

**FFE**

Datenlieferung  
Versorgungssicherheitsmonitoring  
Strom 2024

Methodischer Bericht - Zeitreihen und Kraftwerksliste

2024



Datenlieferung

Versorgungssicherheitsmonitoring

Strom 2024

---

Methodischer Bericht - Zeitreihen und  
Kraftwerksliste

**Herausgeber:**



Am Blütenanger 71, 80995 München  
+49 (0) 89 158121-0

Mail: [info@ffe.de](mailto:info@ffe.de)

Web: [www.ffe.de](http://www.ffe.de)

Bericht zum Projekt:

Datenlieferung Versorgungssicherheitsmonitoring Strom 2024

Methodischer Bericht - Zeitreihen und Kraftwerkliste"

Veröffentlicht am:

31. August 2024

FfE-Nummer:

BNetzA-04

Autoren:

Tobias Schmid

Stephan Kigle

Timo Kern

Felix Senft

Stephan Mohr

# Inhalt

1	Vorbemerkung.....	1
2	Szenario.....	2
2.1	Exogene Szenarien.....	2
2.2	Mantelzahlen.....	3
2.3	Weitere Anmerkungen.....	4
3	Wetterjahre.....	6
4	Verbrauch.....	9
4.1	Private Haushalte.....	9
4.2	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD).....	11
4.3	Gebäude.....	15
4.4	Verkehr.....	20
4.5	Industrie.....	26
4.6	Rechenzentren.....	28
4.7	Power-to-Gas.....	30
4.8	Power-to-Heat.....	33
4.9	Sonstige Verbraucher.....	35
4.10	Netzverluste.....	37
5	Erzeugung.....	39
5.1	Photovoltaik.....	39
5.2	Photovoltaik mit Eigenverbrauchsoptimierung.....	42
5.3	Wind Onshore.....	43
5.4	Wind Offshore.....	47
5.5	Wasser.....	49
5.6	Biomasse und sonstige erneuerbare Energieträger.....	51
5.7	Mikro-KWK.....	53
5.8	Netzersatzanlagen.....	54
6	Fernwärme.....	56
6.1	Allgemeine Versorgung.....	56
6.2	Industrie: KWK in Wärmenetzen.....	61
7	Flexibilität.....	63
7.1	Industrie- und GHD-Prozesse.....	63
7.2	E-Mobilität.....	68
7.3	Power-to-Gas.....	70

7.4	PV-Heimspeicher .....	72
7.5	Wärmepumpen .....	73
7.6	Power-to-Heat.....	74
8	Energiebilanzen .....	77
9	Kraftwerksliste .....	81
9.1	Charakteristika der Kraftwerksliste.....	81
9.2	Vergleich zwischen Kraftwerksliste und ENTSO-E Liste .....	95
10	Kosten.....	100
10.1	Kostenjahr und Inflation .....	102
10.2	Einteilung der Energieträger .....	102
10.3	Emissionsfaktoren .....	103
10.4	Energieträgerkosten.....	104
10.5	Elektrischer Wirkungsgrad .....	106
10.6	Fixe Betriebskosten.....	106
10.7	Kosten für CO <sub>2</sub> -Zertifikate.....	108
10.8	Sonstige Variable Kosten.....	108
10.9	Transportkosten (TK).....	108
10.10	Variable Instandhaltungskosten.....	110
10.11	Abschaltkosten.....	110
10.12	Investitionskosten .....	111
10.13	Lebensdauer .....	115
10.14	Investitionskosten Retrofit .....	115
10.15	Lebensdauer Retrofit .....	116
11	Kraftwerksliste – Exogene Vorgaben.....	117
11.1	Exogene Vorgaben .....	117
11.2	Kapazitätsmärkte.....	122

# Abkürzungsverzeichnis

ABF	<i>Abfall</i>
ABJ	<i>Außerbetriebnahmejahr</i>
AD	<i>advanced development</i>
BEV	<i>Battery Electric Vehicle</i>
BIO	<i>Biomasse</i>
BM	<i>Betriebsmodus</i>
BMWK	<i>Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz der Bundesrepublik Deutschland</i>
BNA	<i>Bundesnetzagentur</i>
BRK	<i>Braunkohle</i>
CBA	<i>Cost-benefit-analysis</i>
CLC	<i>Corine Landcover</i>
CN	<i>cancelled</i>
CO	<i>under construction</i>
COP	<i>Coefficient of Performance</i>
DENA	<i>Deutsche Energie-Agentur GmbH</i>
DiE	<i>Distributed Energy</i>
DIE	<i>Diesel</i>
DRF	<i>DE-Rating-Faktor</i>
DSM	<i>Demand-Side-Management</i>
DT	<i>Dampfturbine</i>
ECMWF	<i>European Centre for Medium-Range Weather Forecasts</i>
ED	<i>early development</i>
EE	<i>Erneuerbare Energien</i>
EEG	<i>Erneuerbare-Energie-Gesetz</i>
EK	<i>Entnahmekondensation</i>
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
EnWG	<i>Energiewirtschaftsgesetz</i>
E-PRTR	<i>European Pollutant Release and Transfer Register</i>
ERG	<i>Erdgas</i>
ETS	<i>Emission Trading System</i>
EU	<i>Europäische Union</i>
EVS	<i>Energieverbrauch beim Start</i>
EWG	<i>elektrischer Wirkungsgrad</i>
EWM	<i>Energiewandlungsmaschine</i>
FfE	<i>Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.</i>
FT	<i>Fuel Type</i>
GD	<i>Gegendruck</i>
GEO	<i>Geothermie</i>
Geo_B	<i>geografische Breite</i>
Geo_L	<i>geografische Länge</i>
GHD	<i>Gewerbe-, Handel- und Dienstleistung</i>
GIS	<i>Geoinformationssystem</i>
GT	<i>Gasturbine</i>
GuD	<i>Gas- und Dampf</i>
GW	<i>Gigawatt</i>
GZ	<i>Gebotszone</i>
GZW	<i>Gezeitenkraftwerk</i>
HEL	<i>leichtes Heizöl</i>
HES	<i>schweres Heizöl</i>

HPC *High Power Charging*  
IBJ *Inbetriebnahmejahr*  
ID *Identifikationsnummer aus Platts-Datenbank*  
IP *planned*  
IRENA *International Renewable Energy Agency*  
ISI *Institut für System- und Innovationsforschung*  
ISO *Internationale Organisation für Normung*  
Kap\_SP *Speicherkapazität*  
KGAS *Kuppelgas*  
KNDE *Klimaneutrales Deutschland*  
KoaV *Koalitionsvertrag*  
KSG *Klimaschutzgesetz*  
kW *Kilowatt*  
kWh *Kilowattstunde*  
KWK *Kraft-Wärme-Kopplung*  
LFS *Langfristszenarien*  
LGab *Lastgradient abwärts*  
LGauf *Lastgradient aufwärts*  
LIG *Lignite*  
LW *Laufwasser*  
MAF *Mid Term Adequacy Forecast*  
MaStR *Marktstammdatenregister*  
MaStR\_ID *Einheitsnummer des Marktstammdatenregisters*  
MBZ *Mindestbetriebszeit*  
mKWK *Mikro-KWK*  
MSZ *Mindeststillstandszeit*  
MW *Megawatt*  
NEA *Netzersatzanlage*  
NEP *Netzentwicklungsplan*  
NEWA *New European Wind Atlas*  
NUK *Kernkraft*  
NUTS *Nomenclature des Unités territoriales statistiques*  
OP *operating*  
OS *out of service*  
OSM *OpenStreetMap*  
PausN *Netto-Turbinenleistung*  
PECD *Pan-European Climatic Database*  
PeinN *Netto-Pumpleistung*  
PET *Primärenergieträger*  
PHH *Private Haushalte*  
PM *Prime Mover*  
PmaxN *maximale elektrische Netto-Einspeiseleistung*  
PminN *minimale elektrische Netto-Einspeiseleistung*  
PR *proposed*  
PriHM *Private Household Model*  
PSW *Pumpspeicher*  
PT *Plant Type*  
PtG *Power-to-Gas*  
PtH *Power-to-Heat*  
PV *Photovoltaik*  
RE *retired*  
SET *Sekundärenergieträger*  
SKZ *Stromkennzahl*

Smlnd *Sector Model Industry*  
SON *Sonstiges*  
STK *Steinkohle*  
SVK *Stromverlustkennziffer*  
SW *Speicherwasser*  
TerM *Tertiary Model*  
TraM *Transport Model*  
TU *Technische Universität*  
TWh *Terawattstunde*  
TYNDP *Ten Years Network Development Plan*  
UBA *Umweltbundesamt*  
ÜNB *Übertragungsnetzbetreiber*  
USD *US-Dollar*  
VBH *Vollbenutzungsstunden*  
VLS *Volllaststunden*  
VM *Verbrennungsmotor*  
WG *World Geodetic System*  
WindSeeG *Windenergie-auf-See-Gesetz*  
WT *Wasserturbine*



# 1 Vorbemerkung

Für das Versorgungssicherheitsmonitoring (VSM) Strom 2024 stellt die FfE den Kraftwerkspark, die Szenarien und die regional aufgelösten Zeitreihen zu Erzeugung, Verbrauch und Flexibilitäten zur Verfügung. Die Datenlieferung erfolgte im Januar 2024.

Im Rahmen der Datenlieferung wurden Anmerkungen von den Übertragungsnetzbetreibern, den Gutachtern r2b und Consentec sowie dem BMWK integriert. Zu den zentralen abgestimmten Punkten zählen:

- Der Status Quo des Stromverbrauchs wird aus aktuellen, statistischen Daten gebildet.
- Die zukünftige Stromerzeugung orientiert sich für alle modellierten Länder außer Deutschland am Szenario Distributed Energy des TYNDP 2022.
- Die Stromerzeugung aus Wasserkraft wurde abgestimmt.
- Die Stromerzeugung aus Offshore Windkraftanlagen für die Länder Dänemark, Deutschland und die Niederlande berücksichtigt die aktuellen geplanten Projekte.
- Die Stromerzeugung aus Offshore Windkraftanlagen und Biomasseanlagen für Deutschland wurde mit dem BMWK abgestimmt.

Weitere Anmerkungen – zum Beispiel zur Modellierung von Flexibilitäten – wurden ebenfalls übernommen, sind jedoch nicht Gegenstand dieses Berichts. Der vorliegende methodische Bericht beschreibt die Eingangsdaten für die Modelle der Bundesnetzagentur. Ziel ist es, eine Beschreibung der methodischen Ansätze und Quellen bereitzustellen sowie ausgewählte Daten zu visualisieren.

## 2 Szenario

Die nationale Entwicklung in Europa basiert auf exogenen Vorgaben. Der TYNDP, die Langfristszenarien und der Netzentwicklungsplan bilden die Basis für diese Vorgaben. Eventuelle Datenlücken werden durch Datenbestände der FfE oder Recherchen geschlossen. Diese Vorgaben sind im Weiteren die Mantelzahlen für die Regionalisierung auf NUTS-3 Ebene (Nomenclature des Unités territoriales statistiques). Die NUTS-3 Ebene stellt in Deutschland Landkreise und kreisfreie Städte dar.



Abbildung 2-1: Datenquellen im Rahmen der Szenariodefinition

Die Grundannahmen zur Definition des Szenarios wurden den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), dem BMWK sowie r2b und consentec vorgestellt. Rückmeldungen wurden in der Entwicklung des finalen Szenarios berücksichtigt.

Nachfolgend werden die verwendeten exogenen Ausgangsszenarien sowie die grundlegenden Annahmen bei der Zusammenführung dieser Szenarien zu einem einheitlichen Szenario dargestellt.

### 2.1 Exogene Szenarien

Folgende exogene Szenarien wurden verwendet:

Die vom Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu und der TU Berlin erarbeiteten Langfristszenarien sind die relevante Datenbasis für die deutschen Mantelzahlen. Es wurde das Szenario T45-Strom ausgewählt. Dieses führt zu einer Treibhausgasneutralität bis 2045, ohne Verlagerung der Industrie, dabei werden H<sub>2</sub>-Importe berücksichtigt.

Auf Europäischer Ebene werden die Ergebnisse des TYNDP 2022 verwendet. Diese sind die Basis für den TYNDP ((EU) 347/2013) und die cost-benefit-analysis (CBA) und bilden die Entscheidungsbasis für EU-Finanzierungen der Strom- und Gasinfrastrukturprojekte von gemeinsamem Interesse. Die Szenarien basieren – soweit vorhanden – auf Länderdaten. Im Rahmen des hier dargestellten Szenarioprozesses wurde das Szenario Distributed Energy (nachfolgend DiE) als Referenz gewählt. Als führende Größe wurde die Energiemenge festgelegt.

Der im Juli 2022 genehmigte Szenariorahmen bildet die Basis für die Prüfung des zuverlässigen Netzbetriebs und des notwendigen Netzausbaus. Er berücksichtigt aktuelle Ziele wie KSG, EEG 2021, WindSeeG, KVBG, H<sub>2</sub>-Strategie 2020, KoaV 2021 - 2025 und strebt eine Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2030 um 65 % an. Der hohe Detaillierungsgrad – zum Beispiel der Anteil von Onsite- (direkt beim Wasserstoff-Verbraucher) und Offsite-Elektrolyseuren – ergänzt Angaben aus den Langfristszenarien. Die installierten Leistungen der Erneuerbaren Energien wurden direkt aus dem Szenariorahmen entnommen.

Basierend auf Konsultationen im Zeitraum Oktober 2023 bis Januar 2024 wurden für Deutschland einige Mantelzahlen überarbeitet bzw. auf den aktuellen Stand nach Langfristszenarien und EEG gebracht und für Europa die Umsetzung der Mantelzahlen aus dem Szenario Distributed Energy konkretisiert.

An verschiedenen Stellen wurden ergänzende Informationen benötigt. Diese wurden aus bestehenden Datensätzen und Modellen der FfE entnommen oder recherchiert. Zum Beispiel wurde aus dem Modell Smlnd die Aufteilung des industriellen Stromverbrauchs nach Wirtschaftszweigen durchgeführt und aus dem Wärmenetzgutachten zum NEP die Verteilung der deutschen Wärmenetze. Zu den recherchierten Daten zählen zum Beispiel die regionale Verteilung der Rechenzentren in Europa und die Regionalisierung der Erneuerbaren Energien auf NUTS-3 Ebene.

## 2.2 Mantelzahlen

Die Mantelzahlen für die Regionalisierung sind das Ergebnis der Homogenisierung und Zusammenführung der zuvor dargestellten vier Datenquellen (NEP, LFS, FfE, TYNDP) unter Berücksichtigung der Rückmeldungen der ÜNB und des BMWK. Im Detail werden die Regionalisierungen in Kapitel 4 und 5 vorgestellt und durch Auswertungen in Kapitel 8 begleitet. Anbei werden exemplarisch die Mantelzahlen für Deutschland vorgestellt.

Die installierte Leistung und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien steigt in Anlehnung an den NEP deutlich an. Die Stromerzeugung basiert zu etwa gleichen Anteilen auf Solar, Wind Onshore und Wind Offshore, siehe Abbildung 2-2.

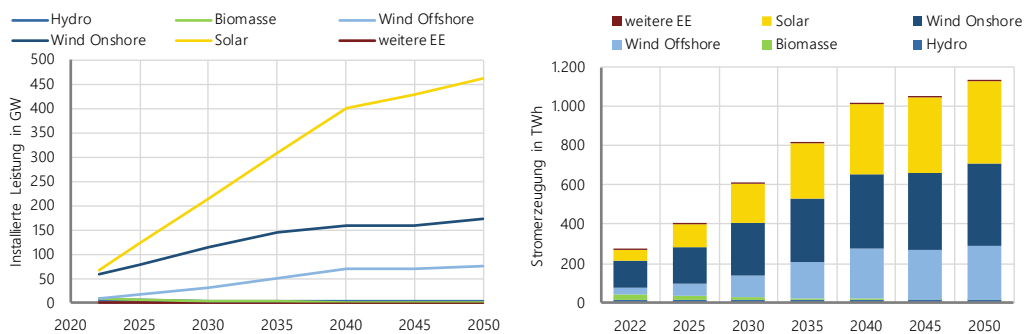


Abbildung 2-2: Installierte Leistung und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Der Nettostromverbrauch steigt von heute rund 500 TWh auf über 1.000 TWh, siehe Abbildung 2-3. Ab dem Jahr 2035 entfällt ein signifikanter Anteil des Stromverbrauchs auf PtX-Technologien wie Power-to-Heat und Power-to-Gas.

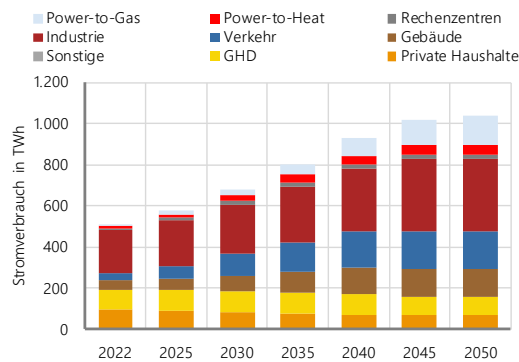


Abbildung 2-3: Stromverbrauch nach verschiedenen Sektoren

### 2.3 Weitere Anmerkungen

Der Stromverbrauch wird nach Sektoren und Anwendungen differenziert. Bei den Sektoren bilden – in Anlehnung an die Langfristszenarien – die Gebäude einen eigenen Sektor. Die Industrie wird nach Wirtschaftszweigen differenziert, der Verkehr nach Schiene, Straße und Luftfahrt. Abbildung 2-4 zeigt exemplarisch die notwendige Anpassung der Vorgaben nach TYNDP (linke Seite) bzw. Langfristszenarien (rechte Seite). Die durch Recherchen und Modelle der FfE vorgenommenen Aufschlüsselungen sind mit dem FfE-Logo gekennzeichnet.

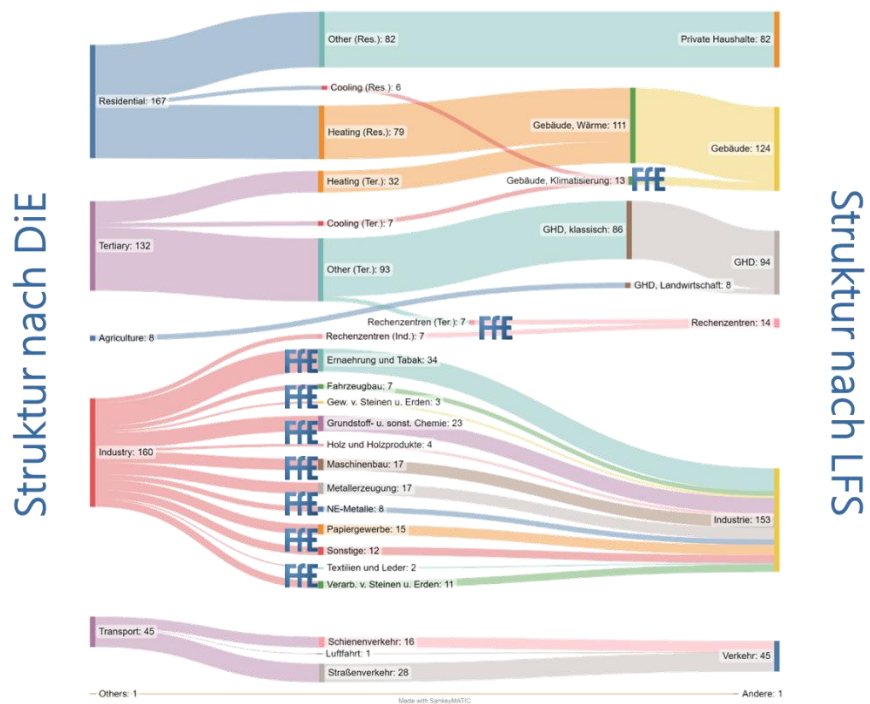


Abbildung 2-4: Stromverbrauch nach Sektoren und Anwendungen am Beispiel Frankreichs für das Jahr 2030

Die gesamte Datenlieferung umfasst 22 Länder (DE, AT, BE, CH, CZ, DK, ES, FI, FR, GB, HR, HU, IT, LU, NL, NO, PL, PT, RO, SE, SI, SK) und über 30 Wetterjahre (1982 - 2019). Die regionale Auflösung bilden zum einen die Gebotszonen, zum anderen die NUTS-3 Regionen zum Stand 2021. In Abbildung 2-5 sind die Länder und Gebotszonen mit ihren Regionsnummern (ISO 3166-1 numerisch), Regionskürzeln (ISO 3166 ALPHA-2) und Marktgebietskürzeln dargestellt.



## 3 Wetterjahre

Im Rahmen der Datenaufbereitung wurden zunächst die Wetterjahre 1980 bis 2021 betrachtet. Die zentrale Datenbasis bilden die Reanalysedaten ERA5 bzw. ERA5land des European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF). Für Wasserkraft wurden die PECD-Daten des Mid Term Adequacy Forecast 2019 (MAF) verwendet. Diese wurden teilweise durch aktuelle Marktdaten ergänzt. Die Datenlieferung umfasst die in allen Quellen verfügbaren Wetterjahre.

Die Auswahl eines Referenzwetterjahrs kann nach unterschiedlichen Kriterien erfolgen. Zu diesen zählen unter anderem:

- Ertrag der Windenergieanlagen
- Ertrag der Photovoltaikanlagen
- Gradtagszahl<sup>1</sup>
- Gradtagszahl der kältesten Woche
- Regionale Verteilung der zuvor genannten Parameter

Im Rahmen dieser Untersuchung wurde ein Wetterjahr gesucht, das einen typischen Energieverbrauch sowie typische Lastspitzen im Winter abbildet. Ferner sollte auch der Ertrag der Windenergieanlagen typisch und das Wetterjahr nicht älter als 20 Jahre sein.

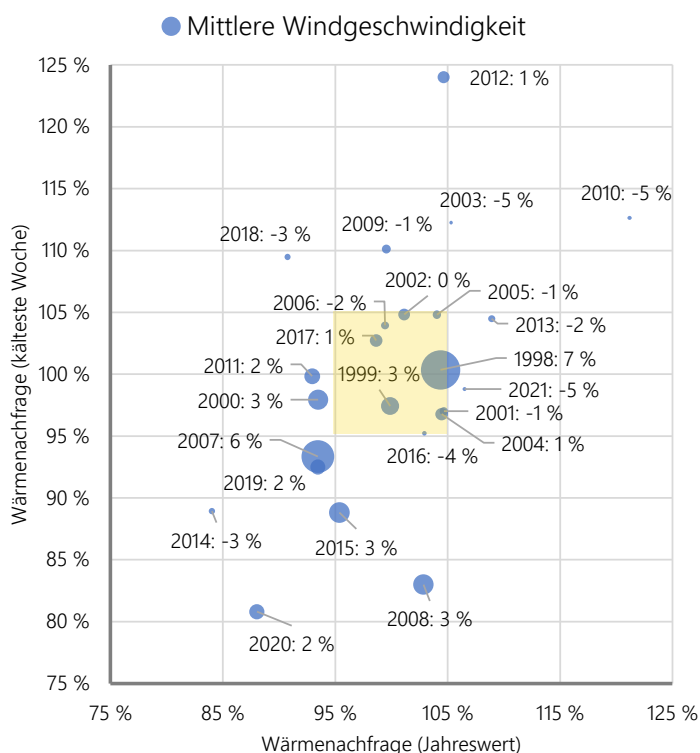


Abbildung 3-1: Identifikation eines typischen Wetterjahrs, Deutschland

Basierend auf diesen drei Kriterien wurde die Auswertung in Abbildung 3-1 für Deutschland erstellt. Die Gradtagszahlen sind ein Indikator für den Stromverbrauch und werden auf der x-Achse aufgetragen. Die Gradtagszahlen der kältesten Woche sind ein Indikator für die Höhe

<sup>1</sup> Die Gradtagszahl ist eine Kennzahl für die Ermittlung des Heizwärmebedarfes eines Gebäudes. Sie wird nach VDI 2067 berechnet, indem die Differenz zwischen durchschnittlicher Außentemperatur und Innentemperatur an allen Tagen eines Jahres aufaddiert wird, an welchen die durchschnittliche Außentemperatur unter der Heizgrenztemperatur liegt. Als Innentemperatur werden hierbei 20 °C, als Heizgrenztemperatur 15 °C angenommen.

der Lastspitze und werden auf der y-Achse aufgetragen. Die einzelnen Wetterjahre sind als Kreise dargestellt, die Größe des Kreises ist proportional zur mittleren Windgeschwindigkeit, die Abweichung zum langjährigen Mittel ist zudem Teil der Beschriftung.

In Gelb markiert ist der Bereich typischer Wetterjahre. In die engere Auswahl kommen die Wetterjahre 2002, 2006 und 2017. Da im Jahr 2006 in Europa die kälteste Woche deutlich kälter war (siehe Abbildung 3-2) und im Wetterjahr 2017 die PV-Stromerzeugung sehr heterogen verteilt war (siehe Abbildung 3-3), wurde das Jahr 2002 als Referenzjahr gewählt.

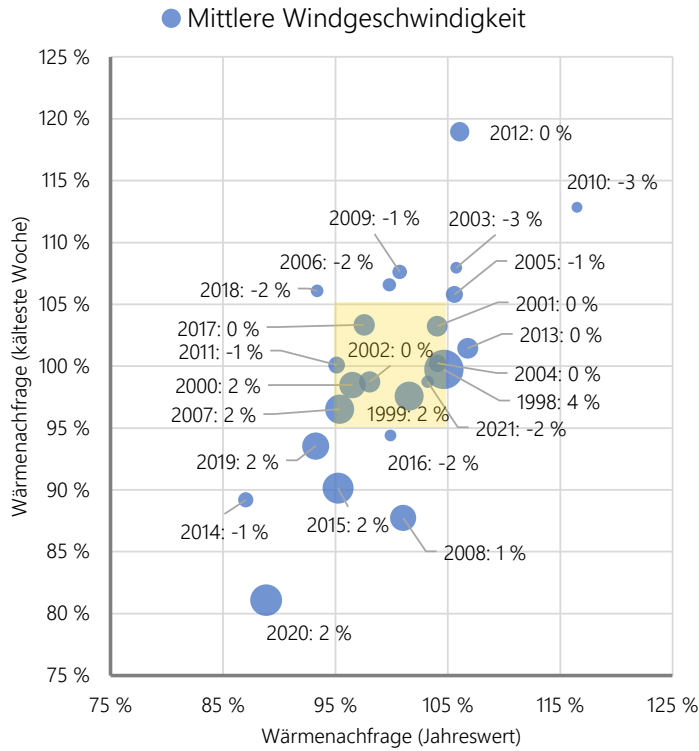


Abbildung 3-2: Identifikation eines typischen Wetterjahrs, Europa

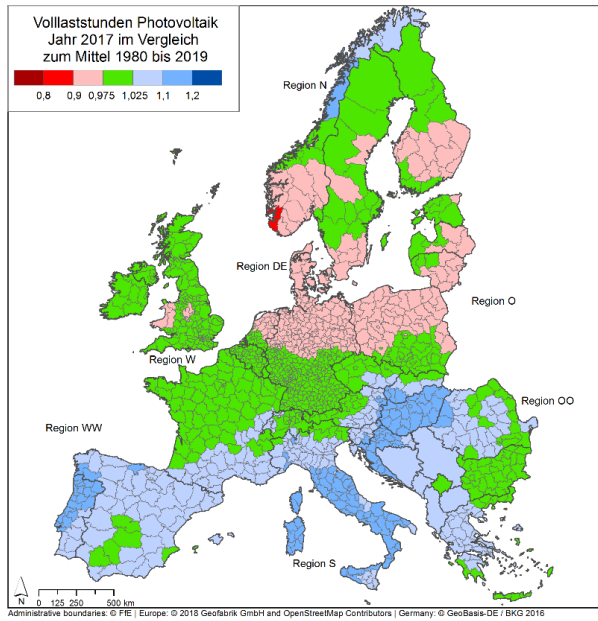


Abbildung 3-3: Volllaststunden Photovoltaik im Wetterjahr 2017<sup>2</sup>

<sup>2</sup> [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/gutachten-fuer-den-monitoringbericht-2022.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/gutachten-fuer-den-monitoringbericht-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=8)



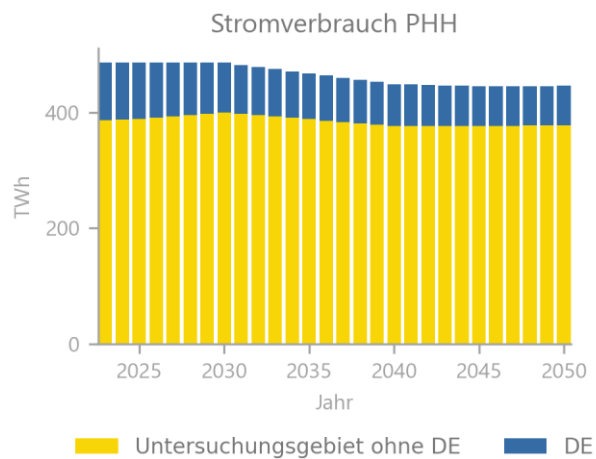


Abbildung 4-2: Entwicklung des Stromverbrauchs im Sektor Private Haushalte

Die räumliche Verteilung der Länder-Mantelzahlen erfolgt über den Indikator der Bevölkerungsanteile je NUTS-3-Region an der Gesamtbevölkerung des jeweiligen Landes zum Referenzjahr 2021. Von einer Modellierung der Bevölkerungsentwicklung auf NUTS-3-Ebene wird mangels geeigneter, regional aufgelöster Indikatoren abgesehen. Somit bleibt die relative Verteilung innerhalb jedes Landes für alle Ausbaustufen gleich.

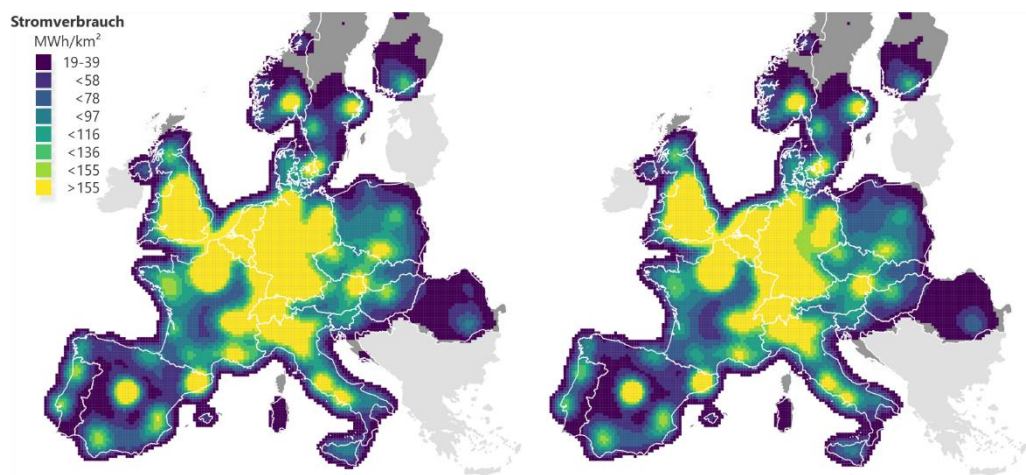


Abbildung 4-3: Räumliche Verteilung des PHH-Stromverbrauchs im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Die Berechnung der Zeitreihen erfolgt mit dem Model PriHM und berücksichtigt verschiedene Lastprofile und Anwendungen. Das Modell verwendet unter anderem folgende Daten:

- Typtage und nationale Feiertage
- Außentemperatur in stündlicher Auflösung
- Standardlastprofile
- Lastprofile für ausgewählte Anwendungen

Das Lastprofil zeigt einen deutlichen saisonalen Verlauf, siehe Abbildung 4-4. Das stündliche Profil unterscheidet sich für die verschiedenen Typtage deutlich.

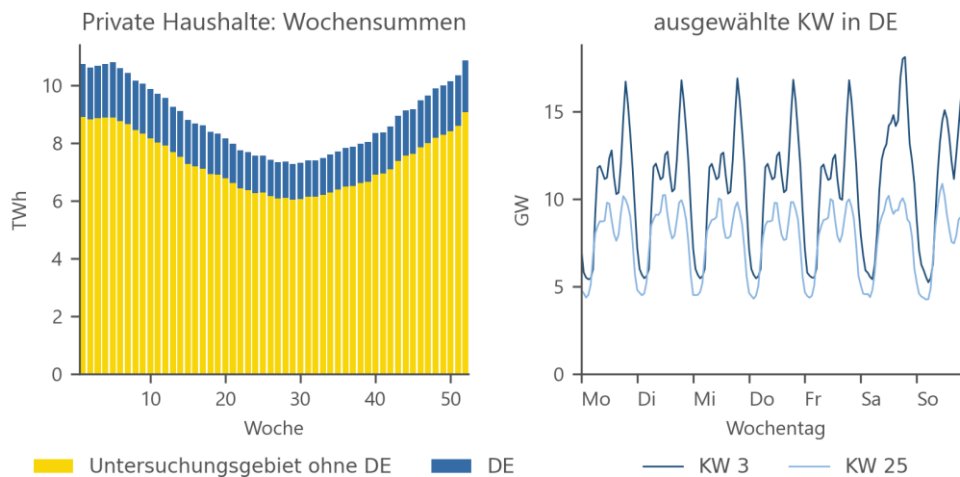


Abbildung 4-4: Jahresverlauf des PHH-Stromverbrauchs (links) und Vergleich der Zeitreihen in zwei ausgewählten Wochen (rechts) – Ausbaustufe 2035

## 4.2 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

Der klassische Stromverbrauch im Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor (GHD) wird exklusive des Verbrauchs für klimatische Anwendungen (siehe Abschnitt 4.3) und Rechenzentren (siehe Abschnitt 4.6) betrachtet.

Abbildung 4-5 zeigt das verwendete Sektormodell TerM<sup>4</sup> zur Modellierung der Zeitreihen. Das Modell differenziert die Hauptanwendungen im GHD-Sektor, einschließlich Heizung, Kühlung und dem klassischen Stromverbrauch. Die Beschäftigtenzahlen nach Branchen sind die wichtigste Größe für die Regionalisierung.

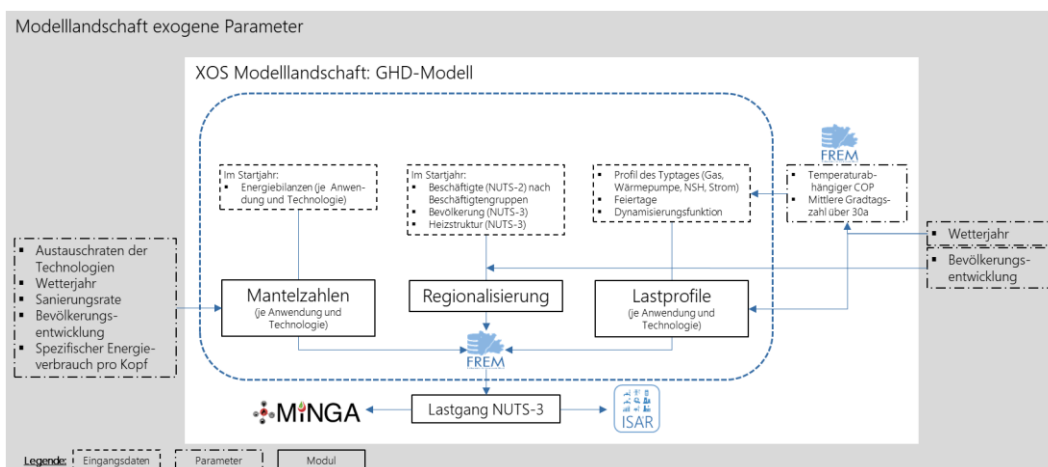


Abbildung 4-5: Aufbau des Modells TerM – Sektormodell GHD

Die Subkategorie „GHD Allgemein“ umfasst den Stromverbrauch des GHD-Sektors ohne den Bereich Landwirtschaft (s. Abschnitt 4.2.2).

Analog zum PHH-Sektor ist im GHD-Sektor allgemein mit einem leicht steigenden Stromverbrauch zu rechnen. Dies zeigt sich in den DiE-Zahlen für die Gesamtheit des Untersuchungsgebiets (aktuell ca. 515 TWh auf 525 TWh in 2040). In Deutschland bleibt der Verbrauch nach T45-Strom zwischen 2030 und 2040 nahezu konstant bei etwa 97 TWh. Bis

<sup>4</sup> [https://extremos.ffe.de/model\\_landscape#term](https://extremos.ffe.de/model_landscape#term)

2045 wird dann mit einem Rückgang auf 88 TWh gerechnet, danach bleibt der Stromverbrauch wieder konstant.

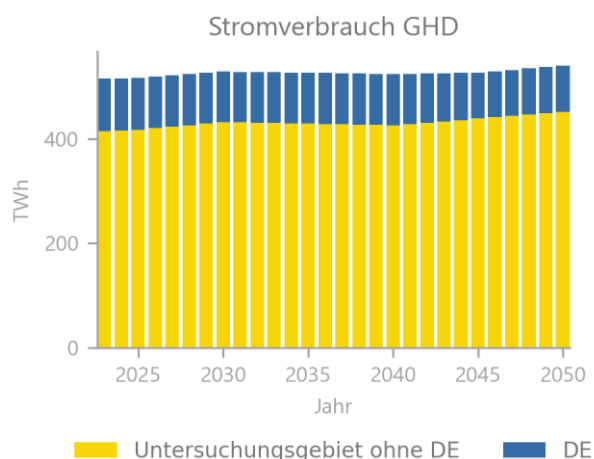


Abbildung 4-6: Entwicklung des Stromverbrauchs im Sektor GHD Allgemein

Die Regionalisierung basiert auf den Ergebnissen des Sektormodells TerM<sup>5</sup>. Folgende Eingangsdaten werden dabei verwendet:

- Nationale Feiertage und Typtage
- Nationale Energiebilanzen nach Anwendungen (klassische Stromverbraucher sowie – auch wenn im Rahmen dieses Parameters nicht direkt benötigt – Heizen und Kühlen)
- Anzahl Beschäftigte je NUTS-3 bzw. je NUTS-2 Region und Branche
- Heizstrukturen je NUTS-3 Region
- Außentemperatur (mittlere Heizgradtagszahl bzw. Kühlgradtagszahl)

Die Regionalisierung des klassischen Stromverbrauchs ist in Abbildung 4-7 dargestellt. Die großen Metropolen im Untersuchungsgebiet sind deutlich zu erkennen. Der den Gebäuden zuzuordnende Stromverbrauch ist Gegenstand des Kapitels 4.3.

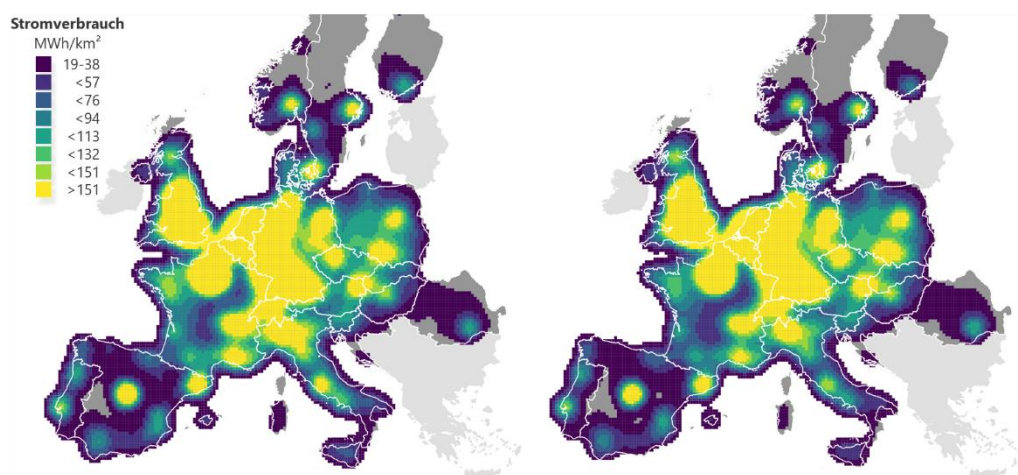


Abbildung 4-7: Räumliche Verteilung des GHD-Stromverbrauchs im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Die Modellierung der zeitlich aufgelösten Energienachfrage ist von folgenden Eingangsdaten abhängig:

<sup>5</sup> [https://extremos.ffe.de/model\\_landscape#term](https://extremos.ffe.de/model_landscape#term)

- Standardlastprofile für verschiedene GHD-Subsektoren
- Gemessene Lastgänge für einzelne Anwendungen
- Außentemperatur in stündlicher Auflösung
- Lastprofile für Wärmepumpen verschiedener Verteilnetzbetreiber
- Temperaturabhängigkeit des COPs<sup>6</sup> für verschiedene Wärmepumpentechnologien

Der klassische Stromverbrauch zeigt nur eine geringe saisonale Schwankung, siehe Abbildung 4-8. Die Typtage unterscheiden sich deutlicher als im Sektor private Haushalte.

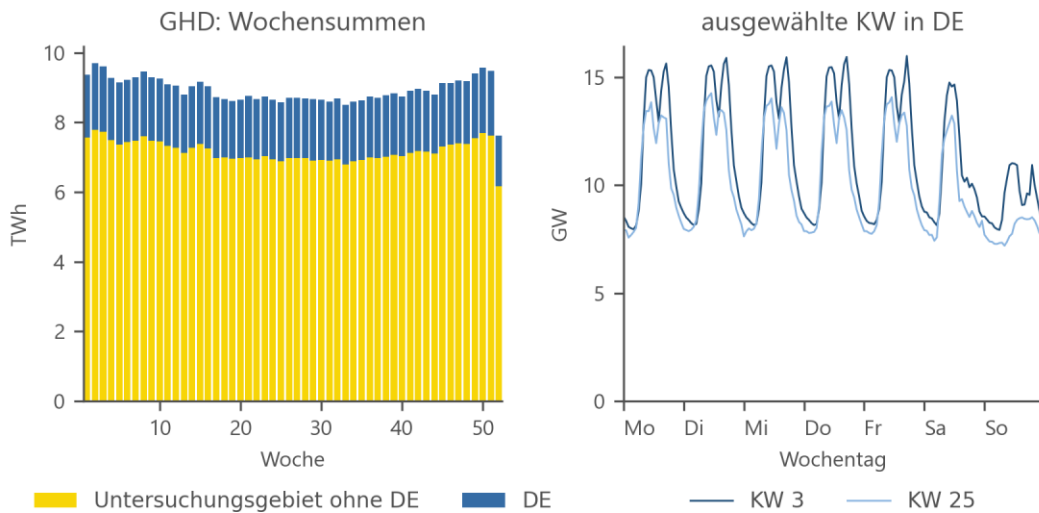


Abbildung 4-8: Jahresverlauf des GHD-Stromverbrauchs (links) und Vergleich der Zeitreihen in zwei ausgewählten Wochen (rechts) – Ausbaustufe 2035

Der Stromverbrauch im Landwirtschaftssektor entspricht nur einem sehr kleinen Anteil des gesamten Stromverbrauchs. Da er sich in seiner regionalen Verteilung deutlich von den übrigen Sektoren unterscheidet, wird er als eigener Sektor behandelt. Der Stromverbrauch verzeichnet nach DiE im Untersuchungsgebiet einen Rückgang von aktuell ca. 57 TWh auf etwa 51 TWh im Jahr 2030, bevor mit einem deutlich ansteigenden Verbrauch zu rechnen ist (2035: ca. 61 TWh, 2050: ca. 97 TWh). In Deutschland zeigt sich eine weitgehend konstante Verbrauchsentwicklung (aktuell ca. 6,5 TWh auf 5,5 TWh im Jahr 2050).

<sup>6</sup> Der COP beschreibt das Verhältnis von abgegebener Wärme- bzw. Kälteleistung zur eingesetzten elektrischen Leistung bei Kompressionswärmepumpen / mechanischen Wärmepumpen an einem bestimmten Betriebspunkt. Der Betriebspunkt wird insbesondere durch das Temperaturniveau von Wärmequelle und abgegebener Wärme charakterisiert.

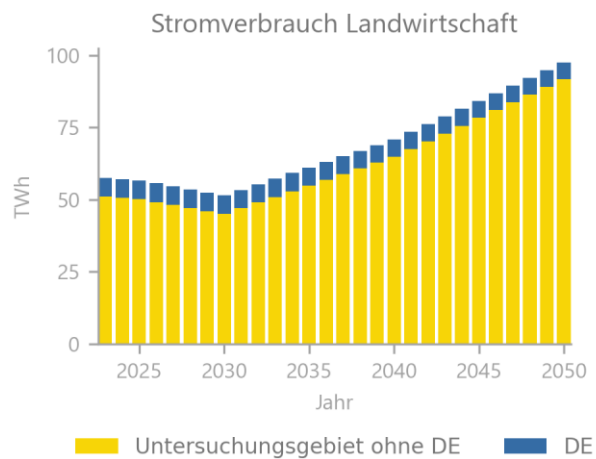


Abbildung 4-9: Entwicklung des Stromverbrauchs im Sektor Landwirtschaft

Der Regionalisierungsindikator für den Energieverbrauch in der Landwirtschaft berücksichtigt Produktionswerte zu Herstellungspreisen auf NUTS-2-Ebene (Eurostat: Landwirtschaftliche Raumstatistik; Tabelle agr\_r\_accts) sowie die räumliche Verteilung der landwirtschaftlichen Nutzflächen (CLC2012).

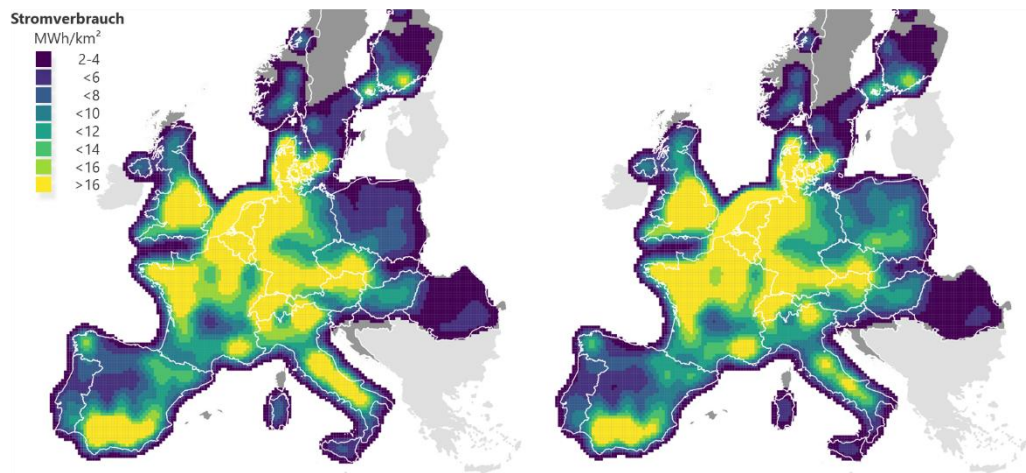


Abbildung 4-10: Räumliche Verteilung des Stromverbrauchs in der Landwirtschaft im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Da der Sektor der Landwirtschaft nur einen kleinen Anteil am gesamten Stromverbrauch beiträgt, wird vereinfachend das Lastprofil GHD verwendet.

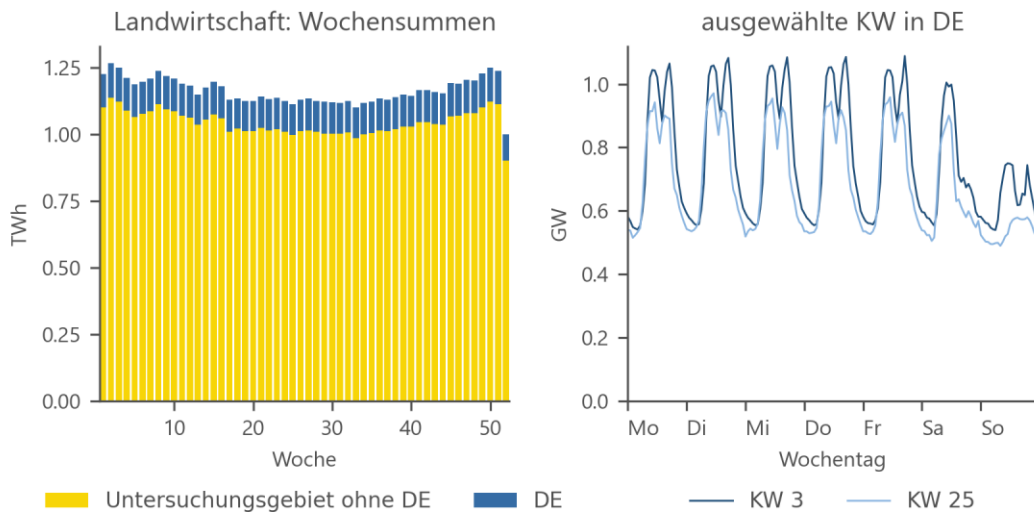


Abbildung 4-11: Jahresverlauf des landwirtschaftlichen Stromverbrauchs (links) und Vergleich der Zeitreihen in zwei ausgewählten Wochen (rechts) – Ausbaustufe 2035

### 4.3 Gebäude

Der Sektor Gebäude umfasst die Anwendungen aus den Sektoren private Haushalte und GHD, die ursächlich dem Gebäude zuzuordnen sind. Um eine bessere Vergleichbarkeit mit anderen Studien zu gewährleisten, wird angestrebt, die Anwendungen – z.B. den Stromverbrauch von Wärmepumpen – zusätzlich auch nach privaten Haushalten und GHD zu differenzieren.

Der Stromverbrauch für die verschiedenen Anwendungen wird bereits in den Sektormodellen PriHM und TerM erfasst.

Die Zeitreihen für thermische Anwendungen in Gebäuden unterscheiden sich nur geringfügig zwischen den Sektoren PHH und GHD, weshalb die Gebäude-Lastzeitreihen im FfE-Modell TerM (vgl. Abbildung 4-5) berechnet werden.

Die Wärmepumpen-Mantelzahlen werden für das Untersuchungsgebiet dem DiE-Szenario entnommen. Für Deutschland stammen die Zahlen aus T45-Strom, wobei die Sektoren nach der Aufteilung im NEP aufgeschlüsselt werden.

Für den Stromverbrauch von Wärmepumpen im PHH-Sektor wird im Untersuchungsgebiet ein Anstieg von aktuell ca. 275 TWh auf etwa 540 TWh im Jahr 2050 prognostiziert (davon in DE von aktuell ca. 3 TWh auf ca. 73 TWh). Danach wird von keinem weiteren bedeutenden Zubau ausgegangen.

Im GHD-Sektor wird im gesamten Untersuchungsgebiet ein deutlich geringerer Anstieg erwartet: von aktuell ca. 205 TWh über einen zwischenzeitlichen Peak von 260 TWh 2040 auf ca. 235 TWh im Jahr 2050. Abweichend hiervon erfolgt in Deutschland ein stärkerer Ausbau von ca. 1 TWh auf rund 20 TW. Für die Zeit nach 2040 wird eine abnehmende Entwicklung des Gesamtverbrauchs angenommen.

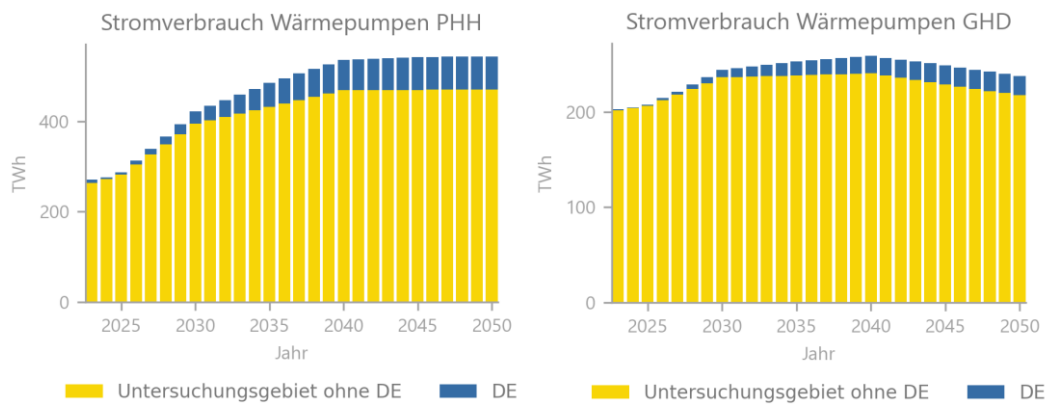


Abbildung 4-12: Entwicklung des Wärmepumpen-Stromverbrauchs im PHH- und GHD-Sektor

Die Regionalisierung der Wärmepumpen-Mantelzahlen erfolgt getrennt jeweils für den PHH- und GHD-Sektor. Die Regionalisierung des Bestands erfolgt durch eine Abfrage bei den größeren Verteilnetzbetreibern, Auswertungen zum Mikro-Zensus und Zahlen des Bundesverbands Wärmepumpen. Der Zubau orientiert sich an den bestehenden Heizungssystemen und dem Szenario zur Entwicklung der Fernwärmeanschlüsse. Die regionale Verteilung ergibt sich aus den nicht durch Fernwärme, Wärmepumpen oder Biomasse beheizten Gebäuden.

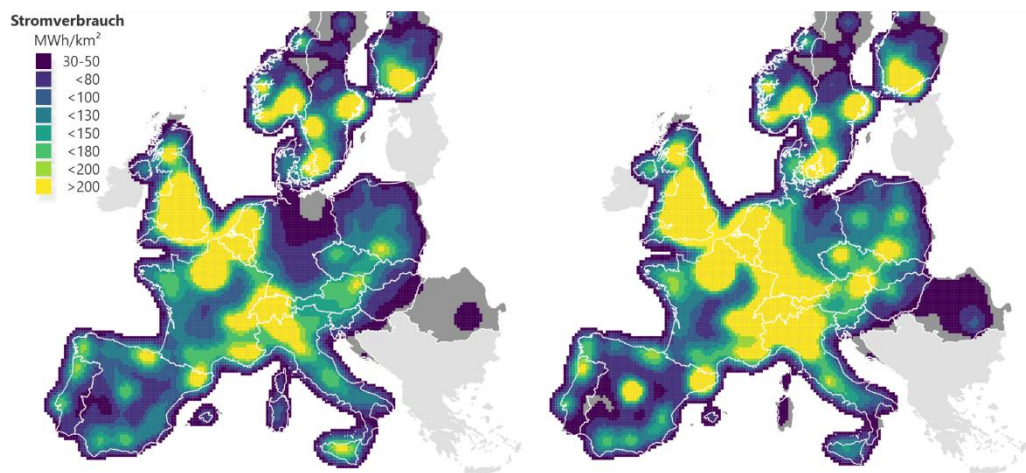


Abbildung 4-13: Räumliche Verteilung des Wärmepumpen-Stromverbrauchs im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Die Berechnung der Zeitreihen wird im Rahmen des Modells PriHM durchgeführt und berücksichtigt verschiedene Lastprofile und Anwendungen. Das Modell verwendet unter anderem folgende Daten:

- Typtage und nationale Feiertage
- Außentemperatur in stündlicher Auflösung
- Lastprofile und Sperrzeiten für Wärmepumpen verschiedener Verteilnetzbetreiber
- Temperaturabhängigkeit des COPs für verschiedene Wärmepumpentechnologien

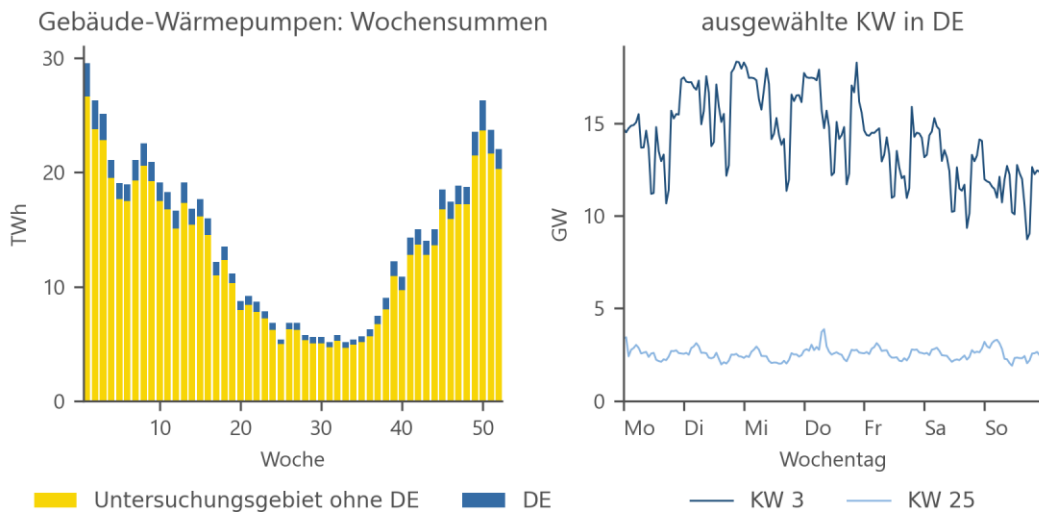


Abbildung 4-14: Jahresverlauf des Wärmepumpen-Stromverbrauchs (links) und Vergleich der Zeitreihen in zwei ausgewählten Wochen (rechts) – Ausbaustufe 2035

Die Mantelzahlen für Gebäudeklimatisierung werden für das Untersuchungsgebiet dem DiE-Szenario, für Deutschland aus T45-Strom entnommen.

Insgesamt steigt der Verbrauch für Klimatisierung im PHH-Sektor von aktuell ca. 18 TWh (davon ca. 1,5 TWh in Deutschland) auf ca. 27 TWh im Jahr 2030 (ca. 4 TWh in Deutschland). Nach 2030 kommt es in Deutschland lediglich noch zu einem leichten weiteren Zuwachs, in den restlichen Gebieten wird dagegen von einem Anstieg auf ca. 37 TWh ausgegangen.

Im GHD-Sektor kommt es zu einem stetig ansteigenden Stromverbrauch von aktuell 61 TWh im gesamten Untersuchungsgebiet (davon ca. 5 TWh in Deutschland) auf ca. 94 TWh im Jahr 2040. Bis 2050 steigt der Stromverbrauch weiter auf insgesamt 111 TWh.

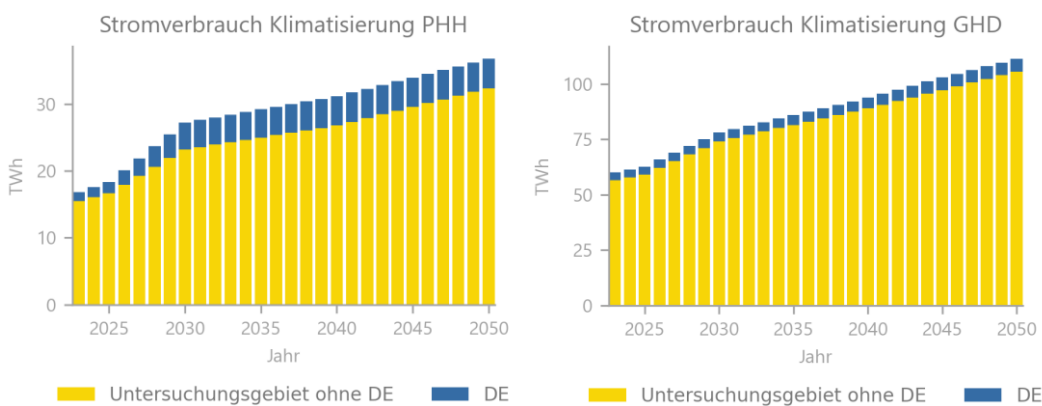


Abbildung 4-15: Entwicklung des Stromverbrauchs für Klimatisierung im PHH- und GHD-Sektor

Die Regionalisierung der Wärmepumpen-Mantelzahlen erfolgt getrennt jeweils für den PHH- und GHD-Sektor. Dabei werden die Modelle PriHM und TerM verwendet.

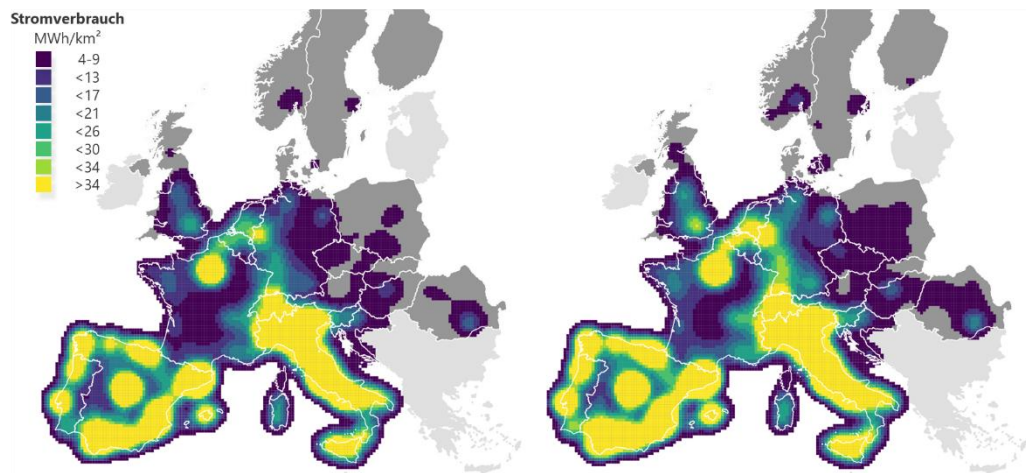


Abbildung 4-16: Räumliche Verteilung des Stromverbrauchs für Klimatisierung im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Die Zeitreihen basieren auf den Modellen PriHM und TerM und berücksichtigen die Außentemperatur sowie unterschiedliche Kühlgrenztemperaturen für die beiden Sektoren.

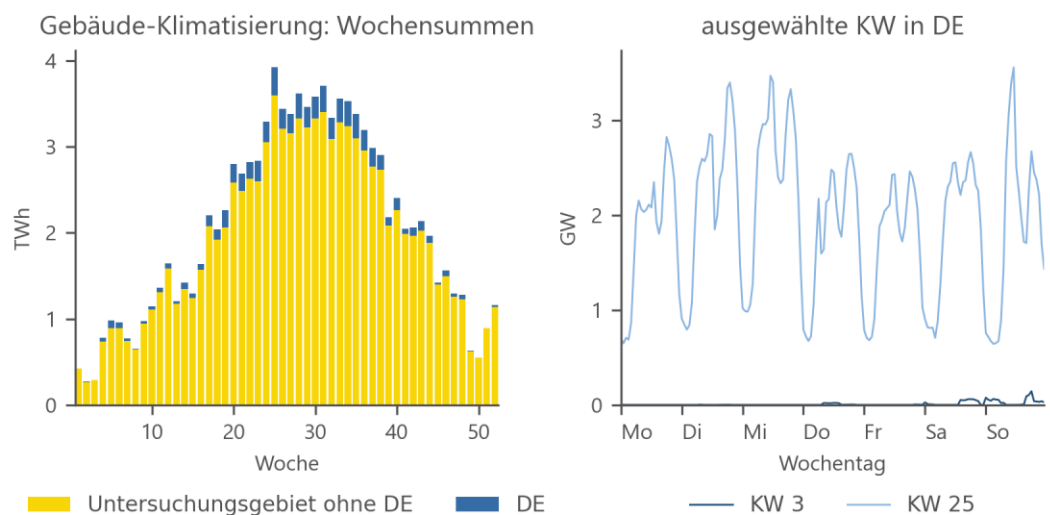


Abbildung 4-17: Jahresverlauf des Stromverbrauchs für Klimatisierung (links) und Vergleich der Zeitreihen in zwei ausgewählten Wochen (rechts) – Ausbaustufe 2035

In T45-Strom wird für direktelektrische Heizsysteme in Deutschland von einem leicht ansteigenden Stromverbrauch von aktuell 21 TWh auf 25 TWh im Jahr 2030 ausgegangen, danach geht der Bedarf leicht zurück (23 TWh in 2040 bzw. 18 TWh in 2050). Im restlichen Untersuchungsgebiet sinkt der Stromverbrauch nach DiE deutlich von aktuell 246 TWh auf ca. 162 TWh in 2030, auch in den darauffolgenden Jahren wird von einem weiteren Rückgang (bis auf 21 TWh in 2050) ausgegangen.

Für Deutschland wird der restliche Strombedarf für thermische Anwendungen im Gebäudesektor nach T45-Strom in der Kategorie „Hilfsenergie“ verortet – der Verbrauch steigt hier von aktuell ca. 10 TWh auf 12 TWh im Jahr 2040 bzw. 13 TWh 2050.

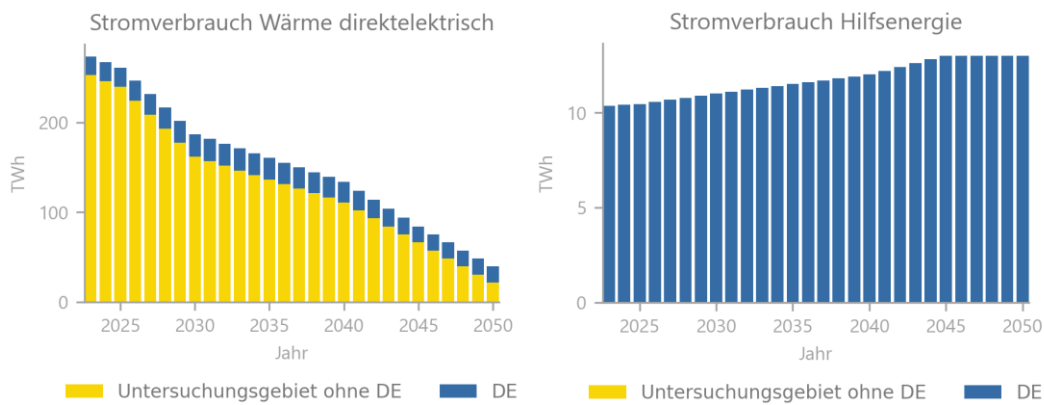


Abbildung 4-18: Entwicklung des Stromverbrauchs für direktelektrische Wärmeerzeugung und Hilfsenergie im Gebäudesektor

Der direktelektrische Stromverbrauch wird über das Modell PriHM abgebildet. Die Hilfsenergie wird über die Einwohnerzahl verteilt.

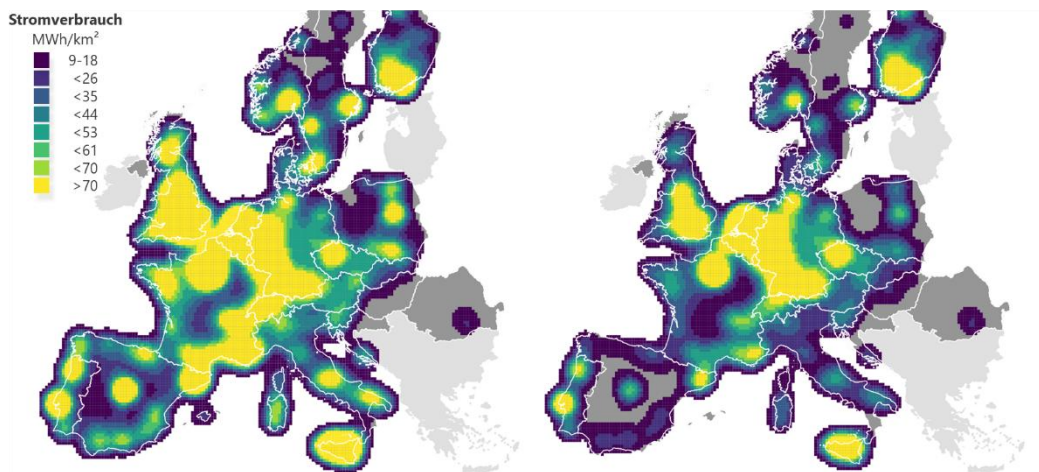


Abbildung 4-19: Räumliche Verteilung des Stromverbrauchs für direktelektrische Wärmeerzeugung und Hilfsenergie im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Die Zeitreihen wurden im Modell PriHM berechnet und berücksichtigen die Außentemperatur und die Heizgrenztemperatur.

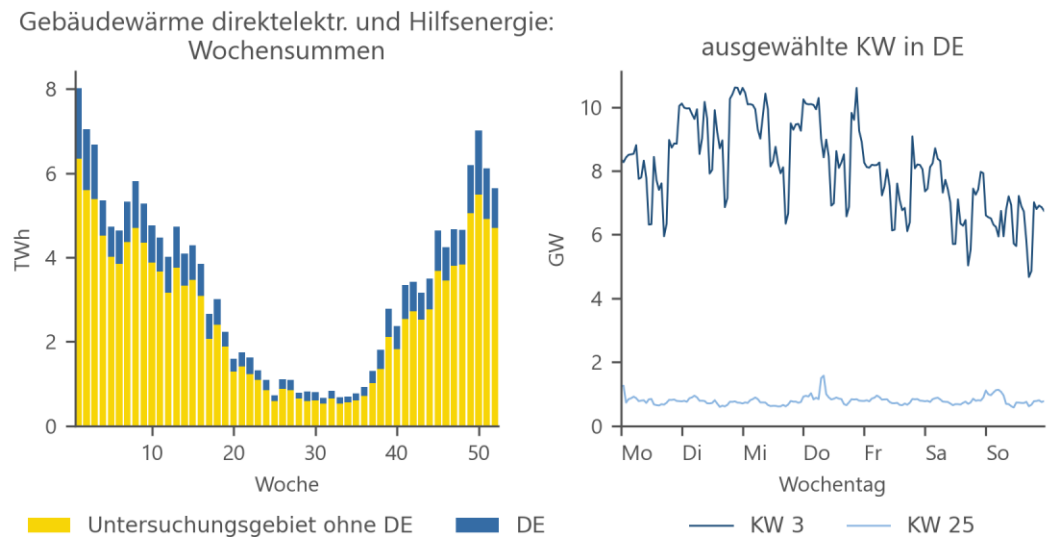


Abbildung 4-20: Jahresverlauf des Stromverbrauchs für direktelektrische Wärmeerzeugung und Hilfsenergie (links) und Vergleich der Zeitreihen in zwei ausgewählten Wochen (rechts) – Ausbaustufe 2035

#### 4.4 Verkehr

Die folgenden Abschnitte umfassen die Modellierung der Stromnachfrage im Straßenverkehr (E-Mobilität) sowie im Nah- und Fernverkehr (Schienenverkehr und Luftfahrt).

Der Straßenverkehrssektor fasst den Strombedarf für E-Mobilität für die Fahrzeugarten PKW, Omnibusse, leichte und schwere LKW und Zweiräder zusammen.

Der Sektor E-Mobilität bildet eine neue Verbrauchsgruppe. Es liegen keine Standardlastprofile vor, die Modellierung der zukünftigen Lastzeitreihen ist von einer Reihe von Annahmen abhängig. Zu diesen zählen:

- Batteriekapazität
- Ladeleistung
- Fahrzeugklasse
- Ladeort (privat, öffentlich, Arbeit)
- Ladestrategie (gesteuert, ungesteuert, eigenverbrauchsoptimiert)

Diese Größen werden im Rahmen des Sektormodells TraM<sup>7</sup> berücksichtigt, siehe Abbildung 4-21. Dies ermöglicht eine zum Gesamtscenario passende Modellierung der zukünftigen Stromnachfrage der Elektromobilität.

<sup>7</sup> [https://extremos.ffe.de/model\\_landscape#tram](https://extremos.ffe.de/model_landscape#tram)

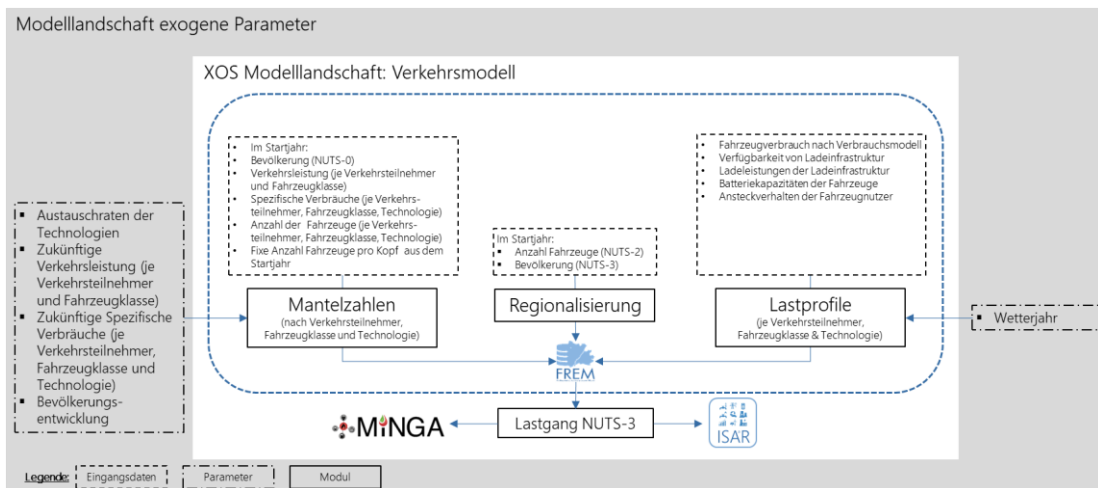


Abbildung 4-21: Aufbau des Modells TraM – Sektormodell Verkehr

Sowohl in Deutschland (T45-Strom) als auch im restlichen Untersuchungsgebiet (DiE) ist mit einem stetigen Anstieg im Stromverbrauch im Sektor Verkehr zu rechnen.

Der Stromverbrauch im Sektor Verkehr in Deutschland steigt von 48 TWh im Jahr 2024 auf ca. 100 TWh in 2030 sowie 186 TWh ab 2045 an. Davon entfallen knapp zwei Drittel in 2030 auf den Bedarf von Elektrofahrzeugen (vor allem PKW und LKW). Im restlichen Betrachtungsbereich steigt der Stromverbrauch von 123 TWh im Jahr 2024 auf 221 TWh im Jahr 2030 sowie knapp 740 TWh 2050 an.

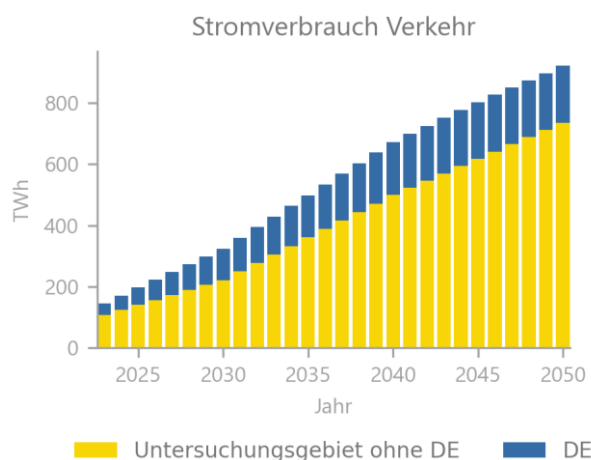


Abbildung 4-22: Entwicklung des Stromverbrauchs im Sektor Verkehr

In Deutschland wird der Datensatz des Kraftfahrzeugbundesamts verwendet, so dass statistische Daten zum Fahrzeugbestand je Fahrzeugklasse und die Anteile der Elektrostraßenfahrzeuge auf NUTS-3 Ebene vorliegen. Die Datenbasis nach Eurostat (Tabelle tran\_r\_vehst) bildet in Europa den Fahrzeugbestand differenziert nach verschiedenen Fahrzeugklassen auf NUTS-2 Ebene ab. Diese wird über weitere Indikatoren – insbesondere die Bevölkerungsanzahl – auf NUTS-3 Ebene disaggregiert. Die dargestellten Daten bilden den gesamten Fahrzeugbestand ab. Die ambitionierten Ausbauziele sowie die lange Nutzungsdauer der Fahrzeuge führen dazu, dass keine Differenzierung der Regionen in „Erstnutzer“ oder „Nachzügler“ erfolgen kann.

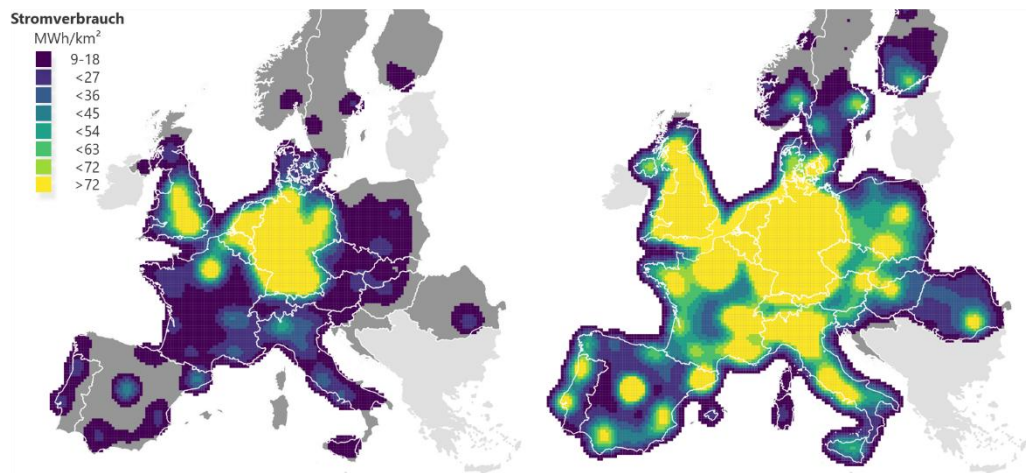


Abbildung 4-23: Räumliche Verteilung des Stromverbrauchs im Sektor Straßenverkehr im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Im Zuge der Zeitreihenmodellierung werden verschiedene Ladestrategien und Nutzergruppen berücksichtigt. Folgende Nutzergruppen werden betrachtet (siehe Abbildung 4-24 links):

- Kat. A: Nutzer mit privater Ladeinfrastruktur oder Ladestation am Arbeitsort
- Kat. B: Nutzer mit gemeinsam genutzter Infrastruktur
- Kat. C: Nutzer von ausschließlich öffentlicher Ladestruktur

Die Ladevorgänge der Nutzergruppen erfolgen nach drei verschiedenen Ladestrategien:

- Sofortladen (S): ohne zeitliche Verschiebung des Ladevorgangs
- Gesteuertes Laden (G): zeitliche Verschiebung des Ladevorgangs bis zur erneuten Abfahrt möglich
- Bidirektionales Laden (BD): zusätzlich zur Steuerung des Ladevorgangs kann ein Teil der Batteriekapazität als Speicher genutzt werden.
- Preissignal High Power Charging (HPC): zeitlich variable Ladetarife basierend auf Strompreisprognosen ermöglichen eine zeitliche Steuerung der Last an öffentlichen Ladepunkten.

Die Anteile der Nutzergruppen an den Ladestrategien sind abhängig von der Ausbaustufe und zusammenfassend in Tabelle 4-1 dargestellt. Es ergibt sich die in Abbildung 4-24 (rechts) dargestellte Aufteilung aller Ladevorgänge in die drei Ladestrategien. Bis zum Jahr 2050 werden rund ein Drittel der Ladevorgänge an privaten Wallboxen durchgeführt, von diesen werden ein weiteres Drittel Bidirektional Laden können. Dies ergibt langfristig einen Anteil von ca. 10 % an bidirektionalen Ladevorgängen.

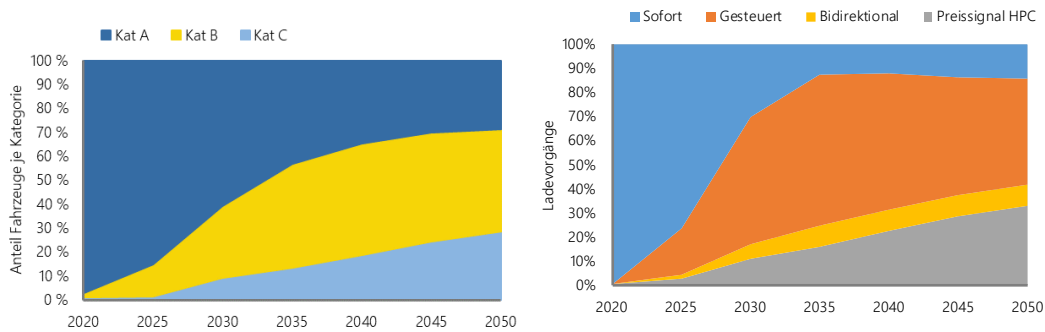


Abbildung 4-24: Anteile E-Fahrzeuge je Nutzergruppe (links) und Aufteilung der Ladevorgänge nach Ladestrategie

Tabelle 4-1: Anteil der Ladestrategien je Nutzergruppe und Ausbaustufe in Prozent

Jahr	Kat. A			Kat. B			Kat. C		
	S	G	BD	S	G	HPC	S	G	HPC
2020	100	0	0	90	0	10	90	0	10
2025	75	23	2	85	0	15	70	0	30
2030	35	55	10	20	65	15	30	0	70
2035	10	70	20	10	75	15	30	0	70
2040	5	70	25	10	70	20	30	0	70
2045	5	65	30	10	65	25	30	0	70
2050	5	65	30	10	60	30	30	0	70

Die Modellierung der Zeitreihen erfolgt im Sektormodell TraM. Dabei wird zunächst ein Ladeprofil erstellt. Dieses berücksichtigt verschiedene Fahrzeugtypen, Batteriekapazitäten, das Ansteckverhalten der Fahrzeugnutzer und die meteorologischen Bedingungen. Das resultierende Ladeprofil entspricht der Ladestrategie „Sofortladen“.

Ferner wird im Modell die angesteckte Leistung und Kapazität berücksichtigt. Daraus wird im nächsten Schritt die zu- und abschaltbare Leistung bestimmt und die Basis für die Modellierung der BEV im Rahmen einer Flexibilität geschaffen, siehe hierzu Kapitel 7.2.

Zeitreihen BEV: ausgewählte Woche in DE

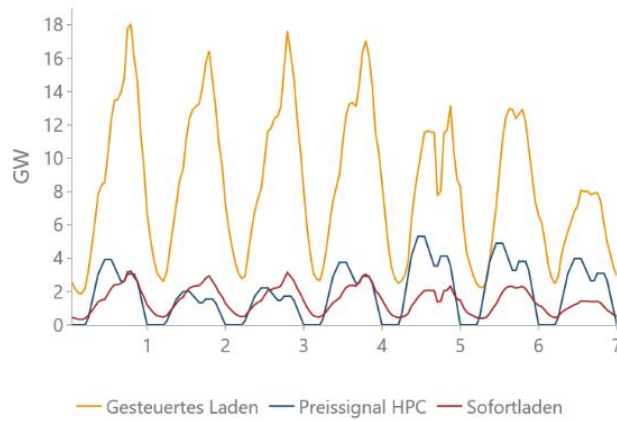


Abbildung 4-25: Vergleich der Zeitreihen verschiedener Ladestrategien in einer ausgewählten Woche (Ausbaustufe 2035)

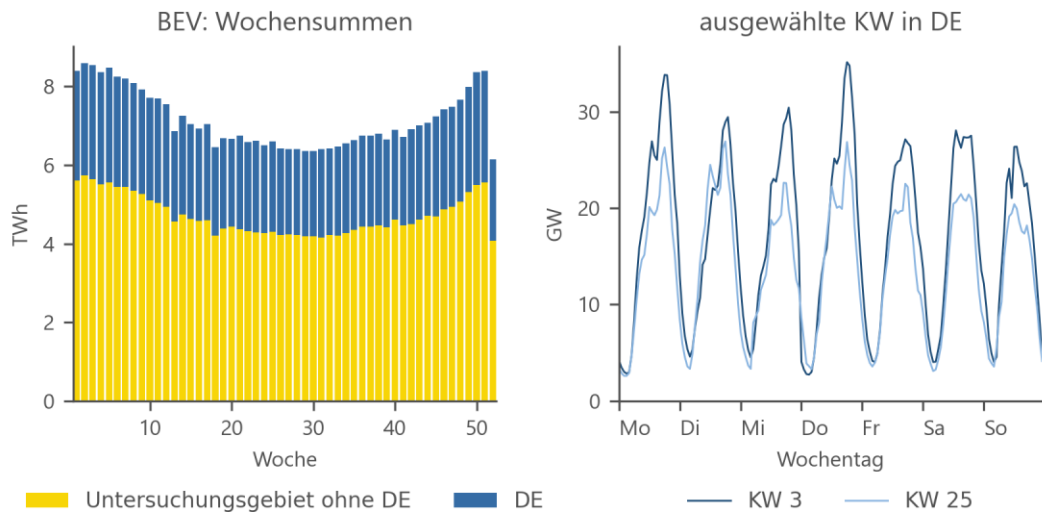


Abbildung 4-26: Jahresverlauf des Stromverbrauchs im Straßenverkehr (links) und Vergleich der kombinierten Zeitreihen in ausgewählten Wochen (rechts) – Ausbaustufe 2035

Die bidirektionalen Fahrzeuge sollen als Batteriespeicher abgebildet werden. Für bidirektionale Ladevorgänge kann die Kapazität von 40 bis 80 % der Batteriekapazität ohne Einschränkungen genutzt werden. Zu jeder Zeit sind mindestens 50 % der Fahrzeuge an der Wallbox angeschlossen.

In diesem Abschnitt werden die Verkehrsarten Luftfahrt und Schienenverkehr zusammengefasst.

Von aktuell insgesamt ca. 82 TWh (davon 14 TWh in Deutschland) steigt der Strombedarf im Schienenverkehr bis zum Jahr 2035 auf voraussichtlich ca. 104 TWh (davon 20 TWh in Deutschland nach T45-Strom) an. Im weiteren Verlauf steigt der Bedarf in Deutschland weiter auf ca. 22 TWh im Jahr 2040 bzw. 24 TWh 2050. Im restlichen Untersuchungsgebiet hingegen wird nach DiE mit einer leicht abnehmenden Entwicklung auf 103 TWh im Jahr 2050 gerechnet.

Für die Luftfahrt in Deutschland wurden die Werte aus den Langfristszenarien übernommen. Hier erfolgt keine differenzierte Ausweisung des Stromverbrauchs.

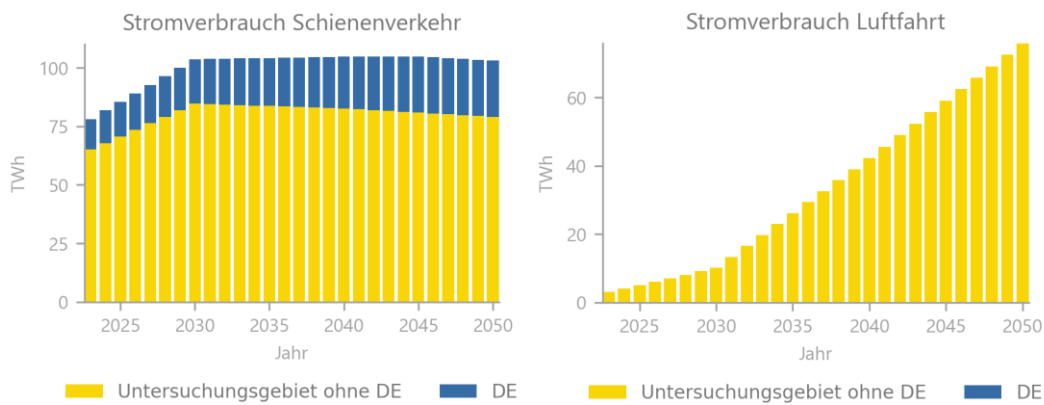


Abbildung 4-27: Entwicklung des Stromverbrauchs für Schienenverkehr und Luftfahrt

Die Mantelzahlen für den Schienenverkehr je Land werden über die Frachtmenge im Eisenbahngüterverkehr zum Stand 2020 (Quelle: Eurostat-Tabelle tran\_r\_ago, NUTS-2 Ebene) und die Länge des Schienennetzes (Quelle: OpenStreetMap) auf NUTS-3-Ebene regionalisiert. Aus Mangel eines entsprechenden statistischen Datensatzes zum Personenverkehr wird angenommen, dass die regionale Verteilung für beide Subsektoren identisch ist.

Der Regionalisierungsindikator für den Luftfahrt-Sektor errechnet sich aus dem Passagier- und Frachtanteil der NUTS-3-Region (Quelle Global Airport Database und Eurostat-Tabellen tran\_r\_avpa\_nm bzw. tran\_r\_avgo\_nm) am jeweiligen Land zum Stand 2019.

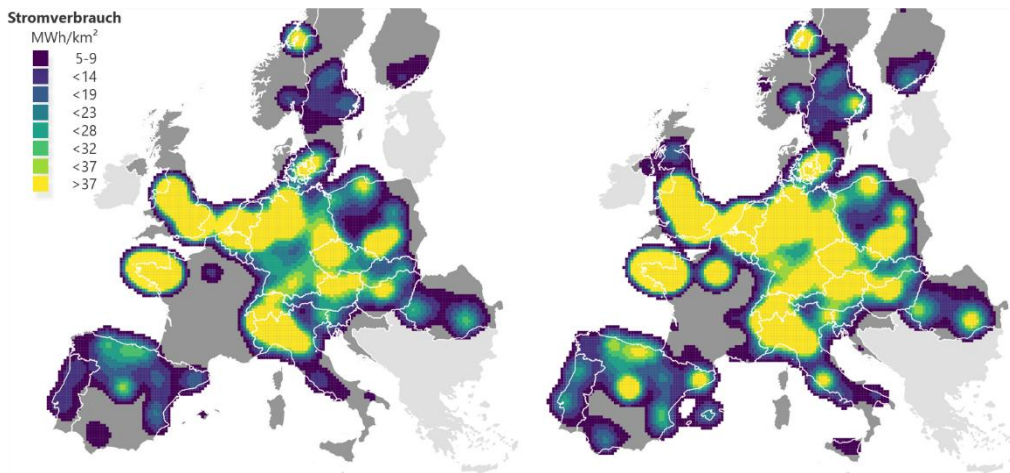


Abbildung 4-28: Räumliche Verteilung des Stromverbrauchs für Schienenverkehr und Luftfahrt im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Für die Zeitreihen wurden Profile des Verkehrsmodells TraM angesetzt.

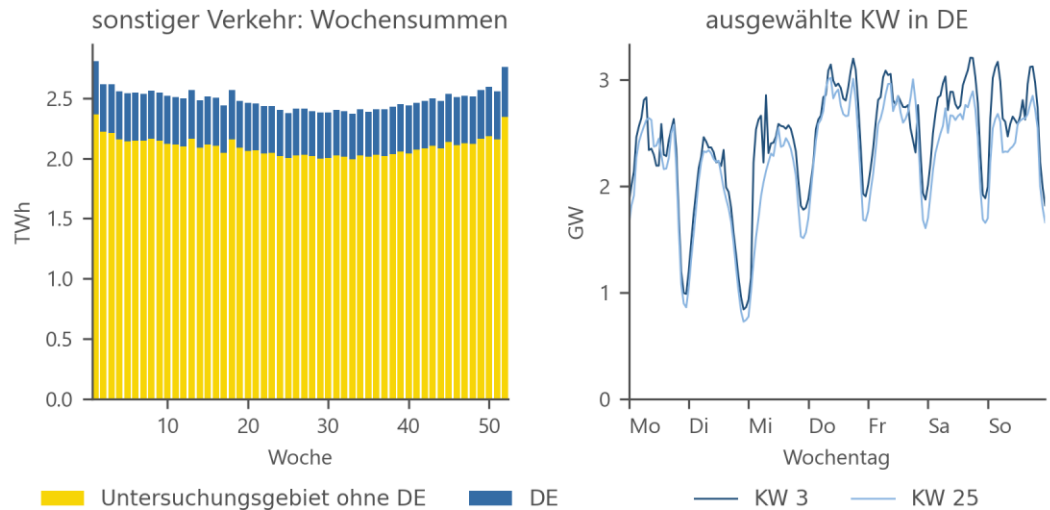


Abbildung 4-29: Jahresverlauf des Stromverbrauchs für Schienenverkehr und Luftfahrt (links) und Vergleich der Zeitreihen in zwei ausgewählten Wochen (rechts) – Ausbaustufe 2035

## 4.5 Industrie

Im Gegensatz zu den Sektoren GHD und private Haushalte sind die Lastzeitreihen im Industriesektor nach weiteren Kriterien zu differenzieren. Hier bieten sich die Wirtschaftszweige bzw. Gruppen von Wirtschaftszweigen (z. B. „Eisen und Stahl“ oder „Chemie und Petrochemie“) an. Die Gruppen werden so definiert, dass innerhalb einer Gruppe Wirtschaftszweige mit ähnlichen Lastprofilen zusammengefasst werden. Die Zeitreihen dieser Gruppen unterscheiden sich hinsichtlich ihres typischen Schichtbetriebs und ihrer Saisonalität. Um dies abzubilden, werden im Modell Smlnd<sup>8</sup> (siehe Abbildung 4-30) unter anderem folgende Daten verwendet:

- Typtage und nationale Feiertage
- Außentemperatur in stündlicher Auflösung
- Statistische Daten zum Schichtbetrieb
- Monatliche Produktionsindizes
- Gemessene Industrielastgänge

<sup>8</sup> [https://extremos.ffe.de/model\\_landscape](https://extremos.ffe.de/model_landscape)

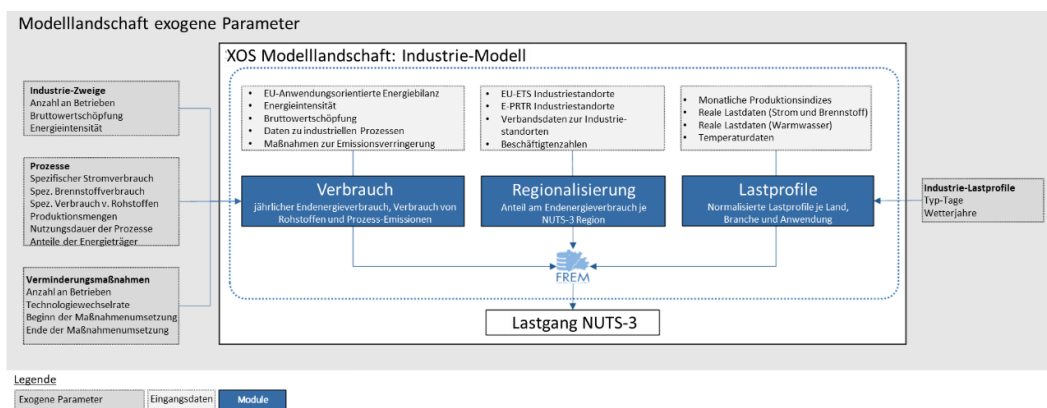


Abbildung 4-30: Aufbau des Modells Smlnd – Sektormodell Industrie

Für den Industriesektor wird ein wachsender Strombedarf prognostiziert (nach DiE bzw. T45-Strom für Deutschland). So steigt der Bedarf von aktuell knapp 950 TWh (davon ca. 215 TWh in Deutschland) auf ca. 1.160 TWh im Jahr 2030 (davon ca. 240 TWh in Deutschland) und weiter bis auf ca. 1.400 TWh (davon Deutschland: ca. 355 TWh) im Jahr 2050. Ursache für den steigenden Stromverbrauch ist insbesondere die Elektrifizierung bestehender Prozesse.

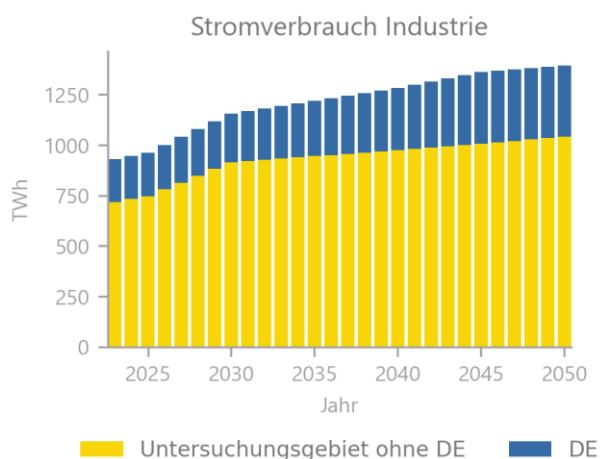


Abbildung 4-31: Entwicklung des Stromverbrauchs im Sektor Industrie

Die Mantelzahlen der einzelnen Industriesektoren werden über das FfE-Industriemodell Smlnd disaggregiert und separat regionalisiert. Folgende Industriezweige werden betrachtet.

- Ernährung und Tabak
- Fahrzeugbau
- Gewinnung von Steinen und Erden
- Verarbeitung von Steinen und Erden
- Grundstoff- und sonstige Chemie
- Holz und Holzprodukte
- Maschinenbau
- Metallerzeugung
- NE-Metalle
- Papiergewerbe
- Textilien und Leder
- Sonstige

Die Regionalisierung erfolgt auf einer Auswertung der Industriestandorte basierend auf den öffentlichen Datenbanken nach EU-ETS und E-PRTR sowie Beschäftigtenzahlen.

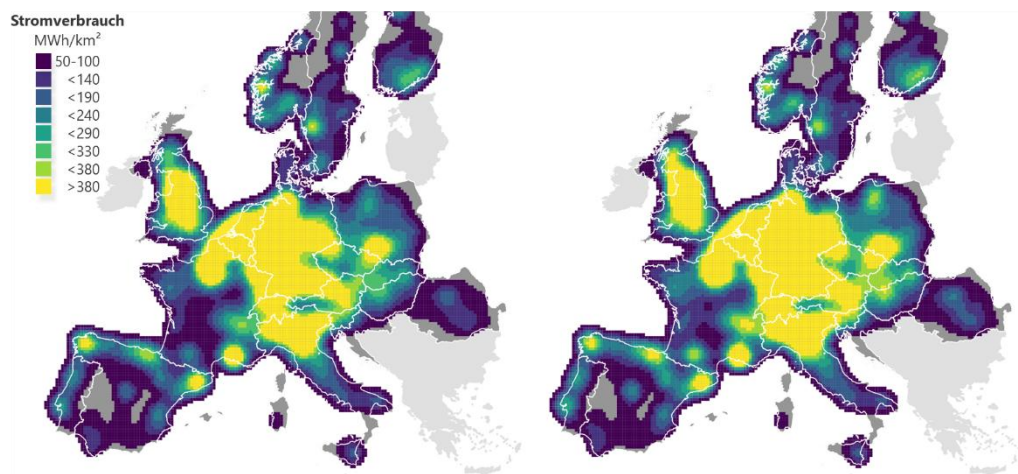


Abbildung 4-32: Räumliche Verteilung des Industrie-Stromverbrauchs im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Die Zeitreihen werden mit dem Modell Smlnd für jeden Wirtschaftszweig und jede NUTS-3 Region berechnet. Im Rahmen der Datenbereitstellung werden die Zeitreihen je NUTS-3 Region aggregiert. Dadurch wird der Umfang der Datenlieferung deutlich reduziert, allerdings sind die Detailinformationen zu den Wirtschaftszweigen nur noch implizit enthalten.

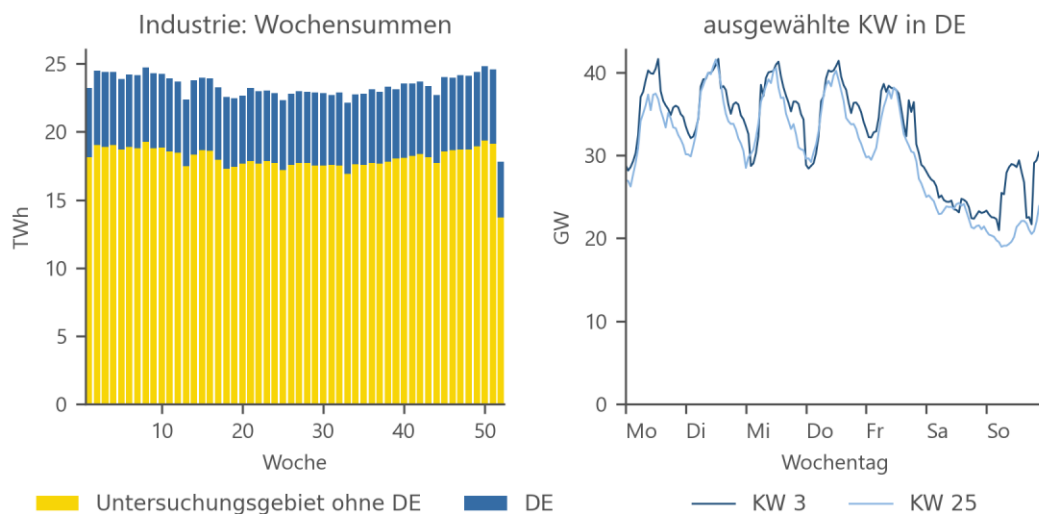


Abbildung 4-33: Jahresverlauf des Stromverbrauchs im Sektor Industrie (links) und Vergleich der Zeitreihen in zwei ausgewählten Wochen (rechts) – Ausbaustufe 2035

#### 4.6 Rechenzentren

Zur Abbildung der gegenwärtigen und zukünftigen Rechenzentren gibt es kein eigenständiges Modell.

Der Strombedarf für Rechenzentren steigt nach einer EU-Studie<sup>9</sup> im Untersuchungsgebiet von aktuell ca. 85 TWh (davon nach T45-Strom ca. 11 TWh in Deutschland) bis zum Jahr 2030 auf ca. 115 TWh (davon 17 TWh in Deutschland) und bis 2040 auf über 125 TWh (davon 19 TWh in Deutschland) an. In den folgenden Jahren bleibt er in beiden Gebietsräumen konstant.

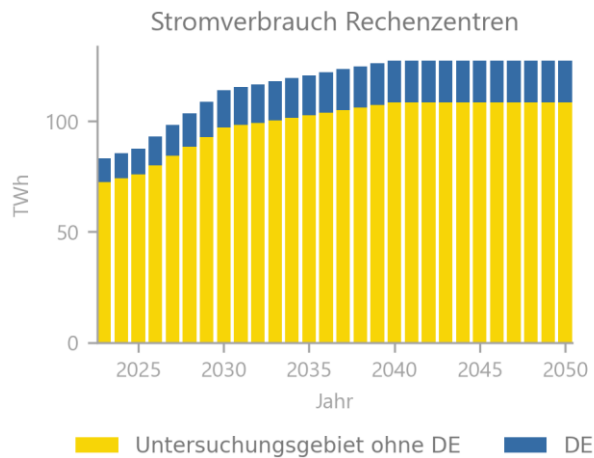


Abbildung 4-34: Entwicklung des Stromverbrauchs für Rechenzentren

Die Regionalisierung der Mantelzahlen des Strombedarfs erfolgt über die Verteilung von Rechenzentren im Referenzjahr 2022<sup>10</sup> auf NUTS-3-Ebene.

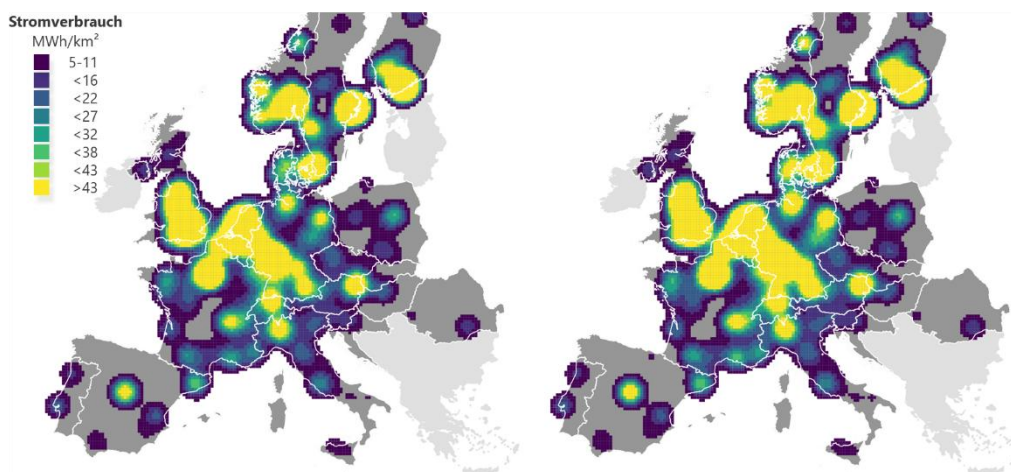


Abbildung 4-35: Räumliche Verteilung des Stromverbrauchs für Rechenzentren im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Die Zeitreihen des Sektors GHD wurden auch für die Rechenzentren angesetzt.

<sup>9</sup> <https://digital-strategy.ec.europa.eu/en/library/energy-efficient-cloud-computing-technologies-and-policies-eco-friendly-cloud-market>

<sup>10</sup> [datacentermap.com](https://datacentermap.com)

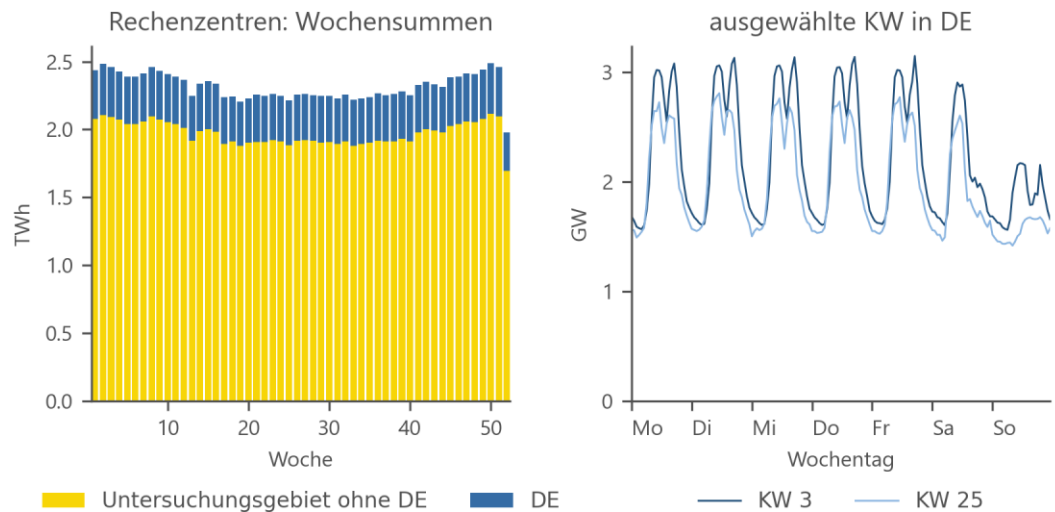


Abbildung 4-36: Jahresverlauf des Stromverbrauchs für Rechenzentren (links) und Vergleich der Zeitreihen in zwei ausgewählten Wochen (rechts) – Ausbaustufe 2035

## 4.7 Power-to-Gas

Für Deutschland bilden die Langfristszenarien 3 die Datengrundlage. Die Rückmeldung des BMWK enthält eine Aufteilung des Strombedarfs in Onsite- und Offsite-Anlagen<sup>11</sup>. Für das verbleibende Untersuchungsgebiet werden die Zahlen des TYNDP DiE übernommen. Die Aufteilung nach Onsite und Offsite basiert auf Tabelle 4-2. Bis zum Jahr 2030 ergibt sich kein signifikanter Stromverbrauch durch Offsite-PtG-Anlagen.

Tabelle 4-2: Anteile für Onsite-PtG und Offsite-PtG

Jahr	Onsite	Offsite
2020	100 %	0 %
2025	92,5 %	7,5 %
2030	85 %	15 %
2035	67,5 %	32,5 %
2040	50 %	50 %
2045	40 %	60 %
2050	30 %	70 %

Die Entwicklung der Mantelzahlen für den Power-to-Gas-Strombedarf basieren auf dem Szenario Distributed Energy des TYNDP. Für Dänemark wurden die Zahlen ebenfalls übernommen, aber mit dem Ausbau der Offshore-Stromerzeugung synchronisiert.

Die so erhaltenen Mantelzahlen zeigen für Onsite-Anlagen im Untersuchungsgebiet einen Zuwachs im Strombedarf von aktuell ca. 10 TWh (davon ca. 1 TWh in Deutschland) auf

<sup>11</sup> Als Onsite werden hierbei Power-to-Gas Anlagen bezeichnet, welche sich räumlich beim Verbraucher befinden. Offsite Anlagen hingegen befinden sich weiter entfernt, sodass das Produkt der Anlage erst zum Verbraucher transportiert werden muss.

155 TWh im Jahr 2030 (davon ca. 33 TWh in Deutschland). Bis 2040 steigt der Verbrauch in Deutschland auf ca. 45 TWh an – im restlichen Untersuchungsgebiet wird ebenfalls mit einem starken Ausbau gerechnet, der 2040 zu einem Strombedarf von ca. 560 TWh führt. Im weiteren Verlauf steigt in Deutschland der Strombedarf leicht weiter auf 50 TWh an – im restlichen Untersuchungsgebiet sinkt der Bedarf bis 2050 um etwa 45 TWh auf 515 TWh.

Für PtG Offsite ergibt sich ein stetig wachsender Strombedarf von aktuell ca. 1,5 TWh (davon 0,03 TWh in Deutschland) auf 57 TWh im Jahr 2030 (davon ca. 11 TWh in Deutschland). Die Entwicklung bis 2040 verläuft analog zur Entwicklung des Onsite-Bedarfs. Zwischen 2040 und 2050 wird dann, im Gegensatz zu PtG Onsite, mit einem sehr deutlichen Zuwachs auf ca. 1600 TWh gerechnet, davon ca. 280 TWh in Deutschland.

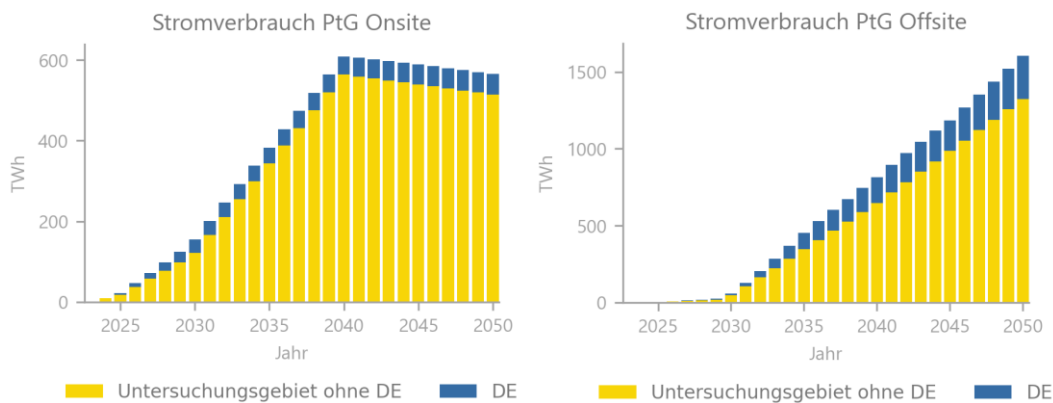


Abbildung 4-37: Entwicklung des Stromverbrauchs für Power-to-Gas

Die Lastzeitreihen für PtG Onsite werden im FfE-Modell Smlnd (vgl. Abbildung 4-30) berechnet.

Die Regionalisierung der PtG Onsite-Mantelzahlen erfolgt über die Berechnung eines Indikators aus der Verteilung des zuvor modellierten Industrie-Stromverbrauchs in der Metallerzeugung und der chemischen Industrie.

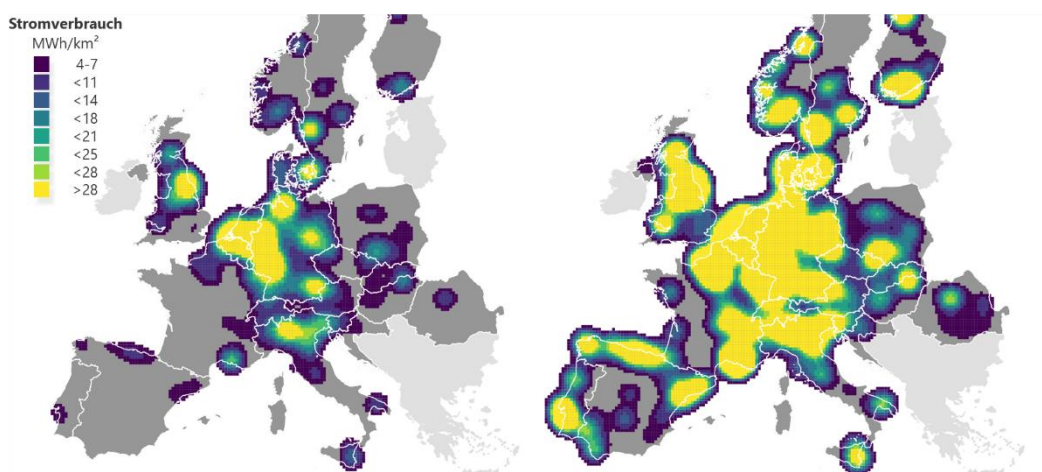


Abbildung 4-38: Räumliche Verteilung des Stromverbrauchs für PtG Onsite im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Onsite-PtG-Anlagen erzeugen Wasserstoff für die lokale Nutzung im Rahmen eines industriellen Prozesses. Für die Modellierung der Zeitreihe werden die elektrischen Lastgänge der Industrie verwendet.

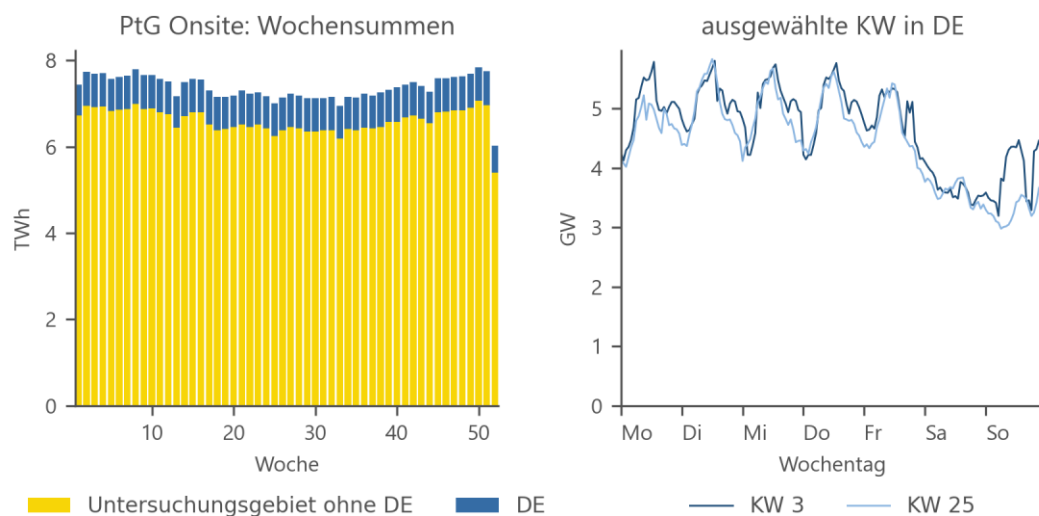


Abbildung 4-39: Jahresverlauf des Stromverbrauchs für PtG Onsite (links) und Vergleich der Zeitreihen in zwei ausgewählten Wochen (rechts) – Ausbaustufe 2035

Zeitreihen und Regionalisierung der PtG Offsite-Last werden auf Basis der Zeitreihen der (klassischen) residualen Last modelliert. Die Residuallastzeitreihen entstehen aus der Differenz zwischen EE-Erzeugung (s. Kapitel 5) und der Summe der Lastzeitreihen der klassischen Verbraucher (Gesamtlast ohne PtG, E-Mobilität, Luftfahrt und PtH).

Der Regionalisierungsindikator der PtG Offsite-Mantelzahlen basiert auf der Erneuerbaren Stromerzeugung im Jahr 2035 zum Referenzwetterjahr 2002. Sie weicht somit deutlich von der Regionalisierung der PtG Onsite-Mantelzahlen, siehe Abbildung 4-38 ab. In Deutschland führt dies zu einer Fokussierung entlang der Nordsee sowie in geringerem Umfang in Ostdeutschland und Süddeutschland.

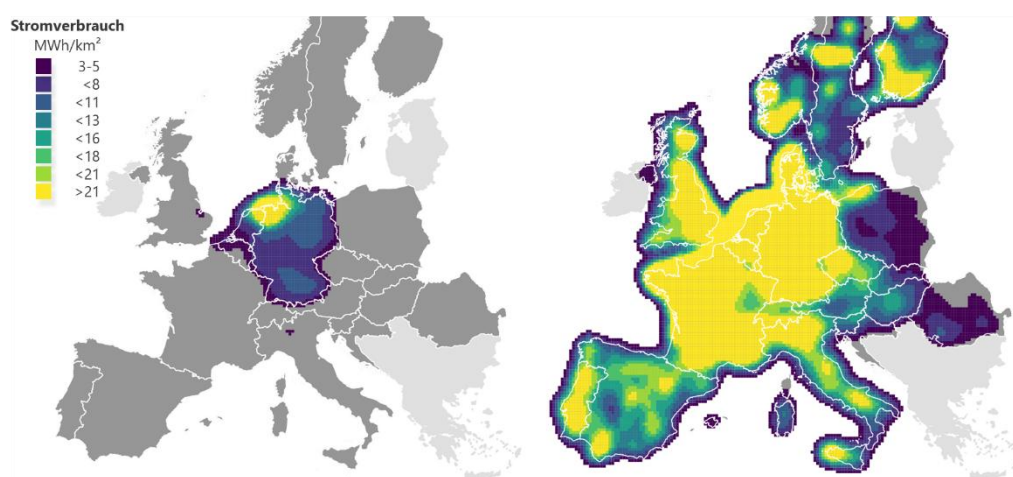


Abbildung 4-40: Räumliche Verteilung des Stromverbrauchs für PtG Offsite im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Die konkrete Einsatzplanung der PtG-Anlagen wird in den Modellrechnungen durch die Bundesnetzagentur berechnet. Im Rahmen der Datenlieferung werden aus dem jährlichen Stromverbrauch der Wasserstoffherzeugung unter Berücksichtigung der residualen Last Tageswerte gebildet, die als Voro Optimierung in die Modelle eingehen.

Die Zeitreihen der PtG Offsite-Last werden auf Basis der Zeitreihen der (klassischen) residualen Last modelliert. Ausgehend von den auf Länderebene aggregierten Tagesenergiemengen der EE-Überschüsse werden Tage mit hohen Überschüssen identifiziert und abstu fend einem Betriebsmodus zugeordnet. Es entstehen Bandlastgänge, die – abhängig von Land und Ausbaustufe – an den 190 Tagen mit der geringsten Residuallast den PtG-Strombedarf in drei verschiedenen Betriebsmodi beanspruchen. An den restlichen Tagen sind die PtG Offsite-Anlagen außer Betrieb. Die so berechnete Wasserstoffherzeugung weist ein saisonales Profil auf, im Wetterjahr 2002 steigt ab Kalenderwoche 17 die Wasserstoffherzeugung deutlich an.

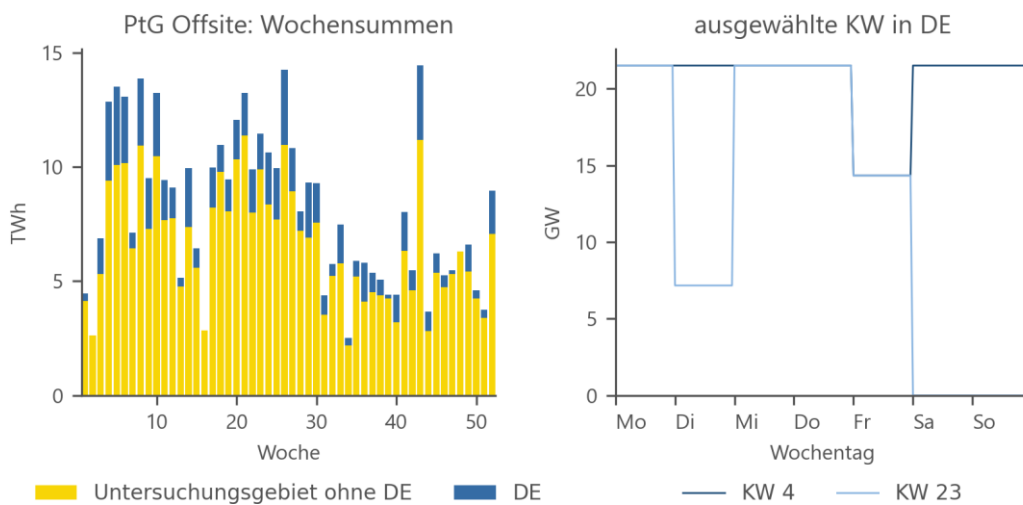


Abbildung 4-41: Jahresverlauf des Stromverbrauchs für PtG Offsite (links) und Vergleich der Zeitreihen in zwei ausgewählten Wochen (rechts) – Ausbaustufe 2035

## 4.8 Power-to-Heat

Die Wärmebereitstellung in den Wärmenetzen der allgemeinen Versorgung und durch industrielle KWK-Anlagen erfolgt mittel- und langfristig über Power-to-Heat-Technologien. Die aus der Wärmebereitstellung entstehende elektrische Last ist auf der Stromverbrauchsseite berücksichtigt worden.

Die in diesem Kapitel dargestellten thermischen Energiemengen sind Gegenstand des Datenpakets „Fernwärme“, die elektrischen Energiemengen – zum Beispiel nach Berücksichtigung eines COPs – sind Gegenstand des Datenpakets „Last“.

Die hier verwendeten Zeitreihen basieren auf der in Kapitel 6.1 beschriebenen Modellierung von Fernwärmezeitreihen der allgemeinen Versorgung.

Die Aufteilung der PtH-Mantelzahlen in Elektrodenkessel und Großwärmepumpen erlaubt die Umrechnung von thermischer in elektrische Last mit Hilfe der Leistungszahl (COP<sub>Elektrodenkessel</sub> = 1, COP<sub>Wärmepumpe</sub> = 3).

Bei den Elektrodenkesseln wird nach LFS (bzw. nach NEP 2023 für Deutschland) bis 2025 im Vergleich zum aktuellen Strombedarf im Untersuchungsgebiet von Zuwachs auf 9 TWh (D: 1 TWh) ausgegangen. Danach kommt es zu einem Anstieg des Bedarfs bis 2035 auf ca. 38 GWh (davon ca. 6 TWh in Deutschland), bevor mit einem Rückgang bis 2045 auf ca. 20 TWh gerechnet wird (D: 1,5 TWh).

Für den Einsatz von Großwärmepumpen in Wärmenetzen wird dagegen ein stetig ansteigender Strombedarf prognostiziert. So steigt der Bedarf von aktuell 50 TWh (davon ca. 11 TWh in Deutschland) auf ca. 380 TWh im Jahr 2035 (davon 100 TWh in Deutschland) bzw. 580 TWh im Jahr 2045 (davon ca. 135 TWh in Deutschland).

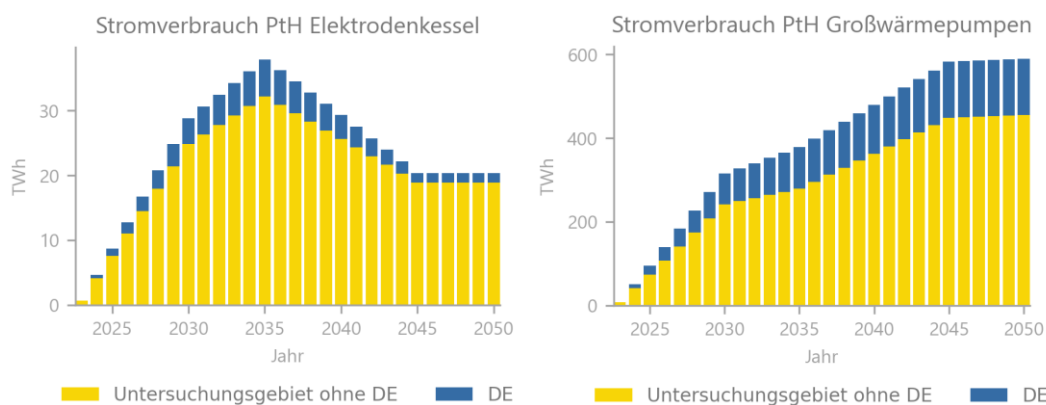


Abbildung 4-42: Entwicklung des Stromverbrauchs für Power-to-Heat-Anlagen in der allgemeinen Versorgung

Die Regionalisierungslogiken entsprechen den in Kapitel 6 vorgestellten Methoden.

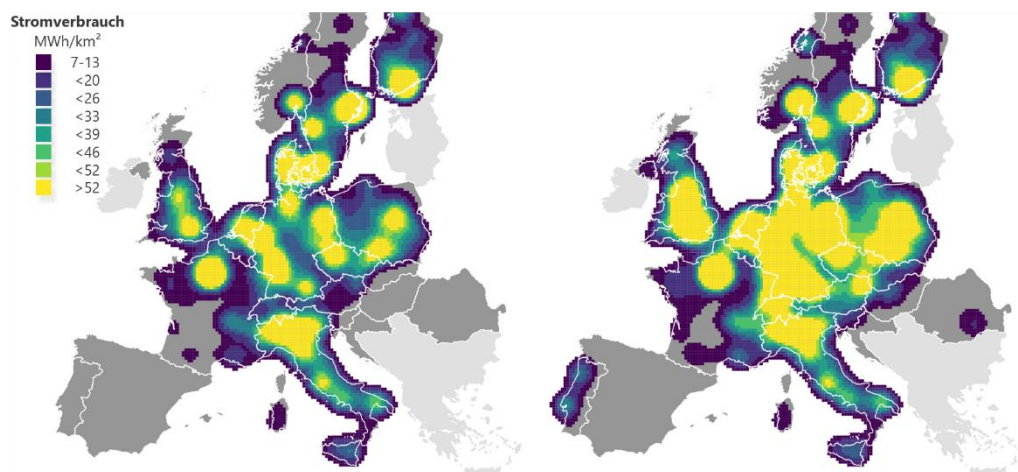


Abbildung 4-43: Räumliche Verteilung des Stromverbrauchs für Power-to-Heat-Anlagen im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Die Modellierung folgt den in Kapitel 6 vorgestellten Methoden und Annahmen.

Analog zu den Zeitreihen der PtG-Anlagen erfolgt die konkrete Einsatzplanung in den Modellrechnungen der Bundesnetzagentur. Im Rahmen der Datenlieferung werden Tageswerte und typische Tagesverläufe gebildet, die als Voroptimierung in das Dispatchmodell eingehen. Der im Dispatchmodell resultierende Einsatz wird sich untertäglich

durch die Optimierung der verschiedenen Wärmeerzeugungstechnologien und dem Einsatz von Wärmespeichern hiervon unterscheiden.

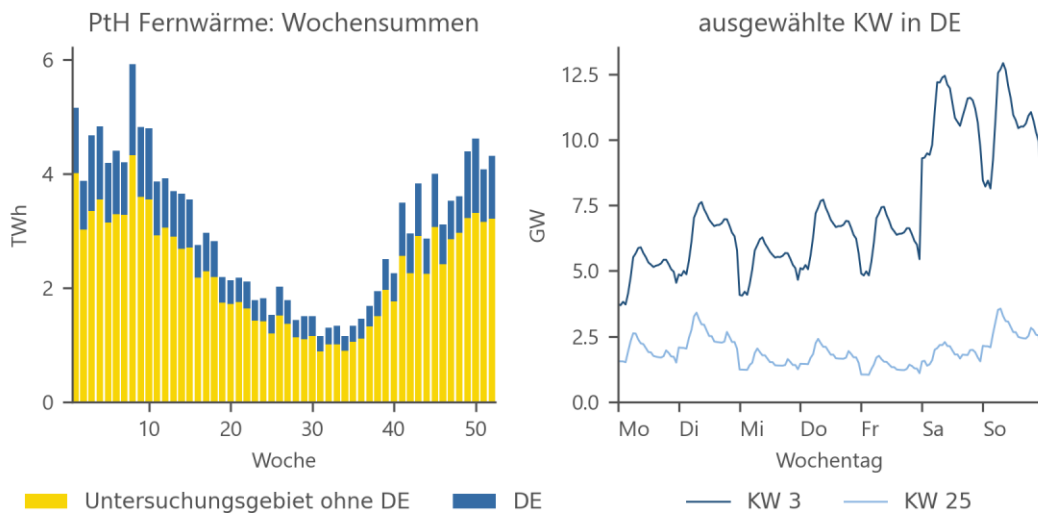


Abbildung 4-44: Jahresverlauf des Stromverbrauchs für PtH in der allgemeinen Versorgung (links) und Vergleich der Zeitreihen in zwei ausgewählten Wochen (rechts) – Ausbaustufe 2035

Im Rahmen des Szenarios wird die Wärmeerzeugung aus industriellen KWK-Anlagen zunehmend durch elektrische Heizsysteme wie Hochtemperaturwärmepumpen und direktelektrische Verfahren substituiert. Dieser Brennstoffwechsel ist eine der Ursachen für den Anstieg des industriellen Stromverbrauchs, siehe Kapitel 4.5. Der Rückgang der industriellen KWK-Wärmeerzeugung wird in Kapitel 6.2 diskutiert. Die Flexibilität von industriellen Power-to-Heat-Komponenten ist Gegenstand des Kapitels 7.6.2. Eine explizite Ausweisung des industriellen Power-to-Heat-Stromverbrauchs erfolgt nicht.

## 4.9 Sonstige Verbraucher

Das DiE-Szenario fasst weitere Verbraucher, welche nicht in die bisher vorgestellten Verbrauchergruppen eingeordnet werden können, in einer eigenen Kategorie zusammen. Für die Länder Belgien, Dänemark, Finnland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Schweden und die Schweiz sind Mantelzahlen in der Kategorie der sonstigen Verbraucher verfügbar. Das LFS enthält für Deutschland keine entsprechende Gruppe.

In den betreffenden Ländern steigt der Strombedarf für sonstige Verbraucher von aktuell ca. 14 TWh auf 79 TWh im Jahr 2030 bzw. 107 TWh ab 2040.

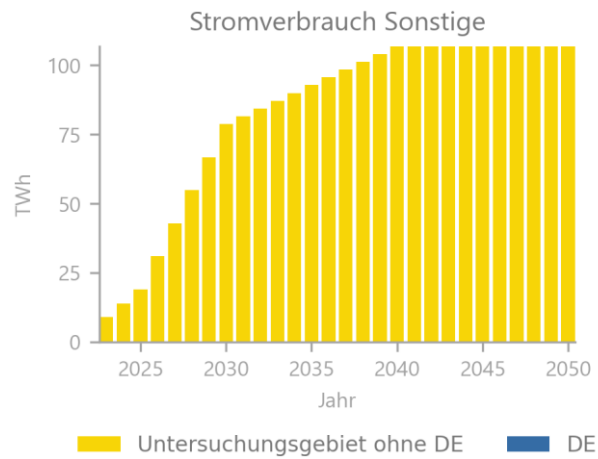


Abbildung 4-45: Entwicklung des Strombedarfs für sonstige Verbraucher

Die räumliche Verteilung der Länder-Mantelzahlen erfolgt über den Indikator der Bevölkerungsanteile je NUTS-3-Region an der Gesamtbevölkerung des jeweiligen Landes zum Referenzjahr 2021. Von einer Modellierung der Bevölkerungsentwicklung auf NUTS-3-Ebene, analog zur Regionalisierung in Abschnitt 4.1, wird abgesehen.

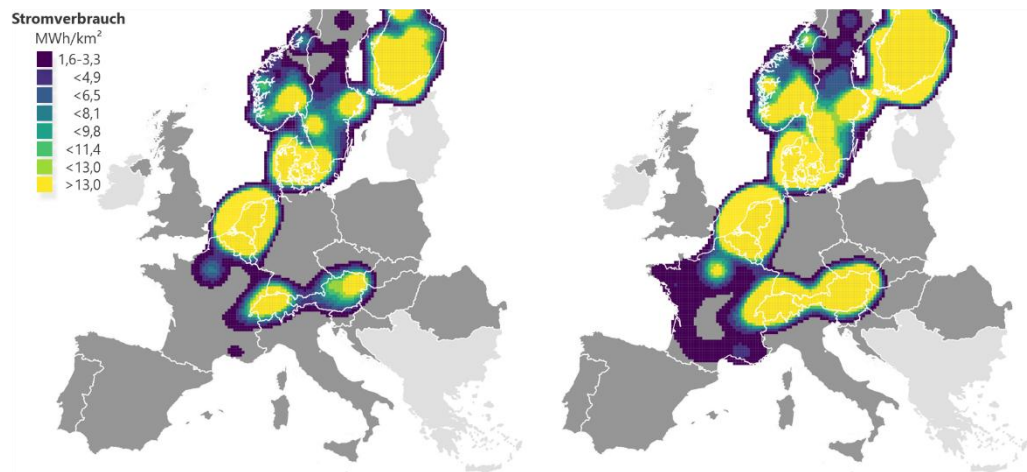


Abbildung 4-46: Räumliche Verteilung des Stromverbrauchs für sonstige Verbraucher im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Über die Zusammensetzung der sonstigen Verbraucher ist wenig bekannt. Somit ist auch wenig über die Eignung der verschiedenen Lastprofile für diese Nutzergruppe bekannt. Im Rahmen der Datenlieferung wurde das Lastprofil des Sektors GHD gewählt. Dieses weist – im Gegensatz zu Industrie oder private Haushalte – keine herausragenden Charakteristika auf.

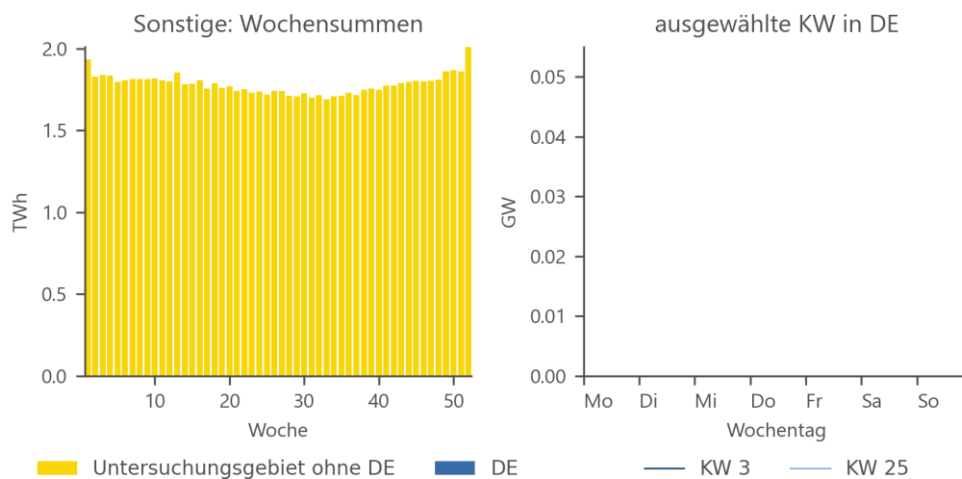


Abbildung 4-47: Jahresverlauf des Stromverbrauchs der sonstigen Verbraucher (links) und Vergleich der Zeitreihen in zwei ausgewählten Wochen (rechts) – Ausbaustufe 2035

#### 4.10 Netzverluste

Der Anteil der Netzverluste (gesamte Netzverluste bestehend aus Übertragungsnetz- und Verteilnetzverlusten) im jeweiligen Land wird aus der Eurostat-Tabelle nrg\_cb\_e<sup>12</sup> aus Energiedaten des Jahres 2022 abgeleitet. Da sich für die letzten Jahre kein eindeutiger Trend der prozentualen Netzverluste ausweisen lässt, werden die prozentualen Netzverluste auch für zukünftige Jahre konstant belassen. Es ergeben sich die in Tabelle 4-3 zusammengefassten Werte für die verschiedenen europäischen Länder. Die Netzverluste werden der Verbraucherseite zugeordnet und als eigene Zeitreihe (Einheit MW<sub>e</sub>) bereitgestellt.

<sup>12</sup> [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg\\_cb\\_e/](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_cb_e/)

Tabelle 4-3: Netzverluste

Land	Anteil Netzverlust am Netto-Stromverbrauch in %	Land	Anteil Netzverlust am Netto-Stromverbrauch in %
Belgien	4,3	Österreich	4,9
Dänemark	5,7	Polen	5,7
Finnland	3,6	Portugal	10,1
Frankreich	8,3	Rumänien	12,0
Deutschland	5,4	Schweden	7,7
Großbritannien	9,0	Schweiz	7,5
Italien	6,5	Slowakei	5,5
Kroatien	10,0	Slowenien	6,4
Luxemburg	2,4	Spanien	10,8
Niederlande	4,5	Tschechien	5,7
Norwegen	5,3	Ungarn	6,6

# 5 Erzeugung

Die folgenden Abschnitte stellen die Methodik der Modellierung von Erzeugungszeitreihen erneuerbarer Energieträger und deren Regionalisierung vor. Für jeden Energieträger wird wiederum das zugrundeliegende Modell sowie die prognostizierte Entwicklung der Stromproduktion erläutert. Der charakteristische Verlauf der modellierten Zeitreihen wird ebenfalls präsentiert.

Die Einheit der stündlich aufgelösten Erzeugungszeitreihen ist  $MW_{el}$ .

## 5.1 Photovoltaik

---

Der Anlagenbestand je Land wird aus den Veröffentlichungen des BMWK für Deutschland und IRENA für Europa entnommen. Die Regionalisierung auf NUTS-3 Ebene basiert auf den Vorarbeiten aus eXtremOS, wobei eine Skalierung auf den aktuellen Bestand erfolgt.

Das Potenzial für Photovoltaikanlagen wird für Dachflächen- und Freiflächenanlagen getrennt betrachtet. In Deutschland wird das Potenzial für Dachflächenanlagen mithilfe eines hochauflösenden Solardachkatasters und dem FfE-Gebäudemodell erfasst, das den Gebäudebestand für jede Gemeinde/Stadt beschreibt. Für andere europäische Länder wird das Dachflächenpotenzial anhand von Fernerkundungsdaten bestimmt.

Das Potenzial für Freiflächen-Photovoltaikanlagen wird mithilfe eines geografischen Informationssystems (GIS) und Landnutzungsdaten ermittelt. Dabei werden potenzielle Flächen außerhalb von Schutzgebieten, Gewässern und Waldgebieten identifiziert. Um eine Konkurrenz mit Anbauflächen für die Nahrungsmittelproduktion zu vermeiden, wird die maximal erschließbare Fläche begrenzt.

Die Modellierung der Photovoltaik-Erzeugungszeitreihen basiert auf meteorologischen Daten aus dem ERA5land Datensatz. Mit Hilfe des Python Moduls pvlib werden die Wetterdaten zu direkter und diffuser Strahlung zusammen mit technischen Parametern von PV-Anlagen (Wirkungsgrad, Schwachlichtverhalten, Temperaturkoeffizient) verarbeitet und in Erzeugungsprofile in verschiedenen Neigungen, Ausrichtungen und Modultypen je NUTS-3-Region umgerechnet.

Die Entwicklung der PV-Erzeugungsleistung folgt in Deutschland den Vorgaben aus dem EEG 2023. Von aktuell ca. 88 GW soll demnach ein Zubau auf 215 GW im Jahr 2030 und 400 GW im Jahr 2040 erfolgen. Die Werte nach 2040 sind, ebenso wie alle Zielwerte im restlichen Untersuchungsgebiet, aus dem Szenario Distributed Energy aus dem TYNDP abgeleitet. Dort erfolgt ein Ausbau der PV-Erzeugungsleistung von aktuell 170 GW auf 560 GW im Jahr 2030 bzw. ca. 1500 GW im Jahr 2050.

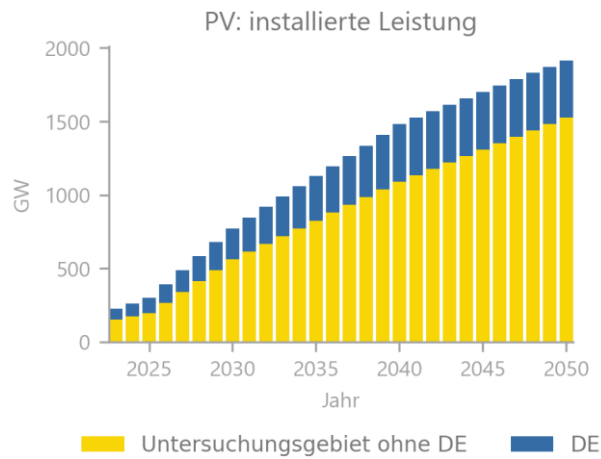


Abbildung 5-1: Entwicklung der installierten PV-Leistung

Die Regionalisierung der neuen Dachflächenanlagen basiert auf dem vorhandenen (Rest-) Dachflächenpotenzial in der Region. Es wird keine spezifische regionale Bewertung vorgenommen, da die wirtschaftlichen Kriterien für Dachflächenanlagen, insbesondere die Kosteneinsparungen durch Eigenverbrauch, kaum variieren. Die geringfügigen regionalen Unterschiede in den Volllaststunden spielen bei Investitionsentscheidungen für Gebäudeeigentümer nur eine untergeordnete Rolle.

Abweichend von den Gebäudeeigentümern sind die regional unterschiedlichen Volllaststunden bei der Investition in Freiflächenanlagen zu beachten, auch wenn weitere Kriterien wie die Nähe zu Stromnetzen bzw. Umspannwerken von höherer Relevanz sind. Die Freiflächenpotenziale werden mit der Volllaststundenzahl (VLS) wie folgt bewertet, die Verteilung erfolgt über das bewertete Freiflächenpotenzial.

$$Bewertung(NUTS3) = 0.5 + 0.5 \frac{VLS(NUTS3) - VLS_{min}(NUTS0)}{VLS_{max}(NUTS0) - VLS_{min}(NUTS0)} \quad (5-1)$$

$VLS_{min}(NUTS0)$	Minimale VLS in der betrachteten NUTS-0 Region
$VLS_{max}(NUTS0)$	Maximale VLS in der betrachteten NUTS-0 Region
$VLS(NUTS3)$	VLS in der betrachteten NUTS-3 Region

Somit resultiert für den ungünstigsten Standort innerhalb eines Landes eine Bewertung von 0,5, für den besten Standort eine Bewertung von 1,0. Bei gleichen Mengen an verfügbaren Flächen für Freiflächenphotovoltaik resultiert somit ein Faktor 2 im absoluten Zubau. Dieser Ansatz präferiert somit zur Hälfte ertragreiche Standorte, gewährleistet aber auch eine nicht zu ungleichmäßige Verteilung über alle NUTS-3 Regionen eines Landes.

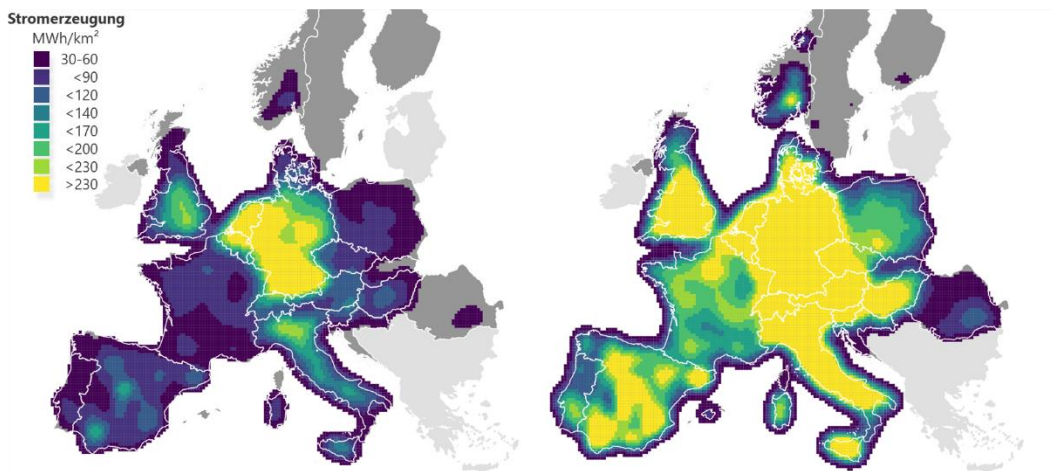


Abbildung 5-2: Räumliche Verteilung der PV-Stromerzeugung im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Aus den modellierten Erzeugungprofilen wird je NUTS-3-Ebene ein mittleres Profil berechnet, das verschiedene Ausrichtungen, Neigungen und Modultypen kombiniert.

Durch Multiplikation der (normierten) Erzeugungszeitreihen mit dem regional aufgelösten Anlagenbestand und Aggregation auf NUTS-0-Ebene erfolgt zunächst eine Validierung des Modells am Wetterjahr 2019. Als Referenzzeitreihen werden die nationalen Erzeugungszeitreihen der ENTSO-E herangezogen, Jahresenergiemengen können zusätzlich mit IRENA-Daten verglichen werden.

Innerhalb einer Korrelationsanalyse werden dabei Abweichungen zwischen Modell- und ENTSO-E-Zeitreihen festgestellt. Diese Abweichungen unterliegen jahreszeitlichen Schwankungen (s. Abbildung 5-3). Die Ursache für diese Abweichungen sind die nicht bekannte Ausrichtungsverteilung der Anlagen und meteorologische Effekte wie Schneebedeckung.

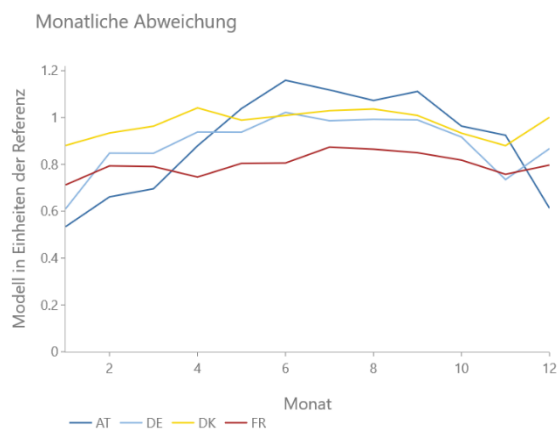


Abbildung 5-3: Monatliche Abweichungen zwischen Referenz- und Modellzeitreihen

Aus den monatlichen Abweichungen der Modellzeitreihen zur Referenz werden nationale Korrekturfaktoren abgeleitet und zur Kalibrierung des Modells auf die Zeitreihen angewendet. Die optimierten Modellzeitreihen auf NUTS-3-Ebene sind somit zu den nationalen Referenzzeitreihen konsistent.

## 5.2 Photovoltaik mit Eigenverbrauchsoptimierung

Im Modell werden zunächst die Stromerzeugung aus PV-Anlagen und die Lastzeitreihen der privaten Haushalte ohne Beeinflussung durch Hausspeichersysteme abgebildet. Basierend auf diesen Zeitreihen werden die Hausspeicher als Verbraucher bzw. Erzeuger modelliert.

PV-Heimspeichersysteme beeinflussen durch Be- und Entladevorgänge den Lastverlauf am Hausanschlusspunkt. Um dies zu berücksichtigen, werden die normierten PV-Erzeugungszeitreihen und PHH-Lastzeitreihen (s. Kapitel 5.1 bzw. 4.1) modifiziert und miteinander kombiniert, sodass der Eigenverbrauch maximiert bzw. eine Lastabdeckung in den Abendstunden realisiert wird.

In der Modellierung wird der Haushaltsstromverbrauch mit 5.500 kWh/Jahr, die Leistung der PV-Anlage auf 7 kWp, die maximale Be- und Entladeleistung des Speichers auf 7 kW und die Speicherkapazität auf 14 kWh gesetzt. Gleiche Zeitreihen würden auch für 4.000 kWh/Jahr, 5 kWp, 5 kW und 10 kWh resultieren.

Die Entwicklung der installierten Leistung von PV-Heimspeichersystemen im Untersuchungsgebiet wird analog zur Entwicklung in Deutschland aufgebaut. Dazu werden Mantelzahlen der Speicherkapazität aus dem NEP entnommen und ins Verhältnis zu den PV-Mantelzahlen gesetzt (vgl. Tabelle 5-4). Die berechneten Anteile werden für alle Zwischenjahre interpoliert und auf die anderen Länder im Untersuchungsraum übertragen.

Tabelle 5-4: Entwicklung der installierten Kapazität von Hausspeichersystemen (nach NEP) und der Anteile an der PV-Erzeugungsleistung in Deutschland

Jahr	Speicherleistung in GW	PV-Leistung in GW	Anteil in %
2022	1,3	67,4	1,9
2037	67,4	345,4	19,5
2045	97,7	414,8	23,6
2050	113,4	414,8	27,3

Die Regionalisierung der Hausspeicher-Mantelzahlen erfolgt auf Basis des Zubaus an Gebäude-Photovoltaikanlagen.

Die resultierende Zeitreihe beschreibt die Einspeisung der PV-Anlagen unter Berücksichtigung der Eigenbedarfsoptimierung. Sie resultiert aus der Differenz der PV-Zeitreihe und der modellierten Zeitreihe der Be- und Entladeleistung. Dabei wurden zwei Ladestrategien verfolgt: Eigenverbrauchsoptimierte Speicher laden so früh wie möglich. Häufig sind die Speicher mittags voll, so dass ab diesem Zeitpunkt die volle Erzeugungsleistung der PV-Anlagen in das Netz einspeist. Netzdienliche Speicher beladen die Speicher spitzenerzeugungskappend und somit überwiegend in den Mittagsstunden. Das Verhältnis von eigenverbrauchsoptimierten und netzdienlichen Speichern wird mit 3 zu 1 angegeben.

In Abbildung 5-4 sind die Zeitreihen exemplarisch für eine NUTS-3 Region dargestellt. Die Zeitreihe der Hausspeichersysteme entspricht mittags einer Last (negatives Vorzeichen) und abends einer Erzeugung (positives Vorzeichen). Die Summe aus PV und Speicher ergibt ein neues Erzeugungsprofil.

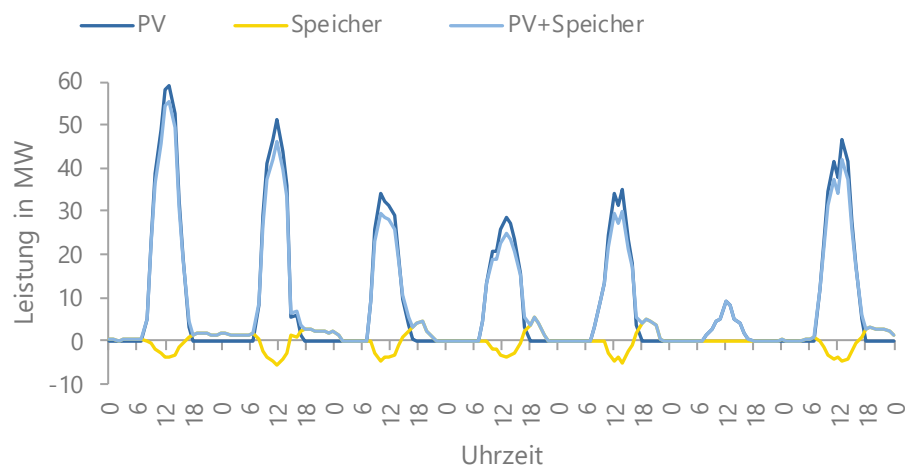


Abbildung 5-4: Exemplarische Zeitreihe für PV-Anlagen und Heimspeichersysteme

### 5.3 Wind Onshore

Ausgangspunkt für die Entwicklung des Wind Onshore-Modells ist der standortscharfe Windenergieanlagenbestand inklusive technischer Daten (Nabenhöhe, Leistungsdichte). Für Deutschland kann der Anlagenbestand aus dem MaStR in Verbindung mit den Anlagenstandorten aus OpenStreetMap (OSM) präzise abgebildet werden. Im restlichen Untersuchungsgebiet bilden Geometrien und Attribute aus OSM die Basis für die Abbildung des Bestands – fehlende Anlagendaten können durch die Datenbasis von thewindpower.net und eigenen Annahmen vervollständigt werden.

Zur Ermittlung des Zubaupotenzials wird durch GIS-Analysen eine europaweite Auswertung von Eignungsflächen unter Ausschluss von Siedlungsflächen, Schutzgebieten, Verkehrsflächen und Flächen mit großen Hangneigungen erzeugt. Auf Basis dieser Weißflächenanalyse wird eine potenzielle Anlagenverteilung modelliert, mit der, unter Optimierung der Stromgestehungskosten und der Maximierung der Siedlungsabstände, standorttypische Windenergieanlagen je NUTS-3-Region bestimmt werden.

In den Langfristszenarien wird für die Entwicklung der installierten Onshore-Leistung in Deutschland ein Zubau von aktuell 70 GW (2024) auf 168 GW im Jahr 2035 prognostiziert. Bis 2040 soll ein Zubau auf über 170 GW erfolgen, anschließend wird die installierte Leistung als konstant angenommen. Im restlichen Untersuchungsgebiet wird nach DiE mit einem Zubau von aktuell 215 GW über ca. 435 GW im Jahr 2030 auf ca. 1000 GW im Jahr 2050 gerechnet.

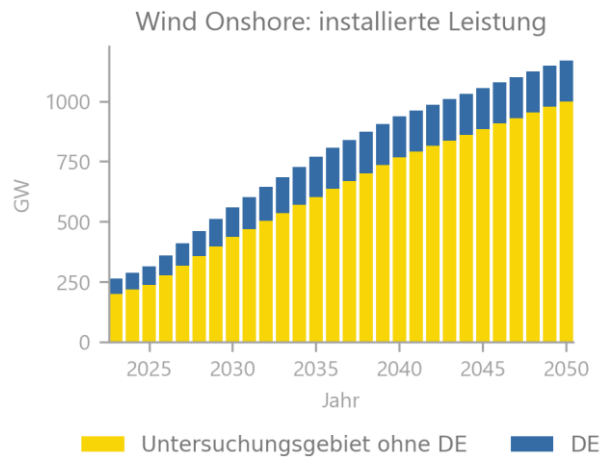


Abbildung 5-5: Entwicklung der installierten Wind Onshore-Leistung

Analog zu den Freiflächen-PV-Anlagen sind die regional unterschiedlichen Volllaststunden bei der Investition in Onshore Windenergieanlagen zu beachten, auch wenn weitere Kriterien wie die Nähe zu Stromnetzen bzw. Umspannwerken ebenfalls von hoher Relevanz sind. Die Potenziale werden mit der Volllaststundenzahl (VLS) wie folgt bewertet, die Verteilung erfolgt über das bewertete Potenzial.

$$Bewertung(NUTS3) = 0.5 + 0.5 \frac{VLS(NUTS3) - VLS_{min}(NUTS0)}{VLS_{max}(NUTS0) - VLS_{min}(NUTS0)} \quad (5-2)$$

$VLS_{min}(NUTS0)$	Minimale VLS in der betrachteten NUTS-0 Region
$VLS_{max}(NUTS0)$	Maximale VLS in der betrachteten NUTS-0 Region
$VLS(NUTS3)$	VLS in der betrachteten NUTS-3 Region

Somit resultiert für den ungünstigsten Standort innerhalb eines Landes eine Bewertung von 0,5, für den besten Standort eine Bewertung von 1,0. Bei gleichen verfügbaren Flächen für Onshore Windenergieanlagen resultiert somit ein Faktor 2 im absoluten Zubau.

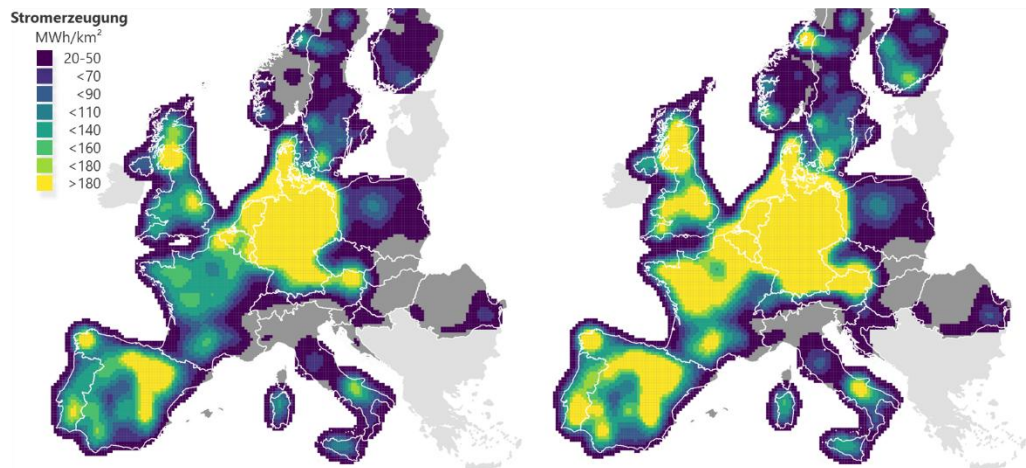


Abbildung 5-6: Räumliche Verteilung der Wind Onshore-Stromerzeugung im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Die Modellierung der Erzeugungszeitreihen basiert auf den Windgeschwindigkeiten im Wettermodell ERA5 und Volllaststunden aus einem Windatlas. Dazu werden Zeitreihen der Windgeschwindigkeit in verschiedenen Höhen extrahiert und auf die Nabenhöhen der betrachteten Windenergieanlagen interpoliert. Zusammen mit den anlagenspezifischen Kennlinien werden normierte Erzeugungszeitreihen berechnet. Ergänzt werden die Daten des zeitlich aufgelösten Wettermodells ERA5 durch Daten zum mittleren Jahresertrag des räumlich höher aufgelösten New European Wind Atlas (NEWA). Die Zusammenführung wird nachfolgend beschrieben.

Zur Validierung des ERA5-Modells werden Erzeugungszeitreihen aus dem Anlagenbestand abgeleitet und auf Länderebene aggregiert, wobei die Verfügbarkeit der Onshore-Anlagen mit 80 % abgeschätzt wird. Dies ermöglicht einen Vergleich der modellierten mit der tatsächlichen Stromerzeugung aus ENTSO-E- und IRENA-Daten. Bei kleinräumigen Betrachtungen stellt sich heraus, dass kleinteilige Höhenunterschiede im Gelände nur unzureichend in ERA5 abgebildet werden, in NEWA aber deutlich zu erkennen sind.

Tendenziell wird in ERA5-Gitterzellen mit großen Höhenunterschieden die mit zunehmender Höhe zu erwartende Zunahme der Windgeschwindigkeit nicht ausreichend berücksichtigt. Dadurch werden Anlagen, die auf (im Vergleich zur Umgebung) höherem Gelände betrieben werden, zu geringe Windgeschwindigkeiten zugeordnet, was vor allem in Ländern wie Italien, Spanien und Portugal dazu führt, dass die modellierte Windstromerzeugung zu gering ausfällt.

Als Lösungsansatz wird ein Korrekturmodell (s. Abbildung 5-7) entwickelt, welches die normierten Erzeugungszeitreihen in ERA5-Zellen mit geringen Volllaststunden (VLS) skaliert. In diesem Korrekturmodell werden ERA5-Zellen betrachtet, die einerseits geringe VLS und zusätzlich ein unruhiges Gelände aufweisen. In Abhängigkeit vom ursprünglichen VLS-Wert wird ein Korrekturfaktor zwischen 6 für geringe und 0,85 für sehr hohe VLS ermittelt.

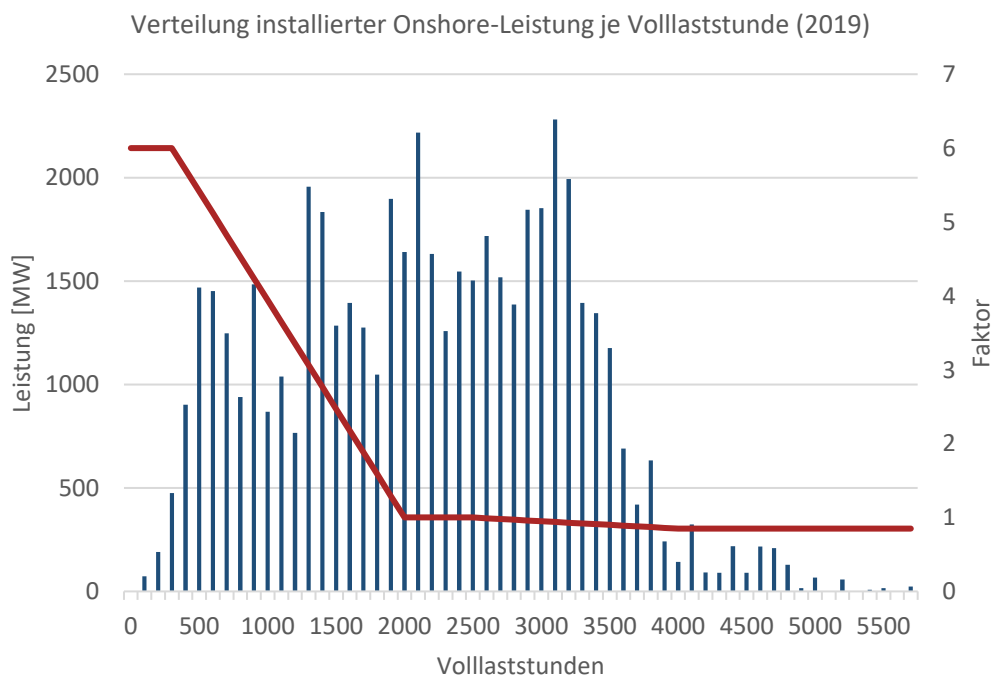


Abbildung 5-7: Korrekturfaktor im Onshore-Windmodell

Die normierten Zeitreihen werden zunächst mit diesem Faktor multipliziert. Sollten in den Zeitreihen normierte Erzeugungsleistungen größer 1 resultieren, werden diese wieder auf 1 reduziert. Somit steigt die Stromerzeugung auch bei großen Faktoren (zum Beispiel dem maximalen Faktor 6) nur langsam an.

In Abbildung 5-8 ist ein Ausschnitt aus Nordwest-Spanien dargestellt. Das Gitter entspricht dem zeitlich aufgelösten Wettermodell ERA5. Die mit größer 4.000 h/a sehr hohen VLS entlang der Küste werden auf 3.600 h/a reduziert. Die mit 500 bis 700 h/a sehr geringen Volllaststunden im gebirgigen Binnenland werden auf rund 2.000 bis 2.400 h/a erhöht. Dieses Vorgehen berücksichtigt die im räumlich besser aufgelösten Windatlas NEWA belegten, guten Standorte im gebirgigen Binnenland in exponierten Lagen. Das Vorgehen wurde empirisch ermittelt und an den Daten des NEWA validiert.



Abbildung 5-8: Auswirkung des Korrekturmodells auf die Volllaststunden (Ausschnitt Nordwest-Spanien, links vor Korrektur, rechts nach Korrektur)

Unter Berücksichtigung der in Zukunft zu erwartenden technologischen Weiterentwicklung von Windenergieanlagen hin zu geringerer Leistungsdichte und größeren Nabenhöhen steigen die Volllaststunden bis 2035 im Mittel um 17,5 %. Bis zum Jahr 2050 wird eine weitere Steigerung um 20 % angenommen.

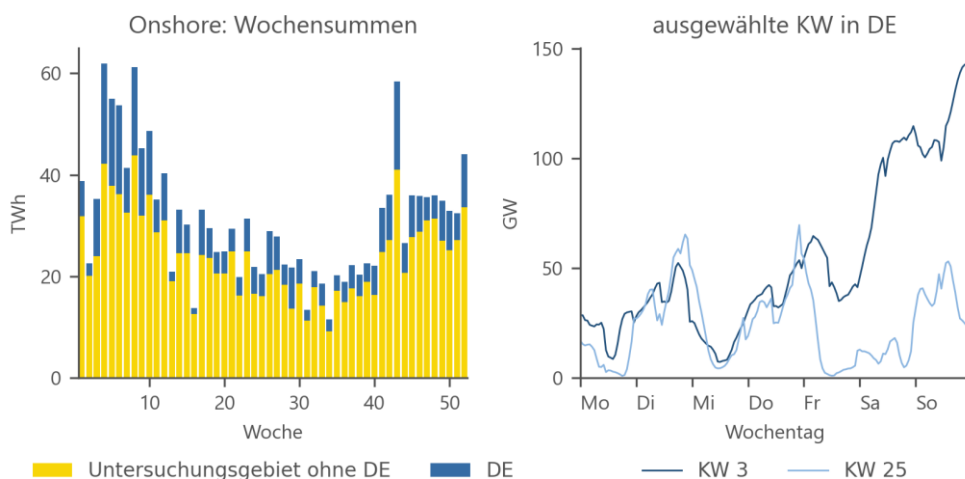


Abbildung 5-9: Jahresverlauf der Stromerzeugung durch Onshore-Anlagen (links) und Erzeugungszeitreihen in zwei ausgewählten Wochen (rechts) – Ausbaustufe 2035

## 5.4 Wind Offshore

Potenzielle Offshore Standorte wurden unter Berücksichtigung der Schutzgebiete und Schifffahrtsrouten bestimmt. Für Deutschland wurden die ausgewiesenen Gebiete nach dem Offshore-Netzentwicklungsplan als bevorzugte Standorte berücksichtigt.

Für die Länder Deutschland, Dänemark und die Niederlande wurden die geplanten Offshore-Windparks recherchiert. Zu jedem Windpark wurden die installierte Leistung, Jahr der Inbetriebnahme und der Netzanschlusspunkt ausgewertet. Abbildung 5-10 gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Recherche.

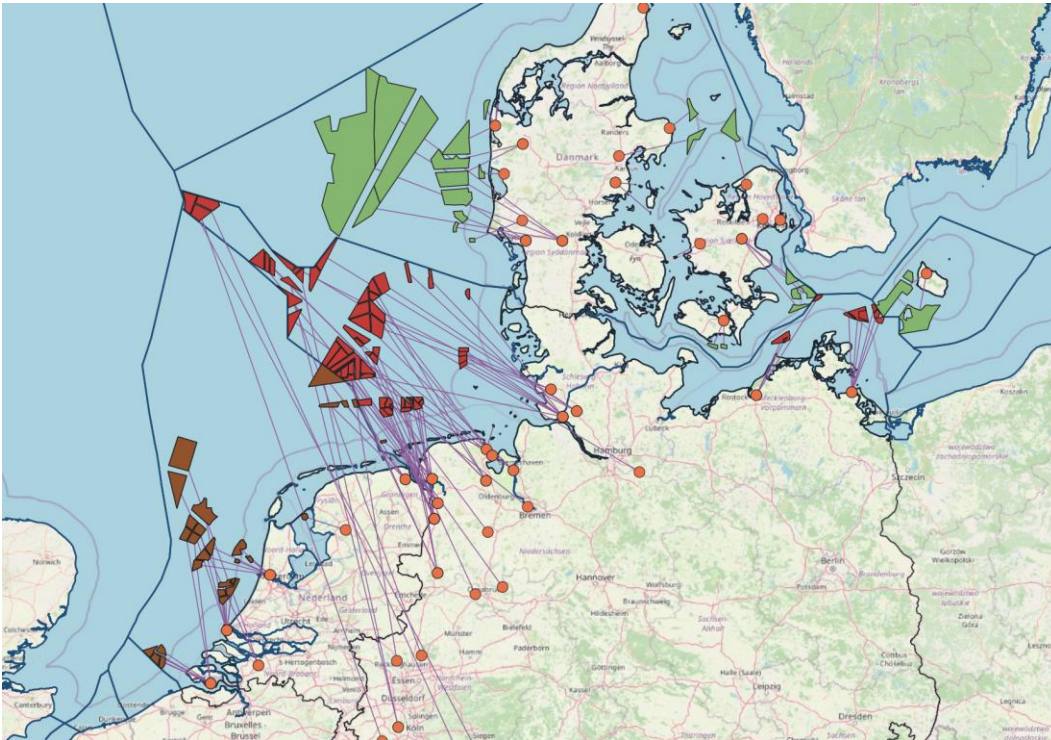


Abbildung 5-10: Geplante Offshore-Windparks der Länder Dänemark, Deutschland und Niederlande. Hintergrund: © OpenStreetMap contributors

Der Wind Offshore-Zubau erfolgt von aktuell im gesamten Untersuchungsgebiet ca. 41 GW installierter Leistung auf ca. 340 GW im Jahr 2045. Die Zahlen basieren für Europa weitestgehend auf dem Szenario Distributed Energy, Zwischenjahre wurden linear interpoliert. In Deutschland sind aktuell Offshore-Anlagen mit einer Leistung von ca. 9 GW installiert. 2035 soll die installierte Leistung nach LFS auf 50 GW ansteigen, im Jahr 2050 nach NEP dann auf 75 GW.

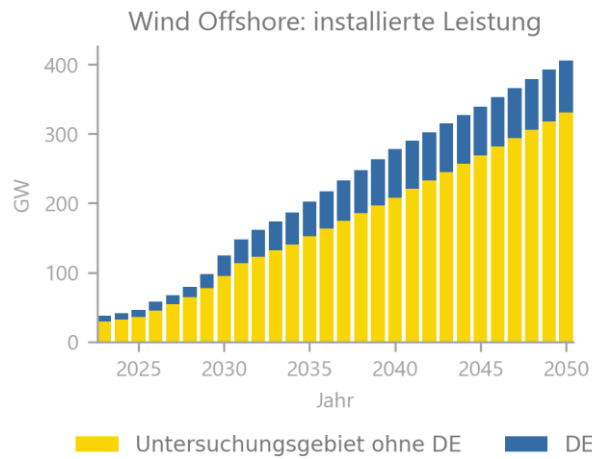


Abbildung 5-11: Entwicklung der installierten Wind Offshore-Leistung

Für die drei im Detail recherchierten Länder ergeben sich teilweise vom DiE abweichende Entwicklungen. Hier werden die Zwischenjahre nicht durch Interpolation, sondern unter Berücksichtigung der konkreten Realisierungszeitpunkte der Offshorewindparks bestimmt, siehe Abbildung 5-12.

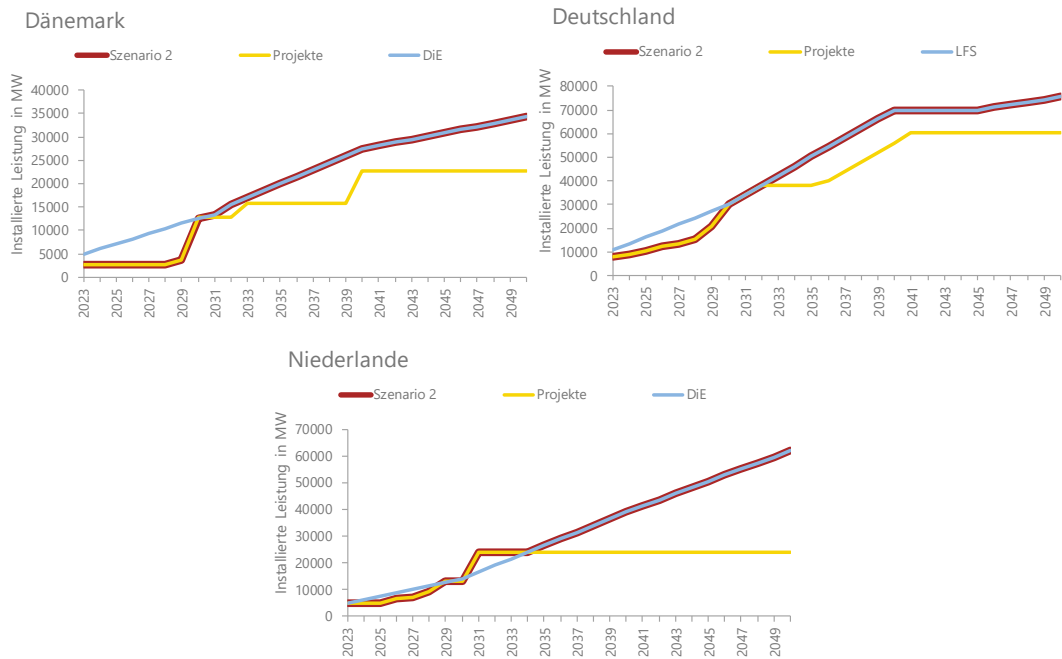


Abbildung 5-12: Entwicklung der installierten Wind Offshore-Leistung in den Ländern Dänemark, Deutschland und Niederlande

Die Wind Offshore-Mantelzahlen werden für die Modellierung der Erzeugungszeitreihen zunächst auf das ERA5-Gitter verteilt. Ausgehend vom Anlagenbestand wird nach der in VS2021 angewandten Methodik das Offshore-Potenzial nach und nach erschlossen. Als Voraussetzung für die Berechnung der Residuallast werden die Offshore-Zellen zusätzlich der nächstgelegenen NUTS-3-Region zugeordnet.

Soweit vorhanden, werden konkret geplante Windparks der Länder Dänemark, Deutschland und den Niederlanden im Rahmen der Regionalisierung mit dem Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme berücksichtigt.

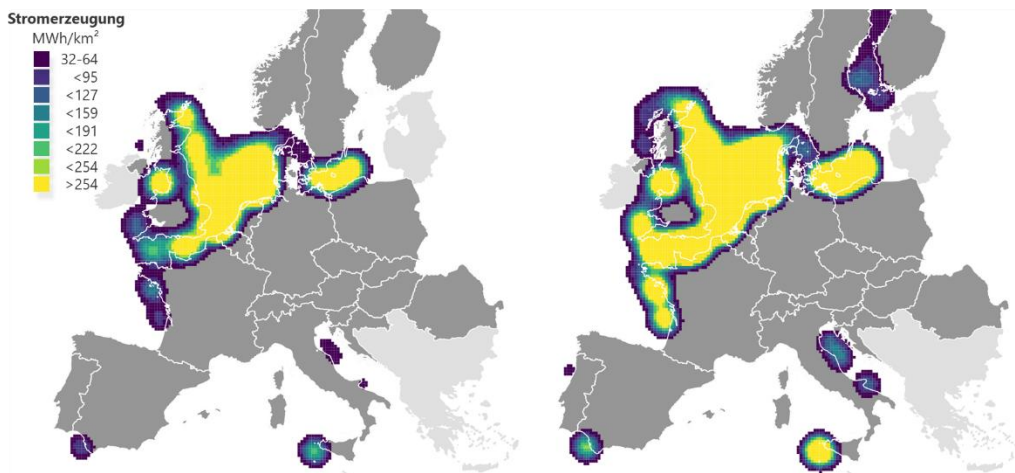


Abbildung 5-13: Räumliche Verteilung der Wind Offshore-Stromerzeugung im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Die Modellierung der Offshore-Zeitreihen erfolgt größtenteils analog zum vorgestellten Weg im Onshore-Bereich: auf Basis des ERA5-Windmodells werden Zeitreihen in verschiedenen Nabenhöhen für Anlagen mit unterschiedlichen Leistungsdichten berechnet. Die resultierenden mittleren Volllaststunden aus den auf Länderebene aggregierten Zeitreihen werden mit den VLS der Mantelzahlen abgeglichen. Der Offshore-Anlagentyp wird so gewählt, dass die modellierten VLS möglichst nahe an den vorgegebenen VLS liegen.

Bis zum Jahr 2050 wird eine Steigerung um 20 % angenommen.

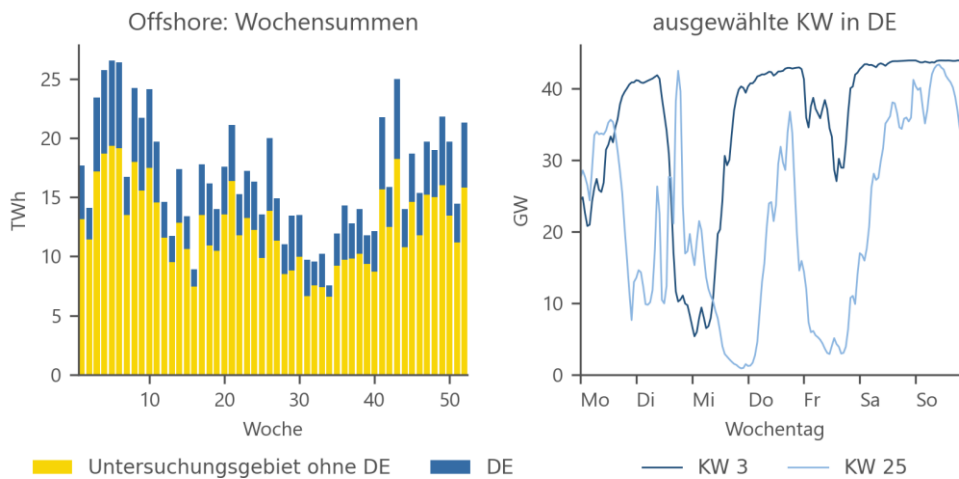


Abbildung 5-14: Jahresverlauf der Stromerzeugung durch Offshore-Anlagen (links) und Erzeugungszeitreihen in zwei ausgewählten Wochen (rechts) – Ausbaustufe 2035

## 5.5 Wasser

Die Modellierung von Wasserkraft-Zeitreihen für Lauf- und Speicherwasser basieren auf ENTSO-E -Zeitreihen (PECD), welche für die Wetterjahre 1982 bis 2017 vorliegen. Für die Jahre 2018 und 2019 wird auf aktuelle Marktdaten zurückgegriffen.

Die Datenbasis wurde in Relation zu aktuellen, statistischen Werten von Eurostat gesetzt und im Rahmen der Konsultation teilweise angepasst. Im Zweifel wurde die relative Entwicklung aus dem Szenario DiE an die historischen Daten nach Eurostat angepasst.

In Deutschland bleibt nach den Langfristszenarien die installierte Leistung von Wasserkraftwerken unverändert bei einem Wert von 5,6 GW. Im restlichen Untersuchungsgebiet wird im Gegensatz dazu im DiE-Szenario nach einem vorübergehenden Peak von 185 GW 2026 mit einem Rückgang auf ca. 160 GW im Jahr 2030 bzw. ca. 165 GW im Jahr 2050 gerechnet.

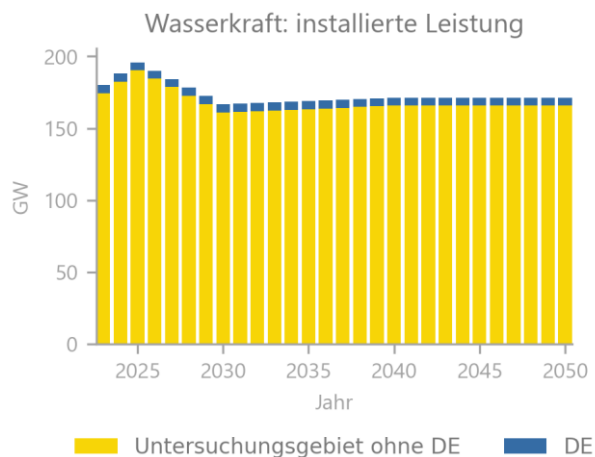


Abbildung 5-15: Entwicklung der installierten Wasserkraft-Leistung

Die Regionalisierung basiert auf der Kraftwerksdatenbank nach Platts. Soweit möglich, erfolgte eine Unterscheidung nach Kraftwerkstyp Lauf- und Speicherwasser.

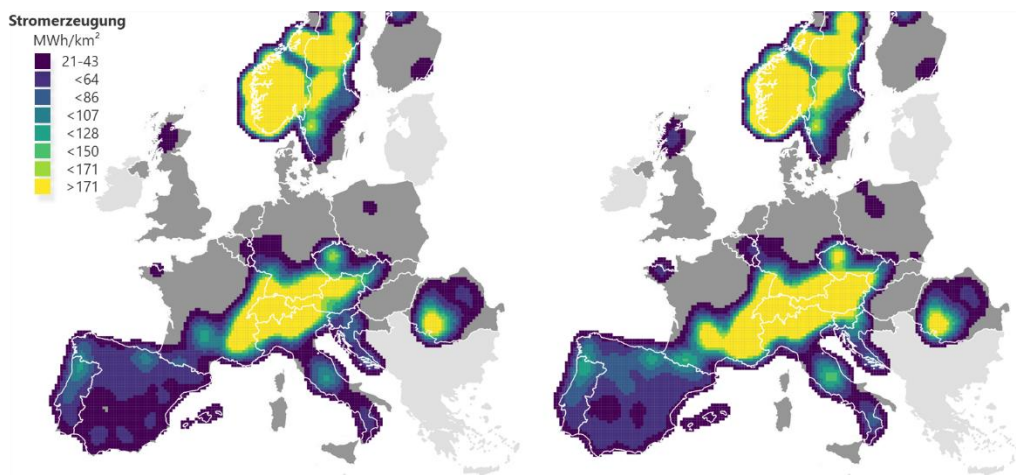


Abbildung 5-16: Räumliche Verteilung der Stromerzeugung aus Wasserkraft im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Die nationalen Zeitreihen für die Wetterjahre 1982 bis 2017 basieren auf den ENTSO-E Hydropower modelling data (PECD). Für die Jahre 2018 und 2019 wurden Marktdaten der ENTSO-E verwendet. PECD enthält keine stündliche Auflösung der Zeitreihen. Wöchentliche

Zuflüsse in Speicherkraftwerke wurden interpoliert, tageszeitliche Schwankungen von Laufwasserkraftwerken basieren auf den typischen Tagesprofilen der Marktdaten.

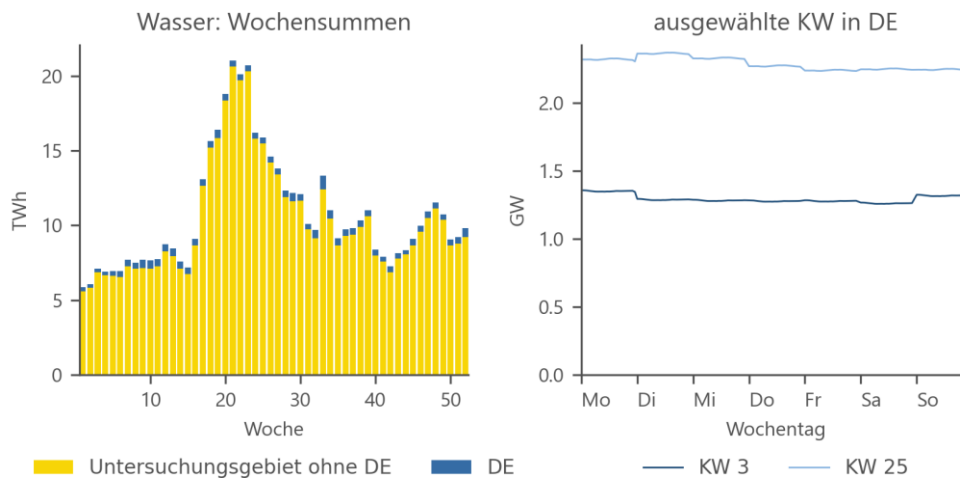


Abbildung 5-17: Jahresverlauf der Stromerzeugung durch Wasserkraftwerke (links) und Erzeugungszeitreihen in zwei ausgewählten Wochen (rechts) – Ausbaustufe 2035

## 5.6 Biomasse und sonstige erneuerbare Energieträger

Bei der Modellierung der Stromerzeugung aus Biokraftwerken wird davon ausgegangen, dass diese überwiegend in KWK-Anlagen erfolgt. Das zugrundeliegende Modell entspricht deshalb dem des Fernwärme-Sektors. Durch Kappung der Spitzen werden Zeitreihen mit hohen Volllaststunden erzeugt, die geeignet sind, die hohen Volllaststunden der Biomasseanlagen abzubilden.

In der Kategorie der sonstigen erneuerbaren Energieträger werden alle bislang nicht aufgeführten Technologien der erneuerbaren Stromerzeugung zusammengefasst. Ihnen wird nur ein sehr kleiner Anteil an der gesamten Stromerzeugung zugewiesen. Die Modellierung der Erzeugungszeitreihen sonstiger EE erfolgt analog zum Biomasse-Sektor.

Für das Untersuchungsgebiet ohne Deutschland sinkt die Stromerzeugung aus Biomasseanlagen und steigt die Stromerzeugung aus sonstigen Erneuerbaren Energien. Für Deutschland sinkt die Stromerzeugung leicht bei etwa konstanter Leistung.

Aus dem Vergleich der Mantelzahlen für das Untersuchungsgebiet ohne Deutschland für Biomasse und sonstige Erneuerbare Energien wird die unterschiedliche Bilanzierung in den Quellen der Mantelzahlen – hier IRENA und TYNDP DiE – deutlich. Es kommt zu einer Verschiebung von Anlagen aus der Kategorie Biomasse in die Kategorie sonstige Erneuerbare Energien. Für die Summe beider Kategorien ergibt sich nur eine geringe Veränderung der Stromerzeugung.

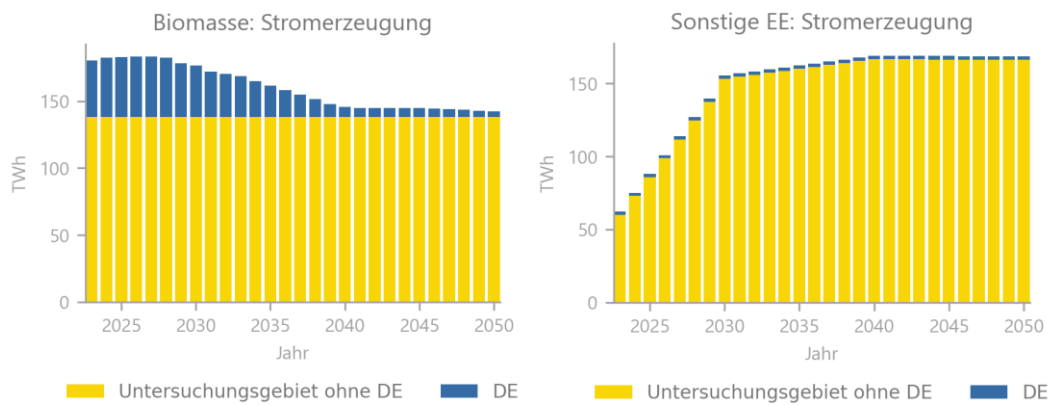


Abbildung 5-18: Entwicklung der Stromerzeugung von Biomasse-Anlagen und sonstigen erneuerbaren Energieträgern

Die Regionalisierung orientiert sich am Verfahren aus der Vorgängeruntersuchung VSM 2022. Die Mantelzahlen bilden die nationalen Daten ab, die regionale Verteilung erfolgt – soweit keine besseren Quellen vorhanden sind – über die Ackerflächen und den Anteil an Energiepflanzen an den Ackerflächen. Die Anteile wurden im Rahmen von eXtremOS auf NUTS-2 bzw. NUTS-1 Ebene recherchiert<sup>13</sup>.

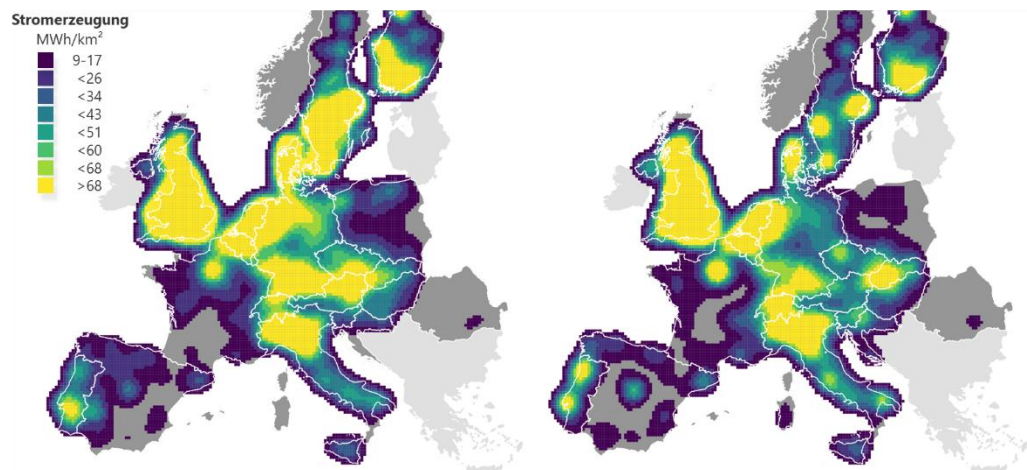


Abbildung 5-19: Räumliche Verteilung der Stromerzeugung aus Biomasse und sonstigen EE im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Die Zeitreihen basieren auf Wärmeprofilen. In der Praxis werden zusätzliche Heizkessel zur Spitzenlastdeckung eingesetzt. Im Modell werden die Lastspitzen der Wärmenachfrage gedeckelt, was zu höheren Volllaststunden für die KWK-Anlagen führt. Im Winter, vgl. Abbildung 5-20 bzw. Abbildung 5-21, führt dies zu einer konstanten Last.

<sup>13</sup> Eurostat, online data code: EF\_OLUAAREG; Indikator B\_6\_3\_HA

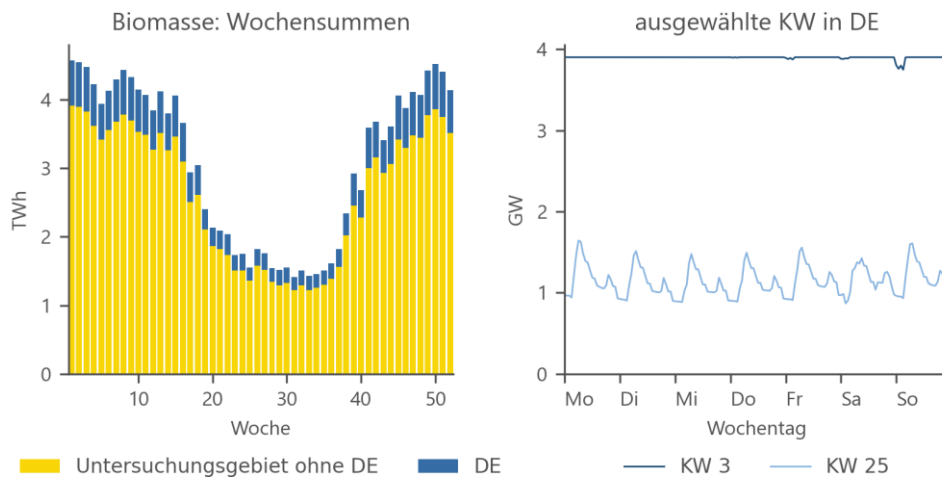


Abbildung 5-20: Jahresverlauf der Stromerzeugung durch Biomasseanlagen (links) und Erzeugungszeitreihen in zwei ausgewählten Wochen (rechts) – Ausbaustufe 2023

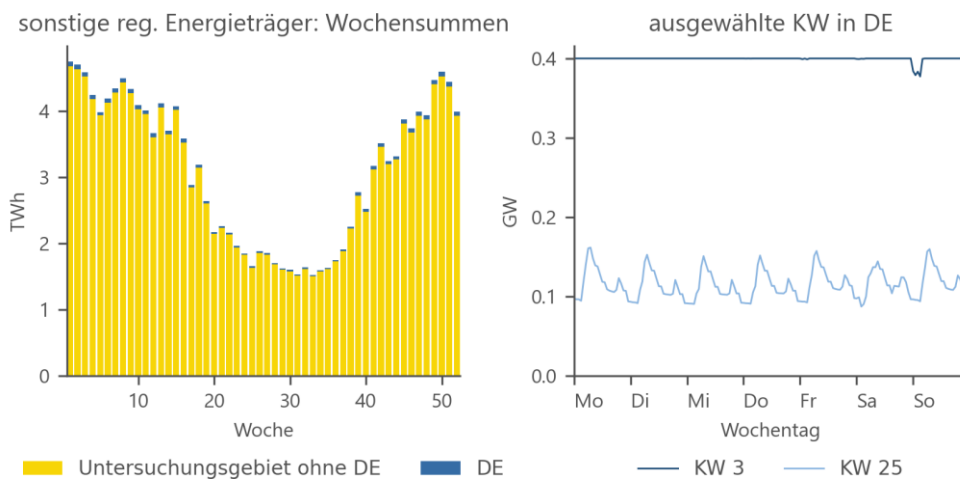


Abbildung 5-21: Jahresverlauf der Stromerzeugung durch sonstige Erneuerbare Energien (links) und Erzeugungszeitreihen in zwei ausgewählten Wochen (rechts) – Ausbaustufe 2023

Da die Erzeugungszeitreihen beider Technologien identisch sind, hat die durch die Mantelzahlen initiierte Verschiebung von Biomasse zu sonstigen Erneuerbaren Energien keinen Einfluss auf die residuale Last.

## 5.7 Mikro-KWK

Für Deutschland liegen Daten zu den Mikro-KWK-Anlagen (mKWK) mit einer elektrischen Leistung kleiner gleich 1 MW vor.

Grundlage für die Modellierung der mKWK-Stromerzeugung sind thermische Zeitreihen. Diese werden mithilfe von statistisch ermittelten Volllaststunden aus den FW-Zeitreihen abgeleitet.

Im Rahmen der Dekarbonisierung der Strom- und Wärmebereitstellung werden die bestehenden mKWK-Anlagen durch Wärmepumpen oder durch den Anschluss der Gebäude an Wärmenetze ersetzt. Bis 2045 sind alle mKWK-Anlagen ersetzt.

Tabelle 5-5: Entwicklung der Stromerzeugung in mKWK-Anlagen in Deutschland in TWh

2022	2025	2035	2045
13,1	12,2	4,3	0

Die Regionalisierung basiert auf dem aktuellen Anlagebestand.

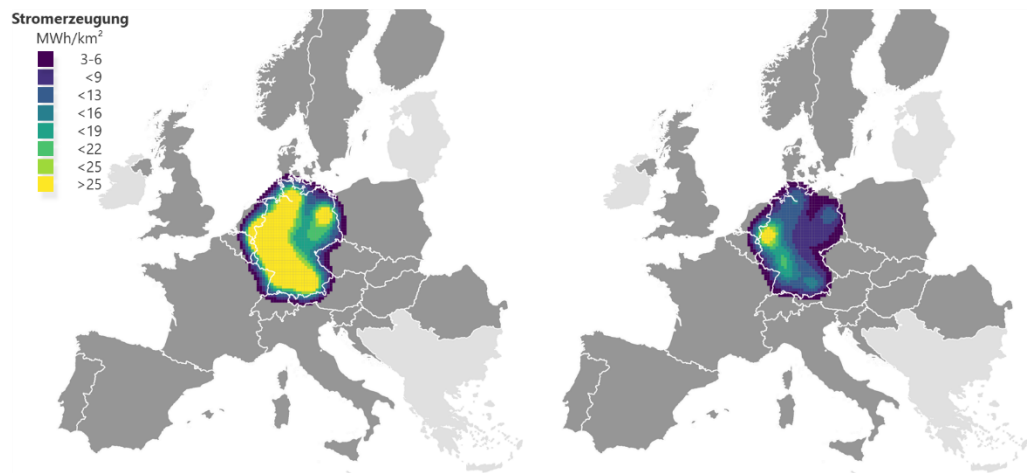


Abbildung 5-22: Räumliche Verteilung der mKWK-Stromerzeugung im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Die Zeitreihen basieren auf den Fernwärmezeitreihen, siehe Kapitel 6.

## 5.8 Netzersatzanlagen

Der in Abbildung 5-23 dargestellte Verlauf beschreibt die angenommene Entwicklung der erschließbaren Leistung von installierten Netzersatzanlagen. Der Anteil der erschließbaren bzw. flexibilisierbaren Leistung steigt darin von aktuell ca. 10 GW auf etwa 25 GW im Jahr 2030.

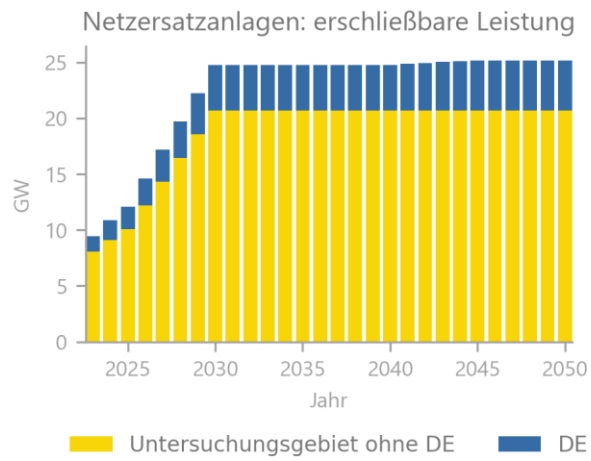


Abbildung 5-23: Entwicklung der installierten Leistung von Netzersatzanlagen

Die Regionalisierung basiert auf dem GHD-Stromverbrauch.

## 6 Fernwärme

In diesem Kapitel wird die Vorgehensweise zur Modellierung von Wärmezeitreihen der allgemeinen Versorgung und Industrie und deren Regionalisierung erläutert. Zudem wird die prognostizierte Entwicklung des Wärmebedarfs aufgezeigt. Analog zu den Kapiteln 4 und 5 wird zur Verdeutlichung der charakteristische Verlauf der modellierten Wärmezeitreihen visualisiert.

Die Einheit der stündlich aufgelösten Zeitreihen ist  $MW_{th}$ .

### 6.1 Allgemeine Versorgung

Die Allgemeine Versorgung umfasst Wärmenetze, an die überwiegend private Haushalte und Gewerbekunden angeschlossen sind. Dies schließt einzelne Industriekunden nicht aus. Der Status Quo für Deutschland ist in Abbildung 6-1 dargestellt.

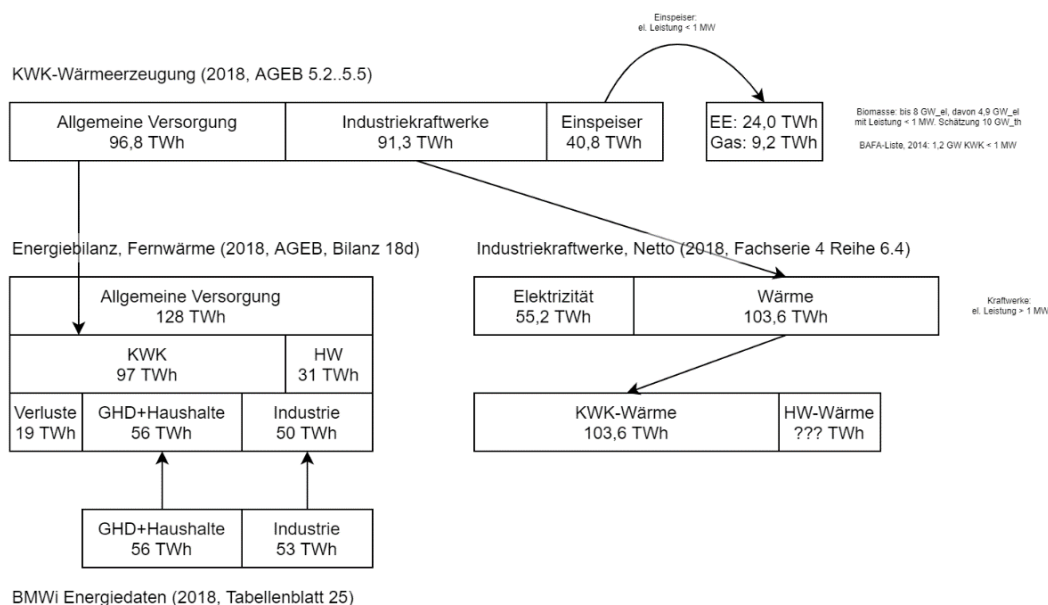


Abbildung 6-1: Leitungsgebundene Wärmeerzeugung und industrielle KWK-Wärmeerzeugung in Deutschland

Insgesamt wird (nach NEP für Deutschland bzw. LFS für das restliche Untersuchungsgebiet) von einem deutlichen Rückgang der Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen ausgegangen. Werden aktuell noch ca. 435 TWh Wärme durch KWK-Anlagen bereitgestellt (davon ca. 95 TWh in Deutschland), sinkt die Erzeugung bis 2045 auf ca. 80 TWh (davon ca. 10 TWh in Deutschland).

Der Rückgang der KWK-Wärmeerzeugung in der allgemeinen Versorgung wird durch ungekoppelte Wärmeerzeugung kompensiert. Im Untersuchungsgebiet wird (nach NEP für Deutschland bzw. LFS für das restliche Untersuchungsgebiet) demnach die Wärmenachfrage mehr und mehr aus ungekoppelter Wärmeerzeugung gedeckt. Von aktuell ca. 230 TWh

(davon ca. 25 TWh in Deutschland) wird mit einer Steigerung der ungekoppelten Erzeugung auf etwa 685 TWh im Jahr 2045 (davon ca. 165 TWh in Deutschland) gerechnet.

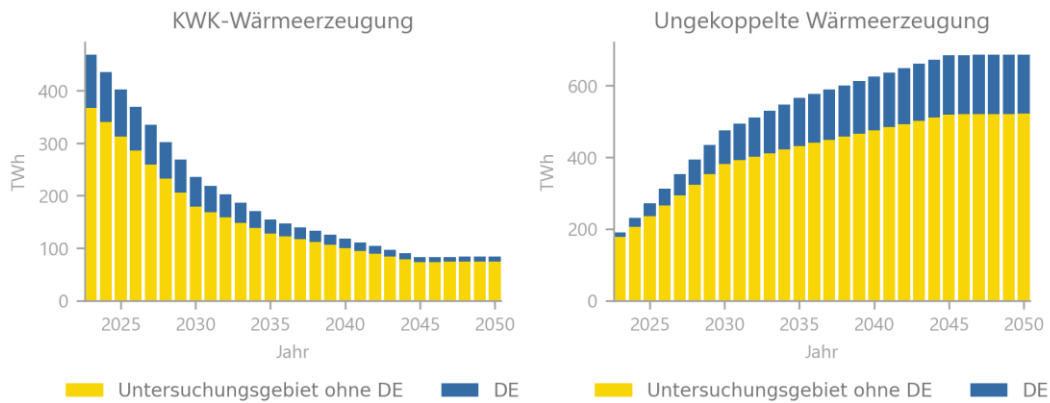


Abbildung 6-2: Entwicklung der Wärmeerzeugung in der allgemeinen Versorgung

Die regionale Verteilung der Wärmenetze und die Entwicklung des Wärmeabsatzes basieren auf dem Gutachten Wärmenetze zum NEP 2023, diese wiederum auf den Ergebnissen der Studie KNDE 2045. Die regionale Verteilung der europäischen Wärmenetze basiert auf Recherchen aus dem Forschungsprojekt eXtremOS.

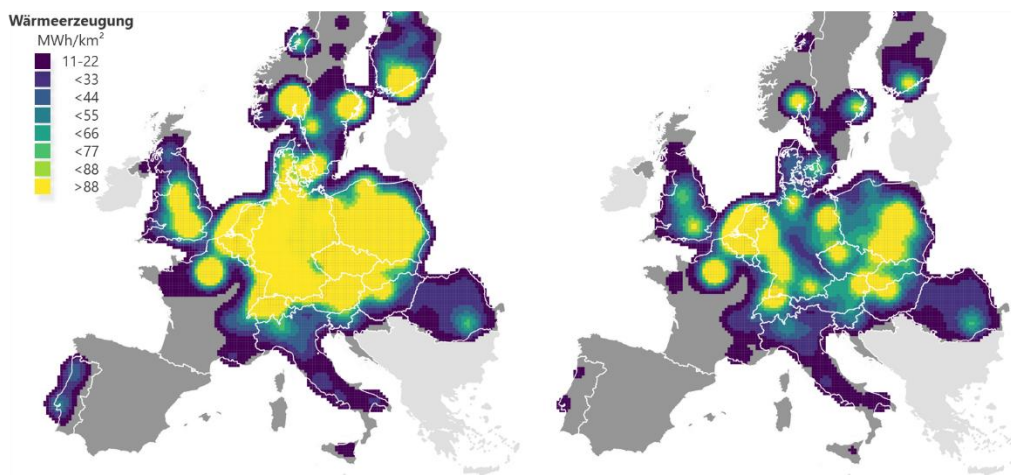


Abbildung 6-3: Räumliche Verteilung der KWK-Wärmeerzeugung im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

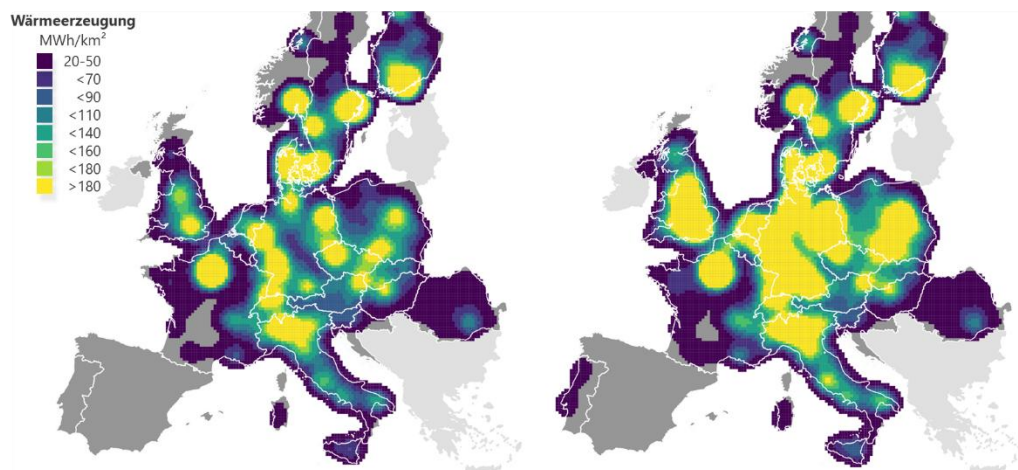


Abbildung 6-4: Räumliche Verteilung der ungekoppelten Wärmeerzeugung im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Die Modellierung der Zeitreihen basiert auf dem Verfahren des Gutachtens Wärmenetze zum NEP 2025. Eingangsdaten sind reale Zeitreihen ausgewählter Wärmenetze und der gleitende 72h-Mittelwert der Außentemperatur sowie verschiedene Typtage und Stunden des Tages. Das Modell basiert auf einer abschnittweisen, linearen Regression für verschiedene Typtage und Stunden des Tages. Ferner sind im Gutachten Verfahren zur Erhöhung bzw. Reduktion der Volllaststunden des Wärmenetzes dargestellt, die verwendet werden, um Zeitreihen von Wärmenetzen mit höherer bzw. geringerer Grundlast darzustellen.

Die Bereitstellung der Wärme kann durch verschiedene Technologien erfolgen. Die konkrete Einsatzplanung dieser Technologien ist Gegenstand der Modellrechnungen. Im Rahmen der Datenlieferung erfolgt eine Voro Optimierung der Einsatzzeitreihen. In Abhängigkeit von der elektrischen, residualen Last berücksichtigt diese Voro Optimierung den zu erwartenden Einsatz der verschiedenen Technologien. Zum Beispiel erfolgt ein verstärkter Einsatz von KWK-Anlagen in Zeiten hoher residualer Last. Umgekehrt erfolgt ein verstärkter Einsatz von Power-to-Heat-Technologien in Zeiten geringer bzw. bei negativer residualer Last.

Nachfolgend wird die Heuristik für diese Voro Optimierung beschrieben. Die Voro Optimierung ersetzt nicht die eigentliche Berechnung in der Modellkette. Die berechneten Zeitreihen bilden im weiteren Verlauf die Basis für die Berechnung der (voro optimierten) Power-to-Gas-Zeit reihen und die in Kapitel 8 dargestellten Auswertungen von Last und Erzeugung.

Im ersten Schritt werden die Lastspitzen der Fernwärmezeit reihen durch Heizkessel gedeckt. Die Energiemengen „Wärme aus Heizwerken“ ist eine Mantelzahl und exogen vorgegeben.

Die PtH-Kessel sollen nur zu Zeiten niedriger Strompreise eingesetzt werden. Es erfolgt eine Auswertung der residualen Last, aggregiert als Tageswerte. An den Tagen mit geringer residualer Last wird ein Sechstel des (noch nicht durch Heizwerke gedeckten) Wärmebedarfs durch PtH-Kessel gedeckt. Die Anzahl der Tage ergibt sich aus den exogen vorgegebenen Mantelzahlen und der Fernwärmezeitreihe.

Die verbleibende Wärmezeitreihe wird normiert und mit den Mantelzahlen zur Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien (Heizkessel EE) skaliert. Die verbleibende Wärmenachfrage muss durch KWK-Anlagen und Wärmepumpen gedeckt werden.

Im nächsten Schritt erfolgt eine Vorooptimierung der Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen. Wiederum werden die Tageswerte für die elektrische, residuale Last und die noch nicht gedeckte Wärmenachfrage bestimmt. Die aufsteigend sortierte Liste der elektrischen, residualen Last ergibt die Betriebstage. Dabei wurden drei Varianten berechnet:

- Variante 1: Betriebstage, die benötigt werden, um bei 100 % KWK-Einsatz die Mantelzahl zu erfüllen.
- Variante 2: Betriebstage, die benötigt werden, um bei 50 % KWK-Einsatz die Mantelzahl zu erfüllen.
- Variante 3: Betriebstage, die benötigt werden, um bei 33 % KWK-Einsatz die Mantelzahl zu erfüllen.

Die drei Varianten wurden wie folgt aggregiert:

- Variante 1: 50 %
- Variante 2: 33 %
- Variante 3: 17 %

Ferner wurde angenommen, dass 15 % der KWK-Anlagen nicht flexibilisiert werden können. Dies betrifft insbesondere kleinere Wärmenetze, da angenommen wird, dass hier nicht in alle dargestellten Technologien investiert wird.

Die Wärmepumpen bedienen die mit der beschriebenen Einsatzheuristik noch nicht gedeckte Wärmenachfrage.

Abbildung 6-5 zeigt exemplarisch die Fernwärmenachfrage und die Bereitstellung der Wärme aus den verschiedenen Technologien. Im Vergleich zur residualen elektrischen Last (grau) werden die verschiedenen Einsatzstrategien der Heuristik deutlich. Im Anschluss werden noch ausgewählte Wochen dargestellt, siehe Abbildung 6-6.

Die Flexibilität der verschiedenen Wärmeerzeuger führt unter anderem dazu, dass PtH-Technologien an Tagen negativer residualer Last stärker eingesetzt werden, umgekehrt wird der Einsatz von KWK-Anlagen stärker auf Tagen mit hoher positiver residualer Last fokussiert. Die hier dargestellten Zeitreihen bilden den Input für die Modellrechnungen und ersetzen keine detaillierte Einsatzplanung. Der Einsatz der PtH-Anlagen wird dann final in den Modellrechnungen bestimmt.

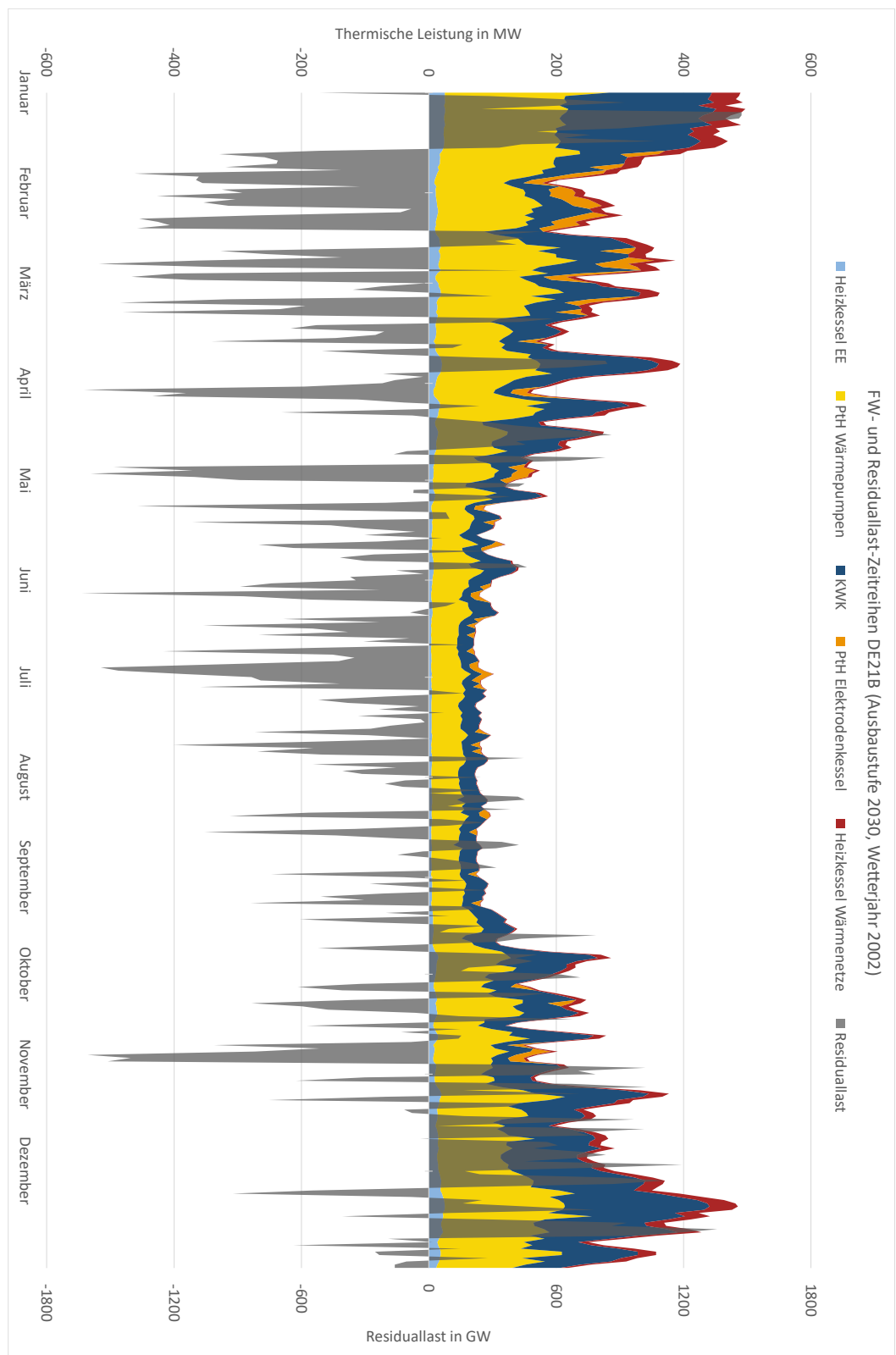


Abbildung 6-5: Jahresverlauf der Wärmeerzeugung (allgemeine Versorgung) in einer ausgewählten NUTS-3-Region, Jahr 2030, Wetterjahr 2002

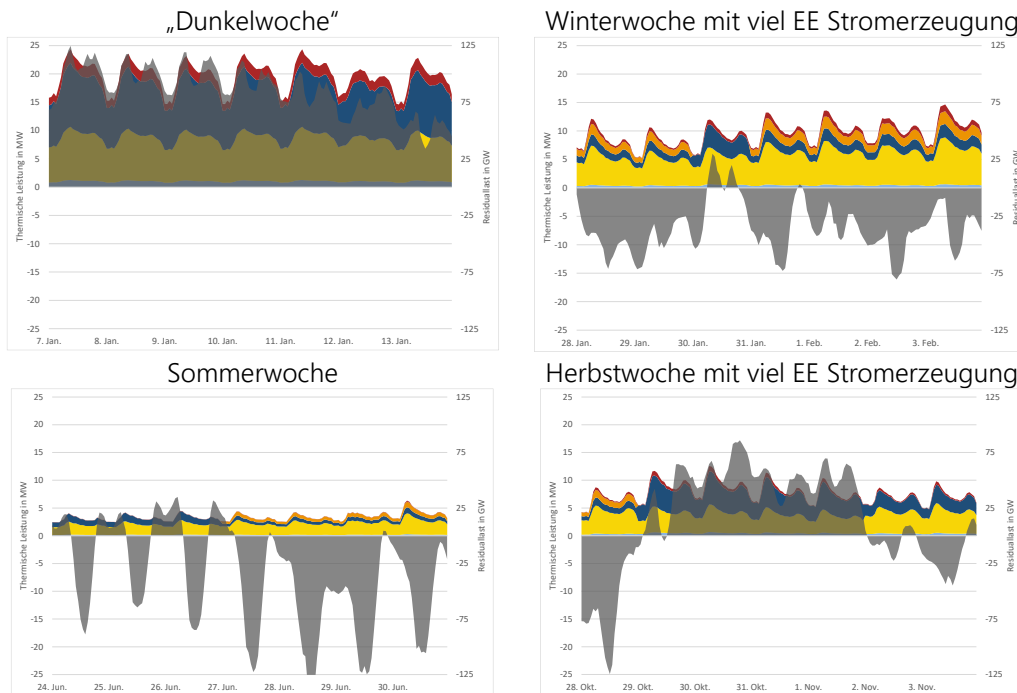


Abbildung 6-6: Zeitlicher Verlauf der Wärmeerzeugung (allgemeine Versorgung) in einer ausgewählten NUTS-3-Region für ausgewählte Wochen, Jahr 2002, Wetterjahr 2002

## 6.2 Industrie: KWK in Wärmenetzen

Für die KWK-Wärmeerzeugung in der Industrie wird zukünftig ein Rückgang erwartet. Nach KNDE2045 reduziert sich die Erzeugung in Deutschland deutlich von aktuell 90 TWh über 72 TWh im Jahr 2030 auf ca. 45 TWh ab 2045. Im restlichen Untersuchungsgebiet wird dagegen nur ein leichter Rückgang von aktuell ca. 220 TWh auf 205 TWh im Jahr 2045 erwartet.

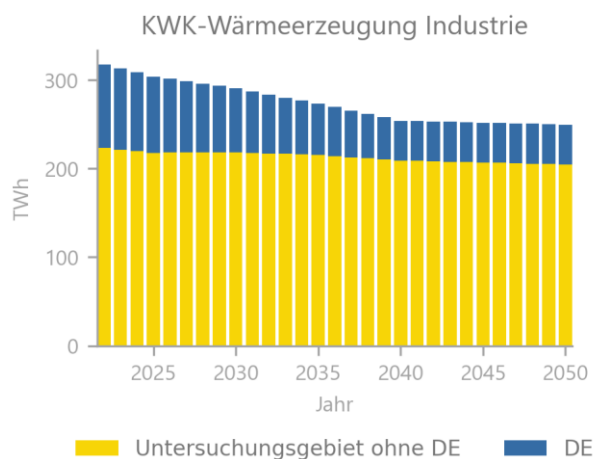


Abbildung 6-7: Entwicklung der KWK-Wärmeerzeugung in der Industrie

Die regionale Verteilung der industriellen KWK-Anlagen und die Entwicklung der Wärmeerzeugung basiert auf dem Gutachten Wärmenetze zum NEP 2023, diese wiederum auf den Ergebnissen der Studie KNDE 2045. Für Deutschland wird die regionale Verteilung über die Regionalstatistik, Tabelle „Energieverwendung des produzierenden Gewerbes“

abgebildet. Die regionale Verteilung der europäischen Wärmenetze basiert auf Recherchen aus dem Forschungsprojekt eXtremOS.

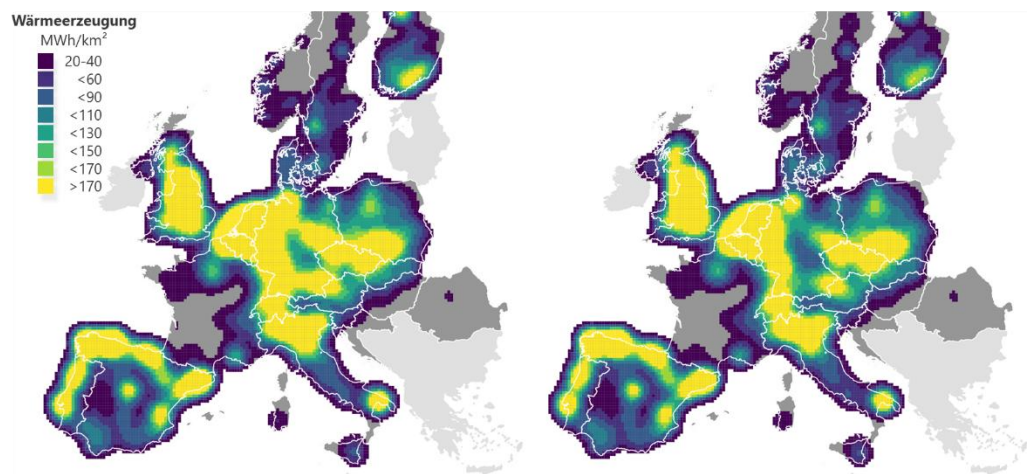


Abbildung 6-8: Räumliche Verteilung der KWK-Wärmeerzeugung in der Industrie im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Die Modellierung der Zeitreihen basiert auf dem Modell aus dem NEP-Gutachten Wärmenetze<sup>14</sup>.

<sup>14</sup> <https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2022/01/Waermenetze-1.pdf>

# 7 Flexibilität

In diesem Kapitel wird die Methodik zur Modellierung von Flexibilitätszeitreihen beschrieben. Für verschiedene Industrie- und GHD-Prozesse, elektrische Straßenfahrzeuge, Power-to-Gas-Anlagen, Hausspeichersysteme, Wärmepumpen sowie Power-to-Heat-Anlagen wird die Erstellung der Zeitreihen der zu- und abschaltbaren Last beschrieben und beispielhaft im Verlauf einer Woche visualisiert.

Die Einheit der stündlich aufgelösten Flexibilitätszeitreihen ist  $MW_{el}$ .

Von einer Beschreibung der Regionalisierungen wird abgesehen, da diese mit den Erläuterungen der korrespondierenden Sektoren in den vorhergehenden Abschnitten übereinstimmen.

Die Auswertung einiger DSM-Kategorien erfordert die Festlegung typischer Vollbenutzungsstunden (VBH). Die diesbezüglich getätigten Annahmen sind in Tabelle 7-6 zusammengestellt. Zusammen mit dem Jahresverbrauch lassen sich so die installierten Kapazitäten ableiten.

Tabelle 7-6: Vollbenutzungsstunden

DSM-Kategorie	VBH
Industrie-Prozesse	6.570 h/a
GHD-Prozesse	4.380 h/a
PtG Onsite	5.000 h/a
PtG Offsite	3.000 h/a

Sofern in den folgenden Abschnitten keine anderen Angaben gemacht werden, ergibt sich die maximal zuschaltbare Leistung aus der installierten Leistung, die um die bereits genutzte Leistung reduziert wird. Die maximal abschaltbare Leistung entspricht dann der aktuell genutzten Leistung.

## 7.1 Industrie- und GHD-Prozesse

DSM-Technologien in der Industrie werden in „stromintensive Prozesse“ und „Querschnittstechnologie“ differenziert. Umfang und Verteilung (regional und nach Wirtschaftszweig) der DSM-Potenziale orientiert sich an den Dissertationen von Gruber, Steurer und Gils (/STEU-01 17/, /GRUB-01 17/, /GUM-02 21/). Die Einteilung nach Produktion und Querschnittstechnologie berücksichtigt unter anderem die sehr unterschiedlichen Kostenstrukturen, vgl. Abbildung 7-1.

	Anwendungsbereich	Schaltb. Leistung je Standort	Verfügbarkeit	Spez. Erschließungsaufwand	Nutzungsaufwand
Produktionsprozesse	Stromintensive Industrie	Sehr hoch	Sehr hoch (nur Lastreduktion)	Gering / bereits erschlossen	Prozessbeeinträchtigung
	Sonstige Industrie	Hoch	Je nach Betriebsweise	Relativ gering	
Querschnittstechnologien	Große Betriebe (Industrie, GHD)	Hoch	Je nach Betriebsweise/Witterung	Relativ gering	Idealerweise keine Beeinträchtigung
	Mittelgroße Betriebe	Relativ gering		Relativ hoch (Stand heute)	
	Kleine Betriebe, Haushalte	Gering		Hoch (Stand heute)	

Grün – günstig; Orange – bedingt günstig; Rot – ungünstig für DSI-Nutzung

Abbildung 7-1: Schematische Einordnung von Stromanwendungen nach Steuer

Gils weist für 29 Länder in Europa ein mittleres Lastreduktionspotenzial von 20 GW im Sektor Industrie und 30 GW im Sektor GHD aus mit einer mittleren Verfügbarkeit von 75 % für den Sektor Industrie und 50 % im Sektor GHD. DSM-Potenziale im Sektor private Haushalte (Kühlschränke, Spülmaschinen, Pumpen) müssen im Rahmen der Datenlieferung nicht berücksichtigt werden, da ausreichend Potenzial in den Sektoren Industrie und GHD vorliegt.

Die Kosten für die Erschließung und die Nutzung der Flexibilität unterscheiden sich für die einzelnen Sektoren und Prozesse sehr deutlich. Abbildung 7-2 zeigt diesen Zusammenhang nach Steuerer.

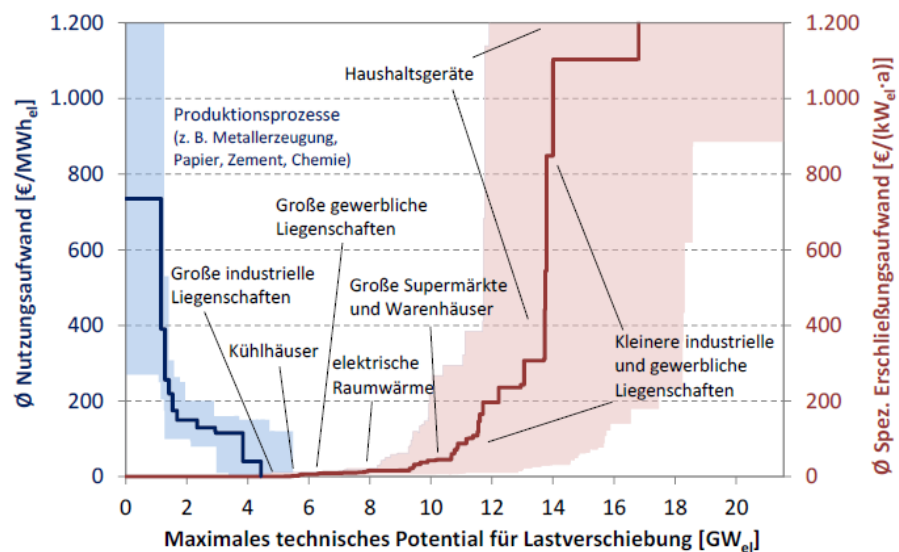


Abbildung 7-2: Kosten-Potenzial-Kurve nach Steuer

Durch das Entfernen des Sektors private Haushalte und Zusammenfassung ähnlicher Prozesse ergibt sich die Kosten-Potenzial-Kurve in Abbildung 7-3. Im Rahmen der Datenlieferung werden fünf DSM-Gruppen mit ähnlichen Erschließungs- und Nutzungskosten gebildet. Das Investitionsmodell kann somit differenzierte Entscheidungen zur Erschließung der verschiedenen DSM-Gruppen treffen.

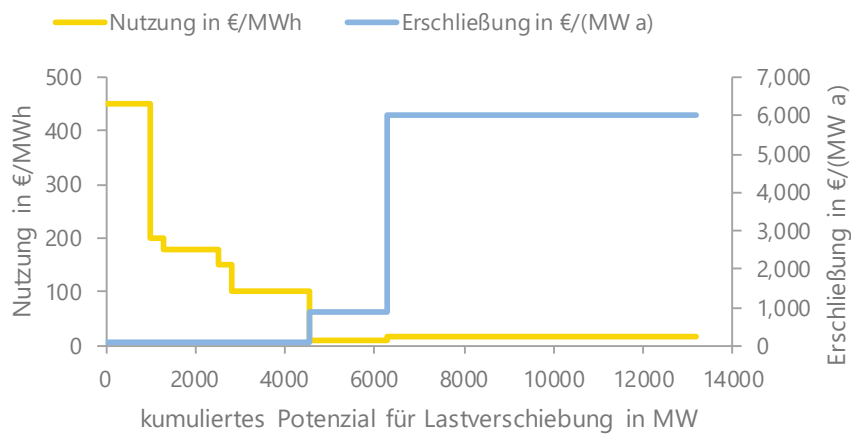


Abbildung 7-3: Kosten-Potenzial-Kurve für Deutschland im betrachteten Szenario

Die erschließbaren DSM-Potenziale – also das dem Investitionsmodell zur Verfügung gestellte, erschließbare Potenzial – steigt mit dem gewählten Betrachtungsjahr. Tabelle 7-7 gibt einen Überblick für Deutschland.

Tabelle 7-7: Erschließbare DSM-Potenziale (Industrie und GHD) in Deutschland

DSM-Kategorie	Potenzial in MW			
	2022	2025	2035	2045
Kupfer, Zink, Zellulose, Calciumcarbit, Luftabscheidung	439	439	439	439
Zement, Aluminium, Stahl	2.085	2.085	2.085	2.085
Papier(-recycling), Chlor	1.036	1.576	1.638	1.638
Kühlung und Belüftung	0	0	563	563
GHD	0	0	8.875	8.875

Zusammen mit den Industrie- bzw. GHD-Lastzeitreihen (s. Abschnitt 4.5 bzw. 4.2) und den angenommenen VBH können aus den DSM-Potenzialen Flexibilisierungszeitreihen modelliert werden. Die Zeitreihen der zu- und abschaltbaren Leistung für die in Tabelle 7-7 dargestellten DSM-Gruppen sind in Abbildung 7-4 bis Abbildung 7-8 für das exemplarische Jahr 2035 dargestellt. Die Zeitreihe „Aus, Max“ bezieht sich dabei auf die abschaltbare Leistung und die Zeitreihe „Ein, Max“ auf die zuschaltbare Leistung.

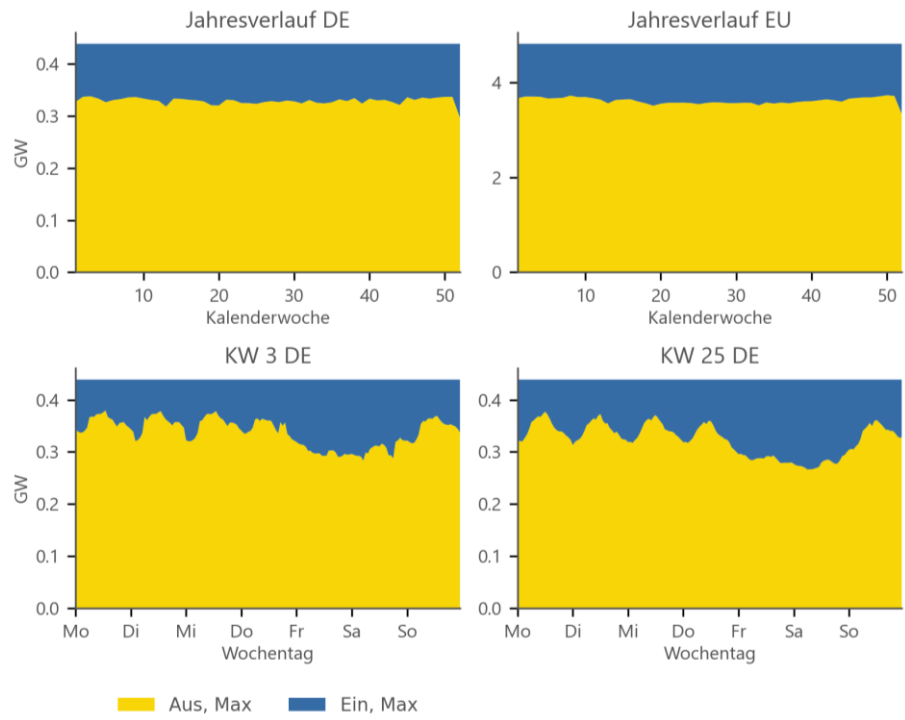


Abbildung 7-4: Verlauf der zu- und abschaltbaren Leistung für DSM in Industrie und GHD (Ausbaustufe 2035), Gruppe 1

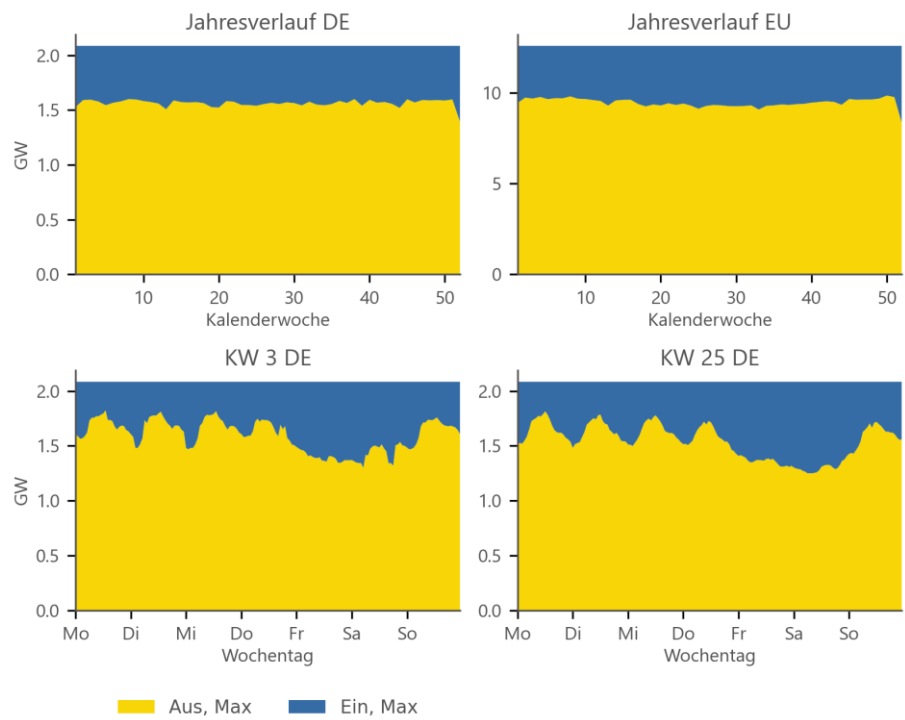


Abbildung 7-5: Verlauf der zu- und abschaltbaren Leistung für DSM in Industrie und GHD (Ausbaustufe 2035), Gruppe 2

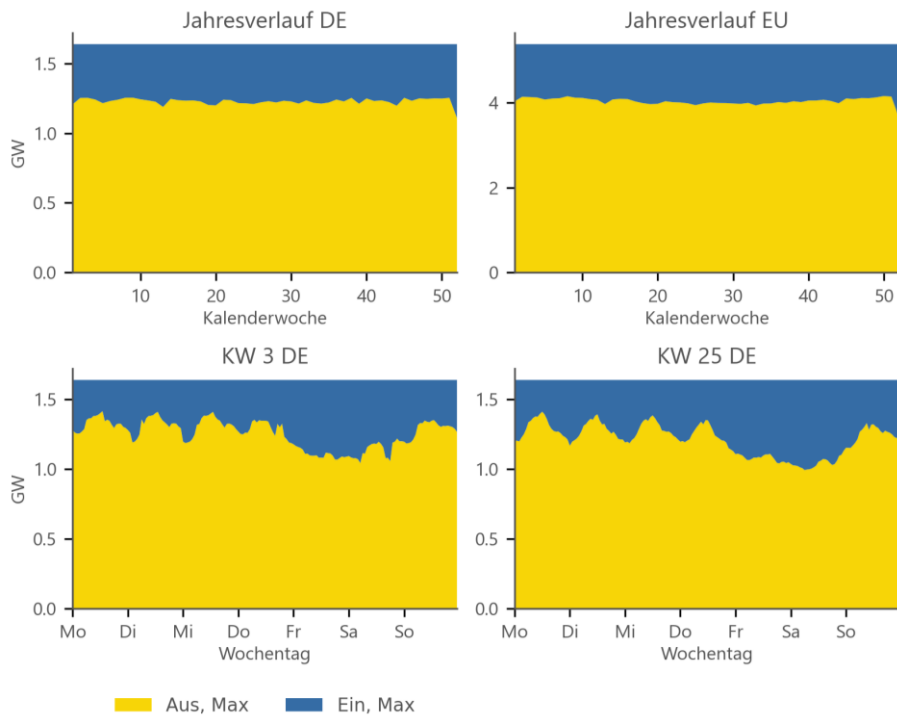


Abbildung 7-6: Verlauf der zu- und abschaltbaren Leistung für DSM in Industrie und GHD (Ausbaustufe 2035), Gruppe 3

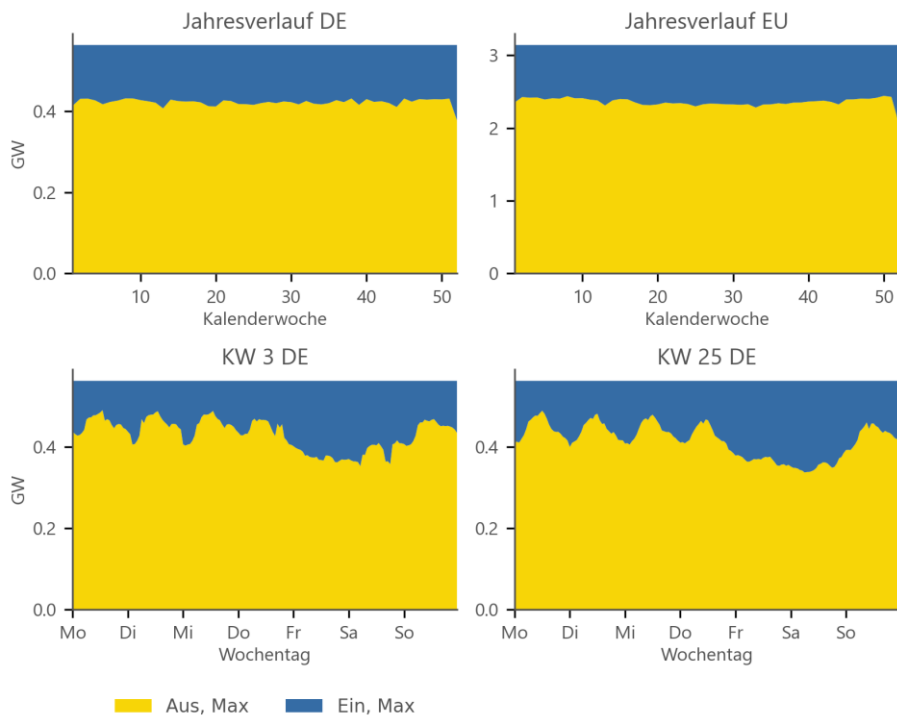


Abbildung 7-7: Verlauf der zu- und abschaltbaren Leistung für DSM in Industrie und GHD (Ausbaustufe 2035), Gruppe 4

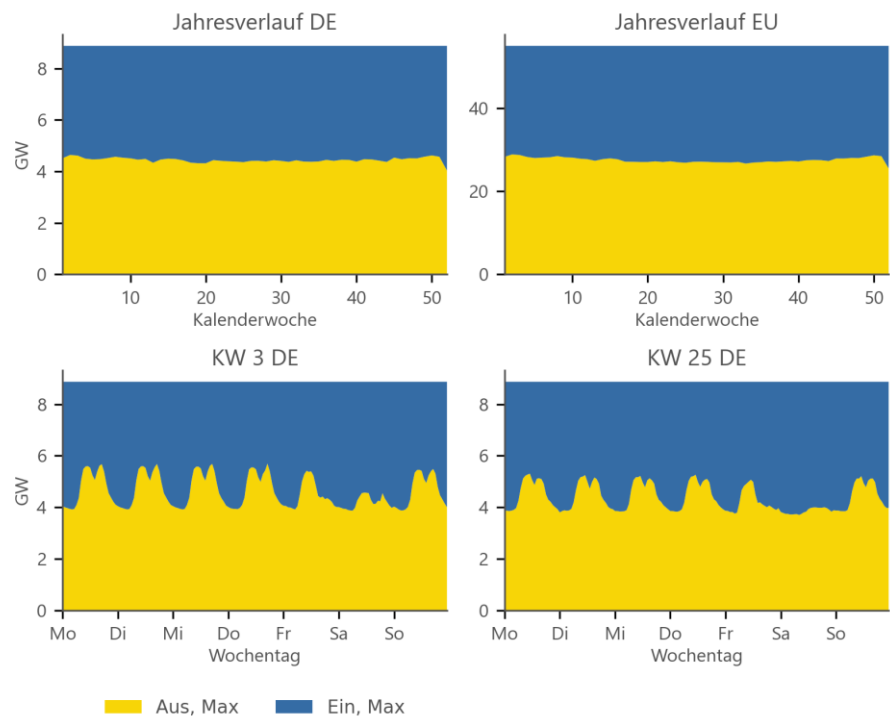


Abbildung 7-8: Verlauf der zu- und abschaltbaren Leistung für DSM in Industrie und GHD (Ausbaustufe 2035), Gruppe 5

## 7.2 E-Mobilität

Im Rahmen von Kapitel 4.4 wurde dargestellt, dass drei verschiedene Nutzergruppen mit drei unterschiedlichen Ladestrategien berücksichtigt werden. Die Entwicklung der Anteile ist in Abbildung 7-9 dargestellt.

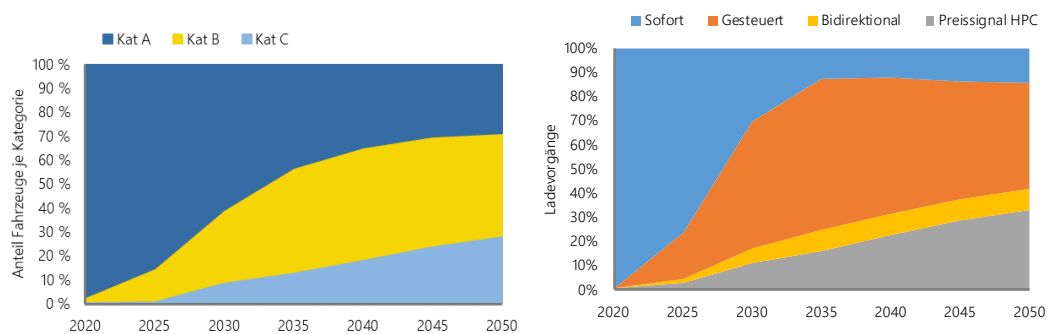


Abbildung 7-9: Anteile E-Fahrzeuge je Nutzergruppe (links) und Aufteilung der Ladevorgänge nach Ladestrategie

Als DSM-Technologie kann nur der Anteil der gesteuerten und bidirektionalen Ladevorgänge beschrieben werden.

Unabhängig hiervon eröffnet die Ladestrategie Preissignal HPC auch ein gewisses Maß an Lastflexibilität, da Ladevorgänge innerhalb einer Woche auf Tage mit günstigem Strompreis (im Modell: Tage mit geringer bzw. negativer residualer Last) verschoben werden. Abweichend besteht bei dieser Ladestrategie keine Möglichkeit, den Ladevorgang über eine externe Steuerung zu regeln, die Steuerung der Ladevorgänge erfolgt indirekt über ein Preissignal an

der Ladestation und die Bereitschaft und Möglichkeit der Nutzer:innen, ihren Ladevorgang auf einen anderen Tag zu verschieben.

Nachfolgend werden die gesteuerten Ladevorgänge als DSM-Technologie beschrieben.

Das Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen bietet durch die Verschiebung der Ladevorgänge eine Flexibilität an. Bei ihrer Berücksichtigung werden folgende Aspekte beachtet:

- Anteil der steuerbaren Ladevorgänge (siehe Abbildung 7-9)
- Lastzeitreihe der ungesteuerten Ladevorgänge (siehe Kapitel 0)
- An das Netz angeschlossene Elektrofahrzeuge im zeitlichen Verlauf
- Maximale Ladeleistung der am Netz angeschlossenen Elektrofahrzeuge
- Kapazität der am Netz angeschlossenen Elektrofahrzeuge
- Maximale zeitliche Verschiebbarkeit von Ladevorgängen

Analog zu den Power2Gas-Anlagen sind auch für die batteriebetriebenen Elektrostraßenfahrzeuge (BEV) keine historischen Ladezeitreihen verfügbar. Die Modellierung erfolgt daher analog zum VSM22 bzw. zum Netzentwicklungsplan. Die Annahme eines "Sofort-Ladens" bildet die Basis für die Zeitreihe der nicht-flexibilisierten Last. Diese weist, sobald die meisten Fahrzeuge am Zielort angekommen sind, eine Ladespitze auf, die sich gegen 18 Uhr einstellt. Die Höhe der Ladespitzen weist ein saisonales Profil mit einem Maximum in der kältesten Woche auf, weil der Verbrauch der Elektrofahrzeuge mit sinkenden Außentemperaturen steigt.

Bei der Modellierung als DSM-Technologie wird zusätzlich die Zeitreihe der angeschlossenen Leistung benötigt, um eine Lasterhöhung modellieren zu können. Die angeschlossene Leistung ist zunächst davon abhängig, wie viele Fahrzeuge mit dem Stromnetz verbunden sind. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein BEV am Ende seiner Fahrt zum Laden angeschlossen wird, steigt bei niedrigem Batteriefüllstand. Mit sinkender Außentemperatur steigt der spezifische Stromverbrauch von BEV. Somit weist auch die Zeitreihe der Anschlussleistung ein saisonales Profil auf. Darüber hinaus sinkt die Anschlussleistung erst mit der Trennung des Fahrzeugs von der Ladesäule bei der Abfahrt eines angeschlossenen Fahrzeugs, also nicht bereits beim Erreichen dessen vollständiger Ladung. Somit kann das Modell den Ladevorgang bis zum Zeitpunkt der Abfahrt nach hinten verschieben. Dauerhaft stehende Fahrzeuge leisten indes keinen Beitrag zur Anschlussleistung und mindern daher das Flexibilitätspotenzial. Der Wert für die dauerhaft angeschlossenen Fahrzeuge wird über das Wochen-Minimum der Anschlussleistung abgeschätzt und von der zur Verfügung stehenden DSM-Leistung abgezogen.

Das Lastreduktionspotenzial entspricht bei Elektrofahrzeugen der Last der Ladevorgänge. Das Lasterhöhungspotenzial ergibt sich aus der Differenz der stündlichen Werte der Anschlussleistung und der tatsächlichen nicht flexibilisierten Last des Ladevorgangs. Somit tragen alle angeschlossenen Fahrzeuge mit abgeschlossenem Ladevorgang zum Lasterhöhungspotenzial bei. Im Modell kann bei diesen Fahrzeugen der Ladevorgang zeitlich nach hinten verschoben werden. Das kann dazu führen, dass ein Ladevorgang so lange verschoben wird, bis es aufgrund des Nachholzeitpunkts und der Einschränkung der maximalen Lasterhöhung nötig wird, das Fahrzeug rechtzeitig zu laden.

Der Nachholzeitpunkt wird in die Morgenstunden gelegt, so dass zu Fahrbeginn die Ladevorgänge abgeschlossen sind. Abbildung 7-10 zeigt die resultierende Zeitreihe für eine Woche. Die Zeitreihe „Aus, Max“ bezieht sich dabei auf die abschaltbare Leistung und die Zeitreihe „Ein, Max“ auf die zuschaltbare Leistung. Die zuschaltbare Leistung erreicht das

Maximum in den späten Abendstunden und das Minimum in den frühen Morgenstunden. Die abschaltbare Leistung erreicht das Maximum am Abend (Ankunft der PKW am Wohnort) und das Minimum in den frühen Morgenstunden (Ladevorgang abgeschlossen).

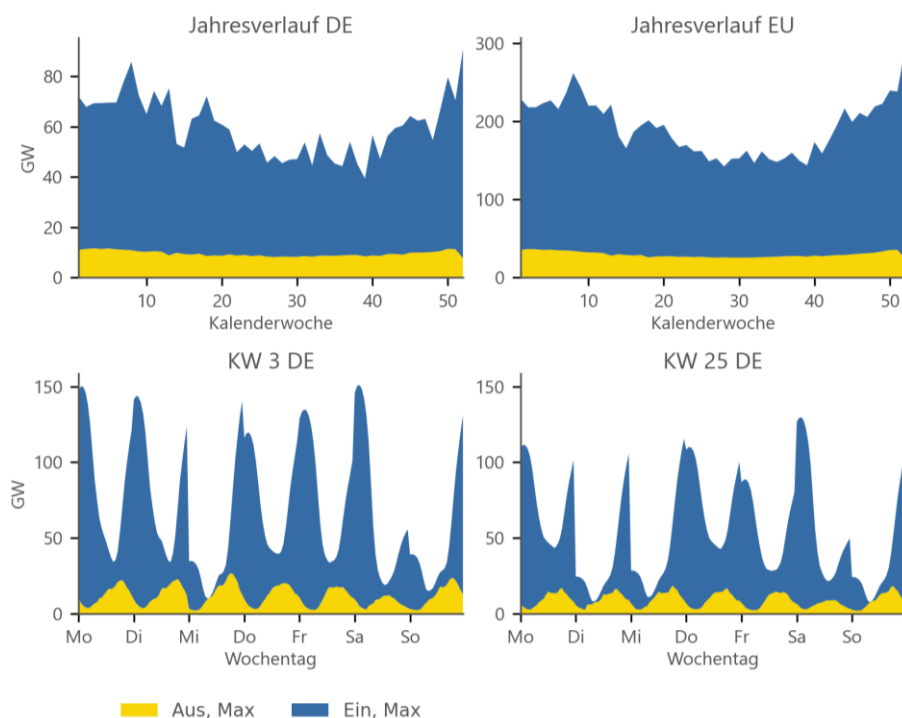


Abbildung 7-10: Verlauf der zu- und abschaltbaren Leistung von Elektrofahrzeugen (Ausbaustufe 2035)

Ob lediglich Ladevorgänge verschoben werden oder auch eine Rückspeisung (bidirektionales Laden) erfolgen kann, ist nicht relevant für die Berechnung der Lastzeitzeihen.

Die bidirektionalen Fahrzeuge sollen als Batteriespeicher abgebildet werden. Für bidirektionale Ladevorgänge kann die Kapazität von 40 bis 80 % der Batteriekapazität ohne Einschränkungen genutzt werden. Zu jeder Zeit sind mindestens 50 % der Fahrzeuge an der Wallbox angeschlossen.

### 7.3 Power-to-Gas

Die Modellierung der flexibilisierbaren Last von Power-to-Gas-Anlagen erfolgt getrennt nach Onsite- und Offsite-Anlagen. Die zu- und abschaltbare Leistung von PtG Onsite-Anlagen ist in Abbildung 7-11 und von Offsite-Anlagen in Abbildung 7-12 für das Jahr 2035 dargestellt. Die Zeitreihe „Aus, Max“ bezieht sich dabei auf die abschaltbare Leistung und die Zeitreihe „Ein, Max“ auf die zuschaltbare Leistung.

Die zuschaltbare Lastzeitreihe für PtG Onsite-Anlagen wird unter Annahme typischer Volllaststunden (5000 h/a) berechnet. Basis der Modellierung bilden die in Abschnitt 4.7.1 beschriebenen Zeitreihen. PtG Onsite-Anlagen haben nur einen kleinen Speicher und können die Wasserstoffherzeugung nur untertäglich verschieben.

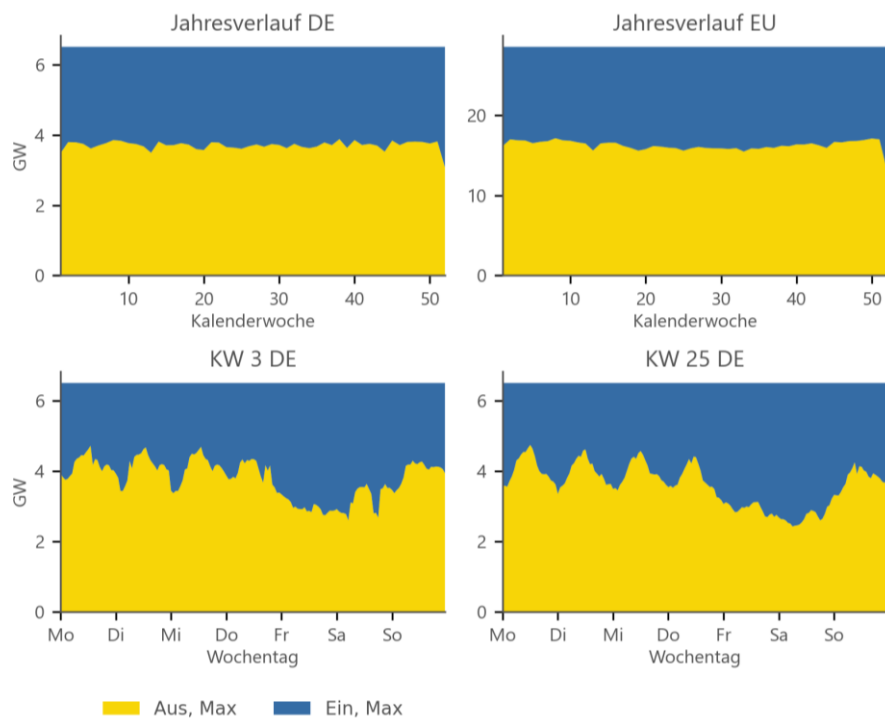


Abbildung 7-11: Verlauf der zu- und abschaltbaren Leistung von PtG Onsite-Anlagen (Ausbaustufe 2035)

Analog zu PtG Onsite erfolgt die Modellierung der flexibilisierbaren Last durch die Abschätzung typischer VLS (3000 h/a) und den in Abschnitt 4.7.2 dargestellten Lastzeitreihen. PtG Offsite-Anlagen benötigen keinen eigenen Speicher, sondern nutzen nationale Speicherkapazitäten. Die in der Datenlieferung enthaltenen Tagesproduktionsmengen bilden einen Indikator für die zu produzierenden Wasserstoffmengen und können in den Modellrechnungen auch über längere Zeiträume verschoben werden.

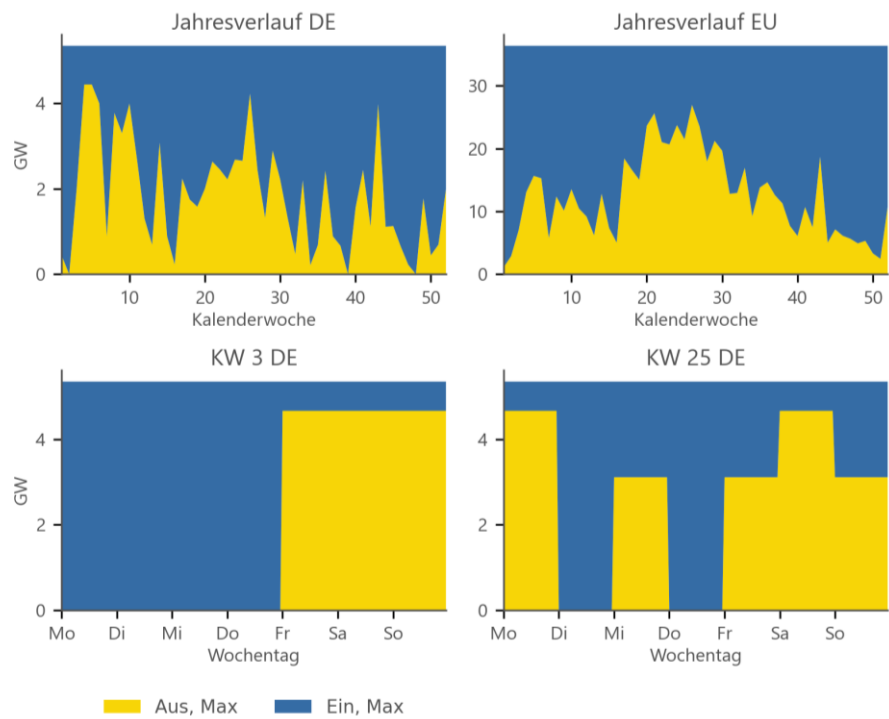


Abbildung 7-12: Verlauf der zu- und abschaltbaren Leistung von PtG Offsite-Anlagen (Ausbaustufe 2035)

## 7.4 PV-Heimspeicher

Die Modellierung der Einsatzcharakteristik der PV-Heimspeicher ist in Kapitel 5.2 vorgestellt. Die gesamte Batteriekapazität aller PV-Heimspeicher bietet ein großes Potenzial für Lastverschiebungen. Dabei ist aber – neben regulatorischen Fragestellungen – zu beachten, dass Heimspeichersysteme einen primären Einsatzzweck haben. Dieser ist die Erhöhung des Eigenverbrauchs des Haushalts.

Unter Berücksichtigung des primären Einsatzzwecks und als Folge der hohen Differenz von Netzbezugskosten des Stroms und Stromgestehungskosten der eigenen Photovoltaikanlage sind zusätzliche Flexibilitäten nur leistbar, wenn der primäre Einsatzzweck ungestört bedient werden kann. Das Modell in Kapitel 5.2 umfasst folgende Aspekte:

- Modellierung von Prosumerhaushalten: Last und PV-Erzeugung (je NUTS-3 Region)
- Dimensionierung und Einsatzstrategie von Heimspeichersystemen

Aus diesen Daten werden folgende Größen abgeleitet:

- Zeitreihe der ungenutzten Heimspeicherkapazität
- Ungenutzte Heimspeicherkapazität definiert die freie Kapazität für eine Modellierung als Flexibilität am Strommarkt

Die zu- und abschaltbare Leistung von Heimspeichersystemen ist in Abbildung 7-13 für das Jahr 2035 dargestellt. Die Zeitreihe „Aus, Max“ bezieht sich dabei auf die abschaltbare Leistung und die Zeitreihe „Ein, Max“ auf die zuschaltbare Leistung.

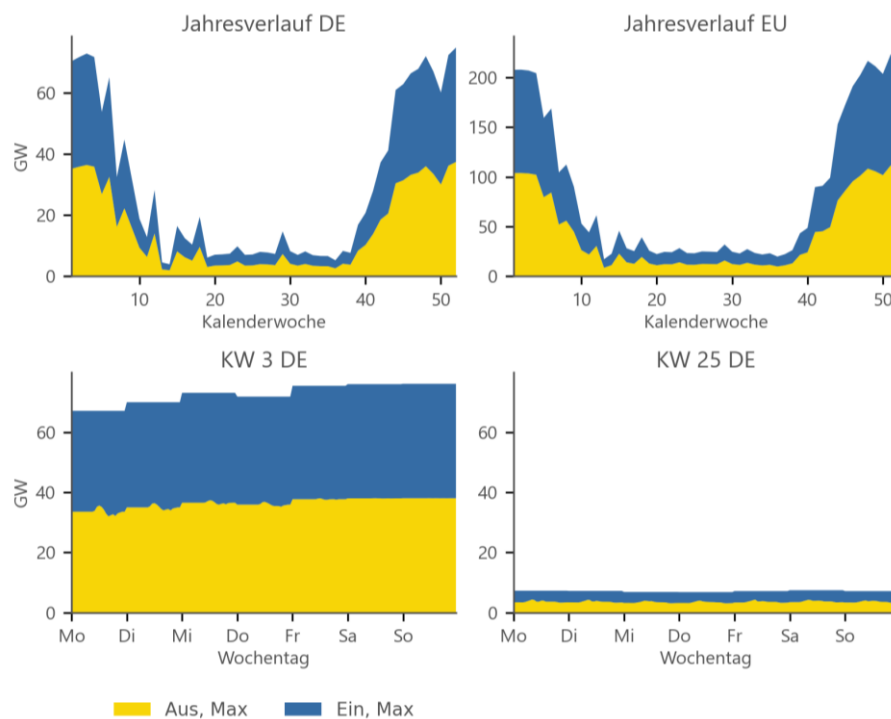


Abbildung 7-13: Verlauf der zu- und abschaltbaren Leistung von Heimspeichersystemen (Ausbaustufe 2035)

Im Rahmen des Szenarios wird davon ausgegangen, dass zunächst nicht alle Speicher als DSM-Technologie erschlossen sind, sondern diese erst im Zeitverlauf eingebunden werden. Der zunehmende Erschließungsgrad ist in Tabelle 7-8 dargestellt. Somit ist die verfügbare Leistung geringer als die Mantelzahl zur Leistung der Hausspeicher.

Tabelle 7-8: Erschließungsgrad der Hausspeicher als DSM-Technologie

2020	2025	2030	2035	2040	2045
0 %	0 %	25 %	65 %	90 %	95 %

## 7.5 Wärmepumpen

Durch die Kombination von Haushaltswärmepumpen und thermischen Speichern bzw. durch Ausnutzung der thermischen Trägheit des Gebäudes können Gebäudewärmepumpen als flexible Last betrachtet werden.

Die Modellierung der Flexibilitätszeitreihen basiert auf der Abschätzung der maximal verfügbaren Heizleistung (Auslegungsleistung) über die zuvor berechneten Wärmepumpen-Lastzeitreihen (s. Abschnitt 4.3.1). Die Maximallast im Wetterjahr 2002 (kältester Tag) wird mit einem Aufschlag von 30 % belegt, um zu berücksichtigen, dass Heizungsanlagen in der Realität gegenüber der Spitzenlast oft überdimensioniert werden. Der ermittelte Wert ergibt so die abgeschätzte Auslegungsleistung je NUTS-3-Region. Durch einen weiteren, von der Ausbaustufe abhängigen Faktor, wird berücksichtigt, dass zunächst nicht alle Wärmepumpen als DSM-Technologie eingesetzt werden können (s. Tabelle 7-9).

Tabelle 7-9: Erschließungsgrad der Gebäudewärmepumpen als DSM-Technologie

2020	2025	2030	2035	2040	2045
0 %	25 %	65 %	90 %	95 %	95 %

Die zu- und abschaltbare Leistung von Gebäudewärmepumpen ist in Abbildung 7-14 für das Jahr 2035 dargestellt. Die Zeitreihe „Aus, Max“ bezieht sich dabei auf die abschaltbare Leistung und die Zeitreihe „Ein, Max“ auf die zuschaltbare Leistung.

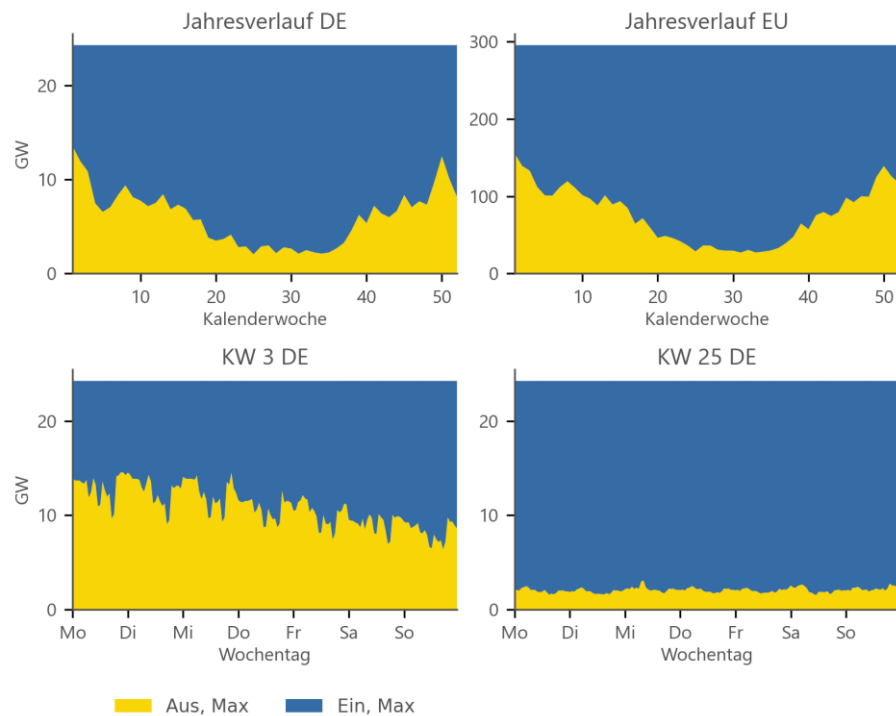


Abbildung 7-14: Verlauf der zu- und abschaltbaren Leistung von Gebäudewärmepumpen (Ausbaustufe 2035)

## 7.6 Power-to-Heat

Power-to-Heat-Anlagen (PtH) sind ebenfalls als DSM-Technologie einsetzbar. Sie können in Zeiten geringer Residuallast eingesetzt werden, um überschüssigen Strom in Form von Wärme zu speichern und somit die Netze zu entlasten. Sowohl in der allgemeinen als auch in der industriellen Wärmeversorgung können, wie nachfolgend beschrieben, entsprechende Flexibilitäten modelliert werden.

Im Sektor der allgemeinen Wärmeversorgung können Elektrodenkessel und Großwärmepumpen als DSM-Technologien modelliert werden. Hierzu wird – analog zum DSM-Ansatz für Gebäudewärmepumpen – die Auslegungsleistung basierend auf dem Strombedarf der kältesten Woche abgeschätzt. Aus der nicht genutzten Kapazität ergibt sich die Zeitreihe der zuschaltbaren Leistung.

Die zu- und abschaltbare Leistung von PtH-Anlagen in Wärmenetzen der allgemeinen Versorgung ist in Abbildung 7-15 und von PtH-Anlagen in der Industrie in Abbildung 7-16 für das Jahr 2035 dargestellt. Die Zeitreihe „Aus, Max“ bezieht sich dabei auf die abschaltbare Leistung und die Zeitreihe „Ein, Max“ auf die zuschaltbare Leistung.

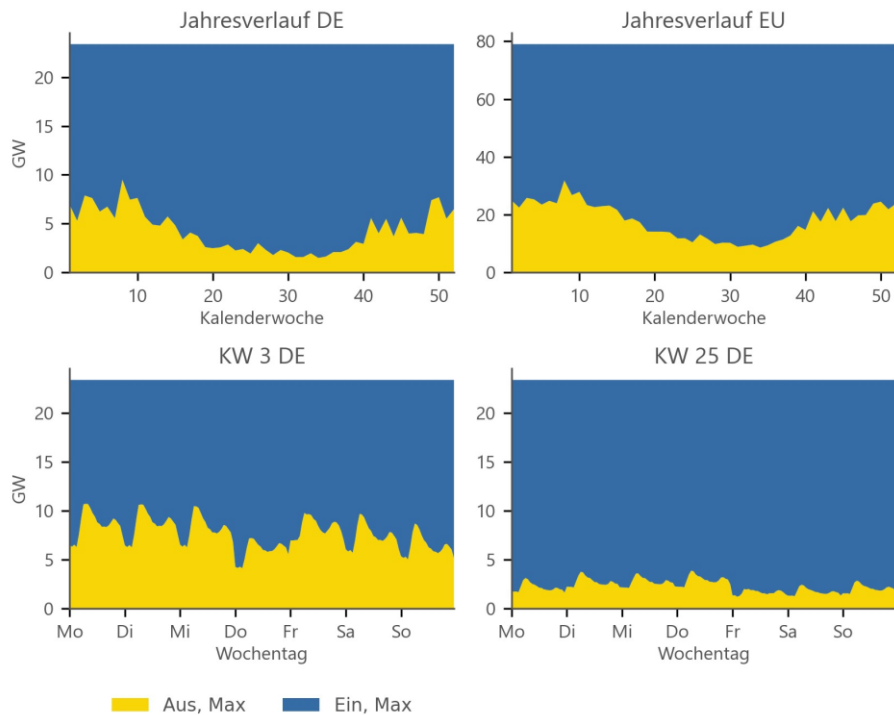


Abbildung 7-15: Verlauf der zu- und abschaltbaren Leistung von PtH-Anlagen in Wärmenetzen der allgemeinen Versorgung (Ausbaustufe 2035)

Die Flexibilitäten der industriellen PtH-Wärmeversorgung werden ebenso wie im Gebäude- bzw. Fernwärmesektor anhand einer Abschätzung über die Lastspitze aus den Lastzeitreihen abgeschätzt (Erhöhung um 10 % ergibt installierte Kapazitäten). Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass die Wärme unmittelbar benötigt wird und – insbesondere für Hochtemperaturanwendungen – nur begrenzte Speicherkapazitäten vorliegen. In den Zeitreihen steht nur 50 % der industriellen PtH-Kapazität als DSM zur Verfügung.

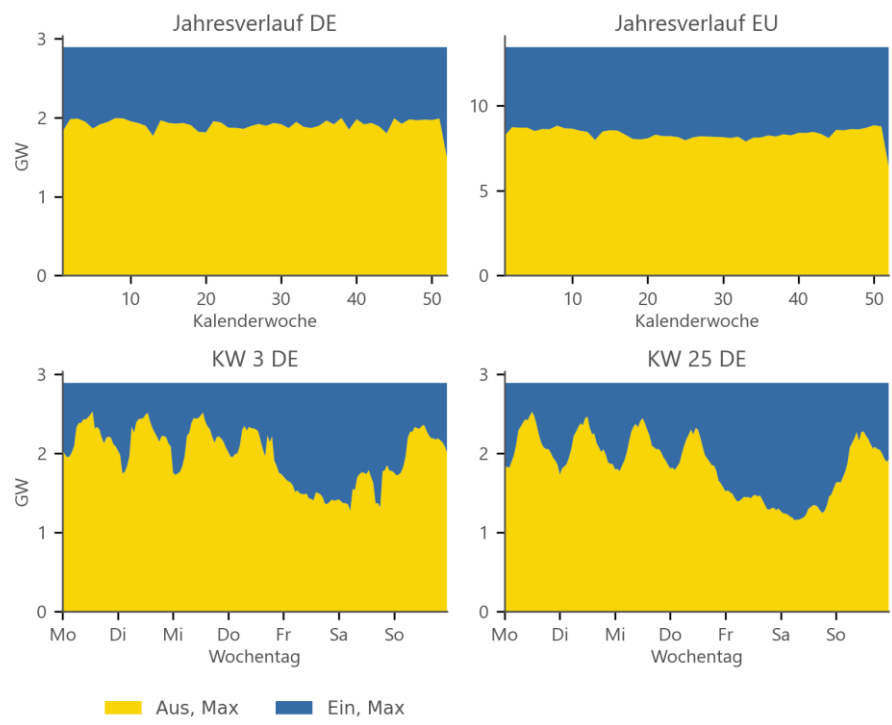


Abbildung 7-16: Verlauf der zu- und abschaltbaren Last von PtH-Anlagen in der Industrie (Ausbaustufe 2035)

# 8 Energiebilanzen

Nach der kleinteiligen Beschreibung einzelner Sektoren und Zeitreihen werden in diesem Kapitel die resultierenden Zeitreihen in aggregierter Form dargestellt. Dafür werden Wochenbilanzen, Jahresbilanzen und Jahresdauerlinien aus den Modellergebnissen berechnet. Die Jahresbilanzen werden zudem in Karten dargestellt, um einen Eindruck der regionalen Verteilung zu vermitteln.

Die Jahresbilanzen sind in Abbildung 8-1 und Abbildung 8-2 dargestellt. Für Deutschland ergibt sich im ausgewählten Wetterjahr ab 2035 eine leicht negative residuale Last. Trotzdem wird in den folgenden Jahren ein weiterer Ausbau der Erneuerbaren Energien benötigt, um die zunehmende Elektrifizierung und den dadurch steigenden Stromverbrauch zu decken. In Europa sinkt die residuale Last langsamer.

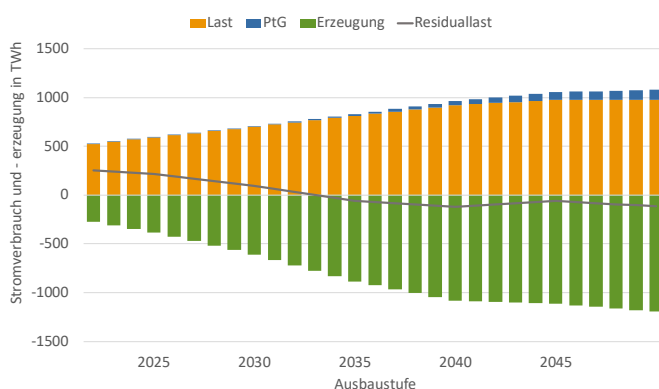


Abbildung 8-1: Jahresenergiebilanzen für Deutschland

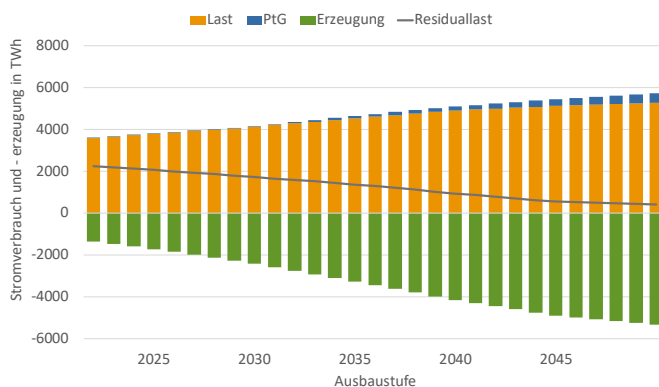


Abbildung 8-2: Jahresenergiebilanzen für das Untersuchungsgebiet

In Abbildung 8-3 sind die wöchentlichen Bilanzen für die gesamte elektrische Last (inklusive Netzverluste) und die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien dargestellt. Das ausgewählte Wetterjahr ist das Jahr 2002.

Die Last weist ein saisonales Profil mit einem Lastmaximum im Winter auf. Die volatile Erzeugung schwankt deutlich zwischen den einzelnen Wochen. Ab 2035 ist der Einsatz von PtG Offsite Anlagen zu erkennen. Bis zum Jahr 2025 ist die Wochenbilanz der residualen Last stets positiv. In späteren Jahren kommt es regelmäßig zu einer negativen Wochenbilanz, in diesen Wochen ist auch ein verstärkter Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen zu erkennen.

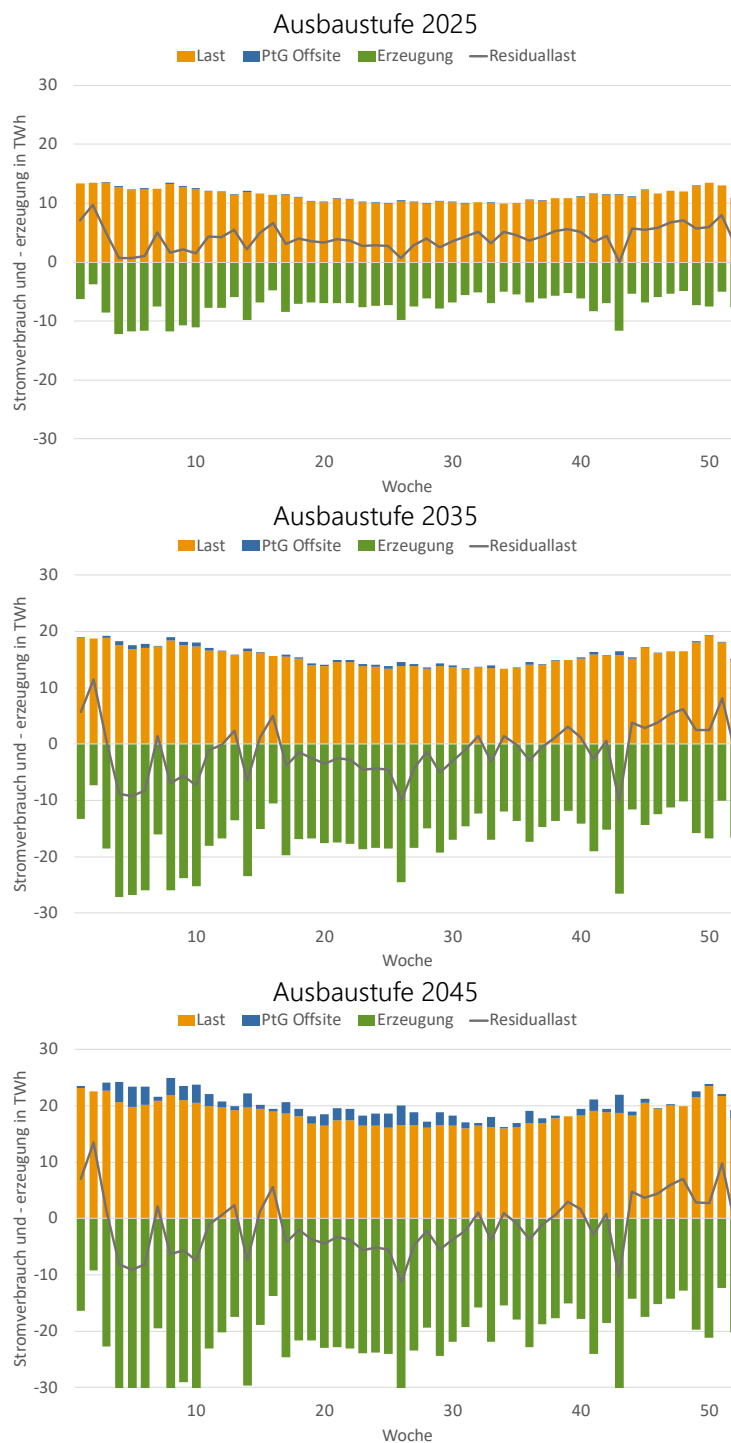


Abbildung 8-3: Wöchentliche Energiebilanzen in Deutschland

Die Jahresdauerlinien sind in Abbildung 8-4 und Abbildung 8-5 dargestellt. In Deutschland steigt die residuale Lastspitze von ca. 87 GW im Jahr 2025 auf ca. 124 GW im Jahr 2045. Analog steigt die residuale Lastspitze im gesamten Untersuchungsgebiet von 624 GW auf 714 GW.

Das Minimum der residualen Last sinkt in Deutschland von ca. -50 GW auf -200 GW. In etwa der Hälfte der Stunden ist die residuale Last negativ.

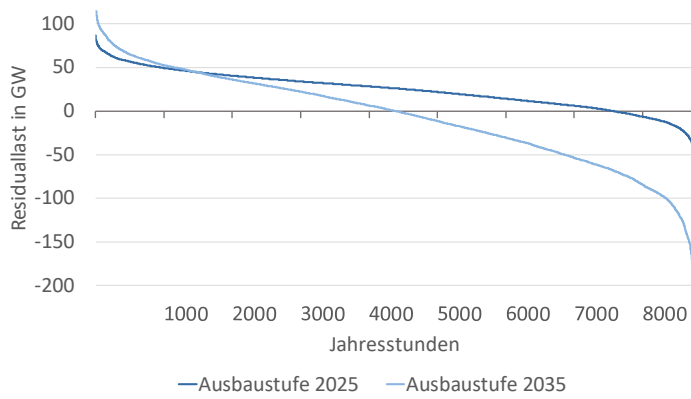


Abbildung 8-4: Jahresdauerlinie der residualen Last für Deutschland

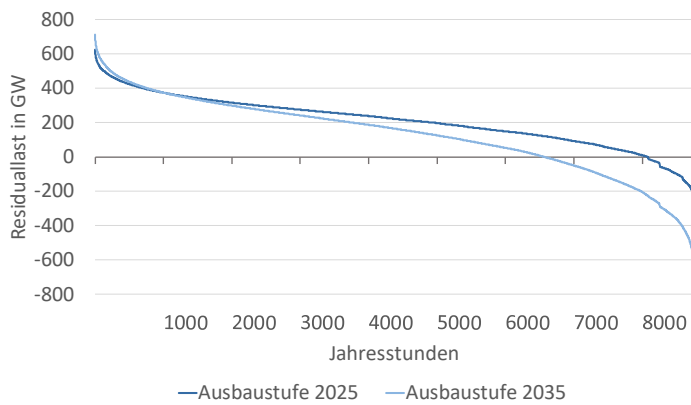


Abbildung 8-5: Jahresdauerlinie der residualen Last für das Untersuchungsgebiet

In den nachfolgenden Karten wird die gesamte Erzeugung bzw. der gesamte Verbrauch je NUTS-3 Region als Heatmap dargestellt. Die Heatmap basiert auf den Mittelpunkten der NUTS-3 Regionen und einer Kernel-Density Darstellung. Dies ist ein Verfahren für eine geografische Darstellung, bei der die Verteilung von Punktdaten auf einer Karte flächig visualisiert wird. Diese Methode ist besonders nützlich, um Muster oder Konzentrationen von Daten in einem geografischen Gebiet zu identifizieren. Die resultierende Heatmap zeigt visuell die Konzentration von Verbrauch oder Erzeugung in verschiedenen Regionen der Karte.

Die räumliche Verteilung der Stromerzeugung ist in Abbildung 8-6 dargestellt. Die Erzeugungsschwerpunkte im Jahr 2025 sind durch Standorte großer Offshore-Windparks und Wasserkraftwerke geprägt. Bis 2045 steigt die Stromerzeugung und es werden neue Standorte erschlossen.

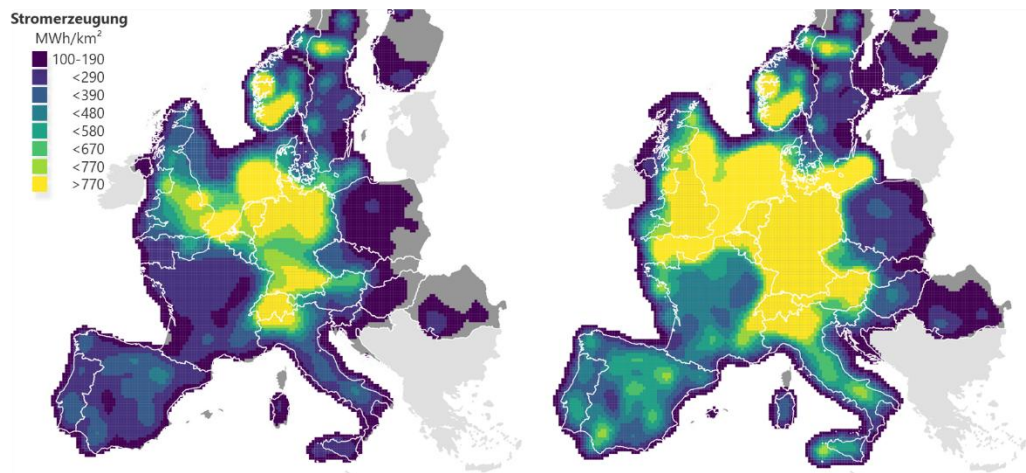


Abbildung 8-6: Räumliche Verteilung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

Die räumliche Verteilung des Stromverbrauchs ist in Abbildung 8-7 dargestellt. Die Lastzentren korrelieren deutlich mit der Einwohnerdichte. Flächendeckend ist ein steigender Stromverbrauch zu beobachten.

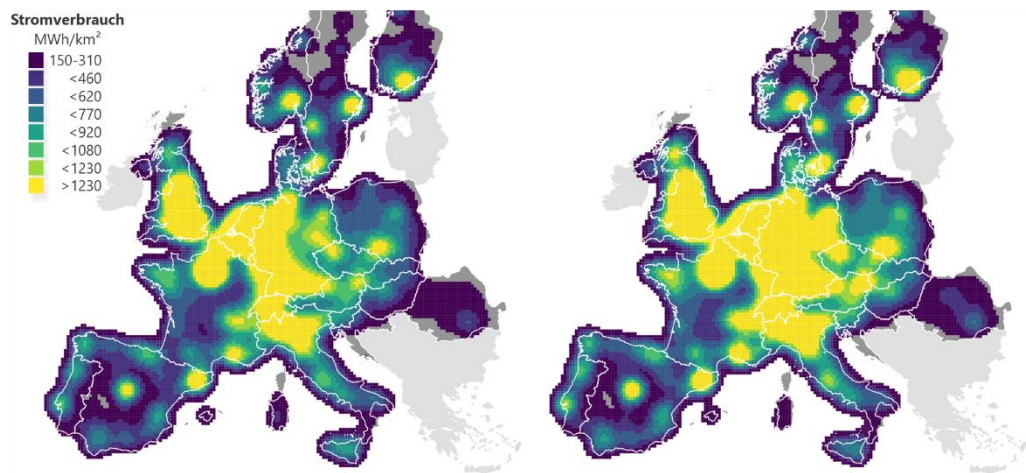


Abbildung 8-7: Räumliche Verteilung des Gesamtstromverbrauchs im Untersuchungsgebiet in den Jahren 2025 (links) und 2035 (rechts)

# 9 Kraftwerksliste

Eine detaillierte Kraftwerksliste stellt die Grundlage einer Strommarktsimulation dar. Kraftwerke weisen nicht nur bei den verwendeten Brennstoffen Unterschiede auf, sondern lassen sich durch vielfältige Eigenschaften voneinander unterscheiden, die letztendlich auch die Einsatzreihenfolge am Strommarkt bestimmen. Die Aufarbeitung dieser kraftwerks- bzw. blockscharfen Einheiten steht im Vordergrund dieses Abschnittes.

## 9.1 Charakteristika der Kraftwerksliste

Um ein möglichst detailliertes Abbild des Kraftwerksparks in Europa zu bekommen, wurden primär zwei Datenquellen, das Marktstammdatenregister<sup>15</sup> (MaStR) für deutsche Einheiten, und die Kraftwerksdatenbank „Platts Power Vision“<sup>16</sup>, im Folgenden auch Platts-Liste genannt, genutzt. Parameter, die in den Primärdatenquellen nicht enthalten sind, wurden durch Informationen aus anderen Datenbanken oder händischer Recherche für die einzelnen europäischen Länder ergänzt.

Viele Annahmen und Methodiken beziehen sich auf die Primärdaten der Platts-Liste, das Marktstammdatenregister, die BNetzA-Kraftwerks- sowie Zu- und Rückbaulisten (im Folgenden als BNetzA-Listen bezeichnet) und verschiedene Informationen des „Ten Year Network Development Plan“ (TYNDP) der europäischen Übertragungsnetzbetreiber sowie der Transparenzplattform der ENTSO-E. Alle zuvor genannten Berichte werden regelmäßig geupdatet und herausgegeben. Für die Erstellung der Kraftwerksliste werden die aktuellen Listen und Berichte genutzt, die bis zum Stichtag 01.01.2024 vorgelegen haben.

Die vollständige Kraftwerksliste beinhaltet 35 Spalten, die neben der Kraftwerksbezeichnung und Standortinformationen eine Vielzahl von Parametern enthält. Die nachfolgende Tabelle 9-10 gibt einen genauen Überblick über die erhobenen Inhalte der Kraftwerksliste.

Tabelle 9-10: Spaltenübersicht der Kraftwerksliste

Spaltenname	Einheit	Erläuterung
MaStR_ID	Eindeutiger Identifier (Kombination aus Buchstaben und Zahlen)	Im Marktstammdatenregister werden MaStR-Nummern als Identifikationsnummern u. a. für Marktakteure, Markttrollen und Anlagen vergeben. Die Nummer besteht aus drei Buchstaben und zwölf Ziffern.
Land	ISO 3166 ALPHA-2	Folgende Kürzel werden verwendet: AT, BE, CH, CZ, DE, DK, ES, FI, FR, UK, HR, HU, IT, LU, NL, NO, PL, PT, RO, SE, SI, SK
GZ	Gebotszonenabkürzung	Gebotszonenkürzel, in dieser Gebotszone befindet sich die Stromerzeugungsanlage. Gebotszonenkürzel: AT, BE, CH, CZ, DELU, DK1, DK2, ES, FI, FR, GB, HR, HU, ITCA, ITCN, ITCS, ITN, ITS, ITSAR, ITSIC, NL, NO1, NO2, NO3, NO4, NO5, PL, PT, RO, SE1, SE2, SE3, SE4, SEM, SI, SK
BNA_ID	Eindeutige Nummer / Zahl	Kraftwerksnummer der Bundesnetzagentur, soweit vorhanden
Unit_ID	Zahl	Identifikationsnummer gemäß Platts-Liste

<sup>15</sup> <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>

<sup>16</sup> <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/products-services/electric-power/powerivision>

Spaltenname	Einheit	Erläuterung
Name	Text	Name/Bezeichnung Einheit
NEA	Text	Information, ob es sich bei der Einheit um eine Netzersatzanlage handelt
IBJ	Jahreszahl	Inbetriebnahmejahr: Jahr der Aufnahme der kommerziellen Stromspeisung
ABJ	Jahreszahl	Außerbetriebnahmejahr: Jahr der (voraussichtlichen) endgültigen Abschaltung
PET	Entsprechendes Kürzel (siehe Beschreibung)	Primärenergieträger, der hauptsächlich zur Umwandlung zu Strom genutzt wird: Abfall (ABF), Biogas/-masse (BIO) Braunkohle (BRK), Steinkohle (STK) Erdgas (ERG, Kuppelgas (KGAS) Nuklear (NUK), Diesel (DIE) Öl (OEL), Leichtes Heizöl (HEL), schweres Heizöl (HES) Pumpspeicherwasser (PSW), Laufwasser (LW), Speicherwasser (SW), Gezeitenkraftwerke (GZW), Geothermie (GEO), Elektrischer Strom (ES) sonstige Energieträger (SON)
SET	Entsprechendes Kürzel siehe Beschreibung „PET“	Sekundärenergieträger, sofern vorhanden
EWM	Entsprechendes Kürzel siehe Beschreibung	Energiewandlungsmaschine (B) Batterie (DT) Dampfturbine (GT) Gasturbine (GuD) Gas- und Dampfkraftwerk (VM) Verbrennungsmotor (WT) Wasserturbine
PmaxN	MW	Maximale elektrische Einspeiseleistung als Netto-Wert
PminN	MW	Minimale elektrische Einspeiseleistung als Netto-Wert
PausN	MW	Das ist die elektrische Netto-Engpass-Leistung, die ein Speicher max. beim Ausspeichern (= Einspeisung in das Stromnetz) bereitstellen kann.
PeinN	MW	Das ist die elektrische Netto-Engpass-Leistung, die ein Speicher max. beim Einspeichern (= Bezug aus dem Stromnetz) nutzen kann.
EWG	Dezimalzahl	Elektrischer Wirkungsgrad
MSZ	h	Mindeststillstandszeit
MBZ	h	Mindestbetriebszeit
SSK_kalt	Euro/MW	Sonstige Startkosten "SSK" sind Kosten, die bei jedem Start einer Anlage auch noch anfallen (Startkosten = {Kosten(EVS,...) + SSK} * Pmin). Sie sind bezogen auf PminN und gelten hier für einen Kaltstart.
SSK_heiss	Euro/MW	Sonstige Startkosten für einen Heissstart bezogen auf Pmin; weitere Beschreibung siehe SSK_kalt
EVS_kalt	MWh_th/MW_start	Energieverbrauch beim Start bezogen auf MW_start
EVS_heiss	MWh_th/MW_start	Energieverbrauch beim Start bezogen auf MW_start
KapN	MWh	Speicherkapazität = nutzbare Kapazität des Speichers in elektr. Energie MWh_el

Spaltenname	Einheit	Erläuterung
BM	„leer“ Must-Run MustRun14 MustRunPmin AusWE	In welchem Modus wird die Stromerzeugungsanlage betrieben. Der Modus „marktbasiert“ wird normalerweise angenommen, wenn nichts anderes angegeben ist. „leer“: marktbasiert Must-Run: ist ganzjährig Must-Run MustRun14: ist im Winter (Q1 und Q4) MustRunPmin: Läuft mindestens auf Mindestleistung
Geo_B	WGS84	Breitengrad, Geografische Koordinaten in Dezimalgrad im Bezugssystem WGS84
Geo_L	WGS84	Längengrad, Geografische Koordinaten in Dezimalgrad im Bezugssystem WGS84
LGauf	MW/h	Lastgradient aufwärts
LGab	MW/h	Lastgradient abwärts
KWK	Text	Handelt es sich um ein Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerk
KWK_Typ	GD, EK	Gegendruck (GD), Entnahmekondensation (EK)
SKZ	Dezimalzahl	Stromkennzahl als Dezimalzahl
SVK	Dezimalzahl	Stromverlustkennziffer als Dezimalzahl
ClusterW	Zahl	Zuordnung zu (KWK)-Wärmebedarf in Wärmecluster
NUTS_3	Text	Zuordnung der jeweiligen NUTS-3 Region (Stand 2021)
NUTS_3_ID	Zahl	Offizielle NUTS-Zuordnung
Cluster	Zahl	Clusterzuordnung der Einheiten

Unter Berücksichtigung der jeweiligen Einsatzart und des Primärenergieträgers der Kraftwerke ergeben sich unterschiedliche Parameter, die nicht für alle Kraftwerkseinheiten gleichermaßen passend sind. Zum Beispiel ist es für Kraftwerkseinheiten ohne KWK-Funktion nicht passend, eine Stromverlustkennziffer oder eine thermische Leistung anzugeben. Im Weiteren wird für jeden Parameter genau erläutert, welche Quellen und Voraussetzungen in die Ergebnisse einbezogen wurden und welche Methoden zur Ermittlung der Parameter verwendet wurden. Analog dazu werden weitere Erläuterungen zur Bestimmung der relevanten Kraftwerke oder Kraftwerksblöcke, im Folgenden als Einheiten bezeichnet, für die Kraftwerkliste genannt. Insbesondere der Status der einzelnen Kraftwerke innerhalb der Primärquellen dient als Selektionsmerkmal und ist deshalb der Vollständigkeit halber separat beschrieben.

#### MaStR\_ID

Jede Einheit, die im Marktstammdatenregister registriert ist und in der Kraftwerkliste vorkommt, bekommt die eindeutige Identifikationsnummer nach MaStR.

#### Land

Die Länder der Einheiten sind im MaStR wie auch in der Platts-Liste angegeben, unterscheiden sich allerdings in der Sprache. Während das MaStR die Länder in deutscher Sprache ausweist, verwendet die Platts-Liste ausschließlich englische Länderbezeichnungen. Mittels einer ISO 3166 ALPHA-2 Kodierliste werden die Länderbezeichnungen aus beiden Listen in die Zieleinheit ISO 3166 ALPHA-2 überführt. Es sind alle Einheiten der Länder DE, AT, BE, CH, CZ, DK, ES, FI, FR, HR, HU, IT, LU, NL, NO, PL, PT, RO, SE, SI, SK enthalten. Eine Besonderheit ist

hier zu beachten: Einheiten der Gebotszonen GB und SEM, welche maßgeblich schottische, nordirische und englische Einheiten umfassen, erhalten das Kürzel UK.

#### Gebotszone (GZ)

Die Gebotszonen in Europa entsprechen oft den europäischen Ländern, allerdings nicht in allen Fällen. So ist beispielsweise Italien aufgeteilt in 7 verschiedene Gebotszonen. Die Länder Deutschland und Luxemburg stellen dagegen eine gemeinsame Gebotszone dar. Zur Zuordnung der Gebotszonen werden die europäischen Gebotszonen in Geodaten übersetzt. Über die Verschneidung der Gebotszonen-Geodaten mit dem Standort der Einheiten kann die Gebotszone zugeordnet werden. Es werden die folgenden Gebotszonenkürzel den Einheiten zugeordnet: AT, BE, CH, CZ, DELU, DK1, DK2, ES, FI, FR, GB, HR, HU, ITCA, ITCN, ITCS, ITN, ITS, ITSAR, ITSIC, NL, NO1, NO2, NO3, NO4, NO5, PL, PT, RO, SE1, SE2, SE3, SE4, SEM, SI, SK.

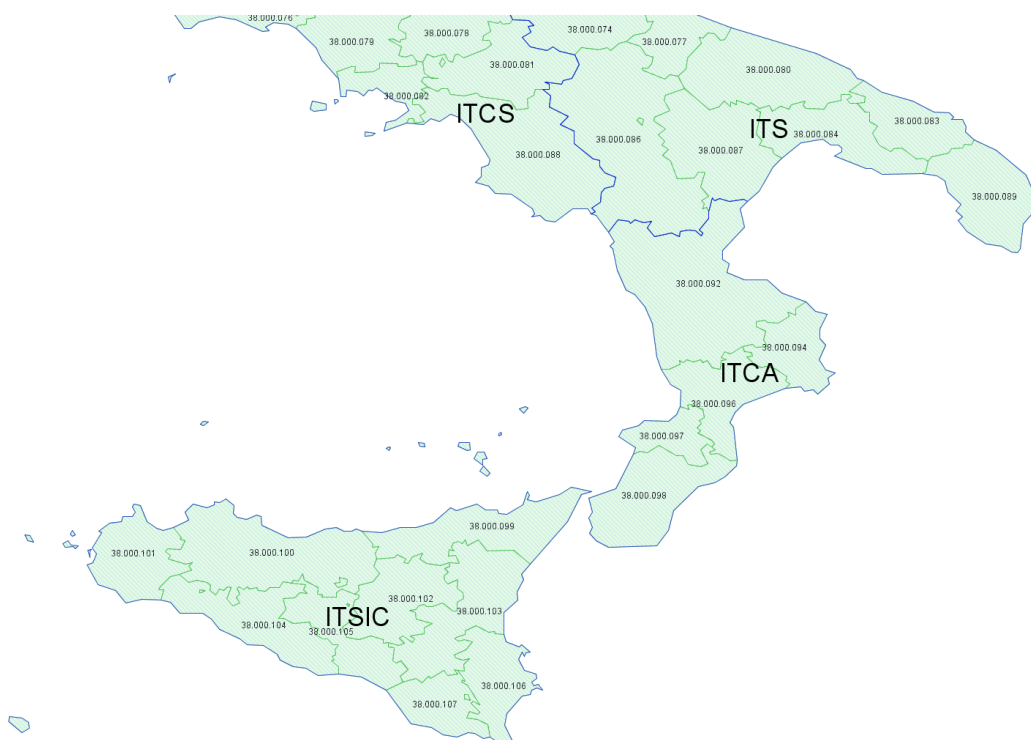


Abbildung 9-1: Beispielvisualisierung von italienischen Gebotszonen mit OpenJump

In Fällen, in denen eine eindeutige Zuweisung wegen nicht vorhandener Geodaten nicht möglich ist, wird die Einheit der Gebotszone eines Landes mit der höchsten installierten Leistung zugeordnet. Anlagen, die eine maximale elektrische Einspeiseleistung ( $P_{maxN}$ ) von kleiner als 10 Megawatt haben und primärenergierägerspezifisch aggregiert wurden, erhalten ebenfalls diese Gebotszone.

Eine Besonderheit stellen Kraftwerke dar, die der Gebotszone DELU zugeordnet werden, aber geografisch in anderen Ländern liegen. Dies ist dadurch zu erklären, dass diese Einheiten direkt an das deutsche Übertragungsnetz angeschlossen und dem deutschen Marktgebiet zuzuordnen sind. Eine eindeutige Zuordnung erfolgt über die Marktstammdatenregisternummer. Wenn diese vorhanden ist, ist ein Kraftwerk dem deutschen Marktgebiet DELU zugeordnet.

Kraftwerksnummer der Bundesnetzagentur (BNA\_ID)

Als BNA\_ID ist die Identifikationsnummer der BNetzA-Kraftwerksliste<sup>17</sup>, sofern diese vorhanden ist, eingetragen. Die Nummer besteht aus einer Buchstabenfolge, gefolgt von einer Zahl und kann sowohl einen einzelnen Kraftwerksblock als auch ein Kraftwerk beschreiben.

Identifikationsnummer aus der Platts-Liste (Unit\_ID)

Die Identifikationsnummer (Unit\_ID), aus der Platts-Liste kommend, beschreibt eine Instanz der Kraftwerksliste und korreliert mit der gleichnamigen Spalte aus der Platts-Liste. Es wurde für alle europäischen Einheiten eine Nummer eingetragen, sofern diese in der Platts-Liste hinterlegt ist. Bei deutschen Kraftwerksinstanzen ist eine Nummer hinzugefügt worden, wo dies möglich war. Durch einen gleichen oder ähnlichen Standort in Verbindung mit Angaben zur Kraftwerksleistung konnte mittels Geooperationen ein räumlicher Bezug hergestellt und so die entsprechende Instanz identifiziert werden. Hierbei ist zu beachten, dass bei deutschen Instanzen die ID mehrfach vergeben werden kann. Die Ursache liegt im Detailgrad der unterschiedlichen Liste. Während das MaStR eine blockscharfe Auswertung der Einheiten zulässt, beinhaltet die Platts-Liste in vielen Fällen lediglich eine Information über das Kraftwerk anstelle von einzelnen Kraftwerksblöcken. So hat z. B. das Kraftwerk Irsching 5 mit der Kraftwerksnummer „BNA0994“ im MaStR drei einzelne Instanzen, namentlich Irsching 5 DT<sup>18</sup>, Irsching 5 GT1 und Irsching 5 GT2, während das Kraftwerk in der Platts-Liste lediglich mit „Irsching 5 (Gkmirsch)“ und der Unit\_ID 3339537998 angegeben ist.

Name

Der Name einer Einheit beschreibt das Kraftwerk oder den Kraftwerksblock. Die Bezeichnung wird für deutsche Kraftwerkseinheiten aus dem MaStR und für europäische Einheiten aus der Platts-Liste genutzt. Da einzelne Kraftwerksblöcke in den Listen oftmals den gleichen Namen (oft lediglich den Kraftwerksnamen) haben, wurde hier eine zusätzliche Information ergänzt. Das kann unter anderem die Turbinennummer sein.

Erläuterung zum Betriebsstatus einer Instanz (nicht als Parameter verortet)

Der Betriebsstatus einer Einheit orientiert sich an der BNetzA-Kraftwerksliste, dem MaStR und der Platts-Liste. Eine Einheit hat den Status „In Betrieb“, wenn sie zum Stichtag 01.01.2024 in Betrieb sein wird. Hier wird bei der Auswertung das voraussichtliche Inbetriebnahmejahr, siehe Beschreibung IBJ, berücksichtigt. Für deutsche Einheiten wurde die Information über den Betriebsstatus aus dem MaStR abgeleitet. Abweichend dazu gibt es in der BNetzA-Liste und der Platts-Liste mehrere abweichende Status. Diese sind im Zuge der Analyse vereinheitlicht worden und dienen unter anderem als Ausschlusskriterium. In der nachfolgenden Liste sind die Status der BNetzA-Liste veranschaulicht.

Tabelle 9-11: Homogenisierung der BNetzA-Liste

Status BNetzA-Liste	Berücksichtigung
In Betrieb	Ja, es werden alle Einheiten berücksichtigt, die den Status „In Betrieb“ haben und ein Inbetriebnahmejahr <= 2024 haben und ein Außerbetriebnahmejahr > 2024 haben

<sup>17</sup>

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>

<sup>18</sup> <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Detail/IndexOeffentlich/3721559#stammdaten>

Status BNetzA-Liste	Berücksichtigung
Kapazitätsreserve aufgrund von § 13e EnWG	Wird nicht berücksichtigt, da die Kraftwerke nicht Teil des marktbasierten Strommarktes sind.
Netzreserve aufgrund § 13b EnWG	Wird nicht berücksichtigt, da die Kraftwerke nicht Teil des marktbasierten Strommarktes sind.
vorläufig stillgelegt nach § 13b EnWG	Wird nicht berücksichtigt, da die Kraftwerke nicht Teil des marktbasierten Strommarktes sind.
vorläufig stillgelegt ohne § 13b EnWG	Wird nicht berücksichtigt, da die Kraftwerke nicht Teil des marktbasierten Strommarktes sind.
In Planung	Wird berücksichtigt, wenn das Kraftwerk ein marktbasierendes Kraftwerk ist.

Es werden alle Anlagen, die in der BNetzA-Liste nicht den Status „In Betrieb“ aufweisen oder marktbasierende Kraftwerke mit dem Status „In Planung“, exkludiert. Analog findet die Homogenisierung der Platts-Liste statt.

Tabelle 9-12: Homogenisierung der Platts-Liste

Status Platts-Liste	Erläuterung	Übersetzung	Wird berücksichtigt
CO	Unit under construction	Im Bau befindliche Einheit	Ja
IP	Planned unit on hold (indefinitely postponed)		Nein
OP	Operating unit	In Betrieb	Ja, es werden alle Einheiten berücksichtigt die den Status „OP“ haben und ein Inbetriebnahmejahr $\leq$ 2024 haben und ein Außerbetriebnahmejahr $>$ 2025 haben
OS	Unit out of service		Nein
RE	Retired unit		Nein
PR	Proposed unit	In Planung	Ja (wenn IBJ $\leq$ 2024 wird der Status auf „In Betrieb“ geändert)
ED	Planned unit in early development	In Planung	Ja (wenn IBJ $\leq$ 2024 wird der Status auf „In Betrieb“ geändert)
AD	Planned unit in advanced development	In Planung	Ja (wenn IBJ $\leq$ 2024 wird der Status auf „In Betrieb“ geändert)
CN	Cancelled planned unit		Nein

## Inbetriebnahmejahr (IBJ)

Das Inbetriebnahmejahr stellt das Inbetriebnahmedatum einer Einheit dar. Der Stichtag ist hier der 01. Januar eines Jahres. Das heißt, ein Kraftwerk mit dem IBJ 2024 steht dem Markt am 01.01.2024 zur Verfügung. Geht ein Kraftwerk im ersten Halbjahr des Jahres in Betrieb, bekommt es das Jahr des Inbetriebnahmedatums als IBJ, geht es im zweiten Halbjahr in Betrieb, bekommt es das Inbetriebnahmejahr +1 als IBJ. Bei Anlagen, die laut Status „In Betrieb“ sind, stellt das IBJ das Jahr der erstmaligen Inbetriebnahme einer Instanz dar. Bei Anlagen, die den Status „In Planung“ haben, stellt es das voraussichtliche Inbetriebnahmejahr zum Zeitpunkt der>Listenerstellung dar. Anlagen mit einer PmaxN von kleiner als 10 MW werden aggregiert nach Energieträger und KWK-Eigenschaft dargestellt. Hier wird das Jahr 1900 als generisches Inbetriebnahmejahr gewählt.

## Außerbetriebnahmejahr (ABJ)

Das Außerbetriebnahmejahr stellt das voraussichtliche Außerbetriebnahmedatum einer Instanz dar. Der Stichtag für die Außerbetriebnahme ist hier der 31. Dezember eines Jahres. Hat eine Einheit das ABJ von 2025, so steht diese Einheit dem Strommarkt nach dem 31.12.2024 nicht mehr zur Verfügung. Die Information über das Außerbetriebnahmedatum für Einheiten aus dem deutschen Strommarkt kommen direkt aus der BNetzA-Liste, soweit verfügbar, sowie aus den Rückbaulisten<sup>19</sup> der BNetzA. Einheiten, die vor dem 01.01.2024 aus dem Markt ausscheiden, werden in der Kraftwerksliste nicht berücksichtigt. Das betrifft vor allem erwartete Stilllegungen von dargebotsunabhängigen Kraftwerken bis zum Jahr 2024 (endgültige Stilllegungen mit Anzeige gemäß §13b EnWG), Stilllegungen von Kraftwerken nach Beendigung der Versorgungsreserve, Stilllegungen von Braunkohleanlagen ab 150 MW gem. KVBG, Stilllegungen von Steinkohleanlagen und Braunkohle-Kleinanlagen durch Ausschreibungen zur Reduzierung der Kohleverstromung nach dem KVBG-Reduktionspfad und Stilllegungen nach Marktrückkehr aus der Netzreserve.

Für europäische Kraftwerke wird auf Informationen aus der Platts-Liste zurückgegriffen. Anlagen, bei denen kein konkretes ABJ vorliegt, wird eine anlagentypische Lebensdauer im Verhältnis zum IBJ nach DENA<sup>20</sup> zugeteilt. Erdgasbefeuerte Kraftwerke bekommen hier, abweichend von DENA (30 Jahre), eine Standardlebensdauer von 35 Jahren zugeteilt, da hier die begründete Annahme getroffen wurde, dass sich bei voraussichtlich geringeren Volllaststunden<sup>21</sup> die durchschnittliche Lebensdauer der Kraftwerke erhöhen wird. Für Instanzen ohne ausgewiesenes ABJ, die nach Errechnung des standardmäßigen Außerbetriebnahmedatums (IBJ + Standardlebensdauer) ein ABJ haben, das kleiner als 2024 ist, wird ein Retrofit angenommen, was einer Lebensdauer von zusätzlichen 15 Jahren gleichkommt (siehe Abschnitt 10.15). Das Prozedere wird wiederholt, bis das Jahr 2024 überschritten ist. Hat man beispielsweise ein steinkohlebetriebenes Kraftwerk, das 1965 in Betrieb genommen wurde, mit einer durchschnittlichen Lebensdauer von 40 Jahren, müsste das Kraftwerk rein rechnerisch bereits 2005 vom Markt gegangen sein. In diesem Jahr wird ein Retrofit angenommen. Damit erhält das Kraftwerk plus 15 Jahre und würde 2020 vom Markt gegangen sein. Sollte dies nicht der Fall sein, erhält es erneut einen Retrofit mit weiteren 15 Jahren und geht somit im Jahr 2035 planmäßig vom Netz. Auf europäischer Ebene wurden

<sup>19</sup>

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>

<sup>20</sup> [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261\\_dena-Leitstudie\\_Integrierte\\_Energiewende\\_lang.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf), Anhang 1

<sup>21</sup> [https://www.oekologische-plattform.de/wp-content/uploads/2013/07/AEE\\_Dossier\\_Studienvergleich\\_Volllaststunden\\_juli13.pdf](https://www.oekologische-plattform.de/wp-content/uploads/2013/07/AEE_Dossier_Studienvergleich_Volllaststunden_juli13.pdf)

zudem bei Braun- und Steinkohlekraftwerken die gesetzlichen Vorgaben zur Abschaltung, wie im Kapitel exogene Vorgaben beschrieben, berücksichtigt.

#### Primärenergieträger (PET)

Der Primärenergieträger (PET) gibt an, welcher Energieträger hauptsächlich zur Stromproduktion eingesetzt wird. Insgesamt wird in der Kraftwerksliste zwischen 18 unterschiedlichen Primärenergieträgern unterschieden. Für den deutschen Kraftwerkspark lässt sich die Information direkt aus den Daten des MaStR ablesen. Fehler und fehlende Angaben im MaStR, gerade für Anlagen kleiner als 10 MW, bedingen eine weitere Aufbereitung der Daten. Analog dazu sind die Bezeichnungen in der Platts-Liste abweichend zum MaStR. Mit einer einheitlichen Normierung der PET werden die unterschiedlichen Datenquellen zusammengeführt. Dabei wurden einzelne Energieträger, z. B. Biogas und Biomasse, zu einem Energieträger BIO zusammengefasst. Im MaStR ist neben dem Primärenergieträger auch ein Sekundärenergieträger vorhanden. Daneben sind teilweise Informationen enthalten, die einen Rückschluss auf den eingesetzten Energieträger zulassen, wie zum Beispiel der Hauptbrennstoff und der Sekundärbrennstoff. In der Platts-Liste sind die Informationen analog zum MaStR in den Spalten „Plant Type“ (PT), „Unit Prime Mover“ (PM) und „Unit Primary Fuel Type“ (FT) abgebildet. Durch eine Kombination der Informationen lassen sich daraus die PET für europäische Kraftwerke weitestgehend ableiten. Ein Kraftwerk, das beispielsweise den PT „Coal“ besitzt und den FT „LIG“, bekommt den normierten PET „BRK“. Im Falle der unterschiedlichen Wasserkraftwerkstechnologien, Gezeitenkraft (GZW), Laufwasserkraft (LW), Speicherwasser (SW) und Pumpspeicherkraft (PSW) ist eine Zuordnung in vielen Fällen nicht immer eindeutig. Durch die Spalte Unit PM Tech Detail kann man in einzelnen Fällen die Art der Kraftwerke differenzieren. So gibt es für Gezeitenkraftwerke die Zusatzinformation „Tidal Flow“, wodurch sie bei gleichem PT und PM als Gezeitenkraftwerke ausgewiesen werden können. Für Speicherwasserkraftwerke gibt es die Zusatzinformation „Conventional Hydro, Dam“. In den meisten Fällen ist eine Zuordnung nicht möglich und es wird sich zusätzlich an den Wasserkraftkapazitäten nach den PECD Daten<sup>22</sup> von ENTSO-E orientiert. Des Weiteren wurden Informationen zu größeren Wasserkraftwerken händisch recherchiert. Falls lediglich Informationen über ein Wasserkraftwerk vorliegen, wird angenommen, dass es sich um ein Speicherwasserkraftwerk handelt.

In nachfolgender Tabelle ist die Normierung der PET dargestellt.

Tabelle 9-13: Normierung der Primärenergieträger

Normiertes Kürzel	Bezeichnung
ABF	Abfall
BIO	Biomasse
BRK	Braunkohle
DIE	Diesel
ERG	Erdgas
GEO	Geothermie
GZW	Gezeitenkraftwerk
HEL	leichtes Heizöl

<sup>22</sup> <https://zenodo.org/record/3985078>

Normiertes Kürzel	Bezeichnung
HES	schweres Heizöl
KGAS	Kuppelgas
LW	Laufwasser
NUK	Kernkraft
OEL	Mineralölprodukte
PSW	Pumpspeicher
SON	Sonstiges
STK	Steinkohle
ES	Elektrischer Strom
SW	Speicherwasser

### Sekundärenergieträger (SET)

Der Sekundärenergieträger einer Einheit gibt weitere Energieträger an, die neben dem PET bei der Stromerzeugung genutzt werden. Die Information ist sowohl im MaStR als auch in der Platts-Liste begrenzt verfügbar und wird, wo vorhanden, in der Kraftwerksliste hinterlegt.

### Energiewandlungsmaschine (EWM)

Informationen zur jeweiligen Energiewandlungsmaschine kommen direkt aus dem MaStR oder der Platts-Liste. Es wird nach Dampfturbine (DT), Gasturbine (GT), Gas- und Dampfkraftwerk (GuD), Verbrennungsmotor (VM), Wasserturbine (WT) und Batterie (B) unterschieden. In der Platts-Liste gibt die Information der Spalte „Unit Prime Mover“ sowie der Name des Kraftwerks Auskunft über die EWM einer Einheit. Im MaStR findet sich die Information in der Spalte „Technologie“.

### Maximale elektrische Einspeiseleistung (PmaxN)

Die maximale elektrische Einspeiseleistung wird als Netto-Wert in die Kraftwerksliste mit aufgenommen. Das bedeutet, dass die Leistung zur Deckung des Eigenbedarfs des Kraftwerks nicht in der Leistung enthalten ist, so dass lediglich die Leistung beschrieben ist, die Energie für das System bereitstellen kann. Das MaStR stellt die Netto-Leistungen der Kraftwerke zur Verfügung. Analog dazu stellt die Platts-Liste Netto-Leistung der Kraftwerke zur Verfügung.

### Minimale elektrische Einspeiseleistung

Die minimale elektrische Einspeiseleistung wird in Abhängigkeit von der maximalen elektrischen Einspeiseleistung ermittelt. Dabei wurden für die folgenden Kraftwerkstypen nachfolgende Annahmen nach Eberl<sup>23</sup> getroffen.

<sup>23</sup> Eberl, Benedikt: Erstellung und Vergleich linearer Optimierungsmodelle zur Kostenberechnung vorgegebener Energiesysteme und Bewertung von Speicheroptionen - Diplomarbeit. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik an der TU München, durchgeführt an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2013.

Tabelle 9-14: Minimale Last nach Kraftwerkstypen

Kraftwerkstyp	Minimale Last in % der Nennlast
Kernkraft	60
Braunkohle	55
Steinkohle	35
Gasturbine	50
Gas und Dampf	40
Öl	40
Abfall	55
Sonstige	50

#### Ausspeicherleistung (PausN)

PausN bezeichnet die allgemeine Ausspeicherleistung, die eine Speicher-Instanz maximal netto beim Ausspeichern (also beim Einspeisen in das Stromnetz) bereitstellen kann. Sie entspricht der PmaxN.

#### Einspeicherleistung (PeinN)

PeinN bezeichnet die elektrische Netto-Engpass-Leistung, die ein Speicher max. beim Einspeichern (= Bezug aus dem Stromnetz) nutzen kann. Diese Angabe ist für Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland und für Anlagen aus Österreich, die am deutschen Strommarkt teilnehmen, im MaStR verfügbar.

Für europäische Pumpspeicherkraftwerke, bei denen diese Information nicht vorhanden ist, wird aus den deutschen Kraftwerken ein Faktor berechnet, der in Relation zur Turbinenleistung steht. Dieser Faktor ermöglicht es, die Pumpleistung für die europäischen Pumpspeicherkraftwerke zu ermitteln.

#### Elektrischer Wirkungsgrad

Der elektrische Wirkungsgrad (MWhel / MWhth) bezieht sich auf die Netto-Ausspeiseleistung der Einheiten. Der Wirkungsgrad wird nicht direkt in der PLATTS-Liste und BNetzA-Liste bereitgestellt. Daher werden für die Bestimmung realitätsnaher Wirkungsgrade jeder Einheit der Kraftwerkliste Standard-Wirkungsgrade je Technologietyp und Inbetriebnahmejahr (vgl. Abschnitt Kosten/elektrischer Wirkungsgrad) bestimmt. Für die Ermittlung der Standardwirkungsgrade je Technologie wurde auf Daten des TYNDP 2018 <sup>24</sup> zurückgegriffen. Die dort angegebenen Bereiche von Wirkungsgraden je Technologien wurden auf das Alter von Anlagen übertragen, so dass eine altersabhängige Bestimmung des Wirkungsgrads möglich ist.

#### Mindeststillstandszeit

Die Mindeststillstandszeit einer Einheit gibt die minimale Zeitspanne zwischen dem Herunterfahren einer Einheit und deren Wiederschalten ans Netz an. Diese Information ist in der PLATTS-Liste und im MaStR nicht direkt angegeben. Deswegen werden Standard-

<sup>24</sup> TYNDP 2018 - Input Data: <https://tyndp-data.netlify.app/maps-data/>; Brüssel: ENTSO-E, 2018

Mindeststillstandzeiten nach TYNDP 2018<sup>25</sup> je Technologie definiert. Hier wird nach Inbetriebnahmejahr, technologieabhängig differenziert.

#### Mindestbetriebszeit

Die Mindestbetriebszeit einer Einheit gibt die minimale Zeitspanne zwischen dem Starten und dem Herunterfahren einer Einheit an. Diese Information ist in der PLATTS-Liste und dem MaStR nicht direkt angegeben. Deswegen werden Standard-Mindestbetriebszeiten je Technologie nach TYNDP 2018<sup>26</sup> definiert. Hier wird nach Inbetriebnahmejahr, technologieabhängig differenziert.

#### Sonstige Anfahrkosten (ssk\_heiss und ssk\_kalt)

Die sonstigen Anfahrkosten beschreiben die brennstoffunabhängigen Kosten, die beim Start einer Einheit auftreten. Diese Informationen sind einheitenscharf nicht verfügbar. Sie werden durch passende, technologiespezifische Standardanfahrkosten aus dem TYNDP<sup>27</sup> ergänzt. Dabei wird zwischen Kalt- und Warmstart unterschieden.

#### Energieverbrauch beim Start

Der Energieverbrauch beim Start einer Einheit gibt den Brennstoffverbrauch pro Startvorgang an und ist bezogen auf die minimale Leistung beim Start einer Einheit. Die Information ist nicht einheitenscharf vorhanden. Es werden daher Standard-Energieverbräuche je Technologie nach TYNDP<sup>28</sup> verwendet. Hier wird ebenfalls nach Kalt- und Warmstart unterschieden.

#### Speicherkapazität

Die Speicherkapazität ist die nutzbare Kapazität des Speichers in elektrischer Energie. Informationen zu deutschen Kraftwerken sind sowohl im MaStR als auch in der aktuellen BNetzA-Liste<sup>29</sup> (Abruf 17.07.2023) verfügbar. Beide Quellen weisen jedoch Lücken und Fehler auf. So ist beispielsweise das Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal mit einer Nettonennleistung von 1052 MW laut MaStR mit einem Speicher von 38548 MWh angegeben. Abweichend davon wird im MaStR ein Speichervolumen von 9637 MWh für das Kraftwerk angegeben. Tatsächlich verfügt das Kraftwerk laut Betreiber über 13 Millionen Kubikmeter Arbeitswasser, was für circa 9 Stunden Dauerbetrieb reicht. Dies entspricht einem Speichervolumen von 9468 MWh, das mit den Angaben aus dem MaStR korreliert, jedoch stark von der BNetzA-Kraftwerksliste abweicht. Mehrere Stichproben bestätigten das Bild. So hatten einige Speicher ein Volumen von lediglich 0,001 MWh. Durch händische Recherche und Berechnungen wurden Speichervolumen von diversen Wasserkraftwerken ermittelt. Ein Beispiel folgt am Pumpspeicherkraftwerk Kopswerk II, welches mit drei Turbinen eine Nettonennleistung von 525 MW hat. Laut MaStR hat es eine Speicherkapazität von 1 kWh. Wenn man diesen Fehler ignoriert und eine händische Recherche des Speichervolumens (Speicher ist hier der Stausee Kops) durchführt, kommt man bei einem Nutzinhalt von 42,9 Millionen m<sup>3</sup> auf einen

<sup>25</sup> TYNDP 2018 - Input Data: <https://tyndp-data.netlify.app/maps-data/>; Brüssel: ENTSO-E, 2018

<sup>26</sup> TYNDP 2018 - Input Data: <https://tyndp-data.netlify.app/maps-data/>; Brüssel: ENTSO-E, 2018

<sup>27</sup> TYNDP 2018 - Input Data: <https://tyndp-data.netlify.app/maps-data/>; Brüssel: ENTSO-E, 2018

<sup>28</sup> TYNDP 2018 - Input Data: <https://tyndp-data.netlify.app/maps-data/>; Brüssel: ENTSO-E, 2018

<sup>29</sup>

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>

Energiegehalt von 127,45 Millionen kWh<sup>30</sup>, was einer Speicherkapazität von umgerechnet 42,48 GWh entspricht.

Ein Vergleich mit den Daten von installierten Wasserkraftleistungen aus dem PECD-Datenbestand<sup>31</sup> ist ebenso mit Unsicherheit behaftet. So existieren laut PECD keine Speicherwasserkraftanlagen in Norwegen, sondern nur Pumpspeicherkraftwerke. Eine händische Recherche hat gezeigt, dass genau das Gegenteil der Fall ist und es fast ausschließlich Speicherwasserkraftwerke in Norwegen gibt. Insgesamt sind diverse Speichervolumina händisch nachrecherchiert worden. Für Kraftwerke, bei denen keine Daten vorlagen, wurde auf die PECD Daten<sup>32</sup> zurückgegriffen und mithilfe eines länder- und kraftwerkstechnologiespezifischen Faktors ein durchschnittliches Speichervolumen ermittelt.

#### Betriebsmodus

Der Betriebsmodus einer Einheit gibt an, ob die Einheit frei am Markt agiert oder Restriktionen hinsichtlich ihrer Betriebsweise aufweist. Die Modi schließen neben der marktbasierten Fahrweise (Standard Eintrag „leer“) die Must-Run-Restriktionen „ganzjährig“ (Must-Run) in den Winterquartalen Q1 und Q4 (MustRun14) und den minimalen Betrieb auf Mindestleistung (MustRunPmin) ein. Must-Run-Restriktionen bestehen beispielsweise für Industrie-KWK Anlagen, die notwendige Wärme für eine kontinuierliche Produktion produzieren. Diese Informationen wurden händisch recherchiert. Des Weiteren wurde auf den Datenpool der FfE-Datenbank zurückgegriffen. Alle KWK-Anlagen werden darüber hinaus mit dem Status MustRun14 belegt, der die höhere thermische Nachfrage in den Wintermonaten berücksichtigt.

#### Geografischer Breiten- und Längengrad

Die geografischen Koordinaten sind für den Breitengrad sowie für den Längengrad in der Kraftwerksliste hinterlegt. Für deutsche Kraftwerkseinheiten konnten die Informationen weitestgehend dem MaStR entnommen werden. Kleinstkraftwerke konnten allerdings nur sehr schwer verortet werden, da die Informationen hier nur spärlich vorhanden waren. Informationen für europäische Kraftwerke aus der Platts-Liste waren zum Teil extrem lückenhaft und konnten nur durch eine manuelle Recherche für fast alle Einheiten, die eine Nennleistung von mehr als 10 MW hatten, ergänzt werden. Insgesamt wurden die Koordinaten von mehr als 200 Kraftwerken händisch nachrecherchiert. Zudem war in einigen Fällen eine Korrektur der vorhandenen Koordinaten unerlässlich, da die Kraftwerke falsch verortet waren.

#### Netzersatzanlage (NEA)

Der Parameter gibt eine Aussage darüber, ob es sich bei der Instanz um eine Netzersatzanlage handelt.

#### Lastgradient aufwärts (LGauf)

Der Lastgradient aufwärts drückt den maximalen Lastgradient beim Hochfahren einer Einheit aus. Der Wert wird hier standardmäßig nach TYNDP<sup>33</sup> auf die Netto-Nennleistung der Anlage gesetzt.

#### Lastgradient abwärts (LGab)

---

<sup>30</sup> [https://de.wikipedia.org/wiki/Stausee\\_Kops](https://de.wikipedia.org/wiki/Stausee_Kops)

<sup>31</sup> <https://zenodo.org/record/3985078>

<sup>32</sup> <https://zenodo.org/record/3985078>

<sup>33</sup> TYNDP 2018 - Input Data: <https://tyndp-data.netlify.app/maps-data/>; Brüssel: ENTSO-E, 2018

Der Lastgradient abwärts drückt den maximalen Lastgradient beim Herunterfahren einer Einheit aus. Der Wert wird hier standardmäßig nach TYNDP<sup>34</sup> auf die Netto-Nennleistung der Anlage gesetzt.

#### Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

KWK-Anlagen haben neben einem elektrischen auch einen thermischen Output. Hier wird angegeben, ob eine Instanz eine KWK-Eigenschaft hat oder nicht. Die Informationen über eine KWK-Anlage sind im MaStR direkt angegeben. Allerdings sind die Informationen nicht vollständig, da Anlagen „In Planung“ keine KWK-Informationen angegeben haben. Hier wurden die Informationen für deutsche Kraftwerke im Zuge einer händischen Recherche, ergänzt. Für europäische Kraftwerksanlagen ist die Information aus der Spalte „Unit Co Gen“ der Platts-Liste entnommen worden.

#### KWK Typ

Beim Typ einer KWK-Anlage kann neben der Entscheidung, ob sie ein BHKW ist, auch unterschieden werden, ob es eine Gegendruck-Anlage (GD) oder eine Entnahmekondensations-Anlage (EK) ist. GDs bieten geringere Möglichkeiten der Regelung mit einer direkten Kopplung der Stromerzeugung und der Wärmeerzeugung und werden daher öfter bei ständigem Wärmebedarf verwendet. EKs dagegen können sehr flexibel die Strom- und Wärmeerzeugung regeln. Die Information, ob KWK-Anlagen eine GD oder eine EK sind, ist für deutsche Einheiten direkt über die Technologie der Stromerzeugung im MaStR verfügbar. Für europäische Einheiten sind diese Informationen nicht verfügbar. Es wurde die Annahme getroffen, dass europäische KWK-Anlagen standardmäßig als EK-Anlagen modelliert werden.

#### Stromkennzahl (SKZ)

Die Stromkennzahl zeigt den Quotienten aus der bereitgestellten Strommenge und der nutzbaren Wärmemenge eines KWK-Prozesses für KWK-Anlagen auf und wird entsprechend berechnet nach  $P_{maxN} / P_{therm\_Max}$ . Sie wird für alle KWK-Anlagen angegeben und ist für Gegendruck-Anlagen als ein fixer Wert zu modellieren.

#### Stromverlustkennziffer (SVK)

Die Stromverlustkennziffer zeigt in KWK-Anlagen mit variabler Stromkennzahl den Verlust von elektrischer Leistung bei Auskopplung einer höheren thermischen Leistung auf. Da die Information nicht einheitenspezifisch vorhanden ist, wird eine mittlere SVK modelliert. Nach AGFW<sup>35</sup> ist die Stromverlustkennzahl arbeitsbezogen variabel und liegt für Anlagen oft zwischen 8 und 23 %, so dass ein Mittelwert von 15 % für die Kraftwerksliste angenommen wird.

#### Wärmecluster (ClusterW)

Es werden Wärmecluster gebildet, in denen Wärmebedarfe je NUTS-3 Region aggregiert werden. Wärmecluster werden über die Region von Fernwärmenetzen definiert, welche durch

<sup>34</sup> TYNDP 2018 - Input Data: <https://tyndp-data.netlify.app/maps-data/>; Brüssel: ENTSO-E, 2018

<sup>35</sup> <https://www.agfw.de/securedl/sdl->

[https://www.agfw.de/securedl/sdl-eyJ0eXAiOiJKV1QiLCJhbGciOiJIUzI1NiJ9.eyJpYXQiOiJlOTQ1NTM0ODQsImV4cCI6MTY5MDY0MzQ4N2Z3JvdXBzIjpbMCwtMV0sImZpbGUiOiJmaWxlYWwtaW5lL3VzZXJfdXBsb2FkXC9FbWV5Z2lld2VuZGVfdV9Qb2ZpdGlrXC9GV18zMDhfQV8xNTA5LnBkZiZlbnBhZ2UuOjExMDJ9.t\\_VYRLjSRS9-Z\\_61w2ggG3kIoTZCtwsIMKF0oHMQRk/FW\\_308\\_A\\_1509.pdf](https://www.agfw.de/securedl/sdl-eyJ0eXAiOiJKV1QiLCJhbGciOiJIUzI1NiJ9.eyJpYXQiOiJlOTQ1NTM0ODQsImV4cCI6MTY5MDY0MzQ4N2Z3JvdXBzIjpbMCwtMV0sImZpbGUiOiJmaWxlYWwtaW5lL3VzZXJfdXBsb2FkXC9FbWV5Z2lld2VuZGVfdV9Qb2ZpdGlrXC9GV18zMDhfQV8xNTA5LnBkZiZlbnBhZ2UuOjExMDJ9.t_VYRLjSRS9-Z_61w2ggG3kIoTZCtwsIMKF0oHMQRk/FW_308_A_1509.pdf)

die Netzinfrastruktur den Wärmebedarf verschiedener NUTS-3 Regionen miteinander verbindet.

Dafür sind die größten deutschen und europäischen Fernwärmenetze recherchiert worden. Dazu wurde auch auf die FfE-Datenbank zurückgegriffen, die für Deutschland bereits 54 und für Rest-Europa bereits 91 Fernwärmenetze mit ihren regionalen Ausprägungen ausweist. Alle KWK-Anlagen erhalten eine Zuordnung zu einem Wärmecluster. Hierfür werden die Geokoordinaten der KWK-Anlage mit den Geokoordinaten der Wärmecluster verschnitten, so dass eine eindeutige Zuordnung erfolgen kann.

#### NUTS\_3

Die Spalte NUTS\_3\_region beinhaltet den Namen der zugehörigen NUTS-3 Region (Stand 2021). Alle Einheiten erhalten eine Zuordnung zu einer NUTS-Region. Hierfür werden die Geokoordinaten der Anlage mit den Geokoordinaten der Regionen verschnitten, so dass eine eindeutige Zuordnung erfolgen kann. Einheiten ohne Geokoordinaten sowie aggregierte Einheiten < 10 MW erhalten die Zuordnung „nicht ermittelbar“.

#### NUTS\_3 ID (NUTS\_3\_ID)

Die Spalte beinhaltet die offiziellen Schlüssel für die NUTS-3 Regionen. Sie dient der Identifizierung der einzelnen Regionen. Instanzen, bei denen eine abschließende Zuordnung nicht möglich war, erhalten keinen Schlüssel.

#### CLUSTER

Jede Einheit in der Kraftwerksliste ist analog zum Primärenergieträger einem Cluster zugeordnet. Ein angefügtes „x“ im Clusternamen signalisiert hierbei die KWK-Fähigkeit des Clusters. Es wird zwischen folgenden Clustern unterschieden:

Tabelle 15: Clusterübersicht

Primärenergieträger	Cluster
ABF	ABF
ABF	ABFx
BIO	BIO
BIO	BIOx
BRK	BRK
BRK	BRKx
DIE	OEL
DIE	OELx
ERG	ERGc
ERG	ERGcx
ERG	ERGo
ERG	ERGoX
ES	BDL
ES	SBS
GEO	GEO
GEO	GEOx

GZW	LW
H2	H2c
H2	H2cx
H2	H2o
H2	H2ox
HEL	NEA
HEL	OEL
HEL	OELx
HES	OEL
HES	OELx
KGAS	KGAS
KGAS	KGASx
LW	LW
NUK	NUK
NUK	NUKx
OEL	OEL
OEL	OELx
PSW	PSW
SON	SON
SON	SONx
STK	STK
STK	STKx
SW	SW

## 9.2 Vergleich zwischen Kraftwerkliste und ENTSO-E Liste

---

Mit dem MaStR und der PLATTS-Liste sind zwei umfangreiche Datenquellen zur Erstellung der Kraftwerkliste verwendet worden, die zudem an vielen Stellen durch händische Recherche ergänzt wurden. Damit stellt die Kraftwerkliste eine detaillierte Quelle für den aktuellen europäischen Kraftwerkspark dar.

Zur Validierung der Kraftwerkliste wurden die je Land und Cluster eingetragenen installierten Leistungen für den Stand 01.01.2024 mit den auf der Website der ENTSO-E verfügbaren Daten für das Jahr 2024 verglichen. Je nach Höhe der Abweichungen wurden dann weitere Datenquellen zum Vergleich hinzugezogen und gegebenenfalls anpassende Maßnahmen ergriffen.

ENTSO-E veröffentlicht jährlich Zahlen für die installierten Leistungen je Region (Land und Regelzone) und Erzeugungstechnologie<sup>36</sup>, welche typischerweise als Benchmark für aggregierte Leistungen dienen. Dabei werden alle Erzeugungseinheiten größer oder gleich 1 MW erfasst. Die Zahlen werden von den jeweiligen Netzbetreibern zur Verfügung gestellt und stellen damit eine valide Quelle für aggregierte Leistungen dar. Dennoch sind auch die

---

<sup>36</sup> <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show>

ENTSO-E-Zahlen nicht frei von Unstimmigkeiten, auf welche bei einer Verwendung als Benchmark Acht gegeben werden muss:

- In einigen Ländern bestehen grundlegende Ungenauigkeiten bei der Einteilung in die Erzeugungstechnologien. So fehlen etwa in der Schweiz die Einträge für viele Erzeugungstechnologien, während in Schweden viele verschiedene Energieträger im Energieträger "Sonstiges" zusammengefasst sind.
- Zwar ist es möglich, die installierten Leistungen nach Land oder Gebotszone getrennt anzuzeigen, doch scheint diese Unterteilung nicht konsequent durchgeführt zu sein: Beispielsweise sind für Deutschland die gleichen installierten Leistungen für Land und Gebotszone von Wasserkraftwerken eingetragen, obwohl es außerhalb Deutschlands gelegene Kraftwerke (etwa in Österreich) gibt, die der deutschen Gebotszone zugehören.
- Insbesondere bei der Wasserkraft weichen die Zahlen der ENTSO-E stark (teilweise um mehrere GW) von anderen Quellen, wie etwa der International Hydropower Association<sup>37</sup> ab.
- Die neuesten Daten für UK sind von 2021, sodass hier andere Quellen für den Vergleich herangezogen werden müssen: Hier werden aggregierte Daten der entsprechenden Regierungsbehörden verwendet.<sup>38</sup>

Dennoch besteht die Grundannahme, dass Lücken in der Kraftwerkliste, welche in den Primärdaten der PLATTS-Liste insbesondere bei kleinen Kraftwerken auftreten, über den Vergleich mit den ENTSO-E-Zahlen geschlossen werden können.

Da die Unterteilung in Cluster, wie sie in der Kraftwerkliste vorgenommen wird, einen höheren Detailgrad aufweist als die Unterteilung in Erzeugungstechnologien auf Seiten der ENTSO-E, wurde zunächst eine Zuteilung von Clustern und Erzeugungstechnologien vorgenommen. Zusätzliche Aggregationen wurden durchgeführt, um Unsicherheiten in der Zuordnung von Energieträgern zu Erzeugungstechnologien auf Seite der ENTSO-E und Clustern auf Seite der KWL zu umgehen. Beispielsweise ist die Zuordnung von Speicherwasser- und Laufwasserkraftwerken oft nicht eindeutig, so dass die Einteilung in der KWL und von der ENTSO-E unterschiedlich sein kann.

Tabelle 9-15: Zuordnung der Cluster zum Vergleich mit den Erzeugungstechnologien der ENTSO-E. Aggregate der Erzeugungstechnologien werden gebildet, um Unsicherheiten in der Zuordnung der Energieträger zu umgehen.

Produktionstechnologie (ENTSO-E)	Zugeordnete Cluster (Kraftwerkliste)
Abfall	ABF, ABFx
Biomasse	BIO, BIOx
Braunkohle	BRK, BRKx
Erdgas	ERG, ERGx
Kuppelgas	KGAS, KGASx
Laufwasser	LW
Kernkraft	NUK, NUKx
Öl	OEL, OELx
Pumpspeicherwasser	PSW
Sonstige, Torf, Fossile, Ölschiefer	SON, SONx
Steinkohle	STK, STKx

<sup>37</sup> <https://www.hydropower.org/region-profiles/europe>

<sup>38</sup> <https://www.gov.uk/government/collections/digest-of-uk-energy-statistics-dukes#2023>

Speicherwasser	SW
Aggregat (ENTSO-E)	Zugeordnete Cluster (Kraftwerksliste)
Kernkraft	NUK, NUKx
Wasserkraft (Laufwasser, Speicherwasser, Pumpspeicherwasser)	LW, SW, PSW
Kohle (Braunkohle, Steinkohle)	BRK, BRKx, STK, STKx
Abfall, Biomasse, fossile Gase, Öl und Sonstiges	ABF, ABFx, BIO, BIOx, ERG, ERGx, KGAS, KGASx, OEL, OELx, SON, SONx

Daraufhin wurden für die Kraftwerksliste die jeweiligen Summen gebildet und von den Zahlen der ENTSO-E abgezogen. Im Ergebnis ergeben sich je Produktionstechnologie und Land die Abweichungen zwischen ENTSO-E und Kraftwerksliste. Ein Teil der Abweichungen ist dabei auf Unstimmigkeiten in der ENTSO-E-Datenquelle zurückzuführen. Um Unsicherheiten in der Zuordnung der Energieträger zu berücksichtigen, wurden Anpassungsmaßnahmen für die vier Aggregate „Kernkraft“, „Wasserkraft“, „Kohle“ und „Abfall, Biomasse, fossile Gase, Öl und Sonstiges“ ergriffen.

#### Kernkraft

Hier wurde die Einzelkraftwerksrecherche als Vorgehen gewählt. Die Anzahl der Kernkraftwerke in Europa ist mit rund 140 Einheiten überschaubar, sodass eine Recherche der installierten Leistungen sowie Inbetriebnahme- und Abschaltzeiten jedes einzelnen Kraftwerks möglich ist. Insbesondere wurden als weitere Datenquellen die Veröffentlichungen der World Nuclear Association (WNA)<sup>39</sup> und der International Atomic Energy Agency (IAEA)<sup>40</sup> herangezogen, wobei die Daten der IAEA die größten Übereinstimmungen mit anderen Datenquellen aufweisen und daher als am vertrauenswürdigsten eingestuft wurden. Da diese Quellen in einigen wenigen Ländern von der ENTSO-E abweichen, wird auch in der aktualisierten Kraftwerksliste nicht in jedem Land die installierte Leistung der ENTSO-E getroffen. Jedoch ist dies auf mangelnde Aktualität der ENTSO-E-Daten zurückzuführen. So sind etwa die Abschaltungen der belgischen Blöcke Doel 3 und Tihange noch nicht in den ENTSO-E-Daten von 2024 enthalten.

#### Aggregat Wasserkraft

Bei der Wasserkraft besteht eine Unsicherheit darin, wie die Produktionstechnologien Laufwasser, Speicherwasser und Pumpspeicherwasser in den unterschiedlichen Quellen differenziert werden. Daher wird die installierte Leistung im Aggregat betrachtet. Durch Heranziehen einer weiteren Datenquelle (International Hydropower Association<sup>37</sup>) werden große Fehlleistungen je Land in der Kraftwerksliste eindeutig identifiziert: Stimmen sowohl ENTSO-E als auch International Hydropower Association darin überein, dass die Leistung in der Kraftwerksliste zu niedrig ist, wird in diesem Land ein Summenkraftwerk mit dem Cluster LW in der Kraftwerksliste hinzugefügt, welches die fehlende Leistung kompensiert. Dies ist in NO, ES, IT und UK der Fall. Auf Basis der International Hydropower Association wird in CH ebenfalls ein Summenkraftwerk hinzugefügt, obwohl die ENTSO-E Zahlen hier niedriger sind als die der Kraftwerksliste. Abweichungen zwischen AT, DE und LU sind durch eine unklare Zuordnung zwischen den Marktgebieten zu erklären und gleichen sich in Summe etwa aus.

<sup>39</sup> <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles.aspx>

<sup>40</sup> <https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryStatisticsLandingPage.aspx>

Hier werden die vorhandenen Primärdaten aus MaStR und PLATTS-Liste als verlässlich eingestuft.

#### Aggregat Braunkohle und Steinkohle

Für das Aggregat Braun- und Steinkohle weichen die angegebenen installierten Leistungen in den Ländern DK, DE, ES, NL, PL, RO und UK um mehr als 500 MW von den ENTSO-E Daten ab. In DE sind aktuelle Abschaltungen, welche im MaStR schon enthalten sind, noch nicht in den ENTSO-E-Daten abgebildet, sodass hier keine Maßnahme ergriffen werden muss. In DK, NL und UK besteht jeweils ein Fehlbetrag in der Kraftwerksliste, der durch fehlende Kleinstkraftwerke in den Primärdaten erklärbar ist. Um diesen Fehlbetrag auszugleichen, werden Summenkraftwerke in den drei Ländern in der Kraftwerksliste hinzugefügt. Die in ES ersichtlichen Abweichungen gleichen sich mit Abweichungen in anderen Produktionstechnologien aus, sodass hier keine Maßnahmen ergriffen werden. Schließlich sind in PL und RO große positive Abweichungen der Kraftwerksliste gegenüber den ENTSO-E-Daten festzustellen: Hier sind die Primärdaten der PLATTS-Liste teilweise deutlich veraltet und viele bereits abgeschaltete Kraftwerke werden noch mit Status „In Betrieb“ angezeigt. Zur Beseitigung dieser Abweichungen wurde für PL und RO eine individuelle Kraftwerksrecherche aller Kraftwerke mit einer Leistung von über 100 MW durchgeführt, um auf Außerbetriebnahme zu prüfen und die Daten entsprechend zu aktualisieren.

#### Aggregat Abfall, Bio, fossile Gase, Öl und Sonstiges

Dieses größte Aggregat wird ebenfalls aufgrund von Überschneidungen bei der Zuordnung der Energieträger gebildet. So bestehen Unsicherheiten zwischen Abfall und Bio, zwischen Bio, fossilen Gasen und Sonstigen, sowie zwischen fossilen Gasen, Öl und Sonstigen. In diesem Aggregat sind für einige Länder Fehlleistungen in der Kraftwerksliste festzustellen. Diese beruhen auf der Unvollständigkeit der PLATTS-Liste, in welcher insbesondere kleine Kraftwerke mit Leistungen kleiner als 10 MW nicht vollständig enthalten sind. Zur Kompensation der Fehlleistungen werden auch hier Summenkraftwerke eingeführt, wenn sich die Fehlleistungen nicht anders erklären lassen. Konkret handelt es sich um die Länder AT, BE, FR, HU, IT, NL, PT, SE, SI, SK und UK. Ausnahmen bilden Länder, in denen die Differenz gut durch Abweichungen in anderen Clustern erklärt werden kann (CZ, ES, PL). Schließlich wird, wie bereits im Kontext des Kohle-Aggregats erläutert, für RO eine Einzelkraftwerksrecherche für alle Kraftwerke > 100 MW durchgeführt, um die veralteten Daten der PLATTS-Liste zu aktualisieren.

Nach Durchführung dieser Maßnahmen sowie weiteren Aktualisierungen der Kraftwerksliste durch händische Recherche verbleiben im finalen Vergleich zwischen Kraftwerksliste und ENTSO-E-Daten in der Summe Abweichungen von rund 4,4 GW. Die verbleibenden Abweichungen sind hauptsächlich durch den Stand der ENTSO-E-Daten (Stichdatum 01.01.2024, teilweise fehlende Kohle- und Atomkraftabschaltungen bzw. Inbetriebnahmen), sowie durch die unvollständigen Betrachtungen der Länder CH und SE erklärbar.

	AT	BE	CH	CZ	DE	DK	ES	FI	FR	HR	HU	IT	LU	NL	NO	PL	PT	RO	SE	SI	SK	UK	
<b>Produktionstechnologie</b>																							
Abfall	15	292	-303	100	9	59	99	-47	838	6	49	283	10	541	47	-70	-43	0	-261	33	0		
Biomasse	0	0	-115	0	-592	-60	1	-2076	0	0	1	0	0	-321	-107	122	0	0	-3432	-35	-5	ENTSO-E Werte sind größer als Kraftwerksliste	
Braunkohle	0	0	0	410	3430	-7	-237	-12	0	0	-66	-678	0	0	69	0	-1660	0	197	276			
Erdgas	-726	51	-221	-85	3362	-140	952	-986	-3004	27	-88	-1618	-10	-80	54	552	230	-29	-1030	287	-881		
Kuppelgas	0	-52	-23	20	-1077	-25	-341	-114	-213	-2	0	522	0	-117	-25	268	-12	-1281	0	-343	0		
Laufwasser	1294	86	-3107	243	-310	0	-64	3133	4673	309	-8	4325	22	3	3687	284	935	2712	-245	104	1044		
Kernkraft	0	2015	-3	106	0	0	-6	-30	-1630	0	0	0	0	1	0	0	0	-42	-37	0	-736	8	
Öl	-168	-318	-74	-123	1428	81	-833	-93	1347	-433	22	527	0	-24	0	9	-546	-461	-2463	58	259	ENTSO-E Werte sind kleiner als Kraftwerksliste	
Pumpspeicherwasser	-2385	96	1540	79	2983	0	-847	0	220	2	0	-1074	-1294	0	-264	1350	-143	-30	-36	3	-11		
Sonstige	879	27	0	0	1312	0	122	1492	1032	0	16	286	0	1	31	1734	24	0	6600	0	627		
Steinkohle	0	0	-19	-598	552	1570	1681	-26	90	6	33	360	0	812	0	-996	0	37	0	-96	1		
Speicherwasser	-1323	0	-3089	15	1124	0	830	-3050	-4763	-288	28	-3797	11	0	-2629	-1256	-893	-2515	737	0	-925	Gesamt	
<b>Aggregate</b>																							
Kernkraft	0	2015	-3	106	0	0	-6	-30	-1630	0	0	0	0	1	0	0	0	-42	-37	0	-736	8	
Wasserkraft	-2414	182	-4655	337	3797	0	-82	83	129	23	21	-546	-1261	3	794	379	-101	168	457	107	108	92	
Kohle	0	0	-19	-188	3982	1564	1444	-38	90	6	-33	-318	0	812	0	-927	0	-1623	0	101	277	631	
Abfall, Bio, fossile Gase, Öl und Sonstiges	0	0	-736	-88	4443	-85	0	-1824	0	-402	0	0	0	0	0	2614	-347	-1771	-585	0	0	0	
<b>Gesamt</b>	<b>-2414</b>	<b>2197</b>	<b>-5413</b>	<b>168</b>	<b>12222</b>	<b>1479</b>	<b>1356</b>	<b>-1809</b>	<b>-1411</b>	<b>-373</b>	<b>-13</b>	<b>-864</b>	<b>-1261</b>	<b>815</b>	<b>793</b>	<b>2066</b>	<b>-448</b>	<b>-3267</b>	<b>-166</b>	<b>208</b>	<b>-351</b>	<b>732</b>	
																						4247	

Abbildung 9-2: Abweichungen zwischen Kraftwerksliste und ENTSO-E-Daten nach Validierung und Anpassung. Negative Werte bedeuten eine höhere Leistung in der Kraftwerksliste gegenüber den ENTSO-E-Daten, während positive Werte bedeuten, dass die Daten der ENTSO-E höher sind. Die Werte sind in MW angegeben.

## 10 Kosten

Für die Datenlieferung wurden techno-ökonomische Parameter zusammengestellt, um die Berechnung der Investitions- und Betriebskosten der Kraftwerke zu ermöglichen. Eine Übersicht über die Parameter findet sich in Tabelle 10-16.

Zur Unterteilung des Kraftwerksparks und zur Repräsentation verschiedener Technologien wurden zwischen verschiedenen Typen von Kraftwerken und neuen Verbrauchern differenziert, für die sich die Parameter jeweils unterscheiden können. Tabelle 10-17 gibt eine Übersicht über die betrachteten Kraftwerkstypen.

Tabelle 10-16: Übersicht der Kostenparameter

Parameter	Abkürzung	Einheit	Erläuterung
Zuordnung zu Energieträgern	C-PET	[-]	Einteilung der Kraftwerkstypen nach verwendetem Energieträger und Emissionsfaktor.
Emissionsfaktor	PET_EF	t_CO <sub>2</sub> / MWh <sub>th</sub>	Die Kohlenstoffdioxid-Emissionen bei Nutzung des jeweiligen Energieträgers
Energieträgerkosten	PET_K	€ / MWh <sub>th</sub>	Die Kosten für eine thermische Megawattstunde des jeweiligen Energieträgers
Elektrischer Wirkungsgrad	EWG	MWh <sub>el</sub> / MWh <sub>th</sub>	Der elektrische Gesamtwirkungsgrad eines Kraftwerks des jeweiligen Typs
Fixe Betriebskosten	FBK	€ / MWa	Die festen Betriebskosten, die unabhängig vom Einsatz des Kraftwerks jährlich anfallen
CO <sub>2</sub> -Emissionskosten	KCO <sub>2</sub>	€ / t_CO <sub>2</sub>	Die Kosten für den Erwerb von CO <sub>2</sub> -Zertifikaten für die Emission von einer Tonne CO <sub>2</sub>
Sonstige variable Kosten	SVK	€ / MWh	Weitere nutzungsabhängige Kosten, etwa der durch Lastabschaltung hervorgerufene Produktionsausfall bei Demand-Side-Management Technologien
Transportkosten	TK	€ / MWh <sub>th</sub>	Die Kosten für den Transport einer thermischen Megawattstunde des jeweiligen Energieträgers, je Land
Variable Instandhaltungskosten	VIK	€ / MWh	Die nutzungsabhängigen Kosten für die Instandhaltung
Abschaltkosten	AK	€ / MW	Die Kosten für Abschaltung und Rückbau eines Kraftwerks
Investitionskosten	IK	€ / MW	Die Investitionskosten für Bau und Inbetriebnahme des Kraftwerks
Lebensdauer	LD	a	Die durchschnittliche Lebensdauer eines Kraftwerks des jeweiligen Typs
WACC	WACC	[-]	Die typischen Weighted Average Cost of Capital der Investitionskosten
Risk Premium	RP	[-]	Zusätzlicher Riskioaufschlag zu den WACC der IK
Investitionskosten Retrofit	IK_RF	€ / MW	Die Kosten für eine durchschnittliche umfangreiche, lebensdauerverlängernde Retrofit-Maßnahme

Lebensdauer Retrofit	LD_RF	a	Die Verlängerung der Lebensdauer durch eine typische Retrofit-Maßnahme
WACC Retrofit	WACC	[-]	Die typischen Weighted Average Cost of Capital der Investitionskosten für einen Retrofit
Risk Premium Retrofit	RP	[-]	Zusätzlicher Risikoaufschlag für die WACC bei einem Retrofit

Je nach Kraftwerkstyp sind nicht alle Parameter für jedes Kraftwerk sinnvoll anzugeben. Beispielsweise kann für Anlagen der Nachfrageflexibilität nicht sinnvollerweise ein elektrischer Wirkungsgrad oder Emissionsfaktor angegeben werden. Wie mit diesen Fällen umgegangen wird, ist jeweils in der Beschreibung der Parameter vermerkt.

Im Folgenden wird für jeden Parameter beschrieben, welche Quellen und Voraussetzungen in die Ergebnisse eingeflossen sind und welche Methoden zur Ermittlung der Parameter genutzt wurden.

Tabelle 10-17: Liste der Technologietypen

Kraftwerkstyp
Nachfrageflexibilität Industrie mit höchsten Einsatzkosten
Nachfrageflexibilität Industrie mit mittleren Einsatzkosten
Nachfrageflexibilität Industrie mit niedrigen Einsatzkosten
Nachfrageflexibilität Elektromobilität
Nachfrageflexibilität im GHD-Sektor
Neuer Verbraucher PV-Heimspeicher
Nachfrageflexibilität Industrie mit höchsten Investitionskosten
Nachfrageflexibilität Power-to-Gas offsite
Nachfrageflexibilität Power-to-Gas onsite
Nachfrageflexibilität Power-to-Heat Fernwärme
Nachfrageflexibilität Power-to-Heat Industrie
Neuer Verbraucher Wärmepumpen
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Abfall
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Biomasse/-gas
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Braunkohle
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Erdgas (combined cycle)
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Erdgas (open cycle)
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Geothermie
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Wasserstoff (combined cycle)
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Wasserstoff (open cycle)
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Kuppelgas
Netzersatzanlagen
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Kernenergie
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Öl
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Sonstiges
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Steinkohle

Kraftwerke mit Hauptenergieträger Abfall sowie KWK-Eigenschaft
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Biomasse/-gas und KWK-Eigenschaft
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Braunkohle und KWK-Eigenschaft
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Erdgas (combined cycle) und KWK-Eigenschaft
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Erdgas (open cycle) und KWK-Eigenschaft
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Geothermie und KWK-Eigenschaft
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Wasserstoff (combined cycle) und KWK-Eigenschaft
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Wasserstoff (open cycle) und KWK-Eigenschaft
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Kuppelgas und KWK-Eigenschaft
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Kernenergie und KWK-Eigenschaft
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Öl und KWK-Eigenschaft
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Sonstiges und KWK-Eigenschaft
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Steinkohle und KWK-Eigenschaft
Fahrzeuge mit bidirektionalem Laden
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Laufwasser
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Pumpspeicherwasser
Stationäre Batteriespeichersysteme
Kraftwerke mit Hauptenergieträger Speicherwasser

## 10.1 Kostenjahr und Inflation

Alle Kostenparameter werden als reale Kosten mit dem Basisjahr Beginn 2025 angegeben. Für Quellen, die andere Kostenparameter verwenden, wurden die Kosten anhand historischer und prognostizierter Inflationsdaten umgerechnet. Quelle für die Inflationswerte vergangener Jahre ist der harmonisierte Verbraucherpreisindex von Eurostat<sup>41</sup>. Inflationswerte für die Jahre 2023 und 2024 werden aus der makroökonomischen Projektion der Europäischen Zentralbank vom September 2023<sup>42</sup> übernommen. Angaben in USD werden jeweils vor Anwendung der Inflation anhand des Wechselkurses im jeweiligen Basisjahr in Euro umgerechnet.

## 10.2 Einteilung der Energieträger

Jedem Kraftwerkstyp ist ein Energieträger zugeordnet, der für die Berechnung der Energieträgerkosten und der aus den CO<sub>2</sub>-Emissionen resultierenden Kosten verwendet wird.

<sup>41</sup> [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/PRC\\_HICP\\_AIND/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/PRC_HICP_AIND/default/table?lang=en)

<sup>42</sup> [https://www.ecb.europa.eu/pub/projections/html/ecb.projections202309\\_ecbstaff-4eb3c5960e.en.html#toc7](https://www.ecb.europa.eu/pub/projections/html/ecb.projections202309_ecbstaff-4eb3c5960e.en.html#toc7)

Im Regelfall entspricht dieser dem Hauptenergieträger. Neue Verbraucher benötigen für die Lastabschaltungen keinen Energieträger und werden daher ohne Energieträgerkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen modelliert. Gleiches gilt für Kraftwerke mit Hauptenergieträger Geothermie, Laufwasser und Speicherwasser, bei denen der Energieträger am Kraftwerksstandort zur Verfügung steht und nicht mit CO<sub>2</sub>-Emissionen assoziiert ist. Pumpspeicherkraftwerke und stationäre Batteriespeicher werden zur Speicherung von Strom verwendet. Hier hängen Preis und CO<sub>2</sub>-Emissionen von der aktuellen Markt- und Kraftwerkssituation ab und werden daher modellendogen bereitgestellt.

Der Energieträger Kuppelgas fällt als Nebenprodukt bei der Stahlherstellung an. Für die Bewertung der Emissionen wird daher damit gerechnet, dass die Emissionen dem Stahlwerk zugeordnet werden, sodass keine Kosten für die Emissionen beim Betrieb des Kuppelgaskraftwerks entstehen. Daher sind hier keine CO<sub>2</sub>-Emissionen eingetragen, obwohl Kuppelgas bei der Verbrennung durchaus Treibhausgasausstoß verursacht.

Als Zusammenfassung aller übrigen Energieträger, die nicht separat modelliert werden, existiert zudem der Energieträger „Sonstiges“. Eine Auswertung anhand der Kraftwerksliste ergibt, dass es sich dabei primär um Grubengas handelt. Dieses fällt als Abfallprodukt an und wird daher ohne Kosten bilanziert. Ebenso werden auch hier, wie bei Kuppelgas, die Emissionen der verursachenden Industrie (Bergbau) angerechnet, sodass für den Betrieb eines Kraftwerks mit Grubengas keine CO<sub>2</sub>-Kosten entstehen.

### 10.3 Emissionsfaktoren

---

Eine zuverlässige Quellenbasis für Emissionsfaktoren ist durch die Veröffentlichungen des Umweltbundesamtes (UBA) zu Emissionsbilanzen erneuerbarer Energieträger<sup>43</sup> und zu CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren fossiler Brennstoffe<sup>44</sup> gegeben, welche regelmäßig aktualisiert werden. Für Steinkohle, Braunkohle und Erdgas sowie leichtes und schweres Heizöl können die Werte nach einer Umrechnung von TJ in MWh direkt aus letzterer Quelle übernommen werden. Für Rohöl werden vom UBA keine Emissionsdaten angegeben, da sich die Qualität der Rohölmischungen einzelner Raffinerien stark unterscheiden kann, dabei aber keiner Prüfung unterliegt. Stattdessen wird auf Daten der IPCC 2006 Guidelines zurückgegriffen<sup>45</sup>.

Für die Kuppelgase Kokereigas, Gichtgas und Konvertergas werden vom UBA Emissionskennwerte angegeben. In Kim et al.<sup>46</sup> findet sich eine typische Zusammensetzung von Kuppelgas für die Stromproduktion. Daraus lässt sich der durchschnittliche Emissionsfaktor von Kuppelgas berechnen.

Emissionskennwerte für unterschiedliche Biogas- und Biomassequellen finden sich in der Studie des UBA<sup>43</sup>, gemeinsam mit einer Schätzung der Anteile jeder Biomassequelle an der Stromerzeugung. Über das gewichtete Mittel wird ein Wert für den Emissionsfaktor ermittelt.

Wie bei der Biomasse handelt es sich bei Abfall ebenfalls um ein Stoffgemisch. Hier wird auf eine Studie im Auftrag des BMWK zu Auswirkungen des nationalen

---

<sup>43</sup> [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2022-12-09\\_climate-change\\_50-2022\\_emissionsbilanz\\_erneuerbarer\\_energien\\_2021\\_bf.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2022-12-09_climate-change_50-2022_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2021_bf.pdf)

<sup>44</sup> [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc\\_28-2022\\_emissionsfaktoren-brennstoffe\\_bf.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_28-2022_emissionsfaktoren-brennstoffe_bf.pdf)

<sup>45</sup> <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>

<sup>46</sup> <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/11/2884>

Brennstoffemissionshandels auf die Abfallwirtschaft zurückgegriffen<sup>47</sup>, welche für verschiedene Abfallarten sowie für eine typische Mischung Emissionsfaktoren und Heizwerte modelliert.

Der Energieträger „Sonstiges“ umfasst viele kleine Anlagen mit unterschiedlichen Energieträgern. Die drei dominanten Energieträger sind dabei Grubengas, Druck aus Gasleitungen und Klärschlamm.

Grubengas entsteht in (aktiven und stillgelegten) Steinkohlebergwerken, aus welchen es an die Atmosphäre diffundiert. Grubengas besteht im Wesentlichen aus Methan. Da Methan ein (über kurze Zeiträume) deutlich stärkeres Treibhausgas als CO<sub>2</sub> ist, führt die Verbrennung effektiv zur Verringerung von Emissionen. Unter anderem aus diesem Grund fördert das EEG bis 2024 die Verbrennung von Grubengas zur Stromerzeugung, gleichzeitig soll eine neue gesetzliche Regelung für die Förderung von Grubengaskraftwerken außerhalb des EEG erarbeitet werden.<sup>48</sup>

Zur Stromproduktion von Druck aus Gasleitungen werden Druckunterschiede zwischen (Hochdruck-) Fernleitungsnetzen und Verteilnetzen ausgenutzt. Dabei entstehen keine CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Auch bei Klärschlämmen, bei deren Deponierung Methan entsteht, führt die Verbrennung zu einer effektiven Minderung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes. Nach §7 Absatz 4 Nummer 2 BEHG sind sie daher mit dem Emissionsfaktor Null belegt.

Zudem gilt für die Bestimmung der CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten nach EU-ETS eine Mindestgröße von 20 MW.<sup>49</sup> Aktuell ist im MaStR nur eine Anlage mit einer Größe von über 20 MW eingetragen. Die Mehrzahl der Anlagen, welche dem Energieträger „Sonstiges“ zugeordnet sind, weisen eine Größe von unter 10 MW auf, sodass sich eine Betrachtung der CO<sub>2</sub>-Kosten aus dem ETS hier erübrigt.

Bei der Nutzung von Wasserstoff und Uran zur Stromproduktion treten CO<sub>2</sub>-Emissionen nur in der Vorkette auf. Da diese nicht unter den Emissionshandel fällt, wird hier mit Emissionsfaktoren von 0 gerechnet.

## 10.4 Energieträgerkosten

---

Es werden die Kosten der verschiedenen Energieträger in €<sub>2025</sub>/MW<sub>th</sub> für die Jahre 2025 bis 2050 angegeben. Für die Energieträger Erdgas, Rohöl und Steinkohle wurden für das Jahr 2025 aktuelle Future-Preise verwendet. Preise der relevanten Handelsplattform (Erdgas: GANEXO<sup>47</sup>, Rohöl: Börse ICE<sup>48</sup>, Steinkohle: Spectron<sup>49</sup>) für das Lieferdatum 01.01.2025 wurden über die drei Monate zwischen dem 20.12.2023 bis 20.03.2024 gemittelt. Für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 bietet das Announced Pledges Szenario des World Energy Outlook 2023 der International Energy Agency (IEA) die Grundlage<sup>50</sup>. Das Announced Pledges Szenario stellt einen Best Guess dar, basiert auf aktuell angekündigten Politiken und ist damit für die Modellierung einer wahrscheinlichen Entwicklung geeignet. Zwischen den Stützjahren werden die Kostendaten durch lineare Interpolation ermittelt.

---

<sup>47</sup> [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/studie-auswirkungen-des-nationalen-brennstoffemissionshandels-auf-die-abfallwirtschaft.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/studie-auswirkungen-des-nationalen-brennstoffemissionshandels-auf-die-abfallwirtschaft.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

<sup>48</sup> <https://www.wirtschaft.nrw/grubengas>

<sup>49</sup> <https://www.bundestag.de/resource/blob/554054/d82fa4578090812799515b50409f453e/wd-8-013-18-pdf-data.pdf>

Insbesondere im Fall von Erdgas ergibt sich eine erwähnenswerte Dynamik: Aufgrund der hohen aktuellen Preise – zum Teil hervorgerufen durch die Ukraine-Krise – haben die Kosten im Jahr 2025 ein hohes Niveau und fallen anhand der mittelfristigen Prognosen ab, um dann auf lange Sicht wieder anzusteigen.

Für leichtes Heizöl gehen ebenfalls aktuelle Future-Preise für das Jahr 2025 in die Modellierung ein (Nymex<sup>50</sup>). Da die Kosten für leichtes Heizöl nicht im World Energy Outlook abgebildet sind, der Preis von leichtem Heizöl jedoch zu großen Teilen vom Rohölpreis bestimmt wird, wird die Preisentwicklung von leichtem Heizöl proportional zu der von Rohöl gewählt. Zwischen schwerem Heizöl und Rohöl wird ebenfalls ein Proportionalitätsfaktor ermittelt, indem die Preise der beiden Energieträger im Jahr 2020 verglichen werden<sup>51</sup>. Anhand dieses Faktors und der Preisentwicklung von Rohöl werden die Preise für schweres Heizöl in den Jahren 2025 – 2055 ermittelt.

Für die Energieträgerkosten von Braunkohle, Biogas und Uran bietet ebenfalls der TYNDP die Quelle. Braunkohle und Biogas stammen meist aus lokalen Quellen mit festen Wertschöpfungsketten. Hier werden die Zahlen des TYNDP auch für das Jahr 2025 verwendet, da keine Futures gehandelt werden. Im Fall von Braunkohle führen unterschiedliche Abbaubedingungen in den Tagebauten zu Abbaukosten, die sich zwischen den Ländern unterscheiden<sup>52</sup>. Diese Kostenunterschiede werden über die Transportkosten abgebildet: In Ländern mit höheren Abbaukosten als das europaweite Minimum ist der entsprechende Aufpreis in den Transportkosten vermerkt. Auch für Biogas und Biomasse unterscheiden sich die lokalen Produktionsbedingungen und damit die Produktionskosten. Jedoch sind hier die Kostenvariationen vor allem durch unterschiedliche Biomassequellen und Produktionstechnologien begründet<sup>53</sup>. Eine Unterscheidung der Kosten je Land könnte diese Unterschiede nicht abbilden. Daher wird hier, wie auch im TYNDP, mit europaweit einheitlichen Kosten gerechnet.

Für Wasserstoff wird von einer stark steigenden Verfügbarkeit bis zum Jahr 2030 ausgegangen, welche sich in fallenden Preisen äußert. Dabei werden hier die Kosten von grünem, also aus durch Elektrolyse aus erneuerbaren Energien hergestelltem Wasserstoff betrachtet, da aktuelle Diskussionen und EU-Regulatorik keine Anreize für die Nutzung von blauem Wasserstoff vorsehen<sup>54</sup>. Der TYNDP gibt für das Jahr 2025 nur Kosten von „decarbonized H<sub>2</sub> imports“ an, während im Jahr 2030 die Kosten für grünen Wasserstoff bereits mit denen aus anderen Produktionsrouten übereinstimmen. Diese Annahme erscheint – verglichen mit anderen Quellen – optimistisch. Für das Jahr 2030 werden daher Kosten aus einer aktuellen Studie<sup>55</sup> zu Wasserstoff-Bereitstellungskosten (inklusive Transport) angegeben, die bis 2040 linear an die im TYNDP genannte Entwicklung angepasst werden. Für 2025 wird diese lineare Entwicklung rückwirkend fortgeschrieben.

Bei Abfall besteht der Zweck der Verbrennung primär in der Abfallbeseitigung. Kuppelgas fällt ebenfalls als Abfallprodukt an und würde ansonsten ohne energetische Verwertung an die Atmosphäre abgelassen. Daher wird bei beiden Energieträgern von Energieträgerkosten von 0 ausgegangen.

---

<sup>50</sup> [https://www.marketwatch.com/investing/future/ho.1/charts?mod=mw\\_quote\\_tab](https://www.marketwatch.com/investing/future/ho.1/charts?mod=mw_quote_tab)

<sup>51</sup> <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2020/prices>

<sup>52</sup> <https://www.dei.gr/media/qbmj0twz/understanding-lignite-generation-costs-in-europe.pdf>

<sup>53</sup> [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE\\_Technologies\\_Cost\\_Analysis-BIOMASS.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-BIOMASS.pdf),  
[https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2021\\_Fraunhofer-ISE\\_LCOE\\_Renewable\\_Energy\\_Technologies.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2021_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf)

<sup>54</sup> <https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-wasserstoff-und-die-energiekrise-funf-knackpunkte>

<sup>55</sup> <https://www.lee-nrw.de/data/documents/2023/06/27/610-649a725bca40.pdf>

## 10.5 Elektrischer Wirkungsgrad

---

Der elektrische Wirkungsgrad, die erzeugte elektrische Energie pro eingesetzter thermischer Energie im Brennstoff, wird in  $MWh_{el}/MWh_{th}$  angegeben. Für die neuen Verbraucher wird pauschal von einem Wirkungsgrad von 1 ausgegangen. Die Kraftwerke mit Hauptenergieträger Wasserstoff werden dabei wie die entsprechenden Kraftwerke mit Hauptenergieträger Erdgas behandelt, da hier von ähnlichen Wirkungsgraden auszugehen ist<sup>56</sup>. Für Stromspeicher, insbesondere stationäre Batteriespeicher, Pumpspeicherkraftwerke und bidirektional geladene Fahrzeuge stellt der elektrische Wirkungsgrad die Effizienz eines Lade-Entladezyklus (round trip) dar.

Insgesamt ist zu beachten, dass für Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung der elektrische Wirkungsgrad etwas geringer ist als für Anlagen mit dem gleichen Hauptenergieträger ohne KWK. Das ist dadurch begründet, dass die Wärme bei einer höheren Temperatur abgeführt wird, als es bei einer auf Stromproduktion optimierten Anlage der Fall wäre. Der genaue Wirkungsgrad hängt in beiden Fällen von der genauen Anlagenauslegung ab. Daher handelt es sich hier um erwartbare Mittelwerte.

Im Falle von Müllverbrennungsanlagen lassen sich vor allem Zahlen zur möglichen Stromerzeugung pro Tonne Abfall finden. Die Werte liegen im Bereich von 300 – 500  $kWh_{el}/t$  für Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung<sup>57</sup>, wobei hier der Wert 480  $kWh_{el}/t$  gewählt wird<sup>58</sup>. Ohne Kraft-Wärme-Kopplung steigt die Ausbeute leicht. In diesem Fall wird von 600  $kWh_{el}/t$  ausgegangen<sup>59</sup>. Der durchschnittliche Energiegehalt von Siedlungsabfällen wird von Weber et al.<sup>60</sup> angegeben. Zusammen lassen sich daraus die elektrischen Wirkungsgrade berechnen.

## 10.6 Fixe Betriebskosten

---

Wie auch im Falle der Investitionskosten enthält die dena-Studie zum klimaneutralen Stromsystem<sup>61</sup> umfangreiche Informationen für die jährlichen fixen Betriebskosten, die pro Jahr zwischen 2,5 und 5 % der Investitionskosten liegen.

Für Biomassekraftwerke mit KWK sowie Erdgas-Turbinenkraftwerke mit KWK sind die fixen Betriebskosten der jeweiligen Technologien ohne KWK in Prozent der Investitionskosten pro Jahr angegeben. Dieser Wert wird entsprechend übernommen, was aufgrund der höheren Investitionskosten für die Kraftwerke mit KWK-Eigenschaft auch zu höheren fixen Betriebskosten führt.

Für Kraftwerke mit Hauptenergieträger Abfall werden die jährlichen fixen Betriebskosten von der dena-Studie auf 4 % der Investitionskosten geschätzt. Ebenso geben van der Zwaan et al.<sup>62</sup> jährliche Betriebskosten von 4 % der Investitionskosten für Kraftwerke mit Hauptenergieträger Geothermie an. Selbige Schätzung wird auch für Kraftwerke mit

---

<sup>56</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319922030890>

<sup>57</sup> <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/energie-muelltonne/>

<sup>58</sup> <https://ramboll.com/projects/group/waste-to-energy-facility-in-malmo>

<sup>59</sup> <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/365/6/062024/pdf>

<sup>60</sup> [https://www.researchgate.net/publication/338535004\\_Status\\_of\\_waste-to-energy\\_in\\_Germany\\_Part\\_I\\_-\\_Waste\\_treatment\\_facilities/link/5f0bb539299bf18816197659/download](https://www.researchgate.net/publication/338535004_Status_of_waste-to-energy_in_Germany_Part_I_-_Waste_treatment_facilities/link/5f0bb539299bf18816197659/download)

<sup>61</sup> [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261\\_dena-Leitstudie\\_Integrierte\\_Energiewende\\_lang.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf)

<sup>62</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037565051930094X>

Hauptenergieträger Kuppelgas angenommen, während für Kraftwerke mit Hauptenergieträger Mineralöl jährliche Betriebskosten in Höhe von 5 % der Investitionskosten angenommen werden. Für Kraftwerke mit Hauptenergieträger Wasserstoff werden jeweils dieselben absoluten Kosten angegeben wie für den entsprechenden Kraftwerkstyp mit Hauptenergieträger Erdgas. Das ist begründet durch die Annahme in Öberg et al.<sup>63</sup>, dass Wasserstoff-Kraftwerke sich im Betrieb nicht wesentlich von Erdgas-Systemen unterscheiden.

Im Falle von Netzersatzanlagen wird die in früheren Versorgungssicherheitsmonitorings<sup>64</sup> getroffene Annahme übernommen, die von jährlichen festen Kosten von 5 €<sub>2019</sub>/kW ausgeht. Umgerechnet auf das Basisjahr 2025 ergeben sich so 6,37 €/kW.

Für die DSM-Technologien in Industrie und GHD wurden Kostenparameter aus den Dissertation von Gils, Gruber und Steurer zusammengetragen<sup>65,66,67</sup>. Zur Einteilung in die unterschiedlichen Kostenklassen siehe den entsprechenden Abschnitt unter Investitionskosten.

Für die nicht-investiven neuen Verbraucher sind in den fixen Betriebskosten die Kosten für die Erschließung enthalten. Dabei werden nur die Kostenkomponenten berücksichtigt, welche notwendig sind, um die Anlagen für die Nutzung der Flexibilität zu ertüchtigen. Beispielsweise sind für eine Power-to-X-Anlage die Anlagenkosten selbst nicht enthalten, sondern nur Kosten für Personal sowie Hard- und Software zur Verfügbarmachung der Flexibilität. Einmalig auftauchende Investitionskosten werden dabei gleichmäßig über die Betriebsdauer verteilt. Die fixen Betriebskosten der nicht-investiven neuen Verbraucher sind daher vergleichsweise gering.

Für die Nutzung von batterieelektrischen Fahrzeugen, Haushaltswärmepumpen und PV-Heimspeichern sind im Wesentlichen einmalige IT-Installationen sowie jährliche Internetanschlussgebühren notwendig. In der Studie „Demand-Side-Management im Strommarkt“ der acatech<sup>68</sup> sind Schätzungen für die einmalig notwendigen Installationen und die regelmäßigen Kosten zu finden. Bei typischen installierten Leistungen solcher Anlage von 22 kW (für batterieelektrische Fahrzeuge) und 1,65 kW (Haushaltsspeicher)<sup>69</sup> sowie 12 kW (Wärmepumpen)<sup>70</sup> und einer Lebensdauer von 15 Jahren ergeben sich daraus die fixen Betriebskosten. Für bidirektional geladene Fahrzeuge fallen zudem Kosten für die bidirektionalen Wallboxen an, die aber in den Investitionskosten erfasst werden.

Für Power-to-X- und Power-to-Heat-Systeme sind die erforderlichen technischen Infrastrukturen vergleichbar mit denen für Demand-Side-Management in der Industrie. Es wird daher ebenfalls auf die Daten für große Industrieanlagen zurückgegriffen. Anders als bei großen Industrieanlagen müssen hier jedoch die (geringen) einmaligen Investitionskosten in den fixen Betriebskosten berücksichtigt werden (gleichmäßig verteilt über die Lebensdauer), da Power-to-X- und Power-to-Heat-Systeme nicht als investiv modelliert werden. Daher ergeben sich hier etwas höhere fixe Betriebskosten als für die entsprechenden DSM-Technologien.

---

<sup>63</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319922030890>

<sup>64</sup> [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile)

<sup>65</sup> <https://elib.uni-stuttgart.de/handle/11682/6905>

<sup>66</sup> <https://mediatum.ub.tum.de/1362576>

<sup>67</sup> <https://elib.uni-stuttgart.de/handle/11682/9198>

<sup>68</sup> [https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS\\_Technologiesteckbrief\\_DSM\\_im\\_Strommarkt.pdf](https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS_Technologiesteckbrief_DSM_im_Strommarkt.pdf)

<sup>69</sup> <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2021/studie-neues-strommarkt-design-fuer-erneuerbare-energien-von-fraunhofer-ise-und-ise-fuer-den-bee.html>

<sup>70</sup> <https://www.thermondo.de/info/rat/waermepumpe/leistung-und-groesse-einer-waermepumpe-berechnen/>

## 10.7 Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate

---

Der Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate für das Jahr 2025 wird aus aktuellen Marktdaten<sup>71</sup> durch Mittelung über die drei Monate zwischen dem 20.12.2023 und dem 20.03.2024 ermittelt. Für die Jahre 2030, 2040 und 2050 liegen Werte aus dem Announced-Pledges-Szenario des World Energy Outlook<sup>72</sup> vor, die linear interpoliert werden.

## 10.8 Sonstige Variable Kosten

---

Variable Kosten, die nicht für die Instandhaltung fällig werden, treten bei den neuen Verbrauchern auf. Bei Lastabschaltung in der Industrie und im GHD-Sektor werden die Kosten für die assoziierten Produktionsausfälle einbezogen. Für die Einteilung der DSM-Technologien in der Industrie in verschiedene Kostenklassen siehe die Ausführung in Abschnitt 10.12 zu den Investitionskosten. Für Power-to-X-Anlagen sind ebenfalls die entgangenen Einnahmen relevant. Dafür wird repräsentativ mit Wasserstoff-Elektrolyse gerechnet, welche Projektionen zufolge einen Großteil der in Europa installierten Power-to-X-Anlagen darstellen wird<sup>73</sup>. Mit mittleren Wasserstoff-Bereitstellungskosten (inklusive Transport) aus Merten et al.<sup>74</sup>, einem Abschlag von 20 % für den Transport und einer angenommenen Elektrolyse-Effizienz von 65 % ergeben sich daraus die sonstigen variablen Kosten. Für batterieelektrische Fahrzeuge, Haushaltswärmepumpen und PV-Heimspeicher wird der Betrieb jeweils so ausgelegt, dass sich keine Kosten für die Betreiber ergeben<sup>68</sup>.

## 10.9 Transportkosten (TK)

---

Die Transportkosten werden als länderspezifische Kosten für den Transport des Hauptenergieträgers angegeben. Für DSM-Technologien, Speichertechnologien mit Hauptenergieträger Strom sowie Kraftwerke mit den Hauptenergieträgern Geothermie, Laufwasser und Speicherwasser, bei welchen der Energieträger vor Ort zur Verfügung steht, treten keine Transportkosten auf. Für Erdgas wird von gleichmäßigen Transportkosten von 1,15 € / MWh für alle Länder des Betrachtungsgebiets ausgegangen.

Für Steinkohle schlüsseln Lehmann et al.<sup>75</sup> die Transportkosten zu einzelnen Kraftwerken in vier europäischen Ländern in einer detaillierten Kostenanalyse auf. Das Ergebnis zeigt, dass die Transportkosten primär durch den Transportmodus zum Kraftwerk bestimmt werden: Die niedrigsten Kosten fallen für Kraftwerke an, die direkt an einem Importhafen angesiedelt sind. Kraftwerke, die über Binnenschifffahrt versorgt werden können, zahlen etwas höhere Kosten für den Kohletransport. Beim Transport per Schiene werden die Kosten wiederum höher. Der Transportmodus hat einen dominierenden Effekt gegenüber der Transportdistanz.

---

<sup>71</sup> <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/futures>

<sup>72</sup> <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-and-climate-model-2022-key-input-data#>

<sup>73</sup> <https://pathfinder.ariadneprojekt.de/perspective/hydrogen-and-e-fuels/>

<sup>74</sup> <https://www.lee-nrw.de/data/documents/2023/06/27/610-649a725bcfa40.pdf>

<sup>75</sup> <http://www.iaee.org/en/publications/eeeparticle.aspx?id=353>

Zur Bestimmung der Transportkosten für Steinkohle teilen wir daher die Länder des Betrachtungsgebiets in drei Kategorien ein. Den Ländern werden Transportkosten zugewiesen, die in Lehmann et al. als repräsentativ für den jeweiligen Transportmodus gefunden wurden.

- Länder, bei denen ein Großteil der Steinkohlekraftwerke direkt am Meer liegen, oder die einen signifikanten Anteil der Kohle selbst produzieren (CZ, PL)<sup>76,77</sup>: Hier wird von Transportkosten von 0 € / MWh ausgegangen.
- Länder, in denen ein Großteil der Steinkohlekraftwerke an Flüssen liegen, die mit Importhäfen verbunden sind: Hier werden 0,92 € / MWh angesetzt.
- In den übrigen Ländern muss der Transport per Schiene erfolgen. Länder in denen keine Steinkohlkraftwerke mehr aktiv sind, wurden ebenfalls dieser Kategorie zugerechnet: Hier werden Transportkosten von 1,54 € / MWh fällig.

Zusätzlich wird wie in Lehmann et al. ein Aufpreis von 0,3 € / MWh für Länder eingerechnet, deren Importhäfen am Mittelmeer liegen. Für Frankreich, mit Importhäfen sowohl am Mittelmeer als auch an der Atlantikküste, wird dieser Aufschlag zur Hälfte berechnet. In Spanien liegt das einzige verbleibende Kohlekraftwerk an der Atlantikküste.

Für Kraftwerke mit Hauptenergieträger Mineralölprodukte wird ein straßengebundener Transport von dem jeweiligen Importhafen angenommen. Wesentliche Kostentreiber sind hier die Fahrerkosten, Treibstoffkosten und Investitionskosten für die Trankwagen. Als Abschätzung der Distanz wird die Distanz zwischen dem Hafen Rotterdam und dem Mittelpunkt des Landes berechnet.

Für Braunkohle gibt der Scenario Development Report des TYNDP vier Ländergruppen mit unterschiedlichen Braunkohlekosten an. Als länderunabhängige Größe wird der niedrigste dieser vier Werte als Energieträgerkosten eingetragen. Dieser gilt von den hier betrachteten Zonen nur für CZ. Für die zwei weiteren Gruppen, DE, SK und UK sowie HU, RO und SI wird der jeweilige Aufpreis in €/MWh<sub>th</sub> hier in den Transportkosten angegeben.

Bei Kernenergie machen die Transportkosten aufgrund der hohen Energiedichte nur einen kleinen Anteil der Brennstoffkosten aus<sup>78</sup>. Im Produktionsprozess durchläuft der Rohstoff mehrere Prozessschritte und wird mehrfach transportiert. Daher sind die Transportkosten bereits in den Brennstoffkosten enthalten. Zu berücksichtigen sind darüber hinaus die Entsorgungskosten. Genutzte Brennstäbe enthalten radioaktives Material und müssen prozessiert und in Teilen langfristig gelagert werden. Schätzungen zu langfristigen Lagerungskosten existieren bisher nur in wenigen Ländern der EU<sup>79</sup>. Eine detaillierte Studie wurde in Schweden durchgeführt<sup>80</sup>. Dort werden die Kosten für die Verarbeitung und Entsorgung von verbrauchten Brennstäben bezogen auf die Masse des enthaltenen Urans ermittelt. Zusammen mit einem Wert für die nutzbare Energie aus einer Tonne Uran<sup>81</sup> ergeben sich die Entsorgungskosten bezogen auf den nutzbaren thermischen Energiegehalt des Brennstoffs.

<sup>76</sup> <https://www.worldometers.info/coal/czechia-coal/>

<sup>77</sup> <https://www.worldometers.info/coal/poland-coal/>

<sup>78</sup> <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>

<sup>79</sup> <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/415a97ef-3b5f-11eb-b27b-01aa75ed71a1/language-en>

<sup>80</sup> <https://www.skb.com/publication/2494604/TR-19-26.pdf>

<sup>81</sup> <https://www.euronuclear.org/glossary/burn-up/>

## 10.10 Variable Instandhaltungskosten

---

Unter variablen Instandhaltungskosten werden Kosten für alle Prozesse zusammengefasst, die durch den Einsatz des Kraftwerks zur Aufrechterhaltung des normalen Betriebs notwendig werden. Dazu zählen zum Beispiel Wasserverbrauch und -aufbereitung, Abfallentsorgung und der Bezug von Verbrauchsmaterialien, etwa Chemikalien oder Schmieröle. Der Energieträger ist hier nicht enthalten. Die variablen Instandhaltungskosten werden in €/MWh<sub>el</sub> angegeben.

Für viele Kraftwerkstypen finden sich Angaben zu variablen Instandhaltungskosten in diversen Quellen. Für Kraftwerke mit dem Hauptenergieträger Biomasse stellt die IRENA-Analyse zur Stromproduktion aus Biomasse<sup>82</sup> eine umfangreiche Quelle dar, für die Hauptenergieträger Braunkohle, Steinkohle und Erdgas (combined cycle) finden sich Zahlen in der Fraunhofer-Kostenanalyse zu LCOE<sup>83</sup>, und für Erdgas (open cycle), Laufwasser, Speicherwasser und Pumpspeicherwasser in der BDI-Klimaneutralitätsstudie Klimapfade 2.0<sup>84</sup>. Für Kuppelgas und Heizöl wird die Dampfturbine als Anlage betrachtet, für die das entsprechende Technologie-Factsheet des US Department of Energy<sup>85</sup> variable Instandhaltungskosten angibt. Die Investitionskostenübersicht der US Energy Information Administration<sup>86</sup> stellt ebenfalls eine umfangreiche Quelle dar und enthält u. a. Werte für Kraftwerke mit den Hauptenergieträgern Abfall, Geothermie und Kernkraft. Weil hier eine Quelle von 2012 zugrunde liegt und die Zahlen sich auf den amerikanischen Markt beziehen, werden die variablen Instandhaltungskosten für 1000 h Betrieb als Anteil der Investitionskosten berechnet und auf die hier recherchierten Investitionskosten übertragen.

Kritische Teile, welche variable Kosten verursachen – insbesondere Verbrennungsprozesse und bewegliche Teile – sind zwischen Anlagen mit und ohne KWK identisch. Bei Anlagen mit KWK fallen nur unwesentlich weitere variable Kosten an. Daher wird hier der Wert der Anlagen ohne KWK übernommen. Wie schon zuvor bei den fixen Betriebskosten werden Kraftwerke mit Hauptenergieträger Wasserstoff wie das entsprechende Kraftwerk mit Hauptenergieträger Erdgas behandelt, da die Technologien, insbesondere die wartungsintensiven Anlagenteile, einander ähneln. Für Netzersatzanlagen wird ein Aufschlag von 50 % der Energieträgerkosten auf die variablen Kosten angenommen, um die An- und Abfahrtkosten zu modellieren<sup>87</sup>. Da die variablen Instandhaltungskosten im Modell nicht mit dem Jahr variieren, wird für die Berechnung ein mittlerer Energieträgerpreis über den Betrachtungszeitraum angenommen.

## 10.11 Abschaltkosten

---

Abgesehen von wenigen Ausnahmen machen die Abschaltkosten einen geringen Anteil an den Gesamtkosten aus, die für den Bau und Betrieb eines Kraftwerks notwendig sind. In diesen Fällen werden die Kosten der Abschaltung mit 5 % der Investitionskosten beziffert<sup>88</sup>.

---

<sup>82</sup> <https://www.irena.org/publications/2012/Jun/Renewable-Energy-Cost-Analysis---Biomass-for-Power-Generation>

<sup>83</sup> [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2021\\_Fraunhofer-ISE\\_LCOE\\_Renewable\\_Energy\\_Technologies.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2021_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf)

<sup>84</sup> [https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021\\_bdi\\_klimapfade\\_2.0\\_-\\_gesamstudie\\_-\\_vorabve](https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamstudie_-_vorabve)

<sup>85</sup> <https://www.energy.gov/eere/amo/articles/steam-turbines-doe-chp-technology-fact-sheet-series-fact-sheet-2016>

<sup>86</sup> [https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capital\\_cost\\_AEO2020.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capital_cost_AEO2020.pdf)

<sup>87</sup> [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaischen-strommaerkten.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile)

<sup>88</sup> <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>

Von besonderem Interesse sind Abschaltkosten im Fall der Kernkraftwerke, da hier radioaktive Kraftwerkselemente zurückgebaut und entsorgt werden müssen. Eine erste Abschätzung der Abschaltkosten für bestehende Kernkraftwerke ermöglichen die Rücklagen der deutschen Kernkraftwerksbetreiber (EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall), welche diese im Rahmen des Atomgesetzes bilden müssen. Diese bewegten sich im Jahr 2014 zwischen 1.300 und 2.100 €/MW<sub>el</sub><sup>89</sup>. Nach Informationen des BMWK basierend auf dem Gutachten zum Stresstest Kernenergie<sup>90</sup> sind für die 23 noch rückzubauenden Kraftwerke Mittel von 47,5 Mrd. €<sub>2014</sub> notwendig. Bei einer durchschnittlichen Leistung von etwa 1000 MW<sub>el</sub><sup>91</sup> führt das zu Abschaltkosten von 2,06 Mio.€<sub>2014</sub>/MW<sub>el</sub>.

Für Geothermie-Projekte ist die Nutzung der Bohrung interessant: Die typische Nutzungsdauer von Geothermiebohrungen wird mit 50 Jahren und mehr angegeben<sup>92</sup> und überschreitet damit die Lebensdauer des Kraftwerks (hier mit 30 Jahren angenommen). Üblicherweise werden Geothermiebohrungen daher weiter genutzt. Es werden daher die üblichen Abschaltkosten von 5 % der Investitionskosten angenommen, die sich aber nur auf das Kraftwerk beziehen, während der Wiederverschluss der Bohrungen nicht betrachtet wird.

## 10.12 Investitionskosten

---

Für viele Kraftwerkstypen, insbesondere konventionelle Kraftwerke, kann von einer aktuell hohen Technologiereife ausgegangen werden, sodass weitere Kostensenkungen nicht auftreten<sup>93</sup>. Dies schlägt sich in zeitlich konstanten Investitionskosten nieder. Für die übrigen Kraftwerkstypen sind Kosten in relevanten Quellen meist für bestimmte Basisjahre angegeben. Die Kostenparameter für Jahre zwischen diesen Basisjahren wurden durch lineare Interpolation ermittelt.

Wo möglich, wurden Kostenparameter der dena<sup>94</sup> übernommen und entsprechend der Inflation auf das Kostenjahr 2025 angepasst. Ausnahmen stellen die Kraftwerke mit Hauptenergieträgern Geothermie und Kernkraft dar, für die weitere Recherchen durchgeführt wurden. Für DSM-Technologien in der Industrie und dem GHD-Sektor wurde bereits in Kapitel 7 eine Analyse durchgeführt.

Nach Angaben des Bundesverbands Geothermie sind Stand 2022 in Deutschland 12 Geothermiekraftwerke in Betrieb<sup>95</sup>. Die durchschnittliche elektrische Leistung beträgt rund 3,8 MW. Ein Großteil der Investitionskosten für ein Geothermiekraftwerk wird für die Bohrungen verwendet und ist damit auch immer standort- und tiefenabhängig. Andere Faktoren, wie der Typ des Kraftwerks (Dry-Steam vs. Flash vs. Binärkraftwerk), haben einen relativ geringen Einfluss. Die durchschnittliche Tiefe der Wärmequelle von Geothermiekraftwerken mit Stromproduktion in Deutschland beträgt etwa 3.900 m<sup>96</sup>. Unter den drei genannten Kraftwerkstypen ist die Annahme von Binärkraftwerken sinnvoll, da sie die

---

<sup>89</sup> [https://www.bund.net/fileadmin/user\\_upload\\_bund/publikationen/atomkraft/atomkraft\\_atomrueckstellungen\\_studie.pdf](https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/atomkraft/atomkraft_atomrueckstellungen_studie.pdf)

<sup>90</sup> [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stresstestkernenergie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stresstestkernenergie.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

<sup>91</sup> [https://www.bund.net/fileadmin/user\\_upload\\_bund/publikationen/atomkraft/atomkraft\\_atomrueckstellungen\\_studie.pdf](https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/atomkraft/atomkraft_atomrueckstellungen_studie.pdf)

<sup>92</sup> [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi\\_de/bericht-eeg-3-geothermie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=7](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-3-geothermie.pdf?__blob=publicationFile&v=7)

<sup>93</sup> [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2021\\_Fraunhofer-ISE\\_LCOE\\_Renewable\\_Energy\\_Technologies.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2021_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf)

<sup>94</sup> [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261\\_dena-Leitstudie\\_Integrierte\\_Energiewende\\_lang.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf)

<sup>95</sup> <https://www.geothermie.de/geothermie/geothermie-in-zahlen.html>

<sup>96</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032119308664>

geringsten Anforderungen an die Temperatur des geothermischen Reservoirs haben und damit die geringste Standortabhängigkeit aufweisen.

In Frey et al.<sup>97</sup> ist eine detaillierte Formel für die Investitionskosten von Geothermiekraftwerken des Typs Binärkraftwerk in Deutschland im Jahr 2022 angegeben. Basierend auf durchschnittlichen Anlagenparametern (Tiefe und elektrischer Leistung) der Anlagen in Deutschland sowie der Annahme von 1.000 m Abstand zwischen den Endpunkten der Bohrungen ergeben sich spezifische Investitionskosten für rein elektrische Geothermiekraftwerke sowie solche mit KWK-Eigenschaft.

Die Ergebnisse liegen im Bereich der Werte, die in van der Zwaan et al.<sup>98</sup> für die Ermittlung globaler Geothermie-Potenziale angenommen werden, und befinden sich am unteren Ende der Skala der bereits umgesetzten Projekte in Deutschland (7.000–27.000 €/kW<sub>el</sub>)<sup>99</sup>.

Für Projektionen bis 2055 wird die Annahme aus van der Zwaan et al.<sup>98</sup> von einer Kostenreduktion um 18,8 % von 2020 bis 2050 für binäre Geothermie-Kraftwerke verwendet. Diese wird linear über die betrachteten Jahre aufgeteilt.

Investitionskosten für Müllverbrennungskraftwerke werden meist bezogen auf die Abfallverwertungskapazität anstelle der installierten elektrischen Leistung angegeben. Mit einer Abschätzung des verwertbaren Energiegehalts lassen sich daraus die Kosten pro installierte Leistung berechnen.

Für Kraftwerke mit dem Hauptenergieträger Abfall existieren in Europa verschiedene empirische Untersuchungen, welche im Wesentlichen übereinstimmende Kostenabschätzungen treffen:

- 600–1000 \$<sub>2016</sub> / tpa (tpa = ton per annum) mit Basisjahr 2016<sup>100</sup>
- 500-800 € / tpa<sup>101</sup>
- 600 \$<sub>2016</sub> / tpa für mittelgroße bis große Kraftwerke (>500.000 tpa)<sup>102</sup>

Für die Berechnung des Kostenparameters wird hier von 600 \$<sub>2016</sub> / tpa ausgegangen.

Auch für die verwertbare Energie existieren unterschiedliche Zahlen aus verschiedenen Quellen, die sich vor allem durch die unterschiedlichen untersuchten Abfallsorten begründen lassen. Für Nicht-KWK-Kraftwerke gibt die Weltbank<sup>103</sup> mit 600 kWh<sub>el</sub> / t eine mittlere Zahl für die Verwertung von Siedlungsabfällen an. Im Fall von wärmegekoppelten Anlagen wird ein Teil der Wärme abgeführt, so dass pro Tonne Abfall eine geringere Menge an elektrischer Energie zur Verfügung steht, da der elektrische Wirkungsgrad sinkt. Hier kann mit 480 kWh<sub>el</sub> / t gerechnet werden<sup>104,105</sup>.

Durch Multiplikation der Kosten für Abfallverwertungskapazität mit der Anzahl der Stunden im Jahr und Division durch die verwertbare Menge an Energie pro Tonne Abfall ergeben sich schließlich die Investitionskosten für die installierte elektrische Leistung.

<sup>97</sup> <https://link.springer.com/article/10.1007/s11053-022-10138-4>

<sup>98</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037565051930094X>

<sup>99</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032119308664>

<sup>100</sup> <https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/d3f9d45e-115f-559b-b14f-28552410e90a>

<sup>101</sup> <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/365/6/062024/pdf>

<sup>102</sup> <https://wteinternational.com/news/cost-of-incineration-plant/>

<sup>103</sup> <https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/4b35dbd9-06fa-541d-ac27-291200ac357b>

<sup>104</sup> <https://ramboll.com/projects/group/waste-to-energy-facility-in-malmo>

<sup>105</sup> <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/365/6/062024/pdf>

Müllverbrennung ist eine gut erprobte Technologie. Für auf konventioneller Verbrennung basierende Kraftwerke finden sich in der Literatur keine Hinweise auf erhebliche Kosteneinsparungen durch technologische Entwicklungen. Daher wird von konstanten Investitionskosten über den Betrachtungszeitraum ausgegangen.

Erdgaskraftwerke sind ebenfalls eine ausgereifte Technologie. Allerdings wird hier davon ausgegangen, dass sämtliche neu installierte Erdgaskraftwerke zur Umstellung auf 100 % Wasserstoffbetrieb in der Lage sein müssen (also H<sub>2</sub>-ready sind) und dass diese Umstellung im Laufe der Lebenszeit erfolgt. Nach einem gemeinsamen Positionspapier von vgb und BDEW<sup>106</sup> fallen für eine solche Umstellung zwischen 13 und 45 % der initialen Investitionskosten der Erdgasturbine an, wenn die Umrüstung des Kraftwerks von vornherein mitgeplant wird. Da von einer Umstellung während der Lebensdauer ausgegangen wird, werden die Umstellungskosten in den Investitionskosten berücksichtigt. Die Investitionskosten für Kraftwerke mit Hauptenergieträger Erdgas werden dafür aus der Leitstudie der dena<sup>94</sup> übernommen und dann um einen Aufschlag für die H<sub>2</sub>-readiness von 25 % der Kosten für Erdgasturbinenkraftwerke (ohne KWK) erhöht.

Für Wasserstoff-Kraftwerke (sowohl Wasserstoff-Turbinen als auch GuD) geben verschiedene Quellen<sup>63,107</sup> Kosten für das Jahr 2025 an, zwischen denen der Mittelwert gebildet wird. In den Jahren danach wird mit einer rapiden Markteinführung gerechnet<sup>108</sup>, so dass sich bis 2035 die Kosten linear an die Kosten der entsprechenden Gaskraftwerke anpassen, wobei hier der Aufschlag für die Umrüstung auf 100 % H<sub>2</sub> entfällt. Dadurch sind Wasserstoff-Kraftwerke in den ersten Jahren bis 2031 teurer als neue, H<sub>2</sub>-ready Gaskraftwerke (einschließlich deren Umrüstungskosten auf 100 % H<sub>2</sub>), und danach langfristig günstiger.

Der zusätzliche Aufwand für KWK ist ebenfalls vergleichbar mit Erdgas, da die Wärmeauskopplung aus dem Dampf- bzw. Abgasstrom erfolgt und somit nicht durch die Wahl des Energieträgers beeinflusst wird. Für Kraftwerke mit KWK wird daher von der gleichen Kostensteigerung gegenüber Kraftwerken ohne KWK ausgegangen wie im analogen Fall von Erdgas.

Für Kuppelgas und Mineralölprodukte wird von Dampfturbinen ausgegangen. Für diese findet sich eine Kostenangabe für das Jahr 2016 von 666 \$<sub>2016</sub> / kW<sub>el</sub><sup>109</sup>. Im Falle von Kuppelgas wird ein Kostenaufschlag von 20 % angenommen, um der geringeren Energiedichte des verwendeten Gases Rechnung zu tragen. Für Kraft-Wärme-Kopplung wird der gleiche Aufpreis wie bei offenen Gasturbinen verwendet. Da die Technologie bereits ausgereift ist, kommt es nicht zu einer Kostendegression.

Für die Kosten der DSM-Technologien in Industrie und GHD bieten die Dissertationen von Gils, Gruber und Steurer die Basis<sup>65,66,67</sup>. Typischerweise bedeuten höhere Einsatzkosten auch niedrigere Investitionskosten, siehe Abbildung 10-1. Die Technologieoptionen der Industrie wurden nach Einsatzkosten in 4 Klassen eingeteilt. Dabei sind die Industriezweige mit den höchsten Einsatzkosten in der ersten Klasse enthalten (Kupfer, Zink, Holzstoffe, CaC<sub>2</sub> und Luftzerlegung). Die zweite und dritte Klasse enthalten die Industrien Zement, Aluminium und Stahl sowie Papier und Chlorelektrolyse. Für diese ersten drei Klassen sind die Investitionskosten mit rund 500 € / MW annähernd gleich hoch. Die vierte und letzte Klasse enthält die Potenziale für industrielle Kühlung und Lüftung und ist durch niedrigere

<sup>106</sup> [https://www.vgbe.energy/?jet\\_download=b9add7cfbb1893a0d568a17dbcd504642165f28d](https://www.vgbe.energy/?jet_download=b9add7cfbb1893a0d568a17dbcd504642165f28d)

<sup>107</sup> [https://static.agora-energiemwende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020\\_10\\_KNDE/A-EW\\_195\\_KNDE\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiemwende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_195_KNDE_WEB.pdf)

<sup>108</sup> <https://reiner-lemoine-institut.de/policy-briefing-h2-ready-gaskraftwerke-christidis-et-al-2023/>

<sup>109</sup> <https://www.energy.gov/eere/amo/articles/steam-turbines-doe-chp-technology-fact-sheet-series-fact-sheet-2016>

Einsatzkosten und höhere Investitionskosten (von 6200 € / MW) charakterisiert. In der separaten Klasse GHD sind schließlich die Potenziale von Raumwärme- und Kälte sowie Wasserwärme und -aufbereitung im GHD-Bereich enthalten, welche wiederum höhere Investitionskosten und geringere Einsatzkosten aufweisen. Nach der Analyse wurden Investitions- und Einsatzkosten durch Anwendung des Inflationszinssatzes an das Basisjahr 2025 angepasst.

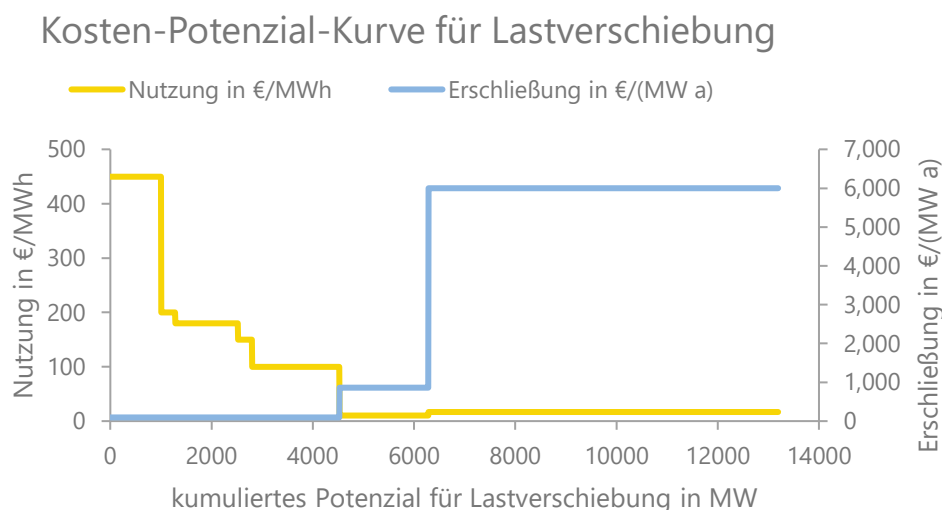


Abbildung 10-1: Einsatz- und Investitionskosten nach Potenzial für die untersuchten DSM-Technologien in den Industrie- und GHD-Sektoren. Eigene Darstellung basierend auf <sup>65,66,67</sup>.

Für die nicht-investiven neuen Verbraucher (batterieelektrische Fahrzeuge, Haushaltsstromspeicher, On- und Offsite Power-to-X, Power-to-Heat sowie Wärmepumpen) wird von Investitionskosten von 0 ausgegangen. Für die Nutzung relevante Kosten zur Nutzbarmachung des Lastmanagement-Potenzials sind stattdessen in den fixen Betriebskosten enthalten.

Für die Möglichkeit zum bidirektionalen Laden ist die Installation einer bidirektionalen Wallbox notwendig, die etwas höhere Kosten aufweist als eine unidirektionale Wallbox. Während für batterieelektrische Fahrzeuge davon ausgegangen wird, dass die Installation der Wallbox durch den Nutzer ohnehin stattfindet, wird der Aufpreis der bidirektionalen Wallbox hier als zusätzliche Investitionskosten aufgeführt. Eine vom ADAC veröffentlichte Studie gibt einmalige Mehrkosten von im Mittel 3.000 € an,<sup>110</sup> wodurch sich bei einer Ladeleistung von 11 kW Investitionskosten von rund 280 € / kW ergeben.

Investitionskosten von Erdgasturbinen sowie Kraftwerken mit Hauptenergieträger Biomasse und Kernenergie sind in der dena-Studie angegeben, die jeweiligen Kosten zuzüglich Kraft-Wärme-Kopplung jedoch nicht. Hierfür wurden jeweils andere Quellen verwendet, um den Aufpreis der KWK zu bestimmen<sup>111,112,113</sup>.

<sup>110</sup> [https://assets.adac.de/image/upload/v1693546536/ADAC-eV/KOR/Text/PDF/Bidirektionales\\_20Laden\\_20\\_E2\\_80\\_93\\_20Anwendungsf\\_C3\\_A4lle\\_20aus\\_20Nutzersicht\\_av5yii.pdf](https://assets.adac.de/image/upload/v1693546536/ADAC-eV/KOR/Text/PDF/Bidirektionales_20Laden_20_E2_80_93_20Anwendungsf_C3_A4lle_20aus_20Nutzersicht_av5yii.pdf)  
<sup>111</sup> [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE\\_Technologies\\_Cost\\_Analysis-BIOMASS.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-BIOMASS.pdf)  
<sup>112</sup> <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>  
<sup>113</sup> <https://neutronbytes.com/2020/01/18/south-koreas-smart-smr-gets-new-life/>

Für Netzersatzanlagen wurden Kosten von rund 260 € / kW gewählt. Dies sind die Kosten für eine Notstromaggregat mittlerer Größe<sup>114</sup>.

## 10.13 Lebensdauer

---

Die typischen Lebensdauern für Kraftwerke eines Typs finden sich jeweils in den angegebenen Quellen. Für Wasserstoff-Kraftwerke wird dabei die Lebensdauer des entsprechenden Erdgas-Kraftwerks angenommen. Für neue Verbraucher wird von einer Lebensdauer von 15 Jahren ausgegangen.

## 10.14 Investitionskosten Retrofit

---

Die Kosten eines Retrofits hängen stark von der durchgeführten Maßnahme ab. Retrofits können verschiedenen Zielen dienen, etwa einen verschleißbedingten Ausfall zu beheben, einen Wirkungsgradabfall abzuschwächen oder den Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks zu erhöhen.

Von Interesse für die Modellierung sind Retrofits, welche die Lebensdauer eines Kraftwerks verlängern, was entsprechend durch die Lebensdauererweiterung durch Retrofits im Modell abgebildet wird. Markewitz et al.<sup>115</sup> analysieren verschiedene durchgeführte Retrofits auf Kosten, Erhöhung der Effizienz und Verlängerung der Lebensdauer. Dabei wird die Schlussfolgerung gezogen, dass lebensdauererweiternde Maßnahmen nicht als ein Paket, sondern vielmehr über die gesamte Lebensdauer des Kraftwerks durchgeführt werden. Somit werden in dieser Datenlieferung für die Ermittlung der Kosten alle durchgeführten Maßnahmen zusammengefasst, welche gemeinsam zur Verlängerung der Lebensdauer führen.

In einer Studie der US Energy Information Administration<sup>116</sup> werden für einen einmaligen Retrofit 40 % der initialen Investitionskosten berechnet. Henderson<sup>117</sup> vergleicht Kosten für Turbinenaustausch bei thermischen Kraftwerken. Markewitz et al.<sup>115</sup> führen gesammelte Maßnahmen auf, welche bei Kohlekraftwerken zu Lebensdauererweiterungen führen. Dabei liegt die Summe der Kosten für die Maßnahmen etwa bei 20 – 30 % der initialen Investitionskosten.

Basierend auf der Literatur lässt sich kein einheitlicher Wert feststellen, der alle Maßnahmen abbilden würde. Eine Annahme von 30 % der initialen Investitionskosten liegt jedoch im Mittel der recherchierten Kosten und erscheint unabhängig vom konkreten Kraftwerkstyp plausibel.

Für Wasserkraftwerke werden andere Zahlen als für die thermische Kraftwerke verwendet: Hier fließt ein Großteil der Investitionen in die Konstruktion der Infrastruktur, welche eine sehr lange Lebensdauer hat und nicht zu den typischerweise einem Retrofit unterzogenen Bestandteilen gehört. Stattdessen werden Retrofits zumeist an den beweglichen Teilen durchgeführt, die für die eigentliche Stromerzeugung zuständig sind: Hierzu gehören insbesondere Turbinen und

---

<sup>114</sup> <https://www.feeder-generators.com/produkte/diesel-stromerzeuger-luftgekuehlt/?p=1>

<sup>115</sup> [https://user.fz-juelich.de/record/828547/files/2017\\_Paper\\_JEWT2017\\_Markewitz.pdf](https://user.fz-juelich.de/record/828547/files/2017_Paper_JEWT2017_Markewitz.pdf)

<sup>116</sup> [https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/generationcost/pdf/full\\_report.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/generationcost/pdf/full_report.pdf)

<sup>117</sup> [https://usea.org/sites/default/files/082013\\_Upgrading%20and%20efficiency%20improvement%20in%20coal-fired%20power%20plants\\_ccc221.pdf](https://usea.org/sites/default/files/082013_Upgrading%20and%20efficiency%20improvement%20in%20coal-fired%20power%20plants_ccc221.pdf)

Generatoren<sup>118,119</sup>. In einer Kostenanalyse der IRENA<sup>120</sup> werden die Kosten von typischen Retrofitmaßnahmen mit etwa 30 % der ursprünglichen elektro-mechanischen Kosten beziffert. Diese machen wiederum etwa 30 % der gesamten Investitionskosten bei einem Neubau des Wasserkraftwerks aus. Die Retrofitkosten für Wasserkraftwerke werden daher hier als 9 % der initialen Investitionskosten angegeben.

## 10.15 Lebensdauer Retrofit

---

Zumeist werden Retrofits oder Modernisierungen kontinuierlich über die Lebensdauer des Kraftwerks durchgeführt, siehe z.B. die Fallbeschreibungen in Markewitz et al.<sup>115</sup> oder die Analyse in der US Energy Information Administration<sup>116</sup>. Durch die große Bandbreite an möglichen Retrofitmaßnahmen mit unterschiedlichen Kosten ergibt sich eine ebenso große Bandbreite an Lebensdauererlängerungen. Hier wird von einer relativ umfangreichen Maßnahme ausgegangen, die die Lebensdauer signifikant verlängert. Dabei kann auch eine Sammlung von kleineren Maßnahmen, die in der Praxis über einen Zeitraum von mehreren Jahren durchgeführt werden, durch das Modell gemeinsam als ein Retrofit betrachtet werden.

Literatur zu Lebensdauererlängerungen ist im Wesentlichen zu fossilen Kraftwerken vorhanden. Das UBA<sup>121</sup> führt Lebensdauererlängerungen von 10 Jahren an. Lahmeyer et al.<sup>122</sup> betrachten Lebensdauererlängerungen von 20 Jahren. Die in Markewitz et al.<sup>115</sup> genannten Lebensdauererlängerungen liegen bei 10, 15 und 20 Jahren. Für andere Technologien ist die Quellenlage begrenzt. Hier wird ein technologieunabhängiger Wert von 15 Jahren gewählt.

Für Wasserkraftwerke bezieht sich die Lebensdauer des Retrofits auf die Lebensdauer der kurzlebigsten Bauteile, speziell von Generatoren und Turbinen (siehe Abschnitt 10.14). Für diese kann nach verschiedenen Quellen<sup>118,119,120</sup> von einer Lebensdauer von 30 Jahren ausgegangen werden.

---

<sup>118</sup> <https://www.sci-hub.se/10.1109/TDXEI.2008.4543104>

<sup>119</sup> <https://ieeexplore.ieee.org/document/4543104>

<sup>120</sup> [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE\\_Technologies\\_Cost\\_Analysis-HYDROPOWER.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-HYDROPOWER.pdf)

<sup>121</sup> [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-02-17\\_cc\\_08-2021\\_transformation\\_stromerzeugung\\_2050\\_0.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-02-17_cc_08-2021_transformation_stromerzeugung_2050_0.pdf)

<sup>122</sup> <https://cea.nic.in/wp-content/uploads/2020/04/lahmeyer.pdf>

# 11 Kraftwerksliste – Exogene Vorgaben

Als exogene Vorgaben werden politische Vorgaben zu Obergrenzen, Beständen, Zubau und Rückbau für Kraftwerke in den einzelnen Ländern angegeben, soweit diese bekannt sind. Damit sind unter anderem der Kohleausstiegspfad Deutschlands sowie der weitere Bestand oder die Expansion der Kernenergie in Polen und Frankreich erfasst.

Zudem werden Informationen über abzusichernde Leistungen in den nationalen Kapazitätsmärkten sowie Kraftwerkstyp- und länderspezifische De-Rating-Faktoren angegeben.

## 11.1 Exogene Vorgaben

---

Unter die Randbedingungen für die Entwicklung der installierten Kraftwerksleistungen fallen Vorgaben zu Beständen, Obergrenzwerten, Rückbauten und Zubauten der installierten Leistungen.

Je nach Zone und Kraftwerkstyp können unterschiedliche Vorgaben gelten. Beispielsweise ist der in Deutschland beschlossene Atomausstieg dadurch im Modell repräsentiert, dass für Kraftwerke mit Hauptenergieträger Kernkraft in der Zone DE für alle betrachteten Jahre eine Bestandsvorgabe von 0 MW installierter Leistung gilt. In der Zone ES wiederum existiert ab 2030 eine Obergrenze von 3.000 MW<sup>123</sup>, während in FR keine Beschränkung gilt, sondern ein Szenarienpfad vorgegeben ist. Dem Modell wird entsprechend als Input eingegeben, ob eine Vorgabe beachtet werden muss und, wenn ja, welche Art von Vorgabe gilt.

Dabei bestehen folgende Möglichkeiten:

- Die installierte Leistung des Kraftwerkstyps kann sich in der Zone frei entwickeln. Es gibt keine Vorgaben für Bestand oder maximale installierte Leistung.
- Die installierte Leistung kann sich unterhalb einer Obergrenze frei entwickeln. Eine Obergrenze kann auch für die installierte Leistung mehrerer Kraftwerkstypen gemeinsam gelten, wie etwa für Steinkohlekraftwerke mit und ohne KWK.
- Es erfolgt nur modellexogener Zubau, also über bekannte Neubauprojekte oder politische Vorgaben. Modellendogener kann aber Rückbau erfolgen.
- Es existiert eine Bestandsvorgabe für die installierte Leistung des Kraftwerkstyps, sodass der Pfad für das Modell über den gesamten Betrachtungszeitraum vorgegeben ist. Dieser Bestand kann auch permanent bei 0 MW liegen.

Die möglichen Zone-Kraftwerkstyp-Kombinationen wurden anhand verschiedener Kriterien den einzelnen Freiheitsgraden zugeordnet.

Für die investiven neuen Verbraucher sowie die Netzersatzanlagen sind maximal erschließbare Potenziale aus der Analyse der Investitionskosten bekannt<sup>65,66,67</sup>. Diese werden als Obergrenzwerte abgebildet. Weiterhin sind für die nicht-investiven neuen Verbraucher Bestandsvorgaben bekannt.

Kraftwerke mit Hauptenergieträger Abfall dienen vorrangig der Abfallentsorgung. Da Bau und Betrieb dieser Anlagen vergleichsweise teuer sind und sich die Anlagen allein aufgrund der

---

<sup>123</sup> <https://www.nucnet.org/news/nuclear-continues-as-backbone-of-power-generation-1-3-2023>

Stromerzeugung nicht am Markt halten könnten, wird hier eine Bestandsvorgabe als sinnvoll angesehen. Laut Prognose des Umweltbundesamtes für das Jahr 2030<sup>124</sup> nimmt das Volumen des energetisch verwerteten Abfalls in den kommenden Jahren leicht ab. Parallel verringert sich durch den Kohleausstieg jedoch auch die Menge des Abfalls, welcher durch Co-Befuerung in Kohlekraftwerken verwertet werden kann, was wiederum zu einem erhöhten Bedarf an thermischen VerwertungsKapazitäten außerhalb der Kohlekraftwerke führt. Es ist daher davon auszugehen, dass die installierte Leistung an Kraftwerken mit Hauptenergieträger Abfall in den nächsten Jahren nicht signifikant zurückgehen wird. Der Bestand wird daher in jeder Zone gleichbleibend auf den im Jahr 2025 bestehenden Wert festgesetzt.

Bei Kuppelgas handelt es sich ebenfalls um ein Abfallprodukt, welches zur Energiegewinnung eingesetzt werden kann. Kuppelgase fallen bei verschiedenen Prozessen der Stahlherstellung in der konventionellen Hochofenroute an. Ein Weiterbetrieb ist daher nur solange möglich, wie die Hochofenroute weiter eine Rolle in der Stahlherstellung spielt. Insbesondere mit Blick auf die Treibhausgasneutralität der EU im Jahr 2050<sup>125</sup> ist davon auszugehen, dass nach 2050 keine Kuppelgaskraftwerke mehr in Betrieb sein werden. Ein Absinken der maximalen Kapazität an Kuppelgaskraftwerken auf 0 bis zum Jahr 2050 erscheint daher wahrscheinlich. Andererseits ist die thermische Verwertung des Kuppelgases ökonomisch sinnvoll und auch hinsichtlich der Emissionen vorteilhaft gegenüber dem direkten Ausstoß. Daher wird hier mit einer Bestandsvorgabe gerechnet, welche vom Bestand in 2025 bis 2050 linear auf 0 MW abfällt.

Biomasse und Biogas stellen flexible erneuerbare Energiequellen dar, die an vielen Stellen fossile Energieträger ersetzen können. Aufgrund prioritärer Nutzung in anderen Sektoren, etwa der Industrie, wird der Einsatz von Biomasse im Stromsektor rückläufig gesehen<sup>126,127</sup>. Gleichzeitig ist die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen stark durch politische Vorgaben und Ziele beeinflusst. Für die Anlagen mit dem Hauptenergieträger Biomasse werden im Betrachtungsgebiet daher konstante Bestandsvorgaben gewählt. Eine Ausnahme stellt Deutschland dar, wo konkrete Annahmen des BMWK zur Entwicklung der Biomasseverstromung bestehen.

Für die Energieträger Pumpspeicherwasser, Speicherwasser und Laufwasser ist das Potenzial weitestgehend ausgereizt. Auch im TYNDP wird nur an wenigen Stellen Zubau an Wasserkraftanlagen gesehen. Um dieses begrenzte Potenzial abzubilden und gleichzeitig den bekannten Neubau einzubeziehen, wird hier eine Bestandsvorgabe aus der Kraftwerksliste ermittelt: Der aktuelle Bestand bildet den Startwert, zu dem dann die bekannten Neubaukraftwerke hinzugerechnet werden. Anstelle von lebensdauerbedingten Abschaltungen wird von Retrofits ausgegangen, sodass die Kraftwerke auch weiterhin in Betrieb bleiben können. Dahinter steht die Annahme, dass die aktuell installierten Wasserkraftwerke zusammen mit dem bekannten Neubau eine Obergrenze für das ausschöpfbare Potenzial darstellen.

Ähnlich wie bei der Wasserkraft handelt es sich bei der Geothermie um einen Energieträger, der im Wesentlichen durch das wirtschaftliche und technische Potenzial beschränkt ist.

---

<sup>124</sup> [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-06-26\\_texte\\_51-2018\\_energieerzeugung-abfaelle.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-06-26_texte_51-2018_energieerzeugung-abfaelle.pdf)

<sup>125</sup> <https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20210419IPR02302/eu-klimaneutralitaet-bis-2050-europaisches-parlament-erzielt-einigung-mit-rat>

<sup>126</sup> <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/48610/5a23ce0d09361a2dcd5d8a72e34cfe58>

<sup>127</sup> <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/scenario-results/#results>

Während die Nutzung der Geothermie zur Wärmeerzeugung in vielen Regionen in Deutschland eine sinnvolle Option darstellt, sind die Voraussetzungen für die Produktion von elektrischem Strom höher. So werden Geothermie-Anlagen in Deutschland fast nur in Zeiten niedriger Strompreise im Sommer zur Stromproduktion eingesetzt, wenn die Anlagen durch den Wärmebedarf nicht ausgelastet sind<sup>128</sup>. Nennenswerte Stromproduktion aus Geothermie findet im Betrachtungsgebiet nur in Italien statt, mit rund 800 MW installierter Leistung. Deutschland steht mit knapp über 60 MW installierter Leistung an zweiter Stelle. Sehr große wirtschaftliche Potenziale werden in Europa darüber hinaus nur in Island, den Azoren und der Türkei gesehen, welche nicht zum Betrachtungsgebiet gehören<sup>129</sup>. Aufgrund der aufwendigen Erkundung und Bohrungen ist die Errichtung neuer Geothermiekraftwerke zudem mit langen Vorlaufzeiten verbunden und erfordert erhebliche Investitionen, weshalb eine dynamische Entwicklung für Stromerzeugung mittels Geothermie innerhalb der nächsten Jahre nicht zu erwarten ist. Aus den genannten Gründen wird für Kraftwerke mit Hauptenergieträger Geothermie hier eine Bestandsvorgabe basierend auf der initial installierten Leistung nach Kraftwerksliste vorgesehen.

Die Stromerzeugung aus Mineralölprodukten geht seit Beginn der 2000er kontinuierlich zurück<sup>130</sup>. Dabei spielen auch die hohen Kosten des Energieträgers eine Rolle. Wie in Kapitel 10.4 erläutert, ist ein langfristiger Rückgang der Mineralölpreise nicht zu erwarten. Gleichzeitig bestehen für Öl-betriebene Kraftwerke keine Anreize zum Neubau oder Weiterbetrieb. Daher wird eine weiter zurückgehende Bedeutung von Öl in der Stromerzeugung erwartet<sup>131</sup>. Dies wird darüber abgebildet, dass nur noch bekannte Neubaumaßnahmen und –vorgaben zu einer Vergrößerung der installierten Leistung führen können.

Unter dem Energieträger "Sonstiges" sind verschiedene Anlagentypen zusammengefasst, so dass eine einheitliche Auswertung schwierig ist. Nennenswerte Zubauten sind jedoch aufgrund des limitierten Potenzials der wesentlich repräsentierten Energieträger Grubengas und Klärschlamm nicht zu erwarten. Auch hier sind daher nur noch bekannte Neubaumaßnahmen und –vorgaben vorgesehen. Ein weiterer Neubau ist nicht zugelassen.

Bei Anlagen mit Hauptenergieträgern Erdgas und Wasserstoff handelt es sich um flexibel einsetzbare Kraftwerke, denen eine wesentliche Rolle in der Deckung der Spitzenlast und im Ausgleich von Dunkelflauten zugesprochen wird. Bau und Betrieb dieser Kraftwerke ist ökonomisch getrieben und wird daher dem Modell überlassen.

Mit wenigen Ausnahmen hat jedes Land im Betrachtungsgebiet ein festes Kohleausstiegsdatum beschlossen oder produziert bereits 2023 keinen Strom aus Kohle mehr. Im Fall eines beschlossenen Kohleausstiegsdatums wird dieser durch vorgegebene Abschaltzeiten in der Kraftwerksliste und ein Verbot des Neubaus von Kohlekraftwerken umgesetzt, so dass ein Ausstieg zu dem bestimmten Datum garantiert, allerdings auch schon ein früherer Ausstieg möglich ist.

Ausnahmen sind die Schweiz, Italien, Norwegen, die Slowakei sowie das Vereinigte Königreich.

Norwegen und die Schweiz haben zwar keine Kohleausstiegsdaten bekanntgegeben, in beiden Ländern ist aber die installierte Leistung vergleichsweise klein (CH: 20 MW, NO: 11

---

<sup>128</sup> <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/s/stromerzeugung.html>

<sup>129</sup> <https://www.irena.org/Publications/2023/Feb/Global-geothermal-market-and-technology-assessment>

<sup>130</sup> <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/156695/umfrage/brutto-stromerzeugung-in-deutschland-nach-energietraegern-seit-2007/>

<sup>131</sup> <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>

MW). Zudem sind keine Intentionen erkennbar, neue Kohlkraftwerke zu installieren<sup>132</sup> <sup>133</sup>. Daher wird auch hier der Neubau von Kohlekraftwerken verboten, jedoch nur das lebensdauerbedingte Abschaltdatum aus der Kraftwerksliste als Enddatum vorgegeben, so dass die bestehenden Einheiten nach wirtschaftlichen Kriterien oder spätestens zum Ende der Lebensdauer aus der Stromproduktion ausscheiden.

In der Slowakei und dem Vereinigten Königreich sind die installierten Leistungen zum Zeitpunkt 2023 höher (SK: 337 MW , UK: 1754 MW), doch für alle Kraftwerke ist ein Abschaltdatum in 2023 oder 2024 hinterlegt, so dass beginnend mit dem Betrachtungszeitraum 2025 keine Kohleverstromung mehr vorliegt. In diesen Zonen wird daher eine Bestandsvorgabe von 0 MW gesetzt.

Auch Italien besitzt zum Stand 2023 eine relevante installierte Leistung an Kohleverstromung (6378 MW). Diese verschwindet aufgrund der Abschaltzeiten bis 2025 (2027 auf Sardinien) aus dem Strommix. Damit ist zu Beginn des Betrachtungszeitraums noch ein initialer Bestand gegeben, doch auch Italien strebt nicht den Wiedereinstieg in die Kohleverstromung an - die Verlängerung der Betriebslaufzeiten der Kohleverstromung ist hier durch die Energiekrise bedingt<sup>134</sup>. Auch hier wird daher der Neubau von Kohlekraftwerken verboten.

Für Deutschland liegt neben dem Ausstiegsdatum 2038 ein konkreter Kohleausstiegspfad vor, der eine schrittweise Verminderung der installierten Leistung der Kohle vorsieht. Die Vorgaben sind in §4 sowie Anlage 2 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG) als jährliche Obergrenzen festgelegt<sup>135</sup> und werden dementsprechend in den Vorgaben wiedergegeben. Da in den Grenzwerten keine Unterscheidung zwischen KWK und nicht-KWK getroffen wird, wird hier von der gemeinsamen Obergrenze für KWK- und Nicht-KWK-Kraftwerke (jeweils für Braunkohle und für Steinkohle) Gebrauch gemacht.

Als Obergrenzwert für Braun- und Steinkohle muss die Vorgabe aus §4, Abs. (1) erfüllt sein: Die gesamte erlaubte installierte Leistung Kohle ist als lineare Interpolation zwischen den Stützjahren 2022 (mit 30 GW) und 2030 (mit 17 GW) und 2038 (mit 0 GW) zu berechnen.

Für Steinkohle gibt das KVBG zwei Vorgaben an: Zum einen gelten die Zielwerte von 15 GW für 2022 und 8 GW für 2030. Zum anderen gilt ein weiterer Grenzwert, der sich über die Differenz der gesamten erlaubten installierten Leistung an Kohle (nach §4, Abs (1)) und der erlaubten Leistung der Braunkohle-Großanlagen (nach Anlage 2) berechnet. Im Subtrahenden wird die Leistung von Niederaußem K, Neurath F und Neurath G gesondert betrachtet (siehe §4, Abs (2), Satz 5). Dieser zweite Grenzwert ist der engere und gibt eine gemeinsame Obergrenze für die Kraftwerke mit Hauptenergieträger Steinkohle vor. Dazu werden die im KVBG vorgegebenen Abschaltzeiten in die Logik des Modells überführt und daraus für jedes Modelljahr die noch erlaubte Leistung der Steinkohle berechnet.

Für Braunkohle existieren die expliziten Abschaltvorgaben der großen Braunkohleblöcke nach Anlage 2 KVBG, die - ergänzt um die Vereinbarung mit RWE - in der Kraftwerksliste berücksichtigt werden. Für die kleinen Braunkohleanlagen existiert kein konkreter Ausstiegspfad, allerdings gilt das Abschaltjahr 2038. Zusätzlich dürfen keine neuen Braunkohlekraftwerke gebaut werden.

<sup>132</sup> <https://www.eda.admin.ch/aboutswitzerland/en/home/wirtschaft/energie/energie---fakten-und-zahlen.html>

<sup>133</sup> <https://www.statkraft.com/newsroom/news-and-stories/2018/energy-solution-renewable-proposal-for-svalbard/>

<sup>134</sup> <https://www.reuters.com/world/europe/italy-could-abandon-coal-by-2024-environment-minister-says-2023-06-05/>

<sup>135</sup> [https://www.gesetze-im-internet.de/kvbg/\\_4.html](https://www.gesetze-im-internet.de/kvbg/_4.html)

Mit Blick auf die Nutzung von Kernenergie zur Stromproduktion existieren verschiedene Herangehensweisen innerhalb des Betrachtungsgebiets: Einige Länder forcieren angesichts der Klimakrise den Ausbau der Kernenergie als Alternative zur Stromproduktion aus fossilen Brennstoffen. Andere Länder setzen konkrete Ausstiegsdaten oder legen ein Verbot der Atomkraft fest. Schließlich gibt es Länder, in denen keine bindenden Aussagen zur Zukunft der Atomkraft getroffen wurden.

Zur ersten Kategorie von Ländern mit forciertem Einsatz von Atomkraft zur Stromproduktion gehören CZ, FI, FR, HU, NL, PL, RO, SE, SI, SK und UK. Bereits bekannte Neubauprojekte sind in der Kraftwerksliste aufgeführt. Sofern es darüber hinaus Zubau-Vorgaben gibt (dies ist der Fall in CZ, FR, NL und PL), welche noch keinem konkreten Kraftwerksprojekt zuzuordnen sind, werden diese standortunspezifisch angegeben und die Verortung zu einem Standort dem Modell überlassen. Über diese Projekte und Vorgaben hinaus wird in den oben genannten Ländern nicht von einem marktgetriebenen Zubau von Kernkraftwerken ausgegangen. Als Konsequenz wird dem Modell weiterer Neubau verboten.

Eine Ausnahme in der Modellierung ist FR: Hier wird das Szenario N2 des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE hinterlegt<sup>136</sup>. Es geht von einem ambitionierten Zubau von Kernkraftwerken aus, welcher die lebensdauerbedingten Abschaltungen teilweise ausgleicht, und gibt installierte Leistungen in den Jahren 2030, 2040 und 2050 vor. Zusammen mit den Abschaltungen der Kraftwerke nach Ende ihrer Betriebszeit ergibt sich eine leicht zurückgehende Leistung.

Diese wird jeweils als Obergrenze hinterlegt. Gleichzeitig werden Zubauvorgaben hinterlegt, die zum einen den im Szenario vorgesehenen Zubau umfassen (je 3300 MW ab 2035, zunächst alle vier Jahre, dann beschleunigt) und zum anderen zum modellinternen Ausgleich von Abschaltungen dienen. Dadurch entscheidet das Modell selbst, an welchen Stellen Anlagen weiterbetrieben werden und an welchen Abschaltungen stattfinden. Durch die Obergrenze ist garantiert, dass die Werte des Szenarios trotz der zusätzlichen Neubauvorgaben nicht überschritten werden.

In den Ländern AT, DE, DK, LU und PT ist Atomkraft verboten, so dass hier eine durchgehende Bestandsvorgabe von 0 MW gilt. Während in CH noch Atomkraftwerke zur Stromproduktion eingesetzt werden, gilt hier ein Verbot für den Neubau.

In BE gibt es ein konkretes Ausstiegsdatum (2035), was analog zur Kohle durch eine auf 0 MW reduzierte Obergrenze abgebildet wird. In ES existiert ein Reduktionspfad, der ab 2030 eine Leistung von maximal 3 GW vorsieht.

Keine bindenden Aussagen gibt es in HR, IT und NO. In keinem der Länder findet aktuell eine Stromproduktion aus Atomkraftwerken statt. Aufgrund der langen Planungsprozesse von Atomkraftwerken und der notwendigen politischen Unterstützung für den Bau, welche sich in diesen drei Ländern nicht erkennen lässt, wird hier nicht von einem Einstieg in die Atomkraft ausgegangen und jeweils eine Bestandsvorgabe von 0 MW vorgesehen.

Neben den politischen Vorgaben wird der initiale Bestand ermittelt. Im initialen Bestand sind alle Kraftwerke enthalten, die sich laut Kraftwerksliste zu Beginn des Jahres 2025 am Markt befinden. Zudem finden sich hier die initialen Bestände der investiven und nicht-investiven Neuen Verbraucher. Für die ersten drei Klassen der Nachfrageflexibilität Industrie ist ein Gesamtwert je Land für die erschließbare Leistung als Vorgabe durch die Mantelzahlen

---

<sup>136</sup> <https://rte-futuresenergetiques2050.com/scenarios/n2>

angegeben. Dieser wird jeweils gleichmäßig auf die drei Klassen verteilt, anteilig an der Obergrenze des gesamten technische Potenzials jedes der drei Klassen. Für die nicht-investiven neuen Verbraucher werden die technischen Obergrenzen aus (siehe Kapitel 7) als initialer Bestand gesetzt. Für die übrigen Flexibilitäten wird von einem initialen Bestand von 0 MW ausgegangen.

## 11.2 Kapazitätsmärkte

---

In einigen Ländern des Betrachtungsgebiets sind zur Verbesserung der Versorgungssicherheit mit Strom Kapazitätsmechanismen in Kraft. Diese haben einen Einfluss auf die verfügbare Leistung am und außerhalb des Strommarkts und werden daher bei der Modellierung mitbetrachtet. Daher werden hierzu die wesentlichen Daten geliefert, insbesondere zur abzusichernden Leistung sowie zu den De-Rating-Faktoren.

Mit Blick auf den Strommarkt und die dort verfügbare Leistung kann grundsätzlich zwischen zwei Typen von Kapazitätsmechanismen - den Kapazitätsmärkten und den Kapazitätsreserven - unterschieden werden<sup>137</sup>. In einem Kapazitätsmarkt erhalten Kraftwerksbetreiber eine Kompensation für das Bereitstellen von Kraftwerkskapazität am Strommarkt. Die Kompensation und Festlegung der abzusichernden Leistung kann dabei in unterschiedlichen Verfahren erfolgen. Relevant ist hier, dass die bezuschlagten Kraftwerke weiterhin am Strommarkt teilnehmen. Demgegenüber stehen Kapazitätsreserven. Bei diesen erhält der Kraftwerksbetreiber ebenfalls eine Kompensation für das Vorhalten der Kapazität, jedoch darf das Kraftwerk nicht mehr am Strommarkt teilnehmen und wird nur in Ausnahmefällen durch einen Netzbetreiber oder eine legitimierte Behörde zur Stromproduktion aufgefordert.

Die Unterscheidung zwischen den beiden Typen hat modelltechnische Konsequenzen, da in einem Kapazitätsmarkt ein zusätzlicher Anreiz für das Bereitstellen von Kapazität am Strommarkt existiert, im Falle einer Kapazitätsreserve jedoch nicht. Zudem bewegt sich die abzusichernde Leistung in einem Kapazitätsmarkt typischerweise in der Nähe der Spitzenlast des jeweiligen Landes, während die Leistung in Kapazitätsreserven deutlich geringer ausfällt. Hier werden nur Kapazitätsmärkte berücksichtigt, da Reserven nicht am Markt teilnehmen und daher nicht modelliert werden.

Zum Stand 01.01.2024 sind im Betrachtungsgebiet in acht Ländern Kapazitätsmechanismen in Kraft, davon vier Kapazitätsmärkte und vier Kapazitätsreserven<sup>138</sup>. In Belgien ist zum Jahr 2025 eine Umstellung von einer Kapazitätsreserve auf einen Kapazitätsmarkt geplant und bereits durch die Europäische Kommission genehmigt<sup>139</sup>, so dass für Belgien ebenfalls ein Kapazitätsmarkt eingetragen ist.

Für alle fünf Kapazitätsmärkte wurden die Daten zu Marktteilnehmern oder Ausschreibungen recherchiert. Dabei sind für BE, IT, PL und UK bezuschlagte Volumina für die kommenden Jahre bekannt. In FR liegt ein dezentraler Kapazitätsmarkt vor, so dass die Bereitstellung von Leistung nicht im Voraus über Ausschreibungen, sondern im Nachhinein durch einen Marktmechanismus kompensiert wird. An diesem Markt können Kraftwerke nach einem Präqualifizierungsprozess teilnehmen, für den jedes Kraftwerk eine zu erwartende Leistung

---

<sup>137</sup> [https://www.researchgate.net/publication/339302628\\_Kapazitatsmechanismen\\_in\\_Europa\\_-\\_Rechtlicher\\_Rahmen\\_und\\_Stand\\_der\\_Umsetzung](https://www.researchgate.net/publication/339302628_Kapazitatsmechanismen_in_Europa_-_Rechtlicher_Rahmen_und_Stand_der_Umsetzung)

<sup>138</sup> [https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_en)

<sup>139</sup> [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_21\\_4442](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_4442)

angeben muss. Die Summe dieser präqualifizierten Leistungen ist in FR für die Jahre bis einschließlich 2025 bekannt.

Bei der Angabe der abzusichernden Leistung werden nur bestehende Verträge betrachtet. Es werden also nicht die Zielwerte der abzusichernden Leistung angegeben, die in den meisten Ländern auf Basis von mathematischen Modellen ermittelt werden, sondern diejenigen Kapazitäten, die sich schon zur Bereitstellung von Leistung im Rahmen des Kapazitätsmarktes verpflichtet haben. Daraus ergeben sich teilweise stark abweichende Werte zwischen den Jahren – etwa in Frankreich, wo Daten zur zertifizierten Kraftwerksleistung momentan nur bis 2025 verfügbar sind, während für die folgenden Jahre nur langfristige Verträge in deutlich kleinerem Volumen bestehen.

In allen Kapazitätsmärkten mit Ausnahme von Belgien stammt ein Teil der bezuschlagten Leistung aus dem Ausland. Dieser wurde nicht in die Angabe der abzusichernden Leistung aufgenommen.

Zur Bewertung eines Kraftwerks zur Erfüllung der Kapazitätsreserve werden sogenannte De-Rating-Faktoren herangezogen. Dabei wird die installierte Leistung eines Kraftwerks mit dem De-Rating-Faktor des Kraftwerkstyps multipliziert, um den Beitrag des Kraftwerks zur abzusichernden Leistung zu ermitteln. Der De-Rating-Faktor (DRF) kleiner 1 drückt dabei die zeitlich eingeschränkte Verfügbarkeit von Kraftwerken des entsprechenden Kraftwerkstyps aus.

De-Rating Faktoren repräsentieren „die Wahrscheinlichkeit mit der eine Kraftwerkstechnologie zu Spitzenlastzeiten produziert“<sup>140</sup>. Die Berechnung der kraftwerkstyp- und länderspezifischen De-Rating-Faktoren kann hier über historische Produktionszeitreihen der ENTSO-E im Jahr 2021 erfolgen. Dazu wird die durchschnittlich eingespeiste Leistung während der Wintermonate (Dezember bis Februar) zu Spitzenlastzeiten (werktags von 8 bis 20 Uhr) durch die gesamte installierte Leistung geteilt, um die Wahrscheinlichkeit für die Verfügbarkeit des Kraftwerks zu bestimmen. Der De-Rating-Faktor für die Kernkraftwerke wird auf diese Weise länderweise berechnet. Da aber auch im Winter zu Spitzenlastzeiten Stunden mit niedrigen Strompreisen vorkommen, in denen viele, insbesondere flexiblere Technologien nicht am Markt sind, können alternativ De-Rating-Faktoren aus der Literatur angenommen werden, die auf technischen Verfügbarkeiten der Technologien beruhen. Hier wird auf den Daten des Übertragungsnetzbetreibers National Grid<sup>141</sup> aus Großbritannien aufgebaut, der technologiespezifische De-Rating-Faktoren ausgibt. Bei vielen Flexibilitäten ist der Wert 0 eingetragen, da keine abgesicherte Leistung von ihnen ausgeht. Die DRF je Technologie wurden für alle Regionen eingetragen, auch wenn zum Startjahr 2025 keine installierte Leistung in einer Region vorliegt. Da es auch investive Technologien gibt, kann eine installierte Leistung dazukommen, so dass dies die sicherere Datenablage ist. Da die DRF immer mit der installierten Leistung verschnitten/multipliziert werden, stellt dies kein Problem für die Modellierung dar.

---

<sup>140</sup>[https://www.epool.energy/images/publications/Willi/Kapazitaetsmechanismen\\_in\\_Europa\\_Rechtlicher\\_Rahmen\\_und\\_Stand\\_der\\_Umsetzung.pdf](https://www.epool.energy/images/publications/Willi/Kapazitaetsmechanismen_in_Europa_Rechtlicher_Rahmen_und_Stand_der_Umsetzung.pdf)

<sup>141</sup><https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Electricity%20Capacity%20Report%202022.pdf>