



Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung

Schlussbericht

BMWI - FKZ 0328009

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)
Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung
Wankelstraße 5, 70563 Stuttgart

Autoren:

Yvonne Scholz, Hans Christian Gils, Thomas Pregger,
Dominik Heide, Felix Cebulla, Karl-Kiên Cao, Denis Hess, Frieder Borggreffe

13. Juni 2014

Das diesem Bericht zugrundeliegende Projekt wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie unter dem Förderkennzeichen FKZ 0328009 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Inhaltsverzeichnis

0	Zusammenfassung der Studienergebnisse	1
1	Einleitung	7
2	Zukünftige Entwicklung der Energieversorgung	9
2.1	Langfristszenarien für Deutschland	9
2.1.1	Entwicklung der Stromversorgung	11
2.1.2	Entwicklung der Wärmeversorgung	15
2.2	Langfristszenarien für Europa	16
2.2.1	Entwicklung der Stromversorgung	16
2.2.2	Entwicklung des Wärmebedarfs	21
3	Technologien und Methoden des Lastausgleichs	30
3.1	Einsatzpotenziale der Kraft-Wärme-Kopplung und Szenario der zukünftigen Wärmeversorgung	31
3.1.1	Abschätzung der Wärmenetzpotenziale in Europa in räumlicher Auflösung	32
3.1.2	Szenario für Wärmenetze, KWK und Wärmepumpen in der Wärmeversorgung von Haushalten und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	35
3.1.3	Abschätzung der Potenziale industrieller KWK-Nutzung	41
3.1.4	Szenario für Wärmenetze, KWK und Wärmepumpen in der Wärmeversorgung industrieller Verbraucher	43
3.2	Verfügbarkeit flexibler Stromverbraucher in Europa	47
3.2.1	Identifizierung flexibler Lasten und relevanter Parameter	48
3.2.2	Dauer und Häufigkeit des Lastmanagementesinsatzes	50
3.2.3	Zeitliche Verfügbarkeit der Potenziale	51
3.2.4	Methode der Ermittlung industrieller Lastmanagementpotenziale	51
3.2.5	Methode der Ermittlung der Lastmanagementpotenziale im GHD-Sektor	53
3.2.6	Methode der Ermittlung der Lastmanagementpotenziale in Haushalten	54
3.2.7	Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der Potenziale	55
3.2.8	Räumliche Verteilung der Potenziale	57
3.2.9	Ergebnisse: Resultierende Lastmanagementpotentiale	57
3.3	Energiespeicher	62
3.3.1	Technologien zur Energiespeicherung	62
3.3.2	Technische und ökonomische Parameter der Speichertechnologien	66
3.4	Netzinfrastuktur	67
3.4.1	Rahmenbedingungen des Netzausbaus	67
3.4.2	Stromübertragungstechnologien	67
3.5	Erzeugung synthetischer Energieträger aus Strom	69
4	REMix: Methodik der Modellierung	70
4.1	Grundsätzliche Struktur der Modellierung	70
4.1.1	Untersuchungsgebiet	72
4.1.2	Zeitliche und räumliche Auflösung von Strom- und Wärmebedarf	73
4.1.3	Modellierung von Stromerzeugung, Stromtransport und Energiespeichern	76
4.1.4	Exkurs: Mögliche Entwicklung der räumlichen Verteilung der EE-Stromeinspeisung	82
4.2	Abbildung flexibler Kraft-Wärme-Kopplungs- und Wärmepumpenanlagen	84
4.2.1	Technologiemodelle und -parameter der Wärmeerzeugungstechnologien	85

4.2.2	Wärmepumpen	86
4.2.3	Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen.....	87
4.2.4	Thermische Speicher	88
4.3	Abbildung der Flexibilisierung von Lasten	89
4.3.1	Stationäres Lastmanagement.....	89
4.3.2	Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen	90
5	Lastausgleich in der zukünftigen Energieversorgung	92
5.1	Untersuchte Szenarien und Varianten	92
5.2	Ergebnisse für den Lastausgleich im europäischen Untersuchungsgebiet.....	94
5.2.1	Lastausgleich im Basisszenario.....	94
5.2.2	Lastausgleich in den Szenarien mit Wasserstofferzeugung und Stromimport.....	104
5.3	Regionaler Einsatz von Lastausgleichsoptionen in Deutschland	112
5.3.1	Lastausgleich im Basisszenario.....	114
5.3.2	Lastausgleich in den Szenarien mit Wasserstofferzeugung und Stromimport.....	132
6	Schlussfolgerungen im Hinblick auf Rahmenbedingungen für den Strukturwandel	143
7	Literatur.....	147
8	Abkürzungsverzeichnis.....	153
A.	Datenanhang	156

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Entwicklung des Wärmebedarfs (Endenergie) der Verbrauchssektoren, untergliedert in Raumwärme (RW), Warmwasser (WW) und Prozesswärme (PW) nach [Nitsch et al., 2012].....	15
Abbildung 2-2:	Mittlerer Nutzenergiebedarf in MWh/a pro Einwohner für Raumwärme und Warmwasser in den Haushalten der untersuchten Länder Europas.....	23
Abbildung 2-3:	Mittlerer Nutzenergiebedarf in MWh/a pro Einwohner für Raumwärme und Warmwasser im Dienstleistungssektor der untersuchten Länder Europas	23
Abbildung 2-4:	Vergleich der Entwicklung des flächenspezifischen Raumwärmbedarfs in Neubauten für die OECD-Länder einerseits und Nicht-OECD-Länder andererseits, relativ zu 2008	24
Abbildung 2-5:	Entwicklung des Gesamtbedarfs an Nutzenergie für Raumwärme (RW), Warmwasserbereitung (WW) und Prozesswärme (PW) in Haushalten und GHD in den betrachteten Ländern (Spannweiten zwischen geringster und stärkster Abnahme bzw. Zunahme).....	26
Abbildung 2-6:	Entwicklung des Endenergiebedarfs nach Wärme unterteilt nach Anwendung und Sektor für alle betrachteten Länder Europas*).....	29
Abbildung 3-1:	Vorgehensweise bei der Ermittlung der Wärmenetzzpotenziale.....	32
Abbildung 3-2:	Pro-Kopf-Wärmebedarf in den NUTS-2-Regionen relativ zum Landesdurchschnitt (dimensionslos)	33
Abbildung 3-3:	Wärmenetzzpotenziale nach Ländern, als Absolutwert (blaue Balken) bzw. Versorgungsanteil (grüne Striche). In orange die Wärmebereitstellung aus Netzen 2005.....	34
Abbildung 3-4:	Wärmenetzzpotenziale in den Szenariojahren 2020, 2030 und 2050, relativ zum Basisjahr 2008.....	35
Abbildung 3-5:	Szenario der Wärmebereitstellung aus Wärmenetzen und Anteil am Gesamtbedarf nach Nutzwärme in den Sektoren Haushalte und GHD	36
Abbildung 3-6:	Szenario der Wärmebereitstellung aus Wärmenetzen in den Sektoren Haushalte und GHD, aufgeteilt nach Größenklassen der KWK-Anlage	36
Abbildung 3-7:	Szenario des Wärmepumpenanteils an der Wärmebereitstellung in den Sektoren Haushalte und GHD	37
Abbildung 3-8:	Angenommene Anteile der Objekt-KWK an der zukünftigen Wärmebereitstellung im Haushalts- und GHD-Sektor	38
Abbildung 3-9:	Szenario der Wärmebereitstellung im Haushalts- und GHD-Sektor im Jahr 2050	38
Abbildung 3-10:	Berechnete Potenziale industrieller Abwärmenutzung, sowie Eigenerzeugung in KWK und Spitzenlastkesseln, unterteilt nach Wärmebedarf bei Temperaturen unter 100°C (oben) bzw. zwischen 100°C und 500°C (unten)	42
Abbildung 3-11:	Industrielle Wärmebedarfsdichte (Endenergie), in GWh/km ² /a	43

IV

Abbildung 3-12:	Szenario der Wärmebereitstellung in der Industrie aus Eigenerzeugung, sowie Wärme- und Dampfnetzen	45
Abbildung 3-13:	Anteile der verschiedenen Wärmeerzeugungstechnologien an der Bereitstellung des industriellen Wärmebedarfs mit Temperaturen unter 500 °C	45
Abbildung 3-14:	Vorgehensweise bei der Ermittlung der einsetzbaren Lasten in der energieintensiven Industrie	52
Abbildung 3-15:	Vorgehensweise bei der Ermittlung der einsetzbaren Lasten im GHD-Sektor	53
Abbildung 3-16:	Vorgehensweise bei Ermittlung der einsetzbaren Lasten in den Privathaushalten	54
Abbildung 3-17:	Lastabsenkungspotenziale im Untersuchungsgebiet im Jahr 2020, aufgeteilt nach Verbraucher	58
Abbildung 3-18:	Jahreszeitlicher Verlauf der Tagesmittelwerte der potenziellen Lastreduktion verschiedener Verbraucher	58
Abbildung 3-19:	Wochenverlauf der Stundenwerte der potenziellen Lastabsenkung verschiedener Verbraucher im Frühsommer	59
Abbildung 3-20:	Jahreszeitlicher Verlauf des relativen Lastabsenkungspotenzials in ausgewählten Ländern des Untersuchungsgebiets	59
Abbildung 3-21:	Sektorale Anteile am Potenzial der Lastabsenkung für alle betrachteten Länder	60
Abbildung 3-22:	Vergleich des Lastreduktionspotenzials 2020 mit der Jahresspitzenlast 2010 für alle betrachteten Länder	60
Abbildung 3-23:	Räumliche Zuordnung der Lastmanagementpotenziale, hier am Beispiel der theoretischen Lastabsenkung in 2010	61
Abbildung 3-24:	Entwicklung des mittleren Lastabsenkungspotenzials über die Szenariojahre, unterteilt nach Szenariojahr und Verbraucher	61
Abbildung 3-25:	Entwicklung des mittleren Lastabsenkungspotenzials über die Szenariojahre, unterteilt nach Land	62
Abbildung 3-26:	Technische Parameter verschiedener Energiespeichertechnologien. Rot: Standardtechnologien in den Modellrechnungen.	65
Abbildung 3-27:	Ökonomische Parameter von Energiespeichertechnologien (rot: Standardtechnologien in den Modellrechnungen)	66
Abbildung 4-1:	Struktur des REMix-Modells	70
Abbildung 4-2:	Exemplarischer Output des REMix-Modells: wärmeseitig (links) und stromseitig (rechts)	71
Abbildung 4-3:	Untersuchungsgebiet und betrachtete Regionen in Europa und Nordafrika	72
Abbildung 4-4:	Betrachtete Regionen in Deutschland	73
Abbildung 4-5:	Beispiel der berechneten Tagesanteile des Wärmebedarfs (Raumwärme und Warmwasser) für Deutschland, Norwegen und Griechenland unter	

	der Annahme einer Heizgrenze von 18°C und einer Komforttemperatur von ebenfalls 18°C auf Basis des Temperaturverlaufes des Jahres 2006.....	75
Abbildung 4-6:	Verlauf des Raumwärmebedarfs innerhalb eines Wochenendtages relativ zum Tages Spitzenwert, abhängig von der mittleren Außentemperatur	76
Abbildung 4-7:	Maximale Übertragungskapazitäten im Jahr 2010 für intraeuropäischen Stromtransport in REMix.....	78
Abbildung 4-8:	Maximale Übertragungskapazitäten im Jahr 2010 für Stromtransport der innerhalb Deutschlands betrachteten Modellregionen in REMix.....	79
Abbildung 4-9:	Schematischer Trassenverlauf von CSP-HVDC Anlagen nach [Hess, 2013].....	81
Abbildung 4-10:	Klassenspezifischer Potenzialausnutzungsgrad von Photovoltaikanlagen in den Jahren 2000, 2003, 2007 und 2010 (von links oben nach rechts unten).....	83
Abbildung 4-11:	Räumliche Verteilung und Zeitreihen der Einspeisung für die Modellregionen 13 und 134, Winterwoche, Jahr 2030 (installierte Leistungen: 63 GW PV und 38 GW Wind)	84
Abbildung 4-12:	Angenommene Arbeitszahlen von Luft-Wasser-Wärmepumpen in Abhängigkeit von der Differenz zwischen Außentemperatur und Vorlauftemperatur für die Jahre 2010 bis 2050	87
Abbildung 4-13:	Lastprofil des ungesteuerten Ladens der Elektrofahrzeuge, abgeleitet aus [Pregger et al., 2012]	90
Abbildung 5-1:	Untersuchte Szenarien mit Netzausbauvarianten „KonsNetz“ (konservativer Netzausbau, exogen vorgegeben) und „OptNetz“ (optimistischer Netzausbau, modellendogen ermittelt).	93
Abbildung 5-2:	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Basisszenario für das europäische Untersuchungsgebiet	95
Abbildung 5-3:	Abgeregelte erneuerbare Stromerzeugung (Photovoltaik, Wind onshore, Wind offshore, Laufwasserkraft) im Basisszenario für das europäische Untersuchungsgebiet.....	95
Abbildung 5-4:	Energiebereitstellung aus konventionellen Energieträgern im Basisszenario für das europäische Untersuchungsgebiet	96
Abbildung 5-5:	Modellendogener Ausbau von Gasturbinen im Basisszenario für das europäische Untersuchungsgebiet	97
Abbildung 5-6:	Mittelwert der Volllaststunden konventioneller Stromerzeugungskapazitäten im Basisszenario für das europäische Untersuchungsgebiet.....	98
Abbildung 5-7:	Mittelwert der elektrischen Volllaststunden von KWK-Erzeugungskapazitäten im Basisszenario für das europäische Untersuchungsgebiet.....	98
Abbildung 5-8:	In Stromspeichern zwischengespeicherte elektrische Energie im Basisszenario für das europäische Untersuchungsgebiet.	99

VI

Abbildung 5-9:	Modellendogene Erhöhung der Übertragungskapazitäten für den räumlichen Lastausgleich im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050 in MW, Basisszenario, Netzvariante OptNetz	100
Abbildung 5-10:	Modellendogene Erhöhung der Übertragungskapazitäten für den räumlichen Lastausgleich zwischen den Regionen Deutschlands sowie mit den Nachbarländern im Jahr 2050 in MW, Basisszenario, Netzvariante OptNetz	100
Abbildung 5-11:	Gesamter Stromaustausch im europäischen Untersuchungsgebiet über Regionengrenzen, Basisszenario	101
Abbildung 5-12:	Gesamter Stromaustausch Deutschlands mit seinen Nachbarländern im Basisszenario für das europäische Untersuchungsgebiet	102
Abbildung 5-13:	Netto-Stromexporte im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050 in GWh, Basisszenario, Netzvariante KonsNetz	103
Abbildung 5-14:	Netto-Stromexport der Regionen Deutschlands sowie der Nachbarländer im Jahr 2050 in GWh, Basisszenario, Netzvariante KonsNetz	103
Abbildung 5-15:	Netto-Stromexporte im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050 in GWh, Basisszenario, Netzvariante OptNetz	103
Abbildung 5-16:	Netto-Stromexport der Regionen Deutschlands sowie der Nachbarländer im Jahr 2050 in GWh, Basisszenario, Netzvariante OptNetz	103
Abbildung 5-17:	Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern für die Szenarienvarianten im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050	104
Abbildung 5-18:	Abgeregelte erneuerbare Stromerzeugung (Photovoltaik, Wind onshore, Wind offshore, Laufwasserkraft) für die Szenarienvarianten im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050	105
Abbildung 5-19:	Energiebereitstellung aus konventionellen Energieträgern in den Szenarien für das europäische Untersuchungsgebiet im Jahr 2050	106
Abbildung 5-20:	Modellendogener Ausbau von Gasturbinen in den Szenarien für das europäische Untersuchungsgebiet im Jahr 2050.	107
Abbildung 5-21:	In Stromspeichern zwischengespeicherte elektrische Energie in den Szenarien für das europäische Untersuchungsgebiet im Jahr 2050	107
Abbildung 5-22:	Modellendogene Erhöhung der Übertragungskapazitäten im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050 in MW, Szenario H ₂ , Netzvariante OptNetz	108
Abbildung 5-23:	Modellendogene Erhöhung der Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen Deutschlands sowie mit den Nachbarländern im Jahr 2050 in MW, Szenario H ₂ , Variante OptNetz	108
Abbildung 5-24:	Modellendogene Erhöhung der Übertragungskapazitäten im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050 in MW, Szenario mit Solarstromimport, Netzvariante OptNetz	109
Abbildung 5-25:	Modellendogene Erhöhung der Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen Deutschlands sowie mit den Nachbarländern im Jahr 2050 in MW, Szenario mit Solarstromimport, Netzvariante OptNetz	109

VII

Abbildung 5-26:	Gesamter Stromaustausch im europäischen Untersuchungsgebiet über Regionengrenzen einschließlich Solarstromimporten in den Szenarien im Jahr 2050.	109
Abbildung 5-27:	Energieaustausch Deutschlands mit Nachbarländern in TWh in den Szenarien für das europäische Untersuchungsgebiet im Jahr 2050.....	110
Abbildung 5-28:	Exemplarischer Auszug aus den stündlichen REMix-Ergebnissen zur Verdeutlichung der Wirkung der Lastausgleichsoptionen: Bedarf und Erzeugung in der Region Germany <i>Central</i> für das Basisszenario im Jahr 2050 bei konservativem Netzausbau und unterschiedlicher Verfügbarkeit der Ausgleichsoptionen: oben links zeigt den Lauf o, oben rechts +, unten links ++.....	113
Abbildung 5-29:	Abregelung erneuerbarer Energien in Deutschland (insb. Photovoltaik, Wind onshore, Wind offshore) im Basisszenario.....	115
Abbildung 5-30:	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Basisszenario	115
Abbildung 5-31:	Modellendogener Ausbau von Gasturbinen in Deutschland im Basisszenario	116
Abbildung 5-32:	Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern in Deutschland im Basisszenario	117
Abbildung 5-33:	Mittelwert der Volllaststunden konventioneller Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland im Basisszenario.....	118
Abbildung 5-34:	In den Stromspeichern in Deutschland zwischengespeicherte elektrische Energie im Basisszenario	119
Abbildung 5-35:	Mittelwert der elektrischen Volllaststunden der KWK-Erzeugungskapazitäten in Deutschland im Basisszenario.....	120
Abbildung 5-36:	Strombedarf der Wärmebereitstellung in elektrischen Boilern in Deutschland für das Basisszenario in TWh *)	121
Abbildung 5-37:	Wärmebereitstellung in Wärmenetzen und Gebäude-KWK 2050 in Deutschland im Basisszenario, Netzvariante KonsNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)	122
Abbildung 5-38:	Wärmebereitstellung industrieller KWK-Systeme 2050 in Deutschland im Basisszenario, Netzvariante KonsNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)	122
Abbildung 5-39:	Stündlicher Verlauf des Wärmespeicherfüllstands im Jahr 2050 für verschiedene KWK-Systeme im Basisszenario, Netzvariante KonsNetz (auf der x-Achse sind die Stunden des Jahres aufgetragen)	123
Abbildung 5-40:	Wärmebereitstellung in Wärmenetzen und Gebäude-KWK 2050 in Deutschland im Basisszenario, Netzvariante OptNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)	124
Abbildung 5-41:	Wärmebereitstellung in industriellen KWK-Systemen 2050 in Deutschland im Basisszenario, Netzvariante OptNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)	124

VIII

Abbildung 5-42:	Wärmebereitstellung in industriellen KWK-Systemen 2030 in Deutschland im Basisszenario, Netzvariante KonsNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala).....	124
Abbildung 5-43:	Wärmebereitstellung in Wärmenetzen und Gebäude-KWK 2030 in Deutschland im Basisszenario, Netzvariante KonsNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala).....	125
Abbildung 5-44:	Strombedarf von Wärmepumpen in Deutschland in den Varianten des Basisszenarios.....	126
Abbildung 5-45:	Wärmebereitstellung in Wärmepumpensystemen 2050 in Deutschland im Basisszenario, Netzvariante KonsNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)	126
Abbildung 5-46:	Wärmebereitstellung in Wärmepumpensystemen 2050 in Deutschland im Basisszenario, Netzvariante OptNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)	127
Abbildung 5-47:	Wärmebereitstellung in Wärmepumpensystemen 2030 in Deutschland im Basisszenario, Netzvariante KonsNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)	127
Abbildung 5-48:	Durch Lastmanagement in Deutschland pro Jahr zeitlich verschobene und abgeworfene Energie in den Varianten des Basisszenarios	128
Abbildung 5-49:	Lastmanagementeinsatz in Deutschland im Basisszenario für das Jahr 2030 und Netzvariante KonsNetz nach Verbraucherklassen und Verschiebedauern.....	128
Abbildung 5-50:	Lastmanagementeinsatz in Deutschland im Basisszenario für das Jahr 2050 und Netzvariante KonsNetz nach Verbraucherklassen und Verschiebedauern.....	129
Abbildung 5-51:	Lastmanagementeinsatz in Deutschland im Basisszenario für das Jahr 2030 und Netzvariante KonsNetz, unterteilt nach Monaten	129
Abbildung 5-52:	Lastmanagementeinsatz in Deutschland im Basisszenario für das Jahr 2030 und Netzvariante KonsNetz, unterteilt nach Stunden des Tages.....	130
Abbildung 5-53:	Durch gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen in Deutschland pro Jahr zeitlich verschobene und abgeworfene Energie im Basisszenario	131
Abbildung 5-54:	Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen in Deutschland im Basisszenario für das Jahr 2030 und Netzvariante KonsNetz, unterteilt nach Monaten	131
Abbildung 5-55:	Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen in Deutschland im Basisszenario für das Jahr 2030 und Netzvariante KonsNetz, unterteilt nach Stunden des Tages.....	132
Abbildung 5-56:	Abregelung erneuerbarer Energien in Deutschland (insb. Photovoltaik, Wind onshore, Wind offshore) für die Szenarienvarianten im Jahr 2050	133
Abbildung 5-57:	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland für die Szenarienvarianten im Jahr 2050	133

IX

Abbildung 5-58:	Modellendogener Ausbau von Gasturbinen in Deutschland für die Szenarienvarianten im Jahr 2050	134
Abbildung 5-59:	Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern in Deutschland für die Szenarienvarianten im Jahr 2050	135
Abbildung 5-60:	Mittelwert der Volllaststunden konventioneller Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland für die Szenarienvarianten im Jahr 2050	136
Abbildung 5-61:	Modellendogener Ausbau der Stromspeicherkapazitäten in Deutschland für die Szenarienvarianten im Jahr 2050	137
Abbildung 5-62:	In den Stromspeichern in Deutschland zwischengespeicherte elektrische Energie für die Szenarienvarianten im Jahr 2050	137
Abbildung 5-63:	Mittelwert der elektrischen Volllaststunden der KWK-Stromerzeugung in Deutschland für die Szenarienvarianten im Jahr 2050	138
Abbildung 5-64:	Strombedarf der Wärmebereitstellung in elektrischen Boilern in Deutschland für die Szenarienvarianten im Jahr 2050 in TWh *).....	139
Abbildung 5-65:	Wärmebereitstellung in Wärmenetzen und Gebäude-KWK 2050 in Deutschland im Szenario H ₂ , Netzvariante KonsNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)	140
Abbildung 5-66:	Wärmebereitstellung in industriellen KWK-Systemen 2050 in Deutschland in Szenario H ₂ , Netzvariante KonsNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)	140
Abbildung 5-67:	Wärmebereitstellung in Wärmepumpensystemen 2050 in Deutschland im Szenario H ₂ , Netzvariante KonsNetz: Aufteilung nach Technologien (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)	141
Abbildung 5-68:	Durch Lastmanagement in Deutschland pro Jahr zeitlich verschobene und abgeworfene Energie für die Szenarienvarianten im Jahr 2050	141
Abbildung 5-69:	Durch gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen in Deutschland pro Jahr zeitlich verschobene und abgeworfene Energie für die Szenarienvarianten im Jahr 2050	142
Abbildung A-1:	Netto-Stromexporte im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050 in GWh, Szenario H ₂ , Netzvariante KonsNetz.....	176
Abbildung A-2:	Netto-Stromexport zwischen den Regionen Deutschlands sowie mit den Nachbarländern im Jahr 2050 in GWh, Szenario H ₂ , Netzvariante KonsNetz	176
Abbildung A-3:	Netto-Stromexporte im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050 in GWh, Szenario H ₂ , Netzvariante OptNetz	176
Abbildung A-4:	Netto-Stromexport zwischen den Regionen Deutschlands sowie mit den Nachbarländern im Jahr 2050 in GWh, Szenario H ₂ , Netzvariante OptNetz.....	176
Abbildung A-5:	Netto-Stromexporte im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050 in GWh, Szenario mit Solarstromimport, Netzvariante OptNetz.....	177

Abbildung A-6:	Netto-Stromexporte im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050 in GWh, Szenario mit Solarstromimport, Netzvariante OptNetz.....	177
----------------	---	-----

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Quantifizierte Ziele im Energiekonzept der Bundesregierung [Energiekonzept, 2010].....	9
Tabelle 2-2:	Strombedarf in den untersuchten Szenarien	12
Tabelle 2-3:	Angenommene installierte Leistungen der gesamten Stromversorgung im Basisszenario, Szenario H ₂ und Szenario Import.....	13
Tabelle 2-4:	Entwicklung der installierten KWK-Leistungen in GW im Szenario 2011 C nach [Nitsch et al., 2012]	14
Tabelle 2-5:	Angenommener jährlicher Strombedarf heutiger Verbraucher (ohne Elektromobilität, Wärmepumpen, Elektrolyseure) in TWh/a im europäischen Betrachtungsraum *)	16
Tabelle 2-6:	Jahresstrombedarf in TWh/a der Elektrofahrzeuge in den Szenarien für die betrachteten europäischen Ländern	17
Tabelle 2-7:	Jahresstrombedarf der Wasserstofftankstellen (Elektrolyseure) und der Wärmepumpen in TWh/a in den betrachteten europäischen Ländern.....	18
Tabelle 2-8:	Installierte Kraftwerksleistungen in GW zur Deckung der Stromnachfrage heutiger Verbraucher in den REMix-Modellregionen für Europa (Rahmenbedingungen entsprechend Basisszenario, ohne Solarstromimport)	20
Tabelle 2-9:	Zusätzlich installierte Kraftwerksleistungen in GW zur Deckung der Stromnachfrage neuer Verbraucher in den REMix-Modellregionen für Europa	21
Tabelle 2-10:	Betrachtete Industriezweige in der Untersuchung der KWK-Potenziale	27
Tabelle 2-11:	Endenergieeinsatz und Prozesswärmemetemperaturen in den verschiedenen Industriezweigen. Werte für Deutschland und das Jahr 2009	28
Tabelle 3-1:	Festlegung der Bewertungsparameter zur Abschätzung des zukünftigen Objekt-KWK-Einsatzes	38
Tabelle 3-2:	Szenario der installierten KWK-Leistung in den unterschiedlichen Versorgungssystemen Fernwärme, Nahwärme und Gebäudeversorgung	39
Tabelle 3-3:	Auslegung der KWK-Wärmeversorgungssysteme in Haushalts- und GHD- Sektor.....	40
Tabelle 3-4:	Angenommene Abwärme- und Spitzenkesselanteile in der Versorgung des Nieder- und Mitteltemperaturwärmebedarfs	41
Tabelle 3-5:	Szenario der Entwicklung der elektrischen Leistung industrieller KWK- Anlagen.....	46
Tabelle 3-6:	Auslegung der KWK-Wärmeversorgungssysteme in der Industrie	47
Tabelle 3-7:	Berücksichtigte Stromverbraucher mit Eignung für ein Lastmanagement	49

XII

Tabelle 3-8:	Art des Einsatzes, Verschiebedauern, Einsatzdauern, Maximalzahl der Einsätze, sowie Zeit- und Temperaturabhängigkeit des Bedarfsprofils der Verbraucher mit Eignung für Lastmanagement.....	50
Tabelle 3-9:	Angenommene Parameter der Lastmanagementpotenziale in der Industrie in den Ländern des Untersuchungsgebiets in 2010	52
Tabelle 3-10:	Parameter der Auslastung und Anlagenleistung im GHD-Sektor in den Ländern des Untersuchungsgebiets in 2010	54
Tabelle 3-11:	Parameter der Auslastung und Jahresstrombedarf in den Haushalten in den Ländern des Untersuchungsgebiets in 2010	55
Tabelle 3-12:	Annahmen der zukünftigen Entwicklung der Produktionskapazitäten und spezifischen Stromverbräuche in den energieintensiven Industrien	56
Tabelle 3-13:	Annahmen der zukünftigen Strombedarfsparameter lastmanagementrelevanter Haushaltsgroßgeräte	57
Tabelle 4-1:	Übersicht der in das Modell eingebundenen Wärmeversorgungs-komponenten	84
Tabelle 4-2:	Zur Berechnung der Arbeitszahl von Luft-Wasser-Wärmepumpen verwendete Werte.....	86
Tabelle 4-3:	Zusammengefasste Lastmanagement-Technologien in REMix.....	89
Tabelle 5-1:	Strombedarf im Basisszenario für das europäische Untersuchungsgebiet.....	94
Tabelle 5-2:	Vergleich des Strombedarfs im Basisszenario und Szenario H ₂	104
Tabelle 5-3:	Modellendogener Ausbau der Stromspeicherkapazitäten in Deutschland im Basisszenario 2050 KonsNetz.....	119
Tabelle A-1:	Verwendete Heiz- und Kühlgradtage, Volllaststunden der Klimaanlage und Heizungsumwälzpumpen, sowie GHD-Strombedarf.	157
Tabelle A-2:	Mittleres Lastreduktionspotenzial jedes Lastmanagementverbrauchers in 2020, unterteilt nach Ländern.....	158
Tabelle A-3:	Mittleres Lasterhöhungspotenzial jedes Lastmanagementverbrauchers in 2020, unterteilt nach Ländern.....	159
Tabelle A-4:	Mittleres Lastreduktionspotenzial jedes Lastmanagementverbrauchers in 2030, unterteilt nach Ländern.....	160
Tabelle A-5:	Mittleres Lasterhöhungspotenzial jedes Lastmanagementverbrauchers in 2020, unterteilt nach Ländern.....	161
Tabelle A-6:	Mittleres Lastreduktionspotenzial jedes Lastmanagementverbrauchers in 2050, unterteilt nach Ländern.....	162
Tabelle A-7:	Mittleres Lasterhöhungspotenzial jedes Lastmanagementverbrauchers in 2050, unterteilt nach Ländern.....	163
Tabelle A-8:	Installierte Leistung zur Deckung des Strombedarfs heutiger Verbraucher in den Szenarien ohne Netto-Stromimport Jahr 2020	164
Tabelle A-9:	Installierte Leistung zur Deckung des Strombedarfs heutiger Verbraucher in den Szenarien ohne Netto-Stromimport Jahr 2030	165

XIII

Tabelle A-10:	Installierte Leistung zur Deckung des Strombedarfs heutiger Verbraucher in den Szenarien ohne Netto-Stromimport Jahr 2050	166
Tabelle A-11:	Installierte Leistung zur Deckung des Strombedarfs heutiger Verbraucher in den Szenarien mit Netto-Stromimport Jahr 2050	167
Tabelle A-12:	Berücksichtigte KWK-Anlagen, Zuordnung zu den Größenklassen und installierte elektrische Leistungen im Szenariojahr 2020	168
Tabelle A-13:	Berücksichtigte KWK-Anlagen, Zuordnung zu den Größenklassen und installierte elektrische Leistungen im Szenariojahr 2030	169
Tabelle A-14:	Berücksichtigte KWK-Anlagen, Zuordnung zu den Größenklassen und installierte elektrische Leistungen im Szenariojahr 2050	170
Tabelle A-15:	Technische und ökonomische Parameter konventioneller Kraftwerke [Nitsch et al., 2012]	171
Tabelle A-16:	Techno-ökonomische Parameter der KWK-Anlagen	172
Tabelle A-17:	Techno-ökonomische Parameter der konventionellen Spitzenlastkessel und elektrischen Kessel der KWK-Anlagen.....	173
Tabelle A-18:	Technische und ökonomische Parameter von Stromspeichern	173
Tabelle A-19:	Technische und ökonomische Parameter fluktuierender EE	174
Tabelle A-20:	Brennstoffkosten [€/MWh]	174
Tabelle A-21:	Angenommene CO ₂ -Zertifikatskosten	174
Tabelle A-22:	Technische und ökonomische Parameter von CSP-Kraftwerken	174
Tabelle A-23:	Technische und ökonomische Parameter von Speicherwasserkraftwerken	175
Tabelle A-24:	Technische und ökonomische Parameter von Untergrund-HGÜ-Kabeln [Trieb et al., 2012].....	175
Tabelle A-25:	Techno-ökonomische Parameter der Lastmanagementtechnologien.....	175

Zusammenfassung der Studienergebnisse

REMix ist ein dynamisches Bottom-Up-Energiesystemmodell mit Schwerpunkt auf der Einsatzoptimierung von Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien in Verbindung mit zeitlichen und räumlichen Lastausgleichsoptionen. Das Modell wurde am DLR entwickelt und im Rahmen dieses Projekts um zusätzliche Ausgleichsoptionen erweitert. Der Fokus lag dabei auf dem Lastmanagement und den Interaktionen zwischen Strom- und Wärmesektor. Im Wärmesektor wurden neben den für die Kopplung zum Stromsektor hauptsächlich relevanten Technologien KWK (Kraft-Wärme-Kopplung) und Wärmepumpen auch thermische Speicher, Solarthermie, Geothermie, sowie konventionelle und elektrische Boiler eingebunden. In der Modellimplementierung des Abwerfens und zeitlichen Verschiebens flexibler Stromlasten wurden mögliche Einschränkungen in Dauer, Zeitpunkt und Häufigkeit des Lastmanagements berücksichtigt. Mit dem erweiterten REMix-Modell können die Kopplungen zwischen Strom-, Wärme- und Verkehrssektor detailliert auf regionaler, nationaler und europaweiter Ebene untersucht werden.

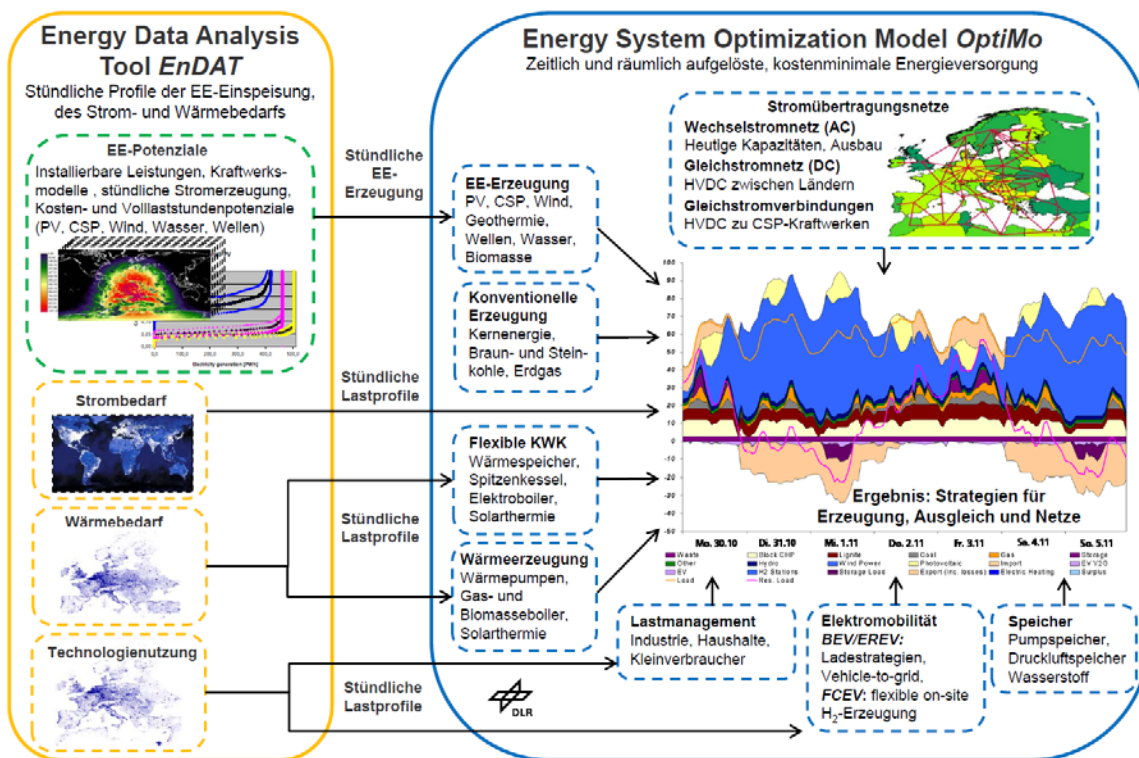


Abbildung 1: Struktur des REMix-Modells

Die modellbasierten Untersuchungen des Lastmanagementeinsatzes und der KWK-Flexibilisierung stützen sich auf umfangreiche Potenzialanalysen. Im Rahmen des Projekts wurden flexible Stromverbraucher in allen Bedarfssektoren identifiziert und die einsetzbaren Lasten quantifiziert. Für die betrachteten Verbraucher ergeben sich erhebliche Potenziale für Lastmanagement. Die Verbraucherlast in der EU-28, Norwegen, Liechtenstein und der Schweiz lässt sich im Mittel um etwa 70 GW reduzieren oder um 500 GW erhöhen. Lastmanagementpotenziale finden sich in allen Sektoren, wobei die industriellen Potenziale zwar geringer sind und seltener genutzt werden können, dafür aber über das Jahr nahezu konstant zur Verfügung stehen. Im Gegensatz dazu sinken die Potenziale im Haushalts- und GHD-Sektor in einigen Stunden des Jahres auf wenige Prozent ihres Maximalwertes. Aufgrund der starken Variation

der einsetzbaren Lasten ist die Berücksichtigung der zeitlichen Auflösung von zentraler Bedeutung für die Bewertung des Lastausgleichspotenzials.

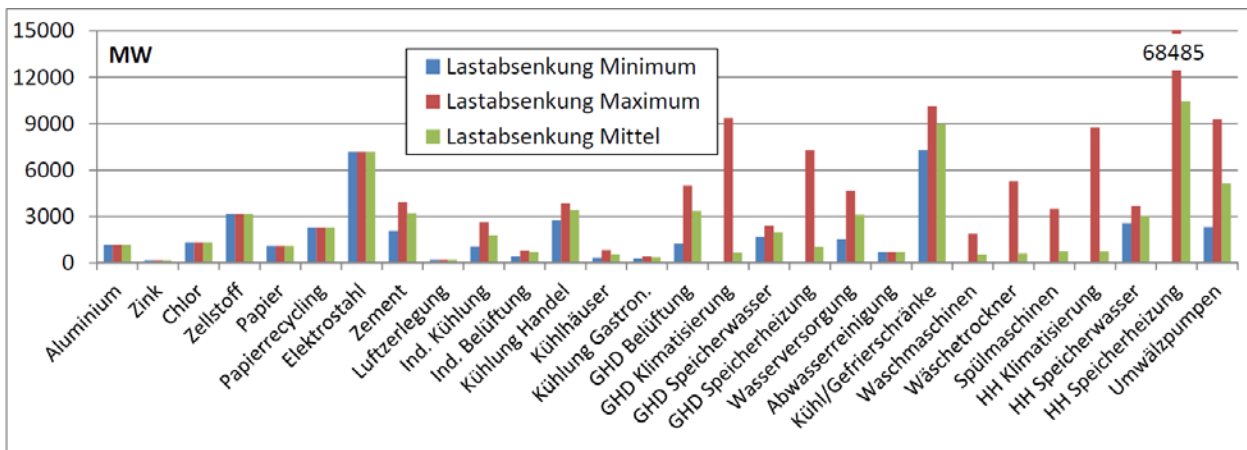


Abbildung 2: Lastabsenkungspotenziale im Untersuchungsgebiet im Szenariojahr 2020

Grundlage der Untersuchung des möglichen Lastausgleichs durch flexibilisierte KWK-Anlagen sind Abschätzungen des Einsatzpotenzials von Wärmenetzen und industrieller KWK in Europa. Diese stützen sich auf räumlich und zeitlich aufgelöste Bewertungen des heutigen und zukünftigen Wärmebedarfs, die im Projekt erarbeitet wurden. Ausbaupotenziale wurden vor allem im Bereich der Wärmenetzversorgung, aber auch in der industriellen KWK identifiziert. In der Szenarienbewertung mit REMix wurde die Flexibilisierung des KWK-Anlagenbetriebs durch die Einbindung thermischer Speicher und elektrischer Boiler berücksichtigt.

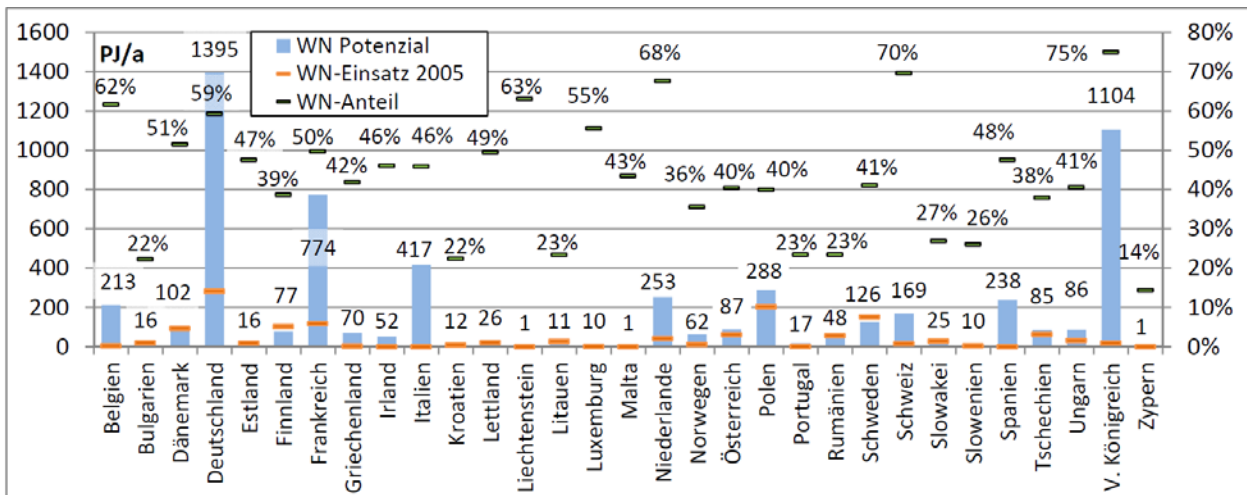


Abbildung 3: Wärmenetzpotenziale nach Ländern, als Absolutwert (blaue Balken) bzw. Versorgungsanteil (grüne Striche). In orange die Wärmebereitstellung aus Netzen 2005

Als weitere ergebnisrelevante Annahmen für die Modellierungen der zukünftigen Stromversorgungen wurden Szenarien des Strombedarfs und der Stromerzeugungstechnologien, d.h. der installierten Kapazitäten zur Stromerzeugung für Deutschland und die europäischen Länder entwickelt. Diese werden entsprechend des Projektziels im Kontext von Langfristszenarien festgelegt, die eine Erfüllung der langfristigen Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung [Energiekonzept, 2010] abbilden und damit einen hohen Anteil erneuerbarer Energien (EE) beinhalten. Bis zum Jahr 2050 wird folglich die konventionelle Stromerzeugung in allen betrach-

teten Ländern stark reduziert und überwiegend durch fluktuierende erneuerbare Energien ersetzt. Neben dem EE-Ausbau wurde in den Szenarien eine deutliche Steigerung des KWK-Einsatzes in Europa vorausgesetzt.

Die Untersuchung des Lastausgleichs erfolgte ausgehend von einem Basisszenario, das ohne Voraussetzung eines Ausbaus von Speichern und anderen Lastausgleichsoptionen, ohne Nettostromimport, ohne Wasserstoffherzeugung für den Verkehr und mit einem eingeschränkten Netzausbau so gewählt wurde, dass ein hoher Lastausgleichsbedarf vorliegt und das Einsatzpotenzial der hier untersuchten Technologieoptionen genauer quantifiziert werden konnte. Mit weiteren Rechenläufen unter Voraussetzung zusätzlicher Lastausgleichsoptionen und signifikant unterschiedlicher Randbedingungen erfolgte jeweils die Quantifizierung von Effekten auf die gesamte Stromversorgung in Deutschland wie auch dem europäischen Betrachtungsraum.

Die Ergebnisse der Simulationen des Lastausgleichs mit dem REMix-Modell belegen die große Bedeutung eines erweiterten Netzausbaus sowohl für den Bedarf an Stromspeichern und Back-Up-Kraftwerkskapazitäten als auch für den Einsatz von Lastausgleichsoptionen. Durch das zeitliche Verschieben von Lasten – einschließlich der Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen – kann die in Deutschland benötigte Erzeugungskapazität um bis zu 10 GW gesenkt werden. Eine derart große Wirkung entfaltet die Lastflexibilisierung jedoch nur, wenn gleichzeitig ein umfangreicher Netzausbau erfolgt. Bei eingeschränktem Netzausbau zeigen sich positive Effekte deutlich weniger stark. Im Gegensatz zum Lastmanagement tragen die thermischen Speicher in KWK- und Wärmepumpensystemen kaum dazu bei, den Bedarf an zusätzlichen Speicher-, Erzeugungs- oder Übertragungskapazitäten zu reduzieren. Auch bei einer Beschränkung auf Strom-zu-Strom-Speicher können unterschiedliche Lösungen zu einer gesicherten Stromversorgung führen. So können Langzeitspeicher in Verbindung mit Gasturbinen einen positiven Lastausgleich ebenso leisten wie eine Kombination aus Langzeit- und Mittelfristspeichern. Allerdings fallen bei einer stärkeren Nutzung konventioneller Leistung die Abregelungen höher aus, da der negative Lastausgleich, also die Reduzierung von Überschüssen, durch eine insgesamt geringere Konverterleistung der Speicheranlagen begrenzt ist.

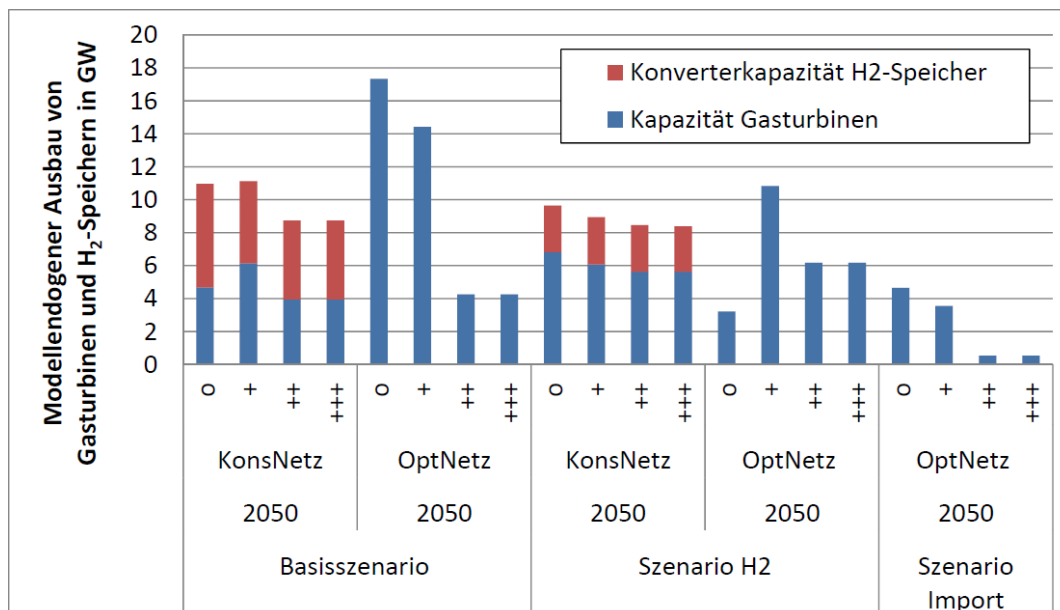


Abbildung 4: Modellendogener Ausbau von Gasturbinen und Wasserstoffspeichern in Deutschland für die Szenarien im Jahr 2050. Entwicklung ohne zusätzliche Lastausgleichsoptionen (o), bei Berücksichtigung von flexibler KWK (+), zusätzlich Lastverschiebung (++) und zusätzlich optionalem Druckluftspeicherausbau (+++)

In der Betrachtung des stündlichen Betriebs der Erzeugungsanlagen kann durch zusätzliche Lastausgleichsoptionen nicht nur eine höhere Nutzung der Stromerzeugung fluktuierender EE, sondern auch eine Reduktion der kostentreibenden Leistungsänderungen von Grundlastkraftwerken und der Kurzzeiteinsätze von Gaskraftwerken bewirkt werden. Den größten Beitrag zum Lastausgleich erreicht in den REMix-Rechnungen der Netzausbau, der die EE-Abregelung in Europa um bis zu 55 TWh und in Deutschland um bis zu 25 TWh senkt. Ist nur ein eingeschränkter Netzausbau möglich, kann in Deutschland durch die KWK-Flexibilisierung der größte positive Effekt für die Integration der EE-Stromerzeugung erreicht werden. Im Szenariojahr 2050 wird dadurch 15 TWh mehr EE-Strom genutzt.

Über den Netzausbau und die KWK-Flexibilisierung hinaus kann die Integration von Wasserstoff-Elektrolyseuren zur Deckung eines möglichen synthetischen Kraftstoffbedarfs im Verkehrssektor einen bedeutenden Beitrag zum Lastausgleich und zur EE-Integration liefern. Lastmanagement und Ladesteuerung von Elektromobilen wirken sich in den REMix-Simulationen weniger stark auf die Absenkung der EE-Abregelung aus.

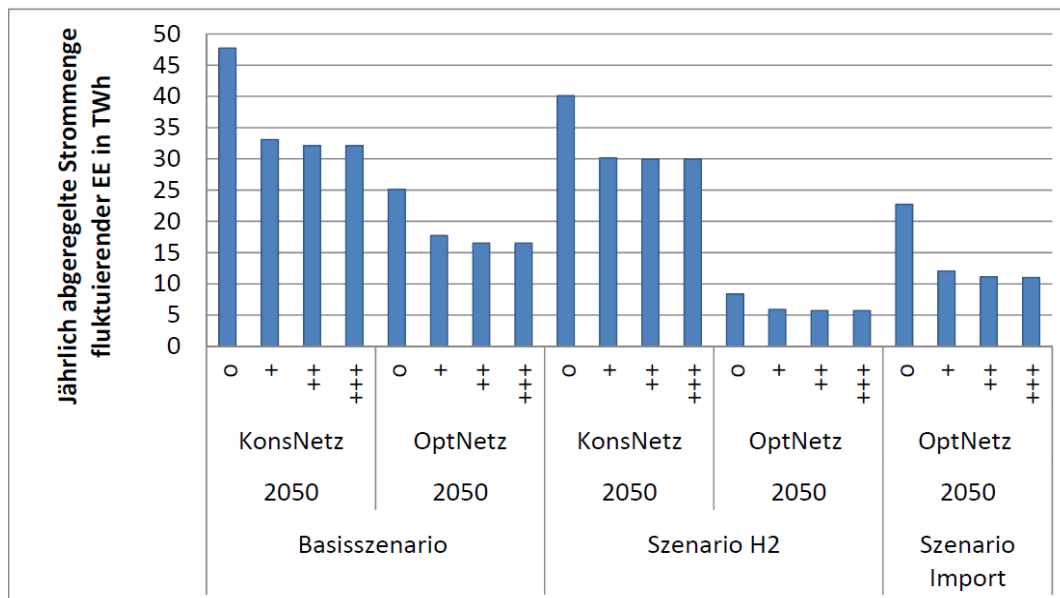


Abbildung 5: Abregelung erneuerbarer Energien in Deutschland für die Szenarien im Jahr 2050. Entwicklung ohne zusätzliche Lastausgleichsoptionen (o), bei Berücksichtigung von flexibler KWK (+), zusätzlich Lastverschiebung (++) und zusätzlich optionalem Druckluftspeicherausbau (+++)

Die REMix-Rechnungen erlauben zudem eine erste Abschätzung hinsichtlich der Perspektiven der Lastverschiebungsoptionen. Es zeigt sich, dass die Last überwiegend in den Morgen- und Abendstunden abgesenkt und in den Nacht- und Mittagsstunden erhöht wird. Dies ist einerseits mit dem Lastprofil und andererseits mit dem Einspeiseprofil der Photovoltaik korreliert.

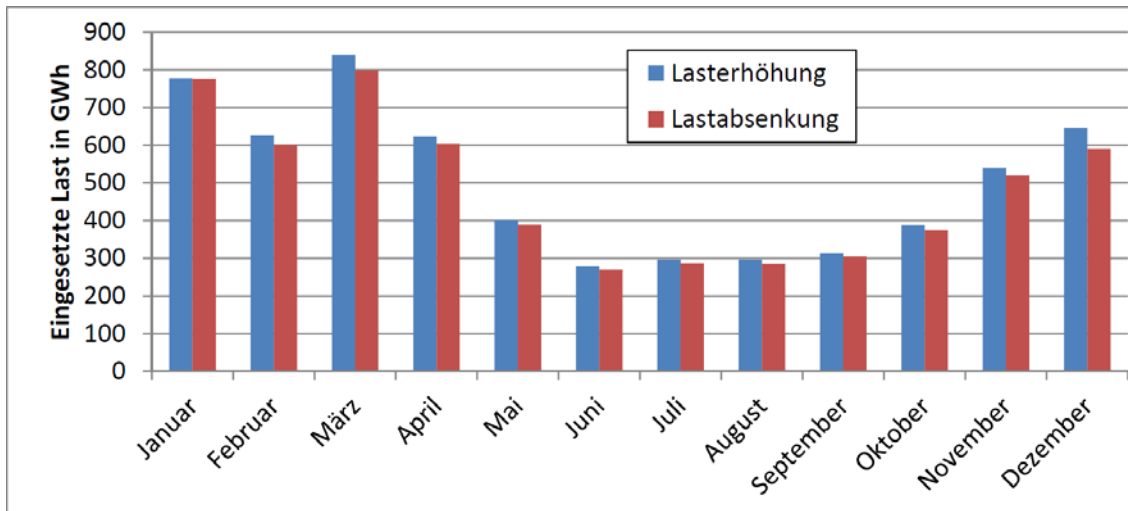


Abbildung 6: Lastmanagementsinsatz in Deutschland im Basisszenario für das Jahr 2030 und Netzvariante KonsNetz, unterteilt nach Monaten

Durch die Bereitstellung zusätzlicher Flexibilität in Form von thermischen Speichern und elektrischen Boilern wandelt sich die Wärmeversorgung in KWK-Systemen. Je nach Szenario, Jahr und Technologie steuern die elektrischen Boiler bis zu 15 % der Wärme bei. Mit dem angenommenen Ausbau von Wärmespeichern werden im Laufe des Jahres zwischen 2 % und 17 % des Bedarfs zwischengespeichert. Stehen weitere Lastausgleichsoptionen zur Verfügung, wird der Einsatz der Elektroboiler um bis zu drei Viertel reduziert.

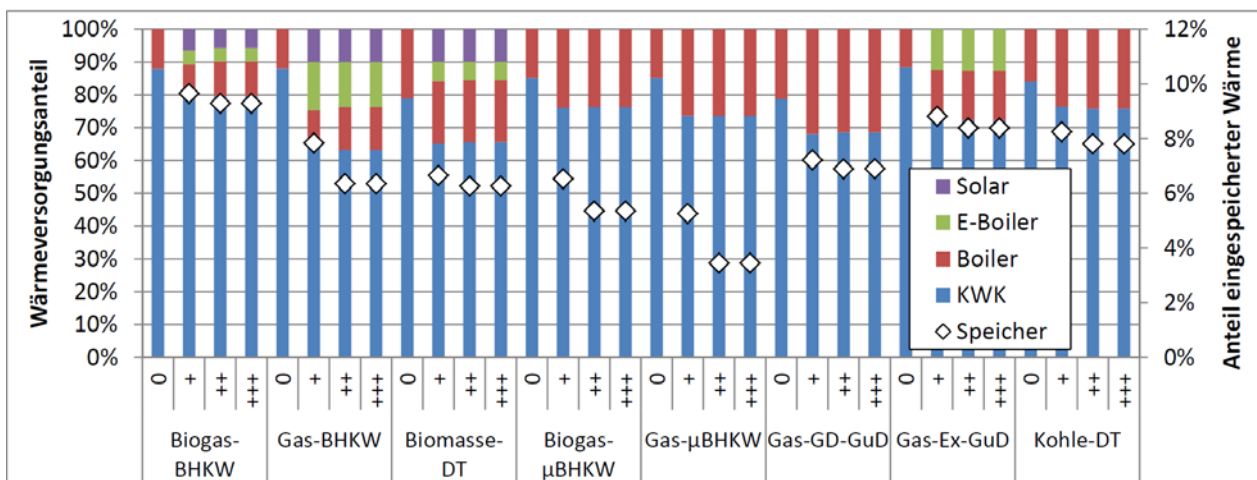


Abbildung 7: Wärmebereitstellung in Wärmenetzen und Gebäude-KWK 2050 in Deutschland im Basisszenario, Netzvariante KonsNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala), Entwicklung bei Berücksichtigung von flexibler KWK (+), Lastverschiebung (++) und optionalem Druckluftspeicherausbau (+++)

1 Einleitung

Für die Realisierung eines hohen Anteils erneuerbarer Energien (EE) im Energiesystem Deutschlands werden wesentliche infrastrukturelle Veränderungen erforderlich sein. Diese betreffen neben dem eigentlichen Ausbau neuer Erzeugungstechnologien das kosteneffiziente Management der zunehmenden fluktuierenden Stromerzeugung und die Schaffung von neuen Interaktionsmöglichkeiten zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Komplementär zum Einsatz und Ausbau von Stromspeichern, Übertragungsnetzen und Reservekraftwerken kann eine Flexibilisierung des Stromversorgungssystems durch Erzeugungs- und Lastmanagement einen wertvollen, kosteneffizienten Beitrag zum Lastausgleich leisten. Die Interaktionen zwischen den Sektoren beinhalten zwei wesentliche Strategien. Zum einen die verstärkte Nutzung von erneuerbarem Strom für Wärmeanwendungen und im Verkehr, komplementär zu den anwendungs- bzw. potenzialseitig begrenzten Alternativen Sonnen- und Erdwärme sowie Biomasse/Biokraftstoffe. Zum anderen verspricht die Flexibilisierung dieser Interaktionsmöglichkeiten einen wichtigen Beitrag zur Reduktion der Fluktuationen im Sinne einer Verringerung der EE-Überschussleistungen und der durch regelbare Kraftwerke zu deckenden Restlasten. Für eine Bewertung des mittel- bis langfristigen Bedarfs an Energiespeichern und Reservekraftwerken bei steigendem Anteil fluktuierender Erzeugung aus EE ist ein fundiertes Verständnis der möglichen Potenziale und Einsatzstrategien für andere Flexibilitätsoptionen unerlässlich.

Dieses Verständnis setzt geeignete und transparente Datengrundlagen und ein komplexes Simulationsmodell voraus, mit dem eine zeitlich und räumlich aufgelöste Analyse der Bestandteile des Stromversorgungssystems und ihrer Wechselwirkungen für unterschiedliche Rahmenannahmen durchgeführt werden kann. Am DLR wird hierzu seit 2005 das Modell REMix entwickelt, das in stündlicher und regionaler Auflösung für Deutschland und Europa solche dynamischen Simulationen von zukünftigen Stromversorgungssituationen ermöglicht. Für die Berechnung von Einspeisezeitreihen der Stromerzeugung aus EE greift das Modell auf hoch aufgelöste und mit einem geografischen Informationssystem aufbereitete meteorologische Daten und detaillierte Kraftwerksmodelle zurück. Der weiträumige Stromtransport zwischen den betrachteten Regionen ist mit einem vereinfachten Knotenmodell berücksichtigt, ebenso die Möglichkeit eines Stromimports aus Regionen Nordafrikas. Das Modell kann den Einsatz vorgegebener installierter Leistungen oder auch den Ausbau von Leistungen optimieren. Die grundlegenden Methoden und Funktionalitäten des Modells wurden in [Scholz, 2010] erarbeitet und dokumentiert. Im Rahmen des BMWi-geförderten Projekts „Perspektiven von Elektro-/Hybridfahrzeugen in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil dezentraler und erneuerbarer Energiequellen“ (FKZ 0328005 A, Abschlussbericht Juli 2012) wurde das Modell um wesentliche Komponenten zur Kraftwerkseinsatzoptimierung erweitert und schwerpunktmäßig die Interaktionen mit dem Verkehrssektor abgebildet (s. [Pregger et al., 2012; Luca de Tena, 2014]). Die Anwendung des Modells REMix fokussierte sich vor allem auf die Untersuchung des möglichen Einflusses der Batterieladesteuerung bei Elektrofahrzeugen auf die Stromversorgung. Im hier dokumentierten Projekt mit einer Laufzeit von etwa 3 Jahren wurde darauf aufbauend die Weiterentwicklung und Anwendung von REMix auf die Interaktionen zwischen Strom- und Wärmesektor sowie die Möglichkeiten des Lastmanagements insgesamt konzentriert. Damit wurde eine neue und wesentlich erweiterte Datenbasis und methodische Grundlage erarbeitet, um die folgenden Fragestellungen auf deutscher wie auch auf europäischer Ebene zu untersuchen:

- Welche erneuerbarer Energien stehen in unterschiedlichen Regionen zu welchen Kosten zur Verfügung, um den zukünftigen Strombedarf zu decken?
- Welche Potenziale hat die netzgebundene Wärmeversorgung und welche Perspektiven können sich für stromgeführte KWK-Anlagen mit Wärmespeichern in der Zukunft daraus ergeben? Welchen Beitrag kann durch die Flexibilisierung der KWK-Anlagen für den Lastausgleich erwartet werden?
- Welches Potenzial hat die Nutzung verschiebbarer Lasten in Haushalten, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie der Industrie im Vergleich zu den anderen Lastausgleichsoptionen?
- Welches Einsatzpotenzial ergibt sich komplementär für Stromspeicher und fossile Kraftwerke unter Berücksichtigung anderer Ausgleichsoptionen wie Lastmanagement, Stromtransport und Erzeugungsmanagement?

Aus diesen Fragestellungen ergeben sich die konkreten Arbeitsschritte im Projekt. Zunächst erfolgt eine Festlegung des Szenarienkontextes in der Weise, dass die langfristigen Ziele zur Energiewende und zum Klimaschutz sowohl auf nationaler Ebene, als auch übertragen auf Europa abgebildet sind. Dabei sollen einerseits plausible Pfade des Strom-, Kraftstoff- und Wärmebedarfs und andererseits entsprechend der Fragestellung des Projekts im gesamten Betrachtungsraum ein hoher Anteil der EE erreicht sein (s. Kapitel 2). Im zweiten Schritt erfolgt die detaillierte Analyse der techno-ökonomischen Potenziale von Optionen zur flexiblen, stromgeführten Strom- und Wärmeerzeugung mit KWK-Anlagen und von Lastmanagementoptionen in der Industrie sowie in Haushalten und dem GHD-Sektor. Dabei werden detaillierte Ausbauszenarien in räumlicher Auflösung und konsistent zum Szenarienkontext entworfen, die in den folgenden Schritten als Datengrundlage der dynamischen Simulationen genutzt werden. Ergänzend werden die Randannahmen zu den Flexibilitätsoptionen Stromspeicher, Netzausbau und flexible Erzeugung von Wasserstoff über Elektrolyseure zur Deckung einer Nachfrage im Verkehr definiert (s. Kapitel 3). Die modelltechnische Abbildung der Lastausgleichsoptionen und die entsprechende Weiterentwicklung und Parametrisierung des Energiesystemmodells REMix wird im Folgenden beschrieben (Kapitel 4). Grundlegende Charakteristik der mit dem Modell durchgeführten Simulationen der Stromversorgung ist eine stündliche und räumlich nach Regionen definierte Auflösung der Stromnachfrage und Stromerzeugung einschließlich der Berücksichtigung von Stromtransport und Interaktionen unterschiedlicher Flexibilitäten im Strom- wie auch im Wärme- und Verkehrssektor. Dabei wird als Basisszenario zunächst ein konservativer Entwicklungspfad hinsichtlich der Verfügbarkeit von Flexibilitäten und Übertragungsleitungen angenommen, um dann schrittweise weitere Szenarienvarianten zu untersuchen, die sich jeweils anhand von zusätzlichen Lastausgleichsoptionen unterscheiden. Im Ergebnis kann so die Funktionalität des erweiterten Modells getestet und unter Voraussetzung der getroffenen Szenarienannahmen aus den Ergebnismerten erste Schlussfolgerungen für den Lastausgleich in Deutschland und Europa getroffen werden.

2 Zukünftige Entwicklung der Energieversorgung

Eine wesentliche Grundlage der Simulationen in diesem Projekt stellen langfristige Entwicklungspfade der Stromnachfrage und der Stromerzeugungstechnologien, d.h. der installierten Kapazitäten zur Stromerzeugung dar. Diese werden entsprechend des Projektziels im Kontext von Langfristszenarien festgelegt, die eine Erfüllung der langfristigen Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung [Energiekonzept, 2010] abbilden und damit einen hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien beinhalten. Die zugrundeliegenden Ausbaupfade neuer Kraftwerke werden als exogene Annahmen in die Simulationsumgebung integriert. Für Deutschland werden dazu Ergebnisse aus einer am DLR erarbeiteten Studie genutzt, in der konsistente und transparente Szenarienanalysen zielkonform zum Energiekonzept durchgeführt wurden. Für die Modellregionen Europas werden bezüglich des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Effizienz ähnliche Entwicklungspfade angenommen, um ein insgesamt konsistentes System der Stromversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien abzubilden. Im Folgenden werden die hierzu angenommenen Entwicklungspfade dargestellt.

2.1 Langfristszenarien für Deutschland

Die Annahmen zu langfristigen Entwicklungen im deutschen Energiesystem insgesamt basieren auf den zielorientierten Szenarien aus [Nitsch et al., 2012], die am DLR im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) unter Berücksichtigung der in Tabelle 2-1 dargestellten quantifizierten Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung entwickelt wurden. Oberziel ist die Reduzierung der THG-Emissionen um mindestens 80% bis 95% bis 2050. Darunter gibt es zwei Teilziele zu den zukünftigen Mindestanteilen von erneuerbaren Energien sowie vier Teilziele zur Verbesserung der Effizienz.

Tabelle 2-1: Quantifizierte Ziele im Energiekonzept der Bundesregierung [Energiekonzept, 2010]

	2020	2030	2040	2050
Minderung der THG-Emissionen (bezogen auf 1990)	-40%	-55%	-70%	-80 bis 95%
Mindest-Anteil der EE am (Brutto-) Endenergieverbrauch (BEEV)	18%	30%	45%	60%
Mindest-Anteil der EE am Bruttostromverbrauch	35%	50%	65%	80%
Minderung des Primärenergieverbrauchs (2008) *)	-20%			-50%
Minderung des Stromverbrauchs (2008) **)	-10%			-25%
Minderung des Endenergieverbrauchs Verkehr (2005)	-10%			-40%
Reduzierung des Wärmebedarfs (2020) bzw. des Primärenergiebedarfs (2050) von Gebäuden ***)	-20%			-80%

*) Steigerung Energieproduktivität um im Mittel 2,1% pro Jahr

**) in dieser Studie bezogen auf den Stromverbrauch heutiger/klassischer Verbraucher (ohne neue Verbraucher)

***) Steigerung der energetischen Sanierungsrate von 1% auf 2% pro Jahr

Ausgehend von diesen Zielen wurden die folgenden weiteren Prämissen für die Szenarien unterstellt, die eine Auswirkung auf die Stromnachfrage in den Szenarien besitzen:

- Begrenzung des Biomasse- bzw. Biokraftstoffeinsatzes in Deutschland auf nachhaltige heimische Biomassepotenziale.

- Langfristig Einsatz von erneuerbarem Strom zur Wärmeerzeugung (industrielle Prozesswärme, Wärmepumpen, Nutzung von Überschussstrom mit Elektroheizern in Wärmespeichern) zur Substitution von fossilen Brennstoffen. Durch diese neuen Verbraucher entsteht ein zusätzlicher Strombedarf, der dem gesetzten Stromverbrauchsminierungsziel teilweise entgegen läuft.
- Einsatz von erneuerbarem Strom im Verkehr für Elektrofahrzeuge (rein batterieelektrisch und Plug-in-Hybride) sowie von Wasserstoff aufgrund der Annahme, dass möglicherweise für das Erreichen des erforderlichen Sektorziels im Verkehr außer Biokraftstoff und Strom ein dritter erneuerbarer Energieträger erforderlich sein wird.

In [Nitsch et al., 2012] wurden die Langfristszenarien zum einen so definiert, dass die prinzipiell möglichen infrastrukturellen Entwicklungspfade im Verkehrssektor sowie deren Implikationen für ein Energiesystem mit hohen erneuerbaren Anteilen vergleichend abgebildet sind. Neben den drei Varianten mit entsprechend unterschiedlicher Energiebereitstellung für den Verkehr (C: nur Strom und konventionelle Antriebe, A: teilweise Wasserstoff, B: teilweise synthetisches Methan) wurde auch eine Szenarienvariante mit höherem Stromverbrauch und eine Variante zur Darstellung des 95% THG-Minderungsziels entwickelt. Aus den dort insgesamt definierten fünf Szenarienvarianten (Szenarien 2011) werden in der vorliegenden Studie die folgenden grundsätzlichen Entwicklungspfade mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien und einem eher konservativen Ansatz bei der Minderung des Stromverbrauchs kombiniert und als Datengrundlage genutzt:

- **Basisszenario:** Das Basisszenario geht analog zu **Szenario 2011 C** in [Nitsch et al. 2012] im Verkehrssektor von einer sehr starken Entwicklung der Elektromobilität und entsprechend einer hohen zusätzlichen Nachfrage an Strom von über 80 TWh/a bis zum Jahr 2050 aus. Der PKW-Sektor besteht im Jahr 2050 zu 100% aus vollelektrischen Fahrzeugen und Plug-in-Hybriden. Der restliche Verkehr wird über effiziente konventionelle Fahrzeuge (z.T. hybridisiert aber ohne Netzanschluss) abgedeckt. In diesem Szenario findet keine chemische Stromspeicherung in Form von Wasserstoff mittels Elektrolyseuren statt. Gleichzeitig wird im Szenario ein Ausbau von Wärmepumpen und Elektroheizern angenommen, der einen weiteren zusätzlichen Bedarf von bis über 20 TWh/a im Jahr 2050 erreicht. Der Bruttostromverbrauch in Deutschland sinkt dennoch aufgrund der Reduzierung des Endenergiebedarfs klassischer Verbraucher kontinuierlich bis 2050. Der angenommene sehr starke Ausbau der Stromerzeugung mit ausschließlich heimischen erneuerbaren Energien erreicht insgesamt installierte Leistungen in der Höhe von 136 GW im Jahr 2020 und 228 GW im Jahr 2050. Da langfristig der fossile Kraftwerkspark zur Deckung der Restlasten eine hohe Flexibilität aufweisen muss, gleichzeitig eine weitgehende Dekarbonisierung der Stromerzeugung erforderlich ist und ein Einsatz der CO₂-Sequestrierung als politisch, ökonomisch und gesellschaftlich nicht durchsetzbar angenommen wurde, ergibt sich langfristig im Szenario auf der fossilen Seite ein sehr hoher Anteil an Gaskraftwerken. Die in den Szenarien 2011 aus [Nitsch et al., 2012] angenommenen importierten Strommengen von 43 TWh (Szenario 2011 C) bzw. 62 TWh (Szenario 2011 A) im Jahr 2050 wurden durch die Erzeugung aus zusätzlich installierten heimischen EE-Anlagen (PV und Wind) ersetzt. Dadurch wurde insgesamt ein Entwicklungspfad im Stromsektor angenommen, der einen hohen fluktuierenden Anteil an der Stromerzeugung und folglich einen hohen Lastausgleichsbedarf besitzt. Dies stellt einen geeigneten Kontext dar, um die Potenziale der hier untersuchten Lastausgleichsoptionen zu untersuchen.

- Szenario H₂:** Die grundsätzlichen Annahmen zur Energieverbrauchs- und Erzeugungsstruktur im Strom- und Wärmesektor entsprechen denen des Szenarios 2011 A. In diesem Szenario ergibt sich in Anlehnung an **Szenario 2011 A** aus [Nitsch et al. 2012] im Verkehrssektor nicht nur eine starke Nachfrage nach Strom für die Elektromobilität, sondern auch nach Wasserstoff, der mittels Elektrolyseure und Strom erzeugt wird. Die Fahrzeuge mit Elektroantrieb (rein elektrische Fahrzeuge und Plug-in-Hybride) erreichen einen Anteil an der Fahrleistung des PKW-Verkehrs im Jahr 2050 von 50%. Der restliche Individualverkehr wird über erneuerbaren Wasserstoff nutzende Fahrzeuge sowie über effiziente konventionelle Fahrzeuge (hybridisiert aber ohne Netzanschluss) abgedeckt. Dazu wird eine (begrenzte) Wasserstoff-Verteilungsinfrastruktur angenommen; es wird aber davon ausgegangen, dass der Großteil des Wasserstoffs dezentral an den Tankstellen erzeugt wird. Der in [Nitsch et al., 2012] angesetzte geringfügige Wasserstoffeinsatz zur Rückverstromung im Jahr 2050 (KWK und Spitzenlastdeckung) wurde in dieser Studie zur verbesserten Vergleichbarkeit der berechneten Varianten nicht mit berücksichtigt. Zusätzlich zu den im Basisszenario genannten Stromnachfragen neuer Verbraucher im Wärmemarkt, verursacht die Wasserstoffnachfrage einen Strombedarf von nochmals etwa 100 TWh im Jahr 2050, die Elektromobilität besitzt in diesem Szenario einen moderaten Entwicklungspfad und verursacht einen zusätzlichen Bedarf von 44 TWh. Der Bruttostromverbrauch in Deutschland sinkt in diesem Szenario ebenfalls zunächst aufgrund der angenommenen Reduzierung des Endenergiebedarfs bei den klassischen Verbrauchern, steigt dann aber wieder an, aufgrund des hohen zusätzlichen Bedarfs der Elektrolyseure. Durch die Deckung des Wasserstoffbedarfs mit zusätzlich installierten PV- und Windanlagen, steigt die installierte Kraftwerksleistung gegenüber dem Basisszenario nochmal an. Der angenommene sehr starke Ausbau der Stromerzeugung mit ausschließlich heimischen erneuerbaren Energien erreicht installierte Leistungen in der Höhe von 242 GW im Jahr 2050.
- Szenario Import:** Ein wesentliches Element der Szenarien 2011 in [Nitsch et al., 2012] ist der zunehmende Nettoimport von Strom aus erneuerbarer Energie, davon im wesentlichen regelbarer Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika. Im Unterschied dazu untersuchen das in dieser Studie definierte „Basisszenario“ und das „Szenario H₂“ Pfade ohne Netto-Stromimport, um das mögliche Potenzial der betrachteten Flexibilitätsoptionen bei einem hohen fluktuierenden Erzeugungsanteil abschätzen zu können. Zusätzlich zum Basisszenario ohne Netto-Stromimport wird eine Variante mit Import entsprechend den Annahmen aus [Nitsch et al., 2012] untersucht. Damit wird der Einfluss eines Imports regelbaren erneuerbaren Stroms auf den Einsatz der Flexibilitätsoptionen in Deutschland mittels der dynamischen Simulationen bestimmt. Das auf europäischer Ebene vorausgesetzte grundsätzliche Konzept eines solchen weiträumigen Transports – insbesondere von solarthermisch erzeugtem Strom aus Nordafrika nach Europa – wird im Abschnitt 4.1.3 erläutert.

2.1.1 Entwicklung der Stromversorgung

Der Endenergieverbrauch an Strom (EEV-S) in Deutschland stieg zwischen 2000 und 2007 um 6% von 495 TWh auf 526 TWh [AGEB, 2011; BMWi, 2011]. Im Jahr 2008 lag er mit 524 TWh in etwa auf dem Niveau des Vorjahres, während die Wirtschafts- und Finanzkrise einen deutlichen Rückgang des Stromverbrauchs (insbesondere im Industriesektor) im Jahr 2009 (auf 495 TWh) zur Folge hatte. Die Daten zeigen einen Wiederanstieg des Stromverbrauchs auf 527 TWh/a im Jahr 2010 bzw. 524 TWh/a im Jahr 2011. „Neue“ Verbraucher spielen für den EEV-S derzeit noch eine untergeordnete Rolle: Der Stromverbrauch der Elektromobilität ist zurzeit vernachlässigbar; der Stromverbrauch von Wärmepumpen liegt heute bei ca. 2 TWh.

Im Vergleich zum Endenergieverbrauch an Strom umfasst der Bruttostromverbrauch (BSV) auch den Strom-Eigenverbrauch in (Heiz-)Kraftwerken und Heizwerken, sonstigen Stromverbrauch im Umwandlungssektor (Kokereien, Raffinerien, Kohlezechen etc.), Netzverluste, den Stromverbrauch in Speicherkraftwerken sowie den – heute noch zu vernachlässigenden – Stromverbrauch für die über Speicherkraftwerke hinausgehende Stromverwendung, also z. B. die Wasserstofferzeugung. In der Vergangenheit trugen diese zusätzlichen Komponenten zu einem BSV bei, der in etwa 90 TWh höher lag als der Endenergieverbrauch (BSV: 580 TWh im Jahr 2000, etwa 610 TWh im Jahr 2010). Bei Annahme eines Anstiegs der Stromspeicherung und vor allem der Wasserstofferzeugung kann sich die Entwicklung des BSV von der Entwicklung des Endenergieverbrauchs an Strom abkoppeln.

Tabelle 2-2 zeigt den im Folgenden angenommenen Bruttostromverbrauch in den Szenarien in Anlehnung an die Szenarien 2011 und die dahinterliegenden Prämissen zur Effizienzentwicklung aus [Nitsch et al., 2012] und zudem den Strombedarf neuer Verbraucher, wie er in dieser Studie als exogene Szenarienannahme verwendet wurde. Geringfügige Änderungen können sich durch den verstärkten Einsatz von Elektroheizern in Abhängigkeit von Szenarienannahmen als Ergebnis der Modellierungen in Kapitel 5 ergeben.

Tabelle 2-2: Strombedarf in den untersuchten Szenarien

in TWh/a	Basisszenario				Szenario H ₂
	2010	2020	2030	2050	2050
Bruttostromverbrauch gesamt	610	576	555	522	584
davon Wärmepumpen *)	2,6	8,0	12,5	15,0	15,0
davon Elektrofahrzeuge	0	8,5	56,3	80,4	44,0
davon Elektroheizer (Spitzenkessel)	0	0,6	1,0	1,4	1,3
davon Strom für Wasserstoff, Verkehr	0	0	0	0	100,4

*) ohne Einsatz thermischer Speicher

Der Kraftwerkspark, aus dem der gesamte Strombedarf gedeckt wird, wird sich entsprechend den Zielsetzungen ändern. Die wesentlichen hier im Grundsatz übernommenen Prämissen der Langfristszenarien 2011 zur Entwicklung der Stromerzeugung sind dabei:

- Der Ausbau der Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfolgt diversifiziert und insgesamt sehr dynamisch, um die politischen Ziele zu erreichen und gleichzeitig in allen Technologiemarkten kontinuierlich stabile Rahmenbedingungen zu gewährleisten.
- Die installierten Leistungen insgesamt nehmen stark zu, insbesondere die de fluktuierende Erzeugung. Die installierte PV-Kapazität wird im Falle des Basisszenarios bis zum Jahr 2050 auf über 94 GW ausgebaut. Im Falle des Szenario H₂ liegt die installierte Leistung durch den zusätzlichen Bedarf mit 99 GW noch etwas höher, wird ein Nettoimport aus solarthermischen Kraftwerken angenommen liegt die PV-Kapazität bei 88 GW (Szenario Import). Ähnlich verhält es sich mit der Windleistung (onshore und offshore). Sie liegt im Jahr 2050 bei 113 GW im Basisszenario, bei 123 GW im Szenario H₂ und bei 106 GW im Szenario mit Netto-Stromimport.
- Ab 2020 wird in der Szenarienvariante mit Solarstromimport ein ansteigender Netto-Import von größtenteils regelbarem EE-Strom aus solarthermischen Kraftwerken in

Nordafrika einberechnet. Dadurch werden außerhalb Deutschlands liegende große und kostengünstig erschließbare EE-Potenziale mit relativ günstiger Erzeugungscharakteristik genutzt. In 2030 werden im Szenario Import im Saldo mit 19 TWh/a etwa 5,3% des EE-Stroms importiert (4% bezogen auf den Endenergieverbrauch an Strom), im Jahr 2050 sind es mit 42 TWh/a knapp 9% der EE-Stromerzeugung bzw. 10% des Verbrauchs.

- Der fossile Kraftwerkspark wird aufgrund der Anforderungen durch die Deckung der residualen Lasten (hohe Gradienten und Leistungsspitzen) vor allem auf flexible Gaskraftwerke (GT & GuD) umgestellt. Dies ist auch erforderlich, da in den Szenarien keine CCS-Technologien berücksichtigt wurden und nur so die CO₂-Intensität der fossilen Stromerzeugung für die Zielerreichung ausreichend reduziert werden kann.
- Langfristig wird vorausgesetzt, dass Last- & Erzeugungsmanagement durch den Ausbau eines intelligenten Verteilnetzes und variable Tarife möglich sein werden. Daneben ermöglichen Erweiterungen des europäischen Stromverbunds und HGÜ-Verbindungen zu Nordafrika in einer Szenarienvariante einen weiträumigen Austausch von großen Mengen erneuerbaren Stroms. Dies setzt entsprechende politische, gesellschaftliche sowie technisch-strukturelle Entwicklungen voraus, die einen gesamteuropäischen „Gleichklang“ der Transformation der Stromversorgung darstellen.

Tabelle 2-3: Angenommene installierte Leistungen der gesamten Stromversorgung im Basisszenario, Szenario H₂ und Szenario Import

	Basisszenario				Szenario H ₂	Szenario Import
Bruttoleistungen, GW ¹⁾	2010	2020	2030	2050	2050	2050
Kernenergie	21,5	8,6	0	0	0	0
Kohlen ²⁾	58,3	34,5	21,4	5,1	5,1	5,1
Erdgas, Öl,	29,0	38,8	38,9	25,0	33,0	25,0
Wasserkraft ³⁾	4,4	4,7	4,9	5,2	5,2	5,2
Biomasse	5,6	9,1	10,9	12,1	12,1	12,1
Geothermie	0	0,3	1,0	3,0	3,0	3,0
Wind onshore	27,1	39,5	64,4	71,9	77,4	68,2
Wind offshore	0,1	10,0	29,2	41,5	46,0	37,5
Photovoltaik	17,6	53,5	87,0	94,5	98,8	87,6
EE-Import	0	0	0	0	0	7,4
Pumpspeicher & andere Sp.	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Gesamte Bruttoleistung ⁴⁾	170	206	264	265	287	258

¹⁾ einschließlich KWK-Bruttostromerzeugung

²⁾ einschließlich anorganischer Müll

³⁾ gesamte Bruttostromerzeugung ohne Erzeugung in Pumpspeichern

⁴⁾ einschließlich Pumpspeicher

In Tabelle 2-3 sind die angenommenen installierten Stromerzeugungsleistungen für die hier betrachteten Szenarien zusammengestellt. Die installierte Bruttoleistung steigt wegen des EE-Ausbaus beträchtlich; ein wachsender Teil davon ist allerdings nicht jederzeit einsetzbar und kann nur in sehr begrenztem Maße gesicherte Leistung bereitstellen. Deshalb wird auch in 2050 noch eine Leistung an fossilen thermischen Kraftwerken von etwa 30 GW im Basisszenario angenommen (Szenario H₂: etwa 38 GW). Hinzu kommen knapp 20 GW Leistung von Wasserkraft, Biomasse und Geothermie und eine Speicherleistung (Pumpspeicher, andere) in der

Höhe von 9 GW. Mit sinkender Endenergienachfrage und zukünftig verstärktem Lastmanagement sinkt auch die auftretende Höchstlast, so dass in einer ersten Näherung genügend gesicherte Leistung auch in 2050 zur Verfügung steht. Ein Ergebnis der Simulationen in Kapitel 5 ist die Validierung der Szenarienannahmen, diese ist in den hier genannten Zahlen bereits berücksichtigt. Sofern im ersten Schritt nicht genügend gesicherte Leistung im Szenario angenommen wurde, werden in den Modellierungen modellendogen zusätzliche Gaskraftwerke zur Deckung der Restlasten zugebaut.

Die Stromerzeugung der oben dargestellten regelbaren Kraftwerke wird als Ergebnis der dynamischen Simulationen (s. Kapitel 4 und 5) unter Berücksichtigung des Einsatzes aller installierten Leistungen (Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen einschließlich weiträumigem Stromtransport) unter einer aus der volkswirtschaftlichen Perspektive kostenoptimierenden Zielfunktion ermittelt. Die aus der räumlichen und zeitlichen Auflösung sich ergebende Stromerzeugung bzw. Auslastung der Kraftwerke kann sich in der Jahressumme in den Szenarienvarianten deutlich unterscheiden. Eine Diskussion des resultierenden Kraftwerkseinsatzes findet in Kapitel 5 statt.

Der Ausbau und die Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) stellt ein wichtiges Standbein der Transformation des Energiesystems dar. Vorzüge der KWK sind die hohe Effizienz sowie die oftmals geringen (variablen) Stromgestehungskosten. Folglich weist die KWK bei der Mehrzahl der Anlagen niedrige CO₂-Vermeidungskosten auf. Ausgehend von einer Analyse des zukünftigen Wärmebedarfs und der Potenziale für eine Versorgung über KWK-Anlagen wurde in [Nitsch et al., 2012] die in Tabelle 2-4 dargestellte detaillierte Struktur der KWK-Erzeugung konsistent zu den Szenarien 2011 A und 2011 C entwickelt. Diese wurde als Grundlage für die in dieser Studie untersuchten KWK-Entwicklungspfade verwendet.

Tabelle 2-4: Entwicklung der installierten KWK-Leistungen in GW im Szenario 2011 C nach [Nitsch et al., 2012]

Jahr	2010	2020	2030	2050
Öffentliche Heizkraftwerke (HKW)	10,1	11,0	10,4	9,4
HKW Braunkohle	0,9	0,8	0,7	0
HKW Steinkohle, Müll gesamt	4,2	4,4	3,8	3,5
HKW Erdgas, Öl	5,0	5,8	5,9	5,9
Blockheizkraftwerke Nahwärme & Objekte	3,4	7,3	8,1	8,7
BHKW Erdgas, Öl	1,7	4,1	3,6	2,1
BHKW Biomasse	1,8	3,2	4,5	6,6
Industrielle KWK	5,1	9,5	10,0	8,2
HKW Steinkohle	0,6	0,6	0,6	0
HKW Erdgas, Öl	3,7	6,0	5,3	3,4
BHKW Erdgas, Öl	0,2	0,7	1,3	1,3
BHKW Biomasse	0,6	2,2	2,9	3,6

Mit der in den Szenarien unterstellten Ausbaustrategie wird das Ziel 25% KWK-Anteil an der Stromerzeugung um das Jahr 2020 erreicht. Dazu ist im Vergleich zu den letzten Jahren eine deutliche Steigerung des jährlichen Zubaus an KWK-Leistung erforderlich. Im Jahr 2025 erreicht der KWK-Anteil ein Maximum. Danach sinkt die KWK-Leistung und entsprechend die Stromerzeugung wieder, liegt aber auch im Jahr 2050 noch deutlich über dem heutigen Wert.

Der Einsatz der installierten KWK-Leistungen und die daraus resultierende Stromerzeugung ist ein Ergebnis der dynamischen Simulationen (d. h. mit zeitlicher und räumlicher Auflösung) ausgehend von den vorausgesetzten Ausbaupfaden (s. Kapitel 5). In Tabelle 2-4 ist die für das Szenario C angenommene Entwicklung der installierten Leistungen ausgehend von den Zahlen aus [Nitsch et al., 2012] dargestellt. Es wurde als grundlegende Prämisse angenommen, dass sich langfristig die Beiträge der einzelnen Segmente bis 2050 deutlich verschieben. Große Heizkraftwerke tragen dann nur noch zu ca. 45% zur öffentlichen Versorgung bei, BHKW zur Versorgung von Wärmenetzen und für Einzelobjekte dominieren mit ca. 55%.

2.1.2 Entwicklung der Wärmeversorgung

Im Wärmebereich sind die absoluten Einsparmöglichkeiten größer als im Strombereich, da hier, anders als im Strommarkt, nicht mit grundsätzlich neuen Anwendungen wie Elektrofahrzeugen, Wasserstofferzeugung oder Informations- und Kommunikations-Technologie (IKT) gerechnet werden muss. Die in [Nitsch et al., 2012] ausgehend von den Zielen des Energiekonzepts der Bundesregierung und Überlegungen zur technisch-strukturellen Entwicklung des Wärmesektors dargestellte Entwicklung des Wärmebedarfs ist in Abbildung 2-1 wiedergegeben. Trotz eines Zubaus an Wohnfläche kann sich im Sektor der Privaten Haushalte der Endenergiebedarf für Wärme bis zum Jahr 2050 halbieren. Für den GHD-Sektor wird eine prozentual noch größere Reduktion angenommen. Im Bereich der industriellen Prozesswärme ist dagegen das Potenzial für Einsparungen begrenzter – auch aufgrund des in den Szenarien angenommenen Wirtschaftswachstums.

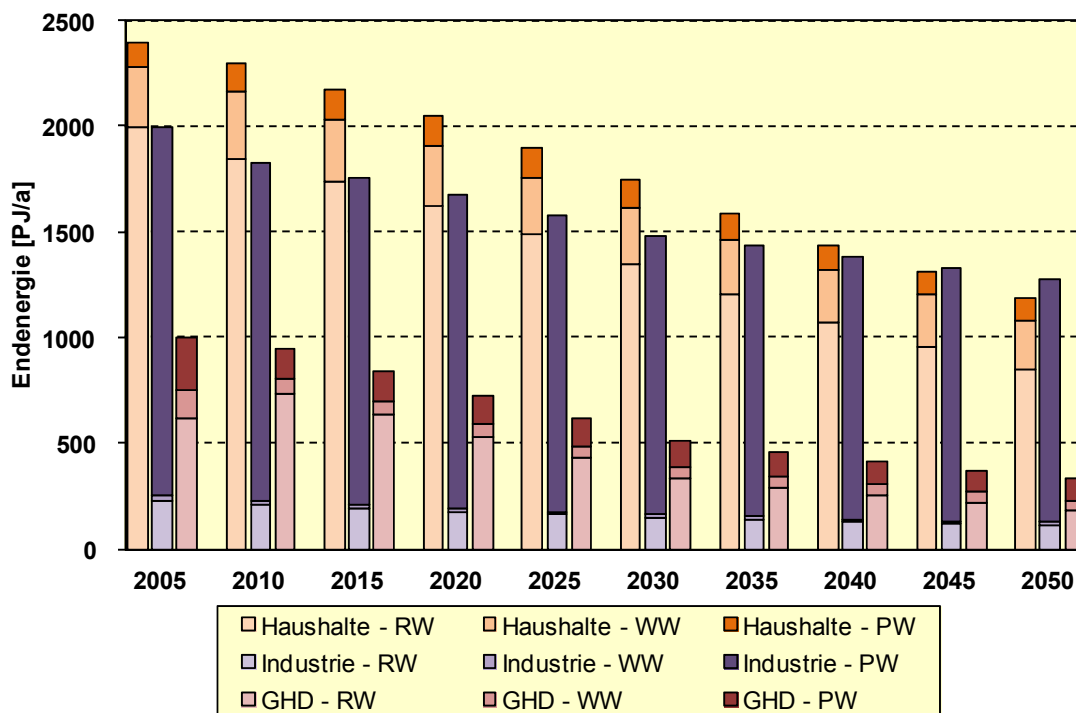


Abbildung 2-1: Entwicklung des Wärmebedarfs (Endenergie) der Verbrauchssektoren, untergliedert in Raumwärme (RW), Warmwasser (WW) und Prozesswärme (PW) nach [Nitsch et al., 2012]

In den Langfristszenarien 2011 wird von einer deutlichen Umstrukturierung der Wärmeversorgung ausgegangen. Während die Anteile erneuerbarer Energien und netzgebundener Wärmebereitstellung steigen, geht der Einsatz fossiler Einzelheizungen deutlich zurück. Bis 2050 wird

in den Szenarien etwas mehr als die Hälfte des Wärmebedarfs aus erneuerbaren Energien bereitgestellt. Auch die heute noch mengenmäßig unbedeutenden Technologien zur Nutzung der Solarthermie, der Umweltwärme (Wärmepumpen) und der Tiefengeothermie werden bis dahin wesentliche Teile des Bedarfs abdecken müssen. Eine ausführliche Diskussion der in diesem Projekt zugrunde gelegten Entwicklung der Wärmeversorgung Deutschlands und Europas erfolgt in den Abschnitten 3.1.2 und 3.1.4.

2.2 Langfristszenarien für Europa

2.2.1 Entwicklung der Stromversorgung

Damit für den in dieser Studie insgesamt betrachteten Bilanzraum bestehend aus Deutschland und 18 europäische Länder möglichst gleiche Randbedingungen zur Untersuchung des Lastausgleichs gelten, werden für die europäischen Ländern Szenarien der Stromversorgung definiert, die zur Energiewende in Deutschland vergleichbare Entwicklungspfade des Ausbaus der erneuerbaren Energien beinhalten. Diese basieren auf den Studien MED-CSP und TRANS-CSP [Trieb, 2005; Trieb et al., 2006], in denen ein zu ca. 80% auf erneuerbaren Energien basierendes Energieversorgungssystem für Europa, den Nahen Osten und Nordafrika als Rahmen für die Integration des Solarstromimports dargestellt wurde. Der Stromverbrauch wurde dabei aus langfristigen statistischen Daten über die Entwicklung von Bevölkerung, Wirtschaft und Strombedarf und aus Trendannahmen zu diesen Größen im Szenariozeitraum bis zum Jahr 2050 abgeleitet.

Tabelle 2-5: Angenommener jährlicher Strombedarf heutiger Verbraucher (ohne Elektromobilität, Wärmepumpen, Elektrolyseure) in TWh/a im europäischen Betrachtungsraum *)

Länder	Regionenbezeichnung (REMix)	2020	2030	2050
Österreich	Austria	68	64	60
Schweiz	SwitzAly	67	64	60
Italien		342	349	332
Belgien	BeNeLux	93	87	82
Niederlande		123	116	110
Luxemburg		7,5	7,0	6,6
Dänemark	Denmark_West	40	38	36
	Nordel (einschl. Dänemark Ost)			
Finnland		88	82	78
Schweden		150	140	133
Norwegen		133	126	120
Portugal	Iberia	58	59	56
Spanien		294	300	285
Frankreich	France	536	499	474
Polen	PolCzeSlk (East)	158	166	163
Tschechien		70	74	72
Slowakei		22	23	23
V. Königreich	UK_IE	381	362	344
Irland		33	31	30
Summe		2665	2585	2463

*) Quellen: eigene Szenarien für europäische Länder basierend auf [Trieb, 2005; Trieb et al., 2006]

Für die im Folgenden verwendeten Szenarien wurde darüber hinaus das für Deutschland abgebildete Ziel deutlicher Stromeinsparungen bei den heutigen Verbrauchern auf den europäischen Betrachtungsraum übertragen, so dass bis 2050 trotz der teilweise erwarteten Verbrauchszunahme insbesondere in den östlichen Ländern insgesamt eine geringe Abnahme des Strombedarfs um ca. 7% gegenüber dem Verbrauch des Jahres 2010 resultiert.

Tabelle 2-5 zeigt den angenommenen Strombedarf heutiger Verbraucher in den Ländern des europäischen Betrachtungsraumes bis zum Jahr 2050. Die berücksichtigten europäischen Länder werden zur Reduzierung der Rechenzeit im Modell REMix zu 9 Regionen aggregiert (siehe Abbildung 4-3).

Die hier angenommene Entwicklung der Elektromobilität in Bezug auf Fahrleistungsanteil, Batteriekapazitäten und Stromverbrauch wurden im Rahmen der Arbeiten zu [Pregger et al., 2012] mittels Fahrzeug- und Flottensimulationen zunächst für Deutschland ermittelt. Unter der Annahme, dass sich die Mobilität in den europäischen Nachbarländern ähnlich wie in Deutschland entwickelt, werden vergleichbare Flottenentwicklungen für den gesamten Untersuchungsraum als Randbedingung festgelegt. Die Anzahl der Fahrzeuge wird hierbei mit der Gesamtbevölkerung und der Anzahl der Fahrzeuge pro Einwohner (Bezugsjahr 2008) relativ zu Deutschland gewichtet. Tabelle 2-6 fasst den resultierenden Jahresstrombedarf für alle Länder und beide Szenarien zusammen.

Tabelle 2-6: Jahresstrombedarf in TWh/a der Elektrofahrzeuge in den Szenarien für die betrachteten europäischen Ländern

Land	Elektrofahrzeuge					
	Szenario H ₂			Basisszenario		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Österreich	0,77	2,25	3,72	1,87	4,95	6,79
Schweiz	0,76	2,27	3,86	1,85	5,00	7,06
Italien	3,80	9,83	30,53	14,32	37,65	50,03
Belgien	0,99	3,10	5,91	2,41	6,82	10,80
Niederlande	1,47	4,46	7,81	3,58	9,83	14,28
Luxemburg	0,05	0,16	0,32	0,12	0,35	0,58
Dänemark	0,41	1,19	1,46	1,18	3,21	2,66
Finnland	0,29	0,78	2,87	1,10	2,97	4,71
Schweden	0,53	1,44	5,63	1,99	5,51	9,23
Norwegen	0,28	0,79	3,19	1,06	3,01	5,23
Portugal	0,50	1,41	5,11	1,88	5,41	8,37
Spanien	2,23	6,55	25,40	8,40	25,08	41,63
Frankreich	5,98	18,45	33,90	14,52	40,67	61,97
Polen	2,39	7,00	11,45	5,81	15,44	20,93
Tschechien	0,67	2,02	3,54	1,64	4,46	6,46
Slowakei	0,35	1,04	1,77	0,84	2,29	3,23
V. Königreich	3,55	9,86	36,40	13,38	37,77	59,66
Irland	0,26	0,74	2,96	0,97	2,84	4,85

Der Strombedarf für Wasserstofftankstellen stammt für Deutschland aus dem zielorientierten Langfristszenario 2011 A und ist bedingt durch weitere Szenarienannahmen zum Einsatz von Biomassen für den Verkehr, zur Rolle der Elektromobilität und zu den zu erreichenden CO₂-

Minderungen im Verkehrssektor. Für die anderen Länder wird im Szenario H₂ eine Wasserstoffherzeugung für den Verkehr in ähnlicher Größenordnung anhand der Straßenverkehrsleistungen abgeleitet. Eine Wasserstoffherzeugung zur Rückverstromung wurde zur besseren Vergleichbarkeit der Szenarienvarianten nicht berücksichtigt. Tabelle 2-7 zeigt die resultierenden Annahmen zum Strombedarf für die Wasserstoffherzeugung je Land als Folge der Nachfragen im Verkehr. Ebenso dargestellt ist der zukünftig steigende Strombedarf aufgrund eines Ausbaus der Wärmepumpen konsistent zu den wärmeseitigen Ausführungen im Abschnitt 3.1.2.

Tabelle 2-7: Jahresstrombedarf der Wasserstofftankstellen (Elektrolyseure) und der Wärmepumpen in TWh/a in den betrachteten europäischen Ländern

Land	Elektrolyseure Szenario H ₂			Wärmepumpen alle Szenarien		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Österreich	0	2,27	9,19	1,17	1,97	2,04
Schweiz	0	1,07	4,34	2,24	2,97	3,88
Italien	0	13,88	56,39	2,58	4,85	6,64
Belgien	0	2,76	11,22	0,9	2,42	4,8
Niederlande	0	5,99	24,31	2,08	2,97	3,7
Luxemburg	0	0,69	2,79	0,09	0,26	0,41
Dänemark	0	1,18	4,82	0,36	0,65	0,89
Finnland	0	2,33	9,48	0,72	0,94	1,09
Schweden	0	2,87	11,64	2,99	3,58	3,68
Norwegen	0	1,55	6,34	0,43	1,36	2,09
Portugal	0	2,79	11,34	0,01	0,14	0,3
Spanien	0	16,58	67,39	0,2	1,8	3,23
Frankreich	0	14,39	58,45	17,45	24,36	27,01
Polen	0	15,97	64,91	1,11	1,7	2,95
Tschechien	0	4,09	16,63	0,29	1,04	1,41
Slowakei	0	2,18	8,85	0,12	0,64	1,22
V. Königreich	0	11,58	47,06	8,92	13,12	17,31
Irland	0	0,87	3,51	0,1	0,72	1,15

Langfristige Entwicklung der installierten Stromerzeugungsleistungen

Wie der Stromverbrauch wurden auch die Pfade der installierten Stromerzeugungsleistungen basierend auf den Studien MED-CSP und TRANS-CSP ([Trieb, 2005; Trieb et al., 2006]) entwickelt. Dabei wurde der seit einigen Jahren stattfindende, zum Teil sehr dynamische Ausbau der erneuerbaren Energien in den betrachteten Ländern sowie die politischen Ausbauziele bis 2020 in den ‚NREAPs‘ (National Renewable Energy Action Plans) berücksichtigt. Die resultierenden, für den Bilanzraum angesetzten installierten Leistungen sind für das Szenario ohne Stromimport in Tabelle 2-8 dargestellt. Eine nach Ländern differenzierte Darstellung der installierten Leistungen für beide Szenarienvarianten (mit/ohne Netto-Stromimport) findet sich im Anhang. Die hier dargestellten Kraftwerksleistungen decken nur den Bedarf heutiger/klassischer Verbraucher (d. h. ohne Elektromobilität, zusätzliche Wärmepumpen und ggf. Wasserstoffherzeugung) entsprechend

Tabelle 2-5. Zur Deckung der Last neuer Verbraucher wurde – wie nachfolgend beschrieben – die Installation zusätzlicher PV- und Windkraftanlagen angenommen. Für das Jahr 2030 resultieren Stromerzeugungskapazitäten von knapp 1150 GW in den betrachteten Ländern. Der erneuerbare Anteil bei den Leistungen liegt im Mittel bei 60%. Für das Jahr 2050 resultieren

eine Gesamtleistung von 1270 GW und ein mittlerer EE-Anteil von 80%. Für Nordwestafrika wurden im Falle des Szenarios C mit Nettoimport nur Leistungen für den Export von Solarstrom nach Europa berücksichtigt. Sie wurden in Anlehnung an die TRANS-CSP-

Tabelle 2-8: Installierte Kraftwerksleistungen in GW zur Deckung der Stromnachfrage heutiger Verbraucher in den REMix-Modellregionen für Europa (Rahmenbedingungen entsprechend Basisszenario, ohne Solarstromimport)

2020 in GW	Austria	SwitzAly	BeNeLux	Denmark_W	Nordel	Iberia	France	PolCzeSik	UK_IE
Gas (GuD, BHKW)	3,8	26,8	16,8	0,5	7,6	17,6	8,4	5,5	33,1
Gasturbinen	2,0	20,5	9,2	2,9	4,4	5,5	13,9	3,2	14,3
Steinkohle	1,1	6,2	5,1	1,4	2,5	7,7	5,0	16,3	26,0
Braunkohle	0	0	0	0	0,6	0,1	0	13,4	0,2
Kernkraft	0	2,2	4,0	0	7,7	5,5	45,0	5,2	4,9
Biomasse, Abfall	1,3	3,7	5,4	0,4	10,1	2,5	3,0	4,0	4,4
Geothermie	0	1,0	0	0	0,05	0,1	0,1	0,03	0
Solarthermie (CSP)	0	0,2	0	0	0	2,7	0,2	0	0
Wasser Speicher	5,1	11,9	0	0	10,4	15,5	12,3	1,0	0,1
Wasser Laufwas- ser	3,9	18,7	0,4	0,01	38,6	13,9	16,0	3,1	2,2
Photovoltaik	1,2	23,7	8,0	0,2	1,6	9,9	11,4	7,4	2,9
Windkraft onshore	2,6	12,5	11,8	2,5	6,8	44,7	21,3	6,7	26,0
Windkraft offshore	0	0,7	3,8	1,0	2,7	0,4	3,7	1,0	6,6
Summe	21,0	128,1	64,5	8,9	92,9	126,1	140,2	66,9	120,6

2030 in GW	Austria	SwitzAly	BeNeLux	Denmark_W	Nordel	Iberia	France	PolCzeSik	UK_IE
Gas (GuD, BHKW)	2,3	26,2	15,0	0,5	7,8	17,6	11,3	6,1	33,5
Gasturbinen	1,1	18,9	7,9	2,3	4,2	3,4	14,6	4,6	14,7
Steinkohle	0	4,0	1,9	0,6	1,5	5,5	3,4	12,9	19,1
Braunkohle	0	0	0	0	0	0,4	0	7,1	0
Kernkraft	0	1,2	3,0	0	2,0	2,0	20,6	3,0	2,5
Biomasse, Abfall	1,9	4,9	5,5	0,6	11,5	4,9	4,5	5,8	5,4
Geothermie	0,1	2,0	0,1	0	0,3	0,6	0,5	0,3	0,1
Solarthermie (CSP)	0	0,6	0	0	0	5,6	0,5	0	0
Wasser Speicher	5,5	12,4	0	0	10,4	15,5	12,3	1,0	0,1
Wasser Laufwas- ser	4,1	19,8	0,7	0,01	39,3	13,9	16,0	3,2	2,3
Photovoltaik	1,4	28,6	12,8	0,4	3,9	13,5	28,4	15,1	6,2
Windkraft onshore	3,0	15,4	14,3	2,9	13,4	52,7	33,0	20,0	29,4
Windkraft offshore	0	2,7	8,7	1,4	7,6	1,1	11,0	4,0	9,1
Summe	19,4	136,6	69,9	8,8	101,9	136,8	156,1	83,0	122,3

2050 in GW	Austria	SwitzAly	BeNeLux	Denmark_W	Nordel	Iberia	France	PolCzeSik	UK_IE
Gas (GuD, BHKW)	1,5	16,1	9,8	0,5	6,5	12,4	13,3	8,0	36,0
Gasturbinen	0,5	8,9	5,1	1,9	3,6	1,6	14,1	4,6	11,6
Steinkohle	0	1,2	0,3	0	0	1,4	1,6	5,0	7,8
Braunkohle	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kernkraft	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse, Abfall	2,2	13,8	5,8	0,8	13,8	7,2	5,8	10,2	6,1
Geothermie	0,2	4,4	0,3	0,1	0,9	3,5	2,7	2,0	0,2
Solarthermie (CSP)	0	1,0	0	0	0	7,9	0,7	0	0
Wasser Speicher	5,5	13,4	0	0	10,4	15,5	12,3	1,0	0,1
Wasser Laufwas- ser	4,2	24,1	1,3	0,01	39,3	13,9	16,0	3,5	2,3
Photovoltaik	4,5	40,5	17,4	1,3	11,4	27,4	42,4	25,1	13,2
Windkraft onshore	5,1	23,6	18,7	3,4	17,2	59,2	40,8	34,2	36,2
Windkraft offshore	0	4,7	11,4	2,1	11,5	2,6	26,0	7,0	14,1
Summe	23,6	151,6	70,0	10,0	114,6	152,7	175,8	100,5	127,7

Szenarien festgelegt und betragen 20,5 GW im Jahr 2030 und ca. 70 GW im Jahr 2050. Die in Tabelle 2-8 aufgeführten Leistungen thermischer Gas-, Kohle- und Biomasse-Kraftwerke enthalten auch jene der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Deren Ausbauszenario wird in den Abschnitten 3.1.2 und 3.1.4 diskutiert.

Die jährliche Stromnachfrage für die neuen Verbraucher Elektromobilität, Wärmepumpen und Wasserstoff wird über die Annahme eines entsprechenden zusätzlichen Zubaus installierter Leistungen zur erneuerbaren Stromerzeugung gedeckt. Dazu wurden die oben genannten installierten Leistungen für PV und Windkraft mit einem landesspezifischen Split unter Berücksichtigung der Potenzialgrenzen extrapoliert. In Tabelle 2-9 sind die daraus resultierenden zusätzlichen Kraftwerksleistungen für den europäischen Bilanzraum und die im Kapitel 5 untersuchten Szenarienvarianten und -jahre wiedergegeben.

Tabelle 2-9: Zusätzlich installierte Kraftwerksleistungen in GW zur Deckung der Stromnachfrage neuer Verbraucher in den REMix-Modellregionen für Europa

Basisszenario									
2020 in GW	Austria	SwitzAly	BeNeLux	Denmark_W	Nordel	Iberia	France	PolCzeSlk	UK_IE
Photovoltaik	0,7	11,0	2,5	0	0,6	1,2	5,3	3,1	0,6
Windkraft onshore	0	0,3	1,2	0,2	1,1	0	1,7	0,4	1,4
Windkraft offshore	1,5	5,8	0,6	0	2,4	5,6	10,0	2,8	5,3
Summe	2,2	17,1	4,4	0,2	4,1	6,9	17,0	6,3	7,3
2030 in GW	Austria	SwitzAly	BeNeLux	Denmark_W	Nordel	Iberia	France	PolCzeSlk	UK_IE
Photovoltaik	1,6	21,8	6,0	0,1	1,3	4,3	13,6	5,9	2,4
Windkraft onshore	0	2,7	4,0	0,2	2,5	0,4	5,3	1,6	3,6
Windkraft offshore	3,5	15,4	0,1	0,4	4,5	16,7	15,8	7,8	11,6
Summe	5,1	39,9	10,1	0,7	8,3	21,3	34,7	15,2	17,6
2050 in GW	Austria	SwitzAly	BeNeLux	Denmark_W	Nordel	Iberia	France	PolCzeSlk	UK_IE
Photovoltaik	3,2	15,8	9,5	0,1	3,7	10,9	17,3	8,2	6,9
Windkraft onshore	0	5,8	6,2	0,2	3,7	1,1	10,6	2,3	7,4
Windkraft offshore	3,6	29,3	0	0,3	5,5	23,6	16,7	11,1	14,3
Summe	6,8	50,9	15,7	0,7	12,8	35,6	44,6	21,6	28,5
Szenario H₂									
2050 in GW	Austria	SwitzAly	BeNeLux	Denmark_W	Nordel	Iberia	France	PolCzeSlk	UK_IE
Photovoltaik	4,3	15,8	13,3	0,2	5,1	17,1	19,5	18,7	7,7
Windkraft onshore	0	7,6	8,7	0,3	5,2	1,7	12,0	5,2	8,3
Windkraft offshore	4,9	38,1	0	0,4	7,7	36,9	18,8	25,5	14,3
Summe	9,2	61,4	22,0	0,8	18,0	55,6	50,2	49,5	30,3

2.2.2 Entwicklung des Wärmebedarfs

Zentrale Grundlage der Untersuchung der möglichen Beiträge zum Lastausgleich durch stromgeführte KWK mit dem REMix-Modell ist eine Abschätzung des Wärmebedarfs und dessen zukünftiger Entwicklung. Das Wärmebedarfsszenario wurde im Rahmen des Projekts entwickelt, weil kein ausreichend transparentes und differenziertes Szenario aus anderen Studien für den betrachteten Untersuchungsraum Deutschland und europäische Länder als Grundlage zur Verfügung stand. Es fand bei der Entwicklung des [Nitsch et al., 2012] und [EU-Commission, 2009] statt. Aufgrund unterschiedlicher Temperaturanforderungen und zeitlicher Bedarfsverläu-

fe werden in dieser Analyse der Sektor Industrie und die Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)¹ getrennt betrachtet. Dieser Trennung folgt auch die Untersuchung der KWK-Potenziale, die Ableitung des Wärmeversorgungsszenarios in Abschnitt 3.1, sowie die Modellumsetzung in REMix. Betrachtet wurden an dieser Stelle alle Länder der EU28 und zusätzlich die Länder Schweiz, Norwegen und Liechtenstein.

Haushalte und GHD

Die Quantifizierung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs in den Haushalten und dem GHD-Sektor stützt sich auf die Statistiken der *Odyssee*-Datenbank von Enerdata [Enerdata Research Service, 2012]. Zur Analyse des aktuellen Wärmebedarfs werden für die Länder der EU-28 sowie für Norwegen und die Schweiz zunächst verschiedene Kennwerte der Datenbank ausgewertet. Auf deren Grundlage lassen sich der einwohnerspezifische Warmwasserbedarf, die einwohnerspezifische Wohnfläche und der flächenspezifische Raumwärmebedarf im Haushaltssektor berechnen. Darüber hinaus enthält die Datenbank auch Informationen zum Energiebedarf und zur Flächennutzung im GHD-Sektor. Für beide Sektoren sind zudem die Anteile der verschiedenen Energieträger an der Raumwärmebereitstellung, für den Haushaltssektor auch jene der Warmwasserbereitstellung in der Datenbank verzeichnet.

Da die Endenergie je nach eingesetztem Energieträger nicht vollständig als Wärme zur Verfügung steht (z.B. Wandlungsverluste in der Hausheizungsanlage), wird neben der Endenergie auch die Nutzenergie betrachtet. Falls für ein Land diese nicht in der Datenbank enthalten ist, wird sie unter der Annahme typischer Umwandlungseffizienzen für verschiedene Endenergieträger und den in der Datenbank enthaltenen Anteilen der verschiedenen Energieträger berechnet. Die verwendeten Jahresnutzungsgrade geben den Anteil der Endenergie an, der als nutzbare Wärme zur Verfügung steht. Diese sind mit 65 % für Kohle und Biomasse, 75% für Öl, 85 % für Gas und 98 % für Strom und Fernwärme angenommen. Die berechneten mittleren Umwandlungseffizienzen über alle Energieträger liegen zwischen 75 % auf Zypern und 90 % in Schweden. Diese großen Unterschiede ergeben sich aus dem sehr unterschiedlichen Brennstoffeinsatz – während in Nordeuropa ein Großteil der Wärmebereitstellung aus Fernwärme und elektrisch erfolgt, überwiegt auf den Mittelmeerinseln die Ölverbrennung. Die separat ermittelten Umwandlungseffizienzen bei der Warmwassererzeugung und der Raumheizung im GHD-Sektor bewegen sich auf dem gleichen Niveau.

Aus der Datenbank lässt sich auch der flächenspezifische Raumwärmebedarf im Dienstleistungs-Sektor entnehmen. Dieser bezieht sich jedoch auf die Gesamtnutzfläche und nicht auf die beheizte Nutzfläche. Der Anteil der beheizten Fläche an der Gesamtfläche wird auf Grundlage eines Wertes des spezifischen Raumwärmebedarfs beheizter Flächen im GHD-Sektor abgeschätzt [BMWi, 2012]. Da ansonsten nur unvollständige weitere Datenquellen existieren, wird dieser Wert auf alle untersuchten Länder angewendet.

Die resultierenden einwohnerspezifischen Bedarfswerte an Nutzenergie für Raumwärme und Warmwasser im Haushalts- bzw. Dienstleistungssektor lassen sich Abbildung 2-2 und Abbildung 2-3 entnehmen. Es lassen sich erhebliche Unterschiede erkennen, die sich in erster Linie aus den von Klima und Dämmstandard bestimmten flächenspezifischen Raumwärmebedarfswerten und den Wohn- und Nutzflächen ergeben. Erwartungsgemäß liegen die Bedarfswerte in

¹ Der Sektor GHD umfasst in der deutschen Energiestatistik auch die Landwirtschaft und das Baugewerbe. Im Unterschied dazu sind diese Verbraucher in den verwendeten europäischen Datenbasen von EUROSTAT und Enerdata (*Odyssee*) separat erfasst, bzw. Industrie zugeordnet. Der Einfachheit halber werden im Folgenden aber sowohl für die auf deutschen als auch die auf europäischen Statistiken basierenden Szenarien einheitlich die Sektorbezeichnungen Industrie, Haushalte und GHD verwendet.

den nordeuropäischen Ländern und den wirtschaftlich starken Ländern am höchsten und in den Mittelmeeranrainern am niedrigsten.

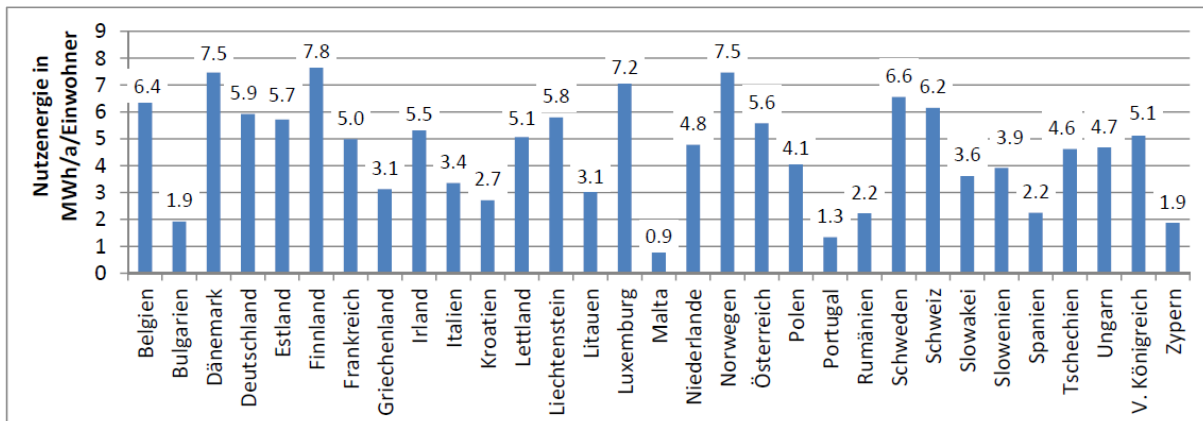


Abbildung 2-2: Mittlerer Nutzenergiebedarf in MWh/a pro Einwohner für Raumwärme und Warmwasser in den Haushalten der untersuchten Länder Europas

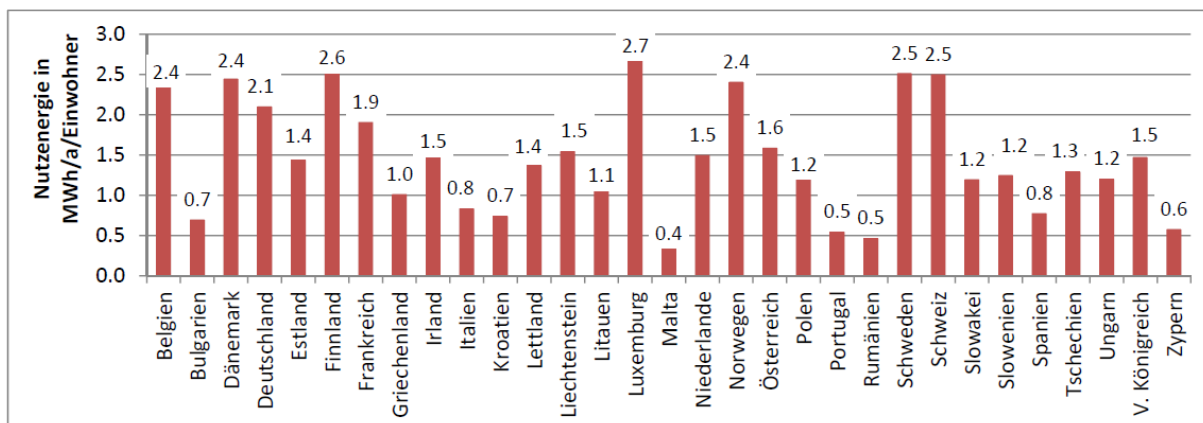


Abbildung 2-3: Mittlerer Nutzenergiebedarf in MWh/a pro Einwohner für Raumwärme und Warmwasser im Dienstleistungssektor der untersuchten Länder Europas

Die zukünftige Entwicklung des Raumwärmebedarfs im Haushalts- und Dienstleistungssektor wurde durch ein einfaches Modell der zeitlichen Entwicklung des Gebäudebestandes berechnet. Dieses berücksichtigt die Veränderungen der Bevölkerungszahl, der spezifischen Wohn- bzw. Nutzfläche, sowie des flächenspezifischen Raumwärmebedarfs im Gebäudebestand. Auf Grundlage des spezifischen Wärmebedarfs in neu gebauten, renovierten und abgerissenen Gebäuden, sowie der Sanierungsrate und Sanierungstiefe erlaubt es die Berechnung des Gesamtwärmebedarfs eines jeden Jahres.

Wohngebäude

Für die abgerissenen Wohngebäude wird angenommen, dass deren spezifischer Wärmebedarf 1,3-mal dem durchschnittlichen Wert entspricht, für renovierte Gebäude liegt dieser Faktor bei 1,2. Die Abrissrate wird ausgehend von heutigen Daten mit 0,5 % der Wohngebäude pro Jahr angesetzt und bis 2050 konstant gehalten.

In den vergangenen Jahren haben die Pro-Kopf-Wohnflächen in allen Ländern einen Anstieg erfahren. Dieser tritt jedoch unterschiedlich stark und auf unterschiedlichem Niveau auf. Generell wird von einer Fortsetzung des Trends zu größeren Wohnflächen ausgegangen, wobei eine längerfristige Angleichung der Absolutwerte innerhalb Europas angenommen wird. Dies hat zur

Folge, dass die Steigerungsraten je nach Land unterschiedlich ausfallen. Die auf ganz Europa bezogene mittlere Pro-Kopf-Wohnfläche steigt im Szenario von 37 m² (2010) auf 47 m² (2050).

Um der Effizienzzunahme und der Verwendung neuer Technologien bei den Heizungsanlagen Rechnung zu tragen, wird von einer Steigerung der mittleren Jahresnutzungsgrad der Heizungs- und Warmwasserbereitungsanlagen auf 92% (OECD-Europa) bzw. 86,5% (weitere Länder) im Jahre 2050 ausgegangen. In manchen Ländern entspricht dies einem Rückgang, der sich aus der Abnahme des Einsatzes direktelektrischer Wärmebereitstellung ergibt. Der zeitliche Verlauf der Effizienzänderung wird linear angesetzt.

Der flächenspezifische Endenergiebedarf für Raumwärme im Neubau sinkt in Deutschland von jährlich 60 kWh/m² (2010) auf 15 kWh/m² (2020), 9 kWh/m² (2030), 7 kWh/m² (2040) und 5 kWh/m² (2050) entsprechend der Annahmen in [Nitsch et al., 2012]. Es wird somit von einer signifikanten Abnahme des spezifischen Wärmebedarfs im Neubau bereits im laufenden Jahrzehnt und dem Erreichen des Passivhausstandards in allen Neubauten bis Mitte des Jahrhunderts ausgegangen. Dieser steile Verlauf der Effizienzsteigerung erfolgt auch in den anderen Ländern OECD-Europas, wobei die Bedarfswerte jeweils mit einem Langzeitmittel der jährlichen Gradtagzahlen skaliert werden [Eurostat, 2011a]. Für Neubauten in Nicht-OECD-Ländern wird angenommen, dass der flächenspezifische Wärmebedarf in Neubauten des Jahres 2010 um 20% höher liegt, als der gemäß der für die OECD-Länder verwendeten Vorgehensweise ermittelte Wert. Dies entspricht im Mittel etwa 80% des jeweiligen Mittelwerts im Gebäudebestand des entsprechenden Landes. Ausgehend davon wird der spezifische Bedarf im Neubau in jeder darauffolgenden Dekade um 25% abgesenkt, in der letzten Dekade bis 2050 um 34%. Diese Entwicklung hat eine im Vergleich zu den OECD-Ländern wesentlich flachere Kurve der Effizienzsteigerung im Neubau zur Folge. Im Jahr 2050 liegt der spezifische Wärmebedarf im Neubau in den OECD-Ländern bei nur noch 8,3% des Wertes in 2010, in den Nicht-OECD-Ländern bei 27,8% des Wertes in 2010 (siehe Abbildung 2-4:).

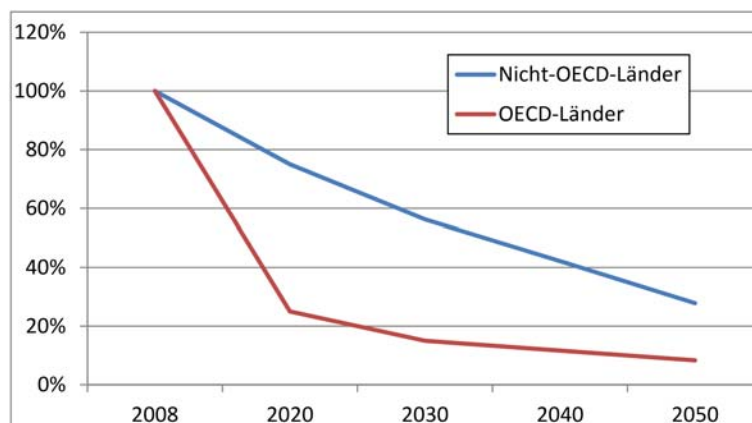


Abbildung 2-4: Vergleich der Entwicklung des flächenspezifischen Raumwärmbedarfs in Neubauten für die OECD-Länder einerseits und Nicht-OECD-Länder andererseits, relativ zu 2008

Die Renovierungsrate der Gebäude in den OECD-Ländern steigt im Szenario von 1%/a in 2010 auf 2%/a in 2020 und verharrt bis 2050 auf diesem Niveau. Die Renovierungstiefe, d.h. die durch die Renovierung realisierte Endenergieeinsparung, steigt von 35% (2010) auf 50% (2020) und bleibt dann ebenfalls konstant. Dies entspricht den im Energiekonzept der Bundesregierung verankerten Zielen im Gebäudesektor. Es wird also von einer massiven quantitativen und qualitativen Zunahme der energetischen Sanierungen ausgegangen. In den Nicht-OECD-Ländern wird mit einem konservativen Ansatz angenommen, dass die Renovierungsrate wesentlich

langsamer steigt und bis 2050 einen Wert von 1,75%/a erreicht. Sie ist in 2010 mit 0,75%/a angenommen und steigt dann pro Jahrzehnt um 0,25%/a. Auch die Renovierungstiefe liegt auf einem niedrigeren Niveau, sie steigt von 20% in 2010 um 5% pro Jahrzehnt auf 40% in 2050.

Der Pro-Kopf-Warmwasserbedarf im Haushaltssektor wird einerseits in seiner Tendenz entsprechend der Entwicklung der letzten 15 Jahre fortgeschrieben, andererseits eine generelle Annäherung der Werte in den verschiedenen Ländern Europas angenommen. Dies hat zur Folge, dass in Ländern mit zuletzt stark abnehmendem Bedarf, wie auch in Ländern mit zuletzt stark zunehmendem Bedarf mit der Zeit ein Abflachen der Abnahme- oder Wachstumskurve erfolgt. In Ländern, in denen der Bedarf zuletzt auf sehr hohem Niveau weiter ansteigend war, wird längerfristig eine Trendumkehr angenommen. Im europäischen Mittel reduziert sich der spezifische Bedarf zwischen 2010 und 2050 nur sehr geringfügig von 0,7 MWh/a auf 0,68 MWh/a.

Nichtwohngebäude

Auch im Dienstleistungs-Sektor wird ein vereinfachtes Gebäudeflächenmodell, das eine schrittweise Renovierung und Ersetzung der bestehenden Gebäude abbildet, eingesetzt. Die zeitliche Entwicklung des flächenspezifischen Raumwärmebedarfs für Nutzflächen ist ebenso durch die Neubaurate, den Bedarf im Neubau, sowie die Renovierungsrate und -tiefe bestimmt.

Bei der Entwicklung der Pro-Kopf-Nutzfläche im Dienstleistungs-Sektor wird eine schrittweise Angleichung zwischen den europäischen Ländern angenommen. Das Zielniveau liegt dabei unterhalb des heute in den Ländern mit den größten spezifischen Flächen vorliegenden Niveaus, da dort zuletzt ein geringerer Anstieg oder sogar ein leichter Rückgang verzeichnet wurde. Zudem wird in vielen Ländern Europas aufgrund der zu erwartenden demographischen Entwicklungen mittelfristig ein Rückgang der arbeitenden Bevölkerung zu verzeichnen sein, welcher sich auch auf die spezifischen Nutzflächen auswirkt. Die mittlere Pro-Kopf-Nutzfläche Europas wird dennoch von heute knapp 12 m² auf über 14 m² in 2050 ansteigend angenommen. Die Werte der Sanierungsrate und Sanierungstiefe der Gebäude im Dienstleistungs-Sektor sind analog zu den Wohngebäuden angesetzt. Der mittlere Wärmebedarf der abgerissenen bzw. renovierten Gebäude liegt beim 1,3- bzw. 1,2-fachen des Mittelwerts über alle Gewerbeflächen. Die Abrissrate wird mit 1,5% der Nichtwohngebäude pro Jahr angenommen und bis 2050 konstant gehalten.

Der auf die Gesamtbevölkerung bezogene spezifische Nutzenergiebedarf für Warmwasser im Dienstleistungssektor wird für nahezu alle Länder der EU-27 gleich angenommen. Grundlage ist der für Deutschland ermittelte Wert von 0,14 MWh pro Jahr und Einwohner [Schlomann et al., 2011]. Einzige Ausnahme ist Rumänien, für das aufgrund des deutlich niedrigeren spezifischen Endenergiebedarfs des Dienstleistungssektors ein geringerer Wert angenommen wird. Beide Werte haben eine steigende Tendenz, wobei sich der Bedarf in den Nicht-EU-Ländern bis 2050 nahezu an jenen der EU-Länder angleicht. Im gesamteuropäischen Durchschnitt ist in diesem Zeitraum ein Anstieg des spezifischen Bedarfs von 0,14 MWh/a auf 0,19 MWh/a zu verzeichnen.

Die sich aus diesen Szenarioannahmen ergebende zukünftige Entwicklung des Nutzenergiebedarfs zur Wärmeherzeugung in den Haushalten und dem Dienstleistungssektor ist in Abbildung 2-5 dargestellt. Bezogen auf Gesamteuropa ergibt sich nahezu eine Halbierung des Verbrauchs. Diese Reduzierung findet schwerpunktmäßig in den OECD-Ländern statt. Die relative Abnahme fällt im Dienstleistungssektor stärker aus als in den Haushalten, in erster Linie bedingt durch die höhere Abrissquote und den weniger starken Anstieg beheizter Flächen.

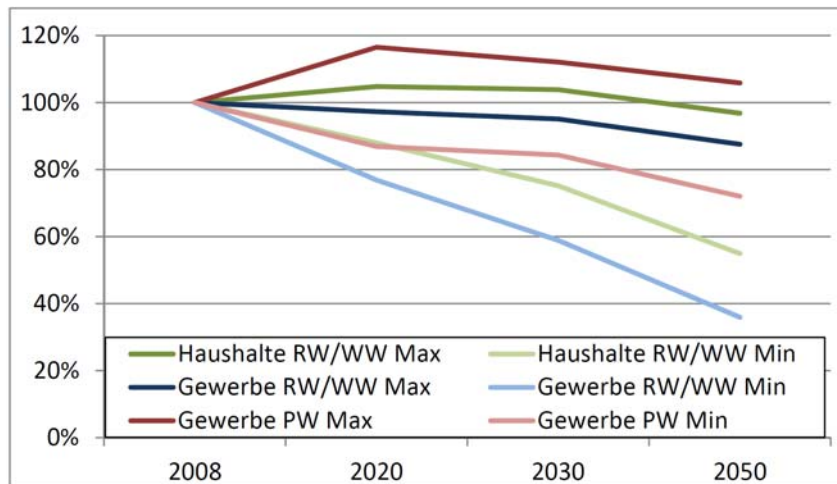


Abbildung 2-5: Entwicklung des Gesamtbedarfs an Nutzenergie für Raumwärme (RW), Warmwasserbereitung (WW) und Prozesswärme (PW) in Haushalten und GHD in den betrachteten Ländern (Spannweiten zwischen geringster und stärkster Abnahme bzw. Zunahme)

Der zukünftige Prozesswärmebedarf wird auf Grundlage der Entwicklung des Endenergiebedarfs und des Anteils der Prozesswärme daran abgeschätzt. Der Anteil des Prozesswärmebedarfs am Endenergiebedarf im Haushalts- und Dienstleistungs-Sektor in 2010 wird für alle Länder gleich angenommen und unter Verwendung von aktuellen Veröffentlichungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie [BMWi, 2012] zum Energieverbrauch in Deutschland berechnet. Die sich ergebenden Prozesswärmeanteile von 5 % in den Haushalten und 8 % im Dienstleistungssektor werden bis 2050 konstant gehalten. Der Endenergiebedarf in den Sektoren Haushalte und Dienstleistungen entwickelt sich entsprechend dem *Energy [R]evolution*-Szenario für EU27 [Teske et al., 2012]. Die dort für die „Other Sectors“ verzeichneten prozentualen Veränderungen im Vergleich zu 2009 werden als Entwicklungspfad übernommen, wobei zwischen den dort ebenso verwendeten Ländergruppen OECD-Europa² und Nicht-OECD-Europa (Eastern Europe/Eurasia) unterschieden wird.

Industrie (Bau, Bergbau und verarbeitendes Gewerbe)

Der Energieeinsatz in der Industrie unterscheidet sich wesentlich von jenem der anderen Verbrauchergruppen. Während der Bedarf an Raumwärme eine untergeordnete Rolle spielt, hat die Prozesswärme einen sehr großen Anteil am Endenergiebedarf. Da für die Untersuchung der industriellen KWK-Potenziale die Temperatur der zu erzeugenden Prozesswärme eine zentrale Rolle spielt, werden in der Untersuchung des Wärmebedarfs vier Temperaturniveaus unterschieden. Da die Energiebedarfstruktur zudem stark vom Industriezweig abhängt, wird der Wärmebedarf für die Bewertung der Einsatzzpotenziale von KWK-Eigenerzeugung und Wärmenetzversorgung separat für zwölf Branchen ermittelt. Deren Zusammensetzung ergibt sich aus dem Detailgrad der verwendeten Quellen und ist in Tabelle 2-10 zusammengefasst.

² Zu den OECD-Staaten gehören Belgien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Liechtenstein, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Schweden, Schweiz, Slowakische Republik, Slowenien, Spanien, Tschechische Republik, Ungarn und das Vereinigte Königreich. Zu den Nicht-OECD-Staaten zählen Bulgarien, Kroatien, Zypern, Lettland, Litauen, Malta und Rumänien.

Tabelle 2-10: Betrachtete Industriezweige in der Untersuchung der KWK-Potenziale

Branche	Enthaltene Produktionen
Metall	Metallerzeugung und -bearbeitung Herstellung von Metallerzeugnissen
Chemie	Herstellung von chemischen und pharmazeutischen Erzeugnissen Kokerei und Mineralölverarbeitung
Mineralien	Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden
Bergbau	Bergbau
Ernährung	Herstellung von Getränken, Nahrungs- und Futtermitteln, Tabakverarbeitung
Textil	Herstellung von Textilien, Bekleidung, Leder, Lederwaren und Schuhen
Papier/Druck	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus Herstellung von Druckerzeugnissen; Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern
Transport	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen Sonstiger Fahrzeugbau
Maschinen	Maschinenbau Herstellung von elektrischen Ausrüstungen Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen
Holz	Herstellung von Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne Möbel)
Bau	Baugewerbe
Andere	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren, Möbeln und sonstigen Waren

Auf Grundlage von [Schloman, Rohde, und Eichhammer, 2010] wird der Endenergiebedarf jeder dieser Branchen auf die verschiedenen Anwendungen, darunter Prozesswärme, Kühlung und mechanische Energie aufgeteilt. Darüber hinaus wird beim Prozesswärmebedarf zwischen den Temperaturniveaus unter 100°C, zwischen 100°C und 500°C, sowie über 500°C unterschieden [Frisch et al., 2013]. Gemäß Daten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie [BMW, 2012] wird für alle Länder vereinfachend angenommen, dass der Energieaufwand für die Warmwassererzeugung 10 % des summierten Bedarfs für Raumwärme und Warmwasser ausmacht. Tabelle 2-11 zeigt die resultierende Aufteilung des Endenergieeinsatzes in Deutschland nach Anwendungen und Prozesswärmertemperaturen. Da für andere Länder keine derartigen Daten vorliegen, wird die relative Aufteilung auf die europäischen Länder im Untersuchungsgebiet übertragen. Unter Berücksichtigung der Industriestruktur werden dann die Anteile der verschiedenen Wärmeanwendungen am Endenergiebedarf für jedes Land getrennt ermittelt. Aufgrund der jeweils unterschiedlichen Struktur des verarbeitenden Gewerbes ergeben sich zwischen den Ländern teils deutliche Unterschiede. So liegen beispielsweise die Anteile der Prozesswärme einer Temperatur im Bereich 100 bis 500°C am Endenergiebedarf zwischen 7,5 % auf Zypern und 33,4 % in Finnland.

Die mittlere Umwandlungseffizienz Nutzwärme zu Endenergie wird wiederum aus *Odyssee*-Daten zu den Brennstoffanteilen im industriellen Endenergieverbrauch und brennstoffspezifischen Annahmen der Jahresnutzungsgrade ermittelt. Die Jahresnutzungsgrade für industrielle Anwendungen liegen dabei teilweise höher als in den anderen Sektoren; für Öl werden 80 %, für Kohle und Biomasse 75 % angenommen. Damit wird der Tatsache Rechnung getragen, dass der Energieverbrauch in der Industrie ein oft bedeutender Kostenfaktor ist, was zu einer schnelleren Verbreitung effizienter Technologien führt. Zudem kann in größeren Anlagen oft ein höherer Wirkungsgrad erreicht werden. Abhängig von den eingesetzten Energieträgern ergeben sich mittlere Jahresnutzungsgrade zwischen 80 % und 95 %.

Tabelle 2-11: Endenergieeinsatz und Prozesswärmemetemperaturen in den verschiedenen Industriezweigen. Werte für Deutschland und das Jahr 2009

	Prozesswärme	Prozesswärmemetemperatur				Raumwärme, Warmwasser	Prozesskühlung	Klimatisierung	Beleuchtung	IKT	Mechanische Energie
		< 100 °C	100-500 °C	500-1000 °C	> 1000 °C						
Metall	80,4%	0,4%	1,4%	16,0%	62,6%	3,7%	0,0%	0,3%	0,8%	0,4%	14,6%
Chemie	67,5%	10,1%	15,7%	33,5%	8,2%	2,7%	1,4%	0,6%	0,4%	0,5%	27,0%
Mineralien	81,4%	1,1%	1,7%	25,6%	53,0%	2,3%	0,0%	0,2%	0,4%	0,3%	15,3%
Bergbau	60,0%	60,0%	0,0%	0,0%	0,0%	4,8%	0,0%	0,4%	0,9%	0,4%	33,5%
Ernährung	61,0%	27,4%	33,6%	0,0%	0,0%	10,9%	5,2%	1,4%	1,8%	1,5%	18,1%
Textil	34,7%	34,7%	0,0%	0,0%	0,0%	25,6%	0,0%	1,2%	4,8%	4,7%	29,1%
Papier/Druck	65,1%	11,2%	53,9%	0,0%	0,0%	2,2%	0,1%	0,5%	0,4%	0,3%	31,4%
Transport	24,3%	7,7%	5,8%	2,8%	8,0%	27,7%	0,0%	1,4%	4,8%	3,5%	38,2%
Maschinen	26,3%	8,2%	6,3%	3,3%	8,5%	32,0%	0,0%	1,7%	6,5%	6,4%	27,2%
Holz	34,7%	27,6%	7,0%	0,0%	0,0%	25,6%	0,0%	1,2%	4,8%	4,7%	29,1%
Bau	34,7%	34,7%	0,0%	0,0%	0,0%	25,6%	0,0%	1,2%	4,8%	4,7%	29,1%
Andere	41,7%	3,8%	12,7%	8,2%	17,0%	17,0%	0,0%	1,3%	3,2%	2,7%	34,1%

Die in Tabelle 2-11 aufgeführten Anteile werden auch auf den zukünftigen Endenergiebedarf in der Industrie angewendet. Für die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des Endenergiebedarfs im Bergbau und verarbeitenden Gewerbe insgesamt wird wiederum auf das *Energy [R]evolution* Szenario für EU27 [Teske et al., 2012] zurückgegriffen. Hier finden nun die prozentualen Veränderungen der Endenergienachfrage in der Industrie Verwendung. Die Umwandlungseffizienz steigt leicht an auf im Mittel 93 % in den OECD-Ländern und 89 % in den Nicht-OECD-Ländern. Bedingt durch die im *Energy [R]evolution*-Szenario abgebildete, nur geringfügige Abnahme des Endenergiebedarfs und gleichzeitige Effizienzsteigerung in der Umwandlung ergibt sich für die Nutzenergie in 2050 ein nahezu identischer Bedarf im Vergleich zu 2009. Der leichten Abnahme von 3 % in den OECD-Ländern steht eine Zunahme um 4 % in den Nicht-OECD-Ländern gegenüber. Der zunächst noch ansteigende Verbrauch beginnt ab 2020 bzw. 2030 langsam zu sinken. Die Anteile der Wärmeanwendungen am Gesamtbedarf werden konstant gehalten. Aus dieser konservativen Vorgehensweise resultiert, dass mögliche Effizienzverbesserungen und strukturelle Bedarfsänderungen in Produktionsprozessen unberücksichtigt bleiben.

Die Entwicklung des Endenergiebedarfs nach Wärme bis zum Jahr 2050, unterteilt nach Sektor und Anwendung für alle betrachteten Länder, lässt sich Abbildung 2-6 entnehmen. Der Bedarf der Landwirtschaft ist hier den Dienstleistungen zugeordnet, jener des Bergbaus und des Baugewerbes der Industrie.

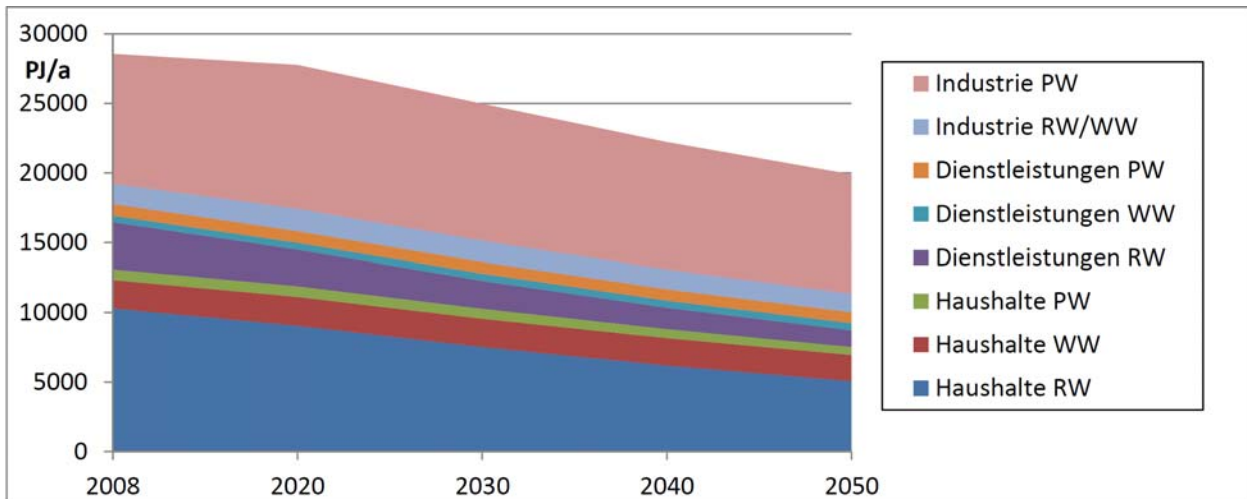


Abbildung 2-6: Entwicklung des Endenergiebedarfs nach Wärme unterteilt nach Anwendung und Sektor für alle betrachteten Länder Europas*)

*) RW = Raumwärme WW = Warmwasser PW = Prozesswärme

3 Technologien und Methoden des Lastausgleichs

Der Lastgang ist der zeitabhängige Leistungsbedarf im Stromnetz. Der Anteil der Last mit konstantem Verlauf wird als Grundlast bezeichnet. Als Mittellast wird der darüber liegende, statistisch planbar schwankende Lastanteil ohne schnelle Änderungen bezeichnet. Schwankungen mit hohen Gradienten werden als Spitzenlast bezeichnet.

Zur Lastdeckung werden in Abhängigkeit von ihren technischen Laständerungsgeschwindigkeiten und von ökonomischen Parametern unter anderem regelbare Kraftwerke eingesetzt:

- Kraftwerke mit hohen Investitionskosten und geringen Grenzkosten (z.B. Kohle-, Kern-, Laufwasser- und Geothermiekraftwerke) werden möglichst kontinuierlich betrieben und decken damit die sogenannte Grundlast. Sie erreichen typischerweise zwischen 6000 und 8000 Volllaststunden.
- Kraftwerke mit mittleren Investitionskosten und mittleren Grenzkosten folgen der über die Grundlast hinausgehenden Last nach einem statistisch festgelegten Fahrplan. Sie können ihre Leistung im Stundenbereich anpassen. Für schnelle Leistungsänderungen im Sekunden- oder Minutenbereich sind sie entweder technisch nicht geeignet (z.B. Steinkohlekraftwerke) oder ihre Auslegung lohnt sich für kurze Einsätze mit insgesamt geringer Volllaststundenzahl nicht (z.B. Gas-und-Dampf-Kraftwerke). Typische Auslastungen von Mittellastkraftwerken bewegen sich zwischen 2000 und 6000 Volllaststunden.
- Statistisch vorhersehbare Lastspitzen, z.B. zur Mittagszeit oder am frühen Abend, und unvorhergesehene kurzfristige Lastschwankungen werden mit Kraftwerken mit niedrigen Investitionskosten und dabei häufig höheren Grenzkosten gedeckt. Diese Kraftwerke müssen die technische Fähigkeit zu Leistungsänderungen im Sekunden- und Minutenbereich haben (z.B. Pumpspeicher-, Gasturbinen- oder Druckluftspeicherkraftwerke). Sie werden rechnerisch kumuliert typischerweise unter 2000 Stunden pro Jahr voll ausgelastet.

Technische und ökonomische Parameter der für diese Studie berücksichtigten Kraftwerkstypen sind im Anhang in Tabelle A-15 zusammengefasst.

Durch die vom natürlichen Energiedargebot abhängigen Stromerzeuger oder durch die mit nicht-elektrischem Verbrauch gekoppelten Stromerzeuger (z.B. Kraft-Wärme-Kopplung) werden zusätzliche Schwankungen im Netz verursacht. In diesem Fall kann die Last, die nach Abzug der Stromerzeugung dieser Anlagen verbleibt, als „Restlast“ oder „Residuallast“ bezeichnet werden. Im Vergleich zur ursprünglichen Last können sich Verschiebungen im Verhältnis von Grund-, Mittel- und Spitzenlast ergeben. Negative Residuallasten (Überschüsse) können auftreten. Analog zur Regelleistung, die zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen der Restlast von der vorhergesagten Restlast im Sekunden- bis Minutenbereich zum Einsatz kommt, kann für die Deckung des vorhergesagten Restlastverlaufs im Minuten- bis Stundenbereich positiver und negativer Lastausgleich eingeplant werden. Positiver Lastausgleichsbedarf besteht bei Leistungsdefizit im Netz. Er kann durch Erhöhung der einspeisenden Leistungen oder durch Absenken der Last gedeckt werden. Negativer Lastausgleich ist erforderlich bei Leistungsüberschuss; er kann durch ein Absenken der Erzeugung oder ein Zuschalten oder Erhöhen von Lasten gedeckt werden.

Neben den oben genannten regelbaren Kraftwerken zur Deckung von positivem Lastausgleichsbedarf können folgende Optionen zum zeitlichen oder räumlichen Lastausgleich eingesetzt werden:

- Flexible Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen
- Lastmanagement (inklusive Wärmepumpen und Elektromobilität)
- Energiespeicher
- Stromnetze

Das am DLR entwickelte Energiesystemmodell REMix wird für die Untersuchungen des Einsatzes dieser Optionen im Rahmen des Projekts weiterentwickelt. Dies betrifft vor allem Module zur Abbildung flexibler Kraft-Wärme-Kopplung, flexibler Wärmepumpen und von Lastmanagement sowohl für Deutschland als auch die betrachteten europäischen Länder. Bereits abgebildete Speichertechnologien wie Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher werden um Batterietechnologien ergänzt. Im Folgenden werden die betrachteten Technologien und eingesetzten Methoden zu ihrer Abbildung im Modell beschrieben, wobei der Schwerpunkt auf den neu in das Modell integrierten Verfahren liegt.

3.1 Einsatzpotenziale der Kraft-Wärme-Kopplung und Szenario der zukünftigen Wärmeversorgung

Neben den EE ist die KWK eine zentrale Säule der Energiewende. Deren im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme höherer Brennstoffnutzungsgrad ermöglicht die Einsparung von Energieträgern und die Vermeidung klimaschädlicher Emissionen. KWK-Anlagen unterschiedlicher Technologie und Größe kommen in Industriebetrieben, Nah- und Fernwärmenetzen, sowie einzelnen Wohn- und Gewerbegebäuden zum Einsatz. Diese Anlagen werden zurzeit nahezu ausschließlich wärmegeführt betrieben; ihre Erzeugung folgt demnach dem Wärmebedarf. Im Hinblick auf die Rolle der KWK in einem Energiesystem mit hohen Anteilen fluktuierender EE wird eine Umstellung auf einen stromgeführten Anlageneinsatz angestrebt. Dem entspricht eine Ausrichtung des Betriebs nach dem Strombedarf und folglich eine Entkopplung von Erzeugung und Nutzung der Wärme. Voraussetzung dafür ist die Verfügbarkeit eines thermischen Speichers. Eine weitere Flexibilisierung des Systems lässt sich prinzipiell durch Installation einer elektrischen Heizalternative – einer Wärmepumpe oder einem Direktheiz-er – realisieren. Diese kann dazu beitragen ein Abregeln erneuerbarer Erzeugungsanlagen in Zeiten, in denen deren Einspeisung den Bedarf übersteigt, zu reduzieren oder gar zu vermeiden, indem überschüssiger EE-Strom in Wärme umgewandelt und entweder direkt genutzt oder in einen Wärmespeicher eingespeist wird. Bedingt durch die mit der Speichergröße sinkenden relativen Wärmeverluste und die im Vergleich zur Industrie niedrigeren Temperaturen der für Raumwärme und Warmwasser ausgekoppelten Wärme erscheint die Ergänzung von KWK-Anlagen um thermische Speicher in erster Linie in Wärmenetzen attraktiv. Derartige Wärmespeicher sind technisch verfügbar und werden in verschiedenen Ländern Europas zunehmend zu einem integralen Bestandteil von Wärmenetzen. Dabei kommen zumeist drucklose oder druckbehaftete Wasserspeichertanks zum Einsatz, deren Hauptvorteil in der relativ einfachen, günstigen und am Markt etablierten Technologie liegen. In Schweden und Dänemark sind Speicher in der Regel so ausgelegt, dass sie die Spitzenlast des Wärmenetzes für etwa acht bis zwölf Stunden decken können. Die Funktion der Speicher reicht von der Bereitstellung des Spitzenbedarfs und der Reduzierung des KWK-Teillastbetriebs bis zur Abschaltung der KWK-

Anlage in Zeiten niedriger Strompreise. Letztere traten in der Vergangenheit zumeist nachts und am Wochenende auf, sind jedoch zunehmend mit den Einspeisespitzen der EE korreliert. Auch bei KWK-Anlagen und Wärmepumpen der Industrie- und Gebäudeversorgung können durch einen thermischen Speicher Auslegung und Einsatz optimiert werden.

Als eine wesentliche Grundlage für die Untersuchung des Einsatzes der flexibilisierten KWK-Anlagen mit dem REMix-Modell beschreiben die folgenden Abschnitte eine Abschätzung der KWK-Einsatzpotenziale, sowie die Ableitung eines Wärmeversorgungs-szenarios für Europa. Dabei wird – wie auch in den REMix-Rechnungen – der Fokus auf die Kopplung zwischen Strom- und Wärmemarkt gelegt, die Bereitstellung von Wärme durch andere Technologien wird hingegen nicht untersucht. Für die Festlegung von KWK-Potenzialen und Entwicklungspfaden kann mangels Datenverfügbarkeit nicht auf detaillierten strukturellen Informationen und einen bottom-up-Ansatz zurückgegriffen werden. Vielmehr wird im Folgenden ausgehend von statistischen Daten auf nationaler Ebene und detaillierteren sektoralen und räumlichen Informationen als Verteilparameter möglichst transparent ein systematischer Ansatz für eine Abschätzung entwickelt. Dieser Ansatz soll ein plausibles mögliches Bild von Entwicklungspotenzialen liefern, wobei aufgrund der Unsicherheiten bei den Eingangsdaten auch höhere oder niedrigere ökonomische und strukturelle Potenziale in der Zukunft denkbar bleiben. Während die KWK-Potenziale für alle Länder der EU-28, Norwegen und im Falle der Wärmenetze auch die Schweiz und Liechtenstein ermittelt werden, beschränkt sich die Ableitung der Wärmeversorgungs-szenarios auf die im Rahmen der REMix-Analyse betrachteten Länder.

3.1.1 Abschätzung der Wärmenetzpotenziale in Europa in räumlicher Auflösung

Die Abschätzung von räumlich aufgelösten KWK- und Wärmenetzpotenzialen in Europa stützt sich auf eine räumlich hoch aufgelöste Untersuchung der Wärmebedarfsdichte mit einem geographischen Informationssystem (siehe Abbildung 3-1). Dabei wird zunächst der heutige Raumwärme- und Warmwasserbedarf des Haushalts- und GHD-Sektors in jedem Land aus Statistikdaten [Enerdata Research Service, 2012] ermittelt und dann entsprechend der Bevölkerung und Wohn- bzw. Gewerbeflächen räumlich verteilt.

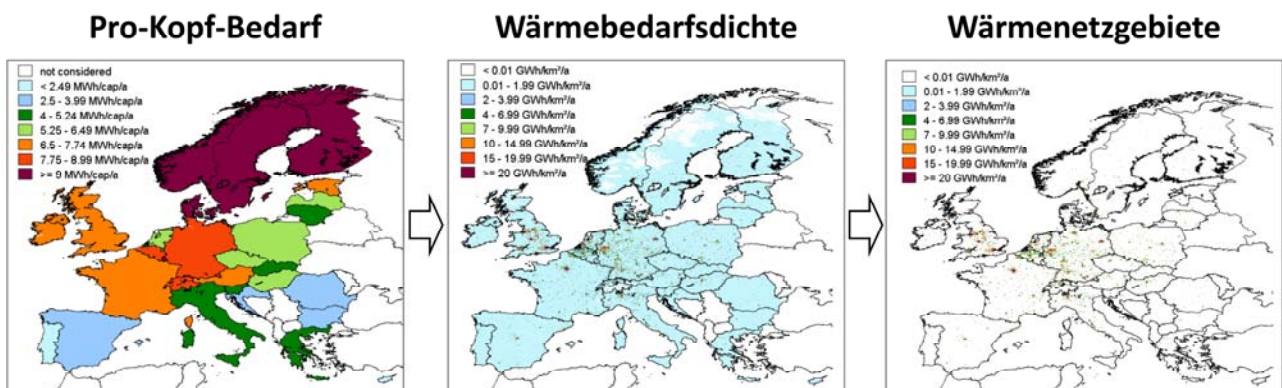


Abbildung 3-1: Vorgehensweise bei der Ermittlung der Wärmenetzpotenziale

Da die klimatischen Bedingungen auch innerhalb mancher europäischer Länder signifikante Unterschiede aufweisen, wird der einwohnerspezifische Bedarf eines Landes mit der mittleren

jährlichen Gradtagzahl jeder NUTS-2-Statistikregion³ gewichtet (zur regionalen Einteilung siehe [Eurostat, 2012a]). Damit sich im Landesmittel keine Abweichung des Bedarfs ergibt, müssen zudem die Bevölkerungsanteile jeder Region berücksichtigt werden. Um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass der einwohnerspezifische Raumwärmebedarf im Haushaltssektor von der jeweiligen Wohnsituation abhängt, erfolgt darüber hinaus eine Skalierung mit der Bevölkerungsdichte. Es wird abgeschätzt, dass in Städten aufgrund kleinerer Wohnflächen und anderer Gebäudestruktur ein um 20% geringerer Pro-Kopf-Bedarf an Raumwärme vorliegt [Sester et al., 2004; Eikmeier et al., 2005].

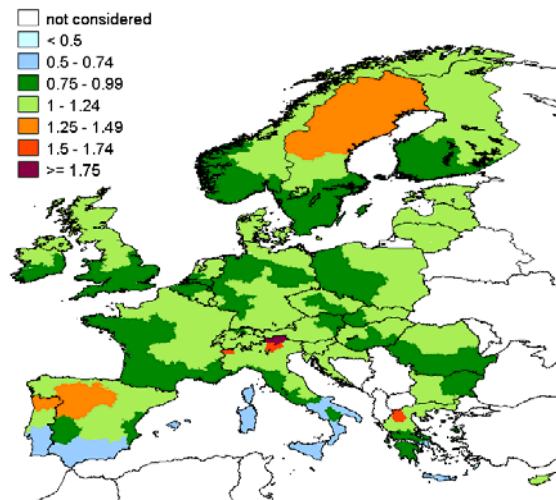


Abbildung 3-2: Pro-Kopf-Wärmebedarf in den NUTS-2-Regionen relativ zum Landesdurchschnitt (dimensionslos)

Den abschließenden Schritt bildet die Verteilung des Bedarfs innerhalb der Regionen auf Grundlage hoch aufgelöster GIS-Daten. Die räumliche Zuordnung des Bedarfs der Haushalte erfolgt entsprechend der Bevölkerungsverteilung. Dabei wird auf die Bevölkerungsstatistiken von Eurostat und eine vom *Joint Research Center* ermittelte GIS-Karte der Bevölkerungsdichte [Gallego, 2009] zurückgegriffen. Die Eurostat-Statistik beinhaltet die Bewohnerzahl jeder NUTS-3-Region aller untersuchten Länder. Innerhalb der Regionen werden die Einwohner gemäß des JRC-Rasters verteilt. Für den Bedarf des GHD-Sektors wird eine Verteilung entsprechend der Wohn- und Gewerbeflächen abgeschätzt. Der *Corine Land Cover*-Datensatz weist mit einer räumlichen Auflösung von 100 m x 100 m dem überwiegenden Teil der europäischen Landfläche einer von insgesamt 44 Landnutzungskategorien zu [EEA, 2010]. Diese enthalten neben Siedlungsgebieten unter anderem auch landwirtschaftliche Nutzung, Wald und Gewässer. Hier berücksichtigt werden die Kategorien *continuous urban fabric*, *discontinuous urban fabric* und *industrial or commercial units*. Der Wärmebedarf des GHD-Sektors wird gleichmäßig über alle Rasterzellen, die einer dieser Kategorien zugeordnet sind, verteilt. Die resultierende Wärmedichtekarte liegt in einer räumlichen Auflösung von etwa einem Quadratkilometer vor und erlaubt die Identifizierung von Gebieten hoher Bedarfsdichte.

Gemeinden, deren Wärmebedarfsdichte eine Mindestwärmebedarfsdichte von 4 GWh/km²/a überschreitet, werden aus der Wärmedichtekarte extrahiert. Der Wärmebedarf der so identifi-

³ NUTS: Nomenclature des unités territoriales statistiques, Systematik zur Identifizierung und Klassifizierung der räumlichen Bezugseinheiten der amtlichen Statistik in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union.

zierten Gemeinden wird als deren Wärmenetzpotenzial definiert und auf vier verschiedene Bedarfsklassen aufgeteilt. Diese summierten Potenziale liegen in vielen Ländern weit über der heute durch Wärmenetze bereitgestellten Energiemenge (siehe Abbildung 3-3). Das Ausbaupotenzial für Wärmenetze ist dabei nicht gleichmäßig auf alle Länder verteilt, sondern konzentriert sich auf Deutschland, Frankreich, das Vereinigte Königreich und die Benelux-Staaten. Im Gegensatz dazu liegen in anderen Ländern nur geringe oder sogar negative Ausbaupotenziale vor. Das heißt, dass dort die identifizierten Potenziale geringer sind, als die Wärmebereitstellung aus Wärmenetzen im Jahr 2005. Dies tritt in erster Linie in jenen Staaten Nord- und Osteuropas auf, in denen Wärmenetze bereits heute einen bedeutenden Anteil an der Versorgung haben, darunter Dänemark, Finnland und Schweden. Dass die Potenziale teilweise unter dem heutigen Ausbaugrad liegen, ergibt sich aus Einschränkungen in der verwendeten Methodik, die in [Gils, 2012] diskutiert werden. Diese wirken sich vor allem insofern aus, dass Nahwärmepotenziale kleiner Gemeinden systematisch unterschätzt werden. Der für Deutschland ermittelte mögliche Anteil der Wärmenetze an der Versorgung des Haushalts- und GHD-Sektors liegt bei etwa 60 % und somit der Größenordnung des heutigen Versorgungsanteils in Dänemark. In 2010 lag dieser in Deutschland bei etwa 15 %. Das ermittelte Potenzial hängt stark von der gewählten Mindestwärmebedarfsdichte ab. Unter anderen Annahmen wurden beispielsweise in [Gils, 2014] höhere Werte ermittelt. Dort wird auch die verwendete Methode im Detail diskutiert. Die hier vorgestellten Werte dienen in der Folge zur groben Abschätzung des Ausbaupotenzials von Wärmenetzen.

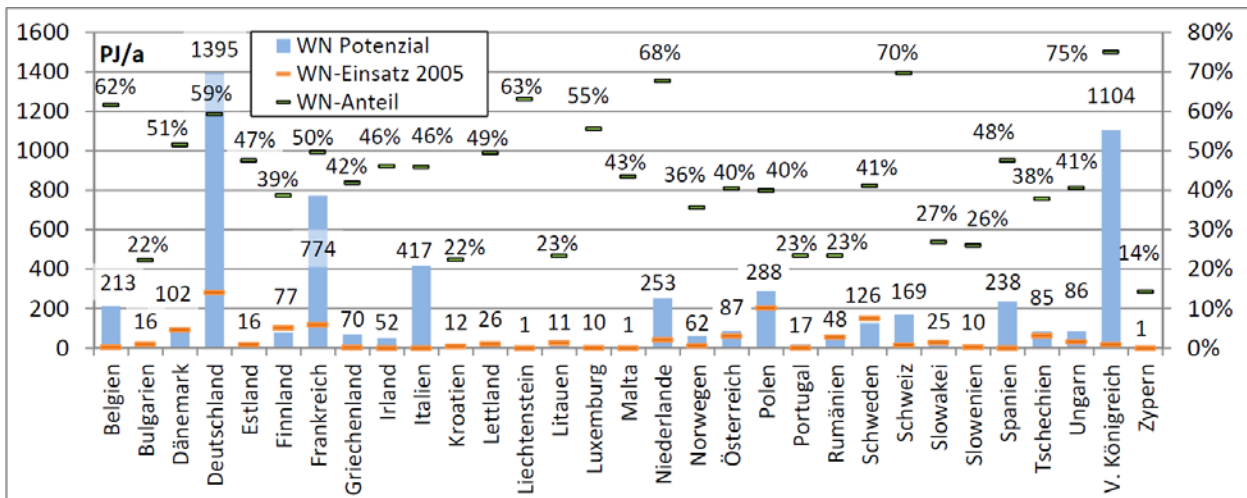


Abbildung 3-3: Wärmenetzpotenziale nach Ländern, als Absolutwert (blaue Balken) bzw. Versorgungsanteil (grüne Striche). In orange die Wärmebereitstellung aus Netzen 2005

Für die Bewertung des zukünftig möglichen Einsatzes der KWK werden die ermittelten Wärmenetzpotenziale mit dem in Abschnitt 2.2.2 vorgestellten Wärmebedarfsszenario verknüpft. Aus der Annahme eines langfristig deutlich sinkenden Wärmebedarfs resultiert, dass auch das absolute Wärmenetzpotenzial zukünftig zurückgeht. Es liegt jedoch weiterhin deutlich über der heute bereitgestellten netzgebundenen Wärme (Abbildung 3-4).

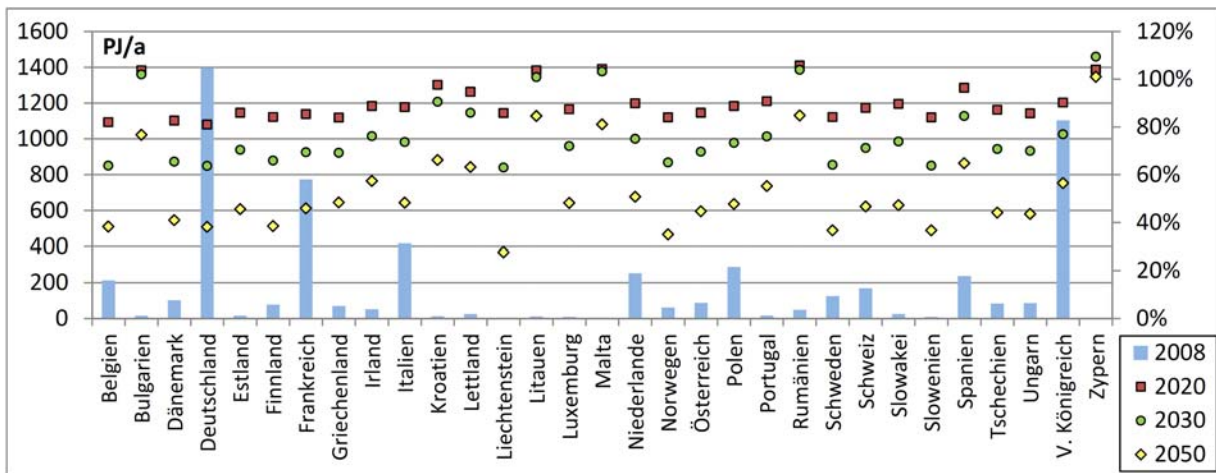


Abbildung 3-4: Wärmenetzpotenziale in den Szenariojahren 2020, 2030 und 2050, relativ zum Basisjahr 2008

3.1.2 Szenario für Wärmenetze, KWK und Wärmepumpen in der Wärmeversorgung von Haushalten und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Für die Bewertung des möglichen Lastausgleichs durch flexible KWK-Anlagen mit REMix wird die zukünftige Nutzung von Wärmenetzen für die Länder des Untersuchungsgebiets auf Grundlage der heutigen Bedeutung von Wärmenetzen und den ermittelten Ausbaupotenzialen abgeschätzt. In Dänemark, Schweden, Finnland liegt das berechnete Potenzial teilweise deutlich unter der heute vorliegenden Wärmebereitstellung aus Wärmenetzen, die jeweils über 40 % des Gesamtbedarfs ausmacht. Für diese Länder wird angenommen, dass der Wärmenetzanteil an der Bedarfsdeckung nur um 5 % bis 2050 ansteigt. Aufgrund des rückläufigen Bedarfs entwickelt sich dort folglich die Wärmebereitstellung aus Wärmenetzen negativ. In Polen, Österreich, sowie der Tschechischen und Slowakischen Republik liegen die Potenziale nah bei der heutigen Nutzung von Wärmenetzen, die jeweils etwa 30 % der benötigten Wärme bereitstellen. Für diese vier Länder wird davon ausgegangen, dass der Anteil der Wärmenetze an der Versorgung bis 2050 noch um 10% gesteigert werden kann. In allen weiteren Ländern sind die Wärmenetzpotenziale bei weitem nicht ausgeschöpft. Je nach den klimatischen Bedingungen werden unterschiedliche Zunahmen des Wärmenetzanteils angenommen. In den Mittelmeerranrainern Spanien, Italien und Portugal, in denen Wärmenetze heute fast überhaupt nicht vorkommen, wird von einem Wärmenetzanteil von 7,5 % in 2050 ausgegangen. Für die verbleibenden Länder des Untersuchungsgebietes (Belgien, Deutschland, Frankreich, Irland, Liechtenstein, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Schweiz, Ungarn und das Vereinigte Königreich) wird ein Anstieg des Wärmenetzanteils um 15 % bis 2050 angesetzt. Heute liegt dieser Anteil dort zwischen 0 % in Irland und knapp 15 % in Ungarn. Es wird für alle Länder vereinfachend angenommen, dass der Ausbau der Wärmenetze zur Hälfte bis 2030 und zur Hälfte bis 2050 erfolgt. Auf alle Länder des Untersuchungsgebietes bezogen steigt der Anteil der Wärmenetze an der Versorgung der Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) von 11,9 % in 2008 auf 23,6 % in 2050. Besonders hohe Zuwachsraten sind dabei in den Ländern angenommen, in denen heute nur eine sehr geringe Ausschöpfung des Potenzials vorliegt, darunter Belgien, Frankreich, Deutschland, Irland, Italien, Luxemburg, Norwegen, Portugal, Spanien, Schweiz und das Vereinigte Königreich. Bedingt durch den angenommenen starken Bedarfsrückgang geht mit dem Ausbau der Wärmenetze nur eine geringe Zunahme der insge-

samt bereitgestellten Wärmemenge einher. Diese steigt in der Summe von 1223 PJ in 2008 auf 1475 PJ in 2020, um dann wieder auf 1466 PJ in 2030 und 1414 PJ in 2050 zurückzugehen. Abbildung 3-5 zeigt für jedes Land im Untersuchungsgebiet die im Szenario angenommene Entwicklung der Wärmebereitstellung aus Wärmenetzen und die entsprechenden Anteile am Gesamtbedarf nach Nutzwärme bis 2050.

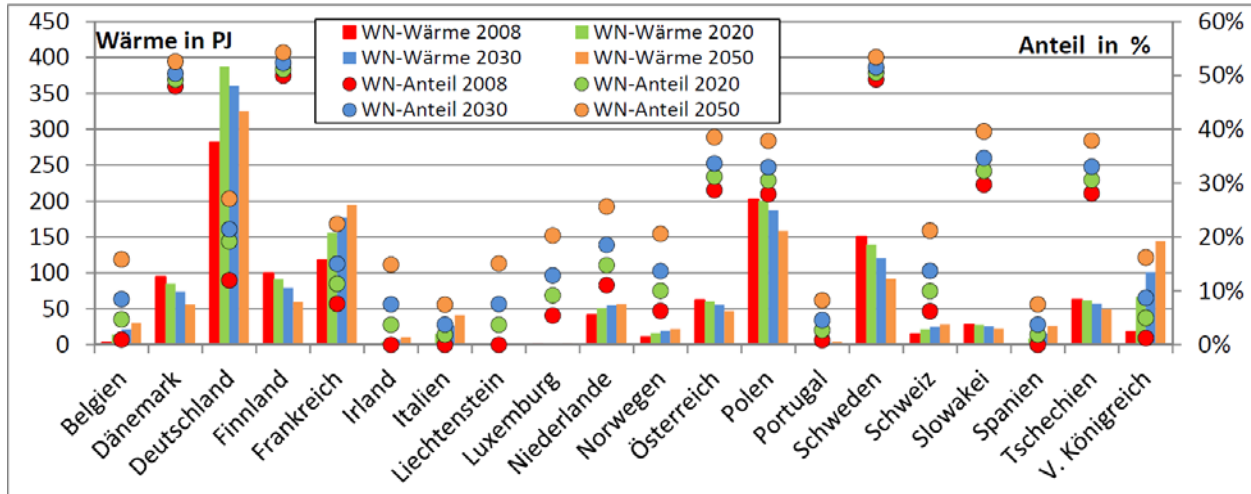


Abbildung 3-5: Szenario der Wärmebereitstellung aus Wärmenetzen und Anteil am Gesamtbedarf nach Nutzwärme in den Sektoren Haushalte und GHD

Auf Grundlage der ermittelten Wärmenetzpotenziale erfolgt eine Aufteilung der netzgebundenen Wärme auf verschiedene Anlagengrößen. Dabei wird unterschieden zwischen KWK-Anlagen einer elektrischen Leistung von 50 kW bis 1 MW (Nahwärme S), 1 bis 10 MW (Nahwärme M), 10 bis 50 MW (Fernwärme L) und größer als 50 MW (Fernwärme XL). Aufgrund der wesentlich höheren Anschlussleistungen erfolgt ein Großteil des Wärmeabsatzes in den Netzen mit Erzeugungsleistungen von über 10 MW. Durch den sinkenden Wärmeabsatz und den angenommenen Ausbau von Nahwärmenetzen nimmt deren Anteil an der Wärmeerzeugung bis 2050 jedoch kontinuierlich zu (siehe Abbildung 3-6).

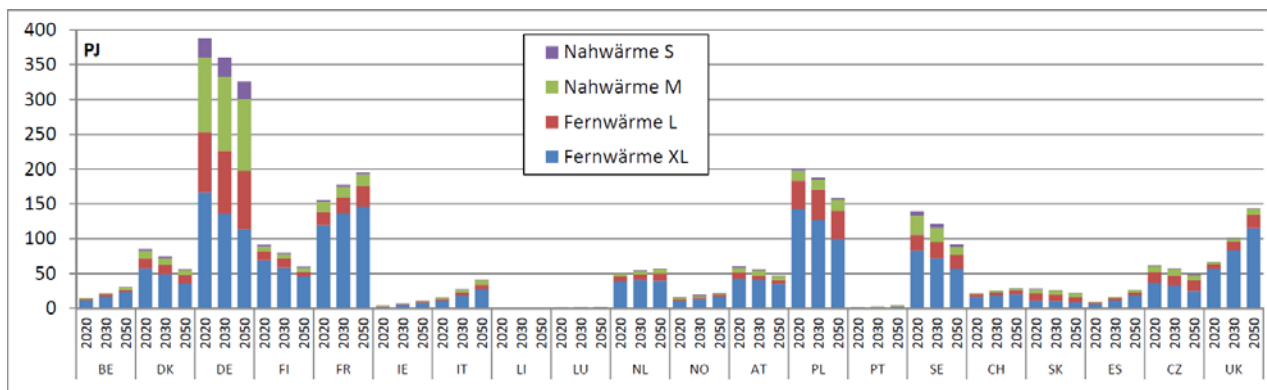


Abbildung 3-6: Szenario der Wärmebereitstellung aus Wärmenetzen in den Sektoren Haushalte und GHD, aufgeteilt nach Größenklassen der KWK-Anlage

Komplementär zur netzgebundenen Wärmeversorgung werden die zukünftigen Erzeugungsanteile der Wärmepumpen in einem Szenario abgeschätzt. Dabei werden Luft-Wasser-Wärmepumpen und Sole-Wasser-Wärmepumpen berücksichtigt. Die zukünftigen Anteile an der

Wärmeversorgung werden auf Grundlage der Wärmepumpenmarktdaten [EHPA, 2009, 2010, 2011; Koreneff et al., 2009; GZB 2010; FWS, 2012] der vergangenen Jahre, der zukünftigen Wärmenetznutzung und der klimatischen Verhältnisse für jedes Land abgeschätzt. Abbildung 3-7 zeigt die resultierenden Anteile der beiden berücksichtigten Wärmepumpentechnologien für jedes Land. Auf das gesamte Untersuchungsgebiet bezogen steuern Luft-Wasser-Wärmepumpen in 2050 knapp 12 % und Sole-Wasser-Wärmepumpen knapp 8 % der Wärmeversorgung im Szenario bei.

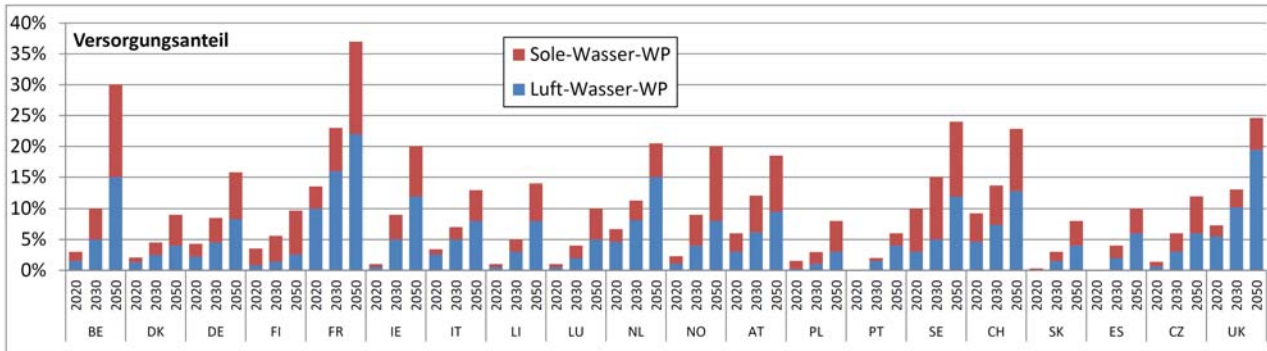


Abbildung 3-7: Szenario des Wärmepumpenanteils an der Wärmebereitstellung in den Sektoren Haushalte und GHD

Analog zu den Wärmepumpen wird für den zukünftigen Einsatz von kleinen Objekt-KWK mit elektrischen Leistungen von weniger als 50 kW ein Entwicklungspfad definiert. Es wird angenommen, dass auch deren Beitrag zur Wärmeversorgung in allen Ländern des Untersuchungsgebietes deutlich zunehmen kann. Hierbei wird das jeweilige Marktpotenzial in den Ländern ausgehend von dem in [Nitsch et al., 2012] skizzierten Entwicklungspfad für Deutschland abgeschätzt. Es wird hierzu für jedes Land und Szenariojahr der Anteil der Objekt-KWK-Anlagen am Gesamtwärmebedarf der Sektoren Haushalte und Dienstleistungen festgelegt. Dabei werden vier verschiedene Parameter berücksichtigt:

- Anteil der Haushalte, die weder mit netzgebundener Wärme, noch mit Wärmepumpen beheizt werden,
- Höhe des einwohnerspezifischen Nutzwärmebedarfs in den Haushalten,
- Verbreitung von Gasnetzen (abgeschätzt auf Grundlage des Erdgasanteils an der Bereitstellung von Wärme) und
- Anteil der Wohneinheiten in Mehrfamilienhäusern.

Diese Parameter werden für jedes Land aus statistischen Daten [Enerdata Research Service 2012] und Prämissen zu zukünftigen Veränderungen abgeleitet. Es wird davon ausgegangen, dass sich ein geringer Anteil an Wärmenetzen/Wärmepumpen, ein hoher spezifischer Bedarf, ein große Verbreitung von Gasnetzen und eine hoher Anteil an Mehrfamilienhäusern (MFH) positiv auf das Potenzial für Objekt-KWK auswirkt. Für jeden der vier Parameter wird eine numerische Bewertung entsprechend Tabelle 3-1 vorgenommen. Dem Anteil der Wohneinheiten in Mehrfamilienhäusern wird ein relativ geringer Einfluss auf die Nutzungsmöglichkeiten unterstellt, weswegen die Kennzahlen der anderen Parameter doppelt gewichtet werden. Die Kennzahlen aller vier Bewertungskriterien werden für jedes Land aufsummiert, und als Grundlage für die Zuordnung eines Objekt-KWK-Anteils bis 2050 verwendet. Dieser liegt je nach Land

zwischen 3 % und 8 %, bei einem auf das Untersuchungsgebiet bezogenen Mittelwert von 5,4 % (siehe Abbildung 3-8).

Tabelle 3-1: Festlegung der Bewertungsparameter zur Abschätzung des zukünftigen Objekt-KWK-Einsatzes

Bewertung	Nicht WN+WP-Anteil	Nutzwärmebedarf in Privathaushalten	MFH-Anteil	Gas-Anteil
	% Gesamtbedarf	MWh/a/Einwohner	% Wohneinheiten	% Gesamtendenergie
Sehr günstig (1)	> 85%	> 0,85	> 60%	> 55%
Günstig (2)	> 70%	> 0,70	> 45%	> 40%
Neutral (3)	> 55%	> 0,55	> 35%	> 25%
Ungünstig (4)	> 40%	> 0,40	> 25%	> 10%
Sehr ungünstig (5)	< 40%	< 0,40	< 25%	< 10%
Gewichtung	2	2	1	2

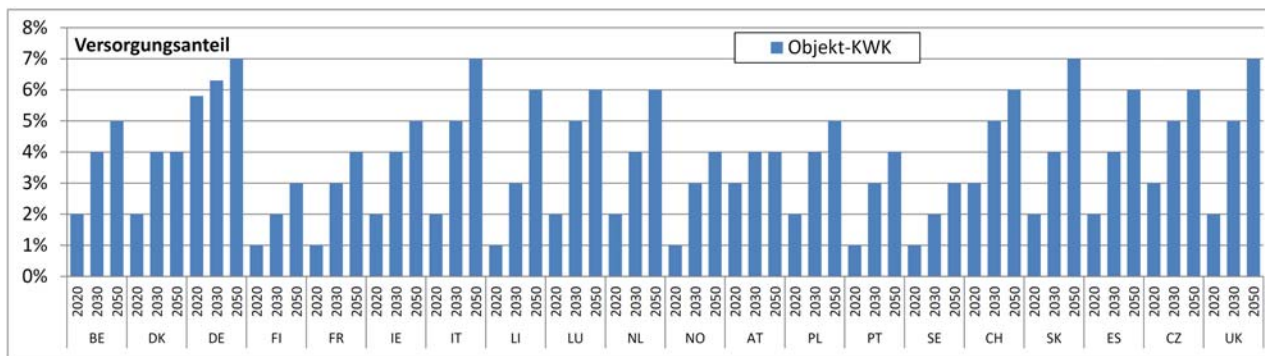


Abbildung 3-8: Angenommene Anteile der Objekt-KWK an der zukünftigen Wärmebereitstellung im Haushalts- und GHD-Sektor

In REMix wird im Rahmen dieser Untersuchung nur die Wärmebereitstellung durch Wärmenetze, Objekt-KWK und Wärmepumpen berücksichtigt. Die darüber hinausgehende Wärmeerzeugung ohne Kopplung zum Strommarkt wird nicht weiter betrachtet. Deren Anteil liegt im Jahr 2050 je nach Land zwischen 20 % und 82 % (siehe Abbildung 3-9).

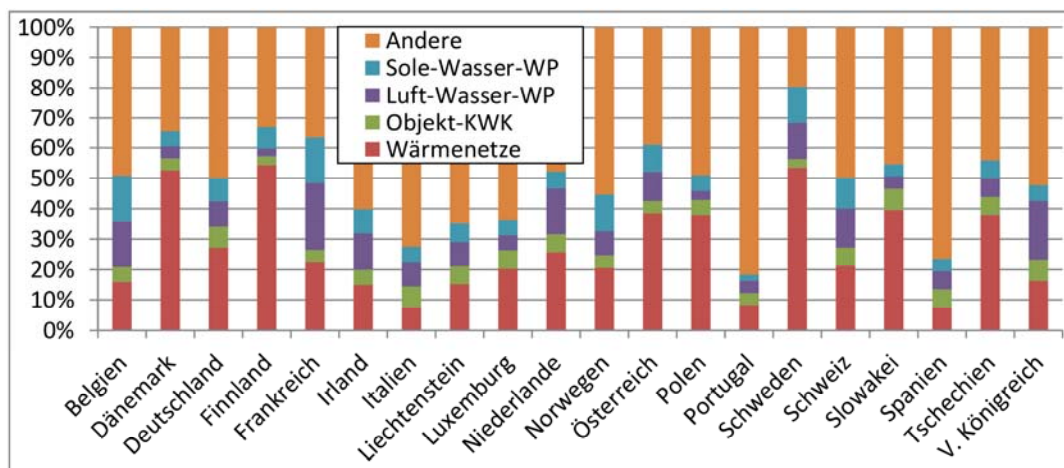


Abbildung 3-9: Szenario der Wärmebereitstellung im Haushalts- und GHD-Sektor im Jahr 2050

Gemäß den in Kapitel 2 vorgestellten Langfristszenarien verteilt sich die KWK-Erzeugung auf verschiedene Technologien, Anlagengrößen und Brennstoffe. Für jede der vier KWK-Größenklassen in Wärmenetzen wird eine Reihe von Anlagentypen betrachtet, auf die der entsprechende Versorgungsanteil aufgeteilt wird. Dabei werden die vorhandenen Biomasse-Potenziale sowie die heutige Anlagenstruktur öffentlicher KWK berücksichtigt. Es wird angenommen, dass neu zugebaute Wärmenetze ausschließlich mit Wärme aus EE und Erdgas versorgt werden. Je nach Potenzialverfügbarkeit kommt dabei auch Tiefengeothermie zum Einsatz. Aufgrund der zumeist niedrigen Temperaturen der in Mitteleuropa zugänglichen geothermischen Ressourcen wird für diese keine Kopplung zwischen Strom- und Wärmemarkt in Betracht gezogen, weshalb an dieser Stelle und im Modell REMix keine genauere Betrachtung dieser Wärmeerzeugung erfolgt. Es wird davon ausgegangen, dass für Heizwerk und Kraftwerk unabhängige Wärmeströme erschlossen werden. Die Berücksichtigung der geothermischen Stromerzeugung in den REMix-Simulationen bleibt davon unberührt. Tabelle A-12, Tabelle A-13 und Tabelle A-14 im Anhang zeigen die für die Jahre 2020, und 2050 berechneten, installierten Leistungen der verschiedenen Brennstoffe und KWK-Technologien. Die Werte beziehen sich dabei auf den KWK-Betrieb. Im Falle von Anlagen mit flexibler Dampfenahme kann die Stromerzeugung höher als hier angegeben liegen, entsprechend der Stromverlustkennzahl der Anlage (siehe Abschnitt 4.2). In Tabelle 3-2 ist die zeitliche Entwicklung der installierten KWK-Leistungen in den verschiedenen Versorgungssektoren, sowie des EE-Anteils zusammengefasst. Die teilweise gegenläufigen Entwicklungen ergeben sich aus den Annahmen zur Entwicklung von Wärmebedarf, KWK-Anteil und Brennstoffeinsatz und -verfügbarkeit.

Tabelle 3-2: Szenario der installierten KWK-Leistung in den unterschiedlichen Versorgungssystemen Fernwärme, Nahwärme und Gebäudeversorgung

Land	Fernwärme			Nahwärme			Objektversorgung			EE-Anteil		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Installierte Leistung in MW, elektrisch										%		
Belgien	434	464	553	195	366	580	136	243	251	33%	48%	61%
Dänemark	2100	918	277	1016	1461	1449	83	149	126	41%	72%	100%
Deutschland	11004	10384	10167	4660	4551	4191	2660	2688	2316	35%	36%	36%
Finnland	2118	790	264	1049	1494	1376	42	74	88	43%	77%	100%
Frankreich	7991	7920	9135	992	1528	1715	305	826	892	16%	24%	26%
Irland	123	125	246	49	120	187	46	88	95	35%	56%	55%
Italien	446	618	395	198	445	921	389	916	1082	33%	49%	78%
Liechtenstein	0,9	0,0	0,0	0,3	1,5	2,5	0,2	0,5	0,8	45%	73%	70%
Luxemburg	68	73	20	19	25	54	8	18	18	19%	30%	78%
Niederlande	1858	1762	1322	431	611	892	152	274	339	27%	37%	58%
Norwegen	186	250	238	496	605	716	55	148	162	85%	80%	89%
Österreich	2995	1952	1344	453	670	708	128	153	125	16%	33%	44%
Polen	8385	7863	4663	782	796	2408	358	653	653	16%	20%	50%
Portugal	42	39	16	19	38	76	12	34	41	39%	64%	88%
Schweden	1998	2000	698	2379	2036	1889	59	108	129	63%	65%	100%
Schweiz	675	818	224	325	371	682	167	245	240	44%	46%	100%
Slowakei	717	256	397	596	671	1440	75	142	249	9%	25%	67%
Spanien	364	461	238	152	336	760	278	538	715	31%	51%	75%
Tschechien	2100	1277	728	359	755	975	147	221	216	24%	55%	83%
V. Königreich	2227	2481	4178	744	1425	1957	606	1359	1576	36%	50%	47%

Im Falle eines rein wärmegeführten Betriebs der KWK-Anlagen werden bei den Simulationen mit dem Modell REMix keine weiteren Versorgungskomponenten berücksichtigt. Wird hingegen ein stromgeführter Betrieb betrachtet, erfolgt eine Ergänzung der KWK-Anlagen um weitere Erzeugungstechnologien. Dabei kommen neben konventionellen Spitzenlastkesseln auch thermische Speicher, Solarwärmekollektoren und elektrische Boiler zum Einsatz. Der Fokus der KWK-Flexibilisierung liegt dabei auf Erdgas-, Biogas- und Biomasse-gefeuerten Anlagen. Ob und in welchem Umfang den KWK-Anlagen weitere Komponenten zugeordnet werden ist in Tabelle 3-3 aufgeführt. Die Auslegung der Boiler und Wärmespeicher wird dabei relativ zur Jahresspitzenlast angegeben, jene der Solarthermieranlagen relativ zur Jahresminimallast. Es wird angenommen, dass Wärmespeicher, Solarthermie und elektrische Heizer in späteren Szenariojahren zunehmend zur Verfügung stehen.

Tabelle 3-3: Auslegung der KWK-Wärmeversorgungssysteme in Haushalts- und GHD-Sektor

Anlagenkomponente		Fernwärme_XL		Fernwärme_L		Nahwärme_M/S		Objekt-KWK			
		Braunkohle-DT-HKW	Steinkohle-DT-HKW	Gas-Entnahme-GuD	Müll-DT-HKW	Gas-Gegendruck-GuD	Biomasse-DT-HKW	Biogas-BHKW	Erdgas-BHKW	Biogas-Mikro-BHKW	Erdgas-Mikro-BHKW
Installierte thermische Leistung, relativ zur Jahresspitzenlast ^a											
2020	KWK-Anlage	0,6	0,6	0,6	1,15	0,5	0,5	0,6	0,6	0,5	0,5
	Spitzenlastkessel	0,6	0,6	0,6	n.v.	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
	Wärmespeicher	6	6	6	n.v.	6	6	6	6	5	5
	Elektrischer Kessel	0,1	0,1	0,1	n.v.	0,1	0,1	0,1	0,1	n.v.	n.v.
	Solarthermieranlage	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	0,25	0,25	0,25	n.v.	n.v.
2030	KWK-Anlage	0,6	0,6	0,6	1,15	0,5	0,5	0,6	0,6	0,5	0,5
	Spitzenlastkessel	0,6	0,6	0,6	n.v.	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
	Wärmespeicher	10	10	10	n.v.	10	10	10	10	6	6
	Elektrischer Kessel	0,15	0,15	0,15	n.v.	0,15	0,15	0,15	0,15	n.v.	n.v.
	Solarthermieranlage	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	1,5	1,5	1,5	n.v.	n.v.
2050	KWK-Anlage	0,6	0,6	0,6	1,15	0,5	0,5	0,6	0,6	0,5	0,5
	Spitzenlastkessel	0,6	0,6	0,6	n.v.	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
	Wärmespeicher	12	12	12	n.v.	12	12	12	12	7	7
	Elektrischer Kessel	0,3	0,3	0,3	n.v.	0,3	0,3	0,3	0,3	n.v.	n.v.
	Solarthermieranlage	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	3	3	3	n.v.	n.v.

^a Im Falle der Solarthermie relativ zur Jahresminimallast

DT = Dampfturbine HKW = Heizkraftwerk BHKW = Blockheizkraftwerk

Auch für die gemäß dem vorgestellten Szenario zukünftig zur Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme eingesetzten Wärmepumpen wird die Verfügbarkeit eines thermischen Speichers angenommen. Dieser ermöglicht die zeitliche Entkopplung der Erzeugung und Nutzung von Wärme, und somit eine Flexibilisierung des Wärmepumpenstromverbrauchs. Die mittlere Größe der Wärmespeicher wird dabei, wie auch bei den KWK-Anlagen, mit der Zeit zunehmend angenommen. Die mittlere Speicherdauer nimmt bei Anlagen in Haushalten und GHD von drei Stunden der Spitzenlast in 2020 auf vier Stunden in 2030 und fünf Stunden in 2050 zu. Für

industrielle Wärmepumpen wird eine um jeweils eine Stunde geringere Auslegung angesetzt. Für die Deckung der Spitzenlast verfügen alle Wärmepumpen weiterhin über einen elektrischen Heizstab. Dessen Leistung entspricht 35 % der Spitzenlast bei kleinen und 25 % bei großen Wärmepumpen. Die unterschiedliche Auslegung ergibt sich aus den Annahmen zur Wärmepumpendimensionierung: diese wird mit 75 % der Spitzenlast bei Luft-Wasser-Wärmepumpen, 70 % bei Sole-Wasser-Wärmepumpen und 80 % bei industriellen Wärmepumpen angesetzt.

3.1.3 Abschätzung der Potenziale industrieller KWK-Nutzung

Aufgrund der abweichenden Wärmeanforderungen und Bedarfsprofile wird die industrielle KWK im REMix-Modell getrennt von der Wärmenetz-KWK betrachtet. Die REMix-Untersuchungen stützen sich dabei auf eine separate Bewertung der industriellen KWK-Potenziale. In diese fließen neben dem Gesamtenergiebedarf und der Bedarfsstruktur auch die Unternehmens- und Beschäftigtenzahlen verschiedener Industriezweige ein. Da die benötigten Beschäftigungsstatistiken nur für die EU-27-Länder und Norwegen zur Verfügung standen, konnten für die Schweiz keine Werte ermittelt werden. Das in Abschnitt 3.1.4 vorgestellte Szenario der industriellen Wärmeversorgung in der Schweiz stützt sich deswegen auf die für die EU-Länder berechneten KWK-Anteile.

Bei der Ermittlung der industriellen KWK-Potenziale wird der gesamte Wärmebedarf mit Temperaturen von unter 500°C berücksichtigt und angenommen, dass dieser prinzipiell durch KWK bereitgestellt werden kann. Unter diesen Bedarf fällt neben Raumwärme und Warmwasser auch ein bedeutender Anteil des Prozesswärmebedarfs. Dieser Anteil ist, bedingt durch die unterschiedliche Industriestruktur und die charakteristischen Wärmebedarfe jeder Branche, in jedem Land verschieden. Mit welchen Technologien der Wärmebedarf über 500°C gedeckt wird, ist nicht Bestandteil der Untersuchung. Wie der Bedarf wird auch das Potenzial der industriellen Eigenerzeugung separat für elf verschiedene Branchen ermittelt (siehe Tabelle 2-10).

Tabelle 3-4: Angenommene Abwärme- und Spitzenkesselanteile in der Versorgung des Nieder- und Mitteltemperaturwärmebedarfs

Industriebranche	Abwärmeanteil am Gesamtbedarf			Boileranteil an Eigenversorgung	
	Raumwärme	Prozesswärme		Raumwärme	Prozess-
	Warmwasser	< 100°C	100-500°C	Warmwasser	wärme
Metall	100%	100%	100%	0%	0%
Chemie	30%	30%	20%	10%	15%
Mineralien	100%	100%	100%	0%	0%
Bergbau	0%	0%	0%	20%	25%
Ernährung	0%	0%	0%	20%	25%
Textil	0%	0%	0%	20%	25%
Papier/Druck	0%	0%	0%	20%	25%
Transport	15%	15%	10%	15%	20%
Maschinen	15%	15%	10%	15%	20%
Holz	15%	15%	10%	15%	20%
Bau	0%	0%	0%	20%	25%
Andere	30%	30%	20%	15%	20%

Abwärme aus industriellen Hochtemperaturprozessen kann in vielen Fällen wiedergewonnen und in Anwendungen mit geringerer Temperatur eingesetzt werden [Müller et al., 2004; Horn et

al., 2007]. Für Industriezweige mit Bedarf an Prozesswärme mit Temperaturen von über 500°C wird angenommen, dass ein gewisser Teil des Bedarfs bei geringeren Temperaturen durch Abwärmenutzung gedeckt werden kann. Wie groß dieser ausfällt, ergibt sich aus dem Verhältnis der beiden Bedarfswerte. Es wird implizit angenommen, dass der Abwärmestrom zeitlich mit dem Bedarf zusammenfällt. Durch die Abwärmenutzung sinkt der in REMix eingehende Wärmebedarf in der Industrie. Die Annahmen, zu welchen Anteilen der Bedarf an Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme jeweils aus Abwärme gedeckt werden kann, sind in Tabelle 3-4 zusammengefasst.

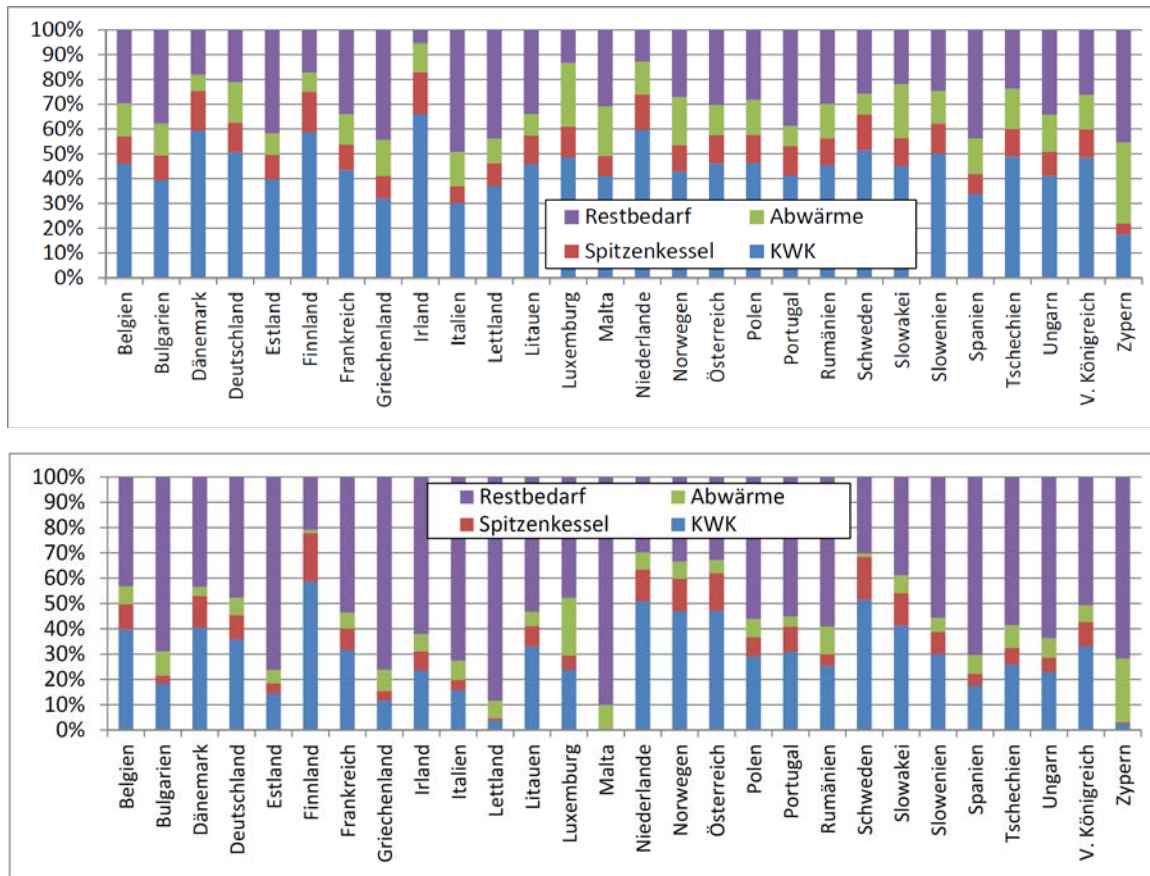


Abbildung 3-10: Berechnete Potenziale industrieller Abwärmenutzung, sowie Eigenenerzeugung in KWK und Spitzenlastkesseln, unterteilt nach Wärmebedarf bei Temperaturen unter 100°C (oben) bzw. zwischen 100°C und 500°C (unten)

Ausgehend vom nicht aus Abwärme gedeckten Bedarf wird das Potenzial industrieller Eigenenerzeugung berechnet. Dies erfolgt getrennt für vier Anlagengrößenklassen, sowie Temperaturen über und unter 100°C. In die Untersuchung fließt auch die heutige Industriestruktur jedes Landes gemäß Eurostat-Statistiken mit ein [Eurostat, 2011b]. Diese erlauben die Abschätzung des Wärmebedarfs pro Unternehmen für drei unterschiedliche Unternehmensgrößenklassen von weniger als 50 Mitarbeitern (1), 50-250 Mitarbeitern (2), sowie mehr als 250 Mitarbeitern (3). Es wird angenommen, dass ein Potenzial für Eigenenerzeugung nur dort vorliegt, wo eine KWK-Anlage von mindestens 50 kW elektrischer Leistung installiert werden kann. Falls auch ein Bedarf nach Prozesswärme mit Temperaturen von über 100°C vorliegt, liegt diese Untergrenze bei 1 MW. Die Anlagenleistung wird dabei unter der Annahme jährlicher Volllaststunden und Stromkennzahlen aus dem Wärmebedarf abgeleitet. Liegt die so aus dem mittleren Bedarf der Unternehmen einer bestimmten Größenklasse eines Landes ermittelte Leistung unter den

angesetzten Mindestwerten, so ist angenommen, dass eine Eigenerzeugung nicht erfolgen kann. Eine Deckung des Wärmebedarfs über ein Wärmenetz, entweder der Fernwärmeversorgung oder im Verbund mit anderen industriellen Verbrauchern, wird aber als prinzipiell möglich angenommen.

Im nächsten Schritt werden wiederum für die Szenariojahre die Potenziale der KWK auf Grundlage des verwendeten Wärmebedarfsszenarios berechnet. Dabei bleiben mögliche Veränderungen in der Industriestruktur unberücksichtigt. Dies betrifft sowohl die Verteilung des Wärmebedarfs auf die verschiedenen Branchen, als auch die Anzahl und Größe der Unternehmen in jedem Land. Zukünftig könnten auch Veränderungen bei der Verteilung des Wärmebedarfs auf die betrachteten Temperaturbereiche auftreten. In der Konsequenz steigt bzw. sinkt der mittlere Bedarf in jedem Unternehmen entsprechend dem Szenario des Gesamtbedarfs. Eine über- bzw. unterproportionale Veränderung des KWK-Potenzials kann sich jedoch aufgrund der verwendeten Mindestwärmebedarfsgrenze für eine Eigenerzeugung ergeben.

Grundlage der räumlichen Verteilung des industriellen Wärmebedarfs und KWK-Einsatzes sind Beschäftigungsstatistiken von Eurostat [Eurostat, 2012b, 2012c]. Diese weisen die Angestellten in der Gesamtindustrie für jede NUTS-3-Region, und die Angestellten der einzelnen Industriezweige für jede NUTS-2-Region aus. Auf dieser Grundlage werden die Beschäftigungsanteile jeder NUTS-3-Region am nationalen Wert bestimmt. Als Beispiel ist der industrielle Wärmebedarf jeder NUTS-3-Region in Abbildung 3-11 dargestellt. Gebiete mit hoher Industrieproduktion, z.B. im Süden und Westen Deutschlands, Norditalien oder dem Umland von Paris sind darin klar erkennbar.

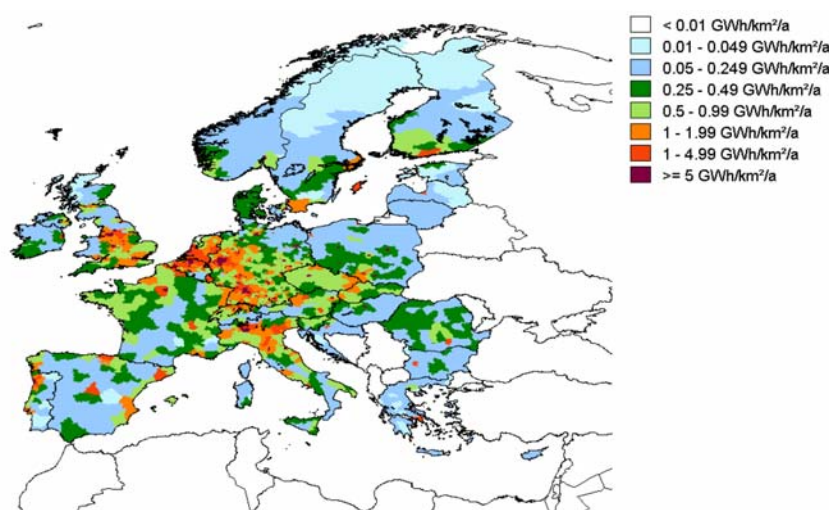


Abbildung 3-11: Industrielle Wärmebedarfsdichte (Endenergie), in GWh/km²/a

3.1.4 Szenario für Wärmenetze, KWK und Wärmepumpen in der Wärmeversorgung industrieller Verbraucher

Auf der Basis der Potenzialabschätzung industrieller KWK wird für die Länder des REMix-Untersuchungsgebiets ein Wärmeversorgungsszenario entwickelt. Dabei werden für die Bereitstellung industrieller Wärme neben der bereits in die Ermittlung des Eigenerzeugungspotenzials eingeflossenen Abwärmenutzung die Optionen der KWK-Eigenerzeugung, des Anschlusses an ein Wärmenetz, sowie des Einsatzes von Wärmepumpen berücksichtigt. Für jedes Land und Szenariojahr werden vier Werte abgeschätzt:

- Die Ausschöpfung des Eigenerzeugungs-KWK-Potenzials für die Bereitstellung von Prozesswärme mit Temperaturen von über 100°C.
- Die Ausschöpfung des KWK-Potenzials für die Bereitstellung von Prozesswärme mit Temperaturen von unter 100°C, unterteilt nach Eigenerzeugung und Wärmenetzen. Diese Aufteilung wird für jedes Land separat abgeschätzt, je nach der dort vorliegenden Nutzung von Wärmenetzen.
- Die Bereitstellung von Wärme < 100°C aus Wärmenetzen für Unternehmen, deren Wärmebedarf zu gering für eine Eigenerzeugung ist.
- Die Bereitstellung von Wärme > 100°C aus Dampfnetzen für Unternehmen, deren Wärmebedarf zu gering für eine Eigenerzeugung ist.

Für das Jahr 2050 wird für alle Länder des Untersuchungsgebiets von einer 80%igen Ausschöpfung des KWK-Potenzials für Wärme zwischen 100 und 500°C ausgegangen. Da die Wirtschaftlichkeit der Bereitstellung von KWK-Wärme bei Temperaturen von über etwa 350°C nicht immer gewährleistet ist ([Nitsch et al., 2012]), wird keine vollständige Ausschöpfung erreicht. In welchem Ausmaße das Potenzial in den vorherigen Szenariojahren genutzt wird, wird von der heutigen KWK-Nutzung in der Industrie jedes Landes abhängig gemacht.

Für den Wärmebedarf bei Temperaturen von unter 100°C wird angenommen, dass dieser in allen Unternehmen mit ausreichendem Bedarf für eine Eigenerzeugung bis 2050 entweder durch eine KWK-Anlage vor Ort oder über ein Wärmenetz bereitgestellt wird. Wie hoch der Anteil der Wärmenetze ist, wird dabei für jedes Land auf Grundlage der heutigen Bedeutung von Wärmenetzen abgeschätzt. Ob und in welchem Umfang darüber hinaus ein Anschluss von Unternehmen mit einem Wärmebedarf unter dem festgelegten Mindestwert an Wärmenetze erfolgt, wird ebenfalls auf Grundlage des heutigen Ausbaugrades von Wärmenetzen abgeschätzt.

Um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass das ermittelte Potenzial für die KWK-Eigenerzeugung in einigen Ländern, darunter vor allem Spanien und Italien, aufgrund der verwendeten Methode der Berechnung mittlerer Bedarfswerte pro Unternehmen deutlich geringer ausfällt, als die für 2007 statistisch erfasste KWK-Wärme, werden in diesen Ländern die Wärmenetzanteile für die Industrie so hoch angenommen, dass eine Übereinstimmung der gesamten KWK-Erzeugung mit der Statistik erreicht wird.

Die Charakteristika der KWK-Technologien hängen einerseits von der Anlagengröße und andererseits vom Temperaturbedarf ab. An dieser Stelle muss auf modelltechnischen Gründen eine weitere Vereinfachung erfolgen. Die Bereitstellung von Prozesswärme unterschiedlicher Temperatur innerhalb eines Unternehmens wird auf zwei Anlagen aufgeteilt, von denen die eine Prozesswärme mit Temperaturen von unter 100°C und die andere mit über 100°C erzeugt. Weil mit der Auskopplung höherwertiger Wärme ein Stromverlust einhergeht, wird für letztere eine geringere Stromkennzahl angenommen. In der Praxis käme nur eine KWK-Anlage zum Einsatz, wobei deren Stromkennzahl dann zwischen den beiden hier verwendeten spezifischen Werten liegt.

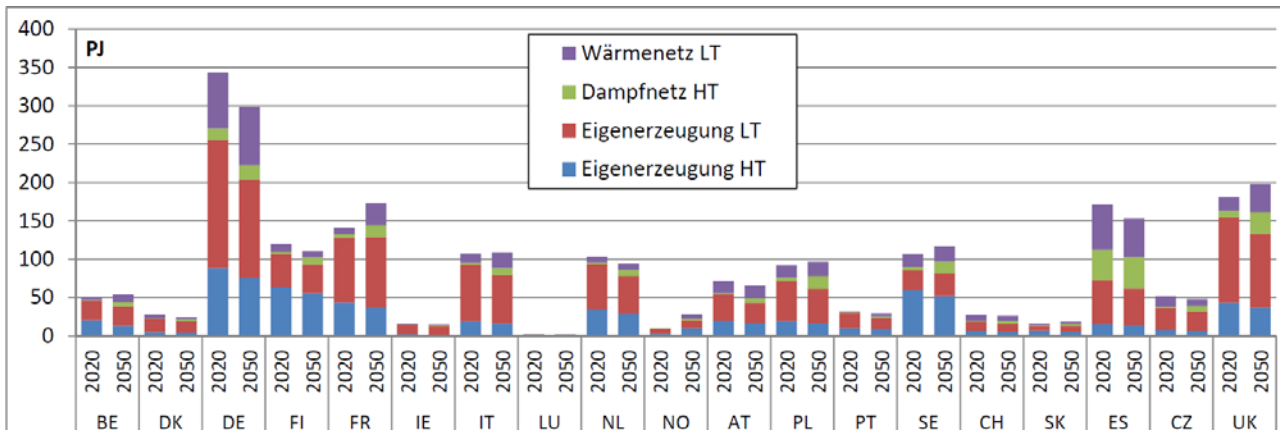


Abbildung 3-12: Szenario der Wärmebereitstellung in der Industrie aus Eigenerzeugung, sowie Wärme- und Dampfnetzen

Wärme, die nicht von KWK-Systemen oder Wärmenetzen bereitgestellt wird, kann unter anderem in Wärmepumpen erzeugt werden. Es wird angenommen, dass diese zukünftig auch einen zunehmenden Beitrag zur Wärmeversorgung der Industrie leisten. Wie hoch dieser eingeschätzt werden kann, hängt vom Klima und dem ermittelten Wärmenetzanteil ab. Wärmepumpen eignen sich nur zur Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme von Temperaturen bis etwa 70°C. Für Wärmepumpen wird angenommen, dass bis 2050 je nach Land ein Bedarfsanteil zwischen nur 1 % und 5 % gedeckt werden kann. Höhere Werte werden dort angenommen, wo der Wärmenetzanteil gering ist. Für die Szenarienjahre 2020 und 2030 werden jeweils feste Anteile am bis 2050 erreichten Ausbaugrad angenommen. Diese orientieren sich an den bisherigen Bemühungen der verschiedenen Länder Europas zum Ausbau erneuerbarer Energien im Wärmesektor. Alle Wärmeerzeugung, die nicht in KWK-Systemen oder Wärmepumpen erfolgt, wird bei den REMix-Simulationen nicht berücksichtigt.

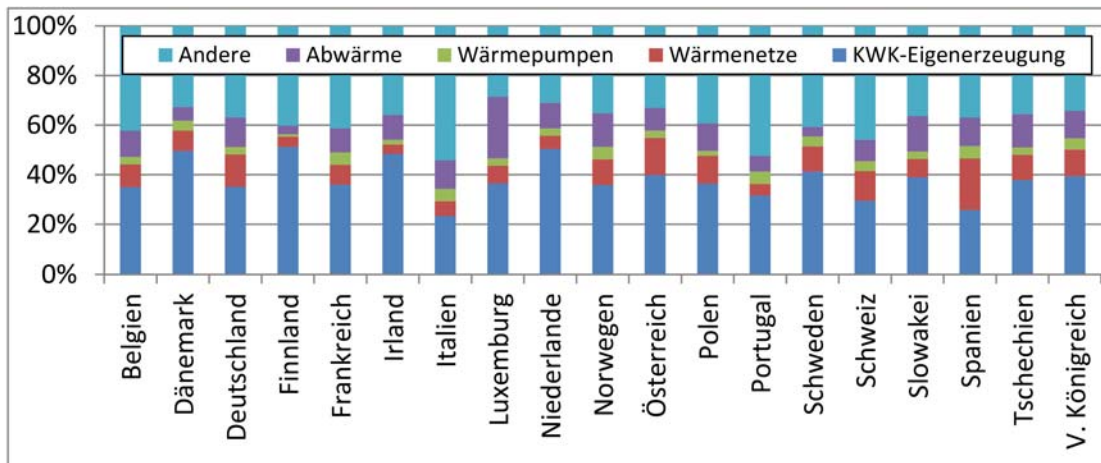


Abbildung 3-13: Anteile der verschiedenen Wärmeerzeugungstechnologien an der Bereitstellung des industriellen Wärmebedarfs mit Temperaturen unter 500 °C

Die KWK-Wärmebereitstellung für industrielle Verbraucher wird auf verschiedene Technologien und Brennstoffe aufgeteilt. In die Ableitung des KWK-Szenarios fließt dabei neben der heutigen industriellen KWK-Nutzung auch die Aufteilung auf die Temperaturniveaus, sowie das Biomasse-Nutzungspotenzial ein. Die in Kapitel 2 festgelegten Kraftwerksleistungen aus den Gesamt-szenarien werden als Obergrenzen der summierten KWK-Leistungen berücksichtigt. Es werden

insgesamt fünf industrielle KWK-Anlagentypen definiert, darunter Braunkohle-, Steinkohle- und Biomasse-gefeuerte Dampfturbinen, Gasturbinen und Erdgas-BHKWs. Tabelle 3-5 zeigt das resultierende Szenario der installierten, elektrischen Leistung von 2020 bis 2050 für alle Länder und KWK-Technologien. Wie die Wärmenetz- und Gebäude-KWK ist diese charakterisiert durch einen deutlichen Rückgang der Kohle- und Erdgasnutzung bei gleichzeitigem Ausbau des Biomasseeinsatzes.

Tabelle 3-5: Szenario der Entwicklung der elektrischen Leistung industrieller KWK-Anlagen

Land	Braunkohle-DT			Steinkohle-DT			Biomasse-DT			Gasturbinen			Erdgas-BHKW		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Installierte Leistung in MW, elektrisch															
Belgien	0	0	0	23	24	0	535	725	1003	373	347	251	204	192	0
Dänemark	0	0	0	0	0	0	410	454	507	89	100	109	76	38	0
Deutschland	0	0	0	600	622	250	2182	2909	3396	5964	5259	3152	727	1182	1182
Finnland	62	0	0	0	0	0	1543	1747	1986	525	506	421	0	0	0
Frankreich	0	0	0	232	156	0	1479	2017	2701	692	762	873	292	369	208
Irland	14	0	0	0	0	0	78	119	210	50	59	72	341	309	148
Italien	0	0	0	91	52	0	599	1272	2730	416	470	454	2089	1481	226
Liechtenstein	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	15	20	34	10	9	8	29	24	3
Niederlande	0	0	0	0	0	0	1006	1268	1525	747	695	601	696	470	227
Norwegen	0	0	0	0	0	0	160	358	646	86	189	160	0	0	0
Österreich	0	0	0	130	0	0	708	990	1243	345	345	238	425	260	85
Polen	0	0	0	572	593	201	1027	1193	1709	0	0	175	826	855	561
Portugal	0	0	0	0	0	0	276	495	631	226	184	125	207	41	0
Schweden	0	0	0	0	0	0	1699	2174	2506	633	537	391	0	0	0
Schweiz	0	0	0	0	0	0	388	435	520	151	151	104	0	0	0
Slowakei	0	0	0	88	75	40	138	202	301	93	85	65	46	102	40
Spanien	0	0	0	28	0	0	1079	2004	2621	605	521	367	2027	829	195
Tschechien	377	143	0	66	68	32	359	662	920	0	0	176	410	278	0
V. Königr.	0	0	0	317	251	238	1240	1766	2037	728	846	1039	2157	1869	1912

Um deren Lastausgleichspotenziale zu bewerten, wird auch für den überwiegenden Teil der industriellen KWK-Anlagen eine zukünftig erhöhte Flexibilisierung durch Wärmespeicher angenommen. Dabei wird berücksichtigt, dass der technologische Aufwand einer Speicherung von Prozesswärme bei Temperaturen von über 100°C höher ausfällt als im Falle der Niedertemperaturwärme des Haushalts- und Gewerbesektors. Aus diesem Grund wird die Berücksichtigung thermischer Speicher auf die überwiegend den geringen Temperaturanforderungen zugeordneten Technologien Biomasse-DT und Erdgas-BHKW beschränkt. Diese repräsentieren jedoch einen Großteil der insgesamt installierten Anlagenleistung. Die teilweise höheren Temperaturanforderungen und mögliche Einschränkungen in der Platzverfügbarkeit werden mittels der Annahme geringerer mittlerer Speichergößen als im Falle der Wärmenetz-KWK berücksichtigt. Als zusätzliche Flexibilisierungsoption wird für Biomasse-KWK-Anlagen auch ein elektrischer Boiler angenommen. Dessen Auslegung entspricht jener der Wärmenetz- und Gebäude-KWK. Tabelle 3-6 fasst die Auslegung aller berücksichtigten Versorgungssystemkomponenten zusammen. Diese bezieht sich auf die jeweils anfallende Jahresspitzenlast.

Tabelle 3-6: Auslegung der KWK-Wärmeversorgungssysteme in der Industrie

Anlagenkomponente		Braunkohle- DT	Steinkohle- DT	Biomasse- DT	Gasturbinen	Erdgas- BHKW
Installierte thermische Leistung, relativ zur Jahresspitzenlast						
2020	KWK-Anlage	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6
	Spitzenlastkessel	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5
	Wärmespeicher	n.v.	n.v.	n.v.	1	1
	Elektrischer Kessel	n.v.	n.v.	0,1	n.v.	n.v.
2030	KWK-Anlage	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6
	Spitzenlastkessel	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5
	Wärmespeicher	n.v.	n.v.	n.v.	4	4
	Elektrischer Kessel	n.v.	n.v.	0,15	n.v.	n.v.
2050	KWK-Anlage	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6
	Spitzenlastkessel	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5
	Wärmespeicher	n.v.	n.v.	n.v.	6	6
	Elektrischer Kessel	n.v.	n.v.	0,3	n.v.	n.v.

3.2 Verfügbarkeit flexibler Stromverbraucher in Europa

Unter Lastmanagement versteht man das kurz- oder langfristige, ein- oder mehrmalige Anpassen des Strombedarfs an die Erzeugung durch zeitliche Lastverschiebung, Lastzuschaltung oder Lastabschaltung.⁴ Dies erfolgt durch direkte oder indirekte Steuerung des Stromverbrauchs und mit dem Ziel der Optimierung der Nutzung der Kraftwerks- und Netzkapazitäten [Kreith, 2007]. In der Vergangenheit standen beim Lastmanagement in erster Linie die Spitzenlastkappung durch Abwurf industrieller Großverbraucher und das Auffüllen nächtlicher Lasttäler im Fokus [Strbac, 2008]. Bewirkt wurden die Lastgangveränderungen einerseits durch das Angebot zeitvariabler Tarife und andererseits durch vereinbarte und kompensierte Nachfragesteuerung seitens des Versorgers [DOE, 2006]. Im Zusammenhang mit der fortschreitenden Transformation des europäischen Energiesystems hin zu einer maßgeblich auf erneuerbaren Quellen basierenden Versorgung erscheint das Lastmanagement als eine vielversprechende Option für den Ausgleich der fluktuierenden Netzeinspeisung aus Photovoltaikanlagen (PV) und Windkraftwerken [Mathiesen et al., 2012]. Dabei sind jedoch weniger das regelmäßige Kappen von Lastspitzen und Auffüllen von Lasttälern gefragt, sondern vielmehr eine flexible und kurzfristige Reaktion auf das gegenwärtige Dargebot an erneuerbaren Energien im Sinne eines Demand Response (DR) [FERC, 2011]. Ziel ist es, die Last je nach Verfügbarkeit von Wind- und PV-Strom zu erhöhen oder zu senken. Dabei sollen den Verbrauchern nach Möglichkeit weder finanzielle Verluste noch Komforteinbußen widerfahren oder diese angemessen kompensiert werden.

Technische Voraussetzung für eine Teilnahme am Lastmanagement ist die Ausstattung der Verbraucher mit einer Informations- und Kommunikationsinfrastruktur, die eine Übermittlung von Steuerungs-, Last- und Preissignalen ermöglicht. Eine Ansteuerung schaltbarer Lasten kann über verschiedene Kommunikationswege erfolgen; dazu gehört neben Rundsteuersignalen auch das Internet [Kostková et al., 2013]. Der bisher relativ geringe Einsatz des Lastmanagements lässt sich auf technische, ökonomische, rechtliche und gesellschaftliche Barrieren

⁴ Dieser Abschnitt basiert auf den aus dem Projekt hervorgegangenen Veröffentlichungen [Gils, 2014a; Gils, 2014b]

zurückführen [Strbac, 2008]. Für Lastmanagement in Frage kommen prinzipiell alle Verbraucher, deren Stromnachfrage für eine gewisse Zeit reduziert oder unterbrochen werden kann. Die dabei eingesparte Energiemenge kann entweder komplett entfallen, oder zu einem anderen Zeitpunkt nachgefragt werden. Verschiedene Untersuchungen bezüglich des Lastmanagements haben ein breites Spektrum an geeigneten Verbrauchern in den verschiedenen Sektoren identifiziert [Stadler, 2006; Gutschi und Stigler, 2008; Klobasa, 2009; Dena, 2010; von Roon und Gobmaier, 2010]. In diesen Arbeiten wurden zudem die abwerfbaren und verschiebbaren Lasten für Deutschland bzw. Österreich quantifiziert.

Basis der Bewertung des Lastmanagements mit dem Modell REMix in Kapitel 5 ist eine Abschätzung der Lastmanagementpotenziale in Europa⁵. Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Daten müssen für die Analyse der Lastmanagementpotenziale zum Teil vereinfachende Annahmen getroffen werden. So werden beispielsweise keine Unterschiede zwischen verschiedenen Ländern bezüglich des spezifischen Strombedarfs lastmanagementfähiger Anwendungen und deren Lastprofilen berücksichtigt. Ziel der vorliegenden Studie ist weniger die Exaktheit der ermittelten Potenziale als vielmehr die Erarbeitung eines plausiblen Pfades, auf dessen Grundlage der Lastmanagementsinsatz bewertet werden kann. Die zitierten Veröffentlichungen [Stadler, 2006; Gutschi und Stigler, 2008; Klobasa, 2009; Dena, 2010; von Roon und Gobmaier, 2010] bilden dabei eine zentrale Grundlage.

3.2.1 Identifizierung flexibler Lasten und relevanter Parameter

Ein Ziel der Studie ist die Identifizierung und Quantifizierung von Stromverbrauchern, deren Einsatz prinzipiell für eine gewisse Zeitspanne verschoben oder unterbrochen werden kann. Es werden drei Optionen des Lastmanagements betrachtet: der Lastabwurf, das Vorziehen der Last auf einen früheren Zeitpunkt (Lasterhöhung) und das Verzögern der Last auf einen späteren Zeitpunkt (Lastabsenkung). Lastmanagementpotenziale werden in Industrie, Haushalten und dem GHD-Sektor sowie für die Szenariojahre 2020, 2030 und 2050 ermittelt. Das Verschiebepotenzial der identifizierten Geräte und Prozesse ergibt sich aus den folgenden Charakteristika: Wärmekapazität/thermische Trägheit (z.B. Heizung, Kühlschränke), Nutzungsflexibilität (z.B. Waschen, Spülen, Belüften) oder physikalische Speichermöglichkeiten (z.B. Zementindustrie, Frischwasserbereitstellung). Im Gegensatz dazu bedarf es für einen Lastabwurf keiner grundlegenden Voraussetzungen. Da dieser aber in der Regel höhere Kosten verursacht, erfolgt hier eine Beschränkung auf die Industriebranchen mit dem größten spezifischen Bedarf.

Tabelle 3-7 zeigt eine Übersicht der im Rahmen dieser Untersuchung berücksichtigten Verbraucher, aufgeteilt nach Sektoren. Diese werden im Folgenden hinsichtlich der für die weitere Analyse wichtigen Parameter näher betrachtet. Da die modellbasierte Untersuchung des Lastmanagements mit dem REMix-Modell in einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde durchgeführt wird, gehen nur solche Verbraucher ein, die sich für mindestens diese Dauer abwerfen oder verschieben lassen. Die zeitlich und räumlich aufgelöste Analyse des Lastmanagements erfordert neben der Untersuchung der Abwurf- und Verschiebemöglichkeiten geeigneter Verbraucher auch Daten über deren Nutzungsprofil und Einsatzort. Für alle in

⁵ Potenziale werden ermittelt für Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Italien, Kroatien, Lettland, Liechtenstein, Litauen, Luxemburg, Malta, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, Schweiz, Slowenien, Slowakische Republik, Spanien, Tschechische Republik, Ungarn, Ukraine, Vereinigtes Königreich und Zypern.

Tabelle 3-7 aufgeführten Anwendungen werden daher die folgenden Daten erhoben bzw. abgeschätzt:

- Jährlicher Strombedarf
- Lastanteil, der für ein Lastmanagement genutzt werden kann
- Maximale Dauer des Eingriffes im Rahmen des Lastmanagements
- Maximale Dauer bis zum Ausgleich verschobener Last
- Maximale Anzahl der Eingriffe im Laufe eines Jahres
- Zeitlicher Verlauf des Lastprofils während eines Jahres
- Räumliche Verteilung der lastmanagementfähigen Verbraucher

Tabelle 3-7: Berücksichtigte Stromverbraucher mit Eignung für ein Lastmanagement

Einsatz		Verbraucher
Industrie	Lastabwurf	Elektrolytische Gewinnung von Primäraluminium, Kupfer und Zink
		Stahlerzeugung im elektrischen Lichtbogenofen
		Chloralkalielektrolyse im Membran- und Amalgamverfahren
	Lastverschiebung	Zementherstellung
		Mechanische Holzerfaserung zur Zellstoffgewinnung
		Altpapieraufbereitung
		Papierherstellung
		Calciumkarbidgewinnung im Lichtbogenofen
		Luftverflüssigung in kryogener Gegenstromdestillation
		Kühlung im Ernährungsgewerbe
		Prozessunabhängige Belüftung industrieller Gebäude
GHD-Sektor	Lastverschiebung	Lebensmittelkühlung in Handel, Gastronomie und Hotels
		Kühlhäuser
		Belüftung
		Klimatisierung
		Elektrische Warmwasserbereitstellung mit Speicher
		Elektrische Speicherheizung
		Pumpen für die Bereitstellung von Trinkwasser
		Abwasserbehandlung in Kläranlagen
Haushalte	Lastverschiebung	Kühl- und Gefrierschränke
		Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspüler
		Klimatisierung
		Elektrische Warmwasserbereitstellung mit Speicher
		Elektrische Speicherheizung
		Heizungsumwälzpumpen

Da der Einsatz des Lastmanagements Einschränkungen unterliegt, wird eine Abgrenzung der verschiedenen Potenzialbegriffe vorgenommen. Es wird zwischen dem theoretischen, technischen, wirtschaftlichen und praktischen Potenzial unterschieden [Grein und Pehnt, 2011]. Während unter dem theoretischen Potenzial alle Anlagen und Geräte der lastmanagementfähigen Verbrauchertypen zusammengefasst sind, enthält das technische Potenzial nur jene, die auch über eine IKT-Infrastruktur angesteuert werden können. Eine Untermenge des technischen Potenzials ist das wirtschaftliche Potenzial, also solche Geräte, deren Lastmanagement-einsatz lohnend ist. Eine weitere, davon unabhängige Untermenge des technischen Potenzials ergibt sich aus der Akzeptanz des Lastmanagements. Als tatsächlich nutzbares, prakti-

sches Potenzial lässt sich dann die Schnittmenge aus wirtschaftlichem Potenzial und akzeptierter Nutzung identifizieren. In den folgenden Abschnitten wird die Ermittlung des akzeptierten Lastmanagements eingesetzt beschrieben. Dabei wird davon ausgegangen, dass alle relevanten Geräte zukünftig technisch am Lastmanagement grundsätzlich teilnehmen können. Ob diese auch wirtschaftlich erfolgen kann ist Bestandteil der Untersuchungen mit dem REMix-Modell.

Tabelle 3-8: Art des Einsatzes, Verschiebedauern, Einsatzdauern, Maximalzahl der Einsätze, sowie Zeit- und Temperaturabhängigkeit des Bedarfsprofils der Verbraucher mit Eignung für Lastmanagement

Verbraucher	Einsatz	Verschiebedauer	Einsatzdauer	Häufigkeit	Zeitabhängigkeit	Temperaturabhängigkeit
	-	h	h	1/a	-	-
Aluminiumelektrolyse	Lastabwurf	∞^a	4	40	Nein	Nein
Kupferelektrolyse	Lastabwurf	∞	4	40	Nein	Nein
Zinkelektrolyse	Lastabwurf	∞	4	40	Nein	Nein
Chloralkalielektrolyse	Lastabwurf	∞	4	40	Nein	Nein
Elektrostahlerzeugung	Lastabwurf	∞	4	40	Nein	Nein
Zementherstellung	Vorziehen/Verzögern	24	3	365	Saison,	Nein
Zellstoff- und Papierin-	Vorziehen/Verzögern	24	3	365	Nein	Nein
Calciumcarbidherstellung	Vorziehen/Verzögern	24	3	365	Nein	Nein
Luftverflüssigung	Vorziehen/Verzögern	24	3	365	Nein	Nein
Lebensmittelkühlung	Vorziehen/Verzögern	24	2	1095	Saison,	Nein
Prozessunabhängige	Verzögern	2	1	1095	Tag	Nein
Kühlung Handel	Verzögern	2	1	1095	Saison,	Nein
Kühlhäuser	Vorziehen/Verzögern	2	2	1095	Saison,	Nein
Kühlung Gastronomie	Vorziehen/Verzögern	2	2	1095	Saison,	Nein
Belüftung Gewerbe	Verzögern	2	1	1095	Tag,	Nein
Klimatisierung	Verzögern	2	1	1095	Stunde	Ja
Speicherwarmwasser	Vorziehen	12	12	1095	Stunde	Ja
Elektrische Speicherhei-	Vorziehen	12	12	1095	Stunde	Ja
Frischwasserversorgung	Vorziehen/Verzögern	2	2	1095	Stunde	Nein
Abwasserbehandlung	Vorziehen/Verzögern	2	2	1095	Nein	Nein
Kühl- und Gefrierschrän-	Verzögern	2	1	1095	Saison,	Nein
Waschmaschinen	Vorziehen/Verzögern	6	∞^b	∞^b	Saison,	Nein
Wäschetrockner	Vorziehen/Verzögern	6	∞	∞	Saison,	Nein
Geschirrspüler	Vorziehen/Verzögern	6	∞	∞	Saison,	Nein
Heizungsumwälzpumpen	Verzögern	2	1	1095	Stunde	Ja

a Bei Abwurf ist die Verschiebedauer unendlich.

b Da in jeder Stunde andere Geräte in Betrieb sind, gibt es keine prinzipielle Beschränkung in der Dauer und Häufigkeit der Eingriffe.

3.2.2 Dauer und Häufigkeit des Lastmanagements

Der Einsatz des Lastmanagements ist in Dauer und Häufigkeit begrenzt. Dies gilt sowohl für die industriellen Produktionsprozesse als auch für Querschnittstechnologien im Haushalts- und GHD-Sektor. Im Falle einer Lastverschiebung gibt es zudem eine maximale Verschiebedauer, innerhalb der die vorher erfolgte Lastabsenkung bzw. -erhöhung wieder ausgeglichen werden muss. Die Literaturwerte zur maximalen Dauer der Lasteingriffe weisen für einige der betrachteten Verbrauchertypen deutliche Unterschiede auf [Stadler, 2006; Gutschi und Stigler, 2008; Klobasa, 2009; Dena, 2010; von Roon und Gobmaier, 2010; Grein und Pehnt, 2011]. Im Rah-

men dieser Untersuchung werden auf deren Grundlage weitgehend konservative Annahmen getroffen (siehe Tabelle 3-8). Die verschiedenen Verbrauchertypen werden für die Abbildung und Untersuchung des Lastmanagements mit REMix zu Klassen mit jeweils identischen Parametern zusammengefasst, wodurch eine möglichst hohe Vereinheitlichung der Potenzialbeurteilung angestrebt wird. Dies betrifft neben der Verschiebedauer auch die Einsatzdauer und die jährliche Maximalanzahl der Lasteingriffe.

3.2.3 Zeitliche Verfügbarkeit der Potenziale

Die zeitliche Verfügbarkeit des Lastmanagementpotenzials ist durch das Bedarfsprofil der entsprechenden Anwendungen, Prozesse und Geräte gegeben. Für eine zeitlich aufgelöste Untersuchung des Lastmanagement-Einsatzes mit REMix wurde somit für jeden Verbrauchertyp ein solches Profil erstellt. Dabei werden einerseits regelmäßig wiederkehrende Abhängigkeiten des Bedarfs von der Jahreszeit, dem Wochentag und der Stunde des Tages, und andererseits eine direkte Kopplung an den Außentemperaturverlauf angenommen (siehe Tabelle 3-8).

Bedingt durch die in der Regel hohe Anlagenauslastung wird bei den Produktionsprozessen der energieintensiven Industrien von einem ganzjährig konstanten Lastprofil ausgegangen. Einzige Ausnahme bildet die Zementherstellung, deren Auslastung nach [VDZ, 2011] im Jahresverlauf zwischen 40% und 100% variiert. Neben einem durch die geringere Bautätigkeit bedingten Produktionsrückgang im Winter gibt es in den Tagesstunden der Werkstage reduzierte Leistungsbezüge. Es wird vereinfacht angenommen, dass die Anlagenauslastung im Winter um 20 % geringer ist als im Sommer und zudem an Werktagen in den Mittagsstunden saisonunabhängig auf 2/3 der nächtlichen Last gesenkt wird [Paulus und Borggreffe, 2011]. Für die prozessunabhängige Belüftung in der Industrie wird ein Wochenendrückgang des Bedarfs um 40% (Samstag) bzw. 50% (Sonntag) angenommen; die gewerbliche Lüftung wird darüber hinaus in den Nachtstunden um 50% zurückgefahren. Der Strombedarf der Kälteanwendungen wird in allen Sektoren in den Wintermonaten um 10% geringer als im Sommer angesetzt; bedingt durch die geringere Anzahl von Eingriffen von außen fällt er in den Nachtstunden zudem um 20% geringer aus als tagsüber. Die Verfügbarkeit von Wasserspeichern ermöglicht es, die Pumpen der Frischwasserversorgung verstärkt in Schwachlastzeiten zu betreiben; hier wird angenommen, dass der Strombezug in den Mittagsstunden um 2/3 geringer als nachts ist. Der Betrieb von Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Spülmaschinen ist maßgeblich durch den Tagesablauf der Benutzer bestimmt. In [Prior, 1997] sind stündliche Lastprofile in Abhängigkeit von Jahreszeit und Wochentag angegeben; diese werden im Rahmen dieser Untersuchung verwendet.

Der Strombedarf für Heizung, Warmwasser und Klimatisierung ist direkt an die jeweiligen Bedarfsprofile gekoppelt. Diese werden für jedes Land entsprechend 0 abgeschätzt. Der Klimatisierungsbedarf wird analog zum Raumwärmebedarf auf Grundlage der Gradtagzahlen berechnet. Dabei fließt jedoch neben der Mitteltemperatur des aktuellen Tages nur jene des vorhergehenden Tages ein. Im Folgenden wird die Ableitung der Lastmanagementpotenziale der jeweiligen Sektoren im Detail beschrieben.

3.2.4 Methode der Ermittlung industrieller Lastmanagementpotenziale

In der Industrie wurden Lastmanagementpotenziale einerseits in den Herstellungsprozessen der stromintensiven Branchen und andererseits in den Querschnittsprozessen Kühlung und Belüftung identifiziert (siehe Tabelle 3-9). Bedingt durch die unterschiedliche Datenverfügbarkeit werden die dabei einsetzbaren Lasten auf verschiedene Art und Weise berechnet. Abbildung

3-14 zeigt das Vorgehen zur Ermittlung der Lastmanagementpotenziale in den energieintensiven Industrien.

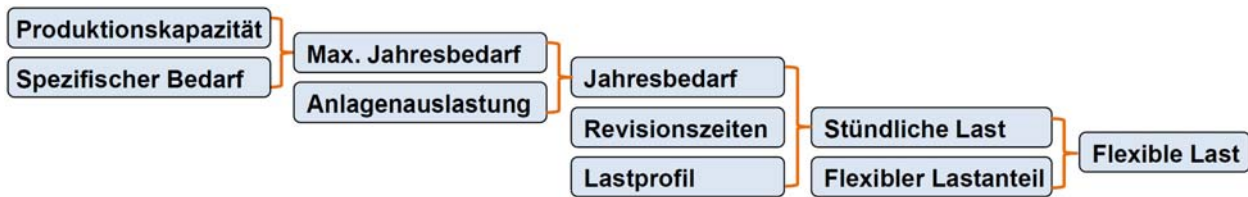


Abbildung 3-14: Vorgehensweise bei der Ermittlung der einsetzbaren Lasten in der energieintensiven Industrie

Grundlage der Bewertung der Potenziale in der energieintensiven Industrie sind Statistiken der Produktionskapazitäten sowie Literaturangaben des spezifischen Strombedarfs pro Tonne des Endprodukts [Stolze et al., 2000; EC, 2001; O'Brien, Bommaraju, und Hine, 2005; Gentilhomme, 2007; Gutschi und Stigler, 2008; Blechschmidt, 2010, 2011; USGS, 2010; Dena, 2010; VDZ, 2011; Worldsteel, 2011; Euro Chlor, 2011; UNFAO, 2012]. Aus diesen Angaben wird unter Einbeziehung der Anlagenauslastung der maximale und tatsächliche Jahresbedarf berechnet. In die Berechnung der stündlichen Last fließen außer dem Jahresstrombedarf noch das Lastprofil und revisionsbedingte Stillstandszeiten ein (siehe Abbildung 3-14). Der technisch mögliche Lastabwurf entspricht in der Regel nicht der Gesamtlast, die Herstellungsprozesse werden folglich nicht vollständig heruntergefahren, sondern lediglich in ihrem Strombezug reduziert. Die angenommenen Revisionsstillstandszeiten, Auslastungen, Minimallasten und maximalen Lastzuschaltungen sind in Tabelle 3-9 aufgeführt.

Tabelle 3-9: Angenommene Parameter der Lastmanagementpotenziale in der Industrie in den Ländern des Untersuchungsgebiets in 2010

Sektor/Prozess	Produktionskapazität	Strombedarf	Revision	Auslastung	Minimallast	Lastzuschaltung
	Mt	kWh/t	% d. Jahres	%	%	% freie Leistung
Aluminiumelektrolyse	3,8	14.000	5%	100%	75%	0%
Kupferelektrolyse	3,1	350	5%	95%	75%	0%
Zinkelektrolyse	2,1	3.400	5%	100%	75%	0%
Elektrostahlherstellung	90,0	525	5%	100%	0%	0%
Chloralkalielektrolyse - Membran	6,5	2.100	5%	95%	50%	0%
Chloralkalielektrolyse - Amalgam	4,1	3.600	5%	95%	30%	0%
Mechanische Holzerfaserung	19,0	1.500	5%	80%	0%	100%
Altpapieraufbereitung	72,0	250	5%	80%	0%	100%
Papiermaschinen	118,0	425	5%	90%	70%	100%
Zementmühlen	338,0	110	5%	80%	50%	100%
Calciumcarbidherstellung	0,4	3.100	5%	80%	0%	100%
Luftzerlegung – O ₂	23,3	238	5%	80%	60%	100%
Luftzerlegung – N ₂	13,6	160	5%	80%	60%	100%
Luftzerlegung – Ar	8,0	224	5%	80%	60%	100%
Lebensmittelkühlung	-	-	0%	80%	60%	100%
Prozessunabhängige Belüftung	-	-	0%	66%	50%	90%

Die Ermittlung der verschiebbaren Lasten bei den Querschnittstechnologien zur Kühlung in der Lebensmittelindustrie und zur prozessunabhängigen Belüftung werden auf Grundlage der jeweiligen Jahresstrombedarfswerte ermittelt [Radgen, 2002; Steimle et al., 2002; Enerdata Research Service, 2012]. Diese werden entsprechend dem Lastprofil auf die Stunden des Jahres verteilt.

3.2.5 Methode der Ermittlung der Lastmanagementpotenziale im GHD-Sektor

Im Rahmen dieser Untersuchung umfasst der GHD-Sektor die Verbrauchergruppen Gewerbe, Handel, private Dienstleistungen, Bildung, öffentliche Versorgung und Gesundheit. Dies entspricht der Abgrenzung des tertiären Sektors gemäß den Statistiken der Europäischen Union. Die im GHD-Sektor vorhandenen Lastmanagementpotenziale liegen in der Bereitstellung von Kälte, Wärme, Wasser und Lüftung, sowie der Abwasserbehandlung. Im Vergleich mit der Industrie sind die verschiebbaren Lasten jedes Verbrauchers deutlich kleiner, deren Anzahl dafür jedoch wesentlich größer.



Abbildung 3-15: Vorgehensweise bei der Ermittlung der einsetzbaren Lasten im GHD-Sektor

Das Vorgehen bei der Abschätzung der Lastmanagementpotenziale ist in Abbildung 3-15 skizziert. Grundlage sind die summierten Verbrauchswerte der jeweiligen Anwendung. Diese werden aus dem Strombedarf des GHD-Sektors [IEA, 2009a, 2009b; Eurostat, 2012d] und aus den Verbrauchsanteilen der Nutzungen [Bertoldi und Atanasiu, 2009] berechnet. In 2007 entfielen in der Europäischen Union 19,7% des Bedarfs an elektrischer Endenergie im tertiären Sektor auf die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser, 12,6% auf Belüftung, 5,9% auf Pumpen, 8,7% auf Kühlanwendungen und 2,8% auf Klimatisierung. Die weiteren Nutzungen sind nicht lastmanagementrelevant. Mit Ausnahme von Heizung und Klimatisierung, für die eine Abhängigkeit von der Außentemperatur angenommen wird, werden mangels länderspezifischer Daten diese Anteile auf alle Länder im Untersuchungsgebiet angewendet. Der so bestimmte Jahresstrombedarf der verschiedenen Anwendungen wird mittels einer Abschätzung der Betriebsstunden und eines Lastprofils auf die Jahresstunden verteilt. Somit ergibt sich aus der zu jeder Stunde für Lastmanagement zur Verfügung stehenden Last und exemplarischer elektrischer Anschlussleistungen der Bedarf pro Anlage (siehe Tabelle 3-10).

Aus prozesstechnischer Sicht können die betrachteten Anwendungen für eine begrenzte Zeit vom Netz genommen werden. Dagegen sprechen jedoch Einschränkungen des Nutzerkomforts bzw. der regulären Arbeitsabläufe. Diese spiegeln sich in Lastmanagement-Verfügbarkeiten wieder, die je nach Auswirkung der Lastverschiebung niedriger oder höher angesetzt werden (siehe Tabelle 3-10).

Tabelle 3-10: Parameter der Auslastung und Anlagenleistung im GHD-Sektor in den Ländern des Untersuchungsgebiets in 2010

Prozess	Volllast- stunden	Strombedarf		Last Mittel	DR-Verfügbarkeit ^b	
		Anlage	Gesamt		Reduktion	Zuschaltung
		h	MWh/a	TWh/a	MW	%
Kühlung Handel	5840	87,3	55	6315	45% / 50% / 60%	100%
Kühlhäuser	5000	1000	7,4	842	55% / 60% / 70%	90%
Kühlung Gastronomie	5000	7,5	11,1	1263	23% / 25% / 30%	90%
Belüftung Gewerbe	4380	43,8	111,4	12718	23% / 25% / 30%	100%
Klimatisierung	100-1070 ^a	1-11	24,2	2760	18% / 20% / 25%	100%
Speicherwarmwasser	175-275 ^a	1,3-2,1	12,2	1391	100%	90%
Speicherheizung	200-800 ^a	4,4-17,6	10,0	1141	100%	90%
Wasserversorgung	4380	87,6	26,5	3023	90%	90%
Abwasserbehandlung	5694	427	26,5	3023	20%	50%

^a Volllaststundenzahl der Anlagen abhängig vom Klima jedes Landes

^b Zahlen für 2020/2030/2050, falls voneinander abweichend

3.2.6 Methode der Ermittlung der Lastmanagementpotenziale in Haushalten

Viele der in den meisten Haushalten vorhandenen Geräte kommen aus rein technischer Sicht für Lastmanagement in Frage. Dabei lassen sich einerseits die thermische Trägheit im Bereich der Wärme- und Kältebereitstellung, und andererseits die zeitliche Flexibilität der Verbraucher nutzen. Während die Anzahl der Geräte im Vergleich zu den anderen Sektoren sehr hoch ist, weist jedes einzelne davon eine wesentlich geringere Last auf. Dem dadurch höheren Aufwand zur Erschließung der Potenziale steht die größere Häufigkeit der Lastverschiebung gegenüber.

Die Vorgehensweise der Potenzialermittlung für Haushalte unterscheidet sich im Vergleich zu den anderen Sektoren da umfangreiche Daten zu Anzahl und Ausstattung der Haushalte ein detailliertes Bottom-up-Vorgehen ermöglichen (siehe Abbildung 3-16). Die Anzahl der Geräte wird mit länderspezifischen Ausstattungsraten aus [Stamminger et al., 2008; Letschert und McNeil, 2009; Seebach, Timpe, und Bauknecht, 2009; Enerdata Research Service, 2012] ermittelt, ihr Jahresstrombedarf aus den Statistiken in [Bertoldi und Atanasiu, 2009] (siehe Tabelle 3-11). Über die gerätespezifischen Nutzungsprofile aus [Prior, 1997] kann dann die Last jedes Gerätetyps in jeder Stunde des Jahres bestimmt werden. Die Teilnahme am Lastmanagement wird über die in Tabelle 3-11 aufgeführten Lastmanagement-Verfügbarkeiten angegeben.

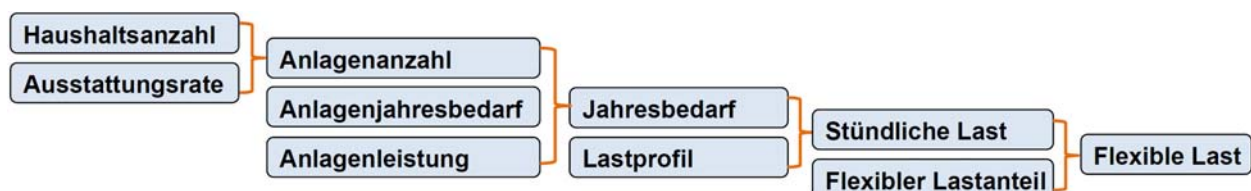


Abbildung 3-16: Vorgehensweise bei Ermittlung der einsetzbaren Lasten in den Privathaushalten

Tabelle 3-11: Parameter der Auslastung und Jahresstrombedarf in den Haushalten in den Ländern des Untersuchungsgebiets in 2010

Prozess	Aus- stattung %	Jahresstrombe-		Mittlere Last MW	DR-Verfügbarkeit ^b	
		Einheit	Gesamt		Reduktion	Zuschaltung
		kWh	TWh/a		%	%
Kühl-/Gefrierschränke	135%	350	123,6	14107	80%	100%
Waschmaschinen	77%	219	44,2	5068	13% / 15% / 20%	8% / 10% / 15%
Wäschetrockner	22%	307	20,6	2349	25% / 30% / 40%	8% / 10% / 15%
Geschirrspüler	33%	270	27,0	3077	25% / 30% / 40%	8% / 10% / 15%
Klimaanlagen	10%	708	20,1	2298	25% / 30% / 40%	100%
Speicherwarmwasser	22%	608	27,3	3116	100%	90%
Speicherheizung	5%	8379 ^a	106,6	12166	83% / 85% / 90%	100%
Umwälzpumpen	42%	476	57,1	6522	100%	90%

^a Bezogen auf die gesamte Wohneinheit.

^b Zahlen für 2020/2030/2050, falls voneinander abweichend.

3.2.7 Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der Potenziale

Um den Einsatz des Lastmanagements in den Szenariojahren 2020, 2030 und 2050 zu betrachten, muss eine Abschätzung des zukünftigen Strombedarfs der flexiblen Lasten getroffen werden. Diese erfolgt auf Grundlage von Extrapolation bestimmter in die Potenzialberechnung einfließender Parameter, darunter die industriellen Produktionsmengen und spezifischen Verbräuche, Gesamtstrombedarf und Bedarfsaufteilung im GHD-Sektor, sowie Haushaltsgeräteausrüstung und -jahresstrombedarf.

Für die lastmanagementrelevanten Verbraucher in den energieintensiven Industrien werden jährliche Änderungsraten in Gesamtproduktion und spezifischem Strombedarf gemäß Tabelle 3-12 angesetzt. Diese stützen sich einerseits auf europäische und globale Industriestatistiken und andererseits auf vergangene Effizienzzuwächse sowie Beispiele der besten, heute verfügbaren Technologien. Die Werte werden auf alle Länder des Untersuchungsgebiets angewendet; deren Anteile an Gesamtproduktion und -energiebedarf bleiben folglich konstant. Durch die Verwendung konstanter Änderungsraten werden konjunkturelle Schwankungen nicht in Betracht gezogen. Da für die vorliegende Studie keine historischen Zeitreihen des jährlichen Strombedarfs industrieller Kühlung und Belüftung verfügbar sind, werden diese für alle Szenariojahre als konstant angenommen.

Die Entwicklung flexibler Lasten im GHD-Sektor ergibt sich aus Abschätzungen bezüglich des sektoralen Strombedarfs, sowie der Bedarfsanteile der verschiedenen Anwendungen. Es wird angenommen, dass der Strombedarf des tertiären Sektors im Mittel aller Länder bis 2050 um etwa ein Drittel ansteigt. Dabei wird bis 2040 ein Maximalwert erreicht, gefolgt von einer Trendumkehr infolge verstärkter Effizienzbemühungen und Bevölkerungsrückgang. Länderwerte in 2050 reichen von 66% bis 300% des Bedarfs des Jahres 2010 (siehe Tabelle A-1 im Anhang). Diese breite Streuung ergibt sich aus den Annahmen zur Entwicklung des Gesamtbruttostrombedarfs im Trans-CSP-Szenario.

Tabelle 3-12: Annahmen der zukünftigen Entwicklung der Produktionskapazitäten und spezifischen Stromverbräuche in den energieintensiven Industrien

Sektor/Prozess	Δ Produktionskapazität	Δ Strombedarf
Aluminiumelektrolyse	-0.5%/a	-0.5 %/a
Kupferelektrolyse	± 0	-0.3 %/a
Zinkelektrolyse	± 0	-0.3 %/a
Elektrostahlherstellung	+0.5%/a ^a	-0.5 %/a
Chloralkalielektrolyse	-0.2%/a ^b	-0.5 %/a
Mechanische Holzerfaserung	± 0	-0.3 %/a
Altpapieraufbereitung	+1.9%/a ^c	± 0 ^d
Papiermaschinen	+1.1%/a ^e	-0.3 %/a
Zementmühlen	± 0	-0.5 %/a
Calciumcarbidherstellung	-1%/a	-0.3 %/a
Luftzerlegung	+0.5 %/a	-0.3 %/a

^a Neben der Gesamtproduktion steigt auch der Anteil an Elektrostahl, von 39% in 2005 linear auf 75% in 2050.

^b Es ist angenommen, dass alle Produktionsanlagen bis 2030 auf die effizientere und saubere Membranmethode umgestellt werden

^c Bis 2020 Anstieg um 3%/a, danach 1,5%/a.

^d Es ist angenommen, dass Effizienzgewinne durch den höheren Energiebedarf multipler Recyclingzyklen kompensiert werden.

^e Bis 2020 Anstieg um 1,5%/a, danach 1,1%/a

Der Konsum gekühlter und gefrorener Lebensmittel hat in den vergangenen Jahrzehnten deutlich zugenommen, begleitet von einem Anstieg des Strombedarfs für Kühlung. Es wird eine Fortsetzung dieses Trends angenommen, der Anteil am sektoralen Bedarf steigt von 8,7% in 2010 auf 10% im Jahr 2050. Effizienzgewinne bei den Kühlsystemen können den Anstieg in der Anzahl der Geräte folglich nicht vollständig ausgleichen. Auch für den Strombedarf der Belüftung wird ein leichter Anstieg von 12,6% auf 13% angesetzt. Ein deutlich stärkerer Anstieg wird wiederum für den anteiligen Strombedarf der Klimatisierung angenommen: dieser steigt bis 2050 in allen Ländern um 50%. Der Anteil der Warmwassererzeugung am sektoralen Strombedarf wird hingegen rückläufig angenommen – er sinkt bis 2050 um 40%. Durch die gleichzeitige Zunahme des Einsatzes integrierter thermischer Speicher von 30% auf 60% der Anlagen ergibt sich jedoch eine positive Entwicklung der flexiblen Lasten. Für elektrische Direktheizungen im GHD-Sektor wird ein Rückgang des Lastmanagementpotenzials angenommen. Dieser ergibt sich aus dem Rückgang der Bedarfsanteile von 5% in Frankreich und 2% in Deutschland um 0,75% (1% ab 2030) bzw. 0,5% pro Dekade. Auch die Anteile der Trinkwasserversorgung und Abwasseraufbereitung am sektoralen Strombedarf werden rückläufig angesetzt: sie sinken von jeweils 3% in 2010 auf 2,5% in 2050. Abgesehen von der Ausnahme der elektrischen Direktheizung in Frankreich verlaufen alle Änderungen der Bedarfsanteile linear.

Lastverschiebepotenziale im Haushaltssektor werden maßgeblich durch die Ausstattungsraten der relevanten Geräte bestimmt. Für die sogenannte „weiße Ware“ haben diese in den meisten Ländern Nord- und Mitteleuropas in den vergangenen Jahren stagniert. Es wird angenommen, dass das dort vorliegende Sättigungsniveau in der Zukunft auch in den anderen Ländern des Untersuchungsgebiets erreicht wird (siehe Tabelle A-1 im Anhang). Ausnahmen bilden die elektrische Warmwassererzeugung und Direktheizung. Während Nutzungsdauer und -häufigkeit konstant angesetzt werden, wird von einem Rückgang der spezifischen Stromverbräuche bzw. Leistungen ausgegangen. Diese werden aus [Weiss et al., 2010] abgeleitet und sind in Tabelle 3-13 zusammengefasst.

Tabelle 3-13: Annahmen der zukünftigen Strombedarfsparameter lastmanagementrelevanter Haushaltsgroßgeräte

Gerät	Parameter	Einheit	2010	2020	2030	2050
Kühl-/Gefrierschränke	Jahresbedarf	kWh/a	350	250	175	100
Waschmaschinen	mittlere Leistung	kW	0,75	0,55	0,4	0,3
Wäschetrockner	mittlere Leistung	kW	1,5	1,25	1,05	0,7
Geschirrspüler	mittlere Leistung	kW	0,65	0,5	0,4	0,3
Klimaanlagen	Maximalleistung	kW	1,65	1,5	1,35	1,1
Umwälzpumpen	Maximalleistung	W	100	80	60	20

3.2.8 Räumliche Verteilung der Potenziale

Für die Lastmanagementpotenziale in der stromintensiven Industrie wird eine Erfassung der individuellen Standorte und Produktionskapazitäten angestrebt. Unter Anwendung der ermittelten geographischen Koordinaten der Werke ergibt sich eine räumliche Zuordnung der Potenziale. Auf Grundlage von [USGS, 2010] und Statistiken verschiedener Branchenverbände können die Standorte der Aluminium-, Elektro Stahl-, Kupfer-, Zink-, Chlor-, Calciumcarbid- und teilweise auch der Zementindustrie ermittelt werden. Eine Zuordnung der Produktionskapazitäten ist dabei jedoch nicht in allen Fällen aus den Statistiken ableitbar. Grundlage der räumlichen Verteilung der weiteren industriellen Lastmanagementpotenziale sind Beschäftigungsstatistiken von Eurostat [Eurostat, 2012c]. Diese sind auch sektoral und regional aufgelöst verfügbar, was eine näherungsweise Zuordnung der Potenziale ermöglicht. Im Haushalts- und GHD-Sektor kann aufgrund der großen Verbraucherzahl keine geographische Zuordnung der Potenziale für individuelle Standorte erfolgen. Stattdessen wird auf die in Abschnitt 3.1.1 beschriebene Methodik der räumlichen Verteilung entsprechend der Bevölkerung bzw. Gewerbeflächen zurückgegriffen.

3.2.9 Ergebnisse: Resultierende Lastmanagementpotenziale

Unter den getroffenen Annahmen können umfangreiche Lastmanagementpotenziale im Untersuchungsgebiet identifiziert werden (siehe Abbildung 3-17). Im Jahresmittel liegen im Szenariojahr 2020 ein Potenzial der Lastreduktion von knapp 68 GW und ein Potenzial der Lasterhöhung von gut 508 GW vor. Die Lastmanagementpotenziale verteilen sich relativ ungleichmäßig auf die betrachteten Verbraucher und Sektoren. In der Summe über alle betrachteten Länder und Verbraucher liegen die umfangreichsten theoretischen Potenziale in den Haushalten mit 30 GW der Lastabschaltung und 331 GW der Lastzuschaltung, gefolgt vom GHD-Sektor mit 15 GW bzw. 172 GW und der Industrie mit 22 GW bzw. 5 GW. Die größten reduzierbaren Lasten liegen im Bereich der elektrischen Raumwärme- und Warmwassererzeugung, der Haushaltsgroßgeräte, der gewerblichen Lüftung, sowie der Elektro Stahl- und Zementindustrie. Das Zuschalten von Lasten ist in der Regel nur durch die installierte Leistung begrenzt, welche vor allem bei den Haushaltsgroßgeräten, Kühl- und Wärmeanwendungen deutlich über der mittleren Last liegt.

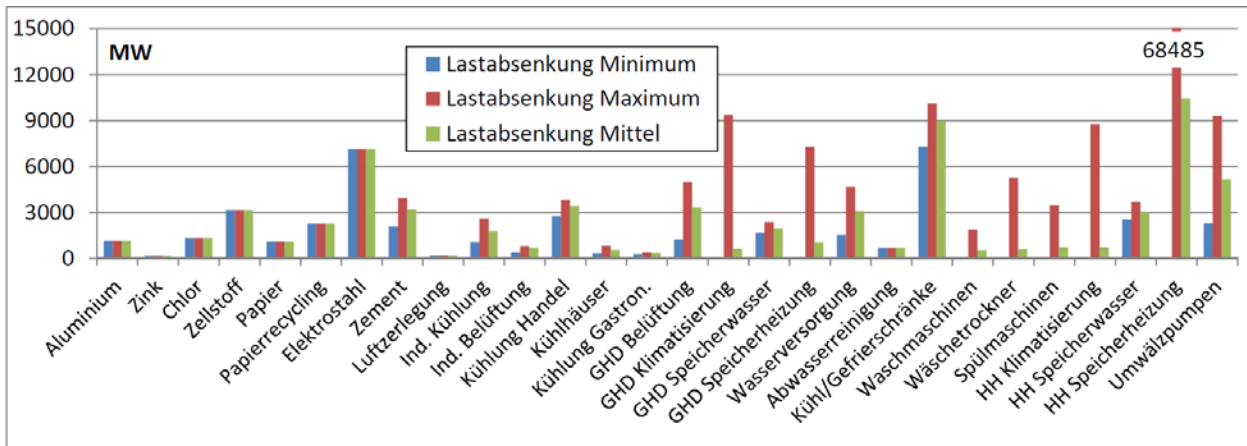


Abbildung 3-17: Lastabsenkungspotenziale im Untersuchungsgebiet im Jahr 2020, aufgeteilt nach Verbraucher

Die in jeder Stunde zu- oder abschaltbaren Lasten zeigen starke tages- und jahreszeitliche Schwankungen. Dies resultiert aus den starken Variationen der zeitlichen Verfügbarkeit der verschiedenen Verbraucher mit Eignung für ein Lastmanagement. Wie aus Abbildung 3-18, sowie Abbildung 3-19 und Abbildung 3-20 deutlich hervorgeht, zeigen die Potenziale gerade bei den außertemperaturabhängigen Verbrauchern zur Wärme- und Kältebereitstellung im Jahresverlauf sehr starke Unterschiede. Daraus ergibt sich, dass die über alle Stunden des Jahres gemittelten Potenziale teilweise sehr deutlich hinter den Maximalwerten zurückbleiben. Dies ist vor allem der Fall bei der Klimatisierung, bei der im Mittel unter 10% der maximal reduzierbaren Last zur Verfügung stehen, aber auch der gewerblichen Belüftung oder den Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Geschirrspülern in den Privathaushalten. Da sich der Stromverbrauch einiger betrachteter Gerätetypen bei steigender Temperatur gegensätzlich entwickelt, wie es am Beispiel der Klimaanlage und Speicherheizungen anschaulich wird, liegt die tatsächlich verfügbare Last deutlich unter dem Summenwert der einzelnen Potenziale. Die verschiedenen Entwicklungen der Tagesmittelwerte im Laufe eines Jahres werden anhand der in Abbildung 3-18 aufgetragenen Verbraucher verdeutlicht.

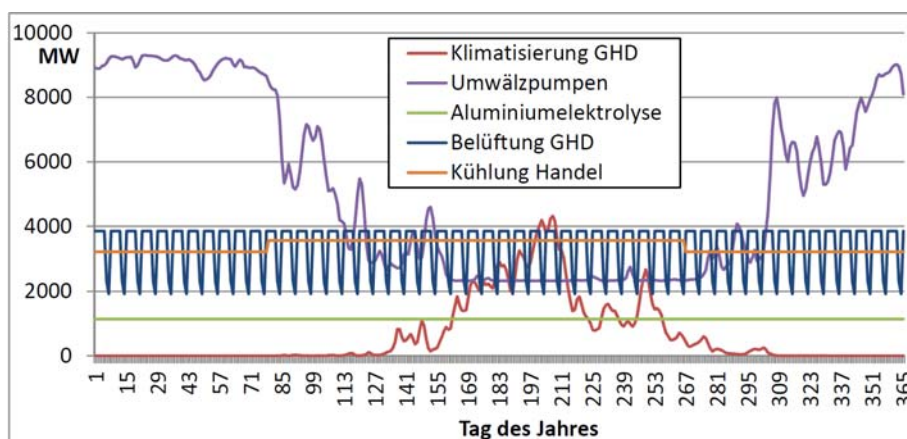


Abbildung 3-18: Jahreszeitlicher Verlauf der Tagesmittelwerte der potenziellen Lastreduktion verschiedener Verbraucher

Die abwerfbaren und zuschaltbaren Lasten in der Industrie liegen zwar unter den Spitzenwerten der anderen Sektoren, stehen dafür aber das ganze Jahr über nahezu konstant zur Verfügung. Geringe jahreszeitliche Schwankungen ergeben sich auch im Bereich der Lebensmittelkühlung

in Haushalten und GHD. Die verschiebbaren Lasten in der Bereitstellung von Klimakälte und Heizwärme sind hingegen sehr stark durch die Außentemperatur beeinflusst und zeigen einen zueinander gegensätzlichen Jahresverlauf. Gerade bei der Klimatisierung, bei der sehr kurzfristige Reaktionen auf die Außentemperatur erfolgen, ergeben sich sehr große Spitzen in einzelnen Tagen und Stunden. Bei der gewerblichen Kühlung fällt in erster Linie die angenommene Wochenendabsenkung ins Auge.

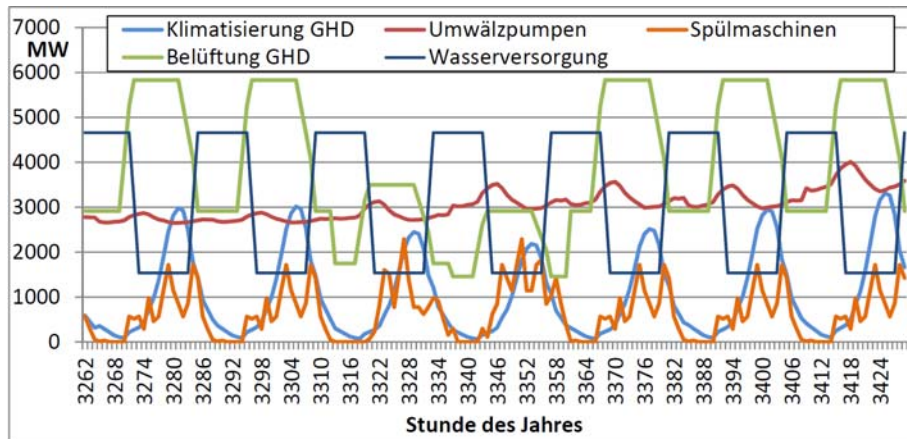


Abbildung 3-19: Wochenverlauf der Stundenwerte der potenziellen Lastabsenkung verschiedener Verbraucher im Frühsommer

Betrachtet man die stündlichen Profile im Wochenverlauf (Abbildung 3-19), sind auch dort klare Unterschiede zwischen den verschiedenen Prozessen und Geräten zu erkennen. Entsprechend dem generell höheren Bedarf liegen in den Tagesstunden in der Regel höhere Potenziale der Lastreduktion vor als in den Nachtstunden. Dies betrifft erwartungsgemäß vor allem die Verbraucher in Haushalten und GHD. Eine Ausnahme bilden Länder mit einem sehr großen Anteil an Nachtspeicherheizungen, wie zum Beispiel Finnland und Schweden.

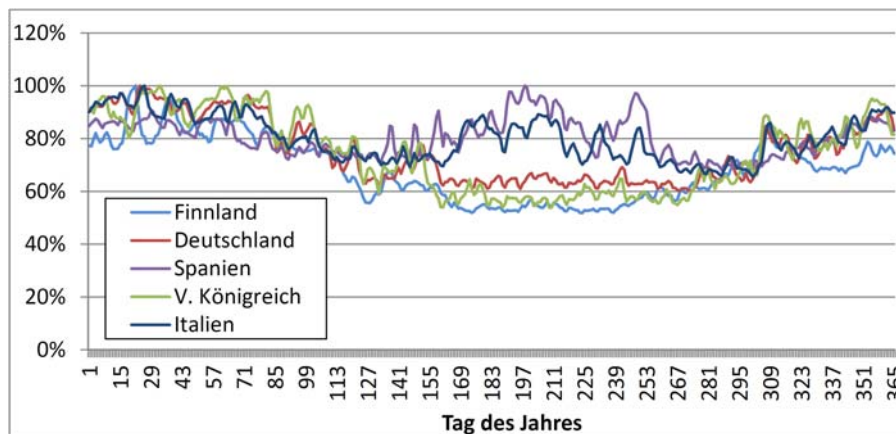


Abbildung 3-20: Jahreszeitlicher Verlauf des relativen Lastabsenkungspotenzials in ausgewählten Ländern des Untersuchungsgebiets

Wie aus Abbildung 3-21 beispielhaft hervorgeht, verteilt sich das Potenzial je nach Land sehr unterschiedlich auf die betrachteten Sektoren. Dies ergibt sich in erster Linie aus den klimatischen Bedingungen, aber auch aus der Industriestruktur, sowie der Verbreitung der lastmanagementfähigen Geräte in den Privathaushalten. Extreme Unterschiede beim Anteil der In-

dustrie am mittleren Lastreduktionspotenzial liegen beispielsweise zwischen Finnland mit 54 % und dem Vereinigten Königreich mit lediglich 17 % vor.

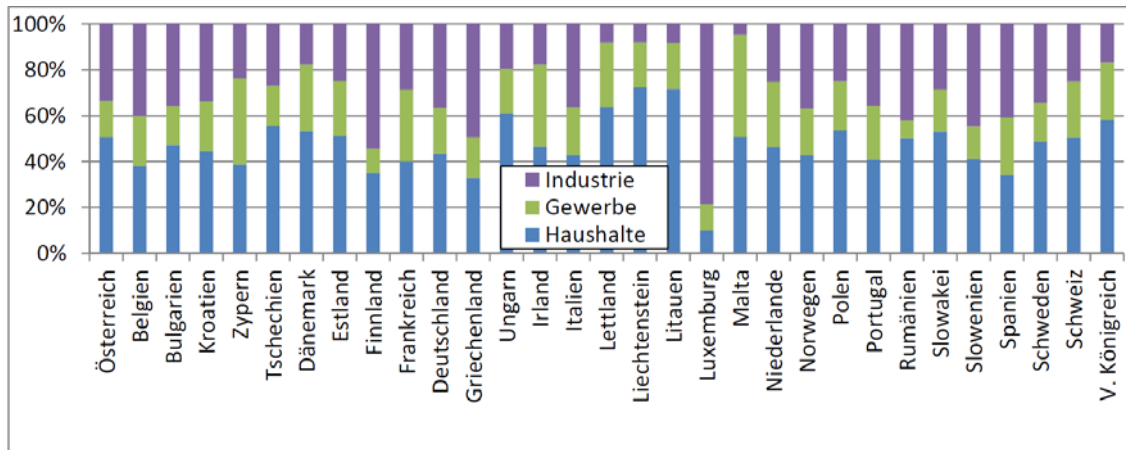


Abbildung 3-21: Sektorale Anteile am Potenzial der Lastabsenkung für alle betrachteten Länder

In Abbildung 3-22 sind für ausgewählte Länder die mittleren Lastreduktionspotenziale im Vergleich zur Jahresspitzenlast 2010 aufgetragen. Sie rangieren von 6 % in der Tschechischen Republik bis 28 % in Luxemburg und suggerieren, dass Lastmanagement prinzipiell einen bedeutenden Beitrag zur Senkung der residualen Spitzenlast liefern kann. Große anteilige Werte liegen vor allem in wärmeren Ländern vor, in denen die Klimaanlage einen bedeutenden Anteil am Lastreduktionspotenzial ausmachen.

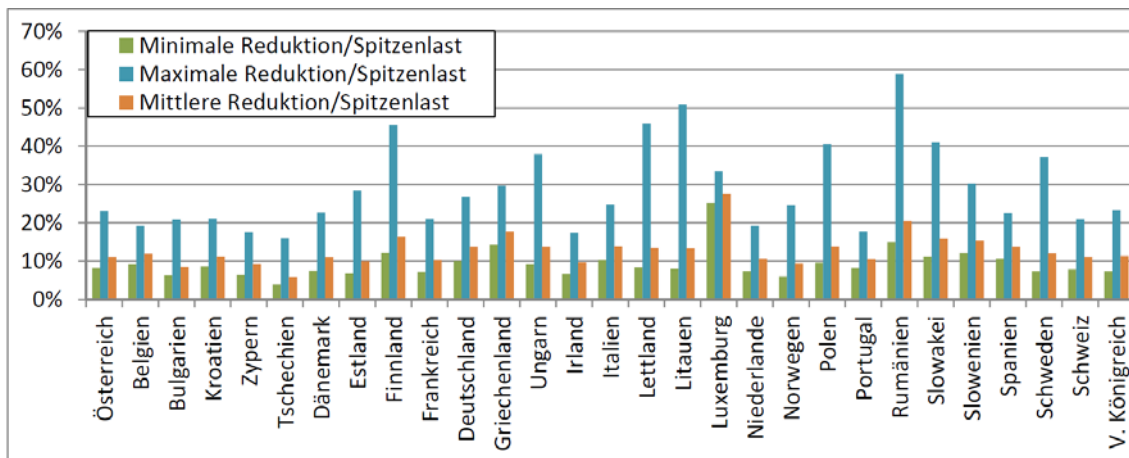


Abbildung 3-22: Vergleich des Lastreduktionspotenzials 2020 mit der Jahresspitzenlast 2010 für alle betrachteten Länder

Unter den getroffenen Annahmen ergibt sich eine starke Konzentration der flexiblen Lasten auf Gebiete hoher Siedlungsdichte und traditionelle Industrieregionen. Eine Ausnahme bilden die industriellen Potenziale einiger energieintensiver Unternehmen, deren Werke sich teilweise außerhalb der Ballungszentren befinden. Die räumliche Verteilung der Lastmanagementpotenziale ist in Abbildung 3-23 illustriert.

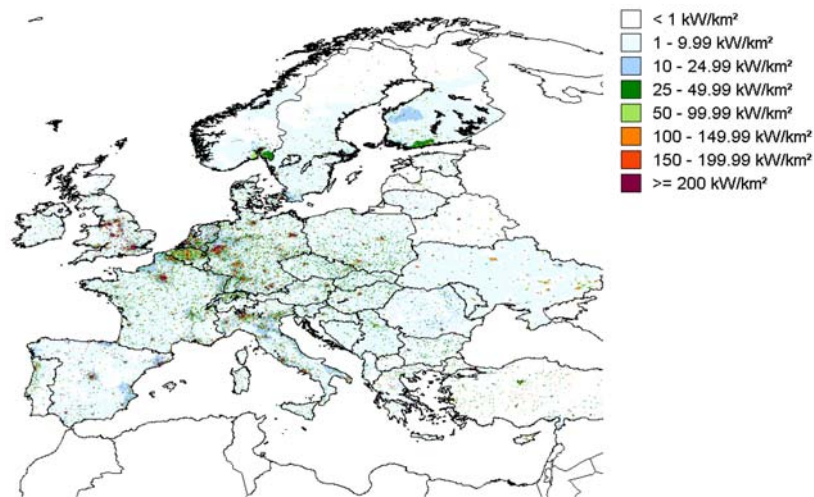


Abbildung 3-23: Räumliche Zuordnung der Lastmanagementpotenziale, hier am Beispiel der theoretischen Lastabsenkung in 2010

Die im Mittel für eine Absenkung zur Verfügung stehenden Lasten nehmen zukünftig geringfügig ab, von 67,5 GW in 2020 auf 66,9 GW in 2030 und 61,4 GW in 2050. Durch die unterschiedlichen Bedarfsentwicklungen gibt es dabei jedoch deutliche Verschiebungen bei den Anteilen der Sektoren – während diese in der Industrie und Gewerbe von 33 % auf 45 % bzw. 22 % auf 30 % ansteigen, sinkt jener des Haushaltssektors von 45 % auf 25 %. Die Veränderung der mittleren Lastabsenkung jedes Lastmanagementverbrauchers lässt sich Abbildung 3-24 entnehmen. Aufgrund der unterschiedlichen Beiträge der Verbraucher entwickelt sich das Gesamtpotenzial nicht in allen Ländern gleich. Während es in Ländern mit hohem Klimatisierungsstrombedarf oder viel Stahlerzeugung ansteigt, sinkt es in den meisten Ländern Nord- und Mitteleuropas (siehe Abbildung 3-25). Die Daten zu den Abbildungen finden sich im Datenanhang.

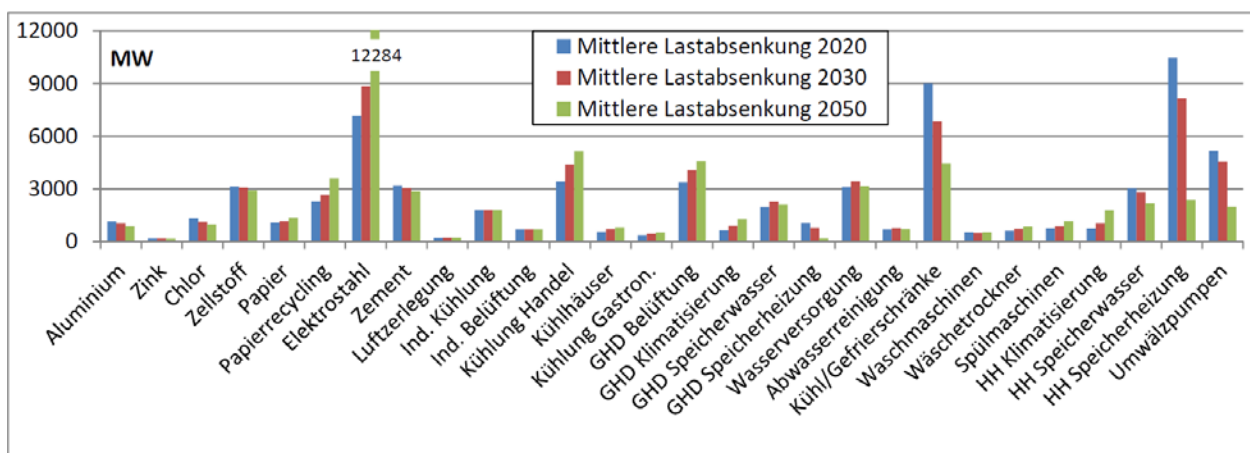


Abbildung 3-24: Entwicklung des mittleren Lastabsenkungspotenzials über die Szenariojahre, unterteilt nach Szenariojahr und Verbraucher

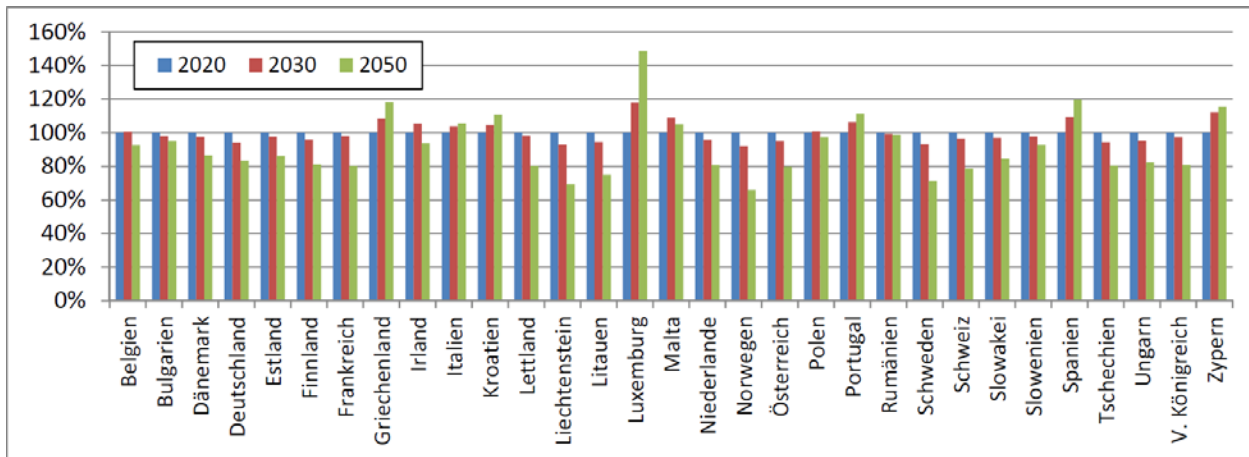


Abbildung 3-25: Entwicklung des mittleren Lastabsenkungspotenzials über die Szenariojahre, unterteilt nach Land

3.3 Energiespeicher

Eine weitere Möglichkeit des Lastausgleichs im Stromversorgungssystem bieten Energiespeicher, die je nach Speicherdauer klassifiziert werden können. Die Speicherung in elektrischen oder magnetischen Feldern in Kondensatoren und supraleitenden magnetischen Energiespeichern (SMES) dient vorwiegend der kurzzeitigen Energiespeicherung. Die Entladedauer liegt bei unter 1 s bis 100 s, d.h. die Speicherkapazität reicht für einen 1- bis 100-sekündigen Betrieb des Konverters bei Nennleistungsabgabe. Mechanische Großspeicher wie Pump- und Druckluftspeicher eignen sich mit ihren Entladedauern im Bereich von einigen Stunden vor allem als Tagesspeicher. Für die Langzeitspeicherung, also über Wochen oder Monate, kommen insbesondere chemische Speicher in Frage, da die Verluste über die Speicherdauer vernachlässigbar klein und die Energiedichten hoch genug für die Speicherung großer Energiemengen sind. In allen drei Zeitbereichen können auch an die jeweiligen Anforderungen angepasste elektrochemische Speicher (Batterien) eingesetzt werden. Da mit dem Energiesystemmodell REMix nur der Lastausgleich ab dem Stundenbereich untersucht wird, werden Kurzzeitspeicher im Sekundenbereich hier nicht weiter berücksichtigt.

3.3.1 Technologien zur Energiespeicherung

In der vorliegenden Studie werden die verfügbaren Energiespeichertechnologien den Kategorien „Tagesspeicher“ und „Langfristspeicher“ zugeordnet. Unter Tagesspeichern werden demnach neben Pumpspeichern und Druckluftspeichern (CAES, aaCAES, TACAS) auch Bleisäure-, Natrium-Schwefel- (NaS), Redox-Flow- und Lithium-Ionen-Batterien zusammengefasst. Als Langzeitspeicher können neben Wasserstoff und daraus erzeugte Kohlenwasserstoffe auch entsprechend dimensionierte Redox-Flow-Batterien eingesetzt werden.

Im Folgenden werden die für die Simulation wichtigsten Stromspeichertechnologien kurz charakterisiert. Detailliertere Beschreibungen zu den einzelnen Speichertechnologien finden sich u. a. in [Droste-Franke et al., 2012], [Wietschel et al., 2010] und [Adamek et al., 2012].

Pumpspeicherkraftwerke (PSW)

Pumpspeicherkraftwerke nutzen die Lageenergie des Wassers über eine Höhendifferenz ihres Ober- und Unterbeckens. Beide Reservoirs sind über Rohrleitungen verbunden und das Wasser kann mit Hilfe von Pumpen in das Oberbecken transportiert werden. Zum Entladen des

Speichers wird das Wasser des Oberbeckens abgelassen und treibt damit eine Turbine an. Pumpspeicherkraftwerke sind eine ausgereifte Technik, ihr Entwicklungspotenzial ist entsprechend eher gering.

Aktuell sind etwa 44 GW an Speicherleistung in Europa zzgl. Norwegen und Schweiz installiert. Insbesondere die Speicherkapazität in Norwegen wird oftmals als großskalige Ausgleichsoption in einem europäischen Verbundsystem diskutiert (vgl. [Scholz, 2010]). Topologische Anforderungen begrenzen das technische Ausbaupotenzial der Speicherleistung, welches [Vennemann et al., 2011] mit etwa 25 GW für Norwegen beziffert.

Druckluftspeicher (CAES, aaCAES, TACAS)

Bei dieser Technologie wird die Speicherung von Energie über die Druckerhöhung in einem Volumen durch Kompression erzielt. Die komprimierte Luft kann dabei entweder in Salzkavernen (begrenzt durch geologische Anforderungen) oder in Behältern (höhere Investitionskosten) gespeichert werden. Prinzipiell kann zwischen diabaten (CAES- Compressed Air Energy System) und adiabaten Druckluftspeichern (aaCAES- advanced adiabatic Compressed Air Energy System) unterschieden werden. Adiabate Druckluftspeicher nutzen die bei der Kompression entstehende Wärme und benötigen im Gegensatz zu den diabaten Anlagen keine zusätzliche Zufeuerung beim Entspannungsvorgang.

Weltweit sind z.Z. zwei diabate Druckluftspeicherkraftwerke in Betrieb – Huntsdorf (Deutschland) mit einer Leistung von 320 MW sowie McIntosh (USA) mit einer Leistung von 110 MW. Adiabate Speichersysteme sind bisher nur als Pilotanlagen in Betrieb oder befinden sich im fortgeschrittenen Konzeptstadium [Leonhard et al., 2009].

Blei-Säure-Batterien (PbS)

Die PbS-Batterie zählt zur Gruppe der elektrochemischen Speicher und funktioniert nach dem Prinzip einer galvanischen Zelle. Neben der Anwendung als Starterbatterien in Fahrzeugen und zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) finden Blei-Säure-Batterien vor allem als Sekunden-, Minuten- und Tagesspeicher im Niedertemperaturbereich Anwendung. Gemessen an der installierten Speicherkapazität, sind PbS-Batterien die weltweit am häufigsten eingesetzte Speichertechnologie, wobei große Systeme mit Leistungen bis 10 MW und Kapazitäten bis zu 50 MWh umgesetzt werden können [Droste-Franke et al., 2012].

Eine Weiterentwicklung der Blei-Säuretechnologie sind die ventilregulierten Batterien (valve regulated lead-acid = VRLA), welche einen verringerten Wartungsaufwand mit sich bringen und eine Lebensdauer von 10 bis 12 Jahren erreichen [Neupert et al., 2009].

Allgemein gilt die Technologie als ausgereift mit einem eher geringen Entwicklungspotenzial. Besonders die niedrige Kapazitätsausnutzung bei hohen Strömen, die niedrige Energiedichte (25-35 Wh/kg) und die geringe Zyklenzahl (500-2.000) sind nachteilig. Des Weiteren ist zu erwarten, dass mit zunehmendem Fortschritt im Bereich der Lithium-Ionen-Akkumulatoren, die einen ähnlichen Anwendungsbereich wie die Blei-Säure-Batterien aufweisen, die Blei-Säure-Technologie aus dem Markt zurückgedrängt wird. Trotzdem finden stationäre Blei-Säure-Batterien aufgrund ihrer relativ niedrigen Investitionskosten und kurzen Amortisationsdauer z.Z. im Bereich der Frequenzhaltung, peak shaving, load leveling und Inselnetzen Anwendung.

Natrium-Schwefel-Batterien (NaS)

NaS-Batterien arbeiten in einem Temperaturbereich von 270 bis 350 °C, um den geschmolzenen Zustand der Natrium-Kathode sowie der Schwefel-Anode sicherzustellen. Der relativ geringen Selbstentladung muss der Energieaufwand für die Beheizung zur Sicherstellung der Be-

triebstemperatur entgegengerechnet werden. Aus diesem Grund eignet sich die Technologie insbesondere für tägliche Lade- und Entladezyklen. Kontinuierliche Lade- und Entladevorgänge erwärmen das System und die benötigte Heizleistung zur Sicherstellung der Betriebstemperatur kann minimiert werden [Neupert et al., 2009]. Die NaS-Batterie besitzt im Gegensatz zur Blei-Säure-Technologie einen keramischen Festelektrolyten aus β -Aluminiumoxid, durch welchen die Natriumionen diffundieren können. Bei einer Zellspannung von 2 V im Entladevorgang oxidiert flüssiges Na zu Na^+ -Ionen. Anschließend diffundieren diese durch den Elektrolyten und reagieren zusammen mit Schwefel zu Natriumpolysulfid.

Die typische Lebensdauer einer NaS-Batterie ist stark von der Entladetiefe (dod - depth of discharge) abhängig. Bei einem dod von 40% können rund 10.000 Zyklen erzielt werden; bei einem dod von 20% verringert sich die Zyklenanzahl hingegen auf etwa 2.500.

Redox-Flow-Batterien (RFB)

Im Vergleich zu herkömmlichen elektrochemischen Speicher sind bei der Redox-Flow Batterie Energiewandlung (Reaktor) und chemische Speicherung (Elektrolyttanks) räumlich voneinander getrennt. Die Technik ist des Weiteren durch zwei separate Elektrolytkreisläufe charakterisiert, welche den Energiekonverter, respektive den Reaktor, durchfließen.. Über die Dimensionierung des Reaktors sowie des Tanks lässt sich zudem die Leistung von der Kapazität des Speichers entkoppeln. Entsprechend ist eine Anpassung von Leistung und Kapazität über die Größe der Tanks und der Konvertereinheit (Reaktor) einfach umzusetzen.

Aufgrund dieser Eigenschaften eignen sich Redox-Flow Batterien insbesondere als Tages- und Langzeitspeicher. Neben dem Einsatz im Automobilbereich (Auftanken mittels geladenem Elektrolyt, z.Z. jedoch noch zu geringe Energiedichte: 25 - 45 Wh/kg) sind zudem Anwendungen im Bereich des load levelings im Übertragungsnetz (vgl. [Leonhard et al., 2009]), der Sekundär- und Minutenreserve, der Spannungsqualität im Verteilnetz (vgl. [Chen et al., 2009]), der unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) und im Bereich der Inselnetze denkbar.

Als vielversprechende Systeme werden derzeit Vanadium-Redox-Flow-(VRB), Vanadium-Bromid-, Zink-Brom-, Polysulfid-Brom- und Cer-Zink-Batterien diskutiert. Gemeinsam ist allen Varianten, dass sie unempfindlich gegen Tiefentladung sind sowie weder Memory-Effekte noch Selbstentladungen auftreten. Des Weiteren geht man davon aus, dass eine hohe Zyklenzahl von über 13.000 Zyklen bei einem Wirkungsgrad von 75 % erzielt werden kann. Hemmend wirken z.Z. noch die hohen Investitionskosten durch die komplexe Technik des Konverters (Zelle) [Wietschel et al., 2010] sowie die erhöhten Instandhaltungskosten aufgrund von Leckage der Tanks [Fuchs et al., 2012].

Lithium-Ionen-Batterien (Li-Ion)

Der prinzipielle Aufbau einer Li-Ionen-Batterie besteht typischerweise aus einer Lithium-Metalloxid-Kathode (z.B. LiCoO_2 , LiMO_2 , LiNiO_2), einer Graphit-Anode und einem Elektrolyt aus Lithiumsalz (z.B. LiPF_6). Wie bei den meisten elektrochemischen Akkumulatoren entspricht das Funktionsprinzip dabei dem einer galvanischen Zelle. Vorteile dieser Technologie sind die hohe gravimetrische Energiedichte (200 Wh/Kg), ein hoher Zyklenwirkungsgrad von 85 bis 95 % sowie eine hohe Zyklenzahl (3.000 bei 80 % dod [Chen et al., 2009]). Aktuell findet diese Akkumulatoren-Technologie vor allem in portablen und mobilen Bereichen Anwendung. Die Modularität einzelner Zellen zu großen Gesamtsystemen erlaubt jedoch prinzipiell auch stationäre Anlagen in der Größenordnung von 1 GW und 8 GWh [Leonhard et al., 2009]. Limitierend wirken hier aktuell die noch recht hohen Investitionskosten solcher Anlagen.

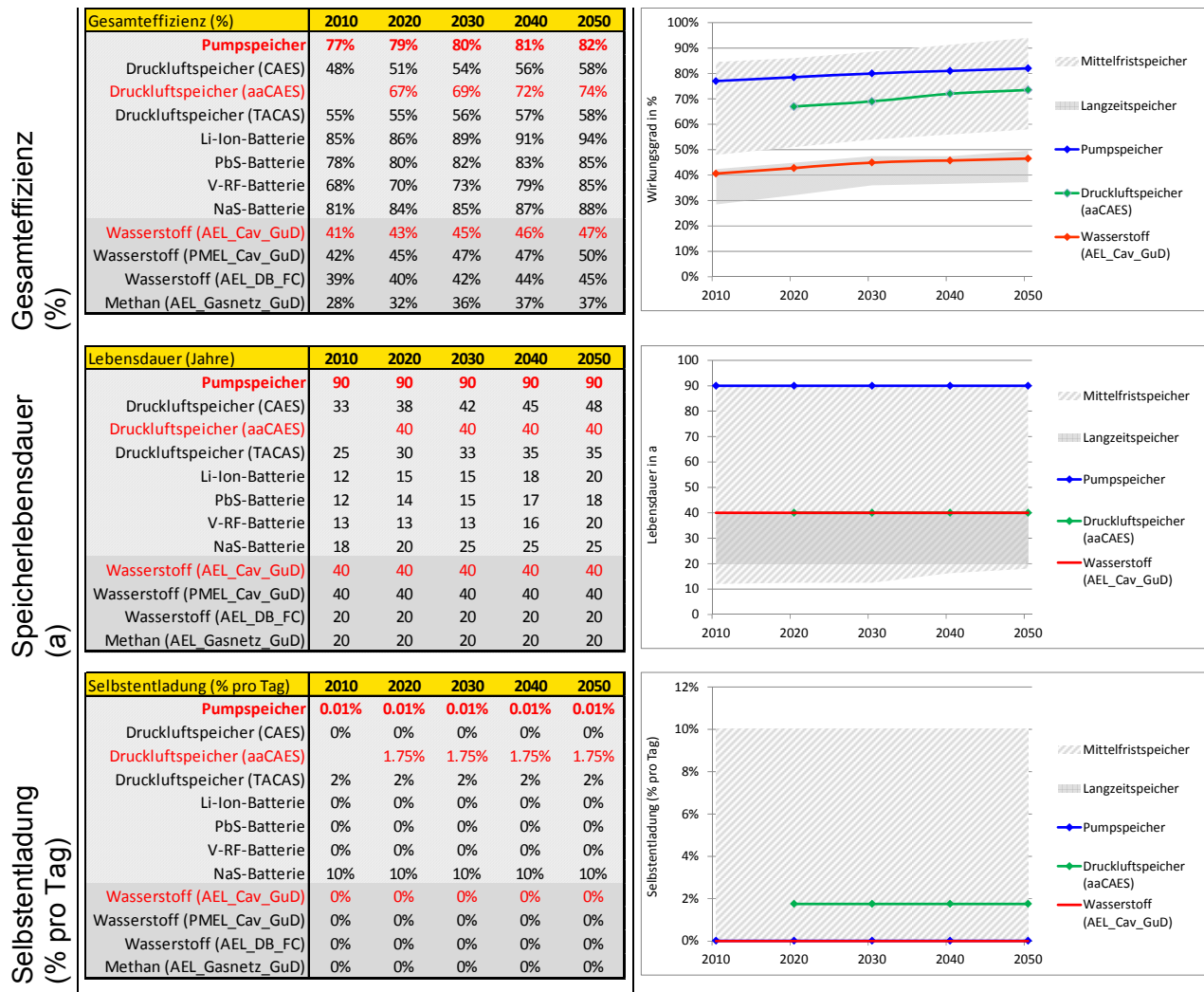


Abbildung 3-26: Technische Parameter verschiedener Energiespeichertechnologien. Rot: Standardtechnologien in den Modellrechnungen.

Wasserstoffspeicher

Das Prinzip der Wasserstoffspeicherung nutzt (überschüssigen) Strom zur Elektrolyse (alkalische Elektrolyse oder Protonenaustauschmembranen) von Wasser. Drei unterschiedliche Konzepte der Wasserstoffnutzung im Anschluss der Elektrolyse sind denkbar. (1) Das Reaktionsprodukt Wasserstoff wird in Salzstöcken (Kav: Kaverne) oder in Druckbehältern (DB) eingelagert und später in Brennstoffzellen (BZ), Gasmotoren, Gasturbinen oder in Gas-und-Dampf-Kraftwerken (GuD) rückverstromt. (2) Der Wasserstoff wird bis zu einem Anteil von 5 Vol.-% direkt in die bestehende Erdgasinfrastruktur eingespeist [Graf, Götz, und Bajohr, 2011]. (3) Über einen zusätzlichen Umwandlungsschritt wird der Wasserstoff zur Erzeugung von synthetischen Kohlenwasserstoffen eingesetzt (bspw. Methanisierung), welche eine Kopplung mit dem Wärme- und dem Verkehrssektor erlauben. Im Falle der Herstellung von synthetischem Methan kann dieses auch wiederum ins Gasnetz eingespeist werden. Allen Konzepten gemeinsam ist die hohe Energiedichte des Wasserstoffs, respektive des synthetischen Kohlenwasserstoffs, wohingegen der Gesamtwirkungsgrad der Prozesskette mit zunehmenden Umwandlungsschritten abnimmt (Elektrolyse 65 %, Verdichtung 97 %, GuD 60 %, in der Summe 38 %).

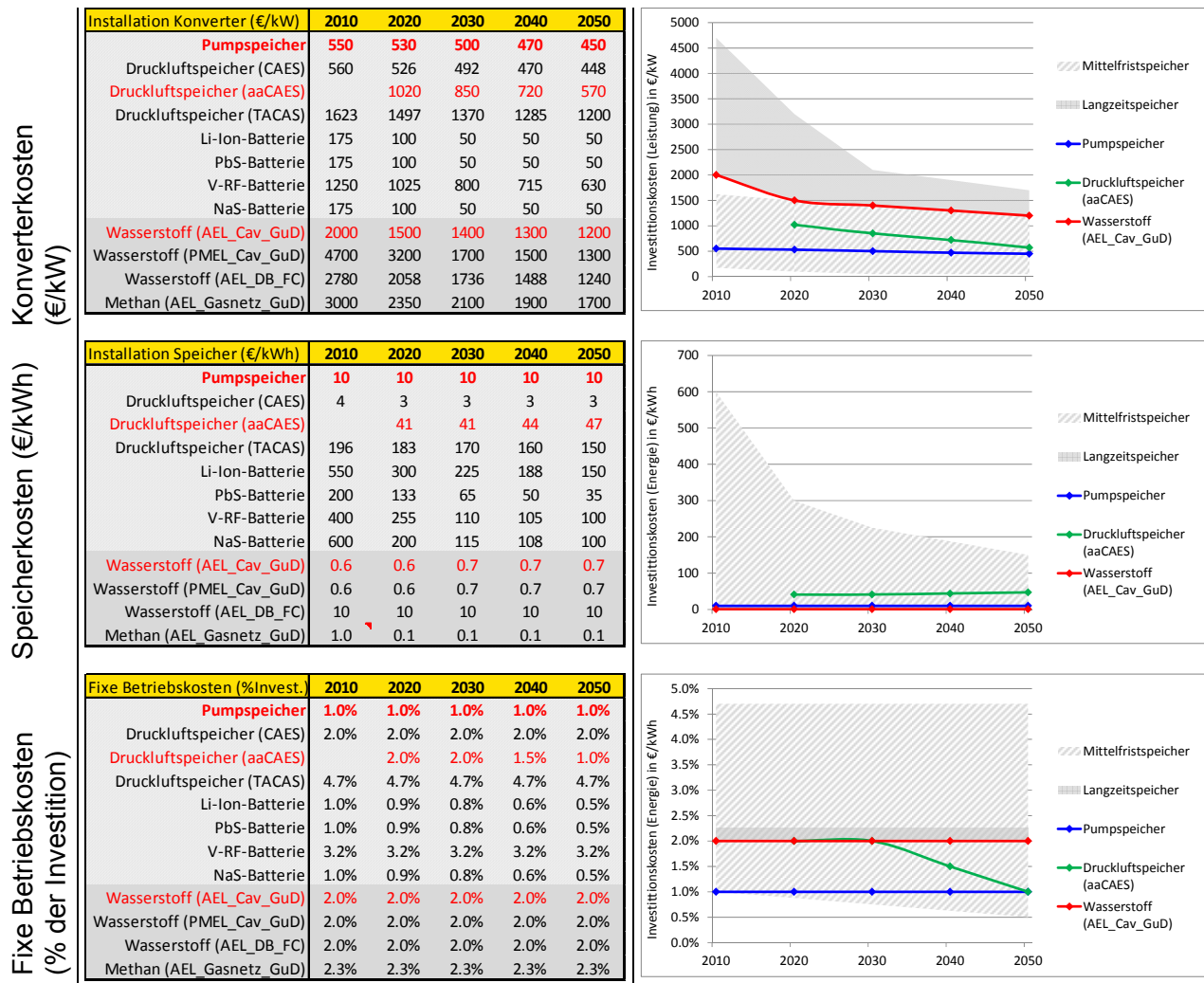


Abbildung 3-27: Ökonomische Parameter von Energiespeichertechnologien (rot: Standardtechnologien in den Modellrechnungen)

3.3.2 Technische und ökonomische Parameter der Speichertechnologien

Die Abbildung von Speichern im Energiesystemmodell REMix erfolgt mittels folgender Parameter:

- Wirkungsgrade der Ein- und Ausspeicherung
- Selbstentladungsraten
- Investitionskosten, fixe und variable Betriebskosten der Konverter- und Speicherkapazitäten
- Lebensdauern der Konverter- und Speicherkapazitäten
- gegebenenfalls maximal installierbare oder installierte Konverter- und Speicherkapazitäten (regional unterschiedlich).

Mit Ausnahme der installierten und installierbaren Konverterleistungen und Speicherkapazitäten sind alle Parameter technologiespezifisch, nicht aber regional unterschiedlich. Die volkswirtschaftliche Zinsrate ist (wie bei allen anderen mit REMix modellierten Technologien) auf 6% festgesetzt. Die in REMix verwendeten Parameter sind [INVESTIRE, 2003; Dena, 2008, 2010a; Leonhard et al., 2009; Agentur für Erneuerbare Energien (AEE), 2010; Smolinka, Günther, und Garcke, 2010; Wietschel et al., 2010; Connolly, 2010; Adamek et al., 2012; TAB, 2012; Fuchs et al., 2012; Hartmann et al., 2012; Nitsch et al., 2012] entnommen oder abgeleitet. Die technischen Parameter sind in Abbildung 3-26 dargestellt. Die Wirkungsgrade der Ein- und Ausspei-

cherung werden dabei, wenn nicht getrennt vorliegend, aus dem Zykluswirkungsgrad abgeleitet. Die verwendeten ökonomischen Parameter zeigt Abbildung 3-27.

Für alle Speichertechnologien wird ein technischer Fortschritt angenommen, der besonders stark bei Batterien ausfällt, die nicht nur Effizienzgewinne, sondern auch eine steigende Lebensdauer und abnehmende Speicherentladung erwarten lassen und somit den heutigen Abstand zu den übrigen Speichertechnologien verringern werden. Der Fortschritt wirkt sich auch auf die ökonomischen Parameter aus. Hier werden bei den neuen Technologien wie z.B. Batterien und Wasserstofferzeugung erhebliche Kostenreduktionen über die Zeit erwartet.

3.4 Netzinfrastuktur

3.4.1 Rahmenbedingungen des Netzausbaus

Stromnetze verbinden räumlich voneinander getrennte Stromerzeuger und Stromverbraucher. Die daraus folgende räumliche Aggregation führt dazu, dass sich die einzelnen zeitlichen Erzeugungs- und Bedarfsprofile überlagern. Dadurch können sich Leistungsdefizite und -überschüsse an unterschiedlichen Orten teilweise ausgleichen. Je größer ein Verbundnetz zwischen einzelnen Erzeugern und Verbrauchern, desto größer ist der potentielle Ausgleich, da mit der Distanz auch meteorologisch bedingte Unterschiede zwischen Stromerzeugung und -bedarf und statistische Ausgleichseffekte zunehmen.

In einem zukünftigen Energieversorgungssystem mit einem hohen Anteil an fluktuierender Stromerzeugung nehmen die Distanzen zwischen Stromerzeugungs- und Strombedarfszentren ressourcenbedingt zu. Um dieser Herausforderung gerecht zu werden, ist eine naheliegende technische Lösung die Leistungsübertragung mittels Höchstspannungsnetzen. Gleichzeitig folgt aus der von der EU angestrebten Schaffung eines gesamteuropäischen Strombinnenmarkts eine Zunahme des grenzüberschreitenden Stromhandels, was ebenfalls die Übertragung hoher Leistungen über große Distanzen erfordert [EU, 2009]. Historisch bedingt sind die heutigen Stromübertragungsnetze in der EU nicht für diese Anforderungen ausgelegt, weshalb die Erhöhung der Übertragungskapazitäten einen zentralen Aspekt bei der Transformation des europäischen Energiesystems darstellt [Dena, 2010], [ENTSO-E, 2012a].

Vor diesem Hintergrund nimmt Deutschland mit dem Beschluss zur Energiewende und seiner lagebedingten, zukünftig neuen Funktion als Stromtransitland innerhalb der EU eine Vorreiterrolle bezüglich des Netzausbaus ein. Die in den vergangenen sechs Jahren erfolgten Verabschiedungen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG), des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) und des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) verdeutlichen, dass den damit verbundenen Herausforderungen auch von politischer Seite Rechnung getragen werden soll. Mit dem Netzentwicklungsplan Strom (NEP) existiert zudem eine Grundlage dafür, mittelfristig erforderliche Maßnahmen zur Ertüchtigung der Stromübertragungsnetze frühzeitig zu erfassen [Feix et al., 2013].

3.4.2 Stromübertragungstechnologien

Elektrische Energie kann als Wechsel- oder Gleichstrom übertragen werden. Die Energieübertragungsnetze der europäischen Transportnetzbetreiber sind Wechsel- bzw. Drehstromnetze, die über einzelne Gleichstromübertragungsleitungen zur Anbindung asynchroner Netzgebiete miteinander gekoppelt sind.

Im Gegensatz zu Gleichstrom kann Wechselstrom unmittelbar transformiert werden. Um Durchleitungsverluste verhältnismäßig gering zu halten, sind für den Stromtransport über größere Entfernungen (bis ca. 500 km) Spannungen von 380 bis zu 750 kV üblich. Verteilnetze, die der lokalen Verteilung der elektrischen Energie an die Verbraucher dienen, werden in der vorliegenden Studie nicht näher betrachtet. Ihre Anpassung an die zukünftigen Erfordernisse, beispielsweise aufgrund des bidirektionalen Stromtransports, wird an dieser Stelle vorausgesetzt. Die Quantifizierung erforderlicher Aus- und Umbaumaßnahmen wird u.a. in [Dena, 2012] behandelt.

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) kommt heute vor allem dort zum Einsatz, wo weitgehend kontinuierlich hohe Leistungen über große Distanzen übertragen werden sollen. Da neben den Investitionen in die Leitungsinfrastruktur ein erheblicher finanzieller Zusatzaufwand durch die erforderlichen Umrichterstationen entsteht, lohnt sich der Einsatz als Überlandleitung trotz sinkender Kosten der Leistungselektronik im Vergleich zur etablierten Drehstromübertragungstechnik erst ab Entfernungen von ca. 600 km. Die Verwendung moderner VSC-HGÜ⁶ bringt allerdings den Vorteil zusätzlicher Freiheitsgrade bei der Netzregelung mit sich. Neben der Fähigkeit zur bedarfsgerechten Blindleistungsbereitstellung ist vor allem die Möglichkeit zur Vermeidung von Loop-Flows ein Argument für den zukünftig verstärkten Einsatz der HGÜ. So sind beispielsweise im aktuell von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzentwicklungsplan 2013 drei Korridore für HGÜ-Trassen für den lokalen Lastausgleich zwischen Nord- und Süddeutschland vorgesehen [Feix et al., 2013].

Als See- oder Erdkabel können HGÜ bereits ab 50 km Länge kostengünstiger sein als Drehstromkabel, da die maximale Übertragungskapazität von Kabelstrecken in Wechselstromtechnik aufgrund des verhältnismäßig hohen Kapazitätsbelags ohne zusätzliche Kompensationsvorrichtungen stark beschränkt ist. Derzeit wird die HGÜ-Technik ausschließlich in Form von Punkt-zu-Punkt-Verbindungen ausgeführt. Die Realisierung von vermaschten Übertragungsnetzen, wie sie in Drehstromtechnik existieren, setzt aus schutztechnischen Gründen den Einsatz von DC-Leistungsschaltern voraus, welche erst seit kurzer Zeit verfügbar sind [Marquardt und Wang, 2013].

Netzstudien unter Voraussetzung hoher Anteile erneuerbarer Energien im Stromsektor kommen zu dem Schluss, dass ein weitgehender Ausbau von Übertragungskapazitäten auf kontinentaler Ebene ein Schlüsselement einer kostengünstigen Stromversorgung in vielen Nationen Europas darstellt [Czisch, 2005; Dörnemann, 2011; Bompard et al., 2014]. Typischerweise haben die Kosten des Übertragungssystems dabei einen Anteil an den Gesamtkosten, der im einstelligen Prozentbereich liegt. Allerdings unterliegt die Erhöhung von Übertragungskapazitäten durch den Leitungsausbau nicht nur technischen und ökonomischen, sondern auch gesellschaftlichen Restriktionen (Akzeptanz, NIMBY⁷-Problematik). Dementsprechend kann die Verkabelung bzw. Teilverkabelung einer Neubaustrecke trotz der Kostenvorteile der reinen Freileitungstechnik eine denkbare Lösung sein, wenn sich dadurch beispielsweise verfahrens- bzw. protestbedingte Verzögerungen bei der Projektumsetzung vermeiden lassen.

⁶ VSC: Voltage Source Converter

⁷ NIMBY: „Not In My Back Yard“

3.5 Erzeugung synthetischer Energieträger aus Strom

Der Stromsektor lässt sich energetisch mit dem Verkehrs- oder Wärmesektor mit Hilfe synthetischer, aus Strom erzeugter Energieträger verknüpfen. Durch Elektrolyse von Wasser lässt sich aus elektrischer Energie Wasserstoff erzeugen, der direkt genutzt oder für die Synthese von Kohlenwasserstoffen, wie z.B. Methan, verwendet werden kann. Für die Erzeugung und direkte Nutzung des Wasserstoffs spricht, dass bei der weitergehenden Synthese zusätzliche Umwandlungsverluste auftreten. Allerdings bietet beispielsweise die Methanisierung (Umwandlung von Wasserstoff und Kohlendioxid zu Methan) den Vorteil, dass die Infrastruktur für Verteilung und Nutzung des erzeugten Energieträgers bereits existiert und somit das Gasnetz im Vergleich zur Wasserstoffeinspeisung ohne Einschränkungen als Speicher verwendet werden kann.

Im Szenario H₂ der vorliegenden Studie wird entsprechend [Nitsch et al., 2012] Wasserstoff im Verkehrssektor eingesetzt, der mittels Elektrolyse direkt an Tankstellen produziert wird. Als Umwandlungseffizienz Strom-zu-Wasserstoff werden hier 67 % angenommen. Die Tankstellen verfügen im Szenario H₂ über Elektrolyseure mit einer Leistung von 36,7 GW und Speichern, die für 12 Stunden Volllastbetrieb der Elektrolyseure ausgelegt sind. Die Auslastung der Elektrolyseure wird dabei ausgehend von einer Wirtschaftlichkeitsanalyse und entsprechend [Nitsch et al., 2012] mit 3000 Volllaststunden angenommen. Dadurch kann ein flexibilisierter Betrieb der Anlagen nach einem Strompreissignal und damit eine optimierte Integration der Elektrolyseure unter weitgehender Vermeidung zusätzlicher residualer Spitzenlasten und unter Reduzierung von Leistungsüberschüssen abgebildet werden. Es wird des Weiteren in der Szenarienanalyse angenommen, dass der erzeugte Wasserstoff bilanziell aus erneuerbarem Strom erzeugt wird. Dafür werden bei der Festlegung der installierten Leistungen zur Erzeugung von Sonnen- und Windstrom zusätzliche Leistungen einberechnet, mit denen in der Jahressumme der Wasserstoff erneuerbar erzeugt werden kann. In der Simulation der Stromversorgung in Kapitel 5 folgt der Einsatz der Elektrolyseure dem Strompreissignal sowie den gesetzten Randbedingungen wie Nachfrageprofil, installierte Leistung, Speichergröße und Volllaststunden, so dass die Produktion in jeder Stunde eines Jahres nicht ausschließlich mit erneuerbarem Strom erfolgen muss.

4 REMix: Methodik der Modellierung

Ausgehend von den vorangegangenen Charakterisierungen der in dieser Studie betrachteten grundlegenden Szenarien und Optionen des Lastausgleichs werden in diesem Kapitel die Methoden und Funktionalitäten des Energiesystemmodells REMix beschrieben. REMix ist ein am Institut für Technische Thermodynamik des DLR entwickeltes Energiesystemmodell und besteht aus den Modellteilen REMix-EnDAT und REMix-OptiMo (siehe Abbildung 4-1). Im Analysemodell EnDAT werden die globalen Ressourcen erneuerbarer Energien in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung untersucht. Es stellt deren potenzielle Stromerzeugung und den Bedarf an Strom und Wärme als stündliche Zeitreihen zur Verfügung. Für Wärme erfolgt eine Beschränkung auf den Bedarf bei Temperaturen unter 500°C, sowie eine Unterscheidung zwischen industriellen Verbrauchern einerseits, und den Verbrauchern in Haushalten und dem Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) andererseits. Die Zeitreihen können als Eingangsdaten für das lineare Optimierungsmodell verwendet werden.

4.1 Grundsätzliche Struktur der Modellierung

REMix ist ein Bottom-Up- Energiesystemmodell mit Schwerpunkt auf der Einsatzoptimierung von Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien in Verbindung mit zeitlichen und räumlichen Energieausgleichsoptionen. Der hierfür im Modellteil OptiMo verwendete Modellierungsansatz wird bereits seit langem in der Kraftwerkseinsatzplanung (Dispatch) verwendet. Dabei wird eine Kostenfunktion bestimmt, welche die Investitionskosten und Annuitäten aller definierten Technologien abbildet. Diese Zielfunktion wird unter Einhaltung bestimmter technisch-physikalischer Restriktionen minimiert, um den Technologieeinsatz zur Deckung einer Lastzeitreihe zu optimieren.

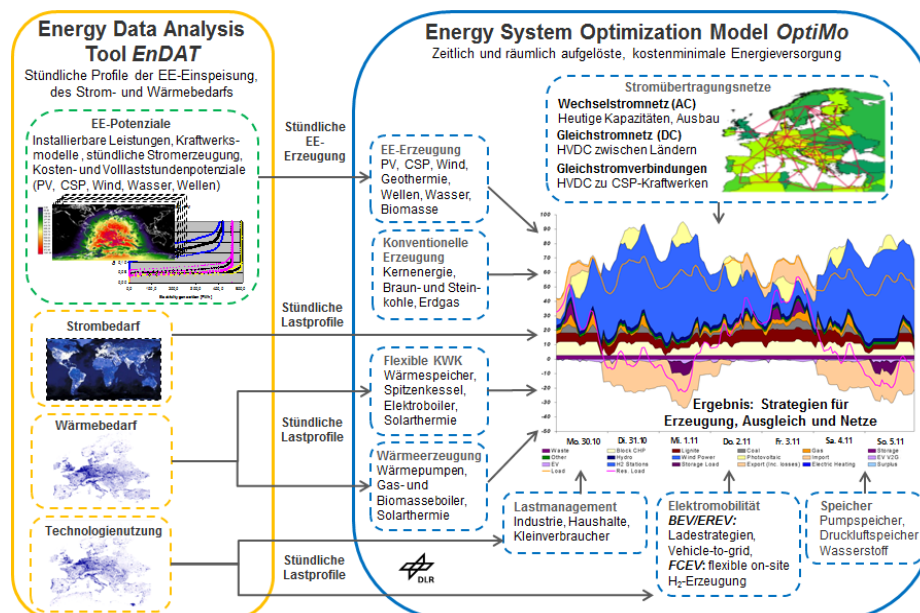


Abbildung 4-1: Struktur des REMix-Modells

Stromseitig werden neben Bedarf und erneuerbarer Erzeugung auch konventionelle Kraftwerke, Speicher (Pumpspeicher, Druckluftspeicher sowie Wasserstoff-Elektrolyse) und Lastmanage-

ment berücksichtigt. Über die Stromversorgung hinaus sind auch Interaktionen mit dem Verkehrssektor in das Modell integriert. Sowohl die Elektromobilität, als auch die Wasserstoffherzeugung für die Nutzung im Verkehr können bei der Optimierung sowohl als Stromverbraucher als auch als Flexibilitätsoptionen im Versorgungssystem berücksichtigt werden.

Daneben wird als Ergebnis der Modellweiterentwicklung im Rahmen dieses Projekts die Kopplung von Strom- und Wärmemarkt anhand mehrerer Wärmeerzeugungstechnologien im Modell abgebildet. Diese umfassen KWK, Wärmepumpen, konventionelle und elektrische Heizkessel, Solarthermie- und Tiefengeothermie-Anlagen. Sämtliche Wärmetechnologien können zudem im Modell beliebig miteinander kombiniert und um einen thermischen Speicher ergänzt werden.

Jede Technologie wird in REMix durch ein Modul charakterisiert, in dem die jeweils gültigen technischen Einschränkungen und ökonomischen Zusammenhänge mittels linearer Gleichungen und Ungleichungen beschrieben werden. Dabei wird aufgrund der Vielzahl der für die Modellierung berücksichtigten Technologien zwischen einer möglichst realitätsgetreuen mathematischen Beschreibung der Anlagencharakteristika einerseits und vereinfachenden Annahmen zum Erreichen vertretbarer Modelllösungszeiten andererseits abgewogen.

Unter Berücksichtigung der vom Benutzer gewählten Systembestandteile bewertet REMix in stündlicher Auflösung die Wechselwirkung zwischen allen Technologien und ermittelt die kostenminimale Versorgung. Dabei kann entweder nur der Betrieb eines durch ein Szenario exogen vorgegebenen Anlagenparks optimiert oder der modellendogene Ausbau verschiedener Technologien erlaubt werden. Die installierbare Kapazität von Kraftwerken, Speichern und Übertragungsleistungen ist nach oben beschränkbar, falls beispielsweise Obergrenzen bezüglich der erschließbaren Potenziale vorliegen. Für den Fall, dass lediglich der Betrieb der Systemkomponenten optimiert wird, fließen in die vom Modell minimierten Gesamtkosten die Erzeugungs-, Wartungs- und Instandhaltungskosten ein. Zu den Erzeugungskosten zählen die Brennstoffkosten, sowie Kosten benötigter CO₂-Zertifikate. Wird auch der Neubau von Anlagen betrachtet, so werden zudem die anteiligen Investitionskosten eines Jahres in die Optimierung mit einbezogen.

Über maximal installierbare Leistungen der Technologien hinaus können weitere Einschränkungen und Vorgaben hinsichtlich des Gesamtsystems definiert werden. Hierzu zählen beispielsweise Obergrenzen für CO₂-Emissionen und Stromimporte, sowie minimal zu erreichende EE-Anteile.

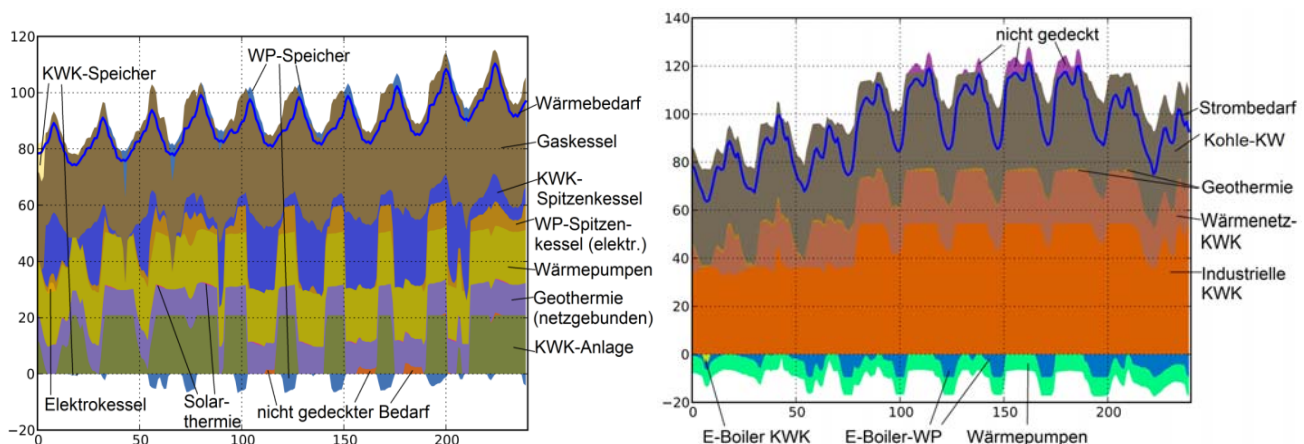


Abbildung 4-2: Exemplarischer Output des REMix-Modells: wärmeseitig (links) und stromseitig (rechts)

Die vom Modell ermittelten Zeitreihen der Strom- und Wärmeerzeugung lassen sich für die weitere Analyse des Betriebsverhaltens der verschiedenen Anlagenkomponenten visualisieren. Abbildung 4-2 zeigt exemplarisch den Output des Modells für die ersten 240 Stunden eines fiktiven Berechnungsjahres.

REMix eignet sich zur Untersuchung einer Vielzahl energiewirtschaftlicher Fragestellungen. Unter Verwendung des Modellteils EnDAT können Kosten- und Volllaststunden-Potenzialkurven erneuerbarer Energien für Kontinente, Länder und Regionen sowie Einspeisezeitreihen in stündlicher Auflösung bestimmt werden. Die erschließbaren Ressourcen und deren zeitliche Verfügbarkeit bilden die Grundlage der Szenarienentwicklung für zukünftige Energiesysteme. Für vorgegebene Szenarien installierter Kraftwerks-, Speicher- und Übertragungsleistungen liefert REMix-OptiMo Aussagen dazu, ob die Energieversorgung in jeder Stunde eines Jahres gewährleistet werden kann oder ob zusätzliche Erzeugungskapazitäten oder Lastausgleichsoptionen benötigt werden. Wenn der optionale Ausbau von Technologien zugelassen wird, kann die kostengünstigste Kombination zusätzlich zu installierender Kapazitäten und deren Sensitivität hinsichtlich der Anlagenpreise ermittelt werden. Über die Ausbauoptionen hinaus können die zentralen Parameter des Anlagenbetriebs wie beispielsweise die Volllaststunden, die Anzahl der Anfahrvorgänge und die Häufigkeit der Abregelung von EE-Anlagen in Abhängigkeit von der Nutzung alternativer Technologien bewertet werden.

4.1.1 Untersuchungsgebiet

Die Formulierung des Energiesystemmodells an sich ist vom Untersuchungsgebiet unabhängig – der jeweilige Bilanzraum ändert nur die Parametrisierung und den Umfang des Modells. REMix verfügt über Inputdaten für Untersuchungen ganz Europas und von Teilen Nordafrikas.

Germany	Deutschland
Nordel	Dänemark(Ost), Finnland, Norwegen, Schweden
Denmark_W	Dänemark(West)
BeNeLux	Belgien, Luxemburg, Niederlande
Iberia	Portugal, Spanien
Austria	Österreich
SwitzAly	Schweiz, Italien, Liechtenstein
France	Frankreich
PolCzeSlk	Polen, Tschechische Republik, Slowakei
UK_IE	Vereinigtes Königreich, Irland
MorAlgTun	Algerien, Marokko, Tunesien

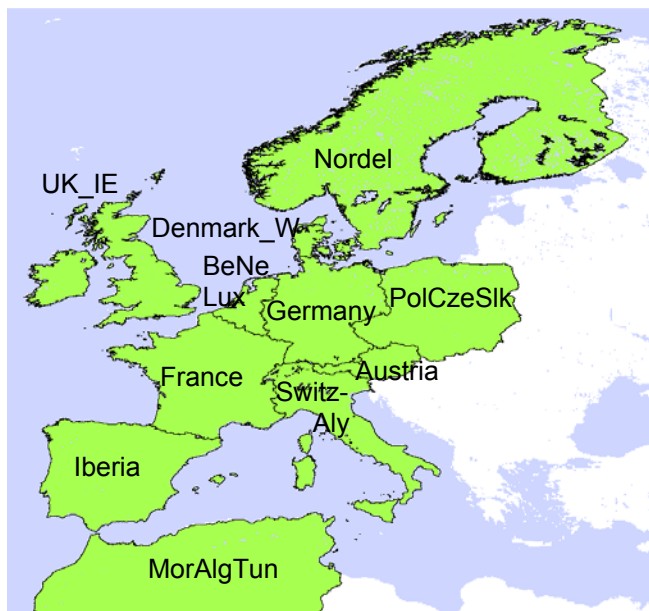


Abbildung 4-3: Untersuchungsgebiet und betrachtete Regionen in Europa und Nordafrika

Da die Anzahl der Regionen großen Einfluss auf die Rechenzeiten des Modells hat, kann es zweckmäßig sein, den Bilanzraum auf die für die jeweilige Untersuchung relevanten Nachbarn und wichtigen Import-Export-Regionen zu reduzieren. Für die in dieser Studie durchgeführten Simulations- und Optimierungsrechnungen mit REMix wird der Bilanzraum des Verbundsystems

in 10 Modellregionen Europas und eine Region in Nordafrika unterteilt (siehe Abbildung 4-3). Im Unterschied zu [Nitsch et al., 2012] werden die Regionen für diese Studie stärker unter der Berücksichtigung der heutigen Netzkapazitäten und der Erzeugungsstruktur differenziert und der gesamte Bilanzraum auf die Nachbarschaft Deutschlands bzw. die mögliche Bedeutung für das deutsche Stromversorgungssystem fokussiert.

Da der Schwerpunkt der Untersuchung auf der deutschen Stromversorgung liegt, wird die Region Deutschland zusätzlich in sechs Regionen unterteilt, welche sich an den sechs Modellregionen der DENA Netzstudie I [Dena, 2005] orientieren (vgl. Abbildung 4-4).

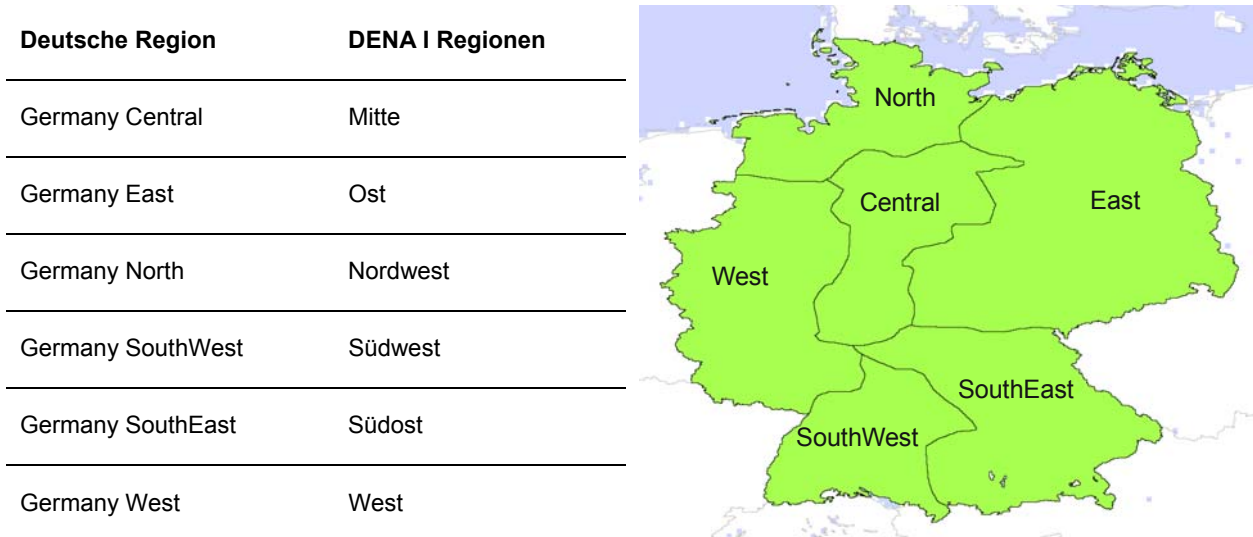


Abbildung 4-4: Betrachtete Regionen in Deutschland

4.1.2 Zeitliche und räumliche Auflösung von Strom- und Wärmebedarf

Zeitliche und räumliche Auflösung des Strombedarfs

Die jährlichen Strombedarfsdaten stammen aus den verwendeten Szenarien. Sie werden räumlich und zeitlich aufgelöst, um für die Modellierung geeignete Zeitreihen zu erhalten.

Räumliche Auflösung: Die nationalen Lastdaten der Transportnetzbetreiber werden räumlich zum Teil höher aufgelöst, um die zu untersuchenden Regionen vom Benutzer freier definierbar zu machen. Dazu wird die Landbedeckungskategorie „artificial surfaces and associated areas“ (Siedlungsgebiete) als Verteilparameter herangezogen. Die Flächen aller Rasterzellen der Kategorie „Siedlungsgebiete“ sind jeweils national aufsummiert. Für jede einzelne Rasterzelle wird ihr Anteil an der gesamten nationalen Siedlungsfläche bestimmt und mit stündlichen Lastdaten multipliziert.

Zeitliche Auflösung: Für die Simulationsläufe mit REMix-OptiMo werden zeitlich hoch aufgelöste Lastdaten verwendet. Da sich bei der Abbildung des Lastmanagements zeigt, dass dieses anhand der Lastkurven für einzelne Anwendungen im Modell abgebildet werden kann, ohne dass der gesamte Strombedarf dazu sektoral aufgelöst werden muss, wird im Folgenden auf eine sektorale Aufteilung des Strombedarfs verzichtet. Denn wird der Stromverbrauch der Sektoren Haushalte und GHD anhand verfügbarer charakteristischer Lastgänge aus der Literatur zeitlich aufgelöst, führt dies zu einer stark schwankenden residualen Last. Diese muss dem sehr heterogenen Industriesektor zugeordnet werden. Grund dafür ist, dass für diesen verhältnismäßig wenige Informationen vorliegen, was ein vollständiges Bottom-Up-Vorgehen er-

schwert. Da die bestimmbare Residuallast für den Industriesektor zeitweise sogar negativ wird, wird die Last in REMix Top-Down anhand der nationalen Netzlasten zeitlich aufgelöst. Diese Echtzeitdaten bieten den Vorteil, dass sie denselben Zeitraum abdecken wie die meteorologischen Daten, die für die zeitliche Auflösung der Stromerzeugungspotenziale dienen. Korrelationen zwischen Windgeschwindigkeit, Solarstrahlung und Strombedarf (z.B. durch erhöhten Heizbedarf) sind somit implizit erfasst.

Stündliche Netzlastdaten der europäischen Länder werden vom Verband der europäischen Transportnetzbetreiber ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) veröffentlicht. Die Netzlast ist dabei definiert als stündliche mittlere Leistung, die vom Netzwerk aufgenommen wird. Sie schließt die Übertragungsverluste ein und die Leistung von Pumpspeicherkraftwerken und den Eigenverbrauch der Kraftwerke aus. Für die Simulationen in dieser Studie werden die Daten aus dem Jahr 2006 verwendet, konsistent zu den meteorologischen Daten und zu den vorangegangenen Arbeiten in [Pregger et al., 2012].

Für die Länder Nordafrikas wird die langfristige Entwicklung des jährlichen Strombedarfs aus der Studie MED-CSP [Trieb, 2005] verwendet. Der Jahresstrombedarf ist hier, soweit verfügbar, mit Hilfe von Lastdaten aus den einzelnen Ländern oder aus Nachbarländern zeitlich disaggregiert. Dabei wird auch berücksichtigt, dass in den arabischen Ländern die Last am Freitag – dort einem offiziellen Wochenendtag – ca. 10 % geringer ist als an einem Wochenarbeitsstag. Samstags ist die Last 4 %, sonntags 2 % geringer als an Wochenarbeitsagen.

Für einige osteuropäische Länder sind ebenfalls keine Echtzeitdaten verfügbar. Für diese Länder wird der zeitliche Lastverlauf in Nachbarländern für die zeitliche Auflösung des Jahresstrombedarfs genutzt. Die verwendeten Lastdatenquellen sind in [Scholz, 2012] angegeben. Dort wird auch das Vorgehen bei der Datenaufbereitung erläutert.

Zeitliche und räumliche Auflösung des Wärmebedarfs

Die Auslegung der KWK-Anlagen in Wärmenetzen, sowie deren Betriebsverhalten während eines Jahres wird bestimmt durch den zeitlichen Verlauf des Wärmebedarfs. Dieser ist somit sehr relevant für die Simulationen mit dem Modell REMix, weshalb im Folgenden länderspezifische Wärmelastprofile ermittelt werden sollen. Die räumliche Verteilung des Wärmebedarfs erfolgt gemäß der Beschreibung in Abschnitt 3.1.

Zeitliche Auflösung: Der Untersuchung des Betriebs der Wärmeversorgungstechnologien im Laufe eines Jahres liegt eine detaillierte Abbildung des Wärmebedarfs zugrunde. Dieser wird im Modell aufgeteilt auf die industriellen Verbraucher einerseits und die Sektoren Haushalte und GHD andererseits. Diese Unterteilung ergibt sich aus Unterschieden in den zeitlichen Profilen des Bedarfs an industrieller Prozesswärme und Raumwärme. Da die im Fokus des Projekts stehenden Wärmetechnologien KWK und Wärmepumpen keine Prozesswärme mit Temperaturen von über 500°C bereitstellen können, geht dieser Bedarf nicht in das Modell ein. Die zukünftige Entwicklung des Wärmebedarfs wird auf Grundlage von [Teske et al., 2010; IEA, 2012; Nitsch et al., 2012] für jedes Land des Untersuchungsgebiets abgeleitet.

Der stündliche Bedarf nach Raumwärme wird auf Grundlage der Außentemperatur berechnet. Dabei wird unter Verwendung eines Datensatzes räumlich hoch aufgelöster Tagesmitteltemperaturen mit einer erweiterten Gradtagzahl-Methode der Tagesbedarf an Raumwärme abgeschätzt. In dieser werden neben der Tagesmitteltemperatur des aktuellen Tages auch die abnehmend gewichteten Werte der vorhergehenden sechs Tage berücksichtigt. Die Wertigkeit der Gradtagzahlen der vorhergehenden Tage nimmt dabei für jeden weiter zurückliegenden Tag um die Hälfte ab (siehe Gleichung 1).

$$Q_t^{SH} = \frac{\sum_a \frac{1}{2^a} n_{t-a}^{HDD}}{\sum_a \frac{1}{2^a} \cdot \sum_{t=1}^{365} n_t^{HDD}} \cdot Q_{year}^{SH} \quad a = 0 \dots 6 \quad (1)$$

Q_t^{SH} – Raumwärmebedarf an Tag t

Q_{year}^{SH} – Jahresbedarf an Raumwärme

n_t^{HDD} – Gradtagzahl (Heating Degree Day, HDD) des Tages t

Die Berechnung der Tagesanteile erfolgt getrennt für jedes Land, wobei die verschiedenen NUTS-2-Regionen eines Landes gewichtet berücksichtigt werden. Die Gewichtung erfolgt für den Bedarf in den Sektoren Haushalte und GHD entsprechend ihres Anteils an der Gesamtbevölkerung.

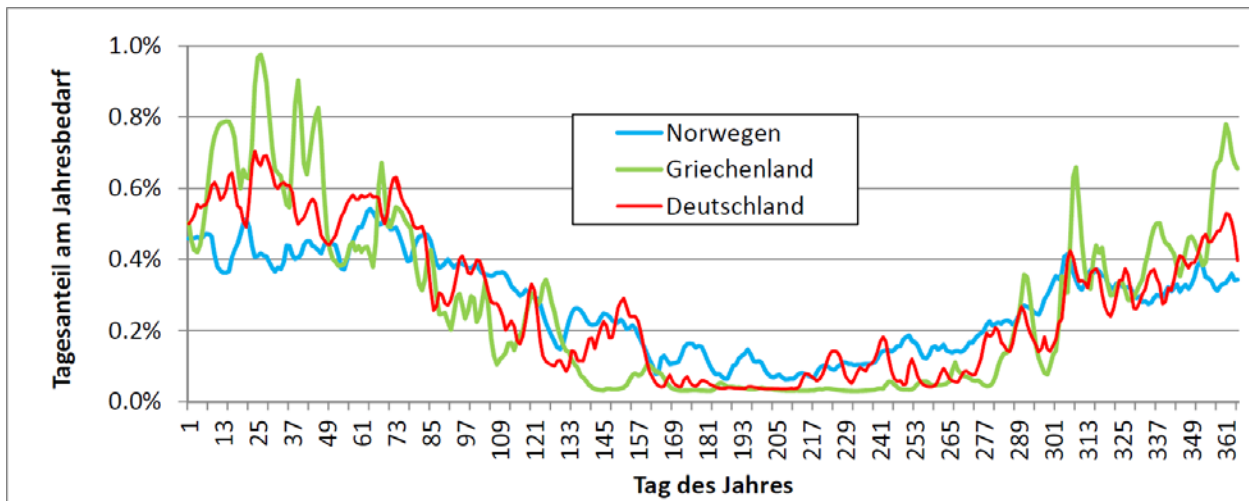


Abbildung 4-5: Beispiel der berechneten Tagesanteile des Wärmebedarfs (Raumwärme und Warmwasser) für Deutschland, Norwegen und Griechenland unter der Annahme einer Heizgrenze von 18°C und einer Komforttemperatur von ebenfalls 18°C auf Basis des Temperaturverlaufes des Jahres 2006

Bei der Abschätzung des zukünftigen Wärmebedarfs wird auch ein Rückgang der Heizgrenztemperatur aufgrund verbesserter Gebäudeisolation angenommen. Von heute 18°C sinkt sie um 1°C pro Jahrzehnt auf 14°C in 2050. Dies hat zur Folge, dass die HDD-Anzahl und folglich das Heizprofil in jedem Szenariojahr anders ausfallen. Die Komforttemperatur, die durch Heizen erreicht werden soll, wird konstant bei 18°C gehalten. Komforttemperatur und Heizgrenze sind so gewählt, dass das für 2010 berechnete Profil die größtmögliche Übereinstimmung mit dem vorliegenden Referenzprofil der Wärmeeinspeisung eines mittelgroßen deutschen Fernwärmenetzes aufweist. Der zeitliche Verlauf des Raumwärmebedarfs innerhalb eines Tages wird anhand temperaturabhängiger Standardlastprofile abgeschätzt (siehe Abbildung 4-6). Diese werden ebenfalls auf Grundlage des Fernwärmedatensatzes ermittelt.

Der tägliche Warmwasserbedarf in den Sektoren Haushalte und GHD wird im Laufe eines Jahres als nahezu konstant abgeschätzt. Er liegt am kältesten Tag des Jahres um 20 % höher als am wärmsten Tag des Jahres. Diese Annahme ergibt sich aus der Analyse des Fernwärmeeinspeiseprofiles. Für den stündlichen Warmwasserbedarf innerhalb eines Tages wird ebenfalls ein Standardlastprofil verwendet.

Die zeitliche Auflösung des industriellen Prozesswärmebedarfs erfolgt stark vereinfacht unter Verwendung typischer KWK-Vollbenutzungsstunden verschiedener Branchen [Eikmeier2011]. Diese werden als Grundlage der typischen Arbeitszeiten verwendet und für verschiedene Produktionszyklen (2-Schicht, 3-Schicht, 5-Schicht) jeweils eigene Wärmelastprofile abgeschätzt. Das Gesamtprofil jedes Landes ergibt sich dann durch Gewichtung der Profile verschiedener Branchen mit deren Jahreswärmebedarf.

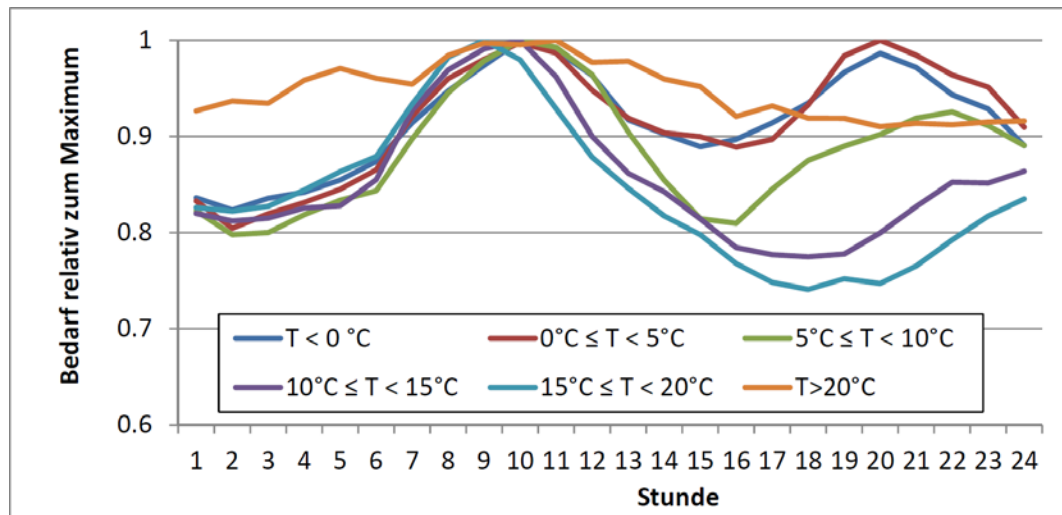


Abbildung 4-6: Verlauf des Raumwärmebedarfs innerhalb eines Wochenendtages relativ zum Tages Spitzenwert, abhängig von der mittleren Außentemperatur

4.1.3 Modellierung von Stromerzeugung, Stromtransport und Energiespeichern

Das REMix-Optimierungsmodell ist durch seine Zielfunktion und Randbedingungen charakterisiert. Letztere werden mit Hilfe von Eingangsdaten parametrisiert. Zu den technologiespezifischen Modellvariablen zählen Stromerzeugung, Stromtransport und Stromspeicherung je Zeitschritt und Region und gegebenenfalls Kapazitätsausbau je Region. Die zu minimierende Zielfunktion beschreibt die Systemkosten für den gesamten Bilanzraum, bestehend aus

- Annuitäten und fixe Betriebskosten der Investitionskosten von neuen Kapazitäten, die zusätzlich zu den vorgegebenen Szenariokapazitäten infolge der Optimierung vorgesehen werden,
- variable Betriebskosten aller Systemkomponenten und
- Brennstoffkosten.

Die Randbedingungen umfassen technologiespezifische Modellgleichungen und die Knotenbilanz. Diese gewährleistet für jeden Zeitschritt und jede Region, dass die Summe aus Strombedarf, Export, Einspeicherung und verschobenem positivem Bedarf identisch mit der Summe aus Stromerzeugung, Import, Ausspeicherung und verschobenem negativen Bedarf ist.

Die technologiespezifischen Randbedingungen für Stromerzeugung, Stromtransport und Stromspeicherung werden im Folgenden beschrieben. Detaillierte Beschreibungen finden sich in [Scholz, 2012] und [Luca de Tena, 2014]. In den Abschnitten werden die für die vorliegende Studie entwickelten Module zu flexibler Kraft-Wärme-Kopplung und Lastmanagement gesondert beschrieben.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern

In REMix werden Technologien zur Stromerzeugung aus folgenden erneuerbaren Energieträgern modelliert:

- Sonneneinstrahlung (Photovoltaik, CSP)
- Windenergie (Windenergieanlagen onshore und offshore)
- Wasserkraft (Lauf- und Speicherwasserkraftwerke)
- Biomasse (reine Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung)
- Erdwärme („Enhanced Geothermal Systems“)

Die potenzielle Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist abhängig vom Energiedargebot. Das Dargebot an Solarstrahlung, Wind und Wasserabfluss in Fließgewässern schwankt zum Teil regelmäßig mit Tages- und Jahreszeiten und zum Teil unregelmäßig mit dem Wetter. In REMix-EnDaT werden für die genannten Ressourcen regional differenzierte Zeitreihen der potenziellen Stromerzeugung je Einheit installierter Leistung erzeugt und für REMix-OptiMo verfügbar gemacht. Die Erzeugung der Zeitreihen der stündlichen Stromerzeugungspotenziale von Energieträgern mit fluktuierender Verfügbarkeit wird beschrieben in [Scholz, 2012]. Aus den Potenzial-Zeitreihen wird in REMix für Photovoltaik-, Windenergie- und Laufwasserkraftanlagen in Verbindung mit der aus den Szenarien vorgegebenen installierten Leistung die maximale Stromerzeugung je Zeitschritt und Region festgelegt. Bei solarthermischen Kraftwerken wird statt der maximalen Stromerzeugung die maximale Wärmeenergieerzeugung im Solarfeld festgelegt, da die Stromerzeugung durch Wärmespeicherung von der Wärmeenergieerzeugung im Solarfeld entkoppelt werden kann.

Die tatsächliche Stromerzeugung kann durch Abregelung geringer ausfallen als die mit der installierten Leistung maximal mögliche. Die Abregelung wird wie die Stromerzeugung zeitschritt-, regions- und technologiescharf berechnet.

Im Gegensatz zu den fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern können Biomasse und Erdwärme im Prinzip zeitunabhängig genutzt werden. Ihnen wird aus den Szenarien eine installierte Leistung zugeordnet und aus den Potenzialanalysen in REMix eine jährlich nutzbare Energiemenge. Das Vorgehen dabei wird wie die Erzeugung der Zeitreihen der Stromerzeugung aus fluktuierenden Quellen in [Scholz, 2012] beschrieben. Biomasse- und Erdwärmennutzung zur Stromerzeugung unterliegen weiteren Randbedingungen, wenn in wärmegeführten KWK-Anlagen Strom erzeugt wird. Die Modellierung wird daher zusammen mit den KWK-Anlagen im Abschnitt 4.2 beschrieben.

Die Speicherwasserkraft vereint Eigenschaften regelbarer und fluktuierender Kraftwerke: der Zufluss zu den Speicherseen schwankt mit den klimatischen Bedingungen und dem Wetter. Die Stromerzeugung kann aber, solange der jeweilige Speicher ausreichend gefüllt ist, an den gegenwärtigen Strombedarf angepasst werden. Dabei ist ein Mindestabfluss zu gewährleisten, damit die Fließgewässer unterhalb der Stauseen nicht durch die energiewirtschaftliche Nutzung trockenfallen. Als Standardwert für den Mindestabfluss wurde mit 25% des jahresmittleren Abflusses gerechnet. Falls der natürliche Zufluss in einzelnen Zeitschritten darunter liegt, wird dieser als Untergrenze des Mindestabflusses verwendet. Einige Speicherwasserkraftwerke verfügen zusätzlich über Pumpen, mit denen überschüssiger Strom in Lageenergie von Wasser umgewandelt werden kann.

Stromerzeugung aus fossilen und nuklearen Energieträgern

Wie bei den Kraftwerken, die erneuerbare Energien nutzen, wird bei Kern-, Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskraftwerken die Kapazität auf den im Szenario vorgegebenen Wert begrenzt. Eine Ausnahme bilden Gasturbinen, deren Kapazität in allen Modellläufen der folgenden Untersuchungen bei Bedarf modellendogen erhöht werden kann. Hierdurch wird sichergestellt, dass im Energiesystem jederzeit genügend gesicherte Leistung zur Verfügung steht. Anhand des Zubaus von Gasturbinen kann bewertet werden, ob ein normatives Szenario genügend Leistung vorsieht oder ob mehr Kraftwerkskapazitäten sinnvoll sein können.

Die Momentanleistung der konventionellen Kraftwerke ist nur von der installierten Kapazität abhängig, nicht von einem zeitabhängigen Energiedargebot. Da sich Wirkungsgrade und weitere technische Parameter der Stromerzeugung aufgrund des technischen Fortschritts mit der Zeit verändern, werden die im Szenario vorgesehenen Kapazitäten auf die Jahre der Inbetriebnahme verteilt. Dabei werden aus Kostengründen bevorzugt die jeweils neuesten Kraftwerkstypen betrieben. An- und Abfahrkosten werden linearisiert in Form von Kostenzuschlägen für Leistungsänderungen berücksichtigt.

Stromtransport

Grundlage für die Abbildung der Stromübertragungsnetze in REMix bilden die von ENTSO-E veröffentlichten NTC-Werte⁸ für das Jahr 2010. Diese stellen die Obergrenzen der Übertragungskapazitäten für das implementierte Startnetz dar. Abbildung 4-7 zeigt die in REMix angenommenen maximalen Übertragungskapazitäten in Europa, in Abbildung 4-8 sind die entsprechenden Übertragungskapazitäten für Deutschland dargestellt.

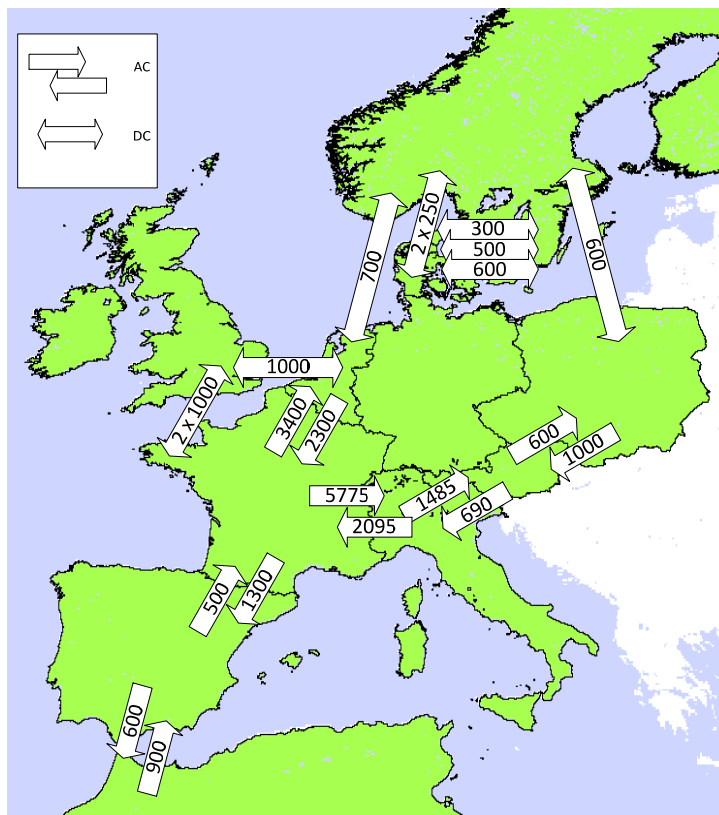


Abbildung 4-7: Maximale Übertragungskapazitäten im Jahr 2010 für intraeuropäischen Stromtransport in REMix

⁸NTC: Net Transfer Capacity

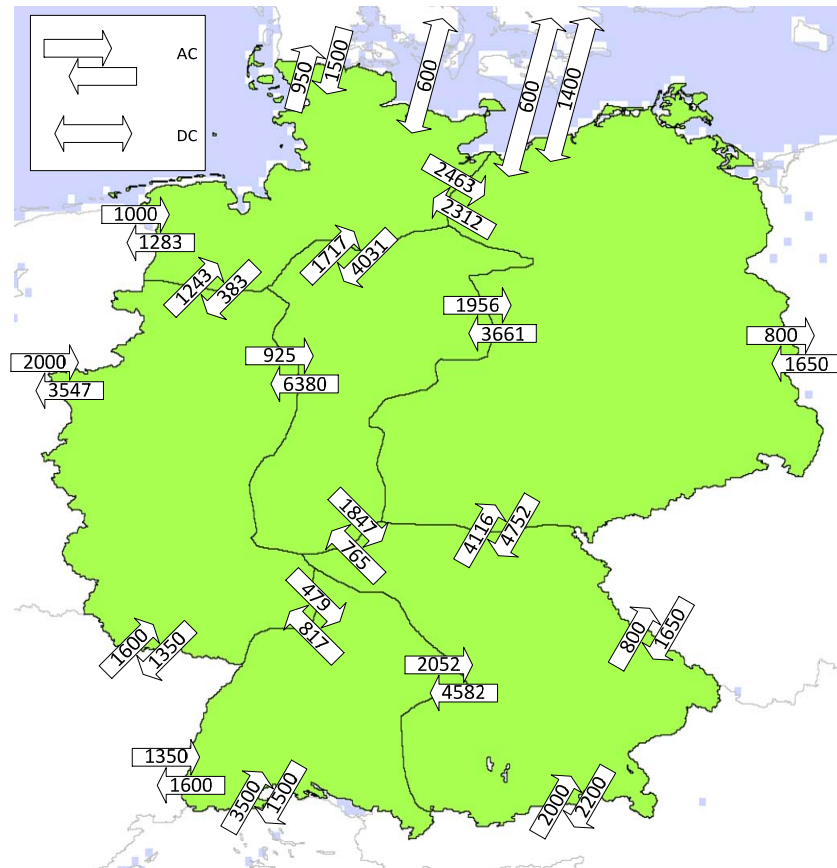


Abbildung 4-8: Maximale Übertragungskapazitäten im Jahr 2010 für Stromtransport der innerhalb Deutschlands betrachteten Modellregionen in REMix

Der Netzausbau im Untersuchungsgebiet wird exogen gemäß Ten-Year-Network-Development-Plan (TYNDP) [ENTSO-E, 2012] vorgegeben. Folglich erhöhen sich die maximalen Übertragungskapazitäten für die Szenariojahre 2020 und 2030. Dabei werden die im TYNDP 2012 aufgeführten Projekte den jeweiligen Übertragungsstrecken im Modell zugeordnet. Es wird angenommen, dass alle diese Projekte fristgerecht realisiert werden. Dies gilt sowohl für den Netzausbau und Netzausbau in Drehstrom- als auch in HGÜ-Technik. Ausnahme bei der beschriebenen Vorgehensweise bildet Projekt 43 des TYNDP 2012. Stattdessen sind die HGÜ-Korridore aus dem Netzentwicklungsplan Strom (NEP 2013) in das Modell eingepflegt.⁹ Ferner ist für das Szenariojahr 2050 kein weiterer Ausbau des Drehstromnetzes vorgesehen, wohingegen der mögliche Ausbau von HGÜ-Strecken teilweise modellendogen ermittelt wird.

Stromübertragung im Drehstromnetz: Gegenüber detaillierten Übertragungsnetzmodellen, wie sie für die Netzausbauplanung eingesetzt werden, weist das in REMix implementierte Drehstromnetzmodell einen hohen Abstraktionsgrad auf. Die nichtlinearen Leistungsflüsse und Verluste werden vereinfachend linearisiert betrachtet. Die Leistungsflüsse werden hierzu mit Hilfe des sogenannten DC-Lastflusses modelliert [Oeding und Oswald, 2011]. Das Netz wird weder leitungs- noch knotenscharf, sondern durch aggregierte Verbindungen zwischen den Regionen des Untersuchungsgebiets (siehe 4.1.1) abgebildet. Da einheitliche Widerstands- und Induktivitätsbeläge angenommen werden, verteilt sich der Lastfluss allein aufgrund der unterschiedlichen Entfernungen zwischen diesen Gebieten. Vereinfachend werden die Leitungsver-

⁹ Der von der Bundesnetzagentur nicht bestätigte Korridor B bleibt aus simulationstechnischen Gründen hier weiterhin berücksichtigt

luste als proportional zum Leistungsfluss angenommen und sind auf 2 % je hundert Kilometer festgelegt.

Stromübertragung mit Gleichspannung: Im Gegensatz zum Modell der Drehstromübertragung wird in REMix die HGÜ leitungsscharf, allerdings lediglich als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen, zwischen den Regionen des Untersuchungsgebiets modelliert. Weiterhin werden die Technologien Seekabel und Erdkabel unterschieden, die beide im Vergleich zu Überlandleitungen nur mit deutlich höheren spezifischen Kosten realisierbar sind. Überlandleitungen werden nicht berücksichtigt, da zum einen im Modell wahrscheinliche Akzeptanzprobleme des Netzausbaus nicht berücksichtigt werden und zum anderen über den Ansatz relativ hoher Netzausbaukosten in der kostenoptimierenden Simulation die zu erwartende Tendenz zu einem sehr starken Netzausbau gedämpft werden kann. Die entsprechenden, linear angenommenen Verluste betragen 0,35 % je 100 Kilometer Überlandleitung und 0,27 % je 100 Kilometer Seekabel. Hinzu kommen die an den Konverterstationen anfallenden Verluste von 0,7 % je Konverterstation. Die entsprechenden technischen und ökonomischen Annahmen für HGÜ-Übertragungsstrecken sind in Tabelle A-24 im Anhang zusammengefasst.

Wie bei den Drehstromnetzen wird im Folgenden bei allen Szenarien bei den Gleichspannungsleitungen davon ausgegangen, dass zumindest alle heute bestehenden und im TYNDP geplanten Leitungen im gesamten Szenariozeitraum zur Verfügung stehen. Der in einigen Simulationen zulässige zusätzliche Ausbau von HGÜ-Leitungen im Szenariojahr 2050 wird von REMix modellendogen ermittelt. Dabei werden generell Erdkabel eingesetzt, um der bisher geringen gesellschaftlichen Akzeptanz zusätzlicher Stromübertragungsfreileitungen Rechnung zu tragen. Die zubaubaren Erdkabel haben eine Kapazität von jeweils 2200 MW.

Simulationen ohne modellendogenen Ausbau der Gleichspannungsleitungen werden im Folgenden als Szenarien mit „geringem“ bzw. „konservativem“ Netzausbau bezeichnet (KonsNetz). Simulationen mit modellendogenem Ausbau der Gleichspannungsleitungen werden Szenarien mit „umfassendem“ bzw. „optionalem“ Netzausbau genannt (OptNetz).

Für den **Solarstromtransfer** im Szenario „Import“ werden Punkt-zu-Punkt Verbindungen mit je max. 1,5 GW netto von isolierten solarthermischen Kraftwerksparks mit Wärmespeichern in Nordafrika hin zu den Bedarfszentren in Europa betrachtet. Der jeweilige solarthermische Kraftwerkspark und die HVDC Verbindung werden als eine Anlage definiert und als CSP-HVDC Anlage bezeichnet. Aus Systemstabilitätsgründen beträgt die max. Einspeiseleistung in das Wechselstromnetz am Endpunkt jeweils max. 3 GW. In dieser Studie werden die Einspeise- und Endpunkte der Punkt-zu-Punkt Verbindungen nach [Trieb et al. 2012] ausgewählt. Dies sind exemplarische Ballungszentren sowie derzeitige Standorte großer fossiler und nuklearer Kraftwerke.

Ein möglicher Verlauf der Stromtrassen ist u.a. in [Hess, 2013] untersucht worden (s. Abbildung 4-9). Die Trassen verlaufen im Ergebnis bevorzugt im Meer, da dies potentielle Zeitvorteile bei einer Umsetzung im Gegensatz zu einer Trassenführung über Land verspricht. Ebenfalls wird der Trassenverlauf von einer Meerestiefe (max. -1500 m) und geeigneten Standorten der solarthermischen Kraftwerke (über dem 30. nördlichen Breitengrad) bestimmt (s. auch [Trieb et al. 2012]). Die Übertragungsverluste liegen im Modell für eine Nennspannung von ± 600 kV bei 3 % pro 1000 km.

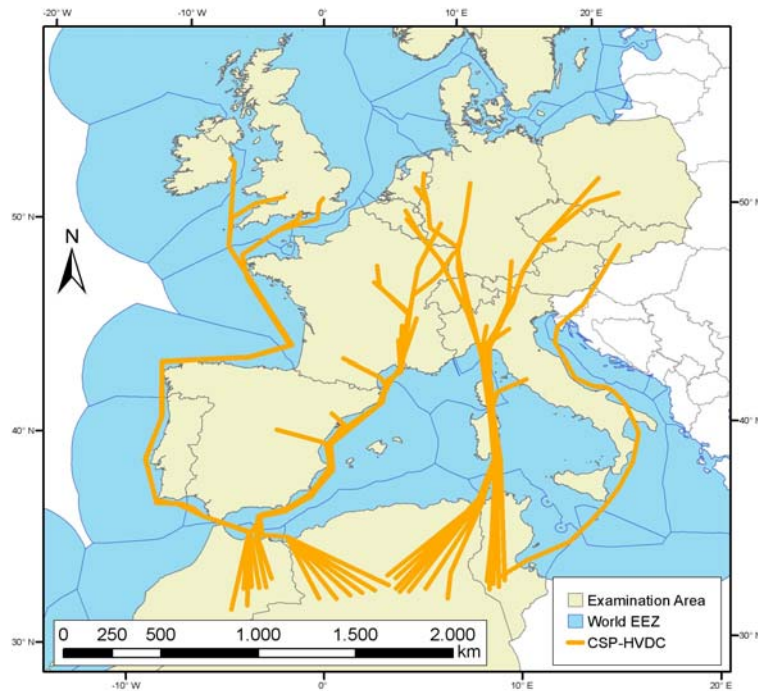


Abbildung 4-9: Schematischer Trassenverlauf von CSP-HVDC Anlagen nach [Hess, 2013]

Energiespeicher

Energiespeicher werden in REMix wie alle anderen Technologien als Systemkomponente durch ihre Kosten in der Zielfunktion berücksichtigt. Die Konverterleistung und die Speicherkapazität je Technologie und Region sind entweder aus dem Szenario vorgegebene oder variable Größen. Wenn diese Größen variabel sind, also optimiert werden, können die installierbaren Leistungen z.B. durch geologische Bedingungen limitiert sein (Salzkavernen, Pumpspeicherkraftwerke).

Leistungsabgabe, -aufnahme und Speicherfüllstand je Technologie, Region und Zeitschritt werden von REMix ermittelt, wobei die Begrenzungen durch installierte Kapazitäten gelten. Der Speicherfüllstand ergibt sich aus dem Speicherfüllstand im vorangegangenen Zeitschritt der Optimierung, zuzüglich Einspeicherung und abzüglich Ausspeicherung. Umwandlungsverluste und Lagerungsverluste werden berücksichtigt. Um die Jahresenergiebilanz des Szenarios nicht durch virtuelle Speichervorräte zu verfälschen, wird der Füllstand im nullten Zeitschritt mit dem Füllstand im letzten Zeitschritt gleichgesetzt.

Wie sich in früheren Untersuchungen gezeigt hat, haben die Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der technischen und ökonomischen Technologieparameter großen Einfluss auf die Ergebnisse linearer Optimierungsmodelle [Czisch, 2005; Scholz, 2012]. Gleichzeitig bestehen große Unsicherheiten die zukünftige Technologie- und Marktentwicklung betreffend. Es erscheint daher wenig sinnvoll, jede einzelne Technologie zu modellieren und Ergebnisse zu erzeugen, die für die einzelnen Technologien nur bei den jeweiligen Parameterannahmen gültig sind.

Da die einzelnen Technologien zwar grob den Kategorien „Langzeitspeicher“ und „Tagesspeicher“ zugeordnet werden können, sich aber in einzelnen Eigenschaften (z.B. Wirkungsgrad, geologische Erfordernisse) dennoch deutlich unterscheiden, werden hier keine durchschnittlichen Vertreter der Kategorien gebildet. Stattdessen werden etablierte und als erfolgversprechend eingestufte Technologien in den meisten Modellrechnungen als Standard verwendet.

Die Kapazitäten von Pumpspeicherkraftwerken werden vorgegeben: ihre Konverterleistungen und Speicherkapazitäten werden nicht optimiert, sondern mit dem für das Jahr 2020 vermuteten Ausbauzustand als in Betrieb angenommen. Als Standard für zusätzliche Tagesspeicher werden Druckluftspeicherkraftwerke verwendet. Als Standard für Langzeitspeicher werden Wasserstoffspeicher (Alkali-Elektrolyse, Salzkaverne, GuD) verwendet.

Zusätzliche Lasten und Erzeugungskapazitäten

Es besteht in REMix die Möglichkeit, zusätzliche Lasten und Erzeugungskapazitäten vorzusehen, die im jeweils vorgegebenen Szenario nicht berücksichtigt sind. So ist der Strombedarf von Elektromobilität, Wasserstofftankstellen und Wärmepumpen in den Langfristszenarien für Deutschland enthalten [Nitsch et al., 2012], nicht jedoch in den Szenarien, die als Datengrundlage für die europäischen Länder entwickelt wurden (s.

Tabelle 2-5). Dieser zusätzliche Strombedarf wird in REMix mit Hilfe von Verteilparametern implementiert. Für den zusätzlichen Strombedarf beispielsweise der Wasserstofftankstellen wird das Güterverkehrsaufkommen ([Eurostat, 2013]) als Verteilparameter herangezogen. Der zusätzliche Bedarf für Wärmepumpen und Elektromobilität wird in entsprechenden Szenarien vorgegeben.

Zusätzlicher Bedarf muss durch zusätzliche Erzeugung gedeckt werden. Es wird hier davon ausgegangen, dass vorwiegend Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen an Land und auf See zugebaut werden. Der Zubau der erforderlichen Kapazität erfolgt zusätzlich zu den bereits installierten Kapazitäten und entsprechend anteilig, bis die Jahresstromerzeugung dem zusätzlichen Bedarf entspricht. In den in dieser Studie untersuchten Szenarien werden zusätzliche Kapazitäten zur Deckung des Bedarfs für Wasserstofftankstellen, Wärmepumpen und Elektromobilität vorgesehen (vgl. Kapitel 2.2.1).

4.1.4 Exkurs: Mögliche Entwicklung der räumlichen Verteilung der EE-Stromeinspeisung

Im Rahmen der vorliegenden Studie fand eine Zusammenarbeit mit dem ebenfalls vom BMWi geförderten Projekt „Bedarfsanalyse Energiespeicher“ der Fraunhofer Institute UMSICHT und IOSB statt. Das DLR stellte im Rahmen der Zusammenarbeit Zeitreihen einer möglichen zukünftigen Stromeinspeisung zur Verfügung. Diese wurden aus den REMix-Potenzialzeitreihen berechnet. Das Vorgehen wurde in dem gemeinsamen Beitrag „Analyse des lokal aufgelösten Energieausgleichsbedarfs in Deutschland“ [Wrobel, Scholz, und Roloff, 2012] auf dem Symposium Energieinnovation 2012 in Graz vorgestellt und ist im Folgenden beschrieben:

Zeitreihen der stundenmittleren Einspeisung von Strom aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen in den 146 Modellregionen wurden vom DLR bereitgestellt und als Input in dem am Fraunhofer Institut entwickelten Modell MELENA verwendet. Am DLR dient als Basis hierfür das GIS-gestützte Inventar der installierbaren Leistungen und stündlichen Stromerzeugungspotenziale in Form von Rasterkarten mit einer räumlichen Auflösung von $0,0083^\circ \times 0,0083^\circ$ [Scholz, 2012]. Die Verteilung der einspeisenden Anlagen muss nicht notwendigerweise der Verteilung der potenziell installierbaren Anlagen entsprechen – Ressourcenqualität, regionale administrative Regulierungen und Flächeneigentumsverhältnisse können einen Einfluss auf die tatsächliche Anlagenverteilung haben (vgl. auch [Linder und Viejo, 2009]). Die letzten beiden Faktoren konnten im Rahmen der Arbeiten nicht erfasst werden und bleiben daher unberücksichtigt. Die Ressourcenqualität jedoch, ausgedrückt in Volllaststunden, kann aus dem Potenzialinventar

durch Division der Jahressumme des Stromerzeugungspotenzials durch die installierbare Leistung abgeleitet werden. Um den Einfluss der Ressourcenqualität auf die Anlagenverteilung abzuschätzen, werden den im EEG-Anlagenregister ([DGS, 2011]) verzeichneten Anlagen Volllaststunden aus dem Potenzialinventar zugeordnet, die Anlagen nach Volllaststunden sortiert und dann in zehn Klassen mit jeweils gleicher installierter Leistung unterteilt. Für diese Klassen wird ein klassenspezifischer Potenzialausnutzungsgrad – der Quotient aus allen installierten Anlagen (auf Basis des EEG-Anlagenregisters) und den in denselben Gebieten installierbaren Anlagen (aus dem Potenzialinventar) – berechnet. Diese Berechnung wird für die Jahre 2000, 2003, 2007 und 2010 durchgeführt. Die Ergebnisse für Photovoltaik sind in der Abbildung 4-10 dargestellt.

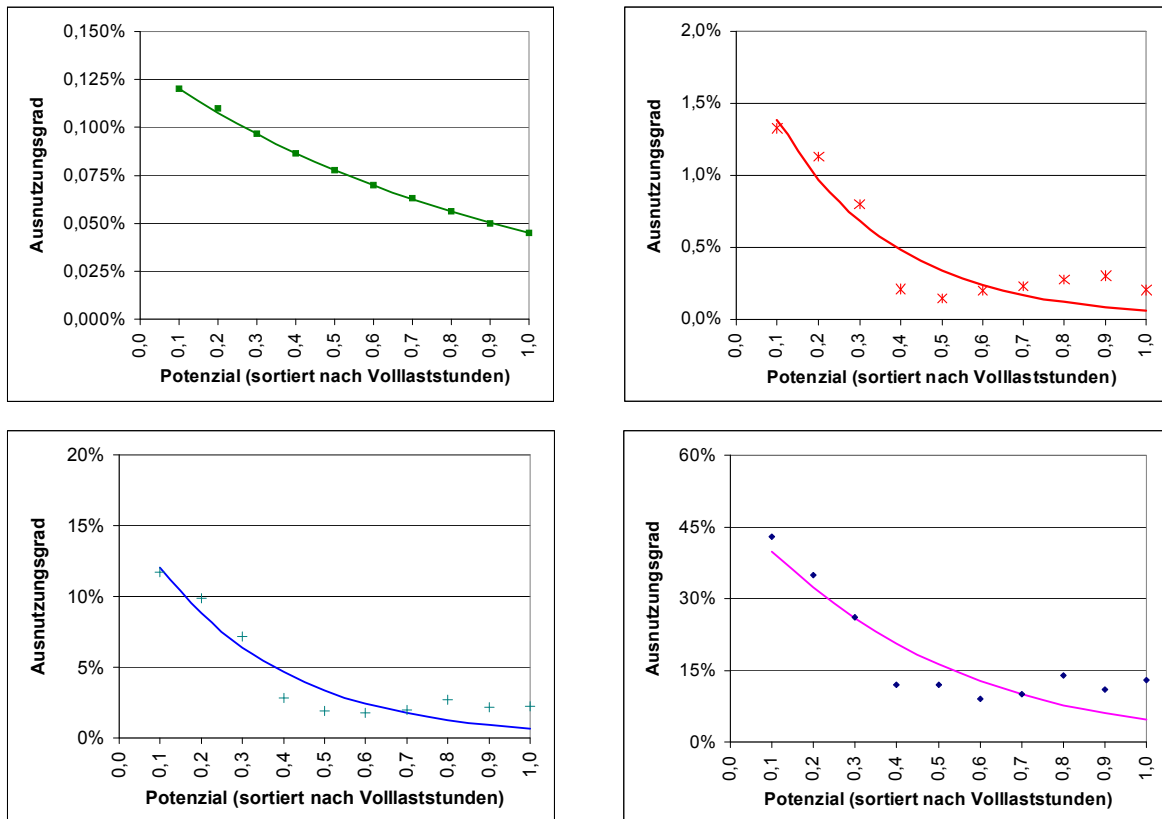


Abbildung 4-10: Klassenspezifischer Potenzialausnutzungsgrad von Photovoltaikanlagen in den Jahren 2000, 2003, 2007 und 2010 (von links oben nach rechts unten)

Der Ausbau findet offensichtlich überwiegend an Standorten mit überdurchschnittlicher Ressourcenqualität statt; parallel wurden und werden auch an Standorten mit niedrigeren Volllaststunden Anlagen installiert. Um die Ausbauverteilung für die Jahre 2020, 2030 und 2050 abzuschätzen, wurde eine Funktion an die vorhandenen Datenpunkte gefittet. Basis hierfür ist eine logistische Funktion, da angenommen wird, dass sie den empirisch ermittelten Verlauf des Diffusionsprozesses besonders gut abbildet. Anschließend werden die Funktionsparameter für die Jahre 2020, 2030 und 2050 jeweils so angepasst, dass insgesamt die aus der Leitstudie 2010 [Nitsch et al., 2010] und aus dem REMix-Potenzialinventar abgeleiteten Potenzialausnutzungen erreicht werden. Das Ergebnis sind klassenspezifische Potenzialausnutzungsgrade. Diese Faktoren werden regionsweise mit den installierbaren Leistungen aus dem Inventar und mit einer normierten Zeitreihe der stündlichen Stromerzeugungspotenziale multipliziert. Das Ergebnis sind Zeitreihen der Einspeisung für die 146 Modellregionen. In Abbildung 2 sind die

räumliche Verteilung und die Zeitreihen exemplarisch für eine Winterwoche in den Regionen 13 und 134 im Jahr 2030 dargestellt.“

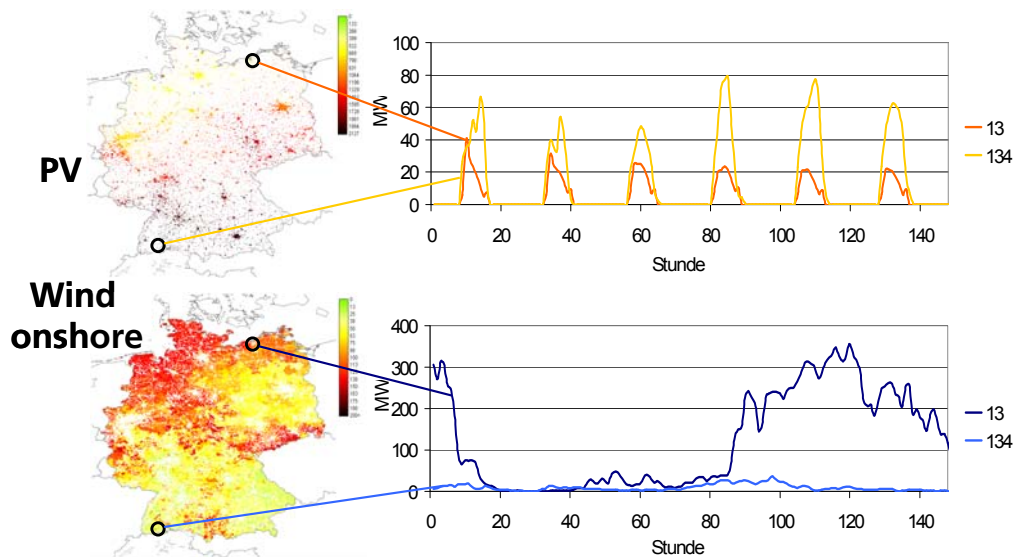


Abbildung 4-11: Räumliche Verteilung und Zeitreihen der Einspeisung für die Modellregionen 13 und 134, Winterwoche, Jahr 2030 (installierte Leistungen: 63 GW PV und 38 GW Wind)

4.2 Abbildung flexibler Kraft-Wärme-Kopplungs- und Wärmepumpenanlagen

Als ein wesentliches Ziel des Projekts wurde REMix um Programmmodule erweitert, die den Einsatz neuer Technologien im Wärmesektor abbilden. Der Fokus lag dabei auf jenen Technologien, die Strom- und Wärmemarkt miteinander verknüpfen – KWK, Wärmepumpen und elektrische Heizkessel. Ein stärker stromgeführter Betrieb dieser Anlagen erfordert den Einsatz thermischer Speicher; diese wurden als separate Technologiekomponenten im Modell abgebildet. Darüber hinaus wurden konventionelle Boiler, Solarthermie, sowie Tiefengeothermie-Anlagen implementiert. Tabelle 4-1 gibt einen Überblick aller in das Modell eingebundenen Komponenten.

Tabelle 4-1: Übersicht der in das Modell eingebundenen Wärmeversorgungskomponenten

Hauptversorgungskomponenten	Komplementärkomponenten
KWK-Anlagen	Thermische Speicher
Luft-Wasser-Wärmepumpen	Solarthermie-Anlagen
Sole-Wasser-Wärmepumpen	Konventionelle Heizkessel zur Spitzenlastabdeckung
Großwärmepumpen	Elektrische Heizkessel
Thermische Heizkessel	
Elektrische Heizanlagen	
Tiefengeothermie-Anlagen	

Die verschiedenen Hauptversorgungskomponenten im linken Teil von Tabelle 4-1 können beliebig und flexibel um die Komplementärkomponenten im rechten Teil von Tabelle 4-1 ergänzt werden. So kann sich beispielsweise die Versorgung eines Wärmenetzsystems aus einer KWK-Anlage, einem thermischen Spitzenkessel, einem Wärmespeicher, einem elektrischen

Kessel und einer solarthermischen Anlage zusammensetzen. Im Folgenden wird der Verbund verschiedener Komponenten zu einer gemeinsamen Versorgungseinheit als „Technologie“ bezeichnet. Die Auslegung jeder Komponente relativ zur Spitzenlast der Technologie lässt sich entweder fest definieren oder vom Modell kostenoptimal berechnen. Welche Komponente einer Technologie in jeder Stunde des Jahres den Bedarf deckt, ist nicht festgelegt, sondern wird vom Modell ermittelt. Die stündliche Erzeugung jeder Komponente ist demnach Ergebnis der Optimierung. Das Modell stellt sicher, dass jede Technologie ihren Wärmebedarf in jeder Stunde des Jahres deckt. Dies ist ein wichtiger Unterschied zur Elektrizitätsversorgung, bei der in der Regel eine Verbindung verschiedener Verbraucher über ein Netz vorliegt. Es muss folglich unterbunden werden, dass in manchen Stunden beispielsweise die mit Wärmepumpen ausgestatteten Verbraucher die Wärmeversorgung der an ein Wärmenetz angebundenen Gebäude übernehmen.

Um im Rahmen der Kostenoptimierung verschiedene, ausgewählte Technologien um ein gewisses Marktsegment, z.B. große Fernwärme, konkurrieren lassen zu können, gibt es im Modell die Möglichkeit, verschiedene Technologien zu Gruppen zu kombinieren. So kann beispielsweise die Konkurrenz zwischen Erdgas-Kraftwerken und Steinkohle-Kraftwerken um die Versorgung großer Fernwärmesysteme abgebildet werden. Der Anteil, den jede Gruppe am Gesamtbedarf hat, kann entweder vorgegeben oder im Rahmen der Optimierung ermittelt werden. Falls, wie bei den Untersuchungen im Rahmen dieses Projektes, der Berechnung ein Szenario der installierten Leistungen bzw. Marktanteile aller Technologien zugrunde liegt, wird für jede Technologie eine eigene Gruppe mit festem Deckungsanteil erstellt, und somit keine Konkurrenz zwischen verschiedenen Technologien abgebildet.

Jede Gruppe wird wiederum einem der beiden Bedarfssektoren (Industrie, Haushalte/GHD) zugeordnet. Daraus ergibt sich das jeweils zu verwendende Wärmelastprofil. Aus dieser Konstruktion folgt, dass Technologien, die in beiden Bedarfssektoren verwendet werden, doppelt im Modell enthalten und unterschiedlichen Gruppen, die jeweils einem der Sektoren angehören, zugewiesen sind. Eine weitere Zuordnung jeder Gruppe zu einer bestimmten Verbraucherkategorie dient der Festlegung der jeweiligen Brennstoffkosten. Damit wird der Tatsache Rechnung getragen, dass Energieträger für unterschiedliche Verbraucher verschiedene Preise haben können. So bezahlt ein Kraftwerksbetreiber in der Regel einen niedrigeren Gaspreis als ein Privathaushalt.

Im Modell abgebildet sind auch Beschränkungen in der Verfügbarkeit einer für die Wärmeversorgung genutzten Ressource, wie z.B. Biomasse oder tiefengeothermische Wärme. Falls verschiedene Technologien – darunter können auch solche sein, die der reinen Stromversorgung dienen – um eine Ressource konkurrieren, ermittelt das Modell deren jeweils kostenoptimale Nutzung. Die Ressourcenbeschränkungen basieren auf der jährlichen, nicht der stündlichen Verfügbarkeit. Dies impliziert im Fall der Biomasse die Verfügbarkeit von Brennstoffspeichern.

4.2.1 Technologiemodelle und -parameter der Wärmeerzeugungstechnologien

Jede Technologiekomponente ist im Modell durch einen Satz von Gleichungen und Ungleichungen beschrieben. In diesen spiegeln sich technische und ökonomische Bedingungen und Zusammenhänge wieder. Für alle Komponenten gilt, dass die bereitgestellte Wärmemenge in jedem Zeitschritt kleiner oder gleich der installierten Anlagenleistung sein muss. Im Falle der Solarthermie ergibt sich die Obergrenze der nutzbaren Wärme aus der Solareinstrahlung jeder Stunde. Über die Beschränkung der Erzeugung hinaus ist für jede Komponente die installierba-

re Leistung kleiner oder gleich der Wärmelast, die durch den Jahresspitzenbedarf, den Anteil der Komponente an der Bedarfsdeckung und die komponentenspezifische Auslegungsgröße gegeben ist. Im Falle einer vordefinierten Auslegungsgröße muss die Gleichung erfüllt sein, während bei der Optimierung der Auslegung eine Ungleichung vorliegt. Die relativ zur Jahrespitzenlast angegebene Komponentenauslegung dient dann als Obergrenze. Auch die Berechnung der Anlagenkosten ist für alle Komponenten identisch. Es werden einerseits die anteiligen Investitionskosten der neu gebauten Anlagen und andererseits die fixen und variablen Betriebskosten aller Anlagen in die Gesamtkosten einbezogen. Über diese für alle Komponenten gültigen Randbedingungen gibt es noch weitere, die nur für einzelne Anlagentypen gültig sind. Diese werden für die KWK, Wärmepumpen und thermische Speicher im Folgenden qualitativ beschrieben.

4.2.2 Wärmepumpen

Die Wärmeerzeugung von Wärmepumpen unterliegt keinen weiteren Einschränkungen als den oben bereits beschriebenen. Im Modell berücksichtigt ist jedoch, dass die Arbeitszahl von Wärmepumpen maßgeblich durch die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Wärmesenke beeinflusst ist. Dies ist vor allem im Falle der Luft-Wasser-Wärmepumpen wichtig, da die Temperatur der als Quelle verwendeten Außenluft stark schwankt. Aus diesem Grund wird unter Verwendung der aktuellen Lufttemperatur für jeden Zeitschritt und jedes Land des Untersuchungsgebietes eine Arbeitszahl berechnet, aus der sich dann die für die Wärmegewinnung benötigte elektrische Energie ergibt. Die Umwandlungseffizienz der Wärmepumpen in jeder Stunde des Jahres wird aus der Temperaturdifferenz $\Delta T = T_{\text{in}} - T_{\text{air}}$ zwischen Vorlauftemperatur und Außenlufttemperatur bestimmt. Dabei wird für ein ΔT von 20 K von einer maximalen Arbeitszahl ausgegangen, und diese für jedes Kelvin höherer Temperaturdifferenz um 2 % reduziert. Dies entspricht dem Verlauf einer Exponentialfunktion (siehe Gleichung 2).

$$\eta_{\text{HP}}(\Delta T) = \begin{cases} \eta_{\text{HP,max}} & \text{für } \Delta T < 20 \text{ K} \\ c_1 \cdot \exp(c_2 \cdot \Delta T) & \text{für } \Delta T \geq 20 \text{ K} \end{cases} \quad (2)$$

Tabelle 4-2: Zur Berechnung der Arbeitszahl von Luft-Wasser-Wärmepumpen verwendete Werte

Jahr	$T_{\text{in}} [^{\circ}\text{C}]$	$\eta_{\text{HP,max}}$	c_1	c_2
2010	48	4,2	6,2911	-0,0202
2020	46	4,4	6,5907	-0,0202
2030	44	4,6	6,8903	-0,0202
2050	41	4,9	7,3396	-0,0202

Für das Jahr 2010 wird ausgehend von [Russ et al., 2008] eine maximale Arbeitszahl von 4,2 abgeschätzt. Diese reduziert sich für eine Temperaturspreizung von 30 K auf 3,43, für 40 K auf 2,8 und für 60 K auf 1,87. Für die Szenarienjahre wird von einer technologischen Verbesserung der Wärmepumpen ausgegangen, die sich in höheren Arbeitszahlen niederschlägt. Für den Referenzwert von $\Delta T = 20 \text{ K}$ steigt diese auf 4,4 im Jahr 2020, 4,6 in 2030 und 4,9 in 2050. Die sich ergebenden Umwandlungseffizienzen für höhere Temperaturspreizungen sind in Abbildung 4-12 dargestellt. Unter den getroffenen Annahmen ergibt sich für das Jahr 2050 eine mittlere Jahresarbeitszahl von 3,85. In den früheren Szenariojahren fällt diese entsprechend geringer aus, und liegt bei 2,88 in 2010, 3,14 in 2020 und 3,41 in 2030.

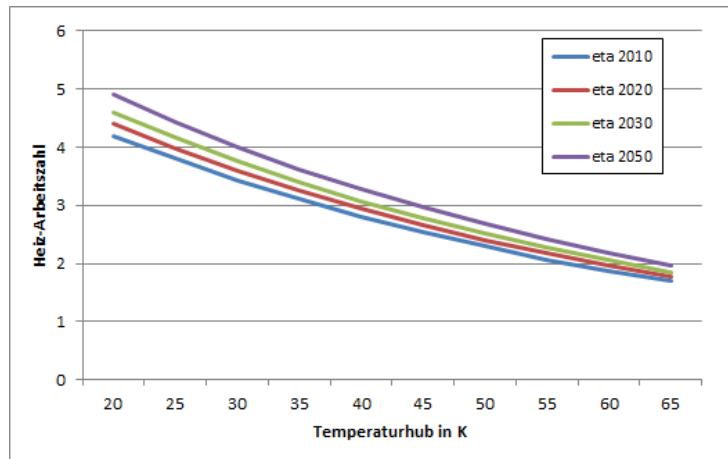


Abbildung 4-12: Angenommene Arbeitszahlen von Luft-Wasser-Wärmepumpen in Abhängigkeit von der Differenz zwischen Außentemperatur und Vorlauftemperatur für die Jahre 2010 bis 2050

Bei Sole-Wasser-Wärmepumpen wird nicht die Außenluft, sondern die Erdwärme im Boden als Wärmequelle genutzt. Da dessen Temperatur vor allem im Winter, wenn der Wärmebedarf am höchsten ausfällt, deutlich über der Lufttemperatur liegt, können geringere Temperaturspreizungen und somit höhere Arbeitszahlen erreicht werden. Da die Bodentemperatur zudem eine wesentlich geringere Variabilität als die Lufttemperatur hat, kommt es zu wesentlich geringeren jahreszeitlichen Schwankungen in der Arbeitszahl als bei den Luft-Wasser-Wärmepumpen. Hier wird genähert von einer über das Jahr hinweg konstanten Arbeitszahl ausgegangen. Diese wird für das Jahr 2010 auf Grundlage von [Russ et al., 2010; GZB, 2010] mit einem Mittelwert von 3,4 angesetzt. Es wird ein zukünftiger Anstieg der mittleren Jahresarbeitszahl angenommen, auf 3,6 in 2020, 3,8 in 2030 und 4,2 in 2050. Dieser ergibt sich aus effizienterer Wärmepumpentechnologie und einem Absinken der Vorlauftemperatur der Wärmesenke. Auch für die Großwärmepumpen mit Einsatz in der Industrie oder Wärmenetzspeichern wird eine konstante Arbeitszahl angesetzt. Dies impliziert die Nutzung einer jahreszeitlich nur wenig in ihrer Temperatur schwankenden Quelle, wie etwa ein Abwärmestrom oder der Rücklauf eines Wärmenetzspeichers. Da deren Nutzung von standortspezifischen Begebenheiten und Anforderungen abhängt, die hier nicht erfasst werden können, wird eine einheitliche Arbeitszahl für die gesamte Industrie und alle Stunden des Jahres angenommen. Diese wird für das Jahr 2010 mit 3,2 angesetzt, und steigt in den Szenariojahren auf 3,4 in 2020, 3,6 in 2030 und 3,9 in 2050. Diesen Arbeitszahlen entspricht ein mittlerer Temperaturhub ΔT von etwa 30 bis 40 K. Sie können im Falle der Erzeugung industrieller Prozesswärme nur dann erreicht werden, wenn auch die Wärmequelle eine höhere Temperatur hat. Diese mittleren Jahresarbeitszahlen werden im Folgenden auch für die Wärmepumpen in Wärmenetzspeichern angenommen.

4.2.3 Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen

Bei der Modellierung der KWK wird berücksichtigt, dass bei manchen Anlagentypen eine starre Kopplung zwischen Strom- und Wärmeerzeugung vorliegt, während bei anderen eine flexible Auskopplung von Dampf möglich ist. Folglich müssen die Freiheitsgrade in der Strom- und Wärmeerzeugung für jede Anlagenklasse separat festgelegt werden. Der Brennstoffbedarf der KWK-Anlagen wird im Modell unter Verwendung typischer Jahresnutzungszahlen, Stromkennzahlen und Stromverlustkennzahlen berechnet. Einschränkungen in der Verfügbarkeit der KWK-Anlage aufgrund von Revisionsarbeiten können in den Modellrechnungen berücksichtigt

werden. Für die Spitzenkessel ergibt sich der Brennstoff- bzw. Strombedarf hingegen direkt aus der Wärmeerzeugung und dem Jahresnutzungsgrad.

Die zur Beschreibung der KWK verwendeten Ungleichungen und Gleichungen gelten für sowohl für Anlagen mit fester Kopplung zwischen Strom- und Wärmeerzeugung, als auch für Anlagen mit flexibler Dampfentnahme. Der zusätzliche Freiheitsgrad, der sich aus dem einstellbaren Verhältnis zwischen Strom und Wärme ergibt, erhöht die Komplexität der Randbedingungen für die Simulationen.

Bei flexibler Dampfentnahme ergibt sich die maximale Stromerzeugung aus der installierten thermischen Leistung multipliziert mit der Summe aus Stromkennzahl und Stromverlustkennzahl. Die Wärmeerzeugung entspricht dann der Summe aus eingespeister Wärme und für die Stromerzeugung kondensierter Wärme.

Für Anlagen ohne flexible Dampfentnahme kann ein Kühlsystem berücksichtigt werden. Dieses erlaubt die Abführung von Wärme, die weder nachgefragt wird, noch thermisch gespeichert werden kann. Durch den Einsatz der Kühlung sinkt jedoch der Gesamtwirkungsgrad der KWK, und somit deren Vorteil gegenüber konventionellen Kraftwerken. Die Kühlleistung wird als Anteil an der Maximalerzeugung angegeben. Die in den Rechnungen verwendeten techno-ökonomischen Parameter sind in Tabelle A-16 im Anhang zusammengefasst.

Der Ausbau und Einsatz von KWK-Anlagen kann durch die erschließbaren Brennstoffressourcen beschränkt sein. Aus diesem Grund lässt sich optional eine Obergrenze für den jährlich verfügbaren Brennstoff angeben, was sich auf den Betrieb aller KWK-Anlagen auswirkt, die den entsprechenden Brennstoff verwenden. Da Brennstoffnutzungskonkurrenzen – z.B. bei der Biomasse – nicht nur zwischen verschiedenen KWK-Anlagen, sondern auch zwischen KWK-Anlagen und Anlagen zur reinen Stromerzeugung bestehen, werden beide Anlagentypen im gleichen Modul abgebildet. Ob eine Wärmeauskopplung möglich ist, und ob diese unabhängig von der zeitgleich bereitgestellten elektrischen Leistung ist, wird im Modell durch boolesche Parameter¹⁰ festgelegt.

4.2.4 Thermische Speicher

Die zentrale Gleichung des Moduls thermischer Speicher in REMix-OptiMo ist die Speicherbilanz. Diese spiegelt die Änderung des Speicherfüllstands in jedem Rechenschritt wider und berücksichtigt mögliche Verluste bei Einspeicherung, Lagerung und Ausspeicherung. Eine Begrenzung der Ein- und Ausspeicherleistung ist in der jetzigen Modellversion nicht berücksichtigt. Der Temperaturverlauf innerhalb der Speicher wird nicht modelliert, sondern lediglich deren Energiegehalt. Die Dimensionierung der Wärmeversorgungstechnologien und thermischen Speicher erfolgt relativ zur Jahresspitzenlast des Verbrauchers und kann dem Modell entweder vorgegeben, oder von diesem kostenoptimal ermittelt werden. Das Modell stellt zudem sicher, dass der Speicherfüllstand in jedem Zeitschritt unter der installierten Leistung liegt. Die Selbstentladeverluste der Speicher sind für kleinere Speicher höher angenommen und reichen von 0,1% pro Stunde bei großen Fernwärmespeichern bis zu 0,4% pro Stunde bei Gebäudespeichern. Bei Wärmepumpen muss die Vorlauftemperatur bei der Einspeisung der Wärme in einen Pufferspeicher höher sein, weshalb dann eine geringere Arbeitszahl der Wärmepumpe anzunehmen ist. Über eine Wärmespeicherladeeffizienz wird ein Absinken der Arbeitszahl bei Ein-

¹⁰ Boolesche Parameter haben entweder einen Wert von 0 oder 1. Sie werden im Modell verwendet, um optionale Technologieeigenschaften zu aktivieren (Parameterwert 1) oder deaktivieren (Parameterwert 0).

speisung der Wärme in den Speicher berücksichtigt. Es wird ausgehend von heutigen Werten davon ausgegangen, dass die Vorlauftemperatur während der Speicherfüllung im Mittel um 10 K höher liegt, als bei einer unmittelbaren Wärmenutzung. Die entsprechende Reduktion der Arbeitszahl um 20 % wird als Verlust bei der Einspeisung in den Speicher umgesetzt. Über die Wärmepumpenspeicher hinaus wurden keine Ein- und Ausspeicherverluste berücksichtigt.

4.3 Abbildung der Flexibilisierung von Lasten

Neben den um thermische Speicher ergänzten Wärmepumpen sind zur Abbildung flexibler Stromverbraucher die Elektromobilität und Lastmanagement in das Modell integriert worden.

4.3.1 Stationäres Lastmanagement

Das Lastmanagementmodul in REMix bildet sowohl das zeitliche Verschieben, als auch das Abwerfen von Lasten ab. Ein Verschieben kann dabei entweder auf einen früheren, als auch einen späteren Zeitpunkt erfolgen. Die jeweils zur Verfügung stehenden Lastmanagementoptionen können für jeden Verbraucher separat definiert werden. Der Einsatz des Lastmanagements ist in der Regel einer Reihe von Einschränkungen unterworfen, die sich aus technischen Begebenheiten und Nutzerbedürfnissen ergeben (siehe auch Abschnitt 3.2). Dies wird im Modell auf verschiedene Art und Weise berücksichtigt. Für jeden Verbrauchertyp können stündliche Zeitreihen der für eine Lastabsenkung oder Lasterhöhung verfügbaren Leistungen vorgegeben werden. Je nach Energienutzung können dabei starke jahres- oder tageszeitliche Schwankungen vorliegen. Die zur Verfügung stehende Last kann weiterhin durch Obergrenzen in der Dauer des Eingriffes, sowie eine maximale Verschiebedauer bis zum Ausgleich der reduzierten oder erhöhten Last beschränkt sein. Die Dauer eines Eingriffes in die Last wird dabei über die verschobene und noch nicht wieder ausgeglichene Energie beschränkt. Darüber hinaus kann auch die Häufigkeit des Lastmanagementesinsatzes im Modell eingeschränkt werden. Dabei lässt sich sowohl die über das gesamte Jahr, als auch die innerhalb eines kürzeren Zeitintervall eingesetzte Energiemenge beschränken. Auf diesem Weg können Wartezeiten zwischen zwei Lasteingriffen berücksichtigt werden.

Tabelle 4-3: Zusammengefasste Lastmanagement-Technologien in REMix

Modelltechnologie	Enthaltene Lastmanagementverbraucher
HVAC_All	Prozessunabhängige Belüftung, Lebensmittelkühlung in Haushalten und GHD, Belüftung GHD, Klimatisierung Haushalte und GHD, Heizungsumwälzpumpen
CoolingWater_ComInd	Lebensmittelkühlung in Industrie, Kühlhäuser und Gastronomie, Frischwasserversorgung, Abwasserbehandlung
ProcessShift_Ind	Zementherstellung, Zellstoff- und Papierindustrie, Calciumcarbidherstellung, Luftverflüssigung
WashingEq_Res	Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspüler in Haushalten
StorHeat_ResCom	Elektrische Speicherheizung und Warmwassererzeugung in Haushalten und GHD
ProcessShed_Ind	Aluminium-, Kupfer-, Zink- und Chloralkalielektrolyse, Elektrostahlerzeugung

Da eine Implementierung variabler Verschiebedauern das vom Modell zu lösende Problem durch die vielschichtige Verknüpfung aller Zeitschritte untereinander sehr verkompliziert, werden feste Verschiebedauern angenommen. Für jede Lastmanagementtechnologie sind mehrere

Verschiebedauern definiert; der Einsatz von elektrischen Heizungen kann beispielsweise um vier, acht oder zwölf Stunden verschoben werden. Der hohe Rechenaufwand der Lastmanagementmodellierung erfordert neben der Beschränkung auf einige feste Verschiebedauern auch die Aggregation der in Abschnitt 3.2 untersuchten flexiblen Stromverbraucher. Es werden dabei jeweils solche Verbraucher zusammengefasst, die sich durch einen Satz an techno-ökonomischen Parametern beschreiben lassen. Darunter fallen neben der Verschiebe- und Einsatzdauer auch die Häufigkeit und die Kosten des Lastmanagements. Tabelle 4-3 zeigt die verwendete Aggregation der Verbraucher, Tabelle A-25 im Anhang die ihnen zugeordneten Parameter.

4.3.2 Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen

Das den REMix-Analysen zugrunde gelegte Szenario geht von bedeutenden Anteilen elektrisch betriebener Fahrzeuge am zukünftigen Individualverkehr aus. Es wird angenommen, dass das Laden der Batterien dieser Fahrzeuge zumindest teilweise gesteuert erfolgen kann, und sie somit für ein Lastmanagement zur Verfügung stehen.

Da das zeitliche Verschieben von Lasten sehr rechenintensiv ist und der Fokus dieses Projekts auf der Untersuchung des Lastmanagements in Industrie, GHD und Haushalten, sowie der Kopplung zwischen Strom- und Wärmemarkt liegt, wurde eine vereinfachte Abbildung des gesteuerten Ladens elektrisch betriebener Fahrzeuge entwickelt und eingesetzt. Dabei wird das Lademanagement von Elektrofahrzeugen als Lastverschiebung modelliert. Eine detaillierte Betrachtung des Lastverschiebepotenzials der Elektromobilität mit dem REMix-Modell erfolgte in einem Vorgängerprojekt [Pregger et al., 2012]. Die Eingangsdaten zur Flottenentwicklung, zur Batterieauslegung, zum Mobilitätsbedarf und zum Strombedarf wurden mit diesem Projekt sowie mit [Nitsch et al., 2012] abgeglichen.

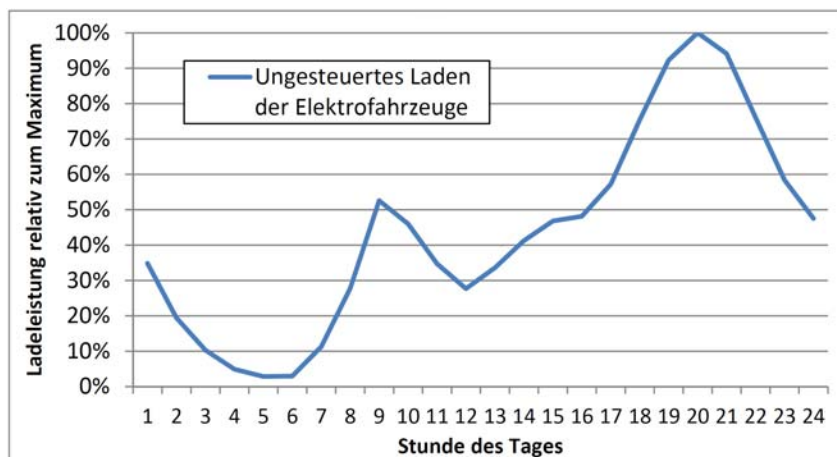


Abbildung 4-13: Lastprofil des ungesteuerten Ladens der Elektrofahrzeuge, abgeleitet aus [Pregger et al., 2012]

Der Gesamtstrombedarf der Elektrofahrzeuge wird zu gleichen Anteilen auf alle Tage des Jahres verteilt. Innerhalb jedes Tages folgt er dem in Abbildung 4-13 aufgetragenen Ladeprofil. Der Jahresstrombedarf der Elektrofahrzeuge ist für alle Länder und Szenarien in Tabelle 2-6 eingetragen. Im REMix-Modell kann das Laden der Fahrzeuge im Sinne eines Lastmanagements beeinflusst werden. Es wird angenommen, dass der Bezug eines konstanten Anteils des Ladestroms zu jedem Zeitpunkt um vier oder acht Stunden verzögert werden kann. Für den Anteil der für ein gesteuertes Laden zur Verfügung stehenden Fahrzeuge werden Werte von

15% in 2020, 30% in 2030 und 60% in 2050 angesetzt. Eine weitere Einschränkung des Lastmanagements ergibt sich aus der Annahme einer Maximalen Ladeleistung entsprechend 150% des Maximalwerts des ungesteuerten Ladens. Es werden keine Kosten der Ladesteuerung berücksichtigt.

5 Lastausgleich in der zukünftigen Energieversorgung

Im Folgenden wird das erweiterte Modell REMix mit den neu erarbeiteten Datengrundlagen genutzt, um für exemplarische Szenarien zu untersuchen, inwiefern die im Fokus stehenden Lastausgleichsoptionen jeweils einen Nutzen für die zukünftige Stromversorgung in Deutschland und Europa liefern. Ziel ist zum einen, die Funktionalität von REMix durch Analyse der für die entsprechenden Fragestellungen relevanten Ergebnisparameter zu testen. Zum anderen soll abschließend herausgearbeitet werden, welche robusten Aussagen aus den Ergebnissen bereits abgeleitet werden können und welcher weitergehende Forschungsbedarf gesehen wird.

5.1 Untersuchte Szenarien und Varianten

Die Untersuchung der Lastausgleichsoptionen findet hauptsächlich anhand des Basisszenarios statt (vergleiche Kapitel 2). Wesentliche Charakteristik des Szenarios ist die Deckung des gesamten Strombedarfs aus heimischer Stromerzeugung, d.h. ohne die Annahme eines Netto-Stromimports. Es werden die Jahre 2020, 2030 und 2050 untersucht. Im Basisszenario ist keine Wasserstoffherzeugung für den Verkehr vorgesehen. In vorangegangenen Studien ([Nitsch et al., 2012; Pregger et al., 2012]) wurde deutlich, dass die Annahme einer flexibilisierten Wasserstoffherzeugung in großem Umfang wie auch die Annahme einer weitgehenden Ladesteuerung der Elektrofahrzeugflotte einen erheblichen Teil des Lastausgleichsbedarfs bereits abdecken kann. Das Basisszenario wird folglich als konservativer Ansatz ohne Wasserstoffherzeugung, ohne Ladesteuerung in der Elektromobilität und mit einem eingeschränkten Netzausbau so gewählt, dass ein hoher Lastausgleichsbedarf vorliegt und das Einsatzpotenzial der hier untersuchten Lastausgleichsoptionen genauer quantifiziert werden kann. Da vor allem der Import von regelbarer Leistung und Strom aus solarthermischen Kraftwerken, die Wasserstoffherzeugung und ein Zubau von Strom-Übertragungsleitungen einen großen Einfluss besitzen (s. z.B. [Czisch, 2005; Scholz, 2012]), werden für das Jahr 2050 mehrere entsprechend modifizierte Szenarien gerechnet. Damit werden insgesamt die in Abbildung 5-1 dargestellten Hauptszenarien untersucht, die sich sowohl bei den Infrastrukturen des Energiesystems in Deutschland als auch der betrachteten europäischen Länder hinsichtlich der folgenden Annahmen unterscheiden:

- Es werden im Basisszenario für das Jahr 2050 zwei Netzvarianten nebeneinander untersucht (s. auch Beschreibung in Abschnitt 4.1.3): ein konservativer Netzausbau (Variante „KonsNetz“) mit den heute bereits existierenden und im Netzausbauplan der europäischen Transportnetzbetreiber ([ENTSO-E, 2012]) vorgesehenen Übertragungsleistungen und ein optimistischer Netzausbau (Variante „OptNetz“) mit zusätzlich zum konservativen Netzausbau modellendogen zugebauten HGÜ-Erdkabeln.
- Im Vergleich zum Basisszenario ohne Wasserstoffherzeugung wird das Szenario H₂ untersucht, in dem eine hohe Elektrolyseursleistung und Wasserstoffspeicherung zur flexiblen Wasserstoffherzeugung für den Verkehr angenommen wird. Für den Vergleich mit dem Basisszenario ist auch in Szenario H₂ kein Netto-Stromimport angesetzt (vgl. Kapitel 2). Es werden ebenfalls die zwei Netzvarianten „KonsNetz“ und „OptNetz“ untersucht.
- Bezüglich der Kraftwerke zur Stromerzeugung aus EE wird neben der ausschließlichen Nutzung heimischer erneuerbarer Energien (vor allem fluktuierende Erzeugung aus PV und Wind) in einer Variante auch ein begrenzter Nettoimport von solarthermisch erzeugtem und damit regelbarem Strom aus Nordafrika untersucht. Dabei wird der HGÜ-Netzausbau modellendogen ermittelt.

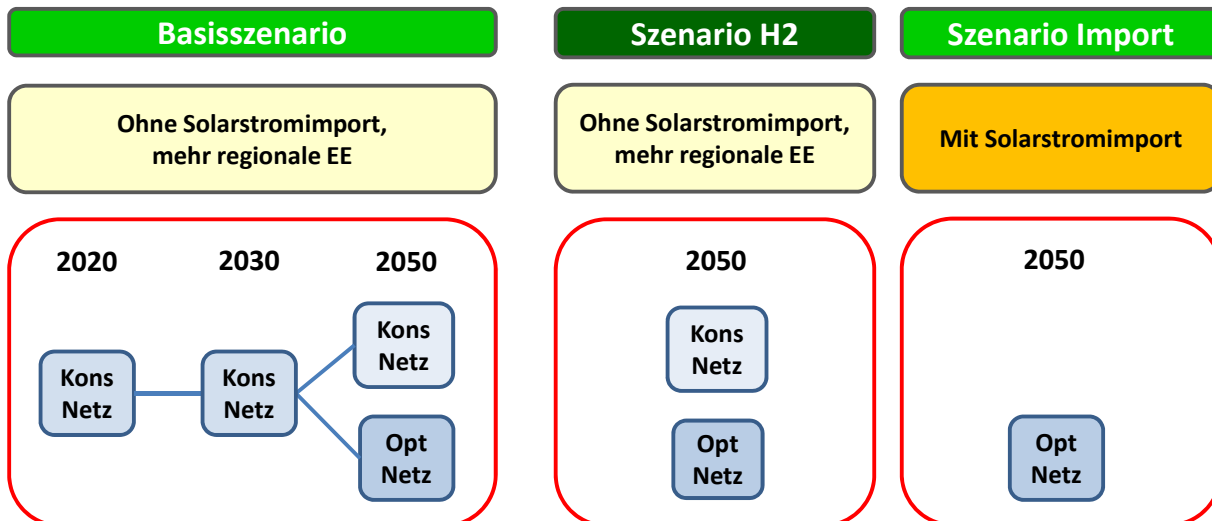


Abbildung 5-1: Untersuchte Szenarien mit Netzausbauvarianten „KonsNetz“ (konservativer Netzausbau, exogen vorgegeben) und „OptNetz“ (optimistischer Netzausbau, modellendogen ermittelt).

Für jedes Szenario wird zunächst je ein Basislauf für das gesamte Untersuchungsgebiet durchgeführt. Dabei werden folgende Randbedingungen für den Lastausgleich definiert:

- Bestehende und heute geplante Pumpspeicherkraftwerke in Betrieb
- Ausschließlich ungesteuertes Laden der Elektrofahrzeuge
- Wärmegeführter Betrieb der Wärmepumpen ohne Flexibilität durch Speicher
- Wärmegeführter Betrieb der KWK-Anlagen ohne Flexibilität durch Speicher, konventionelle oder elektrische Spitzenkessel
- Kein Lastmanagement in Industrie, Haushalten und GHD
- Keine zusätzlichen Kurz- bis Mittelfrist-Stromspeicher
- Langzeitspeicher (H_2 in Kavernen) können bei Bedarf modellendogen ausgebaut werden
- Gasturbinen können bei Bedarf modellendogen ausgebaut werden

Im Anschluss an die Basisläufe für Europa werden weitere Rechenläufe mit zusätzlichen Lastausgleichsoptionen durchgeführt. Dabei wird die Untersuchung aus Rechenzeitgründen auf die sechs deutschen Regionen beschränkt und die Importe und Exporte für jede Region aus den vorhergegangenen Rechenläufen für das gesamte Untersuchungsgebiet festgelegt. Zusätzliche Lastausgleichsoptionen werden sukzessive hinzugefügt. Dadurch werden in der abschließenden Darstellung und Auswertung der Simulationen die folgenden

- o Basislauf ohne zusätzliche Lastausgleichsoptionen
- + zusätzlich Flexibilisierung durch KWK-Betrieb mittels thermische Speicher, konventionelle und elektrische Spitzenlastkessel
- ++ zusätzlich Lastmanagementoptionen, einschließlich flexibilisierte Wärmepumpen und Ladesteuerung für Elektrofahrzeuge
- +++ zusätzlich modellendogener Zubau von Stromspeichern möglich

Im jeweils letzten Rechenlauf für Deutschland sind also alle im Modell verfügbaren Lastausgleichsoptionen aktiv: die KWK-Anlagen sind flexibilisiert, Lastmanagement steht zur Verfügung und es können modellendogen weitere Stromspeicher (CAES_AD) zugebaut werden.

Die Potenziale der Langzeitspeicher, vertreten durch Wasserstoffspeicherung in Kavernen mit Rückverstromung in GuD-Kraftwerken, sind von den geologischen Voraussetzungen (Salzstö-

cke für Kavernenbau) abhängig und daher regional unterschiedlich verteilt. Langzeitspeicher in einer Region können eine Speicherfunktion auch für andere Regionen übernehmen. Da der Austausch zwischen den Regionen im ersten Berechnungsschritt festgelegt wird, in dem das gesamte europäische Untersuchungsgebiet betrachtet wird, werden die Langzeitspeicher hier bereits modellendogen ausgebaut. Prinzipiell gilt das gleiche auch für Druckluftspeicher, da auch die Druckluft in Salzkavernen am kostengünstigsten gespeichert wird. Es wird hier jedoch vorläufig angenommen, dass 1) die Kurz- bis Mittelfristspeicherung eher zum Ausgleich regional auftretender kurzzeitiger Schwankungen eingesetzt würde und 2) Langzeitspeicher vorwiegend aufgrund erforderlicher Langzeitspeicherung ausgebaut werden, dann aber auch einige Funktionen von Kurzzeitspeichern übernehmen können, so dass deren Funktion weitgehend ersetzt werden kann.

5.2 Ergebnisse für den Lastausgleich im europäischen Untersuchungsgebiet

5.2.1 Lastausgleich im Basisszenario

Stromnachfrage

Die Stromnachfrage ergibt sich zum großen Teil aus den Szenarienannahmen in Kapitel 2. Für Elektroheizter und Wärmepumpen resultieren aus den dynamischen Simulationen jeweils geringe Abweichungen aus den Wechselwirkungen mit anderen Lastausgleichsoptionen. Tabelle 5-1 zeigt die Zusammensetzung des Strombedarfs im europäischen Untersuchungsgebiet in den Szenariojahren und für die zwei Netzausbauvarianten. Entsprechend der Annahmen in den Szenarien sinkt der klassische Strombedarf durch Effizienzsteigerungen in Industrie, GHD und Haushalten von 3212 TWh im Jahr 2020 auf 3070 TWh im Jahr 2030 und auf 2889 TWh im Jahr 2050. Der gesamte Strombedarf (Endenergie) bleibt jedoch weitgehend konstant: Die Reduktion durch Effizienzsteigerung wird kompensiert durch den zusätzlichen Strombedarf der neuen Verbraucher Wärmepumpen und Elektromobilität. Der überwiegende Anteil des neuen Verbrauchs entsteht durch die Elektromobilität. Die Elektroboiler dienen als Spitzenkessel in Wärmepumpensystemen. In der KWK-Versorgung eingesetzte elektrische Boiler sind hier nicht berücksichtigt, sondern Bestandteil der in Abschnitt 5.3 diskutierten Untersuchung der zusätzlichen Lastausgleichsoptionen.

Tabelle 5-1: Strombedarf im Basisszenario für das europäische Untersuchungsgebiet

	2020	2030	2050
Elektromobilität	98	270	399
Elektroboiler	5	7	10
Wärmepumpen	45	71	90
Klassische Verbraucher	3212	3070	2889
Summe	3360	3418	3388

Einsatz und Abregelung erneuerbarer Kraftwerksleistung

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist in Abbildung 5-2 dargestellt. Die fluktuierende Stromerzeugung kompensiert den Großteil des Rückbaus der konventionellen Stromerzeugung. Während zwischen 2020 und 2050 die Stromerzeugung aus fossiler und nuklearer

Erzeugung von 1881 TWh auf 679 TWh bei konservativem Netzausbau und auf 610 TWh bei optimistischem Netzausbau sinkt, steigt die Stromerzeugung aus fluktuierenden Quellen im gleichen Zeitraum von 1468 TWh in 2020 auf 2792 TWh im Basisszenario (bei konservativem Netzausbau) bzw. auf 2831 TWh (bei optimiertem Netzausbau).

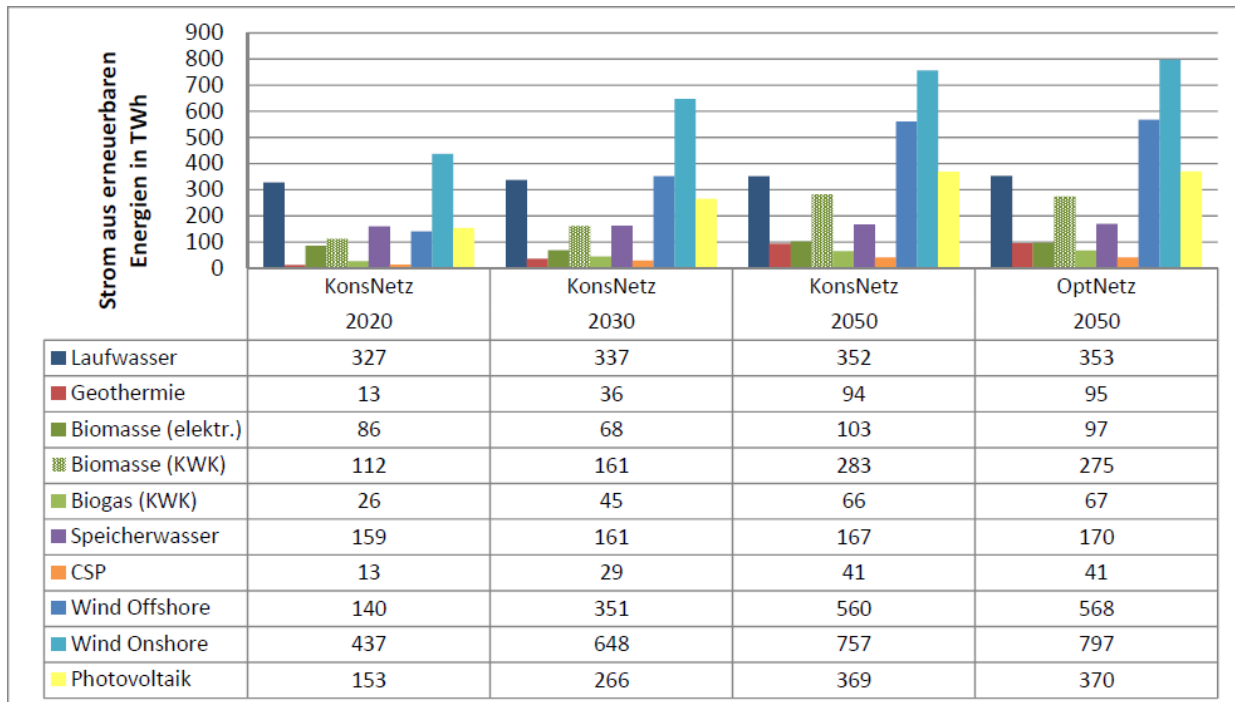


Abbildung 5-2: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Basisszenario für das europäische Untersuchungsgebiet

Im gesamten Szenariozeitraum bleiben die Anteile fluktuierender erneuerbarer Erzeugung (insbesondere Photovoltaik, Wind onshore, Wind offshore) an der gesamten erneuerbaren Erzeugung weitgehend unverändert zwischen 73 % und 76 %. Dementsprechend liegen die Anteile der regelbaren erneuerbaren Erzeugung zwischen 24 % und 27 %.

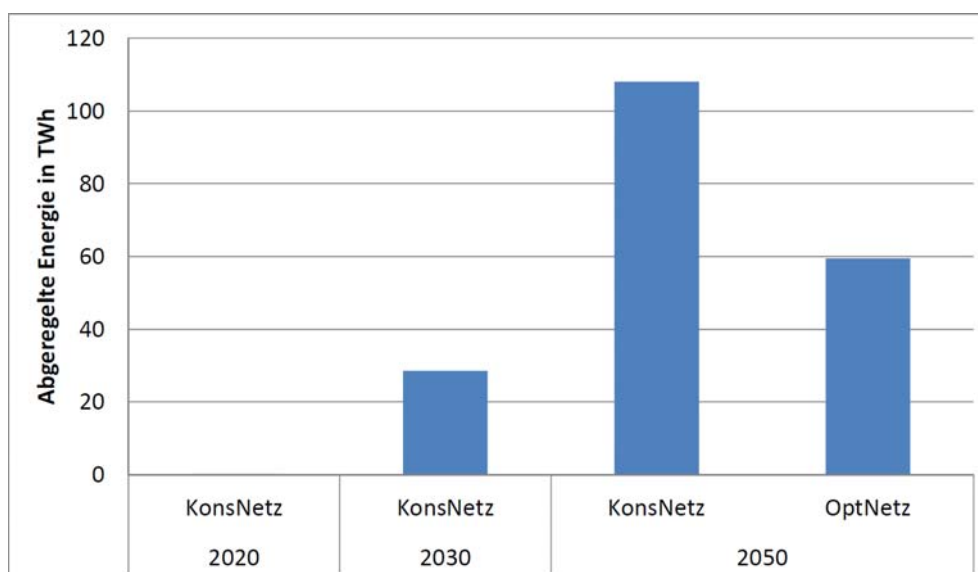


Abbildung 5-3: Abgeregelte erneuerbare Stromerzeugung (Photovoltaik, Wind onshore, Wind offshore, Laufwasserkraft) im Basisszenario für das europäische Untersuchungsgebiet

Mit steigender Leistung aus Windenergie und Photovoltaik steigt auch die Menge der abgeregelten erneuerbaren Stromerzeugung, dargestellt in Abbildung 5-3. Während im Basis-Szenario die abzuregelnde Leistung im Jahr 2020 noch bei 270 GWh liegt, steigt sie bis 2030 auf jährlich 29 TWh. Hemmnisse beim Netzausbau (KonsNetz) führen, trotz möglicher Flexibilitätsmaßnahmen in Form von Wasserstoffspeichern, im Jahr 2050 zu einem deutlichen Anstieg (108 TWh) der abgeregelten Stromerzeugung in Europa, was 3,2 % des gesamten Strombedarfs entspricht. Bei optimistischem Netzausbau hingegen verringert sich die Abregelung von erneuerbaren Energien um 45 % auf 59 TWh, so dass ca. 49 TWh mehr Strom aus fluktuierenden Quellen genutzt werden können.

Ausbau und Einsatz konventioneller Kraftwerksleistung

Die Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern ist in Abbildung 5-4 dargestellt. Dem zugrundeliegenden Szenario entsprechend sinkt die konventionelle Stromerzeugung stark ab und beträgt im Jahr 2050 noch 679 TWh im Fall eines konservativen Netzausbaus und 610 TWh im Fall eines optimistischen Netzausbaus. Dieser im Vergleich zur zusätzlichen EE-Nutzung höhere Rückgang der konventionellen Stromerzeugung durch den Netzausbau ergibt sich durch den zusätzlichen Wegfall der Wasserstoffspeicher, deren Nutzung mit Verlusten behaftet ist (siehe auch die folgende Diskussion der Speichernutzung). Die Abnahme der Erzeugung findet bei allen Technologien statt bis auf Müllheizkraftwerke und Gasturbinen. Bei den Gasturbinen steigt die Erzeugung von 5 TWh im Jahr 2020 auf 16 TWh im Jahr 2030 an. Bis zum Jahr 2050 sinkt sie wieder leicht auf 14 TWh, wenn das Stromnetz stark ausgebaut werden kann. Gibt es jedoch Hemmnisse beim Netzausbau, steigt sie auf 34 TWh an. Insgesamt deckt die konventionelle Stromerzeugung im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050 18 % bis 20 % der Stromnachfrage.

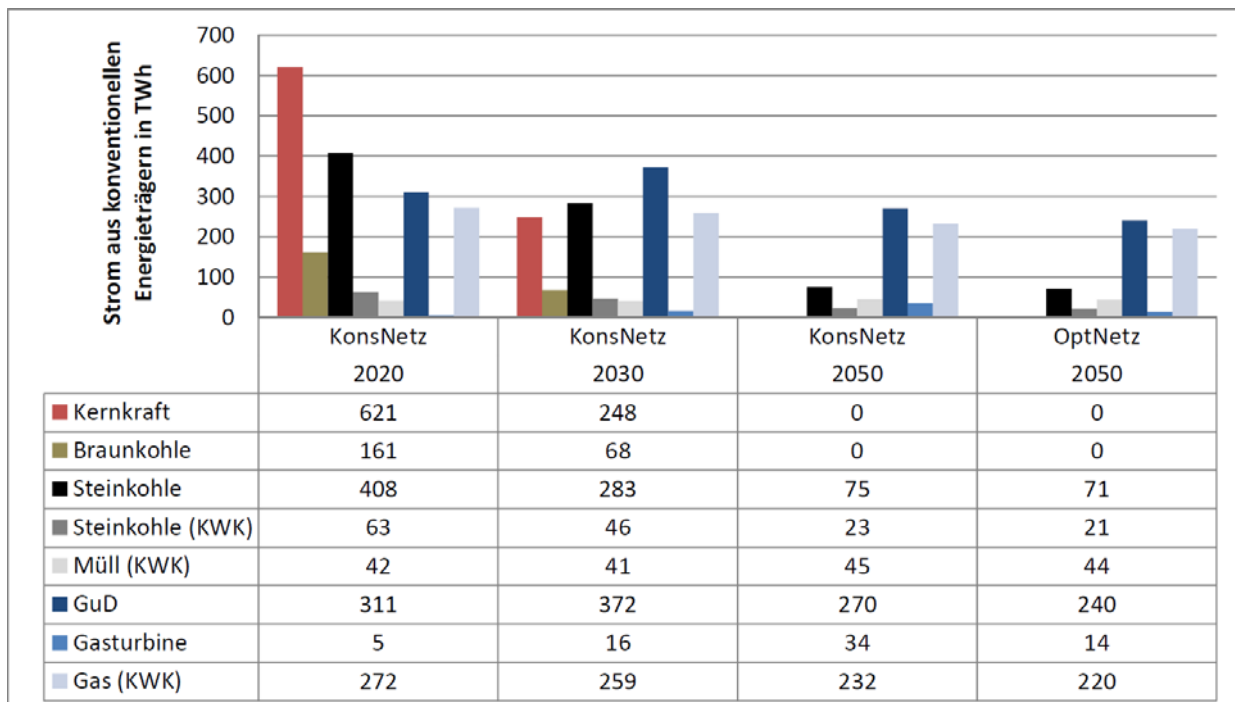


Abbildung 5-4: Energiebereitstellung aus konventionellen Energieträgern im Basisszenario für das europäische Untersuchungsgebiet

Trotz der in den beiden Netzvarianten im Jahr 2050 deutlich unterschiedlichen Menge erzeugten Stroms in Gasturbinen wird beinahe die gleiche Leistung von 90 GW bzw. 94 GW modellendogen zugebaut (siehe Abbildung 5-5). Sie dienen im Jahr 2050 im Szenario mit optimistischem Netzausbau in wenigen Stunden der Spitzenlastdeckung, wie auch anhand der Volllaststunden (siehe Abbildung 5-6) festzustellen ist. Offenbar lohnt sich für das Gesamtsystem dennoch die Investition, weil dadurch die Installation zusätzlicher Übertragungs- oder Wasserstoffspeicherleistung vermieden werden kann. Der im Vergleich zu Szenario OptNetz trotz geringerer Netzkapazitäten niedrigere Zubau an Gasturbinenleistung im Szenario KonsNetz ist korreliert mit dem umfangreichen Ausbau der Speicherleistung (siehe folgende Diskussion der Speicher).

In den Szenariojahren 2020 und 2030 wird mit 7 GW bzw. 31 GW deutlich weniger zusätzliche Gasturbinenleistung installiert als im Jahr 2050.

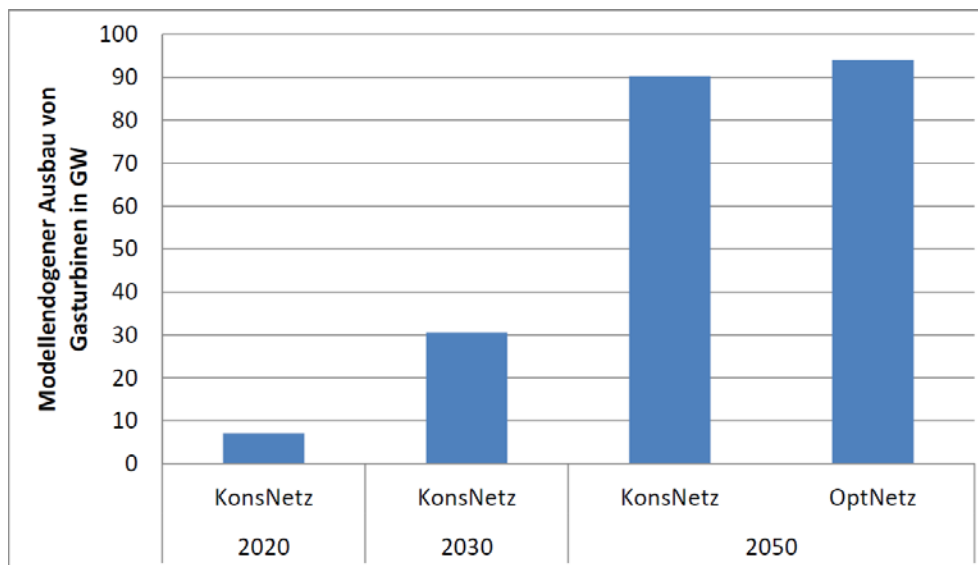


Abbildung 5-5: Modellendogener Ausbau von Gasturbinen im Basisszenario für das europäische Untersuchungsgebiet

Für das Szenariojahr 2020 zeigen die Simulationen für die Braunkohle- und Kernkraftwerke mit über 7000 Stunden pro Jahr die höchsten Auslastungen konventioneller Kraftwerke (vgl. Abbildung 5-6). Mit weiterem Ausbau der EE gehen diese Werte bis 2030 auf gut 7200 bzw. 6100 zurück. Die Volllaststunden der Steinkohlekraftwerke nehmen hingegen zwischen 2020 und 2030 leicht zu; sie steigen von gut 5300 auf über 5400 Stunden. Die gegenläufige Entwicklung bei Braun- bzw. Steinkohle muss im Zusammenhang mit den steigenden CO₂-Kosten gesehen werden. Diese wirken sich auf die Steinkohle wesentlich stärker als auf die Braunkohle aus. In 2050 ist keine Braunkohle und Kernkraftproduktion mehr vorhanden. Die Volllaststunden der Steinkohle entwickeln sich nach 2030 ebenfalls rückläufig und fallen auf unter 5000 Stunden im Jahr 2050.

Bei der konventionellen Erzeugung sinken die Volllaststunden insgesamt deutlich. Während sie im Jahr 2020 durchschnittlich noch über 4000 Stunden pro Jahr betragen, sinken sie bis zum Jahr 2050 auf ca. 1550 Stunden pro Jahr bei konservativem Netzausbau und ca. 1310 Stunden pro Jahr bei optimistischem Netzausbau im Durchschnitt.

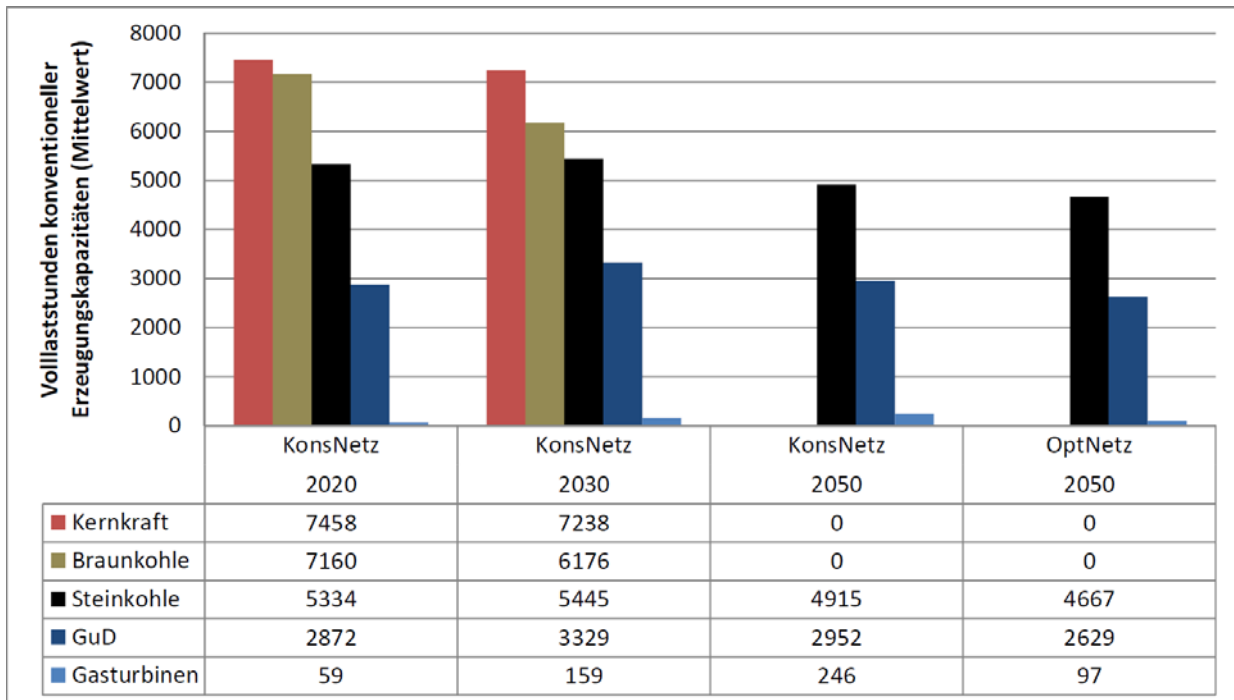


Abbildung 5-6: Mittelwert der Volllaststunden konventioneller Stromerzeugungskapazitäten im Basisszenario für das europäische Untersuchungsgebiet

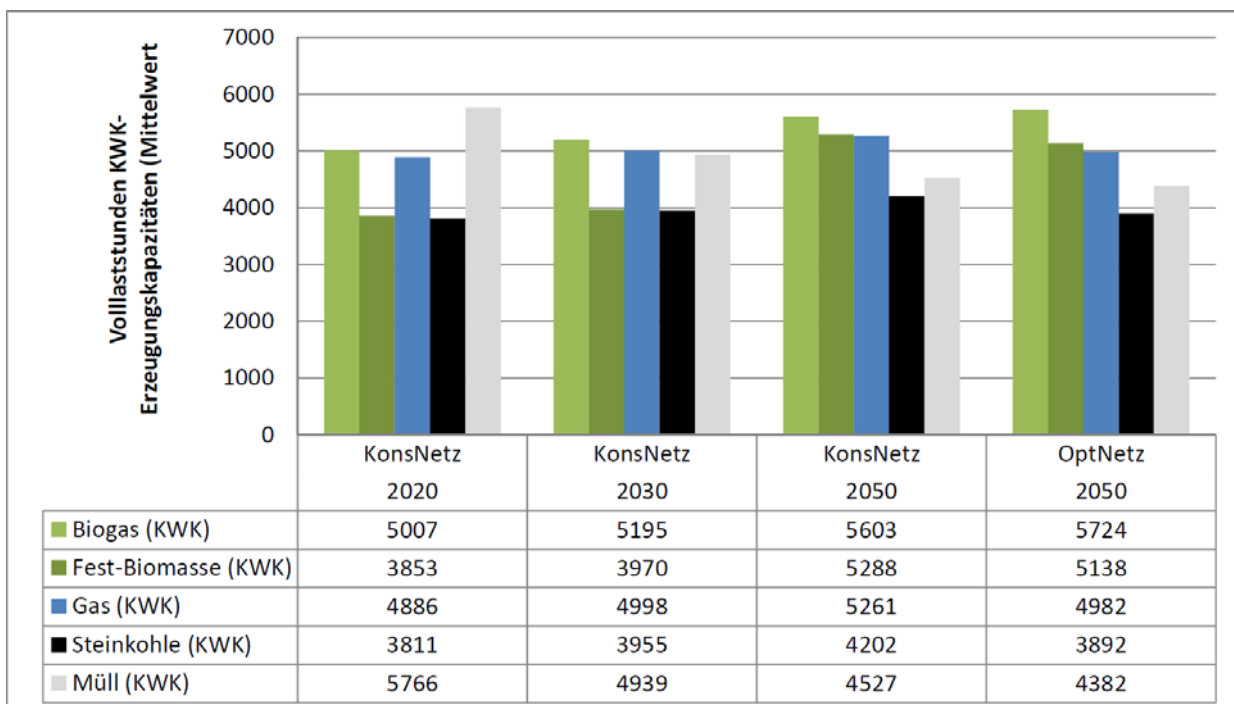


Abbildung 5-7: Mittelwert der elektrischen Volllaststunden von KWK-Erzeugungskapazitäten im Basisszenario für das europäische Untersuchungsgebiet

In der gesamteuropäischen Betrachtung ist der KWK-Betrieb rein wärmegeführt. Da kein Spitzenkessel berücksichtigt wird und nicht bereitgestellte Wärme hohe Kosten verursacht, wird der Bedarf, soweit es deren Auslegung zulässt, aus der KWK-Anlage gespeist. Daraus folgt, dass es zwischen den Szenarien mit geringem und umfangreichem Netzausbau keine Unterschiede in der Wärmeerzeugung gibt. Auch ohne Berücksichtigung thermischer Speicher und weiterer

Wärmeerzeuger verfügen die KWK-Anlagen über eine gewisse Flexibilität in der Stromerzeugung. Diese ergibt sich einerseits aus der Option einer flexiblen Dampfauskopplung in Entnahmekondensationsanlagen, wie sie hier für alle Dampfturbinen-Kraftwerke angenommen ist, und andererseits aus der Möglichkeit, Teile der erzeugten Wärme ungenutzt zu kühlen. Dies schlägt sich auch in den Ergebnissen der REMix-Rechnungen wieder (siehe Abbildung 5-7). So sind im Jahr 2050 die Volllaststunden der KWK-Anlagen, die mit Biogas oder fester Biomasse betrieben werden, erhöht, während die Auslastung der gas-, steinkohle- und müllbefeuerten KWK-Anlagen gleichbleibend oder niedriger ausfällt als im Jahr 2030. Diese Tendenz gilt sowohl bei optimistischem als auch bei konservativem Netzausbau, wobei sich die Volllaststunden in den beiden Szenarien nur leicht unterscheiden. Der Grund für die Erhöhung der Erzeugung aus Biomasse und die Verringerung der Erzeugung aus fossilen Energieträgern und Müll liegt in den im Jahr 2050 höheren Kosten für CO₂-Emissionen.

Ausbau und Einsatz elektrischer Energiespeicher

Flexibilitätsoptionen auf der Erzeugungs- oder Nachfrageseite stellen komplementäre, aber auch konkurrierende Optionen zu einem Netzausbau dar.

Kann ein optimistischer Netzausbau umgesetzt werden, erreichen saisonale Speicher wie Wasserstoffspeicher im Basisszenario nicht die Wirtschaftlichkeit, werden also nicht zugebaut. Ohne einen umfassenden Netzausbau hingegen werden nach dem Jahr 2030 Langfristspeicher benötigt. Im Jahr 2050 werden rund 14 GW Leistung an Wasserstoffspeichern zugebaut. Die Speicherkapazität wird dabei auf ca. 9750 GWh ausgebaut. Das Verhältnis Energie-zu-Leistung liegt damit bei 690 Stunden (knapp 29 Tage), was bedeutet, dass der Energieinhalt des Speichers für 690 Stunden den Volllastbetrieb der GuD-Anlagen, in denen der Wasserstoff verstromt wird, gewährleisten kann.

Im Gegensatz zur Wasserstoffspeicherung sind Leistung und Speicherkapazität der Pumpspeicher vorgegeben und bleiben im gesamten Szenariozeitraum konstant. Das Verhältnis Energie-zu-Leistung ist bei den Pumpspeichern auf 7 Stunden festgelegt, was einem typischen Mittelfristspeicher entspricht.

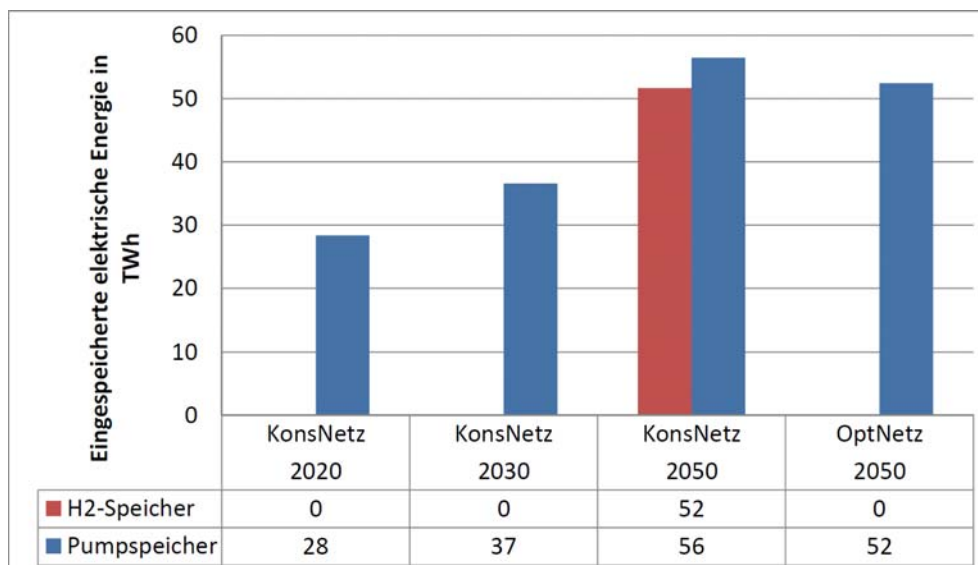


Abbildung 5-8: In Stromspeichern zwischengespeicherte elektrische Energie im Basisszenario für das europäische Untersuchungsgebiet.

Abbildung 5-8 zeigt die eingespeicherte Energiemenge für die Pump- und Wasserstoffspeicher. Im Szenario mit konservativem Netzausbau werden im Jahr 2050 insgesamt rund 52 TWh Strom zur Wasserstofferzeugung und -speicherung in Kavernen eingesetzt. Rechnerisch ergeben sich dadurch unter Berücksichtigung des Beladewirkungsgrades ca. 7,6 mögliche Speicherzyklen mit vollständiger Be- und Entladung in einem Jahr. Durch Einspeicherung und anschließende Rückverstromung entstehen Verluste in Höhe von 31 TWh, entsprechend rund 60 % der eingespeicherten Energiemenge.

In den im Untersuchungsgebiet installierten Pumpspeichern mit einer Speicherleistung von 35,2 GW und einem Speichervolumen von 282 GWh werden im Szenarioverlauf zunehmende Strommengen zwischengespeichert. Im Jahr 2050 sind es 56 TWh bei konservativem und 52 TWh bei optimistischem Netzausbau. Dabei entstehen Verluste von 10 bis 11 TWh, entsprechend ca. 20 % der eingespeicherten Energiemenge. Mit den zwischengespeicherten Energiemengen ergeben sich rechnerisch unter Berücksichtigung des Beladewirkungsgrades 186 bis 200 Speicherzyklen mit vollständiger Be- und Entladung in einem Jahr.

Ausbau und Einsatz von Stromübertragungskapazitäten

Die Entwicklung der Netzkapazitäten hat einen großen Einfluss auf die Integration der erneuerbaren Energien in Europa. Folglich unterscheiden sich die Lastflüsse und der Lastausgleich in den zwei untersuchten Netzvarianten „KonsNetz“ und „OptNetz“.

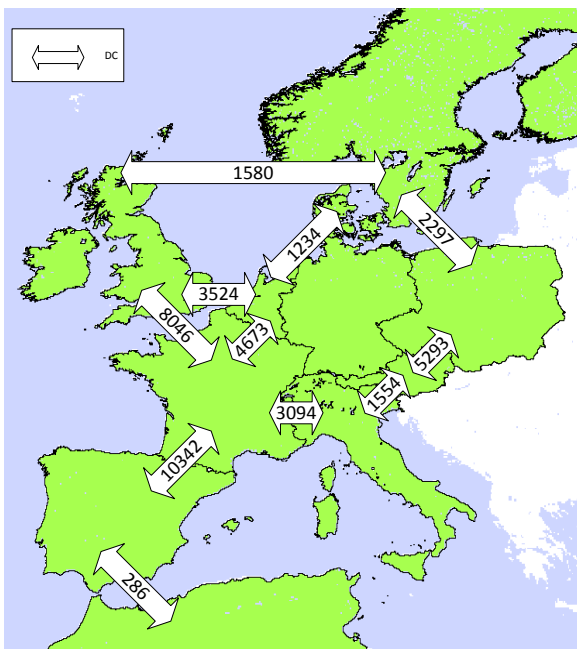
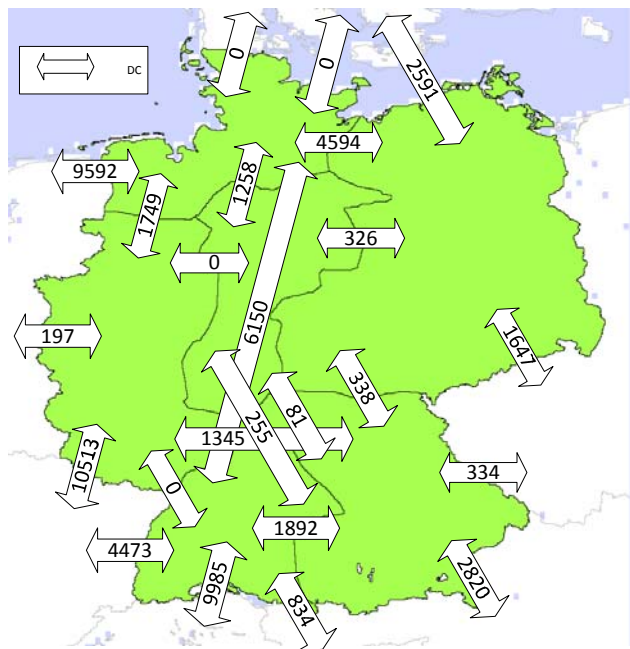


Abbildung 5-9: Modellendogene Erhöhung der Übertragungskapazitäten für den räumlichen Lastausgleich im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050 in MW, Basisszenario, Netzvariante OptNetz



lands zwischen den sechs Regionen um knapp 18 GW (6,8 TWkm). Innerhalb Deutschlands wird insbesondere die Verbindung zwischen dem Norden und dem Südwesten stark erweitert. Bemerkenswert ist, dass zwischen der iberischen Halbinsel und Nordafrika Übertragungskapazität gebaut wird. Diese dient der Stromübertragung in die Region, die Italien und die Schweiz umfasst – denn zwischen Nordafrika und dieser Region gibt es bereits eine Wechsellspannungsleitung

Die hier ermittelten zusätzlichen Übertragungskapazitäten sind von ihrer Aussagekraft allerdings nicht mit den Ergebnissen detaillierter Netzausbautudien, wie beispielsweise für den NEP 2012, vergleichbar. Es werden weder Aspekte der Versorgungssicherheit, wie das (n-1)-Kriterium berücksichtigt, noch die bereits vorhandene Transportinfrastruktur zur Übertragung elektrischer Energie technisch exakt nachgebildet. Die in Abbildung 5-9 und Abbildung 5-10 dargestellten Übertragungskapazitäten sind das Ergebnis einer optimierenden Simulation des Gesamtsystems. Dabei stellt sich im Vergleich zum Ausbau von Gasturbinen und Wasserstoffspeichern im dargestellten Fall die Erhöhung der maximalen Übertragungskapazität durch Zubau von DC-Kabelstrecken aus Systemsicht als die kostengünstigste Lösung heraus.¹¹

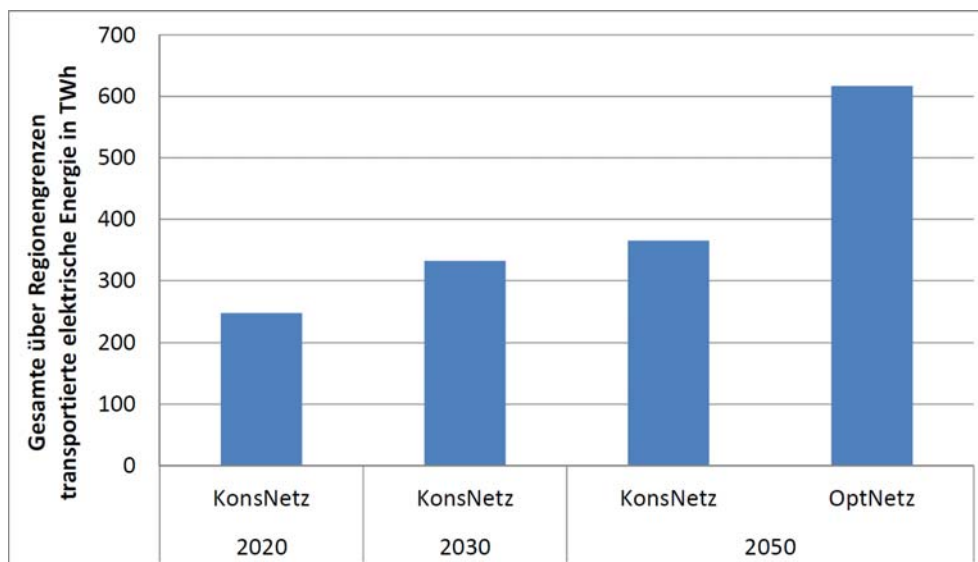


Abbildung 5-11: Gesamter Stromaustausch im europäischen Untersuchungsgebiet über Regionengrenzen, Basisszenario

Wie in Abbildung 5-11 zu sehen ist, steigt bei konservativem Netzausbau zwischen den Jahren 2020 und 2030 die Menge des über die Regionengrenzen transportierten Stroms um rund 33 % von ca. 248 TWh auf 332 TWh an. Im Szenario OptNetz nimmt die jährlich übertragene Strommenge bis zum Jahr 2050 auf das 1,8-fache zu (616 TWh). Bei der Variante KonsNetz verbleiben die 2050 übertragenen Strommengen hingegen mit 365 TWh auf einem ähnlichen Niveau wie im Jahr 2030.

¹¹ Da REMix ein lineares Optimierungsmodell ist, wird die ermittelte zusätzliche Übertragungskapazität durch den anteiligen Zubau der Referenztechnologie realisiert (DC-Punkt-zu-Punkt-Kabelstrecken mit 2200 MW Übertragungskapazität). D.h. wird ein Zubau von beispielsweise 1100 MW bestimmt, so werden lediglich die halben Investitionskosten der zu Grunde liegenden Referenztechnologie angenommen.

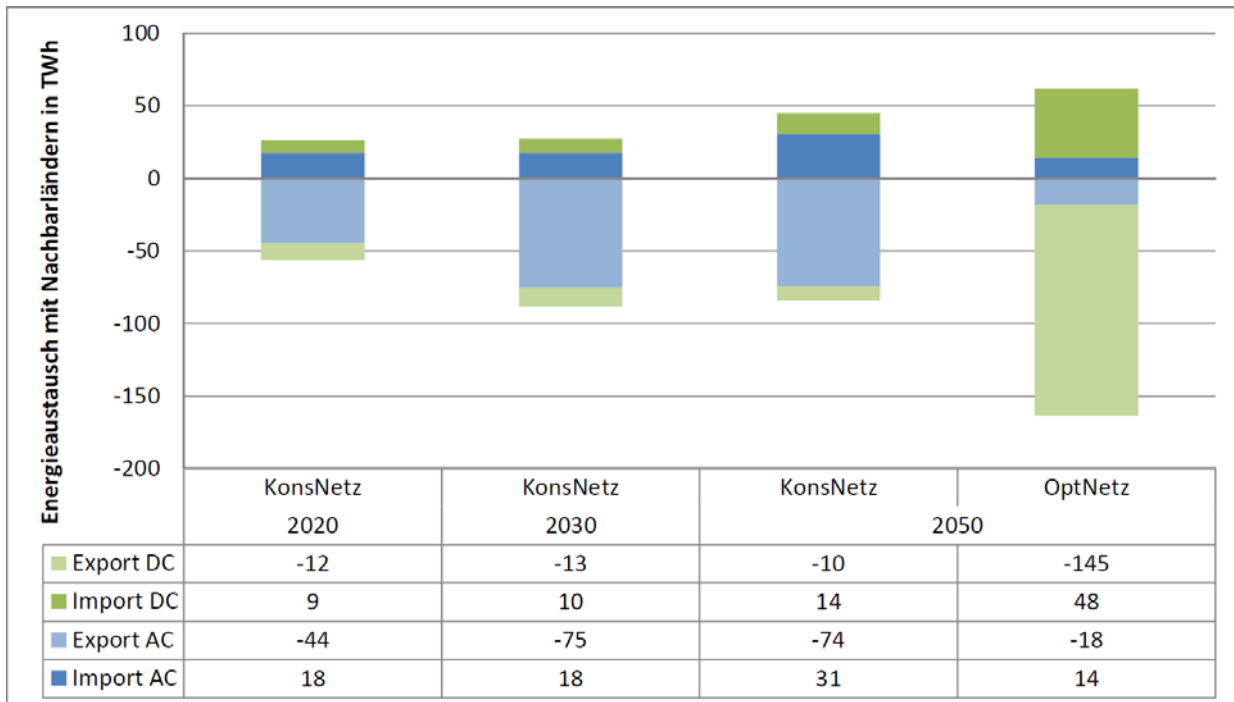


Abbildung 5-12: Gesamter Stromaustausch Deutschlands mit seinen Nachbarländern im Basisszenario für das europäische Untersuchungsgebiet

Für Deutschland ist hinsichtlich des Stromaustauschs im Basisszenario eine ähnliche Entwicklung zu beobachten wie in Europa. Der Energieaustausch mit den anderen Ländern, in Abbildung 5-12 dargestellt, wächst im Basisszenario bis zum Jahr 2050 an. Insbesondere im Szenario OptNetz steigt der Stromaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern deutlich an: Die übertragene Strommenge nimmt zwischen dem Jahr 2020 und dem Jahr 2030 um knapp 40 % zu. In der Netzvariante KonsNetz steigt sie bis 2050 nur leicht weiter an (auf 129 TWh). In der Netzvariante OptNetz hingegen werden im Jahr 2050 ca. 225 TWh übertragen. Dabei verdoppelt sich im Vergleich zum Szenario mit konservativem Netzausbau der Export nahezu, während der Import nur um gut 35% ansteigt. In allen Szenarien ist Deutschland Nettoexporteur. Dies ergibt sich vor allem daraus, dass ein wesentlicher Anteil des vom Norden in den Süden Deutschlands transportierten Windstroms in die südlichen Anrainerstaaten weitergeleitet wird (siehe Abbildung 5-14 und Abbildung 5-16).

Beim Vergleich zwischen den AC- und den DC-Transporten im Jahr 2050 fällt auf, dass durch den HGÜ-Netzausbau die in den Wechselspannungsnetzen übertragene Strommenge reduziert wird. Es findet also nicht nur ein Netzausbau zwecks zusätzlicher Stromübertragung statt, sondern die zusätzlichen Übertragungskapazitäten werden auch dazu verwendet, Strom mit geringeren Verlusten zu transportieren als in den Wechselspannungsnetzen möglich.

Die Netto-Stromexporte über die einzelnen Kuppelstellen im europäischen Untersuchungsgebiet, zwischen Deutschland und seinen Nachbarn und über die Leitungen innerhalb Deutschlands sind in Abbildung 5-15 und Abbildung 5-16 Anhang dargestellt.



Abbildung 5-13: Netto-Stromexporte im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050 in GWh, Basisszenario, Netzvariante KonsNetz

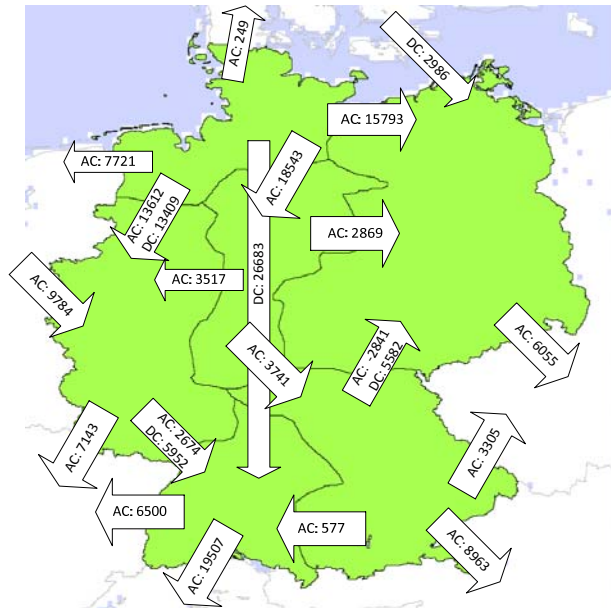


Abbildung 5-14: Netto-Stromexport der Regionen Deutschlands sowie der Nachbarländer im Jahr 2050 in GWh, Basisszenario, Netzvariante KonsNetz

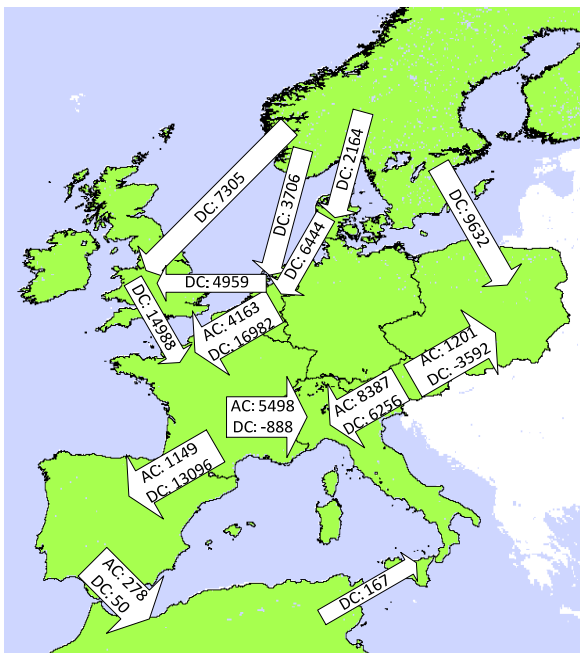


Abbildung 5-15: Netto-Stromexporte im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050 in GWh, Basisszenario, Netzvariante OptNetz

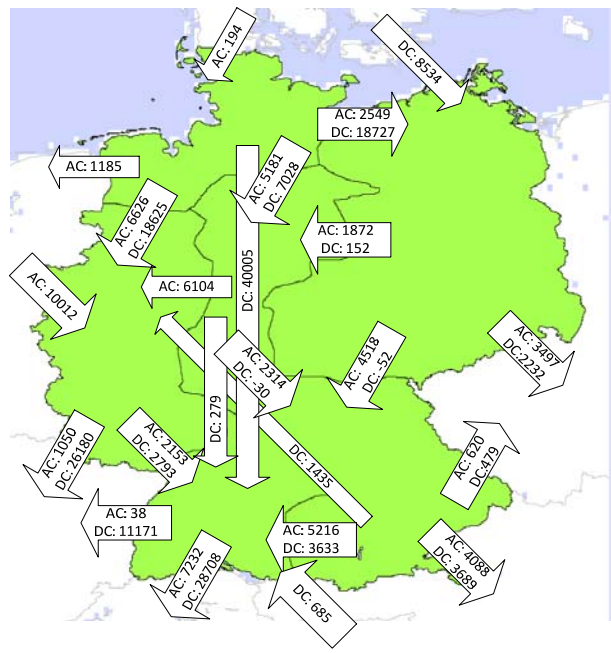


Abbildung 5-16: Netto-Stromexport der Regionen Deutschlands sowie der Nachbarländer im Jahr 2050 in GWh, Basisszenario, Netzvariante OptNetz

5.2.2 Lastausgleich in den Szenarien mit Wasserstofferzeugung und Stromimport

Stromnachfrage

Der Strombedarf im Untersuchungsgebiet ist im Jahr 2050 in Szenario H₂ höher als im Basisszenario: er beträgt insgesamt 3814 TWh einschließlich des Bedarfs für Elektromobilität, Wasserstoff im Personenverkehr, Wärmepumpen und elektrische Boiler (siehe Tabelle 5-2). Aufgrund der Umwandlungsverluste der Elektrolyse muss im Szenario des teilweise wasserstoffbasierten Personenverkehrs für die gleiche Nutzenergie mehr Strom bereitgestellt werden als im Basisszenario. Im Szenario mit Solarstromimport beträgt der Stromverbrauch wie im Basisszenario 3388 TWh.

Tabelle 5-2: Vergleich des Strombedarfs im Basisszenario und Szenario H₂

	Basisszenario	Szenario H ₂
Elektromobilität	399	218
Elektroboiler	10	10
Wärmepumpen	90	90
Elektrolyseure	0	519
Klassische Verbraucher	2889	2977
Summe	3388	3814

Einsatz und Abregelung erneuerbarer Kraftwerksleistung

Abbildung 5-17 zeigt die erneuerbare Stromerzeugung im europäischen Untersuchungsgebiet in den untersuchten Szenarien für das Jahr 2050, aufgeteilt nach Erzeugungstechnologien.

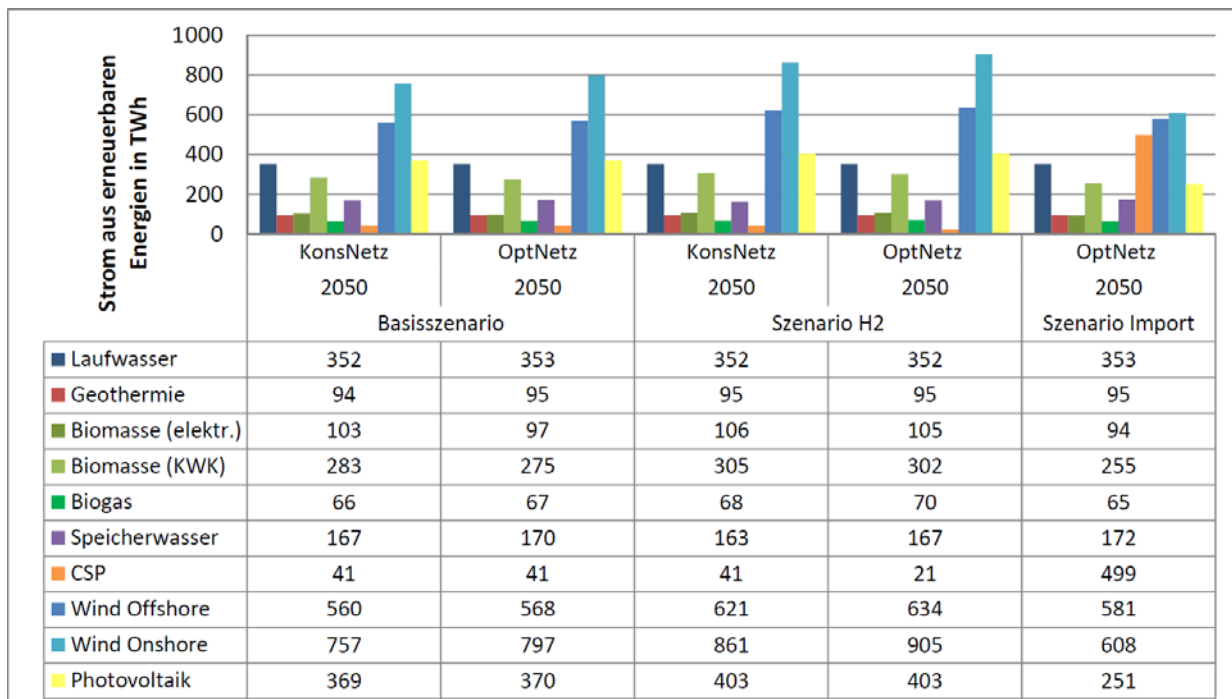


Abbildung 5-17: Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern für die Szenarienvarianten im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050

Im Szenario H₂ werden bei konservativem Netzausbau im Jahr 2050 insgesamt 3015 TWh Strom aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt. Das entspricht ca. 79 % des Strombedarfs in diesem Szenario. Davon stammen 2237 TWh (ca. 59% des Strombedarfs) aus fluktuierenden und 778 TWh (20 % des Strombedarfs) aus regelbaren Quellen. Die Mengen und Anteile ändern sich bei optimistischem Netzausbau nur leicht: insgesamt werden 3054 TWh erzeugt, was ca. 80 % des Strombedarfs entspricht. 2295 TWh stammen aus fluktuierenden Quellen, 759 TWh aus regelbaren. Das entspricht im Verhältnis zum Strombedarf ca. 60 % bzw. ca. 20 %. Im Szenario mit Solarstromimport ist durch die entsprechend geringere fluktuierende Erzeugung der Anteil regelbarer Leistung deutlich höher. Es stammen insgesamt etwa 2970 TWh Strom aus erneuerbaren Energien, davon ca. 1790 TWh aus fluktuierenden Quellen und 1180 TWh aus regelbaren Quellen. Das entspricht ca. 88 % des Strombedarfs insgesamt, davon 53 % fluktuierend und 35 % regelbar.

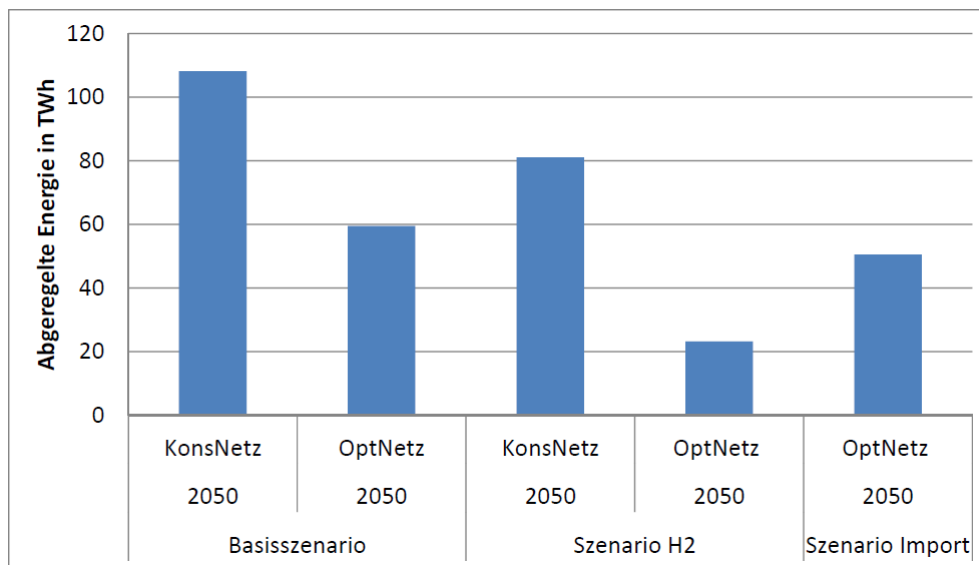


Abbildung 5-18: Abgeregelte erneuerbare Stromerzeugung (Photovoltaik, Wind onshore, Wind offshore, Laufwasserkraft) für die Szenarienvarianten im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050

Abbildung 5-18 zeigt die abgeregelte Stromerzeugung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen (onshore und offshore) einschließlich geringfügiger Anteile aus Laufwasserkraftwerken. Insgesamt werden zwischen 23 TWh (Szenario H₂ mit optimistischem Netzausbau) und 108 TWh (Basisszenario mit konservativem Netzausbau) abgeregelt. Die Abregelung im Szenario H₂ kann durch optimistischen Netzausbau stärker reduziert werden als im Basisszenario. Sie sinkt von ca. 81 TWh bei konservativem Netzausbau auf ca. 23 TWh bei optimistischem Netzausbau. Offenbar ist in den untersuchten Szenarien auf europäischer Ebene der starke Netzausbau die wirksamste Maßnahme zur Verringerung der Verluste durch Abregelung – wirksamer als die Wasserstoffherstellung für den Personenverkehr in dem in Szenario H₂ angenommenen Umfang. Auch durch den Solarstromimport in Kombination mit optimistischem Netzausbau können die Verluste durch Abregelungen deutlich auf 50 TWh reduziert werden, jedoch nicht so stark wie durch die Kombination eines optimistischen Netzausbaus mit aus regionaler Wasserstoffherstellung.

Ausbau und Einsatz konventioneller Kraftwerksleistung

Abbildung 5-19 zeigt die resultierende Stromerzeugung im Jahr 2050 aus konventionellen Energieträgern. Im Szenario H₂ wird um etwa ein Viertel mehr Strom in konventionellen Kraftwerken und fossil befeuerten KWK-Anlagen erzeugt als im Basisszenario. Die zusätzliche Flexibilität der Wasserstoffherzeugung dient generell nicht nur der Integration erneuerbarer Energien, sondern immer auch der Verbesserung der Auslastung konventioneller Kraftwerke. Hier konnte bereits [Luca de Tena, 2014] mit REMix-Simulationen zeigen, dass bei einer niedrigeren Auslastung der Elektrolyseure von 2000 h/a – was bei Vorgabe des Wasserstoffbedarfs die Installation der doppelten Elektrolyseursleistung bedeutet – und gleichzeitiger starker Erhöhung der Wasserstoffspeicherkapazität der positive Effekt auf die Integration der erneuerbaren Energie noch deutlich höher liegen kann.

Im Szenario mit Solarstromimport tritt mit insgesamt ca. 496 TWh die geringste Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern auf.

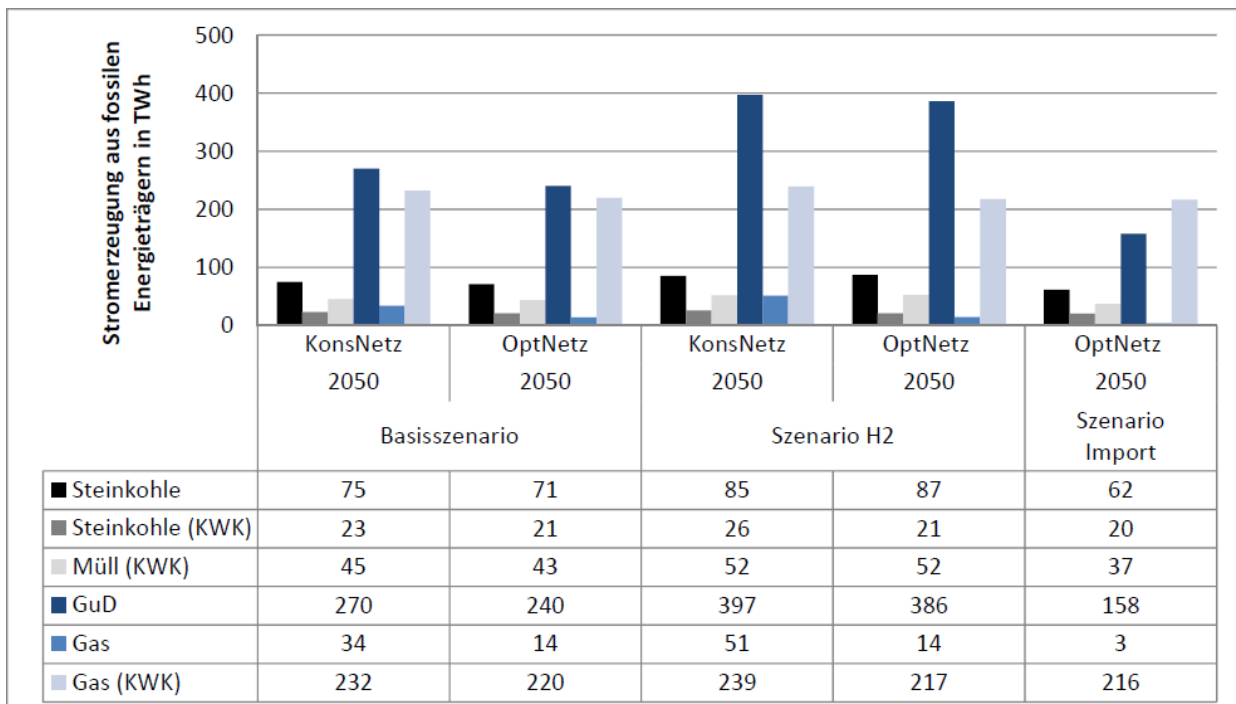


Abbildung 5-19: Energiebereitstellung aus konventionellen Energieträgern in den Szenarien für das europäische Untersuchungsgebiet im Jahr 2050

Abbildung 5-20 zeigt den modellendogen berechneten Gasturbinenausbau. Dieser ist im Szenario H₂ und im Szenario mit Solarstromimport im Vergleich mit dem Basisszenario deutlich geringer. Er beträgt im Szenario H₂ ca. 60 GW bei konservativem Netzausbau und gut 39 GW bei optimistischem Netzausbau. Im Szenario mit Solarstromimport wird mit 28 GW die geringste Gasturbinenkapazität zugebaut. Im Szenario H₂ ist der geringere Gasturbinenausbau auf einen geringeren residualen Spitzenlastbedarf zurückzuführen, da sich die Wasserstoffherzeugung in Elektrolyseuren der Erzeugung teilweise anpassen kann, während das ungesteuerte Laden der großen Anzahl an Elektrofahrzeugen im Basisszenario zusätzliche Spitzenlasten erzeugt. Das Szenario mit Solarstromimport hat den höchsten Anteil an regelbarer erneuerbarer Erzeugung, so dass die residuale Spitzenlast nach Abzug der erneuerbaren Erzeugung geringer ist und dadurch ein geringerer Bedarf an zusätzlichen Gasturbinen besteht.

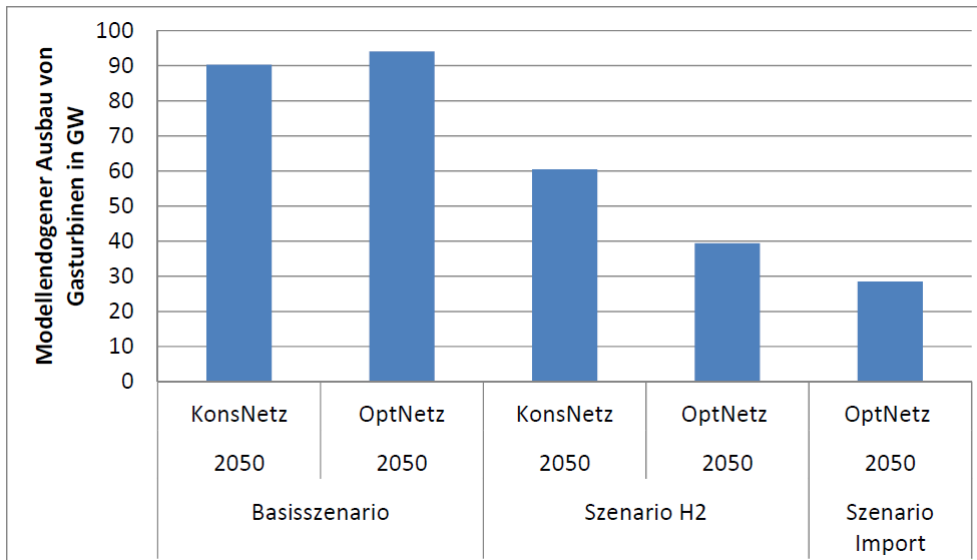


Abbildung 5-20: Modellendogener Ausbau von Gasturbinen in den Szenarien für das europäische Untersuchungsgebiet im Jahr 2050.

Ausbau und Einsatz elektrischer Energiespeicher

Zubau von Langzeitspeichern findet wie im Basisszenario auch in Szenario H₂ nur dann statt, wenn der Netzausbau auf einem geringen Niveau stagniert. Im Szenario H₂ ist der Zubau von Langfristspeichern im Vergleich mit dem Basisszenario deutlich reduziert. Er beträgt nur noch 5,9 GW Leistung und ca. 4750 GWh Speicherkapazität. Im Szenario mit Solarstromimport werden keine Langzeitspeicher gebaut.

Das Verhältnis Energie-zu-Leistung ist wie im Basisszenario bei den Pumpspeichern vorgegeben und beträgt 8 Stunden, d.h. der Speicher reicht für 8 Stunden Volllastbetrieb der Turbinen aus. Bei den Langzeit-Wasserstoffspeichern beträgt dieses Verhältnis im Szenario H₂ 810 Stunden; das sind 120 Stunden mehr als im Basisszenario.

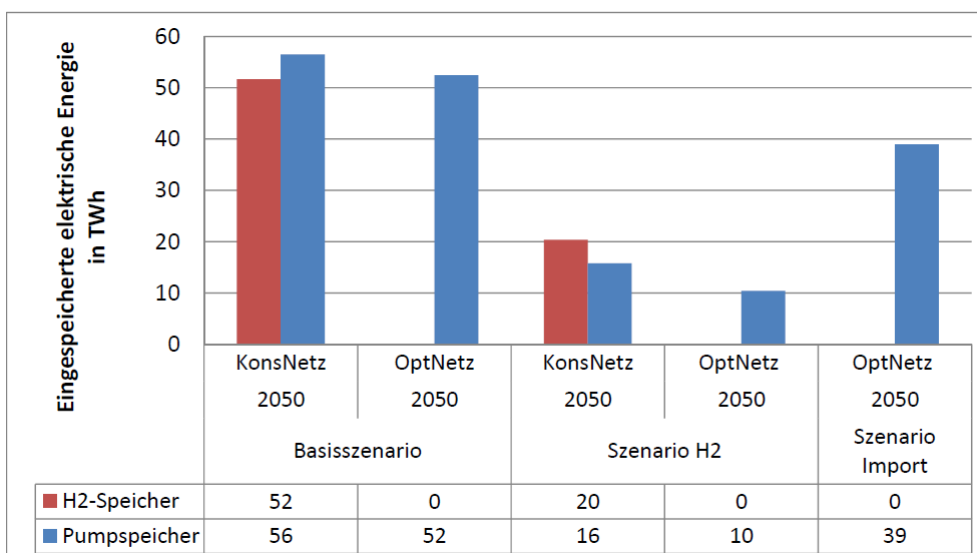


Abbildung 5-21: In Stromspeichern zwischengespeicherte elektrische Energie in den Szenarien für das europäische Untersuchungsgebiet im Jahr 2050.

Die in Stromspeichern zwischengespeicherte Energie ist in Abbildung 5-21 dargestellt. Sowohl durch flexibilisierte Wasserstoffherzeugung für den Verkehr als auch durch Solarstromimport

verringert sich der Bedarf an Zwischenspeicherung. In Szenario H₂ geht die Zwischenspeicherung durch umfassenden Netzausbau von 36 TWh (0,9 % des Strombedarfs) zurück auf 11 TWh (0,3 % des Strombedarfs). Die Reduktion fällt also deutlicher aus als im Basisszenario. Im Szenario mit Solarstromimport werden ca. 39 TWh zwischengespeichert, entsprechend 1,2 % des Strombedarfs. Durch den Solarstromimport kann die Zwischenspeicherung im Vergleich zum Basisszenario mit umfassendem Netzausbau zusätzlich um 13 TWh verringert werden.

Ausbau und Einsatz von Stromübertragungskapazitäten

Im Jahr 2050 werden in Szenario H₂ in der Netzvariante „OptNetz“ die HGÜ-Kapazitäten um ca. 60 TWkm erweitert. Abbildung 5-22 zeigt den Netzausbau zwischen den Regionen Europas, in Abbildung 5-23 ist der Netzausbau innerhalb Deutschlands und an den Kuppelstellen zu den Nachbarländern dargestellt. Insgesamt werden innerhalb Deutschlands 24 GW (9,4 GWkm) zugebaut. Die deutschen Kuppelstellen zu den Nachbarländern werden um 37 GW (20 GWkm) erweitert.

Im Szenario mit Solarstromimport ist zum einen der Zubau von HGÜ-Leitungen als Verbindungen zwischen den Erzeugerländern und den Verbrauchszentren in Europa vorgegeben (siehe Abschnitt 4.1.3). Es handelt sich um Leitungen von insgesamt ca. 157 TWkm. Zusätzlich werden ca. 55 TWkm HGÜ-Netz in Europa ausgebaut, davon 5,2 TWkm innerhalb Deutschlands und ca. 21 TWkm (37 GW) an den deutschen Kuppelstellen zu den Nachbarländern (siehe Abbildung 5-24 und Abbildung 5-25). Durch diesen umfassenden Leitungsbau in Kombination mit Solarstromimport lässt sich der Bau von Langzeitspeichern vermeiden, die Verluste durch Abregelungen und insbesondere der Bedarf an konventioneller Leistung (Gasturbinenzubau) deutlich reduzieren.

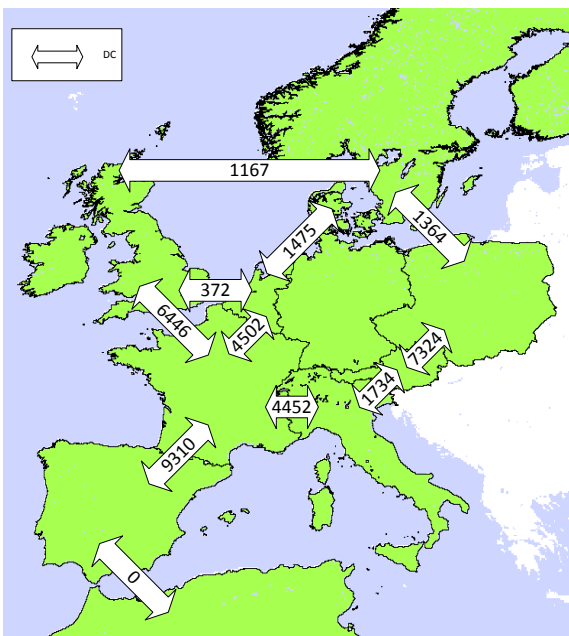


Abbildung 5-22: Modellendogene Erhöhung der Übertragungskapazitäten im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050 in MW, Szenario H₂, Netzvariante OptNetz

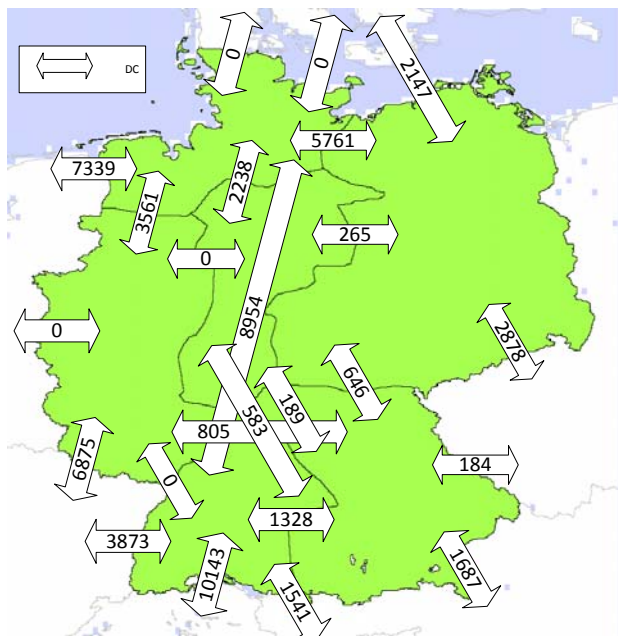


Abbildung 5-23: Modellendogene Erhöhung der Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen Deutschlands sowie mit den Nachbarländern im Jahr 2050 in MW, Szenario H₂, Variante OptNetz

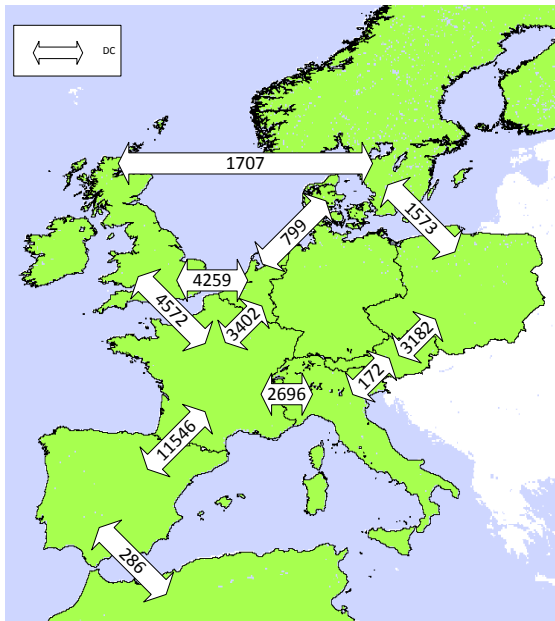


Abbildung 5-24: Modellendogene Erhöhung der Übertragungskapazitäten im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050 in MW, Szenario mit Solarstromimport, Netzvariante OptNetz

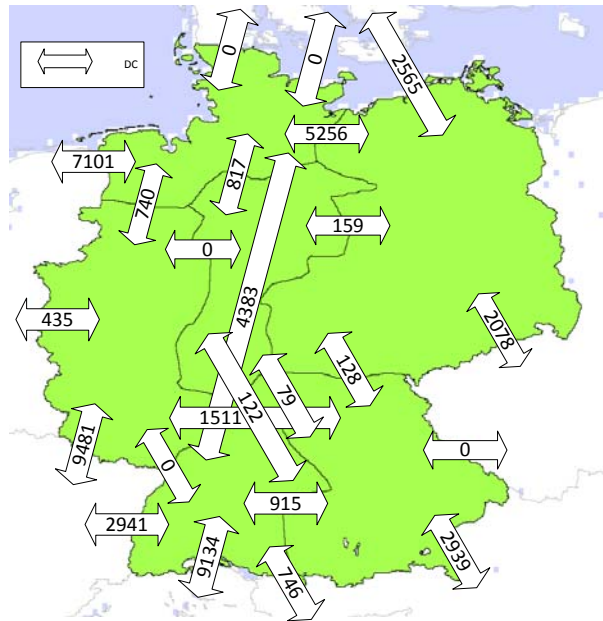


Abbildung 5-25: Modellendogene Erhöhung der Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen Deutschlands sowie mit den Nachbarländern im Jahr 2050 in MW, Szenario mit Solarstromimport, Netzvariante OptNetz

Die summierte, modellendogen zugebaute Übertragungsleistung der DC-Leitungen ist mit gut 99 GW im Szenario H₂ am höchsten, und liegt für das Basisszenario und das CSP-Importszenario mit 89 GW bzw. 77 GW um etwa 10 % bzw. 22 % darunter. In der fokussierten Betrachtung Deutschlands zeigen sich eine abweichende Tendenz: die Übertragungsleistung an den Kuppelstellen beträgt im Basisszenario 43 GW, in den Szenarien H₂ und Solarstromimport hingegen 37 GW.

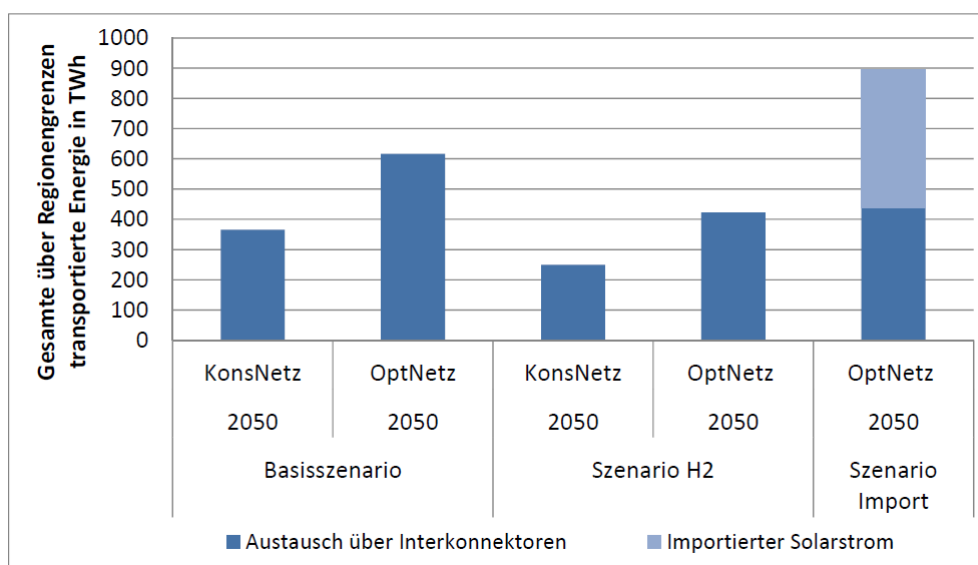


Abbildung 5-26: Gesamter Stromaustausch im europäischen Untersuchungsgebiet über Regionengrenzen einschließlich Solarstromimporten in den Szenarien im Jahr 2050.

Die gesamte übertragene Strommenge, in Abbildung 5-26 dargestellt, ist in Szenario H₂ um gut 30 % geringer als im Basisszenario; sie beträgt ca. 250 TWh bei konservativem Netzausbau und 423 TWh bei optimistischem Netzausbau. Im Szenario mit Solarstromimport ist der Austausch zwischen den Regionen mit 437 TWh nur wenig kleiner als in den anderen Szenarien mit optimistischem Netzausbau. Zusätzlich werden 458 TWh Solarstrom importiert, so dass die insgesamt übertragene Strommenge mit 896 TWh im Vergleich mit den anderen Szenarien am höchsten ist.

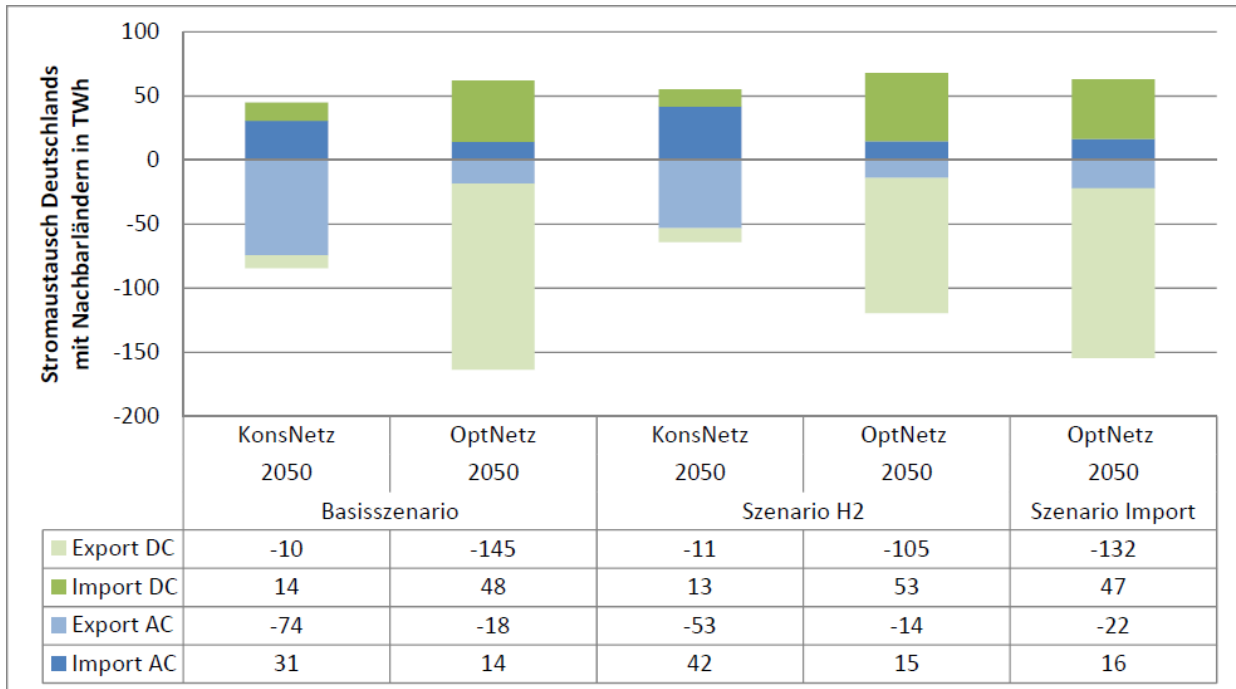


Abbildung 5-27: Energieaustausch Deutschlands mit Nachbarländern in TWh in den Szenarien für das europäische Untersuchungsgebiet im Jahr 2050

Der Stromaustausch Deutschlands mit seinen Nachbarländern ist in Abbildung 5-27 dargestellt. Im Szenario H₂ nimmt die insgesamt übertragene Strommenge gegenüber dem Basisszenario ab, und zwar um 8 % bei konservativem Netzausbau und um 17 % bei optimistischem Netzausbau. Dabei steigt der Import leicht an, während der Export deutlich abnimmt. Im Szenario mit Solarstromimport beträgt der Stromaustausch Deutschlands mit seinen Nachbarländern ca. 217 TWh und ist damit beinahe identisch mit dem Stromaustausch im Basisszenario mit optimistischem Netzausbau (225 TWh).

Die Netto-Stromexporte über die einzelnen Kuppelstellen im europäischen Untersuchungsgebiet, zwischen Deutschland und seinen Nachbarn und über die Leitungen innerhalb Deutschlands sind in Abbildung A-1 bis Abbildung A-6 im Anhang dargestellt.

Sensitivitäten: modellendogener Grundlastkraftwerks- und Speicherausbau

Zwei weitere Szenariovarianten werden untersucht, um den Einfluss wichtiger Annahmen zu prüfen. Dabei wird jeweils das gesamte europäische Untersuchungsgebiet betrachtet ohne weitere Detailuntersuchung des Lastausgleichs in Deutschland. Die Ergebnisse werden hier ohne umfassende Darstellung der Zahlen beschrieben. Die entsprechenden Daten sind jedoch im Anhang dokumentiert.

Zum einen wird in den bisher untersuchten Szenarien angenommen, dass Langfristspeicher den Austausch zwischen den Ländern stark beeinflussen und daher schon bei der Simulation

der europäischen Stromversorgung durch modellendogenen Ausbau berücksichtigt werden sollten. Der Austausch wird beeinflusst, da Salzkavernenkapazitäten nur in einigen Regionen gebaut werden können. Im Prinzip kann das Gleiche auch für Druckluftspeicher gelten, da auch diese von den geographischen Gegebenheiten abhängig sind. Dennoch werden - um Rechenzeit zu sparen - nur Langzeitspeicher standardmäßig in den europäischen Simulationen modellendogen ausgebaut. Es wird dabei angenommen, dass die Funktion von Mittelfristspeichern im Prinzip auch von den Langzeitspeichern übernommen werden kann.

Um die Auswirkungen dieser Annahme zu prüfen, wird eine Simulation mit modellendogenem Ausbau von Druckluftspeichern zusätzlich zu den in allen Rechnungen modellendogen ausgebauten Langfristspeichern durchgeführt. Dazu wird das Basisszenario mit konservativem Netzausbau im Jahr 2050 entsprechend modifiziert. Dieses Szenario wird verwendet, da in der Netzvariante mit optimistischem Netzausbau keine Langzeitspeicher installiert werden und deren Funktion als Mittelfristspeicherersatz somit nicht abgeschätzt werden kann.

Im Ergebnis werden in dieser Szenariovariante neben den Langzeitspeichern auch Druckluftspeicher installiert. Die zugebaute Konverterleistung beträgt ca. 34 GW und die Speicherkapazität ca. 7,8 TWh. Gleichzeitig geht der Ausbau von Langzeitspeichern zurück: es werden nur noch 8,5 GW mit ca. 7,8 TWh Speicherkapazität ausgebaut (Basisszenario: 14 GW mit 9,8 TWh Speicherkapazität). Das Energie-zu-Leistungs-Verhältnis, (das Verhältnis der Speicherkapazität zur ihrer Konverterleistung) der Langzeitspeicher nimmt also von 690 h im Basisszenario auf gut 910 h zu. Dies deutet darauf hin, dass im Basisszenario auch Kurzzeitspeicherfunktionen übernommen werden, die in dieser Variante wegfallen. Betrachtet man alle Speicher zusammen, so sinkt das Energie-zu-Leistungs-Verhältnis von 203 h im Basisszenario auf 108 h in dieser Variante. Es wird also deutlich zu kurzfristiger Speicherung hin verschoben.

Die zwischengespeicherte Energiemenge steigt von 108 TWh auf 123 TWh an. Gleichzeitig sinken die Abregelungen der fluktuierenden Erzeugung im Vergleich zum Basisszenario mit konservativem Netzausbau um ca. 10 % von 108 TWh auf 98 TWh. Die konventionelle Erzeugung sinkt geringfügig. Auch die Stromtransporte bleiben in der Jahrssumme beinahe unverändert. Es werden deutlich weniger Gasturbinen installiert - nur 60 GW statt 90 GW (Basisszenario). Der Ausbau von Druckluftspeichern kann also im Ergebnis für eine deutliche Reduktion der Spitzenlast sorgen.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Langzeitspeicher in Kombination mit Gasturbinen teilweise die Funktionen von Kurzzeitspeichern übernehmen können. Das Versorgungssystem ist auch ohne die Druckluftspeicher funktional. Der zusätzliche Einsatz von Druckluftspeichern verringert jedoch die nötige konventionelle Leistung und die Abregelungen. Dadurch können auch die weiteren Lastausgleichsmaßnahmen vom Druckluftspeichereinsatz beeinflusst werden. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf: zusätzliche Szenariovarianten müssen simuliert werden, um den gesamten Lösungsraum untersuchen und robuste Ergebnisse ableiten zu können.

Eine zweite wichtige Annahme betrifft die Struktur der konventionellen Kraftwerkskapazität. In allen bisherigen Simulationen wird der modellendogene Zubau von Gasturbinen erlaubt, um einem Mangel an verfügbarer Leistung vorzubeugen. Es wird angenommen, dass Gasturbinen die Anforderungen hoher Anteile fluktuierender erneuerbarer Erzeugung an regelbare Kraftwerke erfüllen können und aufgrund der niedrigen Investitionskosten bei zusätzlichem Leistungsbedarf vorwiegend ein Ausbau dieser Kraftwerkstechnologie stattfindet.

Um diese Annahme zu prüfen, wird in einer Szenariovariante zusätzlich der modellendogene Ausbau von Steinkohle-, Braunkohle- und Kernkraftwerken zugelassen. Hierzu wird das Basisszenario mit optimiertem Netzausbau ausgewählt und entsprechend modifiziert. Bei der Simulation ergibt sich ein Zubau von Braunkohlekraftwerken mit einer Kapazität von ca. 51 GW im gesamten europäischen Untersuchungsgebiet bei einem reduzierten Zubau von Gasturbinen (46 GW statt 94 GW). In Summe bleibt die zugebaute konventionelle Leistung also beinahe gleich – sie beträgt in der Variante mit 97 GW nur ca. 3 GW mehr als im Basisszenario.

Die Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken (inklusive KWK) erhöht sich um ca. 75 TWh im Vergleich mit dem Basisszenario. Dies geht mit einem entsprechenden Anstieg der CO₂-Emissionen der Stromversorgung einher. Dabei werden mit 55 TWkm ca. 10 TWkm weniger HGÜ-Leitungen installiert, wobei jedoch die Stromübertragung von insgesamt 225 TWh auf ca. 250 TWh ansteigt. Wie im Basisszenario mit optimistischem Netzausbau werden auch in dieser Variante keine Langzeitspeicher installiert. Die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke werden jedoch mit gut 2100 Volllaststunden besser ausgelastet als im Basisszenario (knapp 1500 Volllaststunden). Die Abregelungen sind ungefähr gleich hoch wie im Basisszenario.

Die beinahe gleichbleibende zusätzliche Installation konventioneller Leistung bei unterschiedlicher Zusammensetzung zeigt, dass diese Leistung benötigt wird, damit zu Spitzenlastzeiten genügend Leistung verfügbar ist. Wenn nur Gasturbinen installiert werden, dann werden diese in geringerem Umfang genutzt als gemischte Grund- und Spitzenlastkapazitäten - vermutlich wegen höherer variabler Kosten. Das Gesamtsystem bleibt dabei funktional, jedoch kann bei gegebener Kostenstruktur offensichtlich der Einsatz von Grundlastkraftwerken auch im Jahr 2050 noch wirtschaftlich sein. Aus Klimaschutzsicht könnte daher ein noch höherer Preis für CO₂-Zertifikate sinnvoll sein. Auch hier besteht weiterer Forschungsbedarf, um den Einfluss der Preise der CO₂-Zertifikate auf die Wirtschaftlichkeit von Grundlastkraftwerken und damit auf den Einsatz von Lastausgleichsmaßnahmen zu ermitteln.

5.3 Regionaler Einsatz von Lastausgleichsoptionen in Deutschland

Unter Verwendung der in den Rechenläufen des Basisszenarios ermittelten Stromaustauschzeitreihen zwischen den betrachteten Modellregionen, wird der Einsatz der Lastausgleichsoptionen KWK-Flexibilisierung, Lastmanagement und Kurzzeitspeicherzubau in weiteren REMix-Simulationen im Detail untersucht. Im Fokus dieses Abschnitts steht die Bewertung des Einflusses des zusätzlichen Lastausgleichs auf die Strom- und Wärmeerzeugung, sowie die Nutzung von Speichern und flexiblen Stromlasten. Als Referenz werden dabei jeweils die oben dargestellten Rechnungen ohne erweiterte Flexibilität herangezogen. Im ersten Teil des Abschnitts werden die verschiedenen Jahre des Basisszenarios diskutiert, im zweiten Teil wird dann auf die Varianten mit Solarstromimport und Wasserstoffherzeugung für den Verkehr eingegangen.

Abbildung 5-28 bietet eine Übersicht einiger der identifizierten Auswirkungen der Modellierung zusätzlicher Lastausgleichsoptionen. Sie zeigt den von REMix berechneten Einsatz der verschiedenen Systemkomponenten am Beispiel einer Herbstwoche im Jahr 2050. Oberhalb der x-Achse sind Import, Stromerzeugung und Lastprofil der zentralen deutschen Modellregion (*Central*) aufgetragen. Unterhalb der Achse stehen der Export sowie der Einsatz der zusätzlichen Ausgleichsoptionen und der neuen Verbraucher Elektromobilität, Wärmepumpen und Elektroheizern. Das obere linke Bild zeigt den Systembetrieb, wenn entsprechend Basisszenario nur

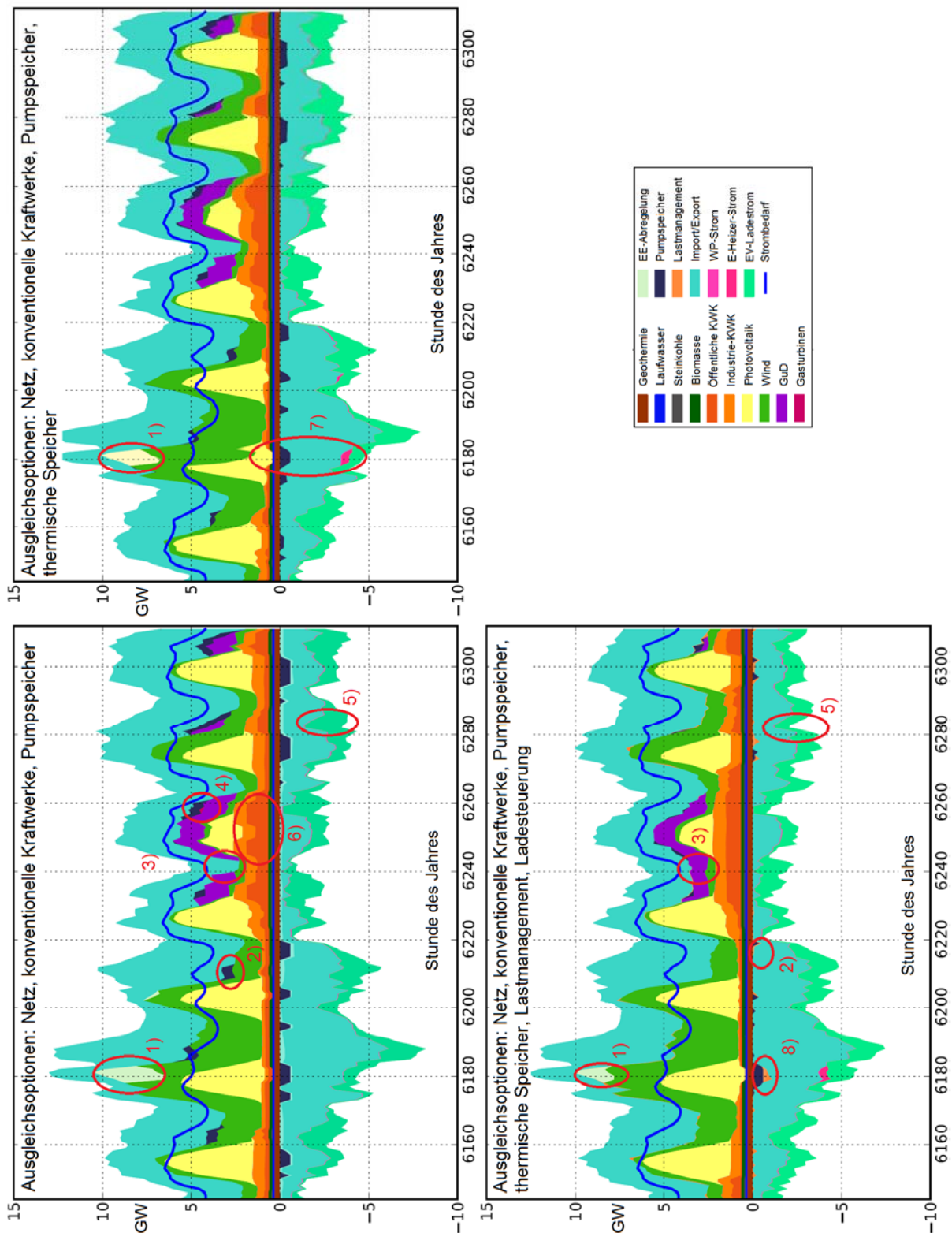


Abbildung 5-28: Exemplarischer Auszug aus den stündlichen REMix-Ergebnissen zur Verdeutlichung der Wirkung der Lastausgleichsoptionen: Bedarf und Erzeugung in der Region Germany Central für das Basisszenario im Jahr 2050 bei konservativem Netzausbau und unterschiedlicher Verfügbarkeit der Ausgleichsoptionen: oben links zeigt den Lauf o, oben rechts +, unten links ++

Pumpspeicher, Netz und regelbare Kraftwerke für den Lastausgleich zur Verfügung stehen (REMIX-Lauf o). Im oberen rechten Bild ist eine Flexibilisierung der KWK und Wärmepumpen durch Installation thermischer Speicher und elektrischer Boiler angenommen, im unteren linken Bild darüber hinaus auch Lastmanagement und gesteuertes Laden der Elektrofahrzeuge. Der Einsatz der zusätzlichen Ausgleichsoptionen erfolgt unabhängig vom Netztransfer über die Regionengrenzen. In dem abgebildeten Szenario wurde kein weiterer Zubau von Netzübertragungskapazitäten zugelassen. Der Ausschnitt wurde so gewählt, dass sowohl eine relativ hohe, als auch relativ geringe EE-Stromerzeugung auftreten. Die Abbildung verdeutlicht verschiedene Auswirkungen der zusätzlichen Ausgleichsoptionen. So können die EE-Überschüsse (1) und der diskontinuierliche Kraftwerkseinsatz (3) sowie das kurzzeitige Anspringen von Kraftwerken (4) sichtbar reduziert werden. Dazu trägt maßgeblich die Ladesteuerung der Elektromobile bei (5), die zudem den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken beeinträchtigt (2). Die KWK-Stromerzeugung wird bei geringer EE-Einspeisung erhöht (6), zu Zeiten von EE-Überschüssen hingegen gesenkt und dafür der anteilige Wärmebedarf aus elektrischen Boilern versorgt (7). Zudem wird eine Senkung der EE-Abregelung und Spitzenlastsenkung durch Lastmanagement erreicht (8).

5.3.1 Lastausgleich im Basisszenario

Die zur Verfügung stehenden Technologiezubauoptionen werden nicht in allen Fällen ausgeschöpft. Daraus resultiert, dass einige der betrachteten REMIX-Läufe identische Ergebnisse aufweisen. Davon betroffen sind die Rechnungen ++ und +++ im Basisszenario 2050 OptNetz und 2030 KonsNetz. Da im Lauf +++ die Möglichkeit eines Ausbaus der Druckluftspeicher nicht genutzt wird, ergibt sich kein Unterschied zum Lauf ohne Ausbauoption. Im Folgenden werden die Ergebnisse analog zu Abschnitt 5.2 ausgewertet.

Einsatz und Abregelung erneuerbarer Kraftwerksleistung

Ohne die Berücksichtigung eines erweiterten Netzausbaus und neuartiger Flexibilitätsoptionen summiert sich die Abregelung von PV- und Windstrom in Deutschland in der Variante KonsNetz auf 48 TWh im Jahr 2050 (siehe Abbildung 5-29). Dies entspricht über 11% der Stromerzeugung der fluktuierenden EE. Fast drei Viertel der ungenutzten Energie fällt dabei in der windenergiereichen Region *Nord* an, weitere 10% jeweils in *East* und *West*.

Durch die Bereitstellung zusätzlicher Ausgleichstechnologien lässt sich die Abregelung deutlich reduzieren. Am wirkungsvollsten ist dabei der Netzausbau. Beim Übergang zur Variante 2050 OptNetz sinkt die ungenutzt bleibende Energie um fast die Hälfte. Auch die Flexibilisierung der Wärmeerzeugung hat einen starken Einfluss auf die Abregelung und ermöglicht Reduktionen von über 30 % im Falle des konservativen bzw. über 25 % im Falle des optimistischen Netzausbaus. Die zusätzliche Berücksichtigung von flexiblen Stromlasten und Druckluftspeichern wirkt sich hingegen kaum auf die Nutzung der fluktuierenden EE aus. Mit etwa 7 % weniger Abregelung im Jahr 2050 fällt der Effekt des Lastmanagements in der Netzausbauvariante OptNetz am stärksten aus.

Auch ohne erweiterten Netzausbau und zusätzliche Lastausgleichsoptionen ist in den Szenario-rechnungen für die Jahre 2020 und 2030 die EE-Abregelung in Deutschland mit 227 GWh bzw. 22 TWh deutlich geringer. Aufgrund der niedrigeren installierten EE-Leistung entspricht dies dem zu erwartenden Ergebnis. Durch die Einbindung thermischer Speicher kann die Abregelung in 2020 um 40 %, in 2030 um 33 % gesenkt werden. Durch die zusätzliche Erschließung

von Lastmanagement und EV-Ladesteuerung können weitere 5 % der Abregelung vermieden werden.

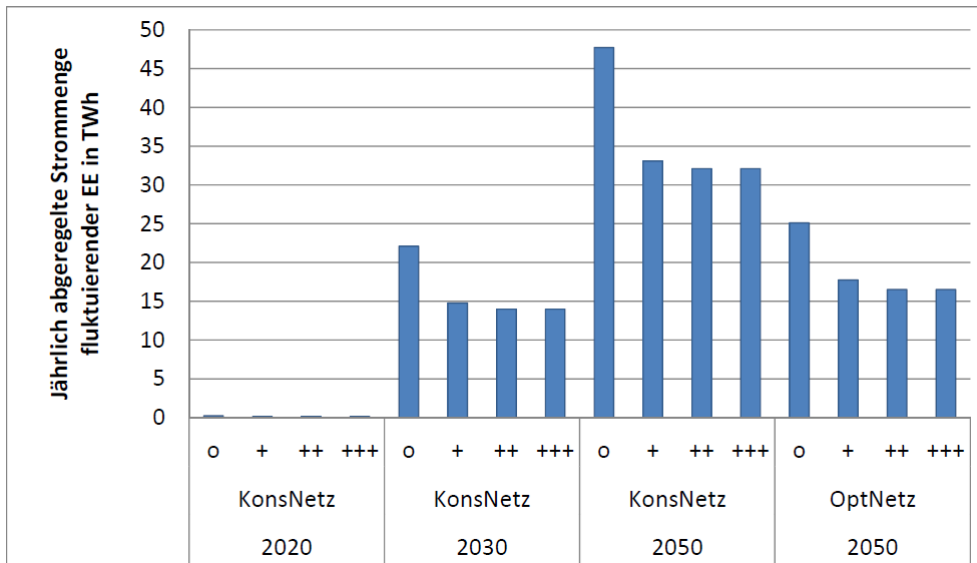


Abbildung 5-29: Abregelung erneuerbarer Energien in Deutschland (insb. Photovoltaik, Wind onshore, Wind offshore) im Basisszenario

Abbildung 5-30 zeigt die Jahresstromerzeugung aller erneuerbarer Technologien in den verschiedenen Varianten des Basisszenarios. Aufgrund der angenommenen Ausweitung der installierten Leistungen steigen vor allem die Beiträge von Wind, PV und Geothermie. Die Zahlen reflektieren auch die in Abschnitt 5.2 diskutierten Einflüsse der Lastausgleichsoptionen auf die EE-Nutzung. Erhöhte Flexibilität im System begünstigt nicht nur die Nutzung der fluktuierenden EE, sondern reduziert auch das Herunterregeln von Biomasse-Kraftwerken ohne Wärmeauskopplung. Die KWK-Stromerzeugung wird im Folgenden weitergehend diskutiert.

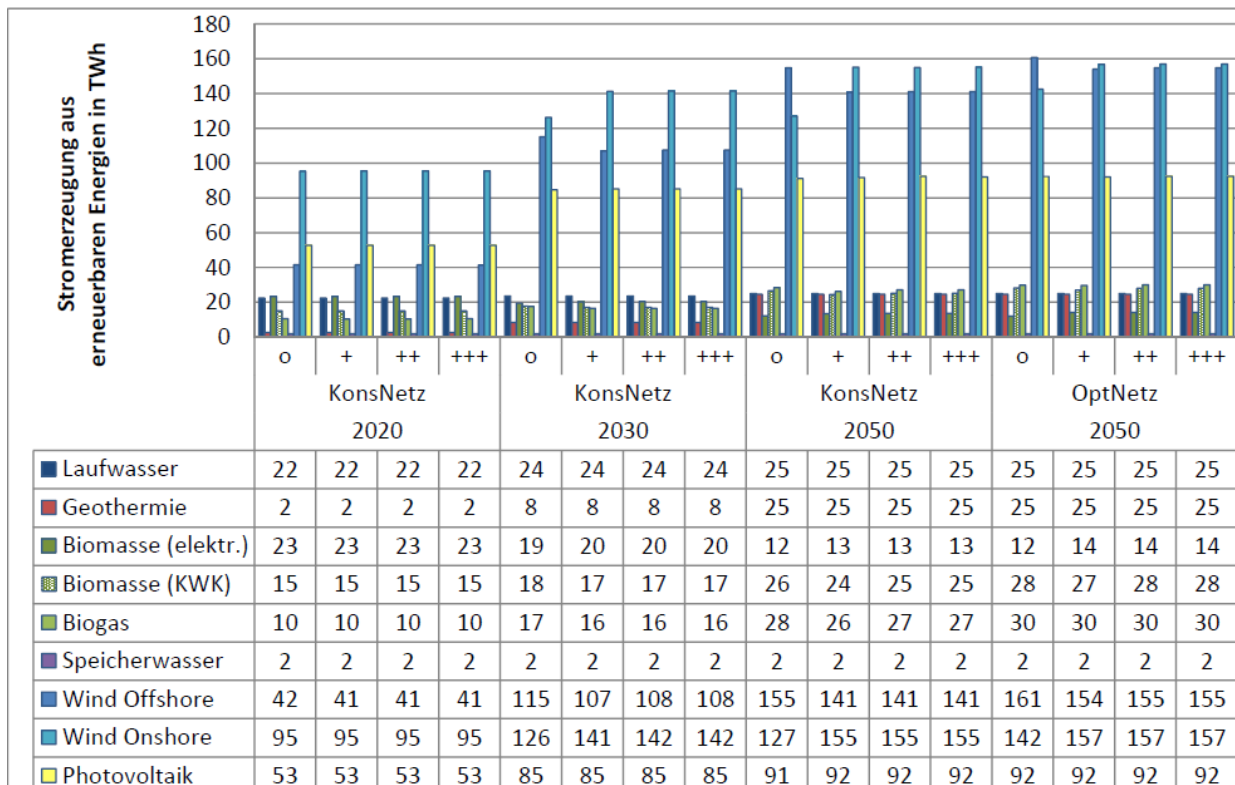


Abbildung 5-30: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Basisszenario

Ausbau und Einsatz konventioneller Kraftwerksleistung

Im Gegensatz zu anderen Regionen Europas erfolgt in Deutschland in den Szenariojahren 2020 und 2030 kein bzw. nur ein sehr geringer Ausbau der Gasturbinen-Leistung (siehe Abbildung 5-31). In 2030 werden lediglich in der Region *Central* knapp 130 MW installiert. Durch die Bereitstellung zusätzlicher Ausgleichsoptionen wird auch diese Erzeugungskapazität nicht mehr benötigt. Ein deutlich höherer Zubau ergibt sich für das Jahr 2050. In den Simulationen ohne erweiterte Flexibilisierung liegt er bei 4,7 GW im Falle eines beschränkten, und 17,3 GW im Falle eines modellendogenen Netzausbaus. Während die zusätzlichen Gasturbinen (GT) bei geringem Netzausbau alle in der Region *East* gebaut werden, verteilen sie sich beim optimistischen Ausbau auf die Regionen *West*, *East*, *Central* und *Southeast*. Dass die Bereitstellung einer zusätzlichen Flexibilitätsoption – dem ausgebauten Netz – mit einem stärkeren Zubau an Gasturbinen einhergeht ist überraschend. Dieser Effekt steht im Zusammenhang mit dem Ausbau an Wasserstoffspeichern, auf den im Falle einer Netzerweiterung verzichtet wird (siehe auch folgende Diskussion der Speichernutzung). Dieser Substitutionseffekt zwischen Gasturbinen und Wasserstoffspeichern lässt sich auch im Falle der KWK-Flexibilisierung in Variante 2050 KonsNetz beobachten. Trotz der Erweiterung der Lastausgleichsoptionen erfolgt dort ein hoher Ausbau der Gasturbinen, gleichzeitig jedoch ein deutlicher Rückgang der Wasserstoffspeicherung.

Lastmanagement einschließlich Ladesteuerung von Elektromobilen erweist sich im Szenario mit modellendogenem Netzausbau als sehr wirksam in der Reduktion der benötigten Gasturbinenleistung. Der Zubau in Deutschland wird durch die Lastflexibilisierungen um insgesamt über 10 GW gesenkt. Mit gut 3 GW ist die Wirkung der thermischen Speicher geringer, aber dennoch bedeutsam.

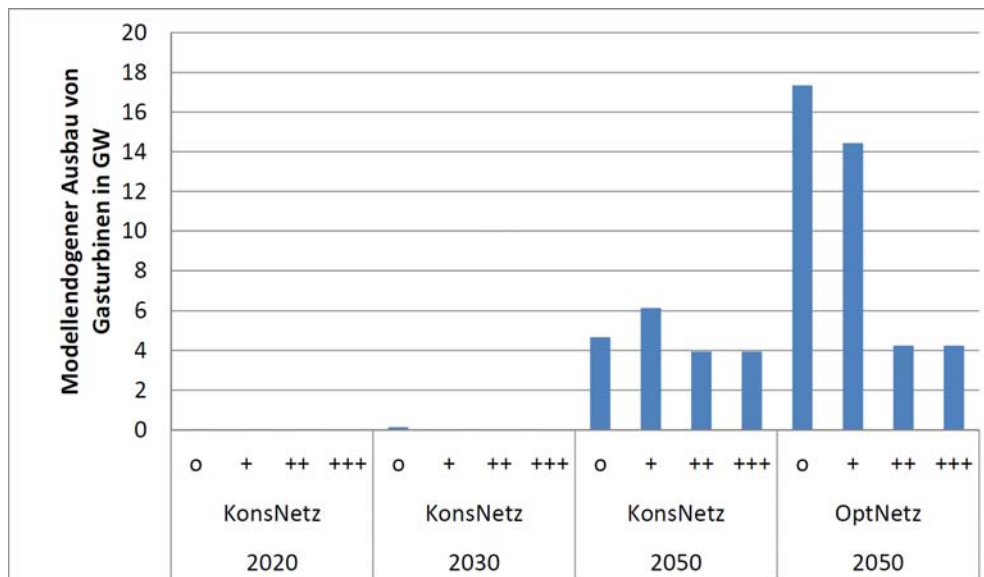


Abbildung 5-31: Modellendogener Ausbau von Gasturbinen in Deutschland im Basisszenario

Bedingt durch den Rückbau von fossilen Kraftwerksleistungen geht die Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken bis 2050 deutlich zurück (siehe Abbildung 5-32). Neben der Kernkraft betrifft dies vor allem die Braun- und Steinkohle. Ungefähr konstant bleibt hingegen die Stromerzeugung auf Basis von Erdgas, wobei der KWK-Anteil in den späteren Jahren etwas zurückgeht.

Das Einbringen der thermischen Speicherung und des Lastmanagements als weitere Flexibilitätsoptionen wirken sich auch vorteilhaft auf den Betrieb der Grundlastkraftwerke aus. Davon profitieren in 2020 vor allem Braunkohle-, aber auch Kern- und Müllheizkraftwerke. In den späteren Szenariojahren weitet sich dieser Effekt auf Steinkohle-KWK-Anlagen aus. Auf der anderen Seite senken die Lastausgleichsoptionen in allen Jahren des Basisszenarios und unabhängig vom Netzausbau die Stromerzeugung in Gaskraftwerken und KWK-Anlagen. Abhängig von Technologie und Szenariojahr liegen die Zuwächse bei den Grundlastkraftwerken zwischen 1% und 32%, die Rückgänge bei KWK- und GuD-Anlagen bewegen sich zwischen 3% und 27%. Wesentlich stärkere Auswirkungen ergeben sich bei den Gasturbinen, deren Stromerzeugung sich durch die zusätzliche Flexibilität in 2030 auf null reduziert, und im Szenario 2050 KonsNetz verdoppelt. Konträr zu den oben diskutierten Auswirkungen der zusätzlichen Lastausgleichsoptionen auf die benötigte Back-Up-Leistung wirkt sich die flexible Betriebsweise der KWK und Wärmepumpen wesentlich stärker auf die konventionelle Stromerzeugung aus als die zusätzliche Berücksichtigung steuerbarer Stromlasten. Der geringfügige Ausbau an CAES-Speichern in Variante 2050 KonsNetz +++ hat keine wesentliche Auswirkung auf den Betrieb der konventionellen Kraftwerke.

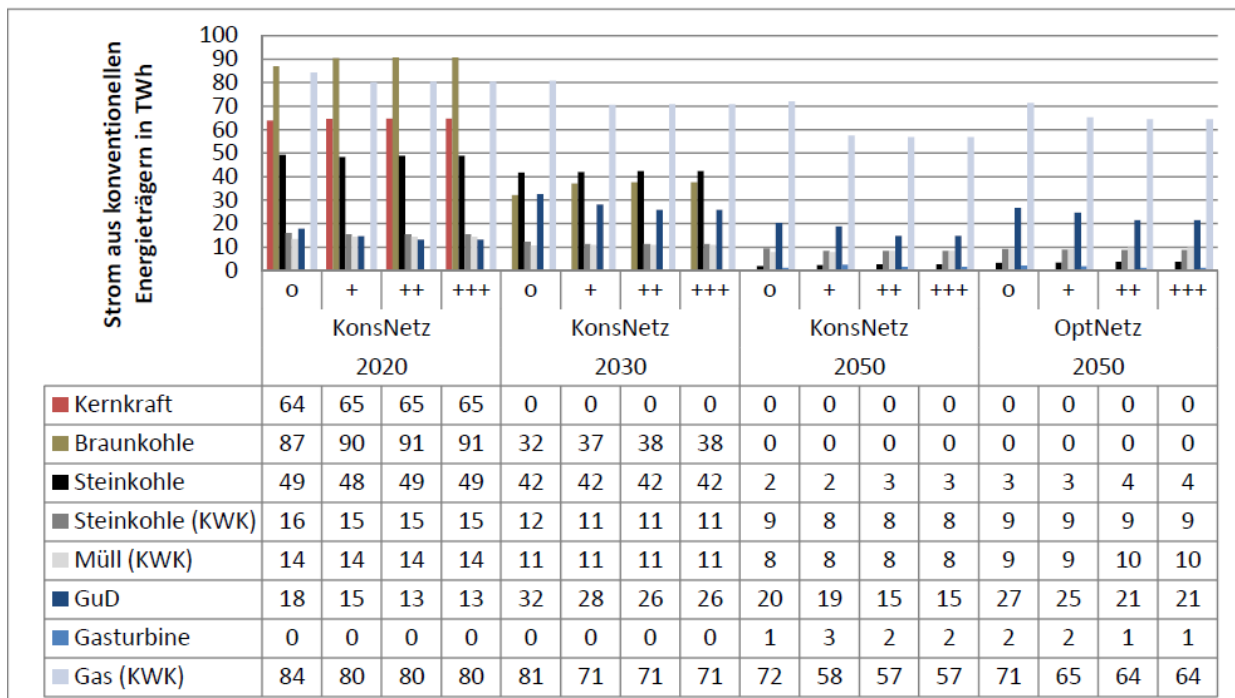


Abbildung 5-32: Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern in Deutschland im Basisszenario

Abbildung 5-33 zeigt die jährlichen Volllaststunden (VLS) und somit die Auslastung der konventionellen Kraftwerke. Der nicht vorhandene bzw. nur geringe Ausbau der installierten Leistung in den früheren Szenariojahren spiegelt sich auch in Volllaststunden der GT-Kraftwerke wieder. In 2020 kommen diese auch ohne weitere Ausgleichsoptionen in keiner Stunde des Jahres zum Einsatz – es liegt also eine Überkapazität vor. Ein ähnliches Verhalten zeigt sich auch in 2030. Dort ergeben sich im System ohne zusätzliche Ausgleichsoptionen für die GT nur 55 VLS, die durch KWK-Flexibilisierung auf 21 und durch zusätzliches Lastmanagement auf null reduziert werden. Die mit Werten zwischen etwa 100 und 320 auch in 2050 sehr geringe VLS-Zahl zeugt davon, dass die GT nur in Zeiten extrem hoher Residuallasten zum Einsatz kommen. Es zeigt

sich, dass mit dem durch die zusätzlichen Lastausgleichsoptionen ermöglichten Rückgang der zugebauten GT-Leistung ein deutlicher Anstieg der VLS der verbleibenden GT-Anlagen einhergeht. Wie auch in der gesamteuropäischen Betrachtung liegen die VLS der anderen konventionellen Kraftwerke deutlich über jenen der Gasturbinen. Es zeigt sich jedoch eine mit zunehmendem EE-Ausbau deutlich abnehmende Bedeutung der Grundlastkraftwerke. Durch den Wegfall von Kern- und Braunkohlekraftwerken nehmen die mittleren VLS der verbliebenen Steinkohlekraftwerke zwischen 2020 und 2030 von gut 3000 auf knapp 4000 Stunden deutlich zu. Eine noch stärker zunehmende Tendenz ergibt sich in der Auslastung der GuD-Kraftwerke.

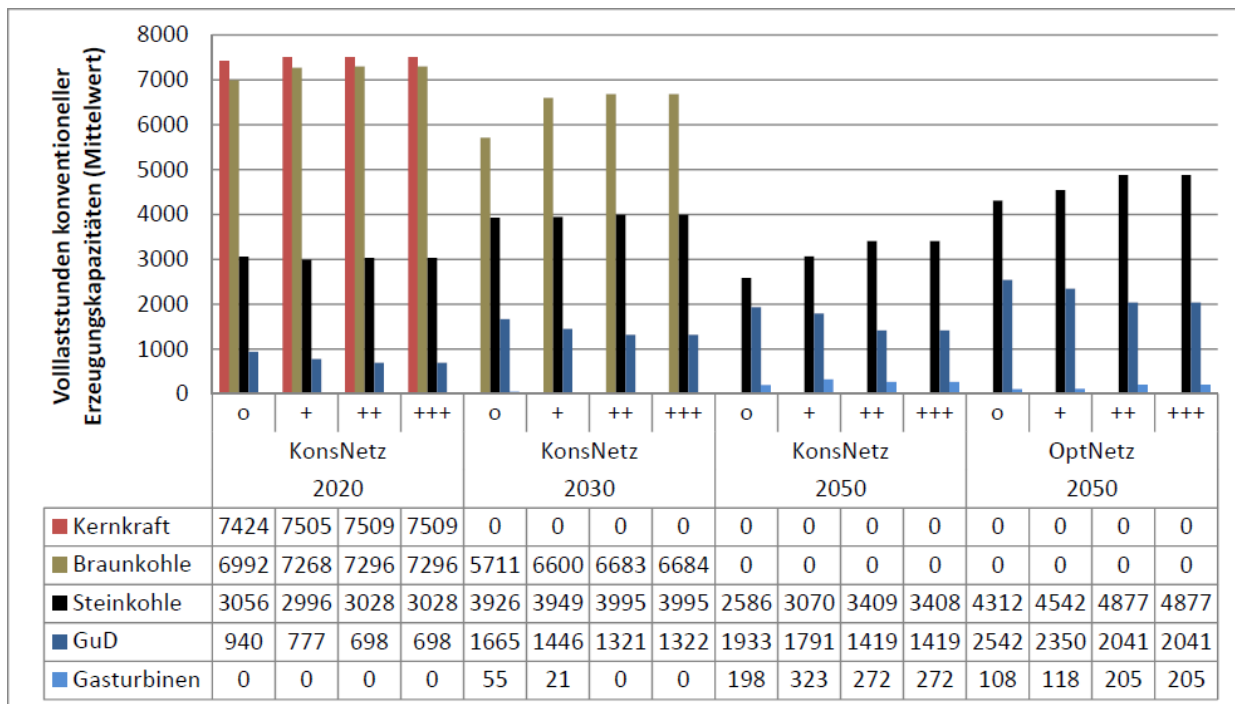


Abbildung 5-33: Mittelwert der Volllaststunden konventioneller Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland im Basisszenario

Ausbau und Einsatz elektrischer Energiespeicher

Der modellendogene Ausbau von Wasserstoffspeichern war in allen REMix-Simulationen erlaubt, jener der CAES-Kurzzeitspeicher lediglich in den +++-Varianten. Ein Speicherausbau erfolgt nur in den verschiedenen Varianten des Szenarios 2050 KonsNetz. Im System ohne weitere Lastausgleichsoptionen werden insgesamt mehr als 9,4 GW an Wasserstoffspeichern installiert, davon gut 7 GW in der Region *North* und der Rest in *East*. Die dazugehörigen Gasspeicher erlauben die Zwischenspeicherung von Wasserstoff entsprechend 5,6 bzw. 0,6 TWh elektrischer Energie.

Wird eine erhöhte Flexibilisierung der KWK vorausgesetzt, reduziert sich der Zubau der Wasserstoffspeicher auf 7,2 GW und 5 TWh. Damit einher geht jedoch eine Steigerung der modellendogen installierten Gasturbinenleistung in der gleichen Größenordnung (siehe Abbildung 5-31). In deutlich geringerem Ausmaß senken auch das Lastmanagement und der CAES-Zubau den Bedarf an Wasserstoffspeichern. In den Varianten ++ und +++ liegt die zusätzlich installierte Konverterleistung bei 6,9 GW und die Speicherkapazität bei 4,8 TWh. Es fällt auf, dass der Rückgang der benötigten Speicherleistung aufgrund zusätzlicher Lastausgleichsoptionen im Szenario 2050 KonsNetz geringer ausfällt als im Szenario 2050 OptNetz.

Über die Wasserstoffspeicher hinaus erfolgt in Variante 2050 KonsNetz +++ auch ein Zubau an Druckluftspeichern. Dieser fällt jedoch mit installierten Leistungen von 3,4 MW und 88 MWh um Größenordnungen kleiner aus.

Tabelle 5-3: Modellendogener Ausbau der Stromspeicherkapazitäten in Deutschland im Basisszenario 2050 KonsNetz

Technologie		KonsNetz 2050			
		o	+	++	+++
H ₂ -Speicher	Konverter in GW	9,4	7,2	6,9	6,9
	Speicher in GWh	6282	4978	4809	4808
CAES-Speicher	Konverter in GW	0	0	0	0,003
	Speicher in GWh	0	0	0	0,088

Ohne Berücksichtigung weiterer Lastausgleichsoptionen steigt mit einer höheren Durchdringung der fluktuierenden EE die jährlich in Pumpspeichern eingespeicherte Energiemenge von 5,7 TWh in 2020 auf 9,8 TWh in 2030 und 13,5 TWh in 2050 (siehe Abbildung 5-34). Bei einem Wirkungsgrad von 85 % entspricht dies etwa 11,5 TWh Nettostromerzeugung und damit einer Steigerung von 70% im Vergleich zum Jahr 2010 [Eurostat, 2012]. Die Speicherkapazität der Pumpspeicherkraftwerke ist dabei gleichbleibend angenommen. Die REMix-Analysen zeigen die deutlichen Auswirkungen alternativer Lastausgleichsoptionen auf den Pumpspeicherbetrieb. Bei geringem Speicherausbau senkt die KWK-Flexibilisierung die gespeicherte Energie unabhängig vom Szenariojahr um ein Viertel bis ein Drittel. Bei zusätzlicher Nutzung flexibler Stromlasten sinkt der Pumpspeichereinsatz in den Jahren 2030 und 2050 noch deutlicher, bis auf weniger als die Hälfte des Ausgangswerts.

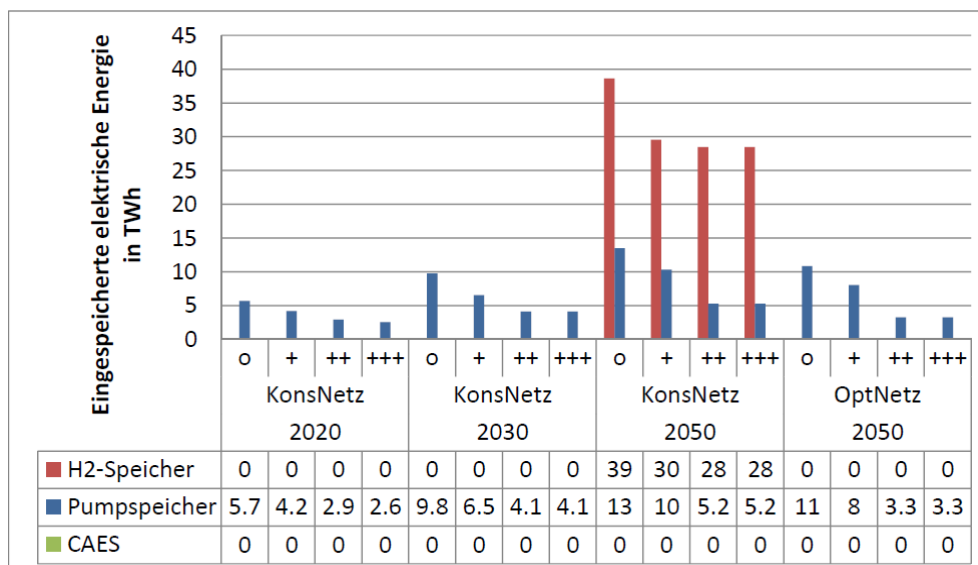


Abbildung 5-34: In den Stromspeichern in Deutschland zwischengespeicherte elektrische Energie im Basisszenario

Auch der Ausbau der Netzkapazitäten in der Variante 2050 OptNetz wirkt sich negativ auf die Stromspeicherung in Pumpspeichern aus. Im Vergleich zum beschränkten Netzausbau wird knapp 20% weniger Energie eingespeichert. Die deutlich senkende Wirkung der weiteren Ausgleichsoptionen zeigt sich analog zu den Varianten ohne Netzausbau.

Die in die Wasserstoffspeicher eingespeicherte Energiemenge liegt je nach Variante zwischen 28 TWh und 39 TWh und damit um Faktor 3 bis 5 höher als bei den Pumpspeichern. Bei Berücksichtigung einer höheren KWK-Flexibilität sinkt die Nutzung der H₂-Speicher wie auch die Konverter- und Speicherkapazität um knapp ein Viertel des Ausgangswertes. Lastmanagement und CAES-Zubau wirken sich hingegen wesentlich schwächer aus. Es fällt auf, dass der Rückgang der Speichernutzung durch KWK-Flexibilisierung und Lastverschiebung bei Wasserstoffspeichern geringer ausfällt als bei den Pumpspeichern. Während die von den Pumpspeichern bereitgestellte kurzzeitige Speicherung durch thermische Speicher und Lastverschiebung teilweise ersetzt werden kann, ist dies bei der Langzeitspeicherung von Wasserstoff nicht möglich.

Einsatz der KWK-Anlagen und Wärmepumpen

Die Berücksichtigung zusätzlicher Lastausgleichsoptionen wirkt sich sowohl strom- als auch wärmeseitig auf den Betrieb der KWK- und Wärmepumpenanlagen aus. Abbildung 5-35 zeigt, dass die elektrischen Volllaststunden der KWK nicht nur von den jeweils eingeschlossenen Lastausgleichsoptionen, sondern auch stark von den verwendeten Brennstoffen abhängen. Beim Vergleich der Modellläufe verschiedener Szenariojahre ohne weitere Lastausgleichsoptionen fällt ins Auge, dass sich die mittleren VLS für die verschiedenen Brennstoffe in unterschiedliche Richtungen entwickeln. Während sie für Biogasanlagen von etwa 5000 h/a auf fast 6000 h/a und für feste Biomasse von etwa 3500 h/a auf über 5000 h/a ansteigen, ist die Stromerzeugung in Müllverbrennungsanlagen stark rückläufig. Im Szenariojahr 2020 sind die VLS der Biomasse- und Kohle-KWK am niedrigsten und bei Müllverbrennungsanlagen am höchsten. Letztere haben relativ geringe variable Kosten und sind somit günstige Grundlastkraftwerke. In den späteren Szenariojahren wirken sich die hohen Emissionen der Müllverbrennung zunehmend aus, da die steigenden CO₂-Zertifikatskosten die Stromerzeugung in Müllverbrennungsanlagen teurer machen. Im Gegenzug werden die Biomasse-Technologien begünstigt und übernehmen größere Anteile der Versorgung.

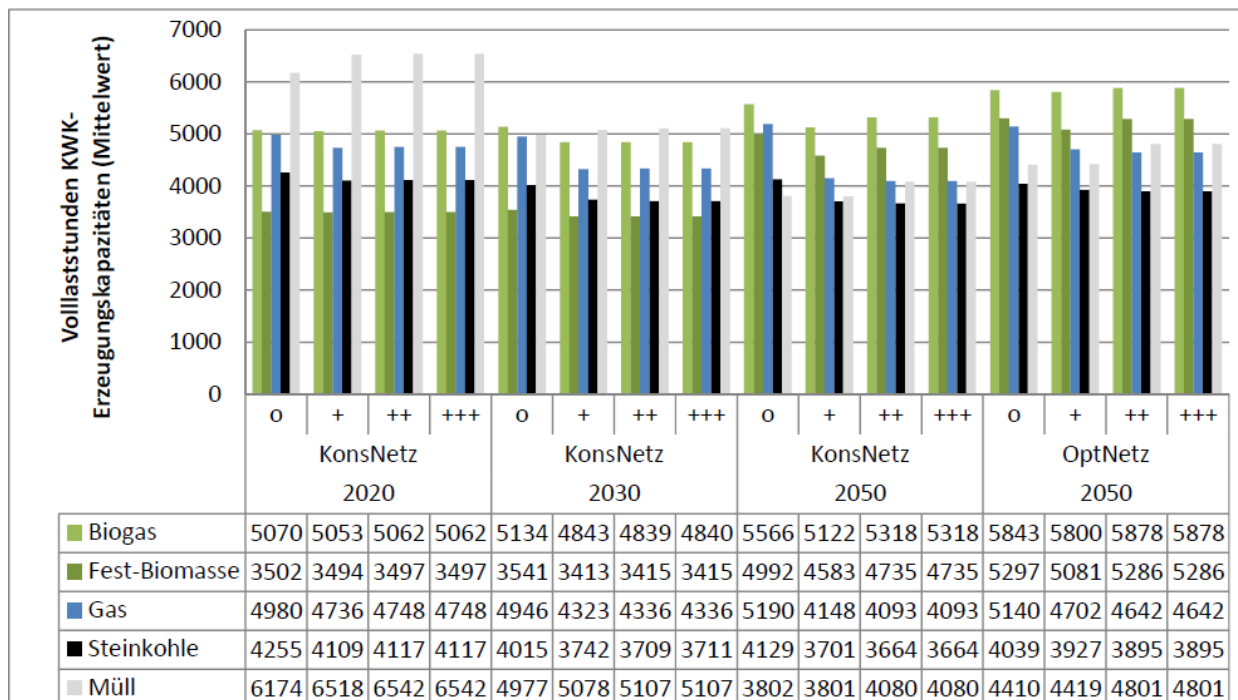


Abbildung 5-35: Mittelwert der elektrischen Volllaststunden der KWK-Erzeugungskapazitäten in Deutschland im Basisszenario

Der umfangreiche Netzausbau und die damit einhergehende Zunahme der Stromexporte Deutschlands in der Variante 2050 OptNetz (siehe Abschnitt 5.2.1) bewirkt eine Zunahme der KWK-Stromerzeugung im Vergleich zum geringen Netzausbau. Am deutlichsten zeigt sich dies bei den Biomasse- und Müllverbrennungsanlagen.

Eine erweiterte Flexibilisierung der KWK bewirkt in 2020 keine wesentliche Veränderung der Jahresstromerzeugung von Biomasse-KWK. Eine deutliche Steigerung der Auslastung ergibt sich bei Müllheizkraftwerken, ein Rückgang hingegen bei den Gas- und Kohle-KWK-Anlagen.

In 2030 geht mit der Umstellung auf stromgeführten Betrieb ein Rückgang der KWK-Stromerzeugung einher. Dieser ist besonders deutlich bei Anlagen ohne flexible Dampfkopplung – vor allem den Biogas- und Erdgas-BHKW. In Zeiten hoher EE-Einspeisung werden diese zunehmend zurückgefahren und der Wärmebedarf aus dem Spitzenkessel oder dem elektrischem Boiler bedient. Darüber hinaus wirkt sich auch die Solarwärmenutzung dämpfend auf die KWK-Wärmerzeugung aus. Das Lastmanagement beeinflusst die KWK-Erzeugung nur insofern, dass eine leichte Verschiebung der Stromerzeugung von den Kohle- zu den günstigeren Müllverbrennungsanlagen erfolgt.

Auch im Jahr 2050 resultiert ein Rückgang der KWK-Stromerzeugung aus der Anlagenflexibilisierung. Dieser ist im Falle eines optimistischen Netzausbaus geringer als bei der Annahme beschränkter Übertragungskapazitäten. Analog zum Jahr 2030 werden in EE-Überschusssituationen die KWK-Anlagen heruntergeregelt, und die Wärmeversorgung durch den Einsatz konventioneller oder elektrischer Heizkessel gewährleistet. Dieser Effekt kann durch erweiterte Netzkapazitäten deutlich reduziert werden. Die Entwicklung der KWK-Auslastung in den verschiedenen Varianten lässt sich durch Betrachtung der wärmeseitigen Versorgung vertiefend studieren. Dabei zeigt sich, dass die Unterschiede in den elektrischen VLS nicht nur aus den Brennstoff- und Emissionskosten, sondern auch der Anlagenauslegung und -flexibilität resultieren.

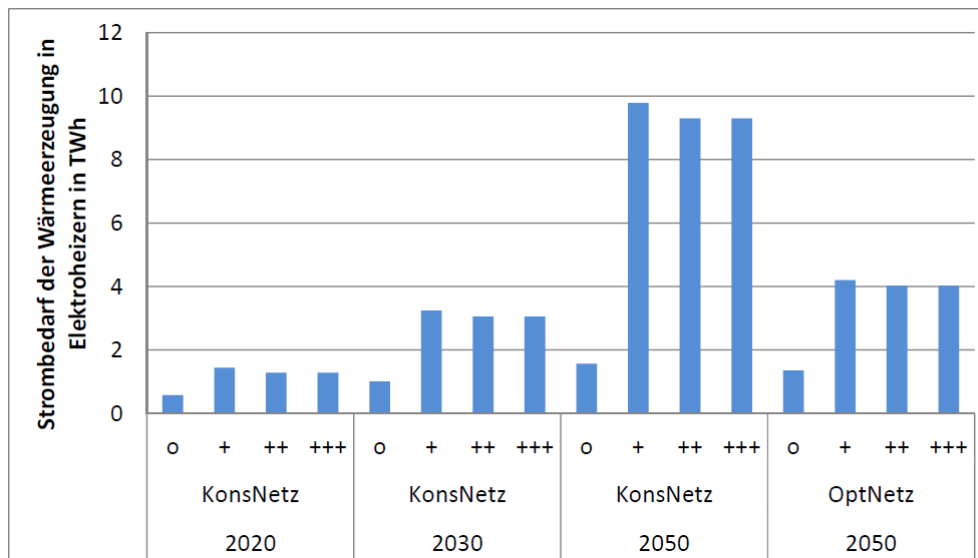


Abbildung 5-36: Strombedarf der Wärmebereitstellung in elektrischen Boilern in Deutschland für das Basisszenario in TWh *)

*) in den mit „o“ bezeichneten Rechnungen sind nur die Spitzenkessel der Wärmepumpen enthalten, in allen anderen auch die Elektroheizer in KWK-Systemen

In Folge der Ergänzung der Systeme um einen elektrischen Kessel wird in Wärmenetzversorgungen nicht nur Strom erzeugt, sondern auch verbraucht. Abbildung 5-36 zeigt, dass diese Option in den Modellrechnungen intensiv genutzt wird, und der Strombedarf der Elektroboiler bis auf über 10 TWh pro Jahr steigt. Die Abbildung enthält neben dem Bedarf der in KWK-Systemen genutzten Boiler auch jenen der Wärmepumpen-Spitzenkessel. Durch die höhere installierte Leistung an elektrischen Boilern und fluktuierenden EE steigt die Nutzung der Boiler in den Rechnungen für die späteren Jahre deutlich an. Es zeigt sich auch erneut die große Lastausgleichswirkung des weitgehenden Netzausbaus. Dieser reduziert den für eine Wärme-erzeugung zur Verfügung stehenden Strom um mehr als die Hälfte. In wesentlich geringerem Umfang wird der Einsatz der Elektroboiler durch Nutzung des Lastmanagements gesenkt.

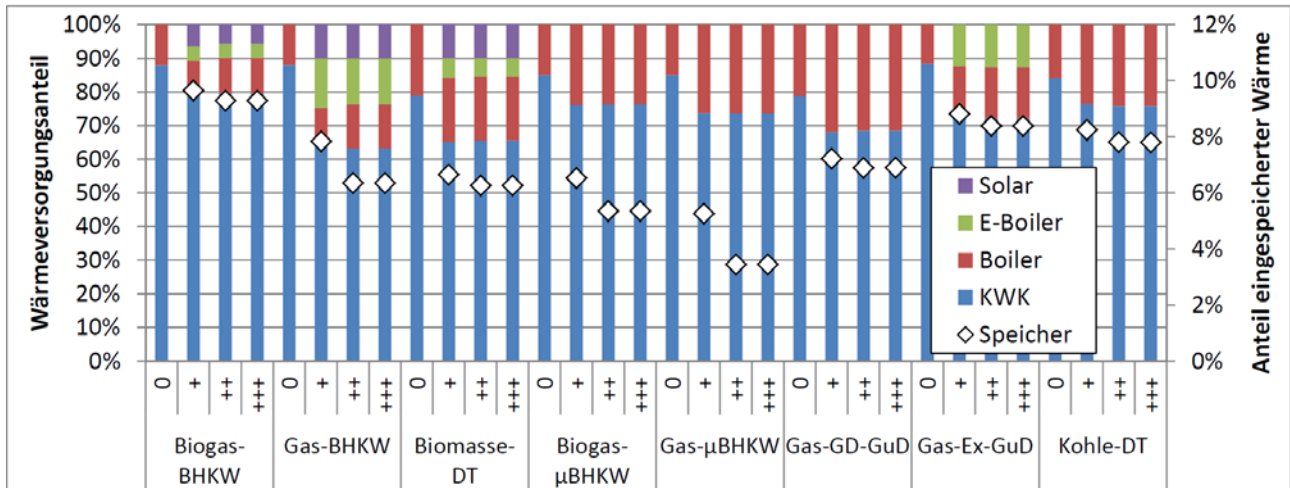


Abbildung 5-37: Wärmebereitstellung in Wärmenetzen und Gebäude-KWK 2050 in Deutschland im Basisszenario, Netzvariante KonsNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)

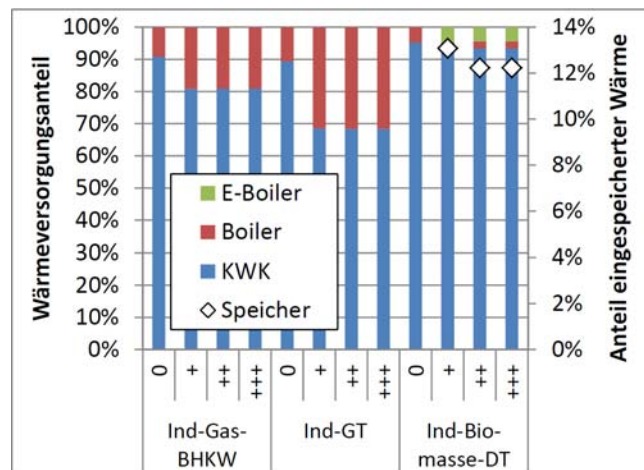


Abbildung 5-38: Wärmebereitstellung industrieller KWK-Systeme 2050 in Deutschland im Basisszenario, Netzvariante KonsNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)

Abbildung 5-37 und Abbildung 5-38 zeigen die Anteile der verschiedenen Systemkomponenten an der jährlich erzeugten Wärme für die KWK-Technologien und Varianten des Basisszenarios 2050 ohne erweiterten Netzausbau. Unabhängig von den berücksichtigten Flexibilitätsoptionen erfolgt die Wärmebereitstellung überwiegend in KWK. Werden jedoch neben der streng wärmegeführten KWK auch weitere Wärmeerzeuger berücksichtigt, so sinkt der KWK-Anteil an der

Wärmeversorgung teilweise deutlich ab. Dieser Effekt zeigt sich – weniger ausgeprägt – auch bei KWK-Systemen ohne Solarthermie und elektrischen Boiler. Dies zeugt davon, dass es zu vielen Zeitpunkten des Jahres günstiger ist, die KWK-Anlage herunterzuregeln und die Wärme mit dem Spitzenkessel bereitzustellen. Bei der industriellen KWK kann der anteilige Rückgang der KWK-Wärme durch die Installation eines thermischen Speichers gebremst werden (siehe Abbildung 5-38). Im Gegensatz zur KWK-Flexibilisierung haben Lastmanagement und CAES-Ausbau nahezu keine Auswirkung auf den Wärmeversorgungsanteil der KWK.

Der Beitrag der elektrischen Boiler zur Wärmeversorgung liegt zwischen 4% und knapp 15% und ist bei den erdgasgefeuerten Anlagen durchweg höher als bei Biomasse-Anlagen. Dies korreliert mit den Brennstoff- und CO₂-Kosten der jeweiligen Technologien. Stehen auch Lastmanagement und CAES-Speicher zur Verfügung, so reduziert sich die elektrische Wärmeerzeugung geringfügig. Eine Ausnahme bilden die Entnahme-GuD-Kraftwerke, bei denen in den Läufen ++ und +++ ein höherer Anteil elektrisch erzeugter Wärme zu verzeichnen ist.

Solarthermie wurde nur für die Anlagen der Nahwärmeversorgung in Betracht gezogen. Die auf 300% der Grundlast ausgelegten Kollektoren tragen 6% (Biogasanlagen) bzw. 10% (feste Biomasse und Erdgas-BHKW) zur Versorgung bei.

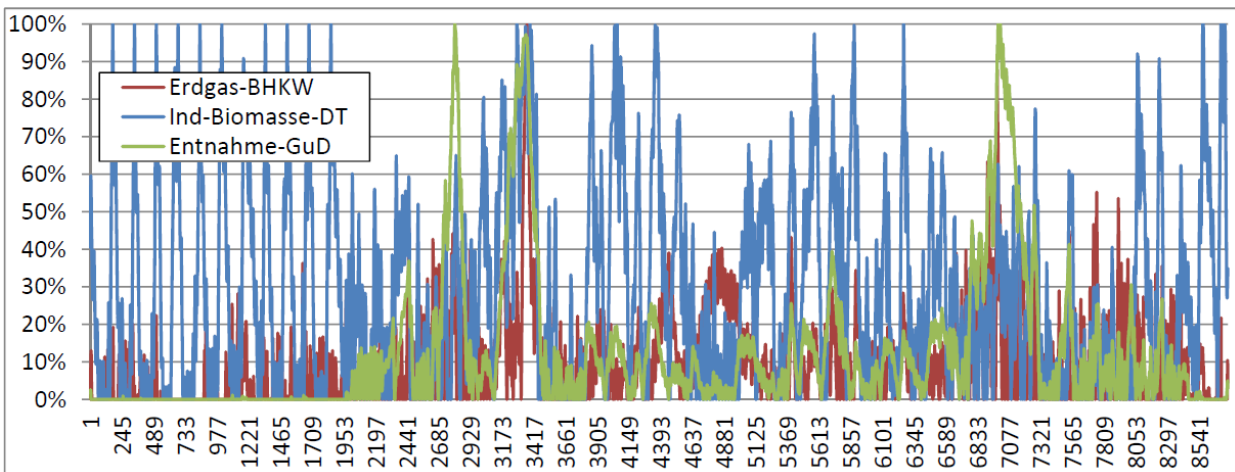


Abbildung 5-39: Stündlicher Verlauf des Wärmespeicherfüllstands im Jahr 2050 für verschiedene KWK-Systeme im Basisszenario, Netzvariante KonsNetz (auf der x-Achse sind die Stunden des Jahres aufgetragen)

Die Installation thermischer Speicher ermöglicht eine stärker am EE-Dargebot orientierte KWK-Betriebsweise. Abhängig von der KWK-Technologie werden zwischen 3% und 13% der erzeugten Wärme zwischengespeichert. Die geringste Speichernutzung wird dabei bei den Gebäude-KWK-Systemen verzeichnet, die höchste bei der Industrie-KWK. Die in der Industrie besonders häufige Speichernutzung ergibt sich aus dem Wärmebedarfsprofil. Da am Wochenende der Bedarf unter die KWK-Leistung sinkt, wird zu diesen Zeiten der Speicher beladen, und dann im Laufe der Werktage wieder entladen (siehe Abbildung 5-39). In der öffentlichen KWK zeigen sich vor allem saisonale Unterschiede der Speichernutzung. Während im Winter kaum überschüssige KWK-Wärme für eine Einspeicherung zur Verfügung steht und im Sommer der Bedarf stark zurückgeht, sind vor allem die Übergangszeiten von einem intensiven Speichereinsatz geprägt. Die teilweise voneinander abweichenden Verläufe des Speicherfüllstands zwischen Entnahme-GuD und BHKW ergeben sich aus den unterschiedlichen KWK-Freiheitsgraden. In Zeiten hoher Residuallast erzeugen beide Anlagentypen so viel Strom wie möglich, was im Falle der Gegendruckanlagen oft mit überschüssig erzeugter Wärme und

folglich einer Beladung des Speichers einhergeht. Im Gegensatz dazu können die Entnahme-kondensationsanlagen ihre Stromerzeugung dadurch steigern, dass sie auf Nutzwärmeaus-kopplung verzichten. Folglich muss der Wärmebedarf aus dem Speicher gedeckt werden.

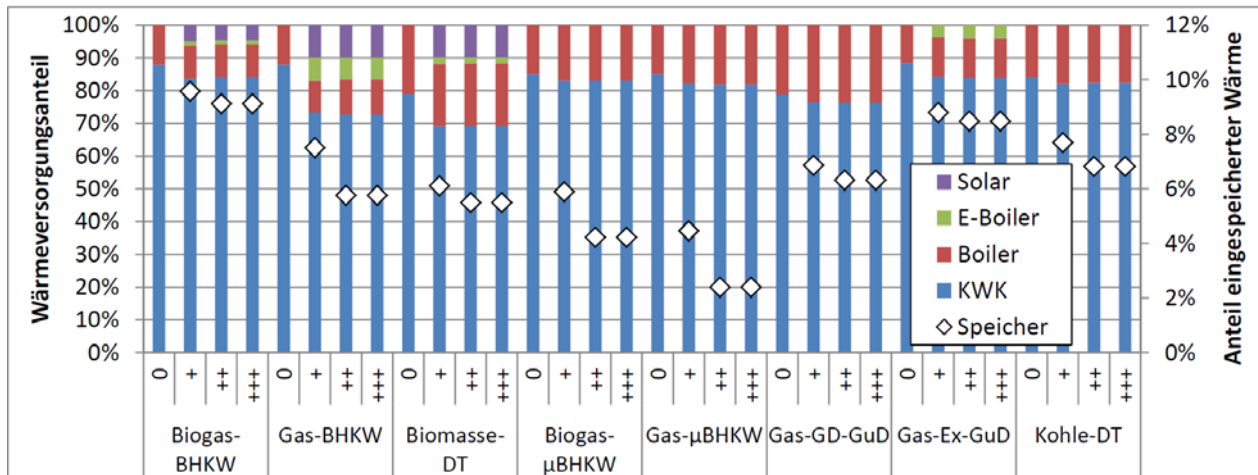


Abbildung 5-40: Wärmebereitstellung in Wärmenetzen und Gebäude-KWK 2050 in Deutschland im Basisszenario, Netzvariante OptNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)

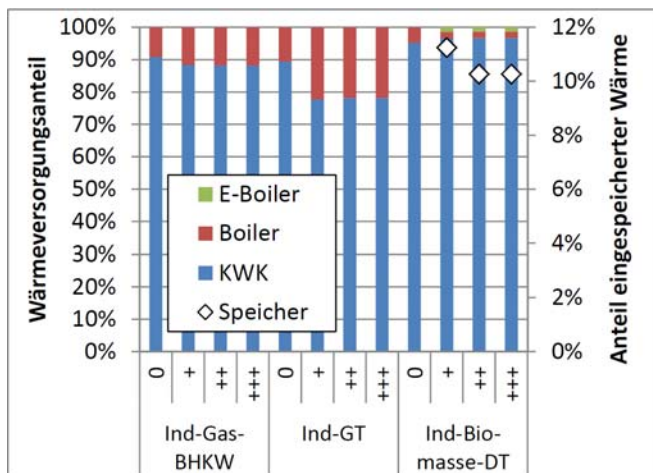


Abbildung 5-41: Wärmebereitstellung in industriellen KWK-Systemen 2050 in Deutschland im Basisszenario, Netzvariante OptNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)

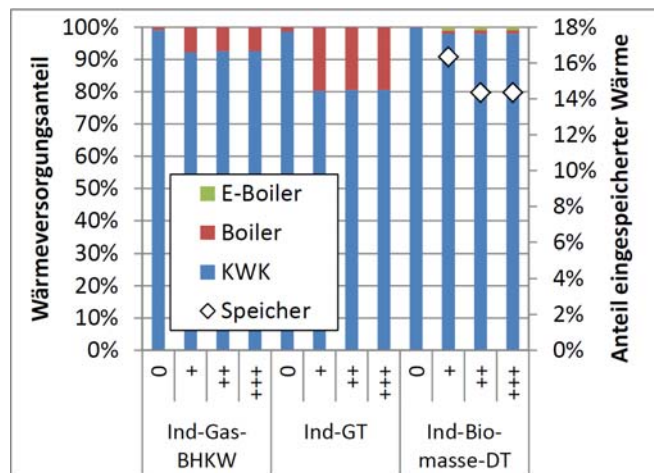


Abbildung 5-42: Wärmebereitstellung in industriellen KWK-Systemen 2030 in Deutschland im Basisszenario, Netzvariante KonsNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)

Mit der Bereitstellung zusätzlicher Ausgleichsoptionen sinkt die eingespeicherte Wärmemenge teilweise deutlich, vor allem bei der Gebäude- und Nahwärme-KWK (Abbildung 5-37). Die Bereitstellung zusätzlicher Netzkapazitäten wirkt sich deutlich auf die KWK-Wärmeversorgung aus. Der Rückgang des KWK-Anteils infolge der Einbindung weiterer Wärmeerzeuger fällt wesentlich weniger stark aus (siehe Abbildung 5-40 und Abbildung 5-41). Durch die erweiterten Stromexportmöglichkeiten ergeben sich weniger EE-Überschusssituationen, wodurch die Nutzung der elektrischen Boiler um mehr als die Hälfte reduziert wird. Infolge des erweiterten KWK-Einsatzes sinkt auch der Beitrag der konventionellen Spitzenlastkessel. Die in thermischen Speichern zwischengespeicherte Wärmemenge fällt ebenso geringfügig niedriger aus.

Der im Falle eines geringeren Netzausbaus beobachtete Effekt einer sinkenden Wärmespeichernutzung bei Voraussetzung von Lastmanagement (s. Abbildung 5-40) lässt sich auch hier beobachten. Bei den KWK-Anteilen ergibt sich hingegen nahezu kein Unterschied. Ohne Betrachtung eines modellendogenen Netzausbaus fallen der Rückgang der KWK-Wärmeerzeugung auf Kosten von Spitzenkessel, elektrischem Boiler und Solarwärme im Basisszenario für das Jahr 2030 geringer aus als in 2050 (siehe Abbildung 5-42 und Abbildung 5-43). Dies folgt zum einen aus dem aufgrund geringerer EE-Anteile niedrigeren Lastausgleichsbedarfs und zum anderen aus der niedrigeren installierten Leistung der elektrischen Boiler und Solarwärmanlagen. Trotz der im Vergleich zu 2050 höheren KWK-Anteile und geringeren Speichergrößen liegt der Anteil der im Laufe des Jahres zwischengespeicherte Wärme auf dem gleichen Niveau, im Falle der industriellen KWK sogar leicht höher (siehe Abbildung 5-42).

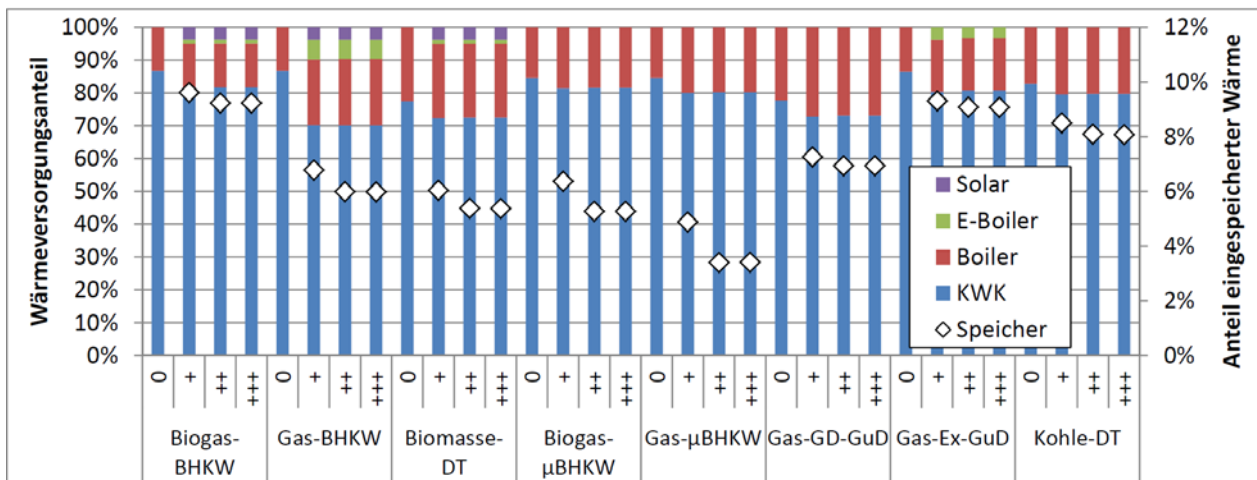


Abbildung 5-43: Wärmebereitstellung in Wärmenetzen und Gebäude-KWK 2030 in Deutschland im Basisszenario, Netzvariante KonsNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)

Neben den KWK-Anlagen gibt es mit den elektrischen Wärmepumpen eine weitere wichtige Kopplung zwischen Strom- und Wärmemarkt. In den Variantenrechnungen +, ++ und +++ sind die Gebäude-Wärmepumpen mit einem thermischen Speicher ausgerüstet, wodurch eine zeitliche Entkopplung der Erzeugung und Nutzung von Wärme möglich ist. Über die Speicher hinaus verfügen alle Wärmepumpensysteme über einen einfachen elektrischen Boiler zur Spitzenlastdeckung.

Im Laufe der Szenariojahre steigt der Gesamtstrombedarf der in Deutschland installierten Wärmepumpen aufgrund höherer Durchdringung deutlich an (siehe Abbildung 5-44). Die Einbindung der thermischen Speicher bewirkt jeweils einen leichten Anstieg des Wärmepumpenstrombedarfs um 1 % bis 2 %. Dieser resultiert aus einem geänderten Betriebsverhalten der Wärmepumpe. Durch den thermischen Speicher kann einerseits eine Ausrichtung der Wärmeerzeugung am aktuellen EE-Dargebot erfolgen, und andererseits der Einsatz der weniger effizienten elektrischen Boiler reduziert werden. Die zusätzliche Berücksichtigung von flexiblen Lasten und CAES-Speichern wirkt sich nicht auf den Wärmepumpenstrombedarf aus.

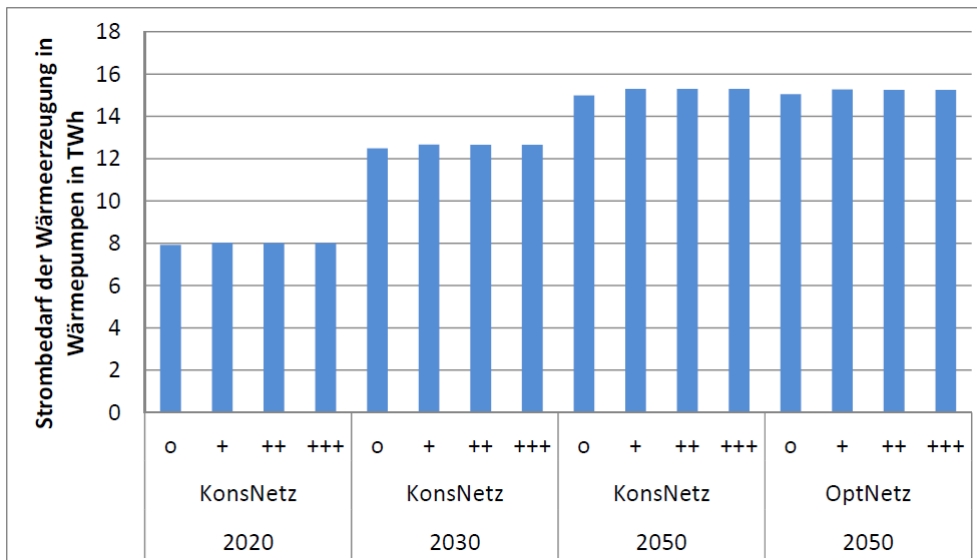


Abbildung 5-44: Strombedarf von Wärmepumpen in Deutschland in den Varianten des Basisszenarios

Die wärmeseitige Betrachtung zeigt, dass der überwiegende Teil der Wärme durch die Wärmepumpen bereitgestellt wird. Die zusätzlich installierten elektrischen Boiler werden nahezu ausschließlich dann eingesetzt, wenn der Bedarf über die installierte Leistung hinausgeht. Die Wärmeerzeugung der elektrischen Boiler entspricht Anteilen von etwa 3% bei den Sole-Wasser-Wärmepumpen und weniger als 2% bei Luft-Wasser- und Industriefärmepumpen. Durch die Einführung thermischer Speicher bleiben diese Anteile nahezu unverändert, die Zunahme der WP-Versorgungsanteile liegen unter 0,1% des Bedarfs. Geringfügig deutlicher fällt der Effekt des Lastmanagements aus; dieses senkt bei den Haushaltswärmepumpen den Spitzenkesselanteil um gut 0,2% (vgl. Abbildung 5-45).

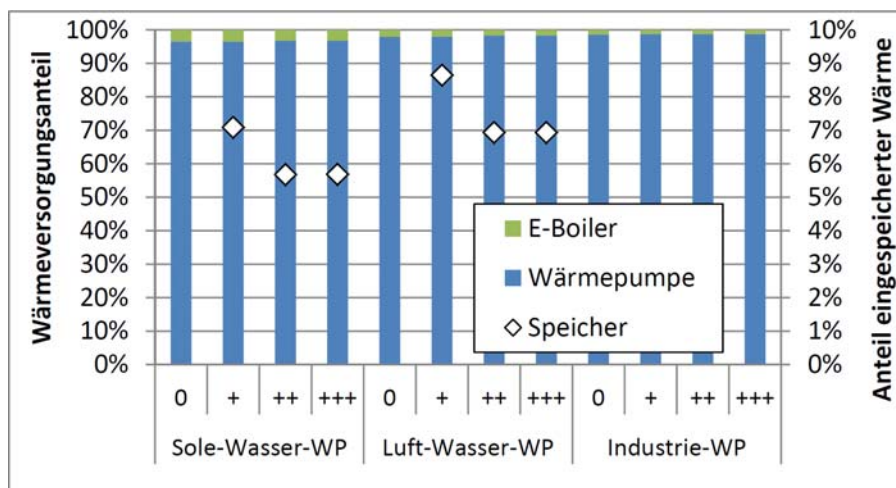


Abbildung 5-45: Wärmebereitstellung in Wärmepumpensystemen 2050 in Deutschland im Basisszenario, Netzvariante KonsNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)

Eine Einbindung thermischer Speicher ermöglicht eine Ausrichtung des Wärmepumpenbetriebs an der EE-Erzeugung. Die im Laufe des Jahres zwischengespeicherte Wärmemenge liegt im Basisszenario 2050 bei konservativem Netzausbau für Sole-Wasser-Wärmepumpen bei etwa 7% und für Luft-Wasser-Wärmepumpen bei knapp 9% des Bedarfs. Grund für den höheren

Speichereinsatz bei Luft-Wasser-Wärmepumpen ist die Arbeitszahl, die einerseits zeitlich variiert und andererseits geringer als jene der Sole-Wasser-Wärmepumpen ist. Bei der optimistischen Annahme für den Netzausbau bis 2050 sinken die Anteile der eingespeicherten Wärme auf etwas über 4% für Sole-Wasser-Wärmepumpen bzw. 6% für Luft-Wasser-Wärmepumpen (Abbildung 5-46). Unabhängig von der Wärmepumpentechnologie und dem Netzausbau senkt das Lastmanagement die gespeicherte Wärme um knapp zwei Prozent des Jahresbedarfs. Für das Jahr 2030 ergeben sich für den Speichereinsatz nahezu die gleichen Werte wie im Netzausbauszenario (OptNetz) 2050.

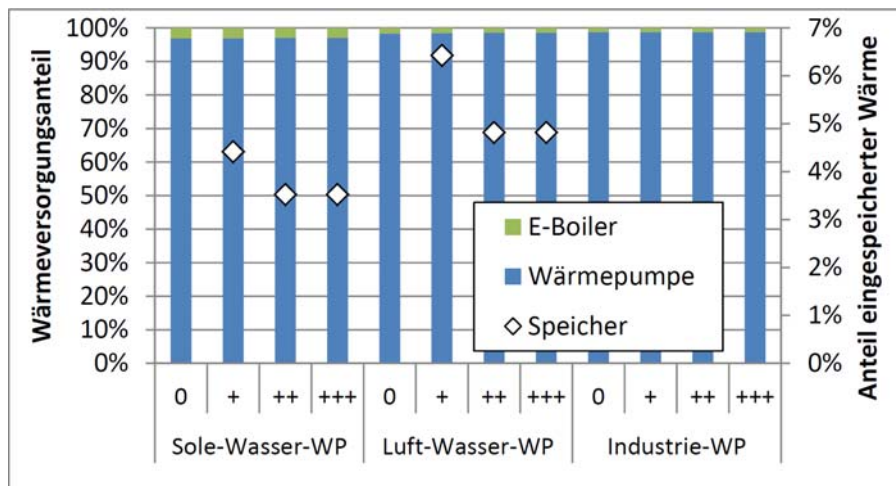


Abbildung 5-46: Wärmebereitstellung in Wärmepumpensystemen 2050 in Deutschland im Basisszenario, Netzvariante OptNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)

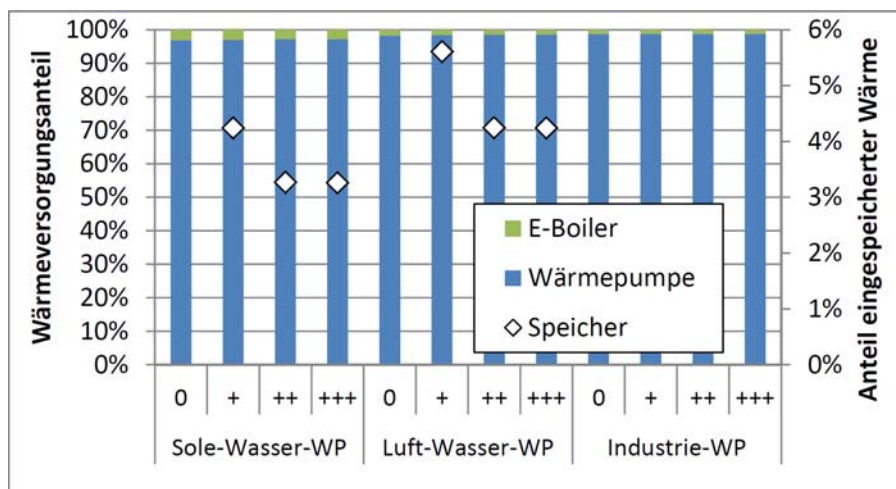


Abbildung 5-47: Wärmebereitstellung in Wärmepumpensystemen 2030 in Deutschland im Basisszenario, Netzvariante KonsNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)

Einsatz des Lastmanagements und der Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen

Das Verschieben elektrischer Lasten wird als zusätzliche Flexibilitätsoption in den Simulationsläufen ++ und +++ berücksichtigt. Abbildung 5-48 gibt einen Überblick über die in den verschiedenen Szenariojahren und Netzausbauszenarien insgesamt verschobene oder abgeworfene Energie. Bei der konservativen Netzausbauvariante beläuft sich diese in 2020 auf 5,6 TWh, in 2030 auf 6,0 TWh und in 2050 auf 3,4 TWh, entsprechend 0,97 %, 1,07 % und 0,64 % des jeweiligen Jahresstrombedarfs in Deutschland. Bei Voraussetzung eines stärkeren

Netzausbaus bis 2050 reduziert sich der Lastmanagementeinsatz auf 2,7 TWh oder 0,55 %. Der zusätzliche Ausbau der CAES-Speicher – der nur im Szenario 2050 KonsNetz erfolgt – wirkt sich nicht auf die Jahressumme des Lastmanagements aus. Diese ist also für die Läufe ++ und +++ jeweils identisch.

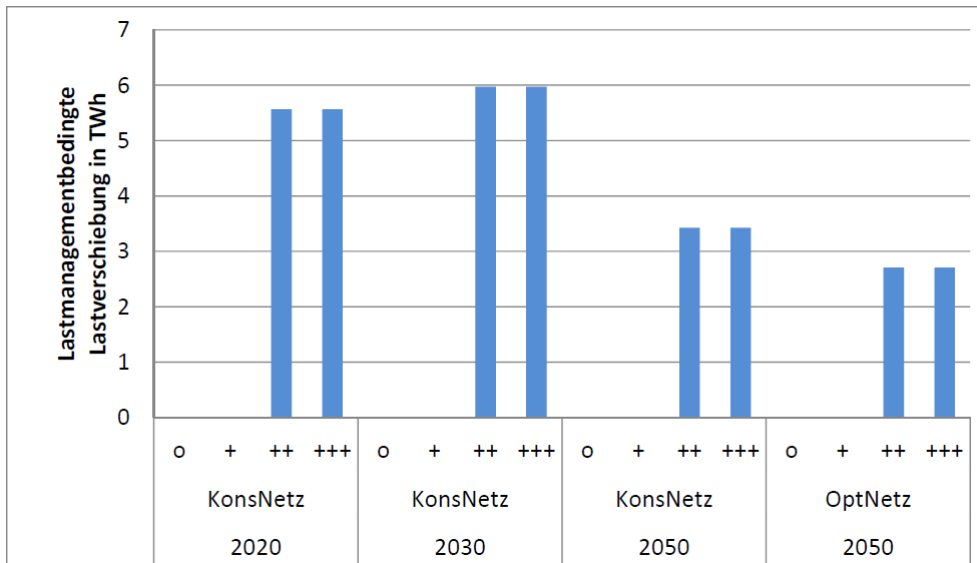


Abbildung 5-48: Durch Lastmanagement in Deutschland pro Jahr zeitlich verschobene und abgeworfene Energie in den Varianten des Basisszenarios

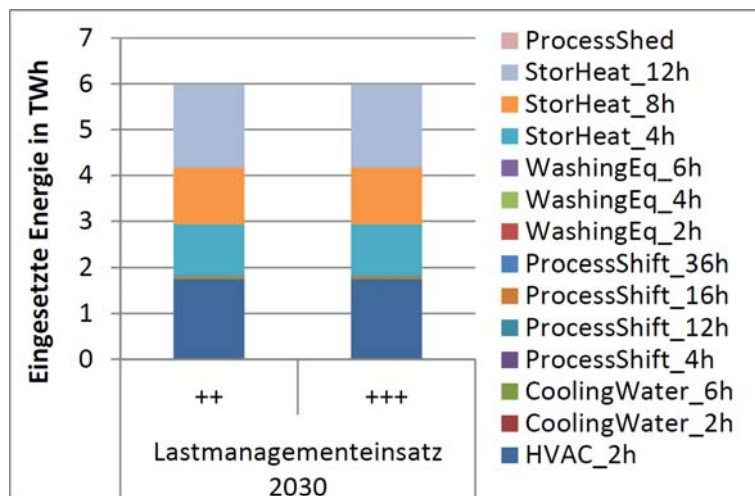


Abbildung 5-49: Lastmanagementeinsatz in Deutschland im Basisszenario für das Jahr 2030 und Netzvariante KonsNetz nach Verbraucherklassen und Verschiebedauern

Abbildung 5-49 und Abbildung 5-50 zeigen die Aufteilung der eingesetzten Lasten auf die verschiedenen Verbraucherklassen für die Jahre 2030 und 2050. Der Einsatz des Lastmanagements wird dominiert von einigen wenigen Technologien. Während ein Abwerfen oder Verschieben großer industrieller Lasten nur in einem sehr eingeschränkten Umfang durchgeführt wird, erfolgen sehr regelmäßige und umfangreiche Einsätze im Haushalts- und GHD-Sektor. Dabei kommen vor allem Heiz- und Kühlanwendungen zum Einsatz. Beim Vergleich der Aufteilung zeigen sich nur geringfügige Unterschiede zwischen den Jahren 2030 und 2050. Die Verbraucherklassen *WashingEq* und *CoolingWater* können ihre Anteile immerhin verdoppeln bzw. verdreifachen, tragen aber dennoch weniger als 5% der eingesetzten Energie bei. Der Rückgang des Lastmanagementeinsatzes zwischen 2030 und 2050 ergibt sich in erster Linie

bei den dominierenden Verbraucherklassen *StorHeat* und *HVAC*, und ist mit der Entwicklung von deren Lastverschiebepotenzialen korreliert. Diese gehen im Laufe der Zeit aufgrund von Effizienzsteigerungen und Technologieersatz im Bereich der elektrischen Raumwärmeerzeugung deutlich zurück (siehe Abschnitt 3.2.9). Dies suggeriert, dass die Abnahme der Lastverschiebung in den REMix-Rechnungen in erster Linie aus dem Wegfallen gewisser Potenziale resultiert.

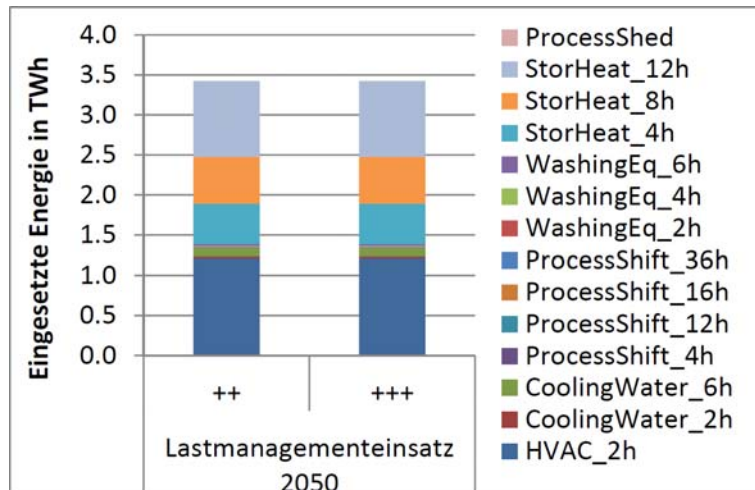


Abbildung 5-50: Lastmanagementsinsatz in Deutschland im Basisszenario für das Jahr 2050 und Netzvariante KonsNetz nach Verbraucherklassen und Verschiebedauern

Die Dominanz der Haushalts- und Gewerbeverbraucher im Lastmanagementsinsatz lässt sich auf die angesetzten Kosten zurückführen. Während in der Industrie verhältnismäßig hohe Ausgleichszahlungen für Lasteingriffe fällig werden, wurden keine variablen Kosten des Lastmanagements von Heiz- und Kühlanwendungen mit intrinsischem Speicher (z.B. Kühlschränke, Speicherwarmwassererhitzer und Heizungsumwälzpumpen) angenommen. Da der Ausbau der für das Lastmanagement einsetzbaren Leistungen nicht optimiert wurde, schlagen die verhältnismäßig höheren Erschließungskosten im Haushalts- und Gewerbesektor nicht zu buche.

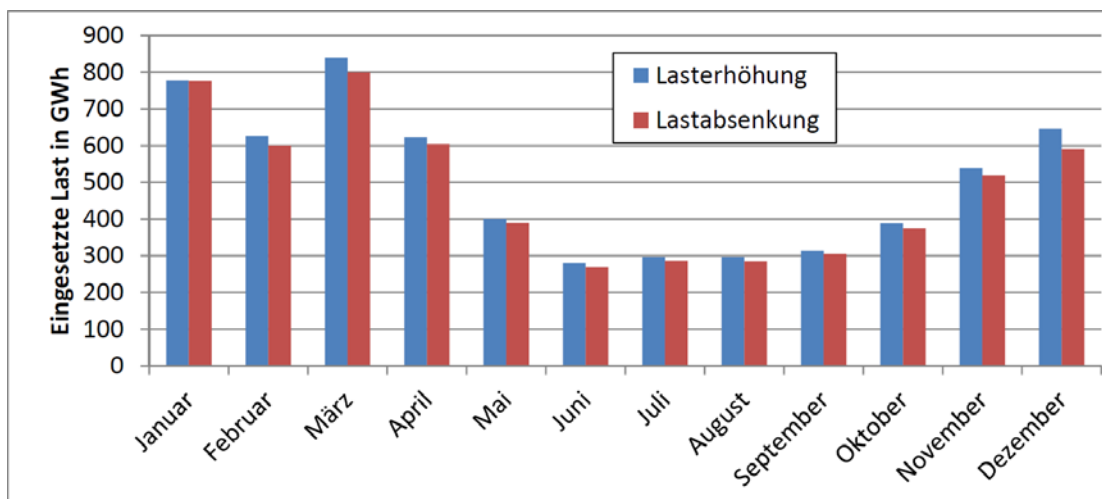


Abbildung 5-51: Lastmanagementsinsatz in Deutschland im Basisszenario für das Jahr 2030 und Netzvariante KonsNetz, unterteilt nach Monaten

Die bevorzugten Einsatzzeiten des Lastmanagements im Jahr 2030 lassen sich in Abbildung 5-51 und Abbildung 5-52 ablesen. Es zeigen sich sehr deutliche saisonale Effekte der Lastver-

schiebung; in den Wintermonaten summiert sich diese auf mehr als doppelt so hohe Werte wie im Sommer. Darin spiegeln einerseits sich der hohe Anteil der elektrischen Heizungen am genutzten Potenzial, und andererseits der jahreszeitliche Verlauf des Lastmanagementpotenzials in Deutschland wieder (siehe Abbildung 3-20). Die unterschiedlichen Monatssummen in Abbildung 5-51 ergeben sich aus den Energieverlusten des Lastmanagementeeinsatzes (siehe Tabelle A-25). Da diese für die *StorHeat*-Verbraucher höher sind und mit der Verschiebedauer zunehmen, lässt sich zudem genähert ablesen, in welchen Monaten die verschiedenen Verbraucherklassen bevorzugt zum Einsatz kommen.

Wie Abbildung 5-52 zeigt, wird Lastmanagement im Tagesverlauf hauptsächlich dafür genutzt, um Bedarf aus den Abend- in die Mittagsstunden und aus den späten Morgenstunden in die frühen Morgenstunden zu verschieben. Die Lastzuschaltung in den Mittagszeiten scheint dabei der erhöhten Nutzung des PV-Stroms zu dienen. Auffällig ist, dass die summierte Lastabsenkung und Lasterhöhung in den Nachtstunden ähnlich hoch ausfallen. Dies suggeriert, dass zu diesen Zeiten eine gewisse Korrelation mit der Verfügbarkeit von Windstrom vorliegt. Während in windstarken Nächten der Bedarf ansteigt, erfolgt in windschwachen Nächten eine Absenkung der Last.

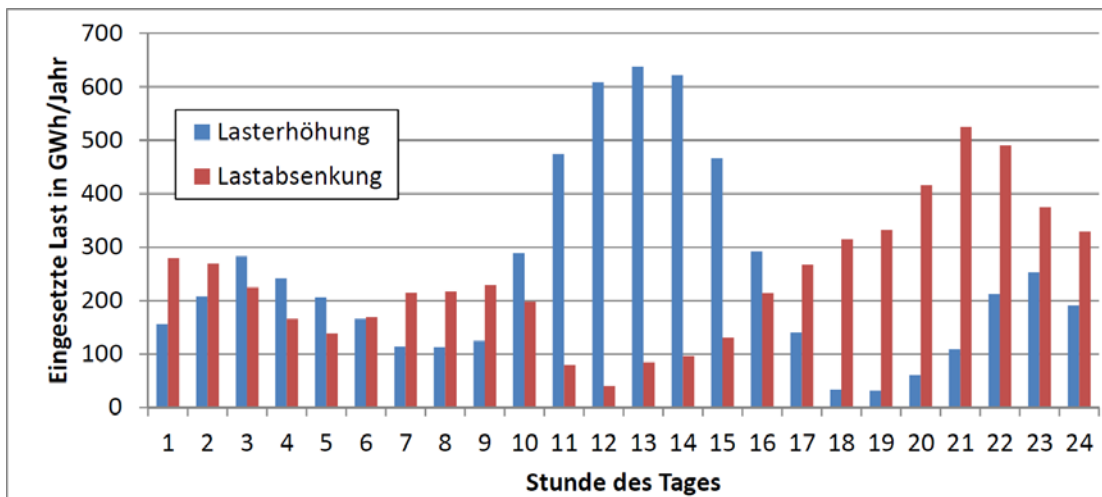


Abbildung 5-52: Lastmanagementeeinsatz in Deutschland im Basisszenario für das Jahr 2030 und Netzvariante KonsNetz, unterteilt nach Stunden des Tages

Über das stationäre Lastmanagement hinaus lässt sich eine Lastverschiebung durch das gesteuerte Laden von Elektromobilen realisieren. Deren Einsatzpotenzial nimmt über die Szenariojahre aufgrund der stark ansteigenden Technologiedurchdringung deutlich zu. In Abbildung 5-53 sind die pro Jahr durch Ladesteuerung verschobenen Energiemengen in den verschiedenen Varianten ausgewiesen. Die Jahressumme steigt von 2,2 TWh in 2020 auf 11,2 TWh in 2030 und über 27 TWh in 2050. Für das Jahr 2050 ergeben sich etwas geringere Werte bei der Berücksichtigung des Zubaus weiterer Netzkapazitäten (-0,03 %) oder CAES-Speicher (-2,4 %). Die Lastverschiebung bei Elektrofahrzeugen fällt somit deutlich höher aus als bei den stationären Lastmanagementverbrauchern. Dies wird begünstigt durch die Vernachlässigung der Erschließungs- und Einsatzkosten der Ladesteuerung, sowie möglicher Verluste.

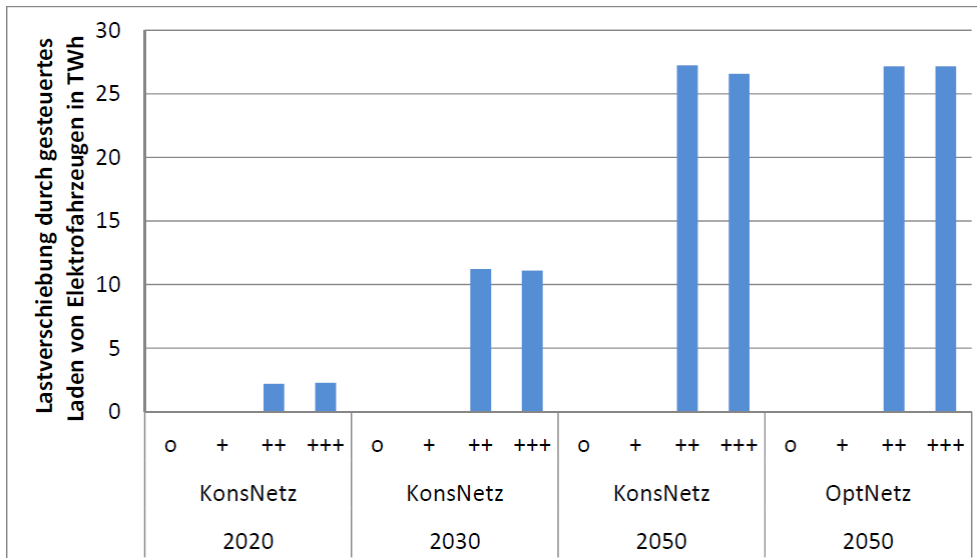


Abbildung 5-53: Durch gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen in Deutschland pro Jahr zeitlich verschobene und abgeworfene Energie im Basisszenario

Wie beim Lastmanagement der stationären Verbraucher wurden auch für die Ladesteuerung der Elektromobile die bevorzugten Einsatzzeiten untersucht. Aus Abbildung 5-54 geht hervor, dass es anders als bei den Verbrauchern in Haushalten und Gewerbe keine deutlichen saisonalen Effekte gibt. Anders als bei den stationären Verbrauchern ist jedoch auch das Potenzial der Ladesteuerung jahreszeitlich konstant. Im Sommer und Herbst sind die eingesetzten Lasten geringfügig höher als im Winter und Frühling. Die leicht unterschiedliche Höhe der Monatssummen für Lasterhöhung und -absenkung ergibt sich aus der Verschiebung über die Monatsgrenzen hinweg.

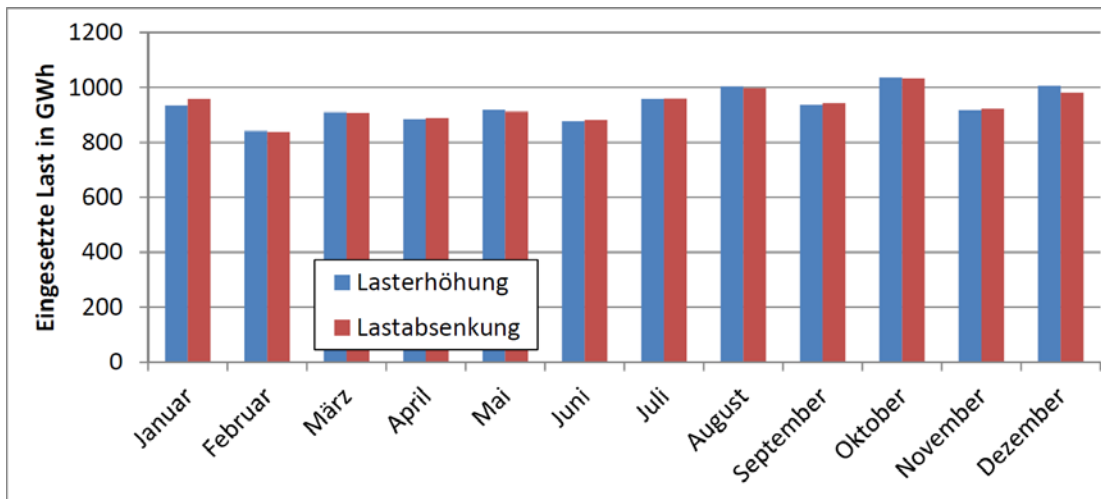


Abbildung 5-54: Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen in Deutschland im Basisszenario für das Jahr 2030 und Netzvariante 'KonsNetz', unterteilt nach Monaten

Die Betrachtung des Einsatzes der Ladesteuerung im Tagesverlauf zeigt ganz klare Trends (Abbildung 5-55). Abgesehen von wenigen Ausnahmen wird der Ladestrom einerseits aus den späten Vormittagsstunden in die frühen Nachmittagsstunden, und andererseits aus den Vorabend- und Abendstunden in die Nacht verzögert. Gemäß Modelleinstellungen kann das Laden der Fahrzeugbatterien entweder um vier oder um acht Stunden zeitverzögert erfolgen. Während die Lastverschiebung untertags zumeist um vier Stunden erfolgt, kommt am Abend die längere

Verschiebedauer zum Einsatz. Die deutlichen Abweichungen des stündlichen Einsatzprofils von jenem der stationären Verbraucher ergeben sich aus der geringeren Flexibilität der Lastverschiebung infolge der Berücksichtigung von nur einem Lastprofil und zwei Verschiebedauern.

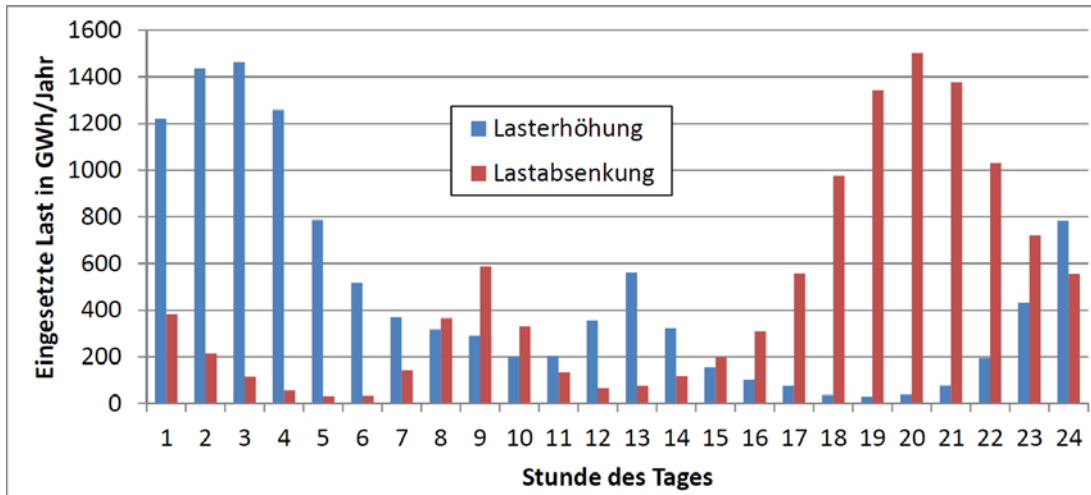


Abbildung 5-55: Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen in Deutschland im Basisszenario für das Jahr 2030 und Netzvariante KonsNetz, unterteilt nach Stunden des Tages

5.3.2 Lastausgleich in den Szenarien mit Wasserstofferzeugung und Stromimport

In den weiteren Szenarien werden die Auswirkungen des Solarstromimports und der Wasserstofferzeugung für den Verkehrssektor auf den Einsatz der Kraftwerke und Lastausgleichsoptionen untersucht. Unter der Verwendung der in Abschnitt 5.2 diskutierten Export-Import-Zeitreihen werden für Deutschland wiederum die KWK-Flexibilisierung (+), das Lastmanagement (++) und der Ausbau von CAES-Speichern (+++) betrachtet. Es zeigt sich, dass ein Zubau von CAES-Speichern in beiden Szenariovarianten nicht erfolgt; die Läufe ++ und +++ weisen demnach eine identische Strom- und Wärmeversorgung auf. Die Szenarien mit Solarstromimport und Wasserstofferzeugung werden nur für das Jahr 2050 untersucht und in den Ergebnissen im Folgenden mit dem Basisszenario verglichen.

Einsatz und Abregelung erneuerbarer Kraftwerksleistung

Die Abregelung der fluktuierenden EE in Deutschland fällt in Szenario H₂ durchgehend geringer aus, als im Basisszenario (siehe Abbildung 5-56). Eine zusätzliche Reduktion lässt sich, wie auch im Basisszenario, durch einen erweiterten Netzausbau realisieren. Bei Annahme eines umfangreichen Netzausbaus und einer H₂-Erzeugung für den Verkehrssektor fallen die EE-Abregelungen um über 80 % geringer aus, als ohne diese beiden Ausgleichsoptionen. Mit nur 8 TWh liegt die Abregelung bei unter 1,5 % des Jahresbedarfs. Der Import von regelbarem Strom aus solarthermischen Kraftwerken führt zu einer geringfügigen Reduktion der Abregelung von 25 TWh auf 23 TWh im Vergleich zum Basisszenario mit modellendogenem Netzausbau.

Die Berücksichtigung zusätzlicher Lastausgleichsoptionen reduziert in allen Varianten die EE-Abregelung in Deutschland. Die KWK-Flexibilisierung senkt den ungenutzten EE-Strom um mindestens ein Viertel, in Szenariomit Solarstromimport sogar um fast die Hälfte. In absoluten Zahlen wirkt sie sich am stärksten im Basisszenario ohne erweiterten Netzausbau aus. Eine zusätzliche Berücksichtigung des Lastmanagements senkt die EE-Abregelung um weitere 1 % bis 7 %. Auffällig ist, dass der anteilige Rückgang der Abregelung sowohl durch KWK-

Flexibilisierung, als auch durch Lastmanagement in Szenario H₂ mit konservativem Netzausbau am geringsten ausfällt.

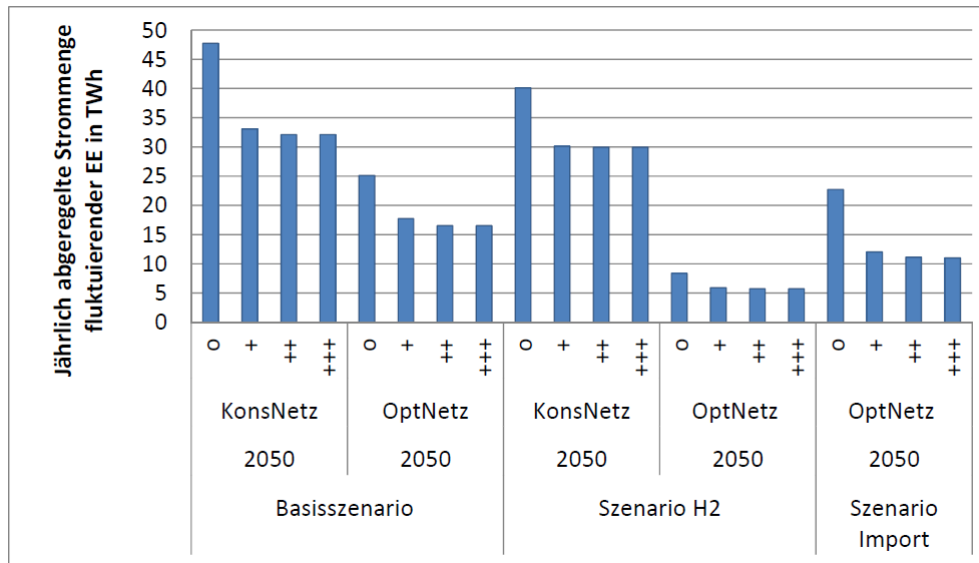


Abbildung 5-56: Abregelung erneuerbarer Energien in Deutschland (insb. Photovoltaik, Wind onshore, Wind offshore) für die betrachteten Szenarien im Jahr 2050

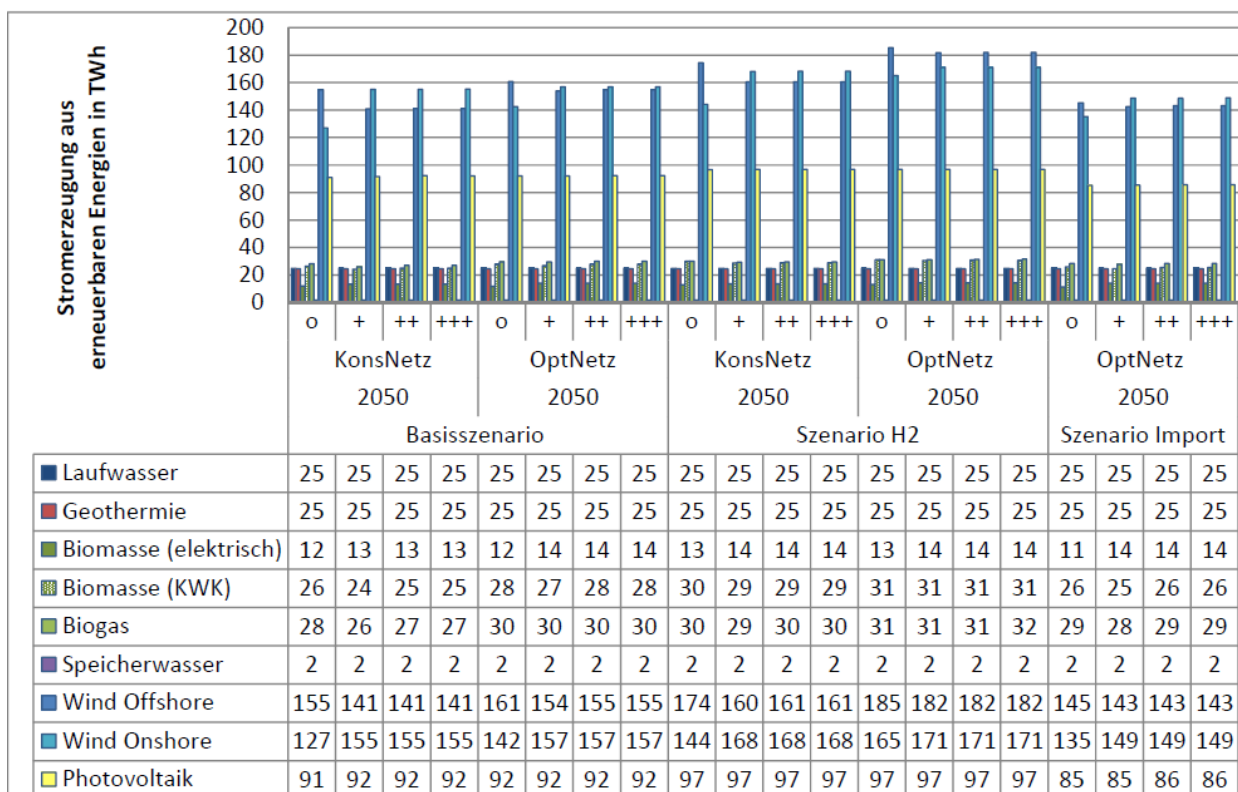


Abbildung 5-57: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland für die betrachteten Szenarien im Jahr 2050

Die jährliche EE-Stromerzeugung in Deutschland ist für die verschiedenen Varianten und Lastausgleichsoptionen in Abbildung 5-57 zusammengefasst. Sie ist in Szenario H₂ aufgrund des zusätzlichen Strombedarfs für Wasserstoffherstellung höher als im Basisszenario, im Szenario mit Solarstromimport hingegen geringer. In Abschnitt 5.3.1 wurden für das Basisszenario die

Gründe des Absinkens der Stromerzeugung aus Biomasse-KWK im Falle einer Anlagenflexibilisierung erörtert. Dieser Effekt zeigt sich unabhängig von der gewählten Netzausbauvariante in geringerem Ausmaß auch in den Szenarien H₂ und CSP-Import.

Ausbau und Einsatz konventioneller Kraftwerksleistung

Wie im Basisszenario 2050, muss auch in den Szenarien mit Wasserstoffherzeugung und Solarstromimport zusätzliche konventionelle Erzeugungsleistung installiert werden (siehe Abbildung 5-58). In den Varianten KonsNetz und ohne Berücksichtigung zusätzlicher Lastausgleichsoptionen fällt diese in Deutschland in Szenario H₂ mit gut 6 GW am höchsten aus. Für die Szenarien ohne Wasserstoffnutzung im Verkehr ermittelt REMix unabhängig vom Solarstromimport einen Zubau von knapp 5 GW. Die trotz zusätzlichen Lastausgleichsoptionen höheren Gasturbinenleistungen in Szenario H₂ und im Szenario mit CSP-Import stehen im Zusammenhang mit den jeweils zugebauten Wasserstoffspeichern, die im folgenden Unterabschnitt diskutiert werden.

Bei zusätzlichem Netzausbau ergeben sich für das Basisszenario und Szenario H₂ unterschiedliche Tendenzen. Während der Zubau an Gasturbinen in Basisszenario mit erweiterter Netzkapazität zunimmt, ergibt sich in Szenario H₂ ein Rückgang. In beiden Szenarien fällt hingegen bei einem Netzausbau der Bedarf nach Wasserstoffspeichern weg (siehe Abbildung 5-61). Diese Ergebnisse suggerieren, dass im Basisszenario trotz der zusätzlichen Ausgleichsmöglichkeiten des erweiterten Netzes der Wegfall der H₂-Speicher durch weitere Gasturbinen kompensiert werden muss, während dies in Szenario H₂ nicht der Fall ist.

Die KWK-Flexibilisierung reduziert in Szenario H₂ und konservativem Netzausbau den Zubau von GT in Deutschland um knapp 800 MW. Die zusätzliche Nutzung des Lastmanagements senkt den Zubau um weitere 400 MW. In der Variante mit CSP-Import wirkt sich die KWK-Flexibilisierung mit einem Rückgang des GT-Zubaus um gut 1 GW aus. Steht darüber hinaus auch Lastmanagement zur Verfügung sinkt die Installation von Gasturbinen deutlich um weitere 3 GW auf lediglich 500 MW.

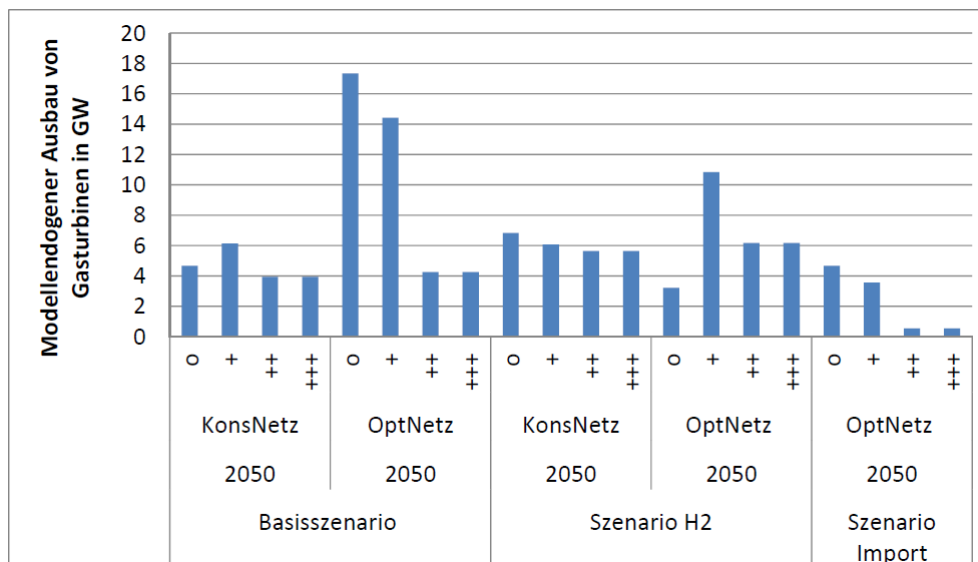


Abbildung 5-58: Modellendogener Ausbau von Gasturbinen in Deutschland für die betrachteten Szenarien im Jahr 2050

Im Szenario H₂ für 2050 mit modellendogenem Netzausbau (OptNetz) geht mit der KWK-Flexibilisierung ein deutlicher Anstieg der installierten GT-Leistung von gut 3 GW auf fast 11 GW einher. Das Lastmanagement wirkt sich gegensätzlich aus, und senkt den GT-Zubau

auf gut 6 GW.¹² Unter Berücksichtigung aller Flexibilitätsoptionen liegt die in Deutschland zusätzlich installierte GT-Leistung in Szenario H₂ um etwa 2 GW höher als im Basisszenario. Dies gilt für beide hier betrachteten Netzausbauvarianten. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die in Szenario H₂ modellendogen zugebauten Übertragungsleistungen aus Deutschland in die Nachbarstaaten um 6 GW geringer ausfallen als im Basisszenario. Daraus lässt sich ableiten, dass die Wasserstofferzeugung für den Verkehrssektor mehr gesicherte Leistung zur Verfügung stellt als die Ladesteuerung der zusätzlichen Elektrofahrzeuge im Basisszenario. Der zusätzliche Strombedarf im Szenario H₂ erfordert nicht nur die Installation zusätzlicher EE-Erzeugungsleistung, sondern bewirkt auch eine höhere Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken. Aus Abbildung 5-59 geht hervor, dass in erster Linie die Stromerzeugung in GuD-Kraftwerken deutlich höher ausfällt: sie ist im Szenario H₂ unabhängig vom Netzausbau etwa dreimal so hoch wie im Basisszenario. Auch bei den Steinkohlekraftwerken und der Müllverbrennung ergeben sich Zuwächse zwischen 25 % und 60 %. Im Solarstromimport-Szenario sinkt hingegen die Stromerzeugung in allen konventionellen Kraftwerken. Besonders hoch ist der Rückgang bei den GuD-Anlagen, deren Stromerzeugung um ein Drittel reduziert wird.

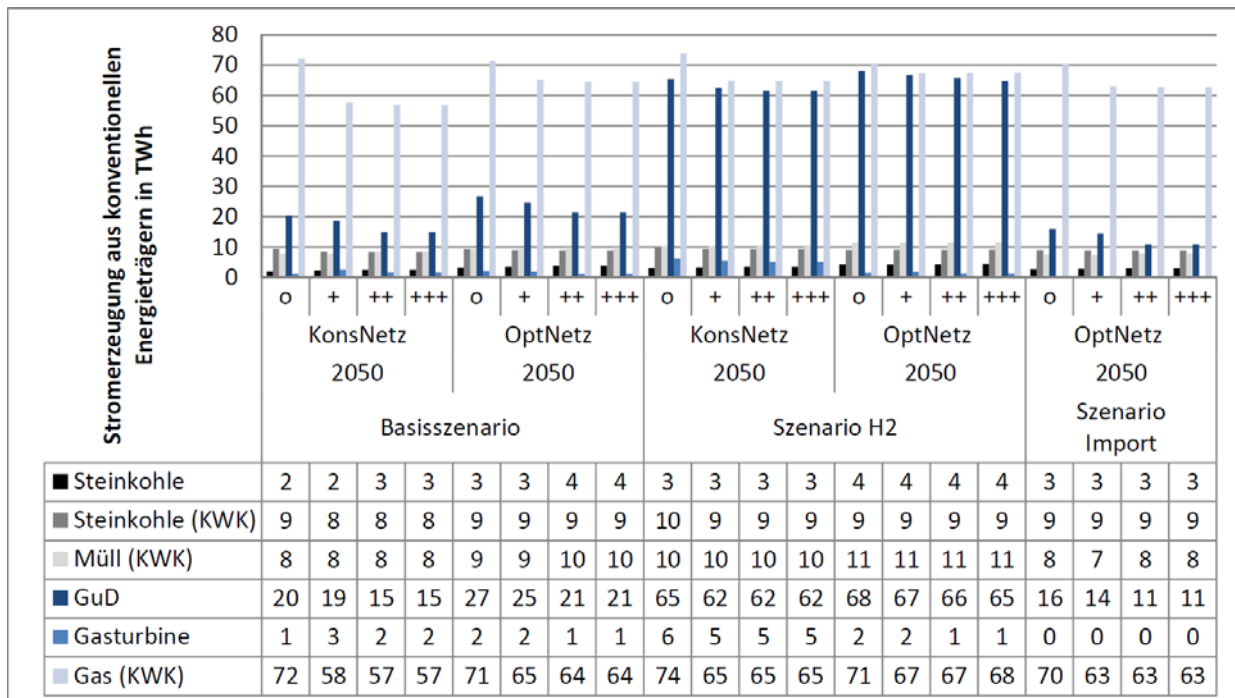


Abbildung 5-59: Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern in Deutschland für die betrachteten Szenarien im Jahr 2050

In der Auswirkung der zusätzlichen Flexibilitätsoptionen ergeben sich keine grundlegenden Unterschiede zwischen Szenario H₂ und Basisszenario. Die KWK-Flexibilisierung bewirkt einen Rückgang der KWK-Stromerzeugung um bis zu 30%, der sich bei zusätzlicher Berücksichtigung des Lastmanagements bei Gas- und Kohle-KWK geringfügig verstärkt, und bei Müllheizkraftwerken umkehrt. Die Stromerzeugung in reinen Kondensationskraftwerken geht durch die weiteren Flexibilitätsoptionen in der Summe ebenfalls zurück, wobei es unabhängig vom Szenario

¹² Dieser Effekt ergibt sich vermutlich aus der Tatsache, dass der europaweite Lauf der modellendogenen Netzausbauvariante des Szenarios H₂ aus Rechenzeitgründen in zweistündiger zeitlicher Auflösung gerechnet wurde. Daraus ergibt sich eine Glättung der extremen Spitzen in der Residuallast und folglich ein geringerer Bedarf zusätzlich installierter Leistung.

rio eine leichte Verschiebung von den Gas- zu Kohlekraftwerken gibt. Beide Effekte treten in Szenario H₂ – wie auch der Rückgang der EE-Abregelung – leicht abgeschwächt auf.

Im Szenario mit Solarstromimport sind die Auswirkungen der zusätzlichen Flexibilität auf die konventionelle Stromerzeugung in ihrer Tendenz entsprechend dem Basisszenario; der Rückgang fällt jedoch etwas weniger stark aus. Dies ist konsistent mit dem etwas geringeren Rückgang der EE-Abregelung, der durch die zusätzlichen Ausgleichsoptionen im Solarstromimport-Szenario erreicht werden kann.

Die Unterschiede in der erzeugten Elektrizität zwischen den Szenarien schlagen sich auch in den Volllaststunden der verschiedenen konventionellen Erzeugungstechnologien nieder (vgl. Abbildung 5-60). Diese liegen in Szenario H₂ fast durchgehend höher als im Basisszenario. Im Gegensatz dazu bewirken die Solarstromimporte eine deutliche Reduktion der Kraftwerksauslastung. Die Begünstigung der Kohlekraftwerke auf Kosten der Gaskraftwerke verursacht durch die Einführung weiterer Flexibilitätsoptionen schlägt sich in allen Varianten nieder. Dieser Effekt wirkt sich in den Szenarien ohne Wasserstoffherzeugung und Netzausbau am stärksten aus.

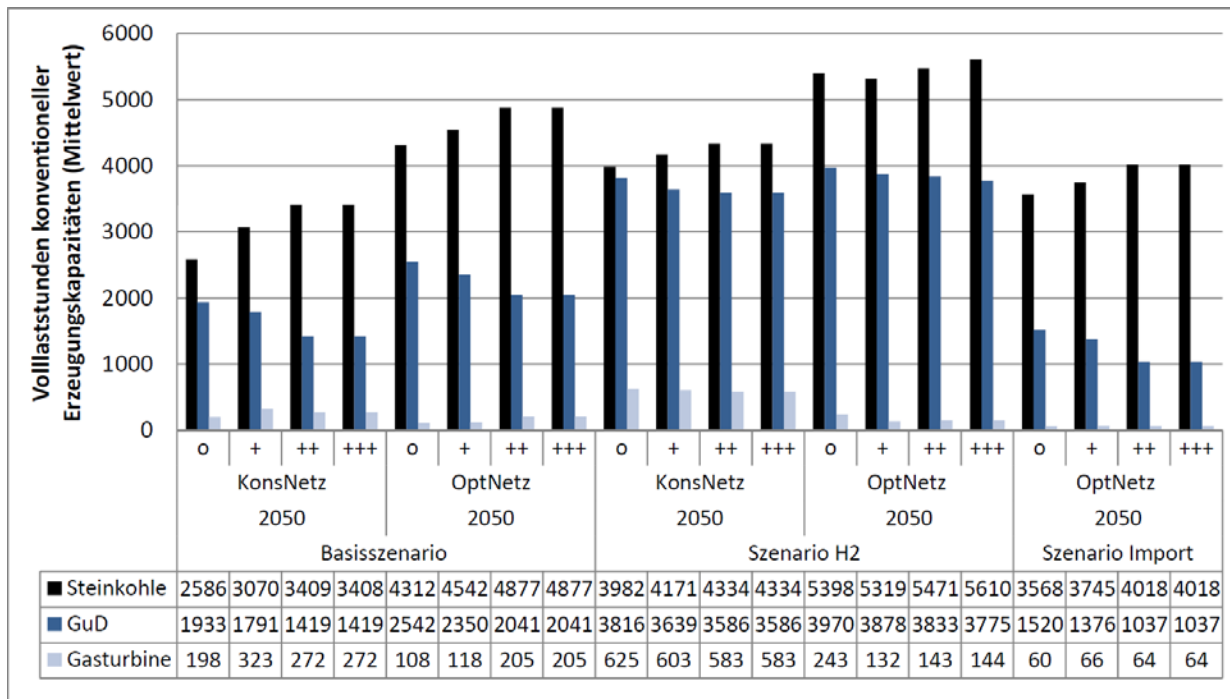


Abbildung 5-60: Mittelwert der Volllaststunden konventioneller Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland für die betrachteten Szenarien im Jahr 2050

Ausbau und Einsatz von elektrischen Energiespeichern

Ein Zubau von Stromspeichern in Deutschland erfolgt nur in den Szenariovarianten ohne modellendogene Erweiterung des DC-Übertragungsnetzes (OptNetz). Wie im Basisszenario werden auch in Szenario H₂ in großem Umfang Wasserstoffspeicher in Deutschland installiert (siehe Abbildung 5-61). Die Konverterleistung fällt dabei jedoch nur etwa halb so groß aus. Dies muss jedoch in Relation mit dem in vorherigen Abschnitt diskutierten Zubau an konventioneller Erzeugungsleistung gesehen werden. Im Falle eines geringen Netzausbaus werden Gasturbinen sowohl im Szenario H₂ als auch im Basisszenario mit einer Leistung von mehreren GW zugebaut (siehe Abbildung 5-58). Addiert man die von Gasturbinen und Wasserstoffspeichern gemeinsam zur Verfügung stehende gesicherte Leistung, so ergibt sich, dass diese im Szenario H₂ und im Szenario Import geringer ausfällt als im Basisszenario. Bei Voraussetzung

eines teilweise wasserstoffbasierten Verkehrssystems erweist sich die Installation von Gasturbinen folglich günstiger als die Nutzung weiterer Wasserstoffspeicher. Anders als im Basisszenario bewirkt die KWK-Flexibilisierung statt einem Rückgang einen leichten Anstieg des Speicherszubaus. Dieser ist jedoch weniger ausgeprägt als der gleichzeitige Rückgang der modellendogen zugebauten Gasturbinen. Werden darüber hinaus auch flexible Stromlasten berücksichtigt, sinkt die Leistung der benötigten Speicher um knapp 5%.

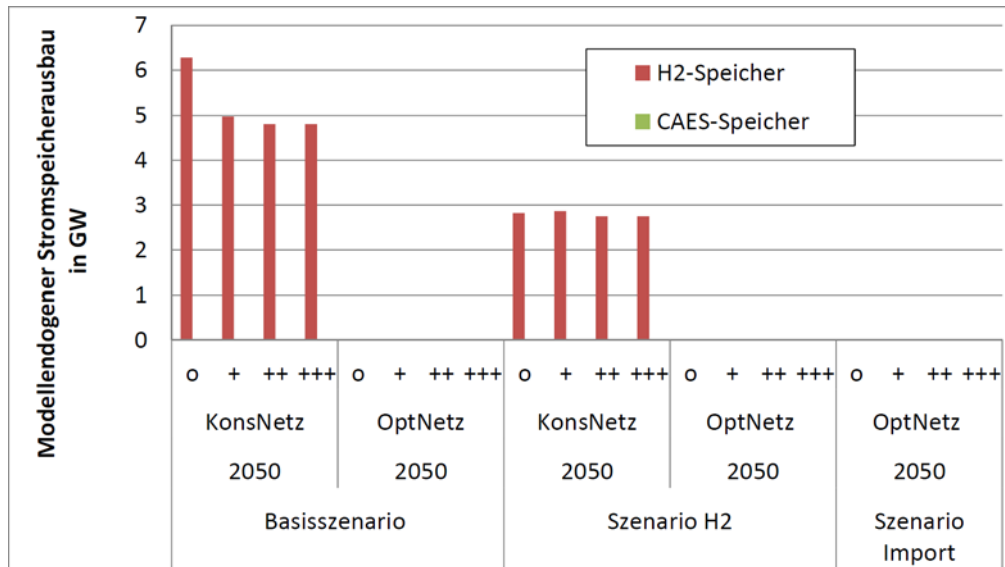


Abbildung 5-61: Modellendogener Ausbau der Stromspeicherkapazitäten in Deutschland für die betrachteten Szenarien im Jahr 2050

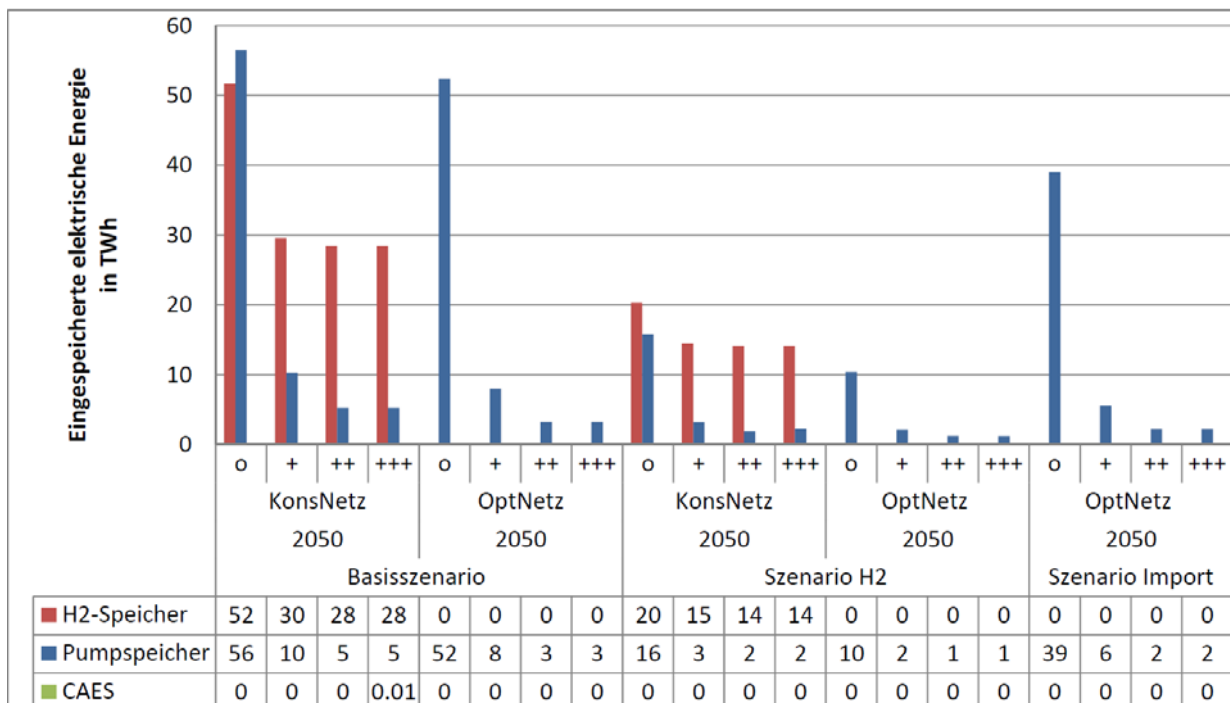


Abbildung 5-62: In den Stromspeichern in Deutschland zwischengespeicherte elektrische Energie für die betrachteten Szenarien im Jahr 2050

Die Auslastung der Wasserstoffspeicher ist im Szenario H₂ etwas geringer als im Basisszenario (siehe Abbildung 5-62). Sie wird durch die KWK-Flexibilisierung um gut 10% gesenkt, und durch das Lastmanagement wieder leicht erhöht.

Auffällig ist der in Szenario H₂ deutlich geringere Einsatz der Pumpspeicher. Diese kommen bei geringem Netzausbau auf nur noch 85 Volllaststunden pro Jahr, bei umfangreichem Netzausbau sogar nur auf etwa 50, im Vergleich zu 260 bzw. 208 Stunden im Basisszenario 2050. Wird dem System durch Wärmespeicher oder Lastmanagement zusätzliche Flexibilität zugeführt, sinken die Volllaststunden noch einmal deutlich. Auch im Solarstromimport-Szenario sind die Pumpspeichervolllaststunden geringer als im Basisszenario; sie liegen jedoch mehr als drei Mal so hoch wie in Szenario H₂ mit erweitertem Netzausbau. Die in Abschnitt 5.3.1 diskutierten deutlichen Auswirkungen der weiteren Ausgleichsoptionen auf den Pumpspeichereinsatz zeigen sich auch beim Szenario mit Solarstromimport.

Einsatz der KWK-Anlagen und Wärmepumpen

Die KWK-Stromerzeugung ist bei beschränktem Netzausbau in Szenario H₂ unabhängig von den verfügbaren Lastausgleichsoptionen höher als im Basisszenario (siehe Abbildung 5-63). Dabei sind es vor allem die Müllverbrennungsanlagen, die zur Deckung des zusätzlichen Bedarfs für die Wasserstoffherzeugung beitragen. Die Volllaststunden steigen von 3800 auf über 5000 pro Jahr. Am geringsten sind die Auswirkungen hingegen bei Kohle- und Gas-KWK, bei denen der Anstieg nur bei etwa 200 Stunden liegt.

In den Szenarien mit modellendogenem Netzausbau liegen nur bei den Biomasse- und Müll-gefeuerten KWK-Anlagen durchweg höhere Volllaststunden im Falle einer Wasserstoffherzeugung vor. Wenn keine zusätzlichen Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen, fällt die Stromerzeugung bei Gas- und Kohle-KWK-Anlagen hingegen im Basisszenario geringfügig höher aus. Die Senkung der KWK-Volllaststunden durch thermische Speicher und Lastmanagement ist in Szenario H₂ verhältnismäßig gering. Daraus ergeben sich im Vergleich zum Basisszenario höhere Volllaststunden auch für Kohle- und Gas-KWK-Anlagen.

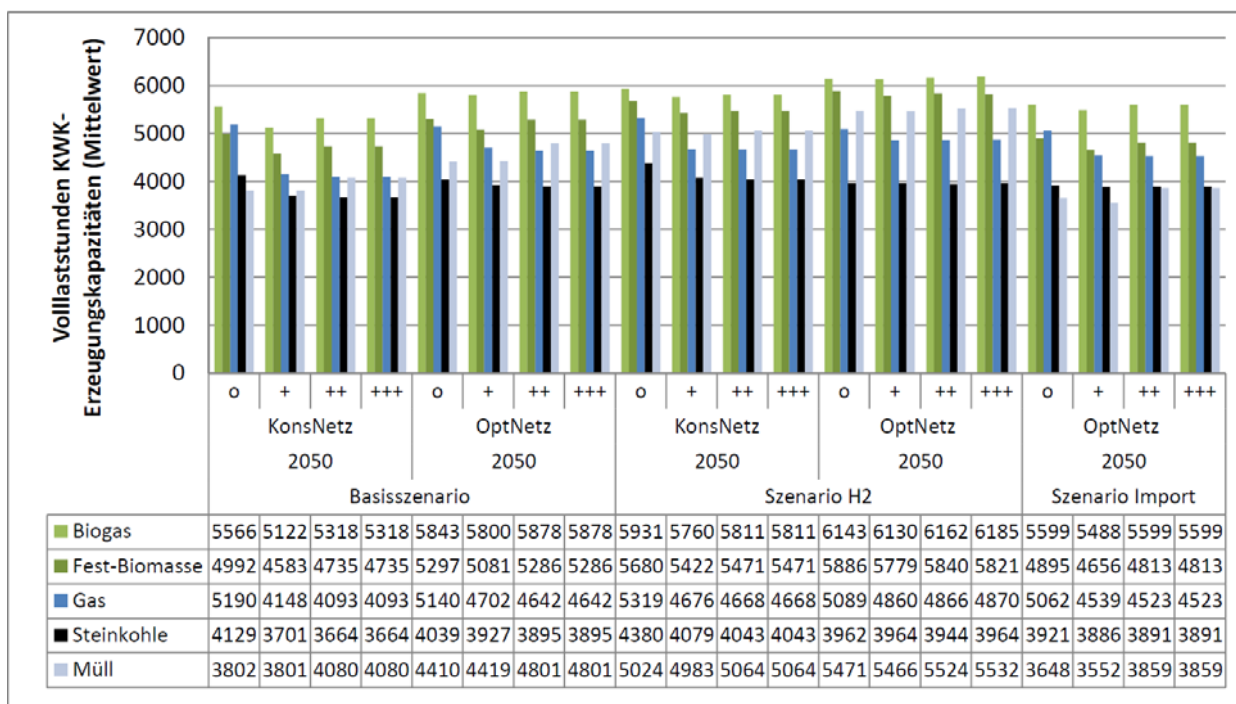


Abbildung 5-63: Mittelwert der elektrischen Volllaststunden der KWK-Stromerzeugung in Deutschland für die betrachteten Szenarien im Jahr 2050

Im Szenario mit CSP-Import ist die KWK-Stromerzeugung fast durchweg geringer als in allen anderen Varianten. Die deutlichsten Unterschiede ergeben sich bei den CO₂-intensiven Brennstoffen Kohle und Müll.

Durch den Einsatz thermischer Speicher geht die KWK-Stromerzeugung in allen Szenarien zurück. Dies steht im Zusammenhang mit der Reduktion der EE-Abregelung durch die erhöhte Systemflexibilität. Aufgrund der geringeren installierten Leistung fluktuierender EE sind die Auswirkungen im Szenario mit CSP-Import am geringsten. Wie auch im Basisszenario erhöht die zusätzliche Ausgleichsoption des Lastmanagements die KWK-Volllaststunden geringfügig. Einzige Ausnahme sind erneut die gasgefeuerten KWK-Anlagen. Der Einsatz der elektrischen Boiler in KWK-Systemen ist in beiden Netzausbauvarianten in Szenario H₂ geringer als im Basisszenario (vgl. Abbildung 5-64). Durch die zusätzliche Flexibilität der Wasserstoffherzeugung sinkt er um nahezu die Hälfte.

Im Szenario mit CSP-Import ist der Strombedarf der elektrischen Boiler deutlich geringer als im Basisszenario ohne erweiterten Netzausbau, jedoch etwas höher als im Basisszenario mit Netzausbau. Dies ergibt sich daraus, dass der modellendogen erfolgte Netzausbau im Import-Szenario innerhalb Deutschlands um 30 %, und an den Kuppelstellen in die Nachbarländer um 15 % geringer ausfällt. In allen Varianten ergibt sich ein marginaler Rückgang des Elektroboiler-Einsatzes bei der zusätzlichen Verfügbarkeit von Lastmanagement.

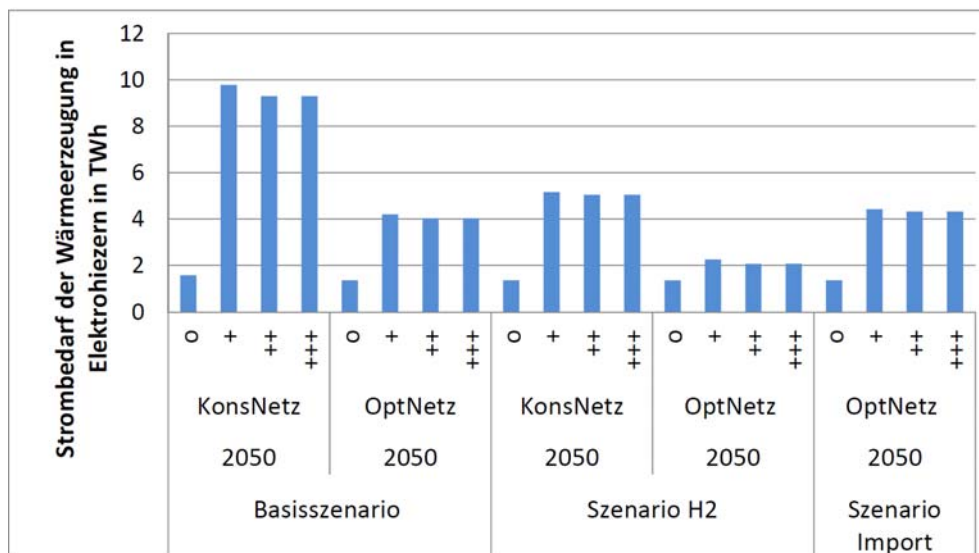


Abbildung 5-64: Strombedarf der Wärmebereitstellung in elektrischen Boilern in Deutschland für die betrachteten Szenarien im Jahr 2050 in TWh *)

*) In den mit „o“ bezeichneten Rechnungen sind nur die Spitzenkessel der Wärmepumpen enthalten, in allen anderen auch die Elektroheizer in KWK-Systemen

Der intensivere Einsatz der KWK und die geringere Nutzung der elektrischen Boiler spiegeln sich auch in der Wärmeversorgungsstruktur der KWK-Systeme wieder. Wie die Abbildung 5-65 und Abbildung 5-66 für Szenario H₂ ohne erweiterten Netzausbau zeigen, ist bei Berücksichtigung der zusätzlichen Flexibilitätsoptionen der Anteil der KWK an der Wärmeversorgung für alle Technologien höher als im Basisszenario (vergleiche Abbildung 5-37 und Abbildung 5-38). Dies ist unabhängig sowohl vom genutzten Brennstoff, als auch vom Verbrauchersektor. Die Steigerung des Versorgungsanteils erfolgt vor allem auf Kosten der elektrischen Boiler, aber auch der konventionellen Spitzenlastkessel. Da auch die Nutzung der thermischen Speicher zurückgeht,

lässt sich folgern, dass die höheren Versorgungsanteile der KWK in erster Linie auf den zusätzlichen Strombedarf der Wasserstoffherzeugung zurückzuführen sind.

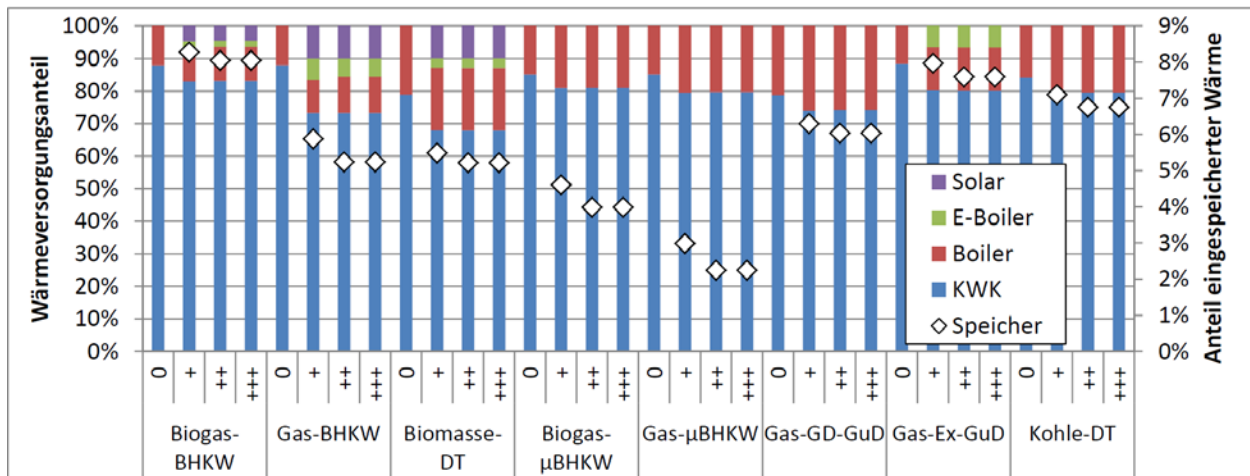


Abbildung 5-65: Wärmebereitstellung in Wärmenetzen und Gebäude-KWK 2050 in Deutschland im Szenario H₂, Netzvariante KonsNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)

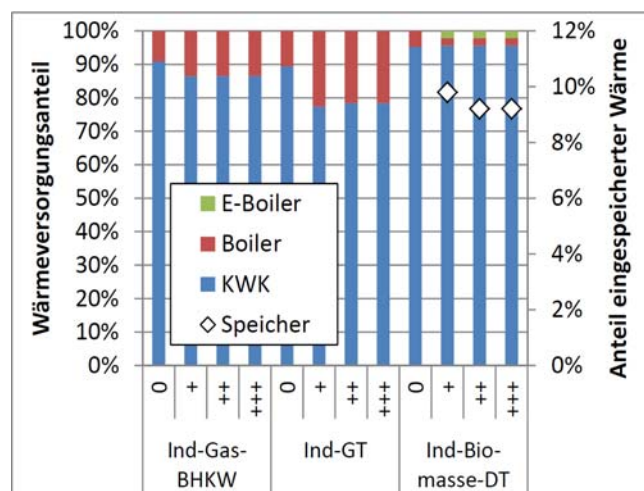


Abbildung 5-66: Wärmebereitstellung in industriellen KWK-Systemen 2050 in Deutschland im Szenario H₂, Netzvariante KonsNetz: Wärmeversorgungsanteile (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)

Die Wärmeversorgungsanteile der Wärmepumpen und der ihnen zugeordneten elektrischen Spitzenkessel sind in Szenario H₂ identisch zum Basisszenario (vergleiche Abbildung 5-67 und Abbildung 5-45).

Auch beim Einsatz thermischer Speicher zur Entkopplung von Wärmeerzeugung und Wärmeeinsatz zeigen sich in den Varianten + mit flexibilisierten KWK-Anlagen und Wärmepumpen keine Unterschiede zwischen beiden Szenarien. Wird darüber hinaus das Lastmanagement berücksichtigt, ergibt sich in Szenario H₂ aufgrund der im Vergleich zur Elektromobilität höheren Flexibilität der Elektrolyseure ein stärkerer Rückgang der Wärmespeichernutzung als im Basisszenario (siehe Abbildung 5-67).

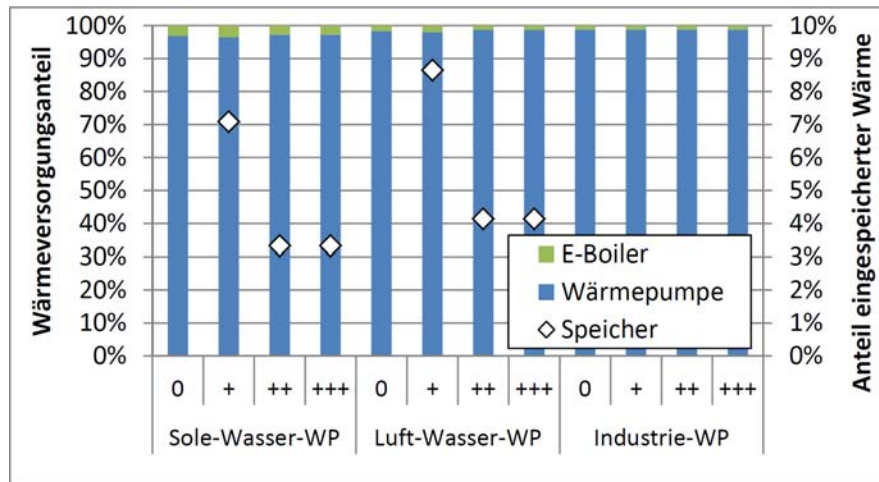


Abbildung 5-67: Wärmebereitstellung in Wärmepumpensystemen 2050 in Deutschland im Szenario H₂, Netzvariante KonsNetz: Aufteilung nach Technologien (linke Skala) und Anteil der zwischengespeicherten Wärme (rechte Skala)

Einsatz des Lastmanagements

Der Einsatz des Lastmanagements fällt in den Szenarien mit Wasserstofferzeugung und Solarstromimport geringer aus, als im Basisszenario (siehe Abbildung 5-68). Besonders deutlich ist der Rückgang in Szenario H₂. Sowohl bei konservativem als auch bei weitergehendem Netzausbau ist die verschobene Energiemenge um die Hälfte niedriger als im Basisszenario. Sie liegt bei 1,5 TWh bzw. 1,3 TWh, und damit weniger als 0,3 % des Jahresbedarfs. Im geringeren Einsatz des Lastmanagements zeigt sich erneut die höhere Flexibilität der Wasserstofferzeugung im Vergleich zur Ladesteuerung der Elektrofahrzeuge.

Auch im Szenario mit Solarstromimport werden weniger Lasten verschoben als im Basisszenario. Der Rückgang ist jedoch nicht so stark, wie im Falle der flexibilisierten Wasserstofferzeugung für den Verkehrssektor. Dies impliziert eine vergleichsweise geringere Ausgleichswirkung des Solarstromimports.

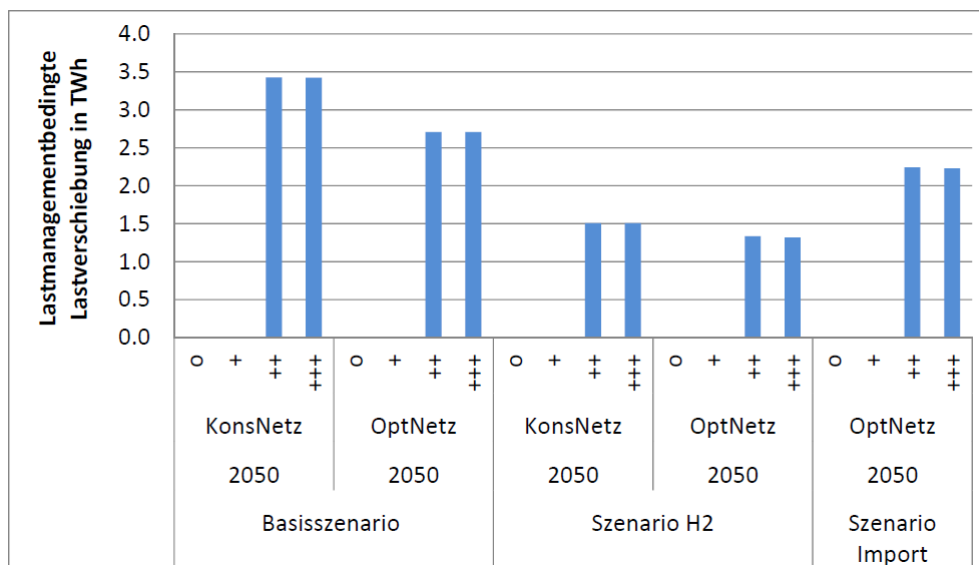


Abbildung 5-68: Durch Lastmanagement in Deutschland pro Jahr zeitlich verschobene und abgeworfene Energie für die betrachteten Szenarien im Jahr 2050

Da in Szenario H₂ deutlich weniger Strombedarf für Elektromobile angenommen wird als im Basisszenario, ist auch die Lastverschiebung durch gesteuertes Laden im Vergleich deutlich geringer (siehe Abbildung 5-69). Es fällt auf, dass die Ladesteuerung um mehr als die Hälfte, also nicht nur in absoluten, sondern auch in relativen Zahlen zurückgeht. Dies ist konsistent mit der höheren Ausgleichswirkung der Wasserstoffherzeugung im Vergleich zur Elektromobilität. Wie das Lastmanagement sinkt auch die Ladesteuerung der Elektromobile durch den Solarstromimport. Mit weniger als 5 % fällt der Rückgang im Vergleich zum Basisszenario jedoch gering aus.

Obwohl keine CAES-Speicher gebaut werden, und sowohl Strom-, als auch Wärmeversorgung identisch sind, ergeben sich in den meisten Szenarien zwischen den Varianten ++ und +++ Unterschiede bei der verschobenen Last. Sie resultieren aus der Vernachlässigung von Kosten der Ladesteuerung von Elektromobilen und wirken sich nicht auf die Gesamtkosten der Versorgung aus. Die Unterschiede entstehen durch die Lastverschiebung zwischen zwei Stunden, in denen jeweils eine Abregelung von EE-Anlagen erfolgt. Diese erzeugt weder Kosten, noch wirkt sie sich auf den Kraftwerkseinsatz aus, sondern ändert lediglich den Zeitpunkt der Abregelung.

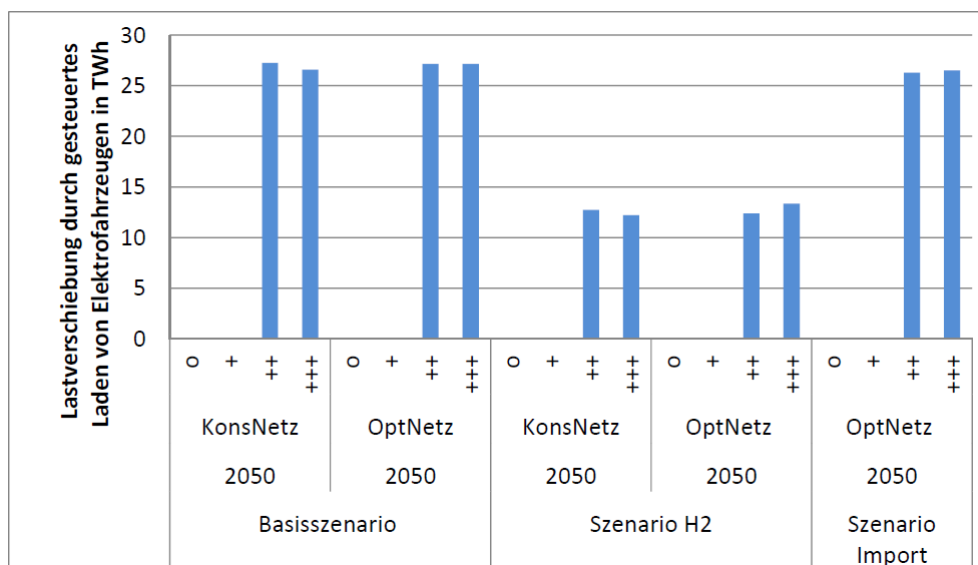


Abbildung 5-69: Durch gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen in Deutschland pro Jahr zeitlich verschobene und abgeworfene Energie für die betrachteten Szenarien im Jahr 2050

6 Schlussfolgerungen im Hinblick auf Rahmenbedingungen für den Strukturwandel

Die im Rahmen des Projekts durchgeführten Simulationen mit dem erweiterten REMix-Modell demonstrieren in erster Linie die Funktionalität des Modells zur Beantwortung der Fragen nach den Perspektiven unterschiedlicher Lastausgleichsoptionen in Stromversorgungen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Unter der Voraussetzung zahlreicher Annahmen und Prämissen zur weiteren technisch-strukturellen Entwicklung der Energiesysteme entsprechend der Ziele des Klimaschutzes und der Energiewende können so eine Vielzahl von Szenarienvarianten in konsistenter Weise untersucht und nach den Parametern Versorgungskosten, Abregelung von Leistungsüberschüssen, Bedarf an Speichern und zusätzlicher gesicherter Leistung zur Deckung von Residuallasten bewertet werden. Insbesondere die modelltechnische Integration der Flexibilisierung von KWK-Anlagen mit Wärmespeichern und der unterschiedlichen Optionen der Lastverschiebung haben die Komplexität des Modells wie auch des Optimierungsproblems deutlich vergrößert. Das Modell hat nun die Möglichkeit nicht nur für Deutschland und einzelne Regionen, sondern auch für Gesamteuropa oder einzelne europäische Länder die Fragen nach Möglichkeiten und Aufwendungen unterschiedlicher Infrastrukturentwicklungen aus der volkswirtschaftlichen Perspektive zu beleuchten.

Die Ergebnisse der hier exemplarisch untersuchten Szenarienvarianten lassen bereits zahlreiche Schlussfolgerungen zum Einsatz einzelner Technologieoptionen zu. Die in den Szenarien angenommenen installierten, elektrischen Leistungen werden vom Modell teilweise durch zusätzliche Erzeugungs-, Übertragungs- oder Speicherkapazität ergänzt. Diese erweisen sich teilweise als Substitute, deren Integration stark von den gesetzten Rahmenbedingungen abhängen.

Unter der Annahme eines konservativen Netzausbauszenarios werden in den Jahren 2020 und 2030 des Basisszenarios keine Langzeitspeicher zugebaut. Da ohne die Verfügbarkeit der zusätzlichen Ausgleichsoptionen der thermischen Speicherung und des Lastmanagements die in den Szenarien vorgesehene Kraftwerksleistung nicht in allen Stunden des Jahres zur Deckung der residualen Spitzenlast ausreicht, werden europaweit im Vergleich zu den Szenarienannahmen in Kapitel 2.2 im Jahr 2020 knapp 7 GW und im Jahr 2030 gut 30 GW zusätzliche Gasturbinen benötigt.

Ein wesentlich umfangreicherer Zubau von Erzeugungs-, Übertragungs- und Speicherkapazitäten ergibt sich in den Szenarien für das Jahr 2050. Wie groß dieser ausfällt, und ob er sich auf Gasturbinen oder Wasserstoffspeicher fokussiert, hängt vom Wasserstoffeinsatz im Verkehr und der Möglichkeit eines weiteren Netzausbaus ab. Ist der Netzausbau begrenzt, so werden für die Strombereitstellung während längerer Windflauten in verschiedenen Ländern Europas Wasserstoffspeicher mit einer Konverterleistung von über 14 GW benötigt. Zwei Drittel davon werden in Deutschland gebaut, was auch auf den angenommenen höheren EE-Ausbau im Vergleich zu den europäischen Ländern zurückzuführen ist. Für die Bereitstellung residualer Spitzenlasten werden darüber hinaus europaweit bis zu 90 GW Gasturbinenleistung errichtet, davon knapp 5 GW in Deutschland. Können die Netzübertragungsleistungen zwischen den Modellregionen erweitert werden, fällt der Ausbau der Wasserstoffspeicher weg. Bei höherem Netzausbau kann die residuale Spitzenlast günstiger durch zusätzliche Gasturbinen als durch zusätzliche Wasserstoffspeicher gedeckt werden. Dadurch sinken die Verluste und folglich die Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken. Langzeitspeicher und Netzausbau sind also Substitute, wobei sich der Netzausbau in der ökonomischen Optimierung auch unter Voraus-

setzung von ausschließlich Erdkabeln als günstiger erweist. In den Szenarien mit Wasserstoffnutzung im Verkehr, sowie CSP-Import fallen die benötigten Gasturbinen- und Speicherleistungen geringer aus, da beide Optionen erhebliche zusätzliche Flexibilitäten, im einen Fall auf der Last- und im anderen Fall auf der Erzeugungsseite, mit sich bringen.

Durch das zeitliche Verschieben von Lasten – einschließlich der Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen – kann die in Deutschland benötigte Erzeugungskapazität um bis zu 10 GW gesenkt werden. Eine derart große Wirkung entfaltet die Lastflexibilisierung jedoch nur, wenn gleichzeitig ein umfangreicher Netzausbau erfolgt. Bei beschränktem Netzausbau zeigen sich positive Effekte deutlich weniger stark.

Im Gegensatz zum Lastmanagement tragen die thermischen Speicher in KWK- und Wärmepumpensystemen kaum dazu bei, den Bedarf an zusätzlichen Speicher-, Erzeugungs- oder Übertragungskapazitäten zu reduzieren. Wie der Netzausbau führt jedoch auch die KWK-Flexibilisierung dazu, dass die residuale Spitzenlast durch den Ausbau der Gasturbinen und nicht der Wasserstoffspeicher erfolgt.

Auch bei einer Beschränkung auf Strom-zu-Strom-Speicher können unterschiedliche Lösungen zu einer gesicherten Stromversorgung führen. So können beispielsweise Langzeitspeicher in Verbindung mit Gasturbinen einen positiven Lastausgleich ebenso leisten wie eine Kombination aus Langzeit- und Mittelfristspeichern. Allerdings fallen bei einer stärkeren Nutzung konventioneller Leistung die Abregelungen höher aus, da der negative Lastausgleich, also der Abbau von Überschüssen, durch eine geringere gesamte Konverterleistung der Speicheranlagen beschränkt ist.

Neben einer höheren Nutzung der Stromerzeugung fluktuierender EE bewirkt der Lastausgleich allgemein eine Reduktion sowohl der kostentreibenden Leistungsänderungen von Grundlastkraftwerken, als auch des kurzzeitigen Anfahrens von Gaskraftwerken. Als mächtigste Ausgleichsoption erweist sich in den REMix-Rechnungen der Netzausbau. In den Varianten eines umfangreicheren, modellendogenen Netzaubaus können EE-Abregelung und fossile Stromerzeugung in Europa um bis zu 55 TWh und in Deutschland um bis zu 25 TWh gesenkt werden. Der zusätzlich genutzte EE-Strom ersetzt nicht nur die Erzeugung konventioneller Kraftwerke, sondern senkt auch die Kondensationsstromerzeugung in KWK-Anlagen.

Steht kein Netzausbau zur Verfügung, können in Deutschland durch KWK-Flexibilisierung die größten Steigerungen des genutzten EE-Stroms erreicht werden. Im Szenariojahr 2050 belaufen sich diese auf immerhin 15 TWh. Über den Netzausbau und die KWK-Flexibilisierung hinaus können die Elektrolyseure für die Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor einen bedeutenden Beitrag zum Lastausgleich und zur EE-Integration liefern. Lastmanagement und Ladesteuerung von Elektromobilen wirken sich in den REMix-Simulationen weniger stark auf die Absenkung der EE-Abregelung aus. Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass dieses in den Rechnungen nur in Kombination mit der sehr wirkungsvollen Flexibilisierung des Wärmemarktes in Betracht gezogen wird.

Die REMix-Rechnungen erlauben eine erste Abschätzung hinsichtlich der Perspektiven der Lastverschiebungsoptionen. Es zeigt sich, dass die Last überwiegend in den Morgen- und Abendstunden abgesenkt, und in den Nacht- und Mittagsstunden erhöht wird. Dies ist einerseits mit dem Lastprofil, und andererseits mit dem Einspeiseprofil der PV korreliert. Es lassen sich keine klaren saisonalen Effekte im Einsatz des Lastmanagements beobachten. Welche Art verschiebbarer Verbraucher für diesen Einsatz am besten geeignet ist, lässt sich aus den Ergebnissen nur bedingt ableiten. Da Kosten nur für die Nutzung, nicht aber für die Erschließung und Bereithaltung der Lastmanagementpotenziale in die Rechnungen eingeflossen sind, wer-

den bevorzugt solche Verbraucher mit geringen variablen Kosten abgefragt. In folgenden Untersuchungen sollte diese Lücke geschlossen, und die Auswirkung der Investitionskosten näher untersucht werden.

Der Bedarf nach Kurzzeitspeichern oder Lastmanagement mit Verschiebedauern von einigen Stunden ist für spätere Szenariojahre und höhere PV-Anteile ansteigend. Werden keine weiteren Ausgleichsoptionen in Betracht gezogen, wirkt sich dies vor allem auf die Pumpspeicherkraftwerke aus – in Deutschland verdoppelt sich die Nutzung zwischen den Szenariojahren 2020 und 2050. Dieser Steigerung wirken sämtliche betrachtete Ausgleichsoptionen entgegen. Vor allem mit der Berücksichtigung des Lastmanagements und der Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen geht der Einsatz der Pumpspeicher deutlich zurück. Dies ergibt sich im Modell aus dem höheren Wirkungsgrad der Lastverschiebung.

Durch die Bereitstellung zusätzlicher Flexibilität in Form von thermischen Speichern und elektrischen Boilern wandelt sich die Wärmeversorgung in KWK-Systemen: je nach Szenario, Jahr und Technologie steuern die elektrischen Boiler bis zu 15 % der Wärme bei. Mit dem angenommenen Ausbau von Wärmespeichern werden im Laufe des Jahres zwischen 2 % und 17 % des Bedarfs zwischengespeichert. Unter Voraussetzung eines weiteren Netzausbaus, einer flexibilisierten Wasserstofferzeugung für den Verkehr und in geringerem Maße auch Lastmanagement wird der Einsatz der Elektroboiler um bis zu 75 % reduziert. Die Wasserstofferzeugung für den Verkehrssektor reduziert auch den Einsatz der Lastverschiebung, und zwar in stärkerem Ausmaß als der Netzausbau. Der Solarstromimport wirkt sich hingegen in nur geringem Ausmaß auf die Lastverschiebung aus.

Insgesamt wird deutlich, dass der Netzausbau und die Voraussetzung einer flexibilisierten Infrastruktur für die Versorgung des Verkehrs mit synthetischen Kraftstoffen wesentliche Randbedingungen für den Einsatz und die Perspektiven weiterer Lastausgleichsoptionen und hierbei insbesondere der Stromspeicher darstellen. Wird ein optimistisches Netzausbauszenario angenommen, sind keine Langzeitspeicher wie die chemische Speicherung von Strom als Wasserstoff volkswirtschaftlich günstig und auch der Einsatz an Pumpspeichern geht zurück. Wird eine Wasserstoffinfrastruktur an Tankstellen, sowie eine Flexibilisierung von Lasten und KWK-Stromerzeugung vorausgesetzt besteht kein Bedarf mehr an Mittelfristspeichern wie Druckluftspeicher und voraussichtlich auch ein stark reduzierter Bedarf an Kurzfristspeichern wie Pumpspeicher. Hier sind weitere Forschungsarbeiten notwendig, um auch unter anderen Rahmenannahmen bezüglich der Erzeugungsinfrastruktur und der Technologiekosten robuste Ergebnisse zu erzielen.

Weiterer Forschungsbedarf wird insbesondere hinsichtlich der Berücksichtigung von Investitionskosten bei den Infrastrukturen der Lastverschiebeoptionen gesehen, damit hier ein detaillierter Einblick in deren Wirtschaftlichkeit gewonnen werden kann. Auch die technischen und strukturellen Optionen für eine kostenoptimale Auslegung von Wärmeversorgungssystemen mit KWK, thermischen Speichern und elektrischen Boilern sollten im Hinblick auf die Anforderungen des Lastausgleichs vertiefend untersucht werden. Aufgrund des starken Einflusses der Annahmen zum Netzausbau sollten Verbesserungen bei der Abbildung der regional unterschiedlichen Kosten des Stromtransports sowie bei der Berücksichtigung von Netzrestriktionen erreicht werden. Erst damit kann eine umfassende Bewertung der Netzentlastung und Reduktion von Abregelungen durch Ausgleichsoptionen und insbesondere durch die Stromnutzung im Wärmesektor durchgeführt werden. Auf der europäischen Ebene besteht Forschungsbedarf bezüglich der weiteren regionalen und sektoralen Differenzierung von Entwicklungspfaden und Kosten

einzelner Technologien und hierbei im Kontext der Studie gerade bei der Bewertung von Solarthermiefähigkeiten und Biomasseressourcen für den Wärmesektor.

7 Literatur

- Adamnek, F.; Rotering, N.; Sauer, D.; Sterner, M.; Wellßow, W.; Aundrup, T.; Glaunsinger, W.; Kleimaier, M.; Landinger, H.; Leuthold, M.; Lunz, B.; Moser, A.; Pluntke, H.; Pape, C. 2012. Energiespeicher für die Energiewende: Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050, VDE-Studie. VDE-ETG, Frankfurt a.M.
- AGEB, 2011. Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2010 nach Energieträgern. <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65>. Stand 4.11.2011.
- AGEE-Stat, 2011. Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat).
- AGEE-Stat, 2013. Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat).
- Agentur für Erneuerbare Energien (AEE), 2010. Strom speichern. Renewes Spezial.
- Bertoldi, P., Atanasiu, B., 2009. Electricity Consumption and Efficiency Trends in the European Union - Status Report 2009. Joint Research Center, Institute for Energy, Ispra.
- BMWi, 2011. Energiedaten - Zahlen und Fakten. Nationale und internationale Entwicklung. Fassung vom 07.12.2011. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- BMWi, 2012. Energiedaten, Gesamtausgabe. Fassung vom 25.01.2012. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- BMWi, 2013. Energiedaten - Zahlen und Fakten. Nationale und internationale Entwicklung. Fassung vom 20.08.2013. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- Bompard, E., Fulli, G., Ardelean, M., Masera, M., 2014. EC JRC-IET. Power and Energy Magazine, IEEE 12, 40–50.
- Chen, H., Cong, T.N., Yang, W., Tan, C., Li, Y., Ding, Y., 2009. Progress in electrical energy storage system: A critical review. Progress in Natural Science 19, 291–312.
- Connolly, D., 2010. A review of energy storage technologies for the integration of fluctuating renewable energy. thesis submitted to the University of Limerick.
- Czisch, G., 2005. Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung: kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien.
- Dena, 2008. Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Deutsche Energieagentur (Dena).
- Dena, 2005. dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025. Deutsche Energieagentur (Dena).
- Dena, 2005. dena-Netzstudie I. Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Deutsche Energieagentur (Dena).
- Dena, 2012. dena-Verteilnetzstudie. Ausbau - und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland 2030. Deutsche Energieagentur (Dena).
- DGS, 2011. Die Daten der EnergyMap zum Download. Online: <http://energymap.info/download.html>. Stand 13.11.2011. Deutsche Gesellschaft für Solarenergie (DGS).
- DOE, 2006. Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for achieving them. United States Department of Energy (DOE), Washington DC.
- Dörnemann, D. C., Glaunsinger W., Hanson J., Jürgens C., Kirchner M., Kleimaier M., Kuschke M., Koch H., Pokojski M., Schomberg A., Strunz K., Tausend W., Weiland K., Wendt F.; Westermann, 2011. Stromübertragung für den Klimaschutz - Potentiale und Perspektiven einer Kombination von Infrastrukturen. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE).
- Droste-Franke, B., Paal, B.P., Rehtanz, C., Sauer, D.U., Schneider, J.-P., Schreurs, M., Ziesemer, T., 2012. Balancing Renewable Electricity: Energy Storage, Demand Side Management, and Network Extension from an Interdisciplinary Perspective (Ethics of Science and Technology Assessment). Springer.

- EC, 2001a. Reference Document on Best Available Techniques in the Non Ferrous Metals Industries, Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC). European Commission, Brussels.
- EC, 2001b. Reference Document on Best Available Techniques in the Non Ferrous Metals Industries, Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC). European Commission, Brussels.
- EC, 2011. National Renewable Energy Action Plans [No. 09.08.2011]. European Commission, DG Energy.
- EEA, 2010. CORINE land cover raster data, version 13. European Environment Agency (EEA).
- EHPA, 2009. European Heat Pump Statistics, Outlook 2009. European Heat Pump Association (EHPA).
- EHPA, 2010. European Heat Pump Statistics, Outlook 2010. European Heat Pump Association (EHPA).
- EHPA, 2011. European Heat Pump Statistics, Outlook 2011. European Heat Pump Association (EHPA).
- Eikmeier, B., Gabriel, J., Schulz, W., Krewitt, W., Nast, M., 2005. Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz hocheffizienter KWK, einschließlich hocheffizienter Kleinst-KWK, unter Berücksichtigung der sich aus der EU-KWK-RL ergebenden Aspekte. Bremer Energie Institut, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR).
- Eikmeier, B., Klobasa, M., Toro, F., Menzler, G., Klatt, J., Sengebusch, K., Ludewig, H., Schulz, W., Idrissova, F., Reitze, F., 2011. Potenzialerhebung von Kraft-Wärme-Kopplung in Nordrhein-Westfalen. Bremer Energie Institut, Fraunhofer Institut System- und Innovationsforschung (ISI), Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES).
- Enerdata Research Service, 2012. Odyssee database on energy efficiency data and indicators.
- Energiekonzept, 2010. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. BMWi, BMU für die Bundesregierung; Berlin 28.9.2010.
- ENTSO-E, 2012. 10-Year Network Development Plan 2012. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENSTO-E).
- EU, 2009. Verordnung (EG) Nr. 714/2009 vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003. Amtsblatt der Europäischen Union.
- EU-Commission, 2009. "EU energy trends to 2030- Update 2009," European Commission Directorate-General for Energy, Directorate-General Climate Action, Directorate-General Mobility and Transport,, 2009.
- Euro Chlor, 2011. European Chlorine Industry Review 2010/2011. Euro Chlor, Brussels.
- Eurobserv'ER, 2011. Heat Pump Barometer.
- Eurostat, 2011a. Eurostat European Statistics Database. Energy statistics - heating degree-days (nrg_esdgr), Heating degree-days by NUTS 2 regions - monthly data (nrg_esdgr_m).
- Eurostat, 2011b. Table sbs-sc-2d-dfdn02, Manufacturing subsections DF-DN and total manufacturing (NACE rev.1.1 D) broken down by employment size classes - Reference year 2002 and onwards, and table sbs-sc-2d-dade02, Manufacturing subsections DA-DE and total manufacturing (NACE Rev.1.1 D) broken down by employment size classes - Reference year 2002 and onwards. Stand 24.03.2011.
- Eurostat, 2012a. Table sbs-r-nuts03, Regional structural business statistics, SBS data by NUTS 2 regions (NUTS 2006) and NACE Rev. 1.1. Stand 27.06.2012.
- Eurostat, 2012b. Table nama-r-e3em95r2, Branch accounts - ESA95 Employment (in persons) by NUTS 3 regions (NACE Rev. 2). Stand 27.06.2012.
- Eurostat, 2012c. Introduction to the NUTS clas. Stand 12.07.2012.
- Eurostat, 2012d. Section nrg_10: Energy Statistics - Supply, transformation, consumption, dataset nrg_105a. Stand 16.11.2012.
- Eurostat, 2013. Bestand der Fahrzeuge nach Kategorie und NUTS-2-Regionen [tran_r_vehst]. Stand 21.11.2013.
- Feix, O., Obermann, R., Strecker, M., Bartel, A., 2013a. Netzentwicklungsplan Strom 2013: Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

- Feix, O., Obermann, R., Strecker, M., Bartel, A., 2013b. Netzentwicklungsplan Strom 2013: Zweiter Entwurf.
- FERC, 2011. 2010 Assessment of Demand Response and Advanced Metering. Federal Energy Regulation Commission, United States Department of Energy (DOE), Washington DC.
- Frisch, S., Pehnt, M., Otter, P., Nast, M., 2013. Prozesswärme im Marktanreizprogramm (MAP).
- Fuchs, G., Lunz, B., Leuthold, M., Sauer, D.U., 2012. Technology Overview on Electricity Storage. RWTH Aachen- Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA).
- FWS, 2012. Wärmepumpenstatistik. Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz.
- Gallego, F.J., 2009. A population density grid of the European Union. *Population and Environment* 31, 460–73.
- Gentilhomme, P., 2007. World Mining and Metals Yearbook, Zinc, 2007 Edition [No. Réf. 4B/2007/4B/2007/YC/479]. Société de l'Industrie Minérale und BRGM Service des Ressources Minérales, Paris.
- Gils, H.C., 2012. A GIS-based Assessment of the District Heating Potential in Europe, in: 12. Symposium Energieinnovation.
- Gils, H.C., 2014a. Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. *Energy* 67, 1-18.
- Gils, H.C., 2014b. Potential Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage. Dissertation, DLR, im Entwurf.
- Graf, F., Götz, M., Bajohr, S., 2011. Injection of biogas, sng and hydrogen into the gas grid: Potential and limits. *gwf international- European Journal of Gas Technologies, Distribution and Applications* 2, 30–40.
- Grein, A., Pehnt, M., 2011. Load management for refrigeration systems: Potentials and barriers. *Energy Policy* 39, 5598–5608.
- Gutschi, C., Stigler, H., 2008. Potentiale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Österreich, in: Proceedings of the 10th Symposium Energy Innovation. Graz, Austria.
- GZB 2010: Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes – Bestandsaufnahme und Trends, Geothermiezentrum Bochum, März 2010.
- Hartmann, N., Eltrop, L., Bauer, N., Salzer, J., Schwarz, S., Schmidt, M., 2012. Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Zentrum für Energieforschung Stuttgart (zfes).
- Hess, D. (2013), Fernübertragung regelbarer Solarenergie von Nordafrika nach Mitteleuropa, Diplomarbeit Universität Stuttgart und Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR).
- Horn, M., Ziesing, H.-J., Matthes, F.C., Harthan, R., Menzler, G., 2007. Ermittlung der Potenziale für die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erzielbaren Minderung der CO₂-Emissionen einschließlich Bewertung der Kosten (Verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung). Umweltbundesamt.
- IEA, 2009a. Energy Balances of Non-OECD Countries, 2009 edition. International Energy Agency (IEA).
- IEA, 2009b. Energy Balances of OECD Countries, 2009 edition. International Energy Agency (IEA).
- IEA, 2012. World Energy Outlook 2012. OECD Publishing.
- INVESTIRE, 2003. Investigations on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D strategy.
- Kirchner, A., Ziesing, D.H.-J., Matthes, F.C., Schlesinger, M., Weinmann, B., Hofer, P., Rits, V., Wunsch, M., Koepp, M., Kemper, L., Zweers, U., Straßburg, S., Busche, J., Graichen, V., Zimmer, W., Hermann, H., Penninger, G., Mohr, L., 2009. Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Prognos AG, Öko-Institut.
- Klobasa, M., 2009. Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, ISI-Schriftenreihe Innovationspotenziale. Fraunhofer RB-Verl., Stuttgart.
- Koreneff, G., Ruska, M., Kiviluoma, J., Shemeikka, J., Lemström, B., Alanen, R., Koljonen, T., 2009. Future development trends in electricity demand, Research Notes 2470. VTT Tiedotteita.

- Kostková, K., Omelina, L., Kycina, P., Jamrich, P., 2013. An introduction to load management. *Electric Power Systems Research* 95, 184–191.
- Kreith, F., 2007. *Energy Management and Conservation Handbook*. CRC Press.
- Leonhard, W., Bünger, U., Crotogino, F., Gatzen, C., Glausinger, W., Hübner, S., Kleimaier, M., Könemund, M., Landinger, H., Lebioda, T., Sauer, D.U., Weber, H., Wenzel, A., Wolf, E., Woyke, W., Zunft, S., 2009. *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger: Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf (Gesamttext)*. VDE, Frankfurt am Main.
- Letschert, V.E., McNeil, M.A., 2009. Material World: forecasting household appliance ownership in a growing global economy, in: *Proceedings ECEEE 2009 Summer Study*. La Colle sur Lop, pp. 1881–1887.
- Linder, S., Viejo, P., 2009. Spatial analysis of the diffusion of photovoltaic installations in private households in Baden-Württemberg. 3rd ICA Workshop on Geospatial Analysis and Modeling, Gävle, Schweden.
- Luca de Tena, D., 2014. *Large Scale Renewable Power Integration with Electric Vehicles*. Dissertation DLR/Universität Stuttgart, im Entwurf.
- Marquardt, R., Wang, Y., 2013. Modular Multilevel Converter und elektronische DC-Leistungsschalter in zukünftigen vermaschten HVDC-Netzen, in: *ETG-Fachbericht-Internationaler ETG-Kongress 2013–Energieversorgung auf dem Weg nach 2050*. VDE VERLAG GmbH.
- Mathiesen, B.V., Dui, N., Stadler, I., Rizzo, G., Guzovi, Z., 2012. The interaction between intermittent renewable energy and the electricity, heating and transport sectors. *Energy* 48, 2–4.
- Müller, T., Weiss, W., Schnitzer, H., Brunner, C., Begander, U., Themel, O., 2004. *Produzieren mit Sonnenenergie - Potenzialstudie zur thermischen Solarenergienutzung in österreichischen Gewerbe- und Industriebetrieben*, Studie für das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Berichte aus Energie- und Umweltforschung.
- Neupert, U., Euting, T., Kretschmer, T., Notthoff, C., Ruhlig, K., Weimert, B., 2009. *Energiespeicher: Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial*. Fraunhofer IRB Verlag.
- Nitsch, J., Pregger, T., Naegler, T., Heide, D., Trieb, F., Scholz, Y., Nienhaus, K., Gerhardt, N., Sterner, M., Trost, T., von Oehsen, A., Schwinn, R., Pape, C., Hahn, H., Wickert, M., Wenzel, B., 2012. *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).
- Nitsch, J., Pregger, T., Scholz, Y., Naegler, T., Sterner, M., Gerhardt, N., Oehsen, A. von, Pape, C., Saint-Drenan, Y.-M., Wenzel, B., 2010. *Leitstudie 2010 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE).
- O'Brien, T.F., Bommaraju, T.V., Hine, F., 2005. *Handbook of chlor-alkali technology*. Springer, New York.
- Oeding, D., Oswald, B.R., 2011. *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Springer.
- Paulus, M., Borggreffe, F., 2011. The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany. *Applied Energy* 88, 432–441.
- PLATTS McGraw Hill Financial, 2010. *World Electric Power Plants Database*.
- Pregger, T., Luca de Tena, D., O'Sullivan, M., Roloff, N., Schmid, S., Propfe, B., Hülsebusch, D., Wille-Haussmann, B., Schwunk, S., Wittwer, C., Pollok, T., Krah, S., Moormann, A., 2012. *Perspektiven von Elektro-/Hybridfahrzeugen in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil dezentraler und erneuerbarer Energiequellen*. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Fahrzeugkonzepte (FK), Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), RWTH Aachen IfHT.
- Prior, D., 1997. *Nachbildung der Energiebedarfsstruktur der privaten Haushalte - Werkzeug zur Bewertung von Energieeinsparmaßnahmen*. Fortschrittsberichte VDI: Reihe 6, Energietechnik; 379.
- Radgen, P., 2002. *Market study for improving energy efficiency for fans*. Fraunhofer IRB Verl., Stuttgart.

- Russ, C., Platt, M., Hecking, B., 2008. Einsatz von Wärmepumpen im Gebäudebestand. Vortrag beim 6. Forum Wärmepumpen. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), E.ON Energie AG.
- Russ, C. et al. 2010: Feldmessung Wärmepumpen im Gebäudebestand. Kurzfassung zum Abschlussbericht, Fraunhofer ISE, Freiburg, August 2010.
- Schlesinger, M., Lindenberger, D., Lutz, C., 2010. Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Prognos [u.a.].
- Schlomann, B., Dütschke, E., Gigli, M., Steinbach, J., Kellberger, H., Geiger, B., Linhardt, A., Gruber, E., Mai, M., Gerspacher, A., Schille, W., 2011. Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010. Karlsruhe, München, Nürnberg.
- Scholz, Y., 2010. Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR).
- Scholz, Y., 2012. Renewable energy based electricity supply at low costs: development of the REMix model and application for Europe. Dissertation, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR).
- Schweiz, Statistisches Bundesamt, 2012a. Gebäude nach Heizungsart und Energieträger der Heizung.
- Schweiz, Statistisches Bundesamt, 2012b. Wohnungen nach Heizungsart und Energieträgern.
- Seebach, D., Timpe, C., Bauknecht, D., 2009. Costs and Benefits of Smart Appliances in Europe, Report prepared as part of the EIE project 'Smart Domestic Appliances in Sustainable Energy Systems (Smart-A). Öko-Institut, Freiburg.
- Sester, M., Neidhart, H., Schulz, W., Eikmeier, B., 2004. Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien. AGFW, pp. 235–301.
- Smolinka, T., Günther, M., 2010. Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), FCBAT.
- Stadler, I., 2006. Demand Response: nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Habilitation. Dissertation.de.
- Stamminger, R., Broil, G., Pakula, C., Jungbecker, H., Braun, M., Rüdener, I., Wendker, C., 2008. Synergy Potential of Smart Appliances [No. D2.3 of Work Package 2]. Universität Bonn.
- Steimle, F., Kruse, H., E. W., Jahn, K., 2002. Energiebedarf für die technische Erzeugung von Kälte [No. Ausgabe 22]. Deutscher Kälte- und Klimatechnischer Verein, Hannover.
- Stolze, M., Piore, A., Häring, A., Dabbert, S., 2000. The Environmental Impacts of Organic Farming in Europe: Economics and Policy. Universität Hohenheim, Stuttgart-Hohenheim.
- Strbac, G., 2008. Demand side management: Benefits and challenges. Energy Policy 36, 4419–4426.
- TAB, 2012. Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB).
- Teske, S., Pregger, T., Simon, S., Naegler, T., O'Sullivan, M., Schmid, S., Frieske, B., Pagenkopf, J., Graus, W., Kermeli, K., Zittel, W., Rutovitz, J., Harris, S., Ackermann, T., Ruwahata, R., Martensen, N., 2012. Energy [R]evolution - A sustainable world energy outlook - 4th edition 2012 world energy scenario. Greenpeace International.
- Teske, S., Zervos, A., Lins, C., Josche, M., Krewitt, W., Pregger, T., Simon, S., Naegler, T., Schmid, S., Graus, W., Bloomen, E., Baer, P., ürge-Vorsatz, D., Rutovitz, J., Atherton, A., 2010. Energy [R]evolution - A sustainable world energy outlook. Greenpeace International, European Renewable Energy Council (EREC), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), ecofys.
- Trieb, F., 2005. Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR).
- Trieb, F., Schillings, C., Kronshage, S., Viehbach, P., May, N., Paul, C., Kabariti, M., Daoud, K.M., Jordan, A., Bennouna, A., Holm, H.E.N., Hassan, S., Yussef, L.G., Hasni, T., Bassam, N.E., H,

- S., 2006. Trans-Mediterranean interconnection for concentrating solar power. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR).
- Trieb, F., Schillings, C., Pregger, T., O'Sullivan, M., 2012. Solar electricity imports from the Middle East and North Africa to Europe. *Energy Policy* 42, 341–353.
- UNFAO, 2012. FAO Database. Stand 24.08.2012. United Nations Food and Agriculture Organization (FAO).
- USGS, 2010. Minerals Yearbook, Volume 3: Volumes Report International. Volume 3: Volumes Report International. United States Geological Survey.
- VDZ, 2011. Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2010. Verein Deutscher Zementwerke (VDZ), Düsseldorf.
- von Roon, S., Gobmaier, T., 2010. Demand Response in der Industrie - Status und Potenziale in Deutschland. Research Center for Energy Economics, Munich.
- Weiss, M., Patel, M.K., Junginger, M., Blok, K., 2010. Analyzing price and efficiency dynamics of large appliances with the experience curve approach. *Energy Policy* 38, 770–783.
- Wietschel, M., Arens, M., Dötsch, C., Herkel, S., Krewitt, W., Markewitz, P., Möst, D., Scheufen, M., 2010. Energietechnologien 2050: Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Fraunhofer-Verlag.
- Worldsteel, 2011. Steel Statistical Yearbook 2011. World Steel Association (Worldsteel), Brussels.
- Wrobel, P., Scholz, Y., Roloff, N., 2012. Analyse des lokal aufgelösten Energieausgleichsbedarfs in Deutschland, in: Bachhiesl, U. [Ed.], *Proceedings 12. Symposium Energieinnovation*. pp. 1–10.

8 Abkürzungsverzeichnis

aaCAES	advanced adiabatic Compressed Air Energy System
AC	Klimatisierung (Air conditioning)
AC	Wechselstrom (Alternating Current)
BeNeLux	Belgien, Luxemburg, Niederlande
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMU(B)	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BSV	Bruttostromverbrauch
BZ	Brennstoffzellen
CAES	Compressed Air Energy System
CCS	Kohlendioxid-Abtrennung und Speicherung (Carbon Capture and Storage)
CSP	Solarthermische Kraftwerke (Concentrated Solar Power)
CSP-HVDC	Fernübertragung regelbarer Solarenergie (Punkt-zu-Punkt)
DB	Druckbehälter
DC	Gleichstrom (Direct Current)
dena	Deutsche Energie-Agentur
Denmark_W	Region Dänemark(West)
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DR	Demand Response
EE	Erneuerbare Energien
EEV-S	Endenergieverbrauch an Strom
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EU	European Union
EV	Elektrofahrzeug (Electric Vehicle)
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GIS	Geografisches Informationssystem
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbine
HDD	Heizgradtage (Heating Degree Days)
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, siehe HVDC
HKW	Heizkraftwerk

HVAC	Heizung, Lüftung und Klimatisierung (Heating, Ventilation and Air Conditioning)
HVDC	Hochspannungs-Gleichstrom (High Voltage Direct Current)
Iberia	Region Portugal, Spanien
IKT	Informations- und Kommunikations-Technologien
JRC	Joint Research Center
KonsNetz	konservative Netzausbauvariante, REMix-Simulationen ohne modellen- dogem Ausbau von Gleichspannungsleitungen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Li-Ion	Lithium-Ionen-Batterien
MED-CSP	Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region
MENA	Region Naher Osten und Nordafrika (Middle East and North Africa)
MFH	Mehrfamilienhaus
MorAlgTun	Region Algerien, Marokko, Tunesien
n-1	Beurteilungskriterium für die Ausfallwahrscheinlichkeit mit Redundanz
NaS	Natrium-Schwefel-Batterie
NEP	Netzentwicklungsplan
NIMBY	Not In My Back Yard (Nicht in meinem Hinterhof)
Nordel	Region Dänemark(Ost), Finnland, Norwegen, Schweden
NREAP	National Renewable Energy Action Plans
NTC	Net Transfer Capacity
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OptNetz	optimistische Netzausbauvariante, Ergebnis der Remix-Simulationen mit modellendogenem Ausbau von Gleichspannungsleitungen
PbS	Blei-Säure-Batterien
PEV	Primärenergieverbrauch
PKW	Personenkraftwagen
PolCzeSlk	Region Polen, Tschechische Republik, Slowakei
PSW	Pumpspeicherkraftwerke
PV	Photovoltaik
PW	Prozesswärme
REMix-EnDAT	Analysemodell mit globalen Ressourcen erneuerbarer Energien in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung

REMix-OptiMo	Bottom-Up-Energiesystemmodell mit Schwerpunkt auf der Einsatzoptimierung von Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien in Verbindung mit zeitlichen und räumlichen Energieausgleichsoptionen
RFB	Redox-Flow-Batterien
RW	Raumwärme
SMES	supraleitende magnetische Energiespeicher
SwItzAlly	Region Schweiz, Italien, Liechtenstein
TaCAS	Thermal and Compressed Air Energy System
TES	Thermischer Speicher (Thermal Energy Storage)
THG	Treibhausgas
TRANS-CSP	Trans-Mediterranean interconnection for Concentrating Solar Power
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UK_IE	Region Vereinigtes Königreich, Irland
USV	unterbrechungsfreie Stromversorgung
VLS	Volllaststunden
VRLA	valve regulated lead-acid
VSC	Voltage Source Converter
WN	Wärmenetz
WP	Wärmepumpe
WW	Warmwasser

A. Datenanhang

A1: Lastmanagementpotenziale in Europa

A2: Installierte Kraftwerksleistungen in den Szenarien

A3: Technische und ökonomische Parameter der Kraftwerke und Wärmeerzeugung

A4: Nettostromexporte im Szenario H₂ und im Szenario Import

A1 Lastmanagementpotenziale in Europa

Tabelle A-1: Verwendete Heiz- und Kühlgradtage, Volllaststunden der Klimaanlage und Heizungsumwälzpumpen, sowie GHD-Strombedarf.

	HDD	CDD	VLS Klimatisierung			VLS Umwälzpumpen			GHD-Strombedarf				Ausstattungsrate 2050							
			2020	2030	2050	2020	2030	2050	2010	2020	2030	2050	Kühlen/ Gefrieren	Wasch- masch.	Trock- ner	Geschirr- spüler	Klima- anlagen	Wasser- boiler	Umwälz- pump.	Speicher- heiz.
	1/a	1/a	h/a	h/a	h/a	h/a	h/a	h/a	TWh/a	TWh/a	TWh/a	TWh/a								
Belgien	102	2771	244	256	282	4943	4941	4899	22.2	26.1	27.9	22.0	180%	97%	50%	75%	10%	15%	80%	1%
Bulgarien	430	2648	384	400	425	4255	4252	4247	8.1	7.2	8.2	8.7	170%	97%	40%	75%	25%	15%	80%	1%
Dänemark	40	3438	218	233	269	5096	5100	5078	10.8	14.8	16.4	16.6	190%	97%	70%	75%	3%	10%	80%	1%
Deutschland	122	3178	287	300	329	4877	4873	4842	136.2	146.5	150.9	131.8	180%	97%	50%	75%	10%	5%	80%	1%
Estland	38	4393	147	158	184	4420	4425	4421	2.5	2.8	3.5	3.6	180%	97%	50%	75%	10%	15%	80%	1%
Finnland	48	5252	100	100	100	4847	4842	4841	17.8	17.8	18.7	17.2	190%	97%	70%	75%	3%	20%	80%	1%
Frankreich	241	2475	347	362	398	4918	4905	4831	145.4	162.0	173.8	143.1	180%	97%	50%	75%	10%	25%	80%	1%
Griechenland	923	1531	641	658	694	4103	4087	3971	18.0	19.3	22.1	21.4	180%	97%	25%	75%	80%	30%	70%	1%
Irland	19	2876	100	100	100	5797	5787	5660	9.2	12.5	14.4	13.4	170%	97%	70%	75%	3%	10%	60%	1%
Italien	600	2120	604	620	650	4676	4656	4556	85.6	105.5	115.9	99.6	180%	97%	25%	75%	60%	20%	70%	1%
Kroatien	418	2561	456	472	504	4262	4262	4226	5.3	5.2	6.6	7.7	170%	97%	30%	75%	60%	15%	75%	1%
Lettland	58	4220	163	174	198	4323	4325	4320	2.4	3.7	4.6	4.4	180%	97%	50%	75%	10%	25%	80%	1%
Liechtenstein	137	3207	158	168	190	5562	5561	5555	0.1	0.1	0.1	0.1	180%	97%	50%	75%	10%	5%	80%	1%
Litauen	68	4048	204	215	240	4271	4270	4271	2.8	3.4	4.4	4.5	180%	97%	50%	75%	10%	20%	80%	1%
Luxemburg	99	3164	233	245	269	5115	5113	5074	2.0	2.6	2.9	3.0	180%	97%	50%	75%	10%	7%	80%	1%
Malta	1043	543	951	974	1021	3644	3606	3272	0.6	1.0	1.1	0.9	180%	97%	25%	75%	95%	10%	70%	1%
Niederlande	68	2851	281	296	327	4948	4944	4907	35.0	39.6	42.3	36.6	180%	97%	50%	75%	10%	5%	80%	1%
Norwegen	43	5202	100	100	100	5956	5946	5886	28.8	32.6	34.2	30.9	190%	97%	70%	75%	3%	15%	80%	1%
Österreich	173	3469	244	253	276	4965	4960	4904	12.1	11.9	12.3	9.6	180%	97%	50%	75%	10%	20%	80%	1%
Polen	100	3562	315	328	354	4233	4230	4228	43.6	49.3	62.4	73.7	180%	97%	50%	75%	10%	15%	80%	1%
Portugal	345	1152	486	508	556	4396	4372	4180	16.4	16.3	19.0	20.0	180%	97%	25%	75%	60%	10%	70%	1%
Rumänien	290	3040	419	433	462	4298	4293	4279	7.6	9.2	13.5	20.2	170%	97%	40%	75%	25%	15%	80%	1%
Schweden	45	4630	197	210	240	5314	5312	5288	32.7	38.8	41.7	41.0	190%	97%	70%	75%	3%	10%	80%	1%
Schweiz	137	3411	253	263	285	5618	5605	5519	17.7	17.0	16.3	10.8	180%	97%	50%	75%	10%	5%	80%	1%
Slowakei	158	3305	330	342	367	4595	4596	4574	8.0	9.1	10.6	10.9	180%	97%	50%	75%	10%	15%	80%	1%
Slowenien	189	3024	352	364	389	4601	4602	4584	3.1	3.0	3.1	2.6	180%	97%	50%	75%	60%	25%	80%	1%
Spanien	702	1784	611	634	706	4470	4446	4328	83.9	96.9	115.5	117.6	180%	97%	25%	75%	60%	15%	70%	1%
Tschechien	108	3517	272	282	305	4619	4617	4606	14.0	12.4	13.0	11.5	180%	97%	50%	75%	10%	15%	80%	1%
Ungarn	256	2888	436	453	487	4313	4313	4296	11.4	11.5	13.3	13.8	180%	97%	50%	75%	10%	20%	80%	1%
V. Königreich	66	2954	157	168	193	5479	5470	5389	97.3	125.9	137.6	126.7	170%	97%	70%	75%	3%	15%	60%	1%
Zypern	1091	762	1009	1027	1063	3767	3728	3492	2.3	2.1	2.5	2.3	180%	97%	25%	75%	60%	10%	70%	1%

Tabelle A-2: Mittleres Lastreduktionspotenzial jedes Lastmanagementverbrauchers in 2020, unterteilt nach Ländern

in MW	Aluminium	Kupfer	Zink	Chlor	Zellstoff	Papier	Papierrecycling	Elektrostahl	Zement	bid	Kalziumkar-	Luftzerle-	Ind. Kühlung	Ind. Belüf-	Kühlung	Kühlhäuser	Gastron.	Kühlung	GHD Belüf-	sierung	GHD Klimati-	GHD Spei-	cherwasser	GHD Spei-	cherheizung	Wasserver-	sorgung	GHD Spei-	Abwasserrei-	nigung	Kühl-/Gefriers	maschinen	Wasch-	trockner	Wäsche-	Spülmaschi-	Spülmascchi-	sierung	HH Klimati-	chervasser	HH Spei-	heizung	HH Speicher-	pen	Umwälzpum-
Belgien	0	3	21	112	27	19	91	193	97	0	9	68	16	92	15	9	87	6	51	0	80	18	213	11	22	19	2	63	168	128															
Bulgarien	0	1	5	12	0	5	3	106	61	0	0	20	5	25	4	3	24	7	14	0	23	5	102	6	2	4	8	27	91	49															
Dänemark	0	0	0	0	0	4	48	0	26	0	3	35	8	52	8	5	49	2	29	0	46	10	135	6	13	12	0	28	113	64															
Deutschland	189	4	12	514	241	236	622	1173	397	10	52	275	147	395	64	40	488	54	286	251	451	100	1681	86	124	162	18	220	1373	977															
Estland	0	0	0	0	20	1	2	0	10	0	0	5	2	10	2	1	9	0	5	0	8	2	21	1	1	1	0	9	32	14															
Finnland	0	1	21	12	772	146	29	212	12	0	2	30	11	63	10	6	59	2	35	0	55	12	105	6	7	11	0	69	544	63															
Frankreich	121	0	17	166	968	101	235	516	257	0	24	302	91	568	93	58	540	75	316	795	499	111	1298	70	80	102	29	622	985	747															
Griechenland	50	0	0	7	0	4	8	544	189	0	2	34	9	68	11	7	64	45	38	0	60	13	148	10	4	13	92	134	103	63															
Irland	0	0	0	1	0	1	18	0	19	0	16	25	6	44	7	4	42	1	24	0	38	8	59	4	8	6	0	8	89	47															
Italien	58	1	17	38	55	103	220	1488	509	0	17	198	94	370	60	38	352	171	206	0	326	72	990	69	30	93	261	463	957	464															
Kroatien	0	0	0	0	8	6	0	44	46	0	0	10	3	18	3	2	17	5	10	0	16	4	62	4	1	3	11	16	33	24															
Lettland	0	0	0	0	0	1	3	0	4	0	0	5	1	13	2	1	12	0	7	0	11	3	25	2	1	1	0	20	46	19															
Liechtenstein	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0															
Litauen	0	0	0	0	0	1	4	0	13	0	0	0	0	12	2	1	11	0	7	0	10	2	39	3	3	3	0	23	65	27															
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	3	216	14	0	0	2	4	9	1	1	9	0	5	0	8	2	9	1	1	1	0	2	10	6															
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	4	1	0	3	3	2	0	3	1	7	0	1	1	5	1	2	2															
Niederlande	30	0	21	79	19	33	91	12	59	0	12	105	19	139	23	14	132	5	77	0	122	27	299	19	38	29	5	34	262	200															
Norwegen	355	0	12	30	244	21	18	45	20	0	1	44	9	114	19	12	109	4	64	0	101	22	106	5	9	11	0	26	709	67															
Österreich	0	1	0	7	65	53	61	58	53	2	4	27	14	42	7	4	40	3	23	0	37	8	162	9	11	16	1	69	161	95															
Polen	15	3	6	42	11	31	61	340	187	0	3	78	24	173	28	18	164	11	96	0	152	34	484	30	30	30	7	213	618	310															
Portugal	0	0	0	11	0	17	29	136	114	0	1	27	12	57	9	6	54	11	32	0	50	11	167	10	8	12	15	31	96	63															
Rumänien	81	0	0	43	5	6	12	321	210	0	1	26	14	32	5	3	31	4	18	0	29	6	251	16	7	11	10	86	336	141															
Schweden	33	2	0	15	609	121	63	136	32	3	8	39	19	136	22	14	129	4	76	0	119	26	241	10	22	22	0	44	1050	133															
Schweiz	0	0	0	3	22	16	52	100	47	0	0	0	0	60	10	6	57	4	33	0	52	12	154	9	13	14	2	12	170	113															
Slovakei	50	0	0	9	0	9	10	45	44	6	0	8	9	32	5	3	30	2	18	0	28	6	105	6	6	6	1	37	127	69															
Slowenien	26	0	0	2	8	8	6	53	16	0	1	4	4	10	2	1	10	1	6	0	9	2	34	2	3	3	3	21	34	19															
Spanien	121	3	31	89	16	69	224	1103	498	2	11	188	60	340	55	35	323	191	189	0	299	66	673	45	14	60	245	269	429	284															
Tschechien	0	0	0	24	14	10	18	81	62	0	1	25	24	43	7	4	41	3	24	0	38	8	153	9	9	9	2	55	195	107															
Ungarn	0	0	0	31	0	6	16	38	44	0	1	19	6	40	7	4	38	5	22	0	35	8	166	11	4	7	4	72	144	96															
V. Königreich	12	0	0	72	44	54	340	200	141	0	25	180	77	442	72	45	420	15	246	0	388	86	1078	69	134	86	2	337	1505	751															
Zypern	0	0	0	0	0	0	1	0	17	0	0	3	0	7	1	1	7	6	4	0	6	1	12	1	0	1	9	3	5	4															

Tabelle A-3: Mittleres Lasterhöhungspotenzial jedes Lastmanagementverbrauchers in 2020, unterteilt nach Ländern

in MW	Zellstoff	Papier	Papierrecycling	Zement	Kalziumkarbid	Luftzerlegung	Ind. Kühlung	Ind. Belüftung	Handel	Kühlung	Kühlhäuser	Kühlung Gastron.	GHD Belüftung	GHD Klimatisierung	GHD Speichwasser	GHD Speicheheizung	Wasserversorgung	Abwasserreinigung	Kühl-/Gefrierschränke	Waschmaschinen	Wäschetrockner	Spülmaschinen	HH Klimatisierung	HH Speichwasser	HH Speicheheizung	Umwälzpumpen
Belgien	7	12	23	24	0	10	63	8	102	18	27	378	1170	1740		0	80	24	573	204	296	120	307	2149	2504	119
Bulgarien	0	3	1	15	0	0	18	3	28	5	8	105	809	481		0	23	7	274	102	28	23	669	937	1354	63
Dänemark	0	3	12	6	0	4	32	4	58	10	16	215	374	888		0	46	14	364	107	172	74	37	869	1271	56
Deutschland	60	145	156	99	12	62	255	73	439	79	118	2123	8885	8759	2816	451	135	4524	1533	1658	1038	2160	6754	15414	937	
Estland	5	0	1	2	0	0	4	1	11	2	3	40	105	151		0	8	2	58	24	17	6	34	247	289	16
Finnland	193	90	7	3	0	2	27	6	69	13	19	259	993	967		0	55	17	283	113	89	72	39	1920	4869	61
Frankreich	242	62	59	64	0	29	280	46	631	114	170	2348	10086	10794	11821	499	149	3493	1244	1066	656	2776	21220	14650	703	
Griechenland	0	3	2	47	0	2	32	5	75	14	20	279	3133	1448		0	60	18	397	185	48	86	4647	5170	2231	86
Irland	0	0	5	5	0	19	23	3	48	9	13	181	693	830		0	38	11	158	73	111	38	25	289	1324	29
Italien	14	63	55	127	0	20	183	47	411	74	111	1530	12810	7032		0	326	97	2664	1236	402	595	14113	15819	14229	489
Kroatien	2	3	0	12	0	0	9	1	20	4	5	76	488	347		0	16	5	168	65	19	21	832	540	488	30
Lettland	0	0	1	1	0	0	5	1	14	3	4	54	126	202		0	11	3	67	33	12	8	46	564	409	24
Liechtenstein	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	4	3		0	0	0	2	1	1	0	1	3	7	0
Litauen	0	1	1	3	0	0	0	0	13	2	4	49	91	184		0	10	3	106	48	34	16	68	643	583	34
Luxemburg	0	0	1	3	0	0	2	2	10	2	3	37	61	154		0	8	2	25	10	10	5	15	57	116	5
Malta	0	0	0	0	0	0	1	0	4	1	1	15	129	88		0	3	1	18	7	7	3	159	65	85	4
Niederlande	5	20	23	15	0	14	98	9	154	28	42	574	768	2640		0	122	37	805	342	509	187	632	1150	3897	186
Norwegen	61	13	5	5	0	1	41	4	127	23	34	473	1814	1767		0	101	30	286	97	124	70	34	733	6349	38
Österreich	16	33	15	13	2	5	25	7	46	8	13	172	533	711		0	37	11	435	156	145	105	175	2119	1809	87
Polen	3	19	15	47	0	4	72	12	192	35	52	715	1698	2949		0	152	45	1303	533	400	191	780	6538	6944	400
Portugal	0	10	7	28	0	1	25	6	64	11	17	237	1070	1227		0	50	15	448	176	103	79	1040	1179	2076	75
Rumänien	1	3	3	52	0	1	24	7	36	6	10	134	471	551		0	29	9	677	290	91	69	808	2649	3770	177
Schweden	152	74	16	8	3	9	36	9	151	27	41	563	1085	2105		0	119	36	649	186	289	143	74	1221	9404	104
Schweiz	6	10	13	12	0	0	0	0	66	12	18	247	734	1017		0	52	16	415	166	170	88	238	358	1908	76
Slovakei	0	6	3	11	7	0	8	4	35	6	10	132	298	544		0	28	8	282	99	82	39	135	1125	1430	76
Slowenien	2	5	1	4	0	1	4	2	12	2	3	43	91	178		0	9	3	91	34	37	18	311	630	384	20
Spanien	4	42	56	124	2	13	174	30	378	68	102	1406	14115	7290		0	299	89	1813	804	187	384	13050	10376	9283	329
Tschechien	4	6	5	16	0	2	23	12	48	9	13	179	495	739		0	38	11	412	169	126	60	248	1696	2194	116
Ungarn	0	3	4	11	0	1	18	3	45	8	12	167	563	765		0	35	10	446	189	58	44	305	2466	2139	119
V. Königreich	11	33	85	35	0	29	167	38	491	88	132	1826	4435	8392		0	388	116	2901	1234	1795	551	416	11494	22375	542
Zypern	0	0	0	4	0	0	3	0	8	1	2	31	252	184		0	6	2	33	14	5	6	282	133	174	7

Umwälz- pumpen	HH Spei- cherheizung	HH Spei- cherrasser	HH Klimati- sierung	Spülma- schinen	Wäsche- trockner	Maschma- schinen	Kühl/Gefrier schränke	Abwasser- reinigung	Wasserver- sorgung	GHD Spei- cherheizung	GHD Spei- cherrasser	GHD Klima- tisierung	GHD Belüf- tung	Kühlung Gastron.	Kühlhäuser	Kühlung Handel	Ind. Belüf- tung	Ind. Küh- lung	Luftzerle- gung	Kalziumkar- bid	Zement	Elektrostahl	Papierrecy- ling	Papier	Zellstoff	Chlor	Zink	Kupfer	Aluminium	in MW	
Belgien	117	139	61	4	21	24	11	165	19	86	0	57	8	102	11	18	113	16	68	9	0	92	239	105	21	26	93	21	3	0	
Bulgarien	43	66	25	10	6	4	5	71	6	26	0	17	9	30	3	5	33	5	20	0	0	58	131	4	5	0	11	5	1	0	
Dänemark	59	92	26	1	12	14	6	98	11	50	0	34	2	60	7	11	67	8	35	3	0	24	0	55	5	0	0	0	0	0	
Deutschland	818	1070	188	33	164	135	75	1190	103	465	86	310	69	551	48	76	478	147	275	53	9	378	1448	255	235	452	12	4	171	171	
Estland	11	23	8	0	1	2	1	16	3	11	0	7	1	13	1	2	14	2	5	0	0	9	0	3	1	20	0	0	0	0	
Finnland	57	403	62	0	12	10	6	83	13	58	0	38	3	68	8	12	76	11	30	2	0	11	261	158	753	10	20	1	0	0	
Frankreich	669	803	593	42	119	99	64	979	119	535	694	357	99	635	71	113	707	91	302	25	0	244	636	273	944	134	17	0	109	109	
Griechenland	60	81	116	110	16	5	9	118	15	68	0	45	63	81	9	14	90	9	34	2	0	179	671	9	0	6	0	0	45	45	
Irland	43	76	10	0	8	10	4	52	10	44	0	30	2	53	6	9	59	6	25	16	0	18	0	21	1	0	0	0	0	0	
Italien	437	736	422	374	105	40	60	768	79	358	0	238	232	424	47	75	471	94	198	17	0	484	1837	256	54	34	17	53	109	53	
Kroatien	23	26	15	16	4	2	3	44	5	21	0	14	8	24	3	4	27	3	10	0	0	44	55	0	8	0	0	0	0	0	
Lettland	15	34	18	0	2	2	2	20	3	14	0	9	1	17	2	3	19	1	5	0	3	0	0	4	1	0	0	0	0	0	
Liechtenstein	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Litauen	22	49	21	1	3	3	2	30	3	13	0	9	1	16	2	3	18	0	0	0	12	0	4	1	0	0	0	0	0	0	
Luxemburg	6	9	2	0	1	1	1	8	2	9	0	6	0	11	1	2	12	4	2	0	13	0	3	267	0	0	0	0	0	0	0
Malta	2	2	1	7	1	0	0	5	1	3	0	2	4	4	0	1	5	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Niederlande	169	201	30	8	31	36	16	223	29	130	0	87	6	154	17	27	172	19	105	12	0	56	15	106	18	73	20	0	27	27	
Norwegen	63	530	28	0	11	11	5	81	24	106	0	70	5	125	14	22	139	9	44	1	0	19	56	21	238	28	12	0	321	321	
Österreich	82	127	64	3	17	13	8	118	8	38	0	25	4	45	5	8	50	14	27	4	2	51	71	71	63	6	0	1	0	0	
Polen	263	476	190	13	41	39	27	378	43	192	0	128	18	228	25	41	254	24	78	3	0	178	420	71	33	11	36	6	14	14	
Portugal	63	79	29	35	15	9	9	130	13	59	0	39	16	69	8	12	77	12	27	1	0	108	168	34	18	13	0	0	0	0	
Rumänien	127	252	81	21	18	13	14	191	9	42	0	28	8	49	5	9	55	14	26	1	0	199	396	14	6	5	35	0	0	74	74
Schweden	122	785	44	1	24	26	10	181	29	128	0	86	6	152	17	27	170	19	39	8	2	31	168	73	131	594	11	0	1	30	30
Schweiz	101	138	13	3	16	15	9	120	11	50	0	34	5	60	7	11	66	0	0	0	45	123	61	17	22	2	0	0	0	0	
Slovakei	60	100	35	3	9	8	5	82	7	33	0	22	3	39	4	7	43	9	8	0	5	42	56	12	10	7	0	0	0	45	
Slowenien	16	26	18	5	3	3	2	24	2	9	0	6	1	12	1	2	13	4	4	1	0	15	65	7	9	8	1	0	0	23	23
Spanien	283	349	242	320	71	23	41	541	79	355	0	237	280	422	47	75	470	60	188	11	2	473	1361	260	74	66	30	2	109	109	
Tschechien	91	150	52	4	13	12	9	119	9	40	0	27	4	47	5	8	53	24	25	2	0	59	100	21	11	14	17	0	0	0	0
Ungarn	81	111	65	6	11	9	9	124	9	41	0	27	8	49	5	9	54	6	19	1	0	41	47	19	6	26	0	0	0	0	0
V. Königreich	639	1202	335	4	109	157	65	861	94	424	0	283	20	503	56	90	560	77	180	25	0	134	247	395	43	60	0	0	11	11	
Zypern	5	4	3	12	1	1	1	11	2	7	0	5	8	9	1	2	10	0	3	0	0	16	0	1	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle A-5: Mittleres Lasterhöhungspotenzial jedes Lastmanagementverbrauchers in 2020, unterteilt nach Ländern

in MW	Zellstoff	Papier	Papierre- cycling	Zement	Kalzium- karbid	Luftzerle- gung	Ind. Küh- lung	Ind. Belüf- tung	Kühlung Handel	Kühlhäuser	Kühlung Gastron.	GHD Belüf- tung	GHD Klima- tisierung	GHD Spei- cherwasser	GHD Spei- cherhei- zung	GHD Spei- sorgung	Abwasser- reinigung	Kühl/Gefrier schränke	Waschma- schinen	Wäsche- trockner	Spülma- schinen	HH Klimati- sierung	HH Spei- cherwasser	HH Spei- cherhei- zung	Umwälz- pumpen
Belgien	7	13	26	23	0	10	63	8	113	20	31	408	1322	1957	0	86	26	724	209	328	144	457	2089	2071	106
Bulgarien	0	3	1	14	0	0	18	3	33	6	9	120	983	578	0	26	8	311	94	57	41	683	845	982	53
Dänemark	0	3	14	6	0	4	32	4	67	12	18	240	429	1034	0	50	15	430	107	201	81	63	799	1031	50
Deutschland	59	156	180	94	11	64	255	73	478	86	129	2204	9713	9497	967	465	139	5213	1456	1880	1094	3102	5763	12014	768
Estland	5	0	1	2	0	0	4	1	14	3	4	51	136	200	0	11	3	68	22	22	10	46	213	209	13
Finnland	188	97	8	3	0	2	27	6	76	14	21	273	1154	1066	0	58	17	365	111	139	80	65	1727	3609	54
Frankreich	236	67	68	61	0	29	280	46	707	127	191	2540	11507	12193	10325	535	160	4288	1237	1383	794	3250	20256	11932	619
Griechenland	0	3	2	45	0	2	32	5	90	16	24	323	3884	1750	0	68	20	519	177	76	106	4518	4455	1751	81
Irland	0	0	5	4	0	19	23	3	59	11	16	211	891	1011	0	44	13	226	78	143	50	46	352	1128	26
Italien	13	68	64	121	0	20	183	47	471	85	127	1694	15204	8133	0	358	107	3365	1152	551	699	16373	14407	10946	453
Kroatien	2	4	0	11	0	0	9	1	27	5	7	96	662	463	0	21	6	194	61	31	30	926	509	394	28
Lettland	0	0	1	1	0	0	5	1	19	3	5	67	162	263	0	14	4	87	31	23	13	66	498	302	19
Liechtenstein	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	4	4	0	0	0	2	1	1	0	1	3	6	0
Litauen	0	1	1	3	0	0	0	0	18	3	5	64	124	249	0	13	4	133	45	46	23	96	575	436	27
Luxemburg	0	0	1	3	0	0	2	2	12	2	3	42	72	182	0	9	3	34	11	13	7	22	55	100	5
Malta	0	0	0	0	0	0	1	0	5	1	1	17	155	103	0	3	1	23	7	7	4	176	58	70	4
Niederlande	5	22	26	14	0	15	98	9	172	31	46	618	862	2965	0	130	39	976	316	506	207	751	1028	2983	153
Norwegen	60	14	5	5	0	1	41	4	139	25	38	500	2115	1953	0	106	32	357	98	159	76	58	770	4749	35
Österreich	16	35	18	13	2	5	25	7	50	9	13	179	588	772	0	38	11	516	150	175	112	287	1952	1421	74
Polen	3	20	18	44	0	4	72	12	254	46	69	912	2289	3928	0	192	57	1657	523	548	276	1141	5808	5344	332
Portugal	0	11	9	27	0	1	25	6	77	14	21	277	1319	1501	0	59	18	569	175	119	102	1872	1133	1701	74
Rumänien	1	4	3	50	0	1	24	7	55	10	15	197	741	850	0	42	13	837	277	174	123	1351	2479	2835	155
Schweden	148	80	18	8	3	9	36	9	170	31	46	609	1212	2380	0	128	38	794	195	360	159	125	1223	7026	93
Schweiz	5	10	15	11	0	0	0	0	66	12	18	239	753	1028	0	50	15	527	164	204	105	348	387	1549	67
Slovakei	0	6	3	11	6	1	8	4	43	8	12	154	371	665	0	33	10	358	102	115	58	223	1061	1118	64
Slowenien	2	5	2	4	0	1	4	2	13	2	3	46	104	198	0	9	3	104	31	40	20	402	543	290	17
Spanien	4	45	65	118	2	13	174	30	470	85	127	1688	17954	9141	0	355	106	2369	789	320	476	13686	9337	7554	323
Tschechien	3	7	5	15	0	2	23	12	53	10	14	190	557	817	0	40	12	523	165	173	87	362	1580	1686	96
Ungarn	0	4	5	10	0	1	18	3	54	10	15	195	697	934	0	41	12	542	175	121	74	385	2229	1647	99
V. Königreich	11	36	99	34	0	30	167	38	560	101	151	2010	5020	9652	0	424	127	3771	1247	2194	726	719	11433	17874	452
Zypern	0	0	0	4	0	0	3	0	10	2	3	36	317	223	0	7	2	47	16	8	8	303	131	156	8

Tabelle A-6: Mittleres Lastreduktionspotenzial jedes Lastmanagementverbrauchers in 2050, unterteilt nach Ländern

in MW	Aluminium	Kupfer	Zink	Chlor	Zellstoff	Papier	Papierrecycling	Elektrostahl	Zement	Kalziumkarbid	Luftzerlegung	Ind. Kühlung	Ind. Belüftung	Handel	Kühlung	Kühlhäuser	Kühlung Gasetzen	tung	GHD Belüftung	Klimatisierung	GHD Speicherkühlung	GHD Speicherkühlung	Wasserversorgung	Abwasserreinigung	Kühl-/Gefrierschränke	Waschmaschinen	Wäschetrockner	Spülmaschinen	HH Klimatisierung	HH Speicherkühlung	HH Speicherkühlung	Umwälzpumpen
Belgien	0	3	20	80	25	24	142	324	83	0	9	68	16	113	18	11	98	9	45	0	68	15	111	13	22	29	10	52	54	55		
Bulgarien	0	1	5	10	0	6	5	177	52	0	0	20	5	45	7	4	39	15	18	0	27	6	41	5	7	11	14	21	21	19		
Dänemark	0	0	0	0	0	5	74	0	22	0	4	35	8	85	13	9	74	4	34	0	51	11	57	6	15	14	1	19	34	27		
Deutschland	140	4	11	393	224	296	972	1967	342	7	56	275	147	535	83	53	587	90	271	0	406	90	652	77	130	170	66	113	412	316		
Estland	0	0	0	0	19	1	3	0	8	0	0	5	2	19	3	2	16	1	7	0	11	3	10	1	2	3	1	6	8	5		
Finnland	0	1	19	9	716	183	46	355	10	0	2	30	11	88	14	9	77	4	35	0	53	12	54	6	14	13	0	39	40	25		
Frankreich	89	0	16	116	898	126	367	865	221	0	26	302	91	735	114	73	637	122	294	163	441	98	596	70	119	155	73	466	290	288		
Griechenland	37	0	0	5	0	5	12	912	162	0	2	34	9	110	17	11	95	92	44	0	66	15	86	10	9	22	146	72	29	30		
Irland	0	0	0	1	0	1	28	0	16	0	17	25	6	69	11	7	60	3	28	0	41	9	42	5	12	12	0	14	22	19		
Italien	43	1	16	29	51	129	345	2496	438	0	18	198	94	511	80	51	443	298	205	0	307	68	560	66	56	146	667	350	272	223		
Kroatien	0	0	0	0	7	7	0	74	40	0	0	10	3	40	6	4	34	13	16	0	24	5	26	3	3	7	25	13	13	11		
Lettland	0	0	0	0	0	1	5	0	3	0	0	5	1	23	4	2	20	1	9	0	13	3	14	2	3	4	1	13	11	6		
Liechtenstein	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Litauen	0	0	0	0	0	2	6	0	11	0	0	0	0	23	4	2	20	1	9	0	13	3	21	2	4	5	2	16	16	9		
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	4	362	12	0	0	2	4	15	2	2	13	1	6	0	9	2	6	1	1	1	0	1	4	3		
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	5	1	0	4	5	2	0	3	1	3	0	0	1	10	1	1	1		
Niederlande	22	0	19	64	17	41	142	21	51	0	13	105	19	188	29	19	163	8	75	0	113	25	144	17	29	38	14	23	70	71		
Norwegen	263	0	11	24	226	26	29	76	17	0	1	44	9	159	25	16	138	7	64	0	96	21	53	6	14	13	0	29	39	30		
Österreich	0	1	0	5	60	66	95	97	46	1	4	27	14	49	8	5	43	4	20	0	30	7	69	8	14	18	6	48	44	34		
Polen	11	3	5	32	10	38	96	570	161	0	4	78	24	378	59	38	328	32	151	0	227	50	250	30	50	65	27	130	158	106		
Portugal	0	0	0	11	0	21	46	228	98	0	1	27	12	103	16	10	89	26	41	0	62	14	82	10	8	21	84	23	28	30		
Rumänien	60	0	0	31	5	7	18	538	180	0	1	26	14	104	16	10	90	17	41	0	63	14	125	16	21	34	47	69	83	56		
Schweden	25	1	0	9	565	152	99	228	28	2	8	39	19	210	33	21	182	9	84	0	126	28	112	13	30	28	2	41	83	56		
Schweiz	0	0	0	2	21	20	82	167	41	0	0	0	0	55	9	6	48	5	22	0	33	7	79	9	16	21	7	14	50	44		
Slovakei	37	0	0	6	0	12	16	76	38	4	0	8	9	56	9	6	49	5	22	0	34	8	53	6	11	14	6	28	34	24		
Slowenien	19	0	0	1	8	10	9	89	14	0	1	4	4	13	2	1	11	1	5	0	8	2	15	2	3	4	10	13	9	7		
Spanien	89	2	29	57	15	86	351	1850	428	1	12	188	60	604	94	60	523	428	242	0	363	81	392	46	39	102	507	163	133	148		
Tschechien	0	0	0	15	13	13	29	136	54	0	2	25	24	59	9	6	51	5	24	0	36	8	83	10	16	22	8	43	52	38		
Ungarn	0	0	0	22	0	7	25	63	37	0	1	19	6	71	11	7	62	12	28	0	42	9	78	9	15	20	12	49	38	33		
V. Königreich	9	0	0	52	41	67	532	336	121	0	26	180	77	651	101	65	564	27	260	0	390	87	613	77	181	169	11	304	315	262		
Zypern	0	0	0	0	0	0	1	0	15	0	0	3	0	12	2	1	10	12	5	0	7	2	8	1	1	2	16	2	2	3		

Tabelle A-7: Mittleres Lasterhöhungspotenzial jedes Lastmanagementverbrauchers in 2050, unterteilt nach Ländern

in MW	Zellstoff	Papier	Papierrecycling	Zement	Kalkzement	Luftzerlegung	Ind. Kühlung	Ind. Belüftung	Handel	Kühlung	Gastron. Kühnhäuser	Kühlung	GHD Belüftung	GHD Klimatisierung	GHD Speicherswasser	GHD Speicheerzeugung	Wasserversorgung	Abwasserreinigung	Kühl/Gefrierschränke	Waschmaschinen	Maschinetrockner	Wäschetrockner	Spülmaschinen	HH Klimatisierung	HH Speicherswasser	HH Speicheerzeugung	Umwälzpumpen	HH Speicheerzeugung
Belgien	6	15	35	21	0	11	63	8	94	17	25	326	1132	1542	0	68	20	959	286	348	218	722	1784	806	48			
Bulgarien	0	3	1	13	0	0	18	3	37	7	10	129	1164	608	0	27	8	356	113	109	86	698	702	317	22			
Dänemark	0	3	19	5	0	4	32	4	71	13	19	246	447	1042	0	51	15	489	138	235	105	105	573	382	22			
Deutschland	56	181	243	85	8	66	255	73	446	80	120	1956	9255	8299	0	406	121	5612	1674	2034	1276	4201	3469	4628	284			
Estland	5	1	1	2	0	0	4	1	16	3	4	54	145	207	0	11	3	89	26	32	20	68	164	72	5			
Finnland	179	112	11	2	0	2	27	6	74	13	20	256	1277	983	0	53	16	469	132	225	101	102	1094	359	22			
Frankreich	224	77	92	55	0	30	280	46	612	110	165	2123	10294	10036	2428	441	132	5133	1531	1861	1166	3810	15909	4311	260			
Griechenland	0	3	3	41	0	2	32	5	92	16	25	317	4257	1693	0	66	20	740	221	134	168	4241	2762	633	40			
Irland	0	0	7	4	0	20	23	3	57	10	15	199	992	939	0	41	12	360	114	193	87	88	472	320	11			
Italien	13	79	86	109	0	21	183	47	426	77	115	1478	14891	6985	0	307	92	4818	1437	873	1095	20811	11946	4046	229			
Kroatien	2	4	0	10	0	1	9	1	33	6	9	115	868	543	0	24	7	220	69	51	53	1023	433	195	13			
Lettland	0	0	1	1	0	0	5	1	19	3	5	66	164	252	0	13	4	120	36	43	27	91	370	97	7			
Liechtenstein	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	4	3	0	0	0	3	1	1	1	2	2	2	0			
Litauen	0	1	1	3	0	0	0	0	19	3	5	66	136	255	0	13	4	180	54	65	41	136	443	146	10			
Luxemburg	0	0	1	3	0	0	2	2	13	2	3	44	80	186	0	9	3	49	15	18	11	37	42	40	2			
Malta	0	0	0	0	0	0	1	0	4	1	1	14	144	84	0	3	1	28	8	5	6	181	35	24	2			
Niederlande	4	25	36	13	0	15	98	9	157	28	42	543	809	2569	0	113	34	1243	371	450	282	930	770	1044	62			
Norwegen	57	16	7	4	0	1	41	4	132	24	36	459	2293	1765	0	96	29	458	129	220	99	100	801	351	16			
Österreich	15	41	24	11	2	5	25	7	41	7	11	142	504	603	0	30	9	593	177	215	135	447	1467	489	30			
Polen	3	23	24	40	0	4	72	12	315	57	85	1093	2995	4637	0	227	68	2155	643	781	490	1608	3996	1777	126			
Portugal	0	13	11	24	0	1	25	6	86	15	23	297	1517	1584	0	62	18	707	211	128	161	3091	879	605	37			
Rumänien	1	4	5	45	0	1	24	7	86	16	23	300	1242	1271	0	63	19	1072	338	329	258	2090	2104	936	66			
Schweden	141	93	25	7	2	10	36	9	175	32	47	608	1245	2338	0	126	38	965	273	464	208	207	1126	740	41			
Schweiz	5	12	20	10	0	0	0	0	46	8	12	160	549	679	0	33	10	683	204	247	155	514	422	563	29			
Slowakei	0	7	4	10	5	1	8	4	47	8	13	162	428	688	0	34	10	457	136	166	104	340	847	377	25			
Slowenien	2	6	2	3	0	1	4	2	11	2	3	38	95	162	0	8	2	125	37	45	28	557	386	103	7			
Spanien	4	53	88	107	2	14	174	30	503	91	136	1745	19519	9305	0	363	108	3369	1005	611	766	14455	6285	2882	169			
Tschechien	3	8	7	13	0	2	23	12	49	9	13	171	547	725	0	36	11	714	213	259	162	536	1325	589	38			
Ungarn	0	4	6	9	0	1	18	3	59	11	16	205	805	970	0	42	13	671	200	243	152	493	1663	563	39			
V. Königreich	10	41	133	30	0	31	167	38	542	98	146	1880	4813	8885	0	390	117	5274	1666	2834	1269	1274	10386	4690	182			
Zypern	0	0	0	4	0	0	3	0	10	2	3	34	340	207	0	7	2	73	22	13	17	298	91	63	4			

A2 Installierte Kraftwerksleistungen in den Szenarien

Tabelle A-8: Installierte Leistung zur Deckung des Strombedarfs heutiger Verbraucher in den Szenarien ohne Netto-Stromimport Jahr 2020

in GW	Gas GuD, BHKW	Gas- turbinen	Stein- kohle	Braun- kohle	Kern- kraft	Biomasse, Abfall	Geo- ther- mie	Solar- thermie CSP	Wasser Speicher	Wasser Laufwasser	Photo- voltaik	Wind- kraft onshore	Wind- kraft offshore
Österreich	3,8	2,0	1,1	0	0	1,3	0	0	5,1	3,9	1,2	2,6	0
Schweiz	1,1	0,5	0,3	0	2,2	0,9	0,03	0	9,5	3,3	0,7	0,5	0
Italien	25,7	20,1	5,9	0	0	2,8	0,9	0,2	2,4	15,5	23,0	12,0	0,7
Belgien	5,7	2,6	1,0	0	4,0	2,5	0	0	0	0,14	4,0	2,7	1,6
Niederlande	10,6	6,6	4,1	0	0	2,9	0	0	0	0,2	3,5	8,9	2,3
Luxemburg	0,55	0,03	0	0	0	0,06	0	0	0	0,04	0,5	0,13	0
Dänemark West	0,5	2,9	1,4	0	0	0,4	0	0	0	0,01	0,15	2,5	1,0
Dänemark Ost	0,7	1,1	0,3	0	0	1,8	0	0	0	0	0,5	0,8	0,7
Finnland	4,1	1,4	2,0	0,6	2,9	2,9	0	0	0,6	2,5	0,4	1,9	0,6
Schweden	1,6	0,7	0,2	0	4,8	4,5	0,05	0	0,8	15,5	0,5	3,6	1,0
Norwegen	1,2	1,2	0	0	0	0,8	0	0	9,0	20,5	0,2	0,6	0,4
Portugal	3,4	1,1	1,6	0	0	1,0	0,08	0,1	2,4	4,6	1,5	6,9	0,2
Spanien	14,2	4,5	6,1	0,1	5,5	1,6	0,05	2,5	13,1	9,2	8,4	37,8	0,2
Frankreich	8,4	13,9	5,0	0	45,0	3,0	0,08	0,2	12,3	16,0	11,4	21,3	3,7
Polen	3,2	1,9	14,2	8,2	0	2,5	0,02	0	0,16	1,0	2,7	5,7	1,0
Tschechien	1,4	1,2	0,8	4,6	3,0	1,2	0	0	0,7	0,5	3,0	0,7	0
Slowakei	0,9	0,16	1,3	0,5	2,2	0,3	0	0	0,17	1,6	1,7	0,35	0
V. Königreich	30,4	13,1	25,1	0	4,9	4,2	0	0	0,03	2,1	2,7	21,9	6,0
Irland	2,7	1,2	0,8	0,2	0	0,2	0	0	0,12	0,11	0,2	4,0	0,6
Summe	120,1	75,9	71,2	14,2	74,7	34,9	1,2	3,0	56,4	96,7	66,2	134,8	19,8

Tabelle A-9: Installierte Leistung zur Deckung des Strombedarfs heutiger Verbraucher in den Szenarien ohne Netto-Stromimport Jahr 2030

in GW	Gas GuD, BHKW	Gas- turbinen	Stein- kohle	Braun- kohle	Kern- kraft	Biomasse, Abfall	Geo- ther- mie	Solar- thermie CSP	Wasser Speicher	Wasser Laufwasser	Photo- voltaik	Wind- kraft onshore	Wind- kraft offshore
Österreich	2,3	1,1	0	0	0	1,9	0,08	0	5,5	4,1	1,4	3,0	0
Schweiz	0,9	0,3	0,3	0	1,2	1,1	0,12	0	10,0	4,3	2,6	1,4	0
Italien	25,3	18,7	3,7	0	0	3,8	1,9	0,6	2,4	15,5	26,0	14,0	2,7
Belgien	4,8	2,3	0,7	0	3,0	2,5	0,05	0	0	0,4	5,5	3,7	2,7
Niederlande	9,6	5,6	1,2	0	0	2,9	0,05	0	0	0,3	6,5	10,4	6,0
Luxemburg	0,6	0,03	0	0	0	0,06	0,01	0	0	0,1	0,8	0,2	0
Dänemark West	0,5	2,3	0,6	0	0	0,6	0,03	0	0	0,01	0,4	2,9	1,4
Dänemark Ost	0,7	1,0	0,05	0	0	1,9	0,03	0	0	0	0,9	1,0	1,0
Finnland	4,2	1,4	1,5	0	1,0	3,6	0,05	0	0,6	2,6	0,8	4,7	1,8
Schweden	1,8	0,7	0	0	1,1	4,9	0,1	0	0,8	16,2	1,6	6,1	3,5
Norwegen	1,0	1,0	0	0	0	1,2	0,1	0	9,0	20,5	0,5	1,7	1,3
Portugal	3,1	0,6	0,8	0	0	1,6	0,4	0,5	2,4	4,6	2,1	8,5	0,3
Spanien	14,5	2,8	4,7	0,4	2,0	3,3	0,2	5,1	13,1	9,2	11,4	44,2	0,8
Frankreich	11,3	14,6	3,4	0	20,6	4,5	0,5	0,5	12,3	16,0	28,4	33,0	11,0
Polen	3,3	2,2	11,2	4,5	0	3,1	0,14	0	0,2	1,0	6,2	16,0	4,0
Tschechien	1,6	1,4	0,8	2,6	2,0	2,2	0,12	0	0,7	0,5	6,0	2,6	0
Slowakei	1,2	1,0	0,9	0	1,0	0,5	0,03	0	0,17	1,6	2,9	1,4	0
V. Königreich	30,8	13,7	18,5	0	2,5	5,1	0,05	0	0,03	2,2	5,7	24,9	8,0
Irland	2,7	1,1	0,6	0	0	0,3	0,03	0	0,12	0,14	0,5	4,4	1,1
Summe	120,2	71,8	48,8	7,6	34,3	45,1	4,0	6,7	57,2	99,2	110,3	184,0	45,6

Tabelle A-10: Installierte Leistung zur Deckung des Strombedarfs heutiger Verbraucher in den Szenarien ohne Netto-Stromimport Jahr 2050

in GW	Gas GuD, BHKW	Gas- turbinen	Stein- kohle	Braun- kohle	Kern- kraft	Biomasse, Abfall	Geo- ther- mie	Solar- thermie CSP	Wasser Speicher	Wasser Laufwasser	Photo- voltaik	Wind- kraft onshore	Wind- kraft offshore
Österreich	1,5	0,5	0	0	0	2,2	0,2	0	5,5	4,2	4,5	5,1	0
Schweiz	0,15	0,15	0	0	0	2,1	0,7	0	10,0	4,3	8,5	1,9	0
Italien	15,9	8,7	1,2	0	0	11,7	3,7	1,0	3,4	19,8	32,0	21,7	4,7
Belgien	3,6	1,6	0,3	0	0	2,6	0,15	0	0	0,65	7,5	4,2	3,9
Niederlande	5,6	3,4	0	0	0	3,0	0,14	0	0	0,45	8,5	13,9	7,5
Luxemburg	0,5	0,02	0	0	0	0,2	0,02	0	0	0,2	1,4	0,6	0
Dänemark West	0,5	1,9	0	0	0	0,8	0,1	0	0	0,01	1,3	3,4	2,1
Dänemark Ost	0,5	0,7	0	0	0	2,1	0,1	0	0	0	2,6	1,4	1,5
Finnland	3,9	1,2	0	0	0	4,6	0,2	0	0,6	2,6	2,8	6,1	3,0
Schweden	1,1	0,8	0	0	0	5,4	0,4	0	0,8	16,2	4,5	7,8	4,5
Norwegen	1,0	0,9	0	0	0	1,6	0,2	0	9,0	20,5	1,5	2,0	2,5
Portugal	2,4	0,4	0	0	0	2,4	1,3	0,8	2,4	4,6	4,6	10,2	0,6
Spanien	10,0	1,3	1,4	0	0	4,8	2,2	7,1	13,1	9,2	22,8	49,0	2,0
Frankreich	13,3	14,1	1,6	0	0	5,8	2,7	0,7	12,3	16,0	42,4	40,8	26,0
Polen	4,2	2,3	3,8	0	0	5,6	0,5	0	0,16	1,0	12,2	25,0	7,0
Tschechien	2,8	1,5	0,7	0	0	2,9	1,3	0	0,7	0,7	8,0	5,8	0
Slowakei	1,0	0,9	0,5	0	0	1,7	0,15	0	0,17	1,7	4,9	3,4	0
V. Königreich	33,5	10,8	7,5	0	0	5,6	0,1	0	0,03	2,2	11,7	30,9	12,0
Irland	2,5	0,9	0,3	0	0	0,5	0,07	0	0,12	0,14	1,5	5,2	2,1
Summe	104,1	51,9	17,3	0	0	65,6	14,3	9,6	58,2	104,6	183,2	238,3	79,4

Tabelle A-11: Installierte Leistung zur Deckung des Strombedarfs heutiger Verbraucher in den Szenarien mit Netto-Stromimport Jahr 2050

in GW	Gas GuD, BHKW	Gas- turbinen	Stein- kohle	Braun- kohle	Kern- kraft	Biomasse, Abfall	Geo- ther- mie	Solar- thermie CSP	Wasser Speicher	Wasser Laufwasser	Photo- voltaik	Wind- kraft onshore	Wind- kraft offshore	Solar- strom- import
Österreich	1,5	0,5	0	0	0	2,2	0,2	0	5,5	4,2	2,4	3,2	0	0
Schweiz	0,15	0,15	0	0	0	2,1	0,7	0	10,0	4,3	3,0	1,3	0	0
Italien	15,9	8,7	1,2	0	0	11,7	3,7	1,0	3,4	19,8	20,1	10,3	4,7	11,3
Belgien	3,6	1,6	0,3	0	0	2,6	0,15	0	0	0,65	5,0	3,1	3,9	6,0
Niederlande	5,6	3,4	0	0	0	3,0	0,14	0	0	0,45	5,8	10,4	7,5	6,0
Luxemburg	0,5	0,02	0	0	0	0,2	0,02	0	0	0,2	1,4	0,6	0	0
Dänemark West	0,5	1,9	0	0	0	0,8	0,1	0	0	0,01	0,8	3,1	2,1	0
Dänemark Ost	0,5	0,7	0	0	0	2,1	0,1	0	0	0	1,6	1,1	1,5	0
Finnland	3,9	1,2	0	0	0	4,6	0,2	0	0,6	2,6	2,1	5,8	3,0	0
Schweden	1,1	0,8	0	0	0	5,4	0,4	0	0,8	16,2	3,3	6,7	4,5	0
Norwegen	1,0	0,9	0	0	0	1,6	0,2	0	9,0	20,5	1,5	2,0	2,5	0
Portugal	2,4	0,4	0	0	0	2,4	1,3	0,8	2,4	4,6	2,1	7,9	0,6	0
Spanien	10,0	1,3	1,4	0	0	4,8	2,2	7,1	13,1	9,2	8,3	34,5	2,0	6,4
Frankreich	13,3	14,1	1,6	0	0	5,8	2,7	0,7	12,3	16,0	12,0	24,4	26,0	19,2
Polen	4,2	2,3	3,8	0	0	5,6	0,5	0	0,16	1,0	5,2	12,1	7,0	6,0
Tschechien	2,8	1,5	0,7	0	0	2,9	1,3	0	0,7	0,7	5,3	2,4	0	3,0
Slowakei	1,0	0,9	0,5	0	0	1,7	0,15	0	0,17	1,7	3,5	2,4	0	0,8
V. Königreich	33,5	10,8	7,5	0	0	5,6	0,1	0	0,03	2,2	5,2	19,2	12,0	9,4
Irland	2,5	0,9	0,3	0	0	0,5	0,07	0	0,12	0,14	1,0	4,2	2,1	1,8
Summe	104,1	51,9	17,3	0	0	65,6	14,3	9,6	58,2	104,6	89,5	154,6	79,4	69,7

Tabelle A-12: Berücksichtigte KWK-Anlagen, Zuordnung zu den Größenklassen und installierte elektrische Leistungen im Szenariojahr 2020

Land	Fernwärme_XL			Fernwärme_L		Nahwärme_M/S			Objekt-KWK	
	Braunkohle-DT-HKW	Steinkohle-DT-HKW	Gas-Entnahme-GuD	Müll-DT-HKW	Gas-Gegendruck-GuD	Biomasse-DT-HKW	Biogas-BHKW	Erdgas-BHKW	Biogas-Mikro-BHKW	Erdgas-Mikro-BHKW
Installierte Leistung in MW, elektrisch										
Belgien	0	0	388	36	10	162	21	12	30	106
Dänemark	0	1514	223	324	39	729	245	42	27	56
Deutschland	820	2604	4081	1750	1749	2340	260	2060	2060	600
Finnland	372	640	806	301	0	872	167	10	38	4
Frankreich	0	404	6892	593	101	430	437	124	67	239
Irland	0	0	97	21	4	37	6	5	10	36
Italien	0	107	246	80	14	144	30	24	85	304
Liechtenstein	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
Luxemburg	0	0	68	0	0	13	4	2	2	6
Niederlande	0	362	1250	210	36	331	72	28	49	103
Norwegen	0	0	65	112	9	370	98	28	45	10
Österreich	0	80	2669	181	65	202	149	102	41	87
Polen	1850	5148	0	861	526	268	258	256	116	242
Portugal	0	0	33	9	1	13	3	3	3	9
Schweden	0	230	1133	524	111	1842	418	119	31	28
Schweiz	0	0	556	109	9	278	37	10	88	79
Slowakei	436	208	0	73	0	0	41	554	8	67
Spanien	0	0	298	56	10	108	19	25	61	217
Tschechien	1076	678	0	300	46	136	152	72	48	100
V. Königreich	0	0	2003	206	18	668	45	31	380	227

Tabelle A-13: Berücksichtigte KWK-Anlagen, Zuordnung zu den Größenklassen und installierte elektrische Leistungen im Szenariojahr 2030

Land	Fernwärme_XL			Fernwärme_L		Nahwärme_M/S			Objekt-KWK	
	Braunkohle-DT-HKW	Steinkohle-DT-HKW	Gas-Entnahme-GuD	Müll-DT-HKW	Gas-Gegendruck-GuD	Biomasse-DT-HKW	Biogas-BHKW	Erdgas-BHKW	Biogas-Mikro-BHKW	Erdgas-Mikro-BHKW
Installierte Leistung in MW, elektrisch										
Belgien	0	0	379	78	6	309	48	10	78	165
Dänemark	0	411	193	313	0	1246	208	6	63	85
Deutschland	745	2000	4711	1750	1178	2689	474	1388	1388	1300
Finnland	0	221	295	273	0	1354	132	8	67	7
Frankreich	0	264	6856	741	59	1002	474	52	267	560
Irland	0	0	81	35	9	102	13	5	37	50
Italien	0	92	359	156	12	355	77	13	390	526
Liechtenstein	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0
Luxemburg	0	0	66	6	1	18	5	2	6	12
Niederlande	0	154	1301	284	23	511	84	16	103	172
Norwegen	0	0	149	91	9	462	117	25	128	20
Österreich	0	0	1750	185	17	506	154	10	65	88
Polen	1555	4761	0	983	564	320	239	236	344	309
Portugal	0	0	25	13	1	31	6	1	21	13
Schweden	0	0	1290	626	83	1579	398	59	93	15
Schweiz	0	0	640	178	0	305	53	13	129	116
Slowakei	0	78	0	178	0	0	69	601	16	126
Spanien	0	0	325	126	10	281	46	9	229	309
Tschechien	527	296	0	411	42	571	158	26	94	127
V. Königreich	0	0	2070	381	30	1324	74	27	850	510

Tabelle A-14: Berücksichtigte KWK-Anlagen, Zuordnung zu den Größenklassen und installierte elektrische Leistungen im Szenariojahr 2050

Land	Fernwärme_XL			Fernwärme_L		Nahwärme_M/S			Objekt-KWK	
	Braunkohle-DT-HKW	Steinkohle-DT-HKW	Gas-Entnahme-GuD	Müll-DT-HKW	Gas-Gegendruck-GuD	Biomasse-DT-HKW	Biogas-BHKW	Erdgas-BHKW	Biogas-Mikro-BHKW	Erdgas-Mikro-BHKW
Installierte Leistung in MW, elektrisch										
Belgien	0	0	437	113	3	499	78	4	157	95
Dänemark	0	0	0	277	0	1276	173	0	126	0
Deutschland	0	1750	6000	1750	667	3167	792	233	233	2083
Finnland	0	0	0	264	0	1259	118	0	88	0
Frankreich	0	0	7908	1145	82	1155	512	48	286	606
Irland	0	0	184	58	4	162	21	4	50	45
Italien	0	0	107	280	8	816	102	3	674	408
Liechtenstein	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0
Luxemburg	0	0	13	7	0	47	6	0	11	7
Niederlande	0	0	933	377	11	776	108	8	211	128
Norwegen	0	0	112	126	0	614	102	0	147	15
Österreich	0	0	1173	171	0	573	135	0	78	47
Polen	0	2167	890	1215	392	1914	335	159	407	246
Portugal	0	0	0	16	0	67	8	1	26	15
Schweden	0	0	0	698	0	1521	368	0	129	0
Schweiz	0	0	0	224	0	608	75	0	240	0
Slowakei	0	0	149	248	0	884	136	420	131	119
Spanien	0	0	0	232	6	679	76	5	303	412
Tschechien	0	88	96	500	44	806	160	9	134	81
V. Königreich	0	0	3437	691	49	1785	128	43	982	594

A3 Technische und ökonomische Parameter der Kraftwerke und Wärmeerzeugung

Tabelle A-15: Technische und ökonomische Parameter konventioneller Kraftwerke [Nitsch et al., 2012]

Technologie	Baujahr	Brutto Wirkungsgrad	Netto Wirkungsgrad	Verfügbarkeit	Lebenszeit [a]	spez. ifische Investition [€/kW]	Amortisationszeit [a]	fixe Betriebskosten [% d. Invest.]	variable Betriebskosten [€/MWh]	Leistungsänderungskosten [€/MWh]
Braunkohle	1970	35,5%	33,0%	90%	40	1500	25	4%	0,1	1,5
Braunkohle	1980	38,0%	35,5%	90%	40	1500	25	4%	0,1	1,5
Braunkohle	1990	39,5%	37,0%	90%	40	1500	25	4%	0,1	1,5
Braunkohle	2000	42,5%	40,0%	90%	40	1500	25	4%	0,1	1,5
Braunkohle	2010	45,5%	43,0%	90%	40	1500	25	4%	0,1	1,5
Braunkohle	2020	49,5%	46,8%	90%	40	1500	25	4%	0,1	1,5
Braunkohle	2030	52,0%	49,1%	90%	40	1500	25	4%	0,1	1,5
Braunkohle	2040	52,0%	49,1%	90%	40	1500	25	4%	0,1	1,5
Braunkohle	2050	52,0%	49,1%	90%	40	1500	25	4%	0,1	1,5
Steinkohle	1970	38,7%	35,0%	90%	40	1300	25	4%	0,1	1,5
Steinkohle	1980	40,7%	37,0%	90%	40	1300	25	4%	0,1	1,5
Steinkohle	1990	41,7%	38,0%	90%	40	1300	25	4%	0,1	1,5
Steinkohle	2000	46,7%	43,0%	90%	40	1300	25	4%	0,1	1,5
Steinkohle	2010	49,5%	45,8%	90%	40	1300	25	4%	0,1	1,5
Steinkohle	2020	54,0%	50,0%	90%	40	1300	25	4%	0,1	1,5
Steinkohle	2030	55,0%	50,9%	90%	40	1300	25	4%	0,1	1,5
Steinkohle	2040	55,0%	50,9%	90%	40	1300	25	4%	0,1	1,5
Steinkohle	2050	55,0%	50,9%	90%	40	1300	25	4%	0,1	1,5
GuD	1970	40,9%	40,0%	96%	30	700	25	4%	0,3	0,5
GuD	1980	42,9%	42,0%	96%	30	700	25	4%	0,3	0,5
GuD	1990	50,9%	50,0%	96%	30	700	25	4%	0,3	0,5
GuD	2000	55,9%	55,0%	96%	30	700	25	4%	0,3	0,5
GuD	2010	59,0%	58,1%	96%	30	700	25	4%	0,3	0,5
GuD	2020	61,0%	60,1%	96%	30	700	25	4%	0,3	0,5
GuD	2030	63,0%	62,1%	96%	30	700	25	4%	0,3	0,5
GuD	2040	63,0%	62,1%	96%	30	700	25	4%	0,3	0,5
GuD	2050	63,0%	62,1%	96%	30	700	25	4%	0,3	0,5
Gasturbine	1970	23,4%	23,0%	95%	30	400	25	4%	0,3	0,5
Gasturbine	1980	27,4%	27,0%	95%	30	400	25	4%	0,3	0,5
Gasturbine	1990	32,4%	32,0%	95%	30	400	25	4%	0,3	0,5
Gasturbine	2000	37,4%	37,0%	95%	30	400	25	4%	0,3	0,5
Gasturbine	2010	40,0%	39,6%	95%	30	400	25	4%	0,3	0,5
Gasturbine	2020	44,0%	43,6%	95%	30	400	25	4%	0,3	0,5
Gasturbine	2030	46,0%	45,5%	95%	30	400	25	4%	0,3	0,5
Gasturbine	2040	47,0%	46,5%	95%	30	400	25	4%	0,3	0,5

Gasturbine	2050	47,0%	46,5%	95%	30	400	25	4%	0,3	0,5
Kernkraft	1970	32,4%	30,9%	90%	60	5000	25	4%	0,1	1,5
Kernkraft	1980	32,4%	30,9%	90%	60	5000	25	4%	0,1	1,5
Kernkraft	1990	32,4%	30,9%	90%	60	5000	25	4%	0,1	1,5
Kernkraft	2000	32,4%	30,9%	90%	60	5000	25	4%	0,1	1,5
Kernkraft	2010	32,4%	30,9%	90%	60	5000	25	4%	0,1	1,5
Kernkraft	2020	32,4%	30,9%	90%	60	5000	25	4%	0,1	1,5
Kernkraft	2030	32,4%	30,9%	90%	60	5000	25	4%	0,1	1,5
Kernkraft	2040	32,4%	30,9%	90%	60	5000	25	4%	0,1	1,5
Kernkraft	2050	32,4%	30,9%	90%	60	5000	25	4%	0,1	1,5

Tabelle A-16: Techno-ökonomische Parameter der KWK-Anlagen

Anlagentyp	KWK-Anlage										
	Kühlung	Verfügbarkeit	Stromkennzahl			Stromverlustkennzahl	Jahresnutzungs- zahl			Variable Kosten [€/MWh] Leistungsan- de- rungskosten [€/MWh]	
			2020	2030	2050		2020	2030	2050	C _{var}	C _{WaT}
FW-Braunkohle-DT	0%	90%	0,575	0,6	0,65	0,15	81,3%	83%	85%	0,3	2
FW-Steinkohle-DT	0%	90%	0,575	0,6	0,65	0,15	81,3%	83%	85%	0,3	2
FW-Gas-Entnahme-GuD	0%	95%	1,175	1,2	1,25	0,15	84,3%	86%	88%	0,5	0,5
FW-Müll-DT	0%	90%	0,275	0,3	0,35	0,1	61,3%	63%	65%	22	2
FW-Gas-Gegendruck-GuD	50%	95%	1,025	1,05	1,1	0	84,3%	86%	88%	1	0,5
FW-Biomasse-DT	0%	95%	0,425	0,45	0,5	0,15	81,3%	83%	85%	2	1,5
Gas-BHKW	50%	98%	0,775	0,8	0,85	0	86,3%	88%	90%	5	1
Biogas-BHKW	50%	98%	0,775	0,8	0,85	0	83,3%	85%	87%	5	1
Gas-μBHKW	0%	99%	0,475	0,5	0,55	0	86,3%	88%	90%	15	1
Biogas-μBHKW	0%	99%	0,525	0,55	0,6	0	76,3%	78%	80%	15	1
Ind-Braunkohle-DT	0%	95%	0,425	0,45	0,5	0,15	78,3%	80%	82%	0,3	2
Ind-Steinkohle-DT	0%	95%	0,425	0,45	0,5	0,15	78,3%	80%	82%	0,3	2
Ind-Gasturbine	0%	95%	0,625	0,65	0,7	0	76,3%	78%	80%	0,5	0,5
Ind-Biomasse-DT	0%	95%	0,375	0,4	0,45	0,15	79,3%	81%	83%	2	2
Ind-Gas-BHKW	50%	98%	0,875	0,9	0,95	0	86,3%	88%	90%	5	1
Biomasse-Kraftwerk	n,v,	95%	n,v,	n,v,	n,v,	n,v,	29,0%	30%	31%	2	1

Tabelle A-17: Techno-ökonomische Parameter der konventionellen Spitzenlastkessel und elektrischen Kessel der KWK-Anlagen

Anlagentyp	Boiler		E-Boiler	
	Jahres-nutzungszahl	Variable Kosten [€/MWh]	Jahres-nutzungszahl	Variable Kosten [€/MWh]
Braunkohle-DT	80%	5	99%	0,5
Steinkohle-DT	80%	5	99%	0,5
Gas-EntnahmeGuD	90%	5	99%	0,5
Gas-GegendruckGuD	90%	5	99%	0,5
Biomasse-DT	85%	5	99%	0,5
Gas-BHKW	90%	5	99%	0,5
Biogas-BHKW	85%	5	99%	0,5
Gas-µBHKW	90%	15	n.v.	n.v.
Biogas-µBHKW	85%	15	n.v.	n.v.
Ind-Braunkohle-DT	80%	10	n.v.	n.v.
Ind-Steinkohle-DT	80%	10	n.v.	n.v.
Ind-Gasturbine	90%	10	n.v.	n.v.
Ind-Biomasse-DT	85%	10	99%	0,5
Ind-Gas-BHKW	90%	5	n.v.	n.v.

Tabelle A-18: Technische und ökonomische Parameter von Stromspeichern

Technologie	Szenariojahr	Energie-Leistungs-Verhältnis	Wirkungsgrad Laden	Wirkungsgrad Entladen	Selbstentladerate [%/h]	Verfügbarkeit	Investition Speicher [€/kWh]	Amortisationszeit [a] Speicher	Investition Konverter [€/kW]	Amortisationszeit [a] Konverter	fixe Betriebskosten [% d. Invest.]	variable Betriebskosten [€/MWh]
Druckluftspeicher	2020	8	79%	85%	0,008%	95%	30	40	650	20	3%	0
Druckluftspeicher	2030	8	81%	86%	0,008%	95%	30	40	650	20	3%	0
Druckluftspeicher	2050	8	84%	89%	0,008%	95%	30	40	650	20	3%	0
Wasserstoffspeicher	2020	200	70%	57%	0%	95%	0.2	30	1650	15	3%	0
Wasserstoffspeicher	2030	200	70%	57%	0%	95%	0.2	30	1560	15	3%	0
Wasserstoffspeicher	2050	200	70%	57%	0%	95%	0.2	30	1500	15	3%	0
Pumpspeicher	2020	7	89%	90%	0%	98%	10	60	640	20	3%	0
Pumpspeicher	2030	7	89%	90%	0%	98%	10	60	640	20	3%	0
Pumpspeicher	2050	7	89%	90%	0%	98%	10	60	640	20	3%	0

Tabelle A-19: Technische und ökonomische Parameter fluktuierender EE

Technologie	Investition 2020 [€/kW]	Investition 2030 [€/kW]	Investition 2050 [€/kW]	Amortisationszeit [a]	fixe Betriebskosten [% d. Invest.]	variable Betriebskosten €/MWh
Photovoltaik	1202	994	903	20	1,0%	0
Wind Offshore	2100	1800	1300	18	5,5%	0
Wind Onshore	1030	980	900	18	4,0%	0
Laufwasserkraft	4830	4899	5030	60	5,0%	0

Tabelle A-20: Brennstoffkosten [€/MWh]

Jahr	Steinkohle	Braunkohle	Erdgas	Kernkraft	Biomasse
2020	17,05	6,39	37,30	2,85	0
2030	19,30	6,876	42,79	2,85	0
2050	22,22	9,18	47,85	2,85	0

Tabelle A-21: Angenommene CO₂-Zertifikatskosten

Jahr	Kosten in €/t
2020	27
2030	45
2050	75

Tabelle A-22: Technische und ökonomische Parameter von CSP-Kraftwerken

Technologie	Jahr	Wirkungsgrad Speicher	Wirkungsgrad Kraftwerksblock	Speicherstunden	Anteilige Back- Up-Leistung	Verfügbarkeit	Kosten Solarfeld [€/kW _{th}]	Kosten Speicher [€/kW _{th}]	Kosten Kraft- werksblock €/kW _{el}]	Abschreibungs- zeitraum	fixe Betriebskosten [% d. Invest.]
CSP	2020	95%	37%	6	100%	95%	399	38	1060	25	3%
CSP	2030	95%	37%	6	100%	95%	302	29	1006	25	3%
CSP	2050	95%	37%	6	100%	95%	252	25	971	25	3%

Tabelle A-23: Technische und ökonomische Parameter von Speicherwasserkraftwerken

	Wirkungsgrad Turbine	Wirkungsgrad Pumpe	Verfügbarkeit	Investition Spei- cher 2020	Investition Spei- cher 2030	Investition Spei- cher 2050	Investition Pumpe	Amortisationszeit [a] Turbine	Amortisationszeit [a] Pumpe	fixe Betriebskosten [% d. Invest]	variable Betriebs- kosten €/MWh
Speicherwasserkraft	90%	89%	98%	1469	1507	1565	640	60	20	5%	0

Tabelle A-24: Technische und ökonomische Parameter von Untergrund-HGÜ-Kabeln [Trieb et al., 2012]

Technologie	Jahr	Brutto Kapazität [MW]	Verluste Freilei- tung [%/1000km]	Verluste Seekabel [%/1000km]	Verluste Konver- ter	Kosten Erdkabel [k€/km]	Kosten Seekabel [k€/km]	Kosten Konverter	Amortisationszeit [a]	fixe Betriebskosten [% d. Invest]
HGÜ-Kabel	2020	2200	3,5%	2,7%	0,7%	471	938	198000	40	1%
HGÜ-Kabel	2030	2200	3,5%	2,7%	0,7%	451	900	187000	40	1%
HGÜ-Kabel	2050	2200	3,5%	2,7%	0,7%	415	825	165000	40	1%

Tabelle A-25: Techno-ökonomische Parameter der Lastmanagementtechnologien

Modelltechnologie	Einsatz	Verschiebe- Dauer [h]	Wirkungsgrad	Einsatzdauer [h]	Wartezeit [h]	Jahreslimit [1/a]	Einsatzkosten [€/kWh]
HVAC_All	Verzögern	2	97%	1	4	-	0
CoolingWater_ComInd	Vorziehen /Verzögern	2 / 6	97,5%/95,5%	2	8	-	0.05
ProcessShift_Ind	Vorziehen /Verzögern	4 / 12 / 16 / 36	99%	3	24	365	0.25
WashingEq_Res	Verzögern	2 / 4 / 6	100%	8760	0	-	0.05
StorHeat_ResCom	Vorziehen	4 / 8 / 12	97%/96%/95%	12	0	-	0
ProcessShed_Ind	Lastabwurf	-	-	4	24	40	1.5

A4 Nettostromexporte im Szenario H₂ und im Szenario Import



Abbildung A-1: Netto-Stromexporte im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050 in GWh, Szenario H₂, Netzvariante KonsNetz



Abbildung A-2: Netto-Stromexport zwischen den Regionen Deutschlands sowie mit den Nachbarländern im Jahr 2050 in GWh, Szenario H₂, Netzvariante KonsNetz

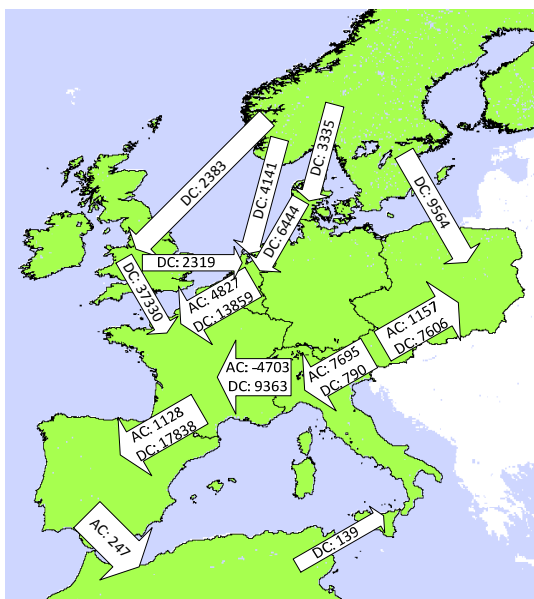


Abbildung A-3: Netto-Stromexporte im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050 in GWh, Szenario H₂, Netzvariante OptNetz

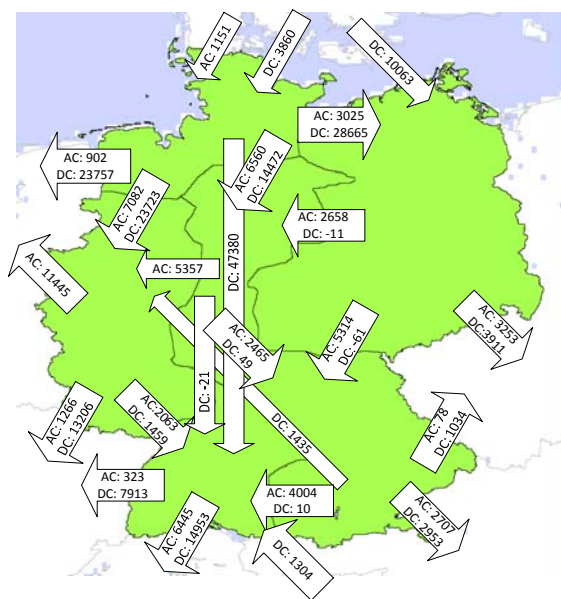


Abbildung A-4: Netto-Stromexport zwischen den Regionen Deutschlands sowie mit den Nachbarländern im Jahr 2050 in GWh, Szenario H₂, Netzvariante OptNetz

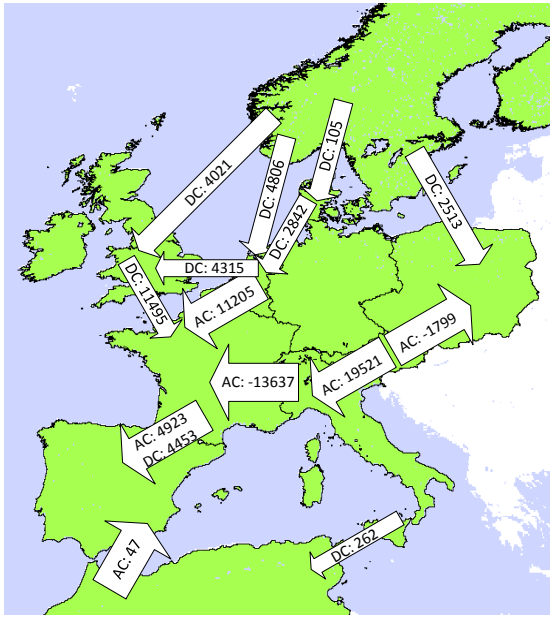


Abbildung A-5: Netto-Stromexporte im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050 in GWh, Szenario mit Solarstromimport, Netzvariante OptNet



Abbildung A-6: Netto-Stromexporte im europäischen Untersuchungsgebiet im Jahr 2050 in GWh, Szenario mit Solarstromimport, Netzvariante OptNet