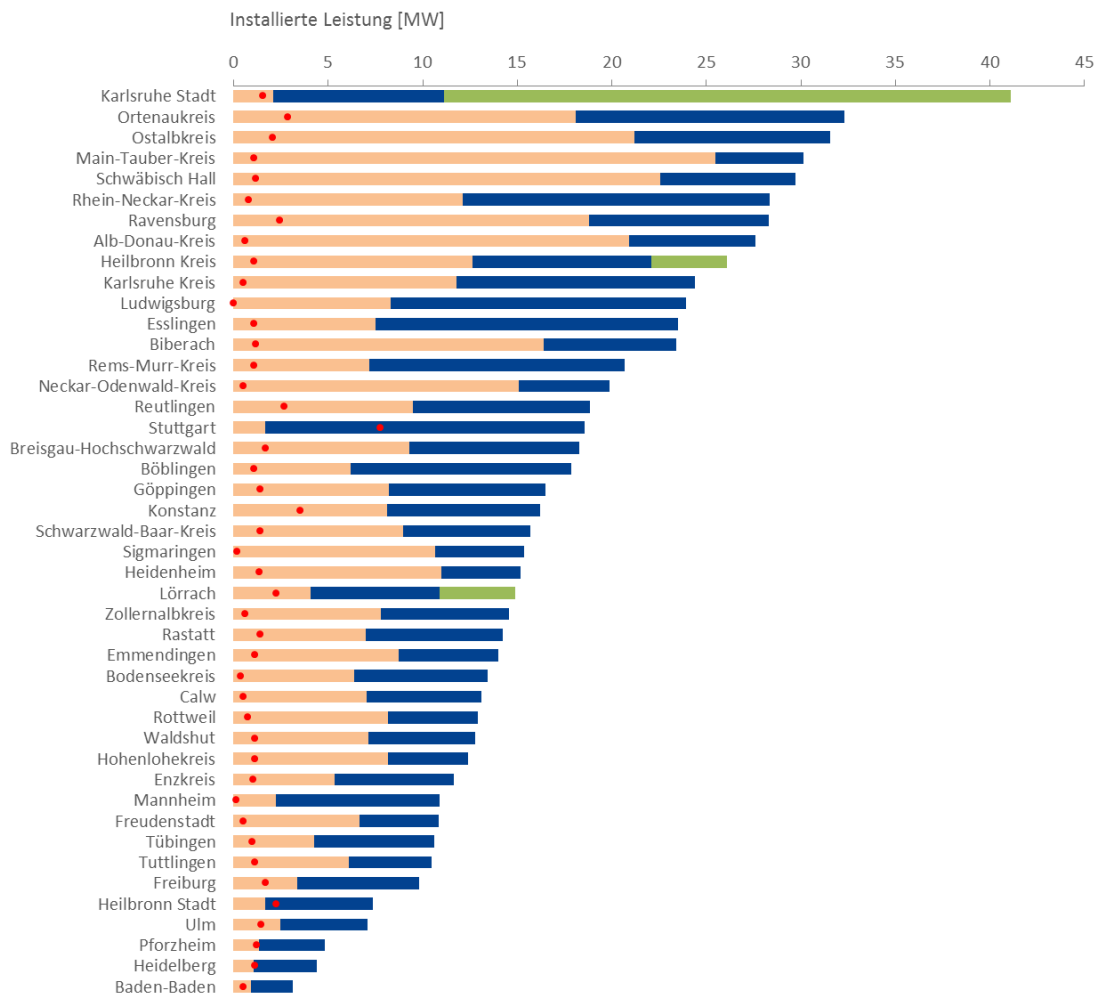


Abbildung 51: Verteilung der Power-to-Gas-Leistung auf kreisfreie Städte und Landkreise in BW im ambitionierten Szenario 2030 mit Südposition

Ambitioniertes Szenario 2050

In diesem Szenario wird in Summe ein Zubau von 4.308 MW in Baden-Württemberg prognostiziert. Die durch den Verkehr und die Industrie induzierte Wasserstoffnachfrage liegt 1.129 MW unterhalb des Zubaurridor. Diese Leistung wird zur Einspeisung ins Erdgasnetz vorgesehen. In Abbildung 52 ist zu erkennen, dass H₂-Einspeisung in allen Kreisen (Ausnahme Stuttgart) das Einspeisepotential übersteigt. Daher ist zu erwarten, dass eine technologische Erweiterung in Form der Methanisierung erforderlich wird.

Tabelle 61: Szenario ambitioniert 2050 (Zubau BW 4.308 MW)

Stadt- / Landkreis	Verkehr [MW]	Industrie / Chemie [MW]	Gasnetz [MW]	Summe [MW]
Breisgau-Hochschwarzwald	82,4		26,7	109,1
Emmendingen	48,8		25,0	73,8
Freiburg	56,2		9,6	65,8
Konstanz	74,1		23,2	97,3
Lörrach	63,3	7,5	11,7	82,5
Ortenaukreis	134,2		51,8	186,0
Rottweil	43,4		23,3	66,8
Schwarzwald-Baar-Kreis	61,8		25,7	87,5
Tuttlingen	39,1		17,5	56,6
Waldshut	51,3		20,4	71,7
Baden-Baden	19,4		2,6	22,0
Calw	53,7		20,1	73,9
Enzkreis	57,6		15,4	73,0
Freudenstadt	37,3		19,1	56,4
Heidelberg	29,8		3,0	32,8
Karlsruhe Kreis	110,4		33,9	144,3
Karlsruhe Stadt	90,6	7	6,0	103,6
Mannheim	80,9		6,5	87,4
Neckar-Odenwald-Kreis	43,5		43,3	86,8
Pforzheim	30,2		3,8	34,1
Rastatt	67,0		20,0	87,1
Rhein-Neckar-Kreis	152,3		34,7	187,1
Böblingen	104,8		17,8	122,6
Esslingen	149,0		21,6	170,5
Göppingen	76,8		23,5	100,3
Heidenheim	37,0		31,6	68,5
Heilbronn Kreis	79,2	7,5	36,2	122,9
Heilbronn Stadt	60,8		4,7	65,5
Hohenlohekreis	37,8		23,5	61,3
Ludwigsburg	146,9		23,9	170,7
Main-Tauber-Kreis	42,1		73,1	115,2
Ostalbkreis	94,0		60,8	154,8
Rems-Murr-Kreis	126,3		20,5	146,8
Schwäbisch Hall	64,5		64,8	129,3
Stuttgart	151,2		4,8	156,0
Alb-Donau-Kreis	59,7		60,0	119,6
Biberach	64,0		47,1	111,1
Bodenseekreis	63,8		18,3	82,1
Ravensburg	88,1		54,0	142,1
Reutlingen	85,9		27,1	113,0
Sigmaringen	41,7		30,6	72,3
Tübingen	55,6		12,3	67,9
Ulm	38,7		7,1	45,8
Zollernalbkreis	61,9		22,3	84,2

Ambitioniertes Szenario 2050

Einspeisung | Verkehr | Industrie | H2-Einspeisegrenze

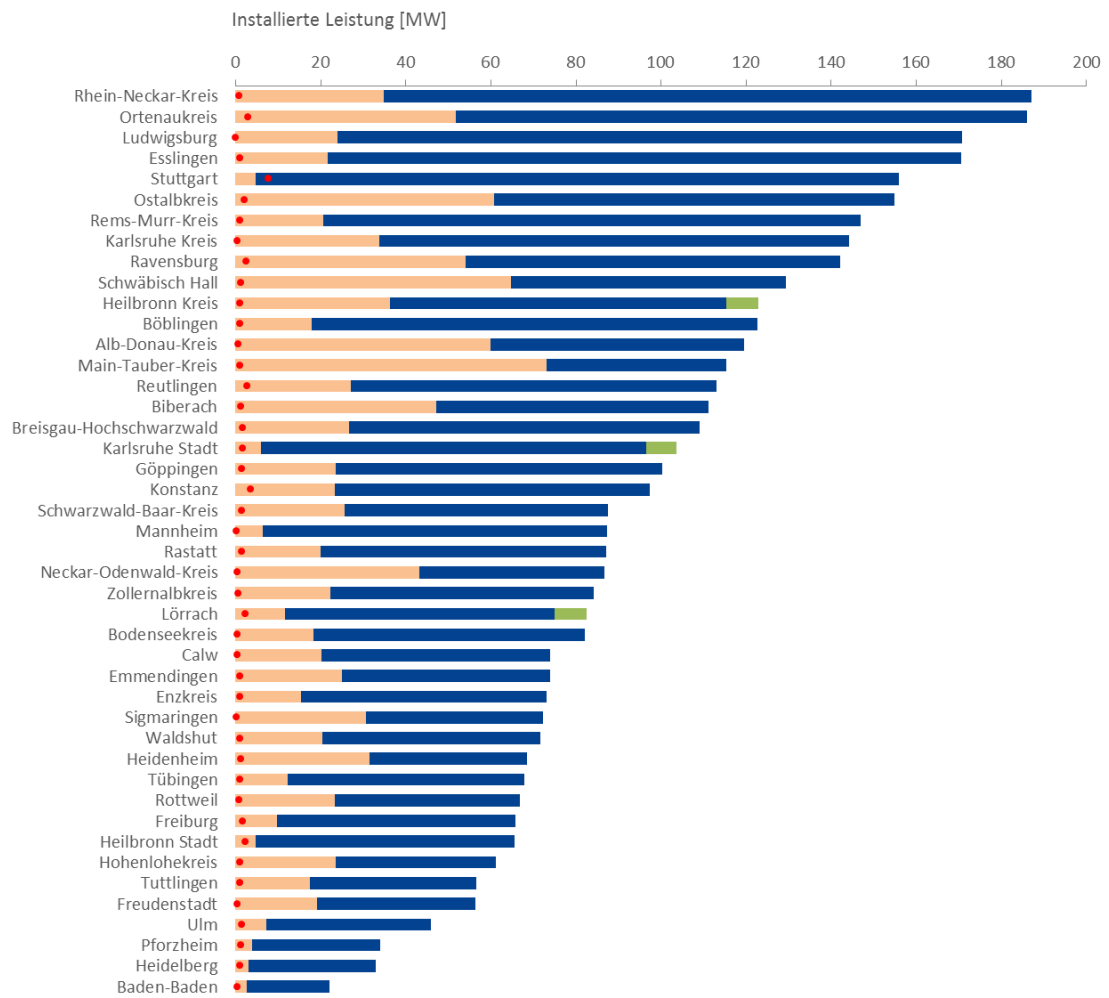


Abbildung 52: Verteilung der Power-to-Gas-Leistung auf kreisfreie Städte und Landkreise in BW im ambitionierten Szenario 2050

Ambitioniertes Szenario 2050 mit Südposition

In diesem Szenario wird in Summe ein Zubau von 6.658 MW in Baden-Württemberg prognostiziert. Die durch den Verkehr und die Industrie induzierte Wasserstoffnachfrage liegt mit 3.479 MW weit unterhalb des Zubaurridor. Diese Leistung wird zur Einspeisung ins Erdgasnetz vorgesehen. In Abbildung 53 ist zu erkennen, dass H₂-Einspeisung in allen Kreisen das Einspeisepotential übersteigt. Daher ist zu erwarten, dass eine technologische Erweiterung in Form der Methanisierung erforderlich wird.

Tabelle 62: Szenario ambitioniert 2050 Südposition (Zubau BW 6.658 MW)

Stadt- / Landkreis	Verkehr [MW]	Industrie / Chemie [MW]	Gasnetz [MW]	Summe [MW]
Breisgau-Hochschwarzwald	82,4		82,2	164,6
Emmendingen	48,8		77,1	125,9
Freiburg	56,2		29,7	85,8
Konstanz	74,1		71,5	145,7
Lörrach	63,3	7,5	36,0	106,8
Ortenaukreis	134,2		159,8	293,9
Rottweil	43,4		71,9	115,4
Schwarzwald-Baar-Kreis	61,8		79,1	140,9
Tuttlingen	39,1		54,0	93,1
Waldshut	51,3		62,9	114,2
Baden-Baden	19,4		8,0	27,5
Calw	53,7		62,1	115,8
Enzkreis	57,6		47,4	105,0
Freudenstadt	37,3		58,8	96,1
Heidelberg	29,8		9,2	39,1
Karlsruhe Kreis	110,4		104,4	214,8
Karlsruhe Stadt	90,6	7	18,5	116,1
Mannheim	80,9		20,0	100,9
Neckar-Odenwald-Kreis	43,5		133,4	176,9
Pforzheim	30,2		11,8	42,0
Rastatt	67,0		61,7	128,8
Rhein-Neckar-Kreis	152,3		107,1	259,4
Böblingen	104,8		54,8	159,6
Esslingen	149,0		66,5	215,4
Göppingen	76,8		72,5	149,3
Heidenheim	37,0		97,2	134,2
Heilbronn Kreis	79,2	7,5	111,6	198,3
Heilbronn Stadt	60,8		14,6	75,4
Hohenlohekreis	37,8		72,3	110,1
Ludwigsburg	146,9		73,5	220,4
Main-Tauber-Kreis	42,1		225,3	267,5
Ostalbkreis	94,0		187,3	281,3
Rems-Murr-Kreis	126,3		63,3	189,6
Schwäbisch Hall	64,5		199,6	264,1
Stuttgart	151,2		14,8	166,0
Alb-Donau-Kreis	59,7		184,8	244,4
Biberach	64,0		145,1	209,1
Bodenseekreis	63,8		56,3	120,1
Ravensburg	88,1		166,3	254,4
Reutlingen	85,9		83,7	169,6
Sigmaringen	41,7		94,3	136,0
Tübingen	55,6		37,8	93,4
Ulm	38,7		21,9	60,7
Zollernalbkreis	61,9		68,7	130,6

Ambitioniertes Szenario 2050 | Südposition

Einspeisung | Verkehr | Industrie | H2-Einspeisegrenze

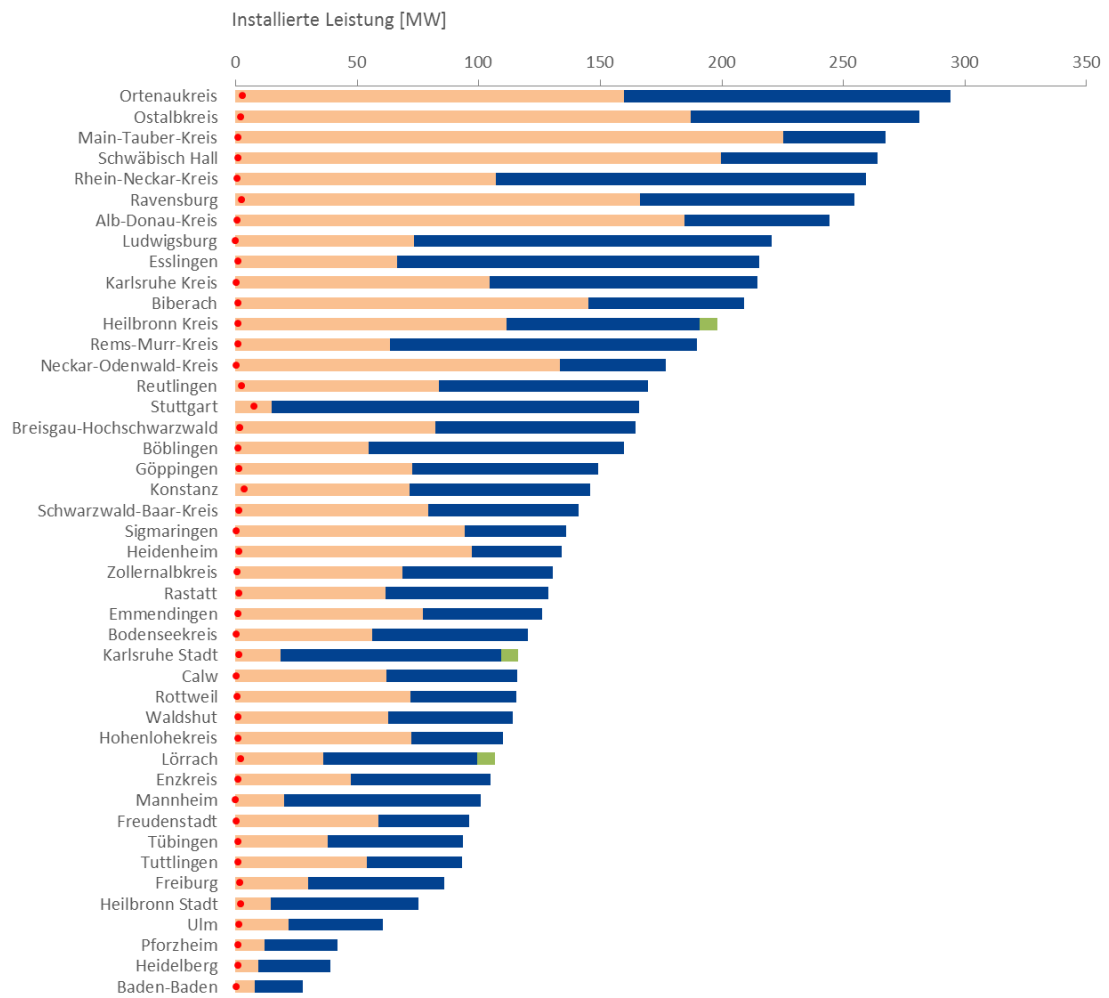


Abbildung 53: Verteilung der Power-to-Gas-Leistung auf kreisfreie Städte und Landkreise in BW im ambitionierten Szenario 2050 mit Südpositio

8.7. Systemdienstleistungen Matrix - Für Power-to-Gas potenziell relevante SDL-Arten (Strom)

SDL	Beschaffung	Bedarf	techn. Anforderungen	einsetzbare Technologien	wirtschaftliches Potenzial
Frequenzhaltung					
Momentanreserve	derzeit: systeminhärent durch rot. Massen	derzeit: 372 MW Bremsleistung / 0,95 MWh kin. Energie	derzeit: Schwungmasse mit Netzkopplung über Synchron-generator	derzeit: rotierende Massen	derzeit: kein Markt/Preis (systeminhärente Bereitstellung)
	künftige Möglichkeiten: verpflichtende Bereitstellung (mit/ohne Aufwandsentschädigung), marktbasierter Beschaffung	künftig: gleichbleibend, Deckungslücke durch Abschaltung therm. Kraftwerke bis 2030: 254 MW / 0,69 MWh	künftig: techn. Anforderungen an Nachbildung rotierender Massen durch Leistungselektronik derzeit noch nicht bekannt	künftig: rotierende Massen WKA; Stromrichter PV, Wind, Batteriespeicher; Pumpspeicher; Schwungmassenspeicher; Gleichrichter PtG-Anlagen	künftig: unklar, Abhängigkeit von Regelung der künftigen Beschaffung
Primärregelleistung	derzeit: wöchentliche Ausschreibung	derzeit: ENTSO-E +/- 3.000 MW; D: 603 MW	derzeit: Mindestgröße 1 MW (pos und neg); vollständige Erbringung ≤ 30 s; Erbringungsdauer ≥ 15 min; Vorhaltdauer 1 Woche	derzeit: therm. Kraftwerke, Pumpspeicher	bisher: Rückgang durchschn. Leistungspreis seit 2016
	künftig: kalendertägliche Ausschreibung > Einbeziehung dargebotsabhängiger Anlagen	künftig: gleichbleibend	künftig: Verkürzung Vorhaltdauer auf Kalendertag wahrscheinlich	künftig: Pumpspeicher, Batteriespeicher, Leistungselektronik EE, PtG; Schwungmassen- u. Druckluftspeicher	künftige Entwicklung: preissteigernd: Abschaltung konventioneller Kraftwerke; preismindernd: steigende Anzahl Anbieter, zunehmende Zusammenarbeit europ. ÜNB > preismindernde Effekte überwiegen
Sekundärregelleistung	derzeit: wöchentliche Ausschreibung für 12 h (HT/NT wochentags) bzw. 24 h (NT Wochenende/Feiertage) getrennt pos/neg	derzeit: 01/2015 bis 04/2017: neg. SRL 1.800 - 2.500 MW; pos. SRL 1.500 - 2.800 MW	derzeit: Mindestgröße 5 MW, Reaktion ≤ 30s, vollständige Erbringung ≤ 5 min, Erbringungsdauer ≥ 1 h, mehrfache Wiederholbarkeit, Vorhaltdauer 1 Woche	derzeit: therm. Kraftwerke, Pumpspeicher, stetige EE, vereinzelt WKA	bisher: deutlicher Rückgang des Leistungspreises seit 2014, ebenfalls rückläufige Tendenz bei Arbeitspreisen
	künftig: ab 12.07.2018 kalendertägliche Ausschreibung für 4h - Blöcke > Vereinfachung Bereitstellung SRL durch EE	künftig: steigender Bedarf	künftig: Verkürzung Vorhaltdauer auf 4h-Block an einem Kalendertag, Mindestleistung 1 MW	künftig: Pumpspeicher, stetige EE, Notstromaggregate, flexible Lasten (PtG, Power-to-Heat, Industrie), Batteriespeicher, WKA, PV	künftige Entwicklung: preissteigernd: Ausbau EE erhöht SRL-Bedarf, Abschaltung konventioneller Kraftwerke; preismindernd: steigende Anzahl Anbieter, Erleichterung Zugang zu Ausschreibungen für EE, zunehmende Zusammenarbeit europ. ÜNB
Minutenreserve	derzeit: werktägliche Ausschreibungen für 4 h-Blöcke	derzeit: 01/2015 bis 04/2017: neg. MRL 1.000 - 2.500 MW; pos MRL 1.500 - 2.800 MW	derzeit: Mindestgröße 5 MW, vollständige Erbringung ≤ 15 min, Abrufdauer 15 min - mehrere Stunden		bisher: seit 2014: deutlicher Rückgang Leistungspreis neg. MRL, leichter Anstieg LP pos. MRL auf niedrigem Niveau; neg. Arbeitspreis leichter Anstieg, pos. AP Rückgang um ca. ein Drittel
	künftig: ab 12.07.2018 kalendertägliche Ausschreibung, mögliche Einführung Intraday-Markt für MR-Arbeit mit gemeinsamer Merit-Order Arbeitspreis Ausschreibungen	künftig: steigender Bedarf	künftig: Mindestgröße 1 MW	vergleichbar SRL, aufgrund längerer Reaktionszeit größerer Anbieterkreis	künftige Entwicklung: preissteigernd: EE-Ausbau, Abschaltung konventioneller Kraftwerke; preismindernd: steigende Anzahl Anbieter, Erleichterung Zugang zu Ausschreibungen für EE, Markt für MR-Arbeit, zunehmende Zusammenarbeit europ. ÜNB
Abschaltbare Lasten	derzeit: wöchentliche Ausschreibungen für schnell und sofort abschaltbare Lasten	derzeit: Ausschreibung 750 MW jeweils sofort und schnell AL; max. Abruf bislang 159 MW	derzeit: Mindestleistung 5 MW, Mittelspannungsanschluss, Reaktionszeit 1s (sofort AL) bzw. 15 Minuten (schnell AL), Abrufdauer ≥ 1 h, ≥ 4 Abrufe pro Woche, Verfügbarkeit ≥ 138 h pro Woche	derzeit: Zielgruppe der AblAV: flexible, stromintensive Industrieanlagen. Alle Anlagen die Anforderungen der AblAV erfüllen. Einsatz von PtG-Anlagen wäre möglich	derzeit: Ausschreibungsvolumen wird nicht vollständig gezeichnet > Preis = jeweiliger Maximalpreis

SDL	Beschaffung	Bedarf	techn. Anforderungen	einsetzbare Technologien	wirtschaftliches Potenzial
	künftig: Befristung AblAV bis 01.07.2022, denkbare Überführung AL in Regelenergiemarkt	künftig: Ziel flexible Lasten für Flexibilitätsmarkt zu aktivieren; höherer Bedarf durch weiteren EE-Ausbau und Abschaltung konv. Kraftwerke denkbar	künftig: Abhängig von Weiterentwicklung AblAV bzw. Überführung in Regelenergiemarkt	künftig: voraussichtlich keine Änderungen	künftig: Abhängigkeit von regulatorischer Weiterentwicklung
Spannungshaltung					
Blindleistungsbereitstellung	derzeit: nicht marktbasierend; Übertragungsnetz: Kompensationsanlagen, Höchst- und Hochspannungstrafo; verpfl. Einstellung Verschiebefaktoren bei Erzeugern; bilaterale Vereinbarungen zwischen Netz- und Kraftwerksbetreibern	derzeit: induktiv 31 Gvar, kapazitiv 33 Gvar	Einhaltung von Verschiebefaktoren nach Vorgabe von Netzbetreiber (starr oder variabel)	derzeit: überwiegend konventionelle Kraftwerke	derzeit: kein Markt
	künftig: marktbasierende Beschaffung unwahrscheinlich > lokale Wirkung von BL	künftig: Prognose für 2030 und später: induktiv: 26 Gvar, kapazitiv 45 Gvar		künftig: Konverterstationen der Nord-Süd-HGÜ-Verbindungen, verbesserter Blindleistungsaustausch zwischen Übertragungs- und Verteilnetz, Blindleistungskompensationsanlagen, stromrichterbasierte Anlagen (PtG, PV, WKA, Batteriespeicher)	künftig: voraussichtlich weiterhin Beschaffung über regulatorische Verpflichtungen ggf. mit Entschädigung für zusätzlichen Aufwand > keine zusätzlichen Erlösmöglichkeiten für P2G
spannungsbedingter Redispatch	derzeit: Bereitstellung aufgrund von gesetzlichem Schuldverhältnis oder über bilaterale Vereinbarungen	derzeit: 2016 534 GWh	Möglichkeit der gesteuerten Blindleistungsbereitstellung	siehe Blindleistungsbereitstellung	derzeit: keine marktbasierende Beschaffung
	künftig: voraussichtlich gleichbleibend	künftig: Abhängigkeit von Netzausbau und sonstiger Bereitstellung von Blindleistung			künftig: voraussichtlich weiterhin nur aufwandsabhängige Entschädigung > keine zusätzlichen Erlösmöglichkeiten für P2G
Betriebsführung					
strombedingter Redispatch	derzeit: Bereitstellung aufgrund von gesetzlichem Schuldverhältnis oder über bilaterale Vereinbarungen	derzeit: 2016 5.721 GWh	Möglichkeit der Laständerung zu bestimmtem Zeitpunkt auf Anforderung des ÜNB.	derzeit: Grundsätzlich alle Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. Bevorzugt große Einheiten i.d.R. konventionelle Kraftwerke	derzeit: keine marktbasierende Beschaffung
	künftig: voraussichtlich gleichbleibend	künftig: wesentliche Abhängigkeit von bestehenden Netzengpässen bzw. deren Abbau		künftig: Grundsätzlich alle Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. Durch Abschaltung konv. KW Notwendigkeit auch kleinere Einheiten einzusetzen	künftig: voraussichtlich weiterhin nur aufwandsabhängige Entschädigung > keine zusätzlichen Erlösmöglichkeiten für P2G