

ANALYSE EINES EUROPÄISCHEN -95%-KLIMAZIELSZENARIOES ÜBER MEHRERE WETTERJAHRE

Teilbericht im Rahmen des Projektes: KLIMAWIRKSAMKEIT
ELEKTROMOBILITÄT - Entwicklungsoptionen des
Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung
des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und
langfristige Klimaziele

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

ANALYSE EINES EUROPÄISCHEN -95%- KLIMAZIELSZENARIOIS ÜBER MEHRERE WETTERJAHRE

Teilbericht

Norman Gerhardt (Projektleiter, Fraunhofer IWES)

Diana Böttger, Dr. Tobias Trost, Angela Scholz, Dr. Carsten Pape, Ann-Katrin Gerlach, Philipp Härtel, Irina Ganal (Fraunhofer IWES)

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES)
Institutsteil Kassel

Auftraggeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
Förderkennzeichen: 16EM3007
Förderprogramm Erneuerbar Mobil

Februar 2017

Inhalt

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis.....	4
1 Einleitung.....	6
2 Ziel und Methodik.....	8
2.1 Ziel.....	8
2.2 Methodik und Modelle	8
3 Szenariorahmen und Eingangsdaten	11
3.1 Auswahl eines Wetterjahres	11
3.1.1 Ziel.....	11
3.1.2 Auswertung Wetterdaten von 2006 bis 2012	11
3.1.3 Schlussfolgerung.....	13
3.2 Definition eines Zielszenarios für 2050	14
3.2.1 Klimaziel und Brennstoffkosten.....	14
3.2.2 Rahmenbedingungen Strom	16
3.2.3 Nachfrageentwicklung Gebäudewärme	17
3.2.4 Nachfrageentwicklung Industrie-Prozesswärme.....	18
3.2.5 Entwicklung Verkehr und E-Mobilität	19
4 Ergebnisse.....	24
4.1 Kostensystemoptimales Energiesystem - Szenario 2050	24
4.1.1 EE-Ausbau und Stromverbrauch Europa in 2050 (Wetterjahr 2011)	24
4.1.2 EE-Ausbau und Stromverbrauch Deutschland in 2050 (Wetterjahr 2011)	26
4.1.3 Internationale Bereitstellung von PtX.....	29
4.2 Analyse der Lastdeckung über mehrere Wetterjahre	30
4.2.1 Dynamik von Verbrauch und Erzeugung - Wetterjahr 2011.....	30
4.2.2 Vergleich der Wetterjahre 2006 bis 2012 in Bezug auf die europäische Versorgungssicherheit	32
4.2.3 Auswertung Extremsituation der Lastdeckung.....	36
5 Schlussfolgerungen	39
Literaturverzeichnis.....	41
Anhang.....	44
A1 – Fahrzeugbestandsmodell	44
A2 – Eingangsdaten für die Energiesystemoptimierung	45
A3 - Energiesystemoptimierung	46
A4 - Technologieannahmen.....	47

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1-1: Beispielhafte Dunkelflaute im Januar 2017 (1 Woche So-Fr.)	7
Abbildung 2-1: Schematische Darstellung der sektorübergreifenden Ausbauplanung SCOPE	9
Abbildung 3-1: Bevölkerungsgewichtete Jahresmitteltemperatur	12
Abbildung 3-2: Minimalwert der bevölkerungsgewichtete Außentemperatur	13
Abbildung 3-3: Treibhausgasemissionen Deutschland	15
Abbildung 3-4: Entwicklung der Brennstoffkosten (ohne CO ₂ -Preis)	15
Abbildung 3-5: Temperaturabhängiger Stromverbrauch von Stromheizungen in Frankreich 2011	16
Abbildung 3-6: Kuppelleistungskapazitäten NTC in Europa	17
Abbildung 3-7: Effizienz im Gebäudebereich (Haushalte und GHD ohne Industrie-Hallen)	18
Abbildung 3-8: Industrieprozesswärme zzgl. Industriehallen und GHD-Prozesswärme	19
Abbildung 3-9: Entwicklung des Fahrzeugbestands (Pkw/LNF) 2013-2050	21
Abbildung 3-10: Entwicklung des elektrischen Fahranteils (PHEV/REEV) 2013-2050	22
Abbildung 4-1: Stromerzeugungsmix und EE-Anteil im europäischen Strommarkt 2050	25
Abbildung 4-2: Installierte el. Leistungen im europäischen Strommarkt 2050	25
Abbildung 4-3: Energiebilanz Erzeugung (positiv) und Verbrauch (negativ) der europäischen Länder im Zielszenario 2050	26
Abbildung 4-4: Energiebilanz Erzeugung und Verbrauch Deutschland im Zielszenario 2050	26
Abbildung 4-5: Maximal abgerufene Erzeugungsleistung im Zielszenario 2050	27
Abbildung 4-6: Maximal abgerufene Verbrauchsleistung im Zielszenario 2050	27
Abbildung 4-7: Marktanteile von Heizsystemen in den verschiedenen Wärmemärkten im Zielszenario 2050 (oben) und Endenergiebedarf je Wärmemarkt (unten)	28
Abbildung 4-8: Entwicklung installierter EE-Leistungen in Deutschland 2010 bis 2050	29
Abbildung 4-9: Brennstoffbedarf (ohne Gas) im Jahr 2050	29
Abbildung 4-10: Beispielhafter notwendiger EE-Ausbaupfad für die Bereitstellung von PtX im Ausland	30
Abbildung 4-11: Verbrauch und Lastdeckung – Zwei Beispielwochen Wetterjahr 2011 in Deutschland – Fokus Elektromobilität	30
Abbildung 4-12: Verbrauch und Lastdeckung – zwei Beispielwochen Wetterjahr 2011 in Deutschland – Fokus Import/Export	31
Abbildung 4-13: Verbrauch und Lastdeckung – zwei Beispielwochen Wetterjahr 2011 in Frankreich	31
Abbildung 4-14: Jahresdauerlinie EE und unflexibler Verbrauch Wetterjahr 2011 in Deutschland	31
Abbildung 4-15: Jahresdauerlinie EE und unflexibler Verbrauch Wetterjahr 2011 in Frankreich	32
Abbildung 4-16: Jahresdauerlinie flexible Kraftwerke und flexibler Verbrauch Wetterjahr 2011 in Deutschland	32
Abbildung 4-17: Jahresdauerlinie flexible Kraftwerke und flexibler Verbrauch Wetterjahr 2011 in Frankreich	32
Abbildung 4-18: Jahresdauerlinien der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken über sieben Wetterjahre	33
Abbildung 4-19: Wetterjahr 2011 – EE-Erzeugung	33
Abbildung 4-20: : Wetterjahr 2011 – Verbrauch	33
Abbildung 4-21: Wetterjahr 2007 – EE-Erzeugung	34
Abbildung 4-22: : Wetterjahr 2007 – Verbrauch	34
Abbildung 4-23: Wetterjahr 2010 – EE-Erzeugung	34
Abbildung 4-24: : Wetterjahr 2010 – Verbrauch	35

	Abbildungs- Tabellenverzeichnis	und
Abbildung 4-25: Jahresdauerlinien der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken im Wetterjahr 2010 – Vergleich zwischen europäischer und nationaler Versorgungssicherheit.....	36	
Abbildung 4-26: Zeitpunkt mit höchstem Kraftwerksabruf am Do. 07.01. (links) und Di. 26.01.2010 (rechts) – europäische Versorgungssicherheit	37	
Abbildung 4-27: Zeitpunkt mit höchstem Kraftwerksabruf am Do. 07.01. (links) und Di. 26.01.2010 (rechts) – nationale Versorgungssicherheit und zusätzliche Stromerzeugung für Hybridsysteme	37	
Abbildung 0-1: Methodischer Ablauf des Fahrzeugbestandsmodells.....	44	
Abbildung 0-2: Aufbau des Modells zur Simulation der Einspeisung von Windenergie und Photovoltaik.....	45	
Abbildung 0-3: Schematische Darstellung der Kraftwerkseinsatzplanung	46	

Tabelle 3-1: Relative Energieerträge für Windkraft nach Wetterjahren in Deutschland bezogen auf das 7-Jahresmittel.....	11
Tabelle 3-2: Relative Energieerträge für Photovoltaik nach Wetterjahren in Deutschland bezogen auf das 7-Jahresmittel.....	12
Tabelle 3-3: Primärenergie temperaturbereinigung	12
Tabelle 3-4: Elektrische Maximalleistung für Klimatisierung	13
Tabelle 3-5: Entwicklung der Personenverkehrsleistungen 2010-2050	20
Tabelle 3-6: Entwicklung der Güterverkehrsleistungen 2010-2050	20
Tabelle 3-7: Annahme zur Entwicklung der CO ₂ -Kosten 2013-2050 – Eingangsgröße Fahrzeugbestandsmodell.....	20
Tabelle 3-8: Annahmen zur Entwicklung der Endkundenpreise 2013-2050 – Eingangsgröße Fahrzeugbestandsmodell.....	21
Tabelle 3-9: Endenergieverbrauch des Verkehrs [TWh/a].....	22
Tabelle 3-10: Aufteilung der unterstellten Ladeinfrastruktur auf den Fahrzeugpark	23
Tabelle 3-11: Unterteilung Tag- und Nachtstunden	23
Tabelle 4-1: Auswertung Gaskraftwerke über sieben Wetterjahre.....	33
Tabelle 4-2: Energiebilanz Strom der Wetterjahr 2006 bis 2012.....	35
Tabelle 4-3: Auswertung von zwei Extremsituationen in 2050 im Wetterjahr 2010.....	38
Tabelle 4-4: Spezifische Kosten zusätzlicher Gasturbinen.....	38

1 Einleitung

Mit der Klimakonferenz von Paris COP21 hat sich die Weltgemeinschaft zu einer Begrenzung der Klimaerwärmung auf deutlich unter 2°C verpflichtet. Dabei ist es wissenschaftlicher Konsens, dass die Konsequenzen für Deutschland mindestens eine Vollversorgung des Energieversorgungssystems mit Erneuerbaren Energien (EE) bis 2050 bedeuten. In der Diskussion ist insbesondere die Frage, welcher Unterschied sich zwischen einem 1,5°C-Ziel und einem 2°C-Ziel ergeben kann. Dabei ist es derzeit noch offen, welchen Anteil hierbei auch Technologien der CO₂-Abscheidung aus Biomasse einnehmen oder wie die Emissionen und fossilen Energieverbräuche außerhalb der Energiewirtschaft reduziert werden können. Im Klimaschutzplan 2050 verpflichtet sich die Bundesregierung bis 2050 zu einem nahezu Treibhausgasneutralen Deutschland [BUND 2016]. In diesem Sinne wird das obere Klimaziel des Energiekonzeptes der Bundesregierung mit einer Reduktion der Treibhausgase um 95% gegenüber 1990 verstanden.

Konsens ist hierbei auch, dass dabei die Energieversorgung maßgeblich auf den fluktuierenden Energiequellen Windkraft und Photovoltaik basieren muss und dass diese auch zu hohen Anteilen den Stromverbrauch für zusätzliche Anwendungen im Verkehrs-, Gebäudewärme- und Industriebereich über die Sektorenkopplung decken müssen [BMWi 2016a].

Hierbei wird aber in der energiepolitischen Diskussion oft bezweifelt, dass die Versorgungssicherheit für ein derart stark vom Wetter abhängiges Energieversorgungssystem gegeben ist. Zwei Kritikpunkte werden hier genannt:

- Inwiefern kann im Fall einer so genannten Dunkelflaute (also wenn im Winter über längere Zeit keine Energie aus Sonne und Wind zu Verfügung steht) die Versorgungssicherheit gewährleistet werden? Welche Speicher- oder Kraftwerksleistungen bräuchte man dafür und wie kann so eine erneuerbare Vollversorgung realisiert werden?
- Neben normalen Jahren treten auch extreme Wetterjahre auf, welche im Hinblick auf die Energieversorgung insbesondere dann kritisch wären, wenn es sich um grundsätzlich kalte und relativ windschwache Jahre handeln würde. Hier stellt sich die Frage, ob ein regeneratives Energieversorgungssystem eine Versorgung unter solchen Extremen überhaupt leisten oder ausgleichen kann.

Im Folgenden ist dazu in Abbildung 1-1 beispielhaft eine extreme Situation, wie sie heute in Deutschland anzutreffen ist, dargestellt. Am 24. Januar 2017 haben ca. 26.000 Windkraftanlagen fast den ganzen Tag über mit einer Leistung von weniger als einem GW produziert, und ca. 1,2 Millionen Solaranlagen maximal 2,3 GW nur mittags für kurze Zeit produziert, wobei der deutsche Stromverbrauch dagegen bei bis zu 74,5 GW lag und Wind- und Solarenergie gegen 18 Uhr sogar nur gut zwei Prozent der Last gedeckt haben. [Agora 2017]

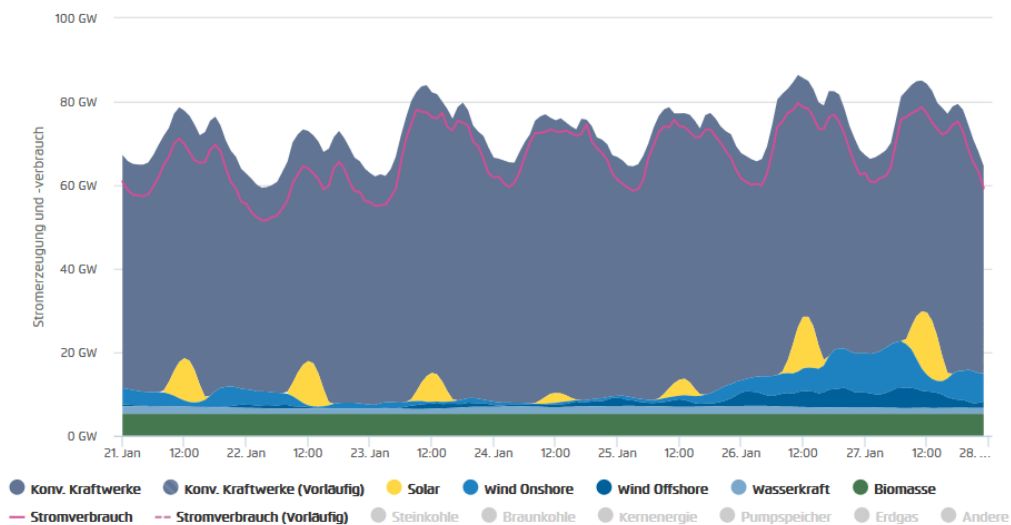


Abbildung 1-1: Beispielhafte Dunkelflaute im Januar 2017 (1 Woche So-Fr.)

Quelle: [Agora 2017]

Klar ist aber auch, dass man so eine Frage nicht für Deutschland isoliert betrachten kann. Deutschland ist bereits heute in einen europäischen Binnenmarkt für Strom mit einem vermaschten Stromnetz und einem gemeinsamen Emissionshandel eingebunden. Versorgungssicherheit und die Erreichbarkeit von Klimazielen muss deshalb auch europäisch bewertet werden.

Im Folgenden wird der Einfluss der Wahl eines historischen Wetterjahres als Grundlage für die Simulation eines langfristigen Szenarios einer regenerativen Vollversorgung aller Energiesektoren Deutschlands und Europas im Jahr 2050 untersucht. Hierbei wird sowohl ein mittleres Wetterjahr als auch die Bandbreite von sieben Wetterjahren, welche auch Extremwetterjahre beinhalten, untersucht. Eine Vollversorgung wird dabei als eine Reduktion der Emissionen um 95% gegenüber 1990 interpretiert (als oberes Ziel des Energiekonzeptes der Bundesregierung). Vollversorgung bedeutet aber in diesem Fall nicht, dass Europa energieautark ist, sondern dass auch ein noch verbleibender Restbedarf an regenerativen Kraftstoffen außerhalb Europas an Standorten mit geringeren Stromgestehungskosten erzeugt werden kann. Die restlichen Emissionen (5%) fallen dabei außerhalb der Energieversorgung an. Gemäß dem BMWi Grünbuch Energieeffizienz [BMWi 2016b] wird hierbei eine hohe Effizienz in allen Sektoren und ein mögliches und effizientes Verkehrsszenario mit einem grundsätzlich hohen Anteil an Elektromobilität unterstellt.

2 Ziel und Methodik

2.1 Ziel

Folgende Untersuchungsziele sind für diese wissenschaftliche Studie voran gestellt:

- Ein kostenminimales Zielszenario für 2050 zu ermitteln, dass dem COP21-Mindestziel einer EE-Vollversorgung gerecht wird.
- Dabei ist die Einbindung Deutschlands in den europäischen Binnenmarkt für Strom zu berücksichtigen. Hierbei wird unterstellt, dass Europa das gleiche Klimaziel in 2050 erreichen muss.
- Es wird ein Zielszenario für ein repräsentatives Wetterjahr ermittelt und dieses Szenario dann für sechs andere Wetterjahre überprüft.
- Hierbei erfolgt eine Bewertung der Versorgungssicherheit (Leistungsbezug) zu kritischen Stunden unter dem Gesichtspunkt eines europäischen Binnenmarktes
- Zusätzlich soll bewertet werden, welche Situation sich bei einem Anspruch auf eine jeweilige nationale Versorgungssicherheit für Deutschland (eingebunden in den europäischen Binnenmarkt) ergeben würde.
- Neben der Leistung soll auch der Einfluss des Wetterjahres auf die Energieerzeugung und den Energieverbrauch bewertet werden.
- Abschließend werden die Ergebnisse visualisiert.

2.2 Methodik und Modelle

Um diese Forschungsfragen adressieren zu können, wird im ersten Schritt auf Basis eines repräsentativen Wetterjahres in stündlicher Auflösung ein Zielszenario für 2050 bestimmt. Dazu wird mittels der **sektorübergreifenden Ausbau und Einsatzoptimierung** SCOPE [Fraunhofer IWES 2016] ein kostenminimales Gesamtenergieversorgungssystem (Strom, Gebäudewärme, Industrieprozesswärme, Verkehr) bestimmt, welches das Klimaziel einhält und die Versorgungssicherheit bzw. permanente Deckung der Nachfrage in allen Anwendungen und Sektoren gewährleistet. Hierbei handelt es sich um ein lineares, deterministisches und kontinuierliches Modell, welches auf den Arbeiten im Rahmen des Projektes „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ [Fraunhofer IWES et al. 2015] aufbaut und weiterentwickelt wurde. Die volkswirtschaftliche Optimierung kann damit den grenzkostenbasierten Kraftwerkseinsatz und rationale Investitionsentscheidungen auf Basis perfekter Voraussicht nachbilden. Dabei wird vom regulatorischen Rahmen abstrahiert. Der geografische Betrachtungsraum des Strommarktes und Energiesystems bildet Europa abzgl. Balkan und Baltikum ab.

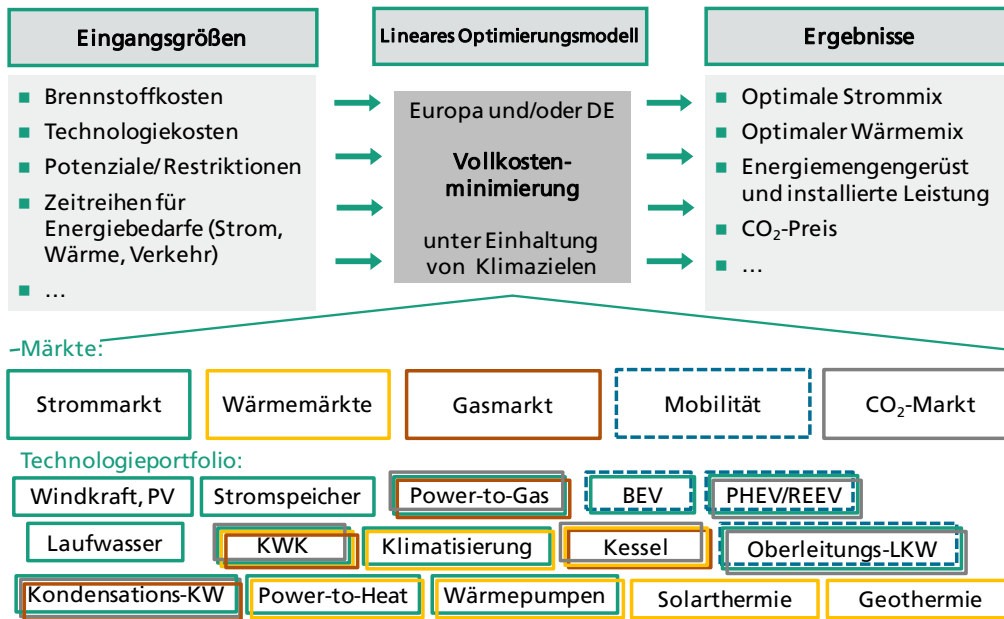


Abbildung 2-1: Schematische Darstellung der sektorübergreifenden Ausbauplanung SCOPE

Quelle: [Fraunhofer IWES 2016]

Für das Modell sind wesentliche Inputdaten

- die Bestimmung von EE-Potenzialflächen auf Basis von Flächenrestriktionen und Abstandsregelungen,
- eine EE-Einspeisesimulation auf Basis von Wetterdaten zur zeitlich aufgelösten Bestimmung der Erzeugungspotenzials auf den jeweiligen Flächen,
- die Abbildung des europäischen hydrologischen Kraftwerksparks mit historischen Zuflussdaten für Laufwasser-, Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke,
- die Abbildung von weiteren Anlagen der Stromerzeugung aus Kernkraft, Geothermie und Abfall,
- der Bedarf an Gebäudewärme, Industrie-Prozesswärme und Technologien zu deren Deckung und
- die Verkehrsentwicklung und mögliche Technologien.

Das Modell SCOPE sowie vorgelagerte Modelle sind im Anhang auf Seite 44, 45 und 46 beschrieben. Wesentliche Eingangsdaten sind in Abschnitt 3.2 genannt und im Anhang auf Seite 47 ergänzt.

Zunächst erfolgt die Auswahl eines mittleren Wetterjahres, welches aber schon Effekte des Klimawandels berücksichtigt (siehe Abschnitt 3.1). Für dieses Jahr wird mithilfe der Ausbauoptimierung die kostenminimale installierte Leistung in den einzelnen Energiesektoren bestimmt. Anschließend wird eine **Kraftwerkseinsatzplanung auf Basis der festgelegten installierten Leistungen** für die historischen Wetterjahre 2006 bis 2012 in stündlicher Auflösung durchgeführt und für das Szenarios die jeweiligen Bilanzen für den Energieverbrauch und die Energieerzeugung bestimmt.

Im Basisszenario für alle 7 Wetterjahre wird die Versorgungssicherheit (Leistungsbezug) europäisch bewertet. Hierbei bestehen aber Fragen, welchen Stellenwert Versorgungssicherheit nicht aus ökonomischer Sicht sondern als grundsätzliche absolute Bedingung haben sollte. Deswegen wird **für das Wetterjahr mit der kritischsten Situation** in Hinblick auf die Versorgungssicherheit in Deutschland zusätzlich als **Sensitivität eine Analyse der Auswirkung eines überdimensionierten Kraftwerksparks** mit zusätzlichen Gasturbinen in jedem Land durchgeführt.

Die **Energieversorgung** wird anhand folgender **Daten** verglichen:

- Auswertung Wetterdaten 2006 - 2012
- Jahresbilanz Stromsystem und Jahresdauerlinien mittleres Jahr / schlechtestes Jahr / bestes Jahr
 - Erzeugung
 - Verbrauch
- Leistungsbilanzen
 - zum Zeitpunkt des höchsten Bedarfs an thermischen Kraftwerken mittleres Jahr / schlechtestes Jahr / 2006 – 2012
 - Bewertung der Versorgungssicherheit im schlechtesten Jahr mit und ohne Überbauung des Kraftwerksparks (zusätzliche Gasturbinen in jedem Land)

3 Szenariorahmen und Eingangsdaten

3.1 Auswahl eines Wetterjahres

3.1.1 Ziel

Ziel ist die **Auswahl eines repräsentativen Wetterjahres** aus der Datenbasis von 2006 bis 2012 für die **Simulation der Ausbauplanung (Investitionsentscheidungen)** eines weitestgehend treibhausgasneutralen **Deutschlands** in 2050.

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit wird ein mittlerer Ertrag für Wind-Offshore/-Onshore und PV in Deutschland und Europa verwendet. Deswegen ist die Wahl des Wetterjahres nur für das Einspeiseprofil bzw. die Auslastung oder Vollaststunden (VLS) relevant, aber nicht für die die Stromgestehungskosten (da für die Wirtschaftlichkeit ein Abgleich des mittleren Ertrages je Pixel über sieben Jahre erfolgt).

Beim Wärme- und Klimatisierungsbedarf ist ein Jahr zu wählen, welches den Einfluss des Klimawandels in der Außentemperatur berücksichtigt, aber dennoch die maximale Höchstlast an besonders kalten Tagen widerspiegelt. Sowohl die Höhe des Jahresenergieverbrauchs als auch das Profil – wie häufig die Heizgrenztemperatur unterschritten wird - ist durch das Wetterjahr bedingt. Beim Klimatisierungsbedarf ist das Profil von der Überschreitung der Kühlgrenztemperatur in jedem einzelnen Pixel abhängig.

3.1.2 Auswertung Wetterdaten von 2006 bis 2012

Windenergie:

In Tabelle 3-1 erfolgt eine Gewichtung der Energieerträge zwischen den sieben Wetterjahren beim Ausbau aller Potenzialflächen (bei einem Windkraftausbau über ganz Deutschland verteilt) getrennt für die folgenden Windturbinentypen:

- Onshore Schwachwindanlage: 150 m Nabenhöhe, 115 m Rotordurchmesser, 2,5 MW/Anlage
- Onshore Starkwindanlage: 100 m Nabenhöhe, 115 m Rotordurchmesser, 3,94 MW/Anlage
- Offshore Windanlage: 100 m Nabenhöhe, 120 m Rotordurchmesser, 3,6 MW/Anlage

WEA-Typ	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Schwachwind	103%	111%	105%	96%	91%	97%	97%
Starkwind	104%	114%	108%	93%	89%	97%	95%
Offshore	97%	103%	105%	98%	92%	105%	100%

Tabelle 3-1: Relative Energieerträge für Windkraft nach Wetterjahren in Deutschland bezogen auf das 7-Jahresmittel

Quelle: Eigene Simulation des Fraunhofer IWES

Nach Tabelle 3-1 erscheinen die Jahre 2006 und 2011 geeignet, aber auch 2008, 2009 und 2012 sind in Anbetracht, dass Schwachwind-Turbinen langfristig wirtschaftliche Vorteile bieten, vertretbar.

PV:

Es erfolgt eine Gewichtung der Energieerträge zwischen den sieben Wetterjahren beim Ausbau aller Potenzialflächen.

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PV	100%	100%	99%	100%	94%	107%	101%

Tabelle 3-2: Relative Energieerträge für Photovoltaik nach Wetterjahren in Deutschland bezogen auf das 7-Jahresmittel

Quelle: Eigene Simulation des Fraunhofer IWES

Das Jahr 2010 erscheint ungeeignet, das Jahr 2011 ist eher überdurchschnittlich aber könnte auch den Klimawandel – inkl. gestiegenen Klimatisierungsbedarfs – widerspiegeln.

Heizwärmebedarf:

Für den Einfluss des Wetterjahres auf den Heizwärmebedarf gibt die Primärenergietemperaturbereinigung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. [AGEB 2016] einen guten Anhaltspunkt.

[TWh/a]	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PE-Verbrauch	-66,9	-106,4	-59,4	-40,8	85,6	-96,7	-28,6

Tabelle 3-3: Primärenergie temperaturbereinigung

Quelle: [AGEB 2016]

Hierbei geben die Jahre 2007 und 2011 den Einfluss des Klimawandels besser wieder.

Zusätzlich sind in folgender Abbildung 3-1 die bevölkerungsgewichteten Jahresmitteltemperaturen und die mittlere Abweichung der sieben Jahre dargestellt.

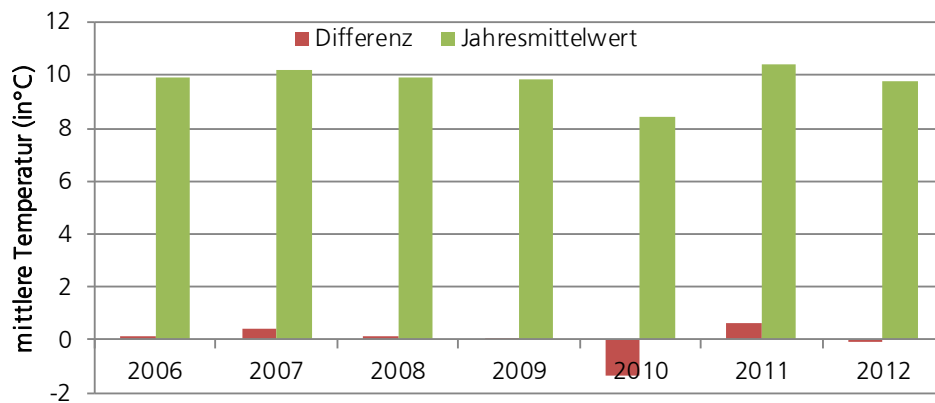


Abbildung 3-1: Bevölkerungsgewichtete Jahresmitteltemperatur

Quelle: Eigene Analyse des Fraunhofer IWES

Wärmehöchstlast:

Als Ergänzung zum Heizwärmebedarf ist das jeweilige Minimum (stündlich) sowie der minimale 1-Tages- und 2-Tages-Mittelwert der bevölkerungsgewichteten Außentemperatur in Abbildung 3-2 dargestellt. Für den Wärmelastgang besteht dabei über die Gebäudemasse ein gewisser Puffer (1- 2 Tagesmittel). Für die Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpen ist dagegen die stündliche Außentemperatur entscheidend bzw. die dann noch bestehenden Freiheitsgrade eines Wärmespeichers.

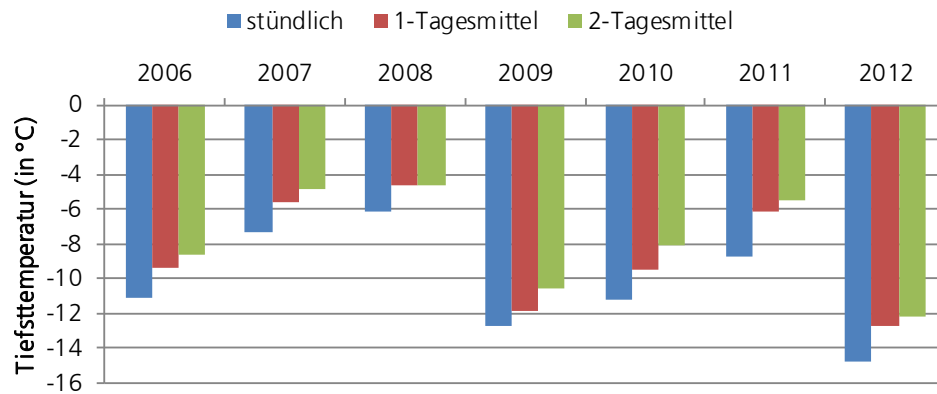


Abbildung 3-2: Minimalwert der bevölkerungsgewichtete Außentemperatur

Quelle: Eigene Analyse des Fraunhofer IWES

Hier sind insbesondere die Jahre 2008 und 2007 aufgrund höherer Temperaturen nicht zu empfehlen. Das Jahr 2011 weist als warmes Klimawandeljahr dennoch eine kalte Phase (Extremsituation mit -8°C) auf.

Klimatisierung:

Im Folgenden ist die aufgrund der aggregierten Kühllasten in jedem Pixel Deutschlands (unter Berücksichtigung einer oberen Kühlleistung) resultierende maximale elektrische Leistung für einen Stromverbrauch von 10 TWh dargestellt.

[GW in 2050]	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Klimatisierung	16,2	25,1	23,5	22,6	20,7	25,7	22,6

Tabelle 3-4: Elektrische Maximalleistung für Klimatisierung

Quelle: Eigene Analyse des Fraunhofer IWES

Auch hier stellt das Jahr 2011 das Jahr mit einer hohen Leistung entsprechend der Anforderungen des Klimawandels dar.

3.1.3 Schlussfolgerung

Entsprechend dieser Analyse **eignet sich das Jahr 2011 für die Szenariodefinition** insbesondere, weil dieses Jahr

- normale Winterträge,
- den Klimawandel durch mehr PV (unter Abgleich der Wirtschaftlichkeit),
- mehr Klimatisierung,
- weniger Heizbedarf,
- aber gleichzeitig einen kalten Tag (auslegungsrelevant für die Höchstlast der Heizungen)

aufweist.

Des Weiteren werden in der Simulation immer die historischen hydrologischen Jahres auf Basis von Zuflussdaten berücksichtigt. Dies wurde aber nicht weiter ausgewertet, da sich dieser Einfluss insbesondere in anderen europäischen Ländern mit hohen Anteilen an Speicherwasser zeigt.

Als **Extremjahr**, welches im Hinblick auf eine regenerative Energieversorgung insbesondere dann kritisch wäre, wenn es sich um grundsätzlich **kalte und relativ windschwache** Jahre handeln würde, eignet sich das **Jahr 2010 (sowohl energie- als**

auch leistungsbezogen). Hier stellt sich die Frage, ob ein regeneratives Energieversorgungssystem eine Versorgung unter solchen Extremen überhaupt leisten oder ausgleichen kann.

Als **Extremjahr** in Hinblick auf **hohe Durchschnittstemperaturen mit viel EE-Einspeisung**, in welchem ein erneuerbares System leichter funktionsfähig sein sollte, ist das **Jahr 2007 (energiebezogen)** zu werten.

Zur Beantwortung der Frage, inwiefern im europäischen Kontext im Fall einer Dunkelflaute die Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann, müssen alle sieben Jahre ausgewertet werden, um den Zeitpunkt der kritischsten Situation identifizieren zu können.

3.2 Definition eines Zielszenarios für 2050

Ausgangsbasis der Untersuchung bildet der Szenariorahmen für 2050 im Rahmen des Projektes Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr [Fraunhofer IWES et al. 2015] für Europa und Deutschland, der aktualisiert und angepasst wurde.

Neben den Annahmen in den einzelnen Sektoren ist Biomasse ein übergreifender Energieträger, der für einzelne Anwendungen in unterschiedlichen Konversionspfaden flexibel eingesetzt werden kann. Hier wird der Einsatz von Biomasse auf 2 Mio. ha (Status Quo) Anbaubiomasse bzw. nachwachsenden Rohstoffen (NaWaRo) begrenzt und keine Biomasseimporte zugelassen. Es wird eine **Fokussierung auf Biomethan unterstellt**, was eine flexible Verwertung aus dem Erdgasnetz ermöglicht. Für das Reststoffpotenzial wird eine Fokussierung auf Hochtemperaturanwendungen in der Industrie unterstellt – teilweise als direkte Verbrennung, teilweise als Vergasung. Für die europäischen Potenziale wird auf Potenzialstudien [Kaltschmitt et al. 2003], Daten zu Abfallverbrennung und Klärgas [EU 2013a] und eigenen Auswertungen zu Corine-Landnutzungsdaten zurückgegriffen und eine homogene Entwicklung in Europa angenommen.

Zudem wird unterstellt, dass **flüssige regenerative Kraftstoffe (PtL) im außereuropäischen Ausland** erzeugt werden können und **gasförmige Kraftstoffe (PtG) innerhalb Europas** erzeugt werden. In Kombination mit einer Fokussierung des Biomasseeinsatzes als Ersatz für Erdgas (direkt bei Biomethan und indirekt bei dezentraler Holzverbrennung) führt diese vereinfachte Annahme zu einem relativ geringen PtG-Bedarf im Vergleich zu anderen EE-Vollversorgungsszenarien.

3.2.1 Klimaziel und Brennstoffkosten

Es wird das europäische Ziel einer **Reduktion der THG-Emission um 95% $\text{CO}_2, \text{A}_{\text{qui}}$** in Bezug auf 1990 betrachtet. Hierbei wird unterstellt, dass noch 5% Emissionen im Bereich der Landwirtschaft und Nicht- CO_2 -Emissionen aus Industrieprozessen im nichtenergetischen Bereich verbleiben (siehe grauer Balken in Abbildung 3-3) und dass **für den Energiebereich dies eine Klimaneutralität und erneuerbare Vollversorgung bedingt**.

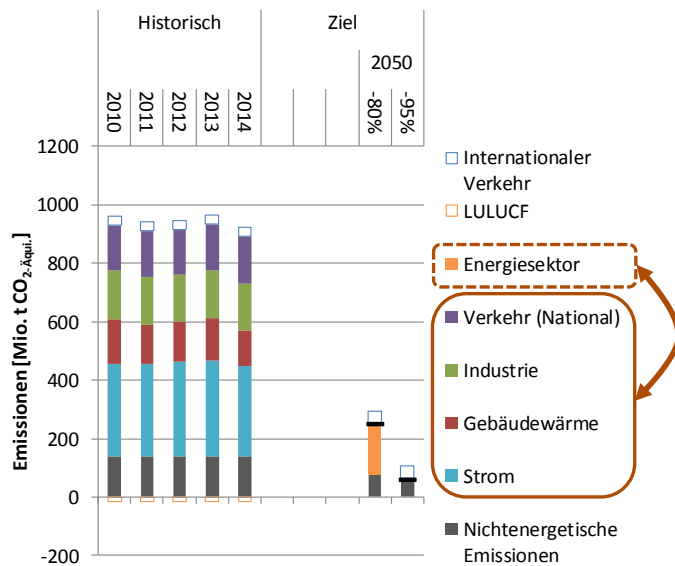


Abbildung 3-3:
Treibhausgasemissionen
Deutschland

Die Emissionen im Bereich **internationaler Verkehr** (Flug- und Seeverkehr) sind gemäß dem Kyoto-Protokoll nicht national anzurechnen, bedingen jedoch Kompensationsmaßnahmen durch Effizienz und den Einsatz von erneuerbaren Brennstoffen (PtL). Des Weiteren verursacht der **nichtenergetische Verbrauch** (insbesondere Mineralöl für die chemische Industrie) indirekte Emissionen, welche zeitversetzt vor allem im Rahmen der Müllverbrennung wieder frei werden. Auch hier wird langfristig der **Einsatz von erneuerbaren Brennstoffen** notwendig.

Die **Kosten für fossile Energieträger** basieren auf dem New Policies Scenario des World Energy Outlook 2016 [IEA 2016] analog zum aktuellen Netzentwicklungsplan [ÜNB 2016]. Langfristig wird jedoch davon ausgegangen, dass im Sinne einer globalen Klimaschutzstrategie fossile Brennstoffe nicht mehr ausgebeutet werden und die Kosten dafür gering bleiben (in Anlehnung an das 450 ppm-Szenario des World Energy Outlook [IEA 2016]). Deswegen werden die Brennstoffpreise des Netzentwicklungsplans ab 2035 konstant gehalten.

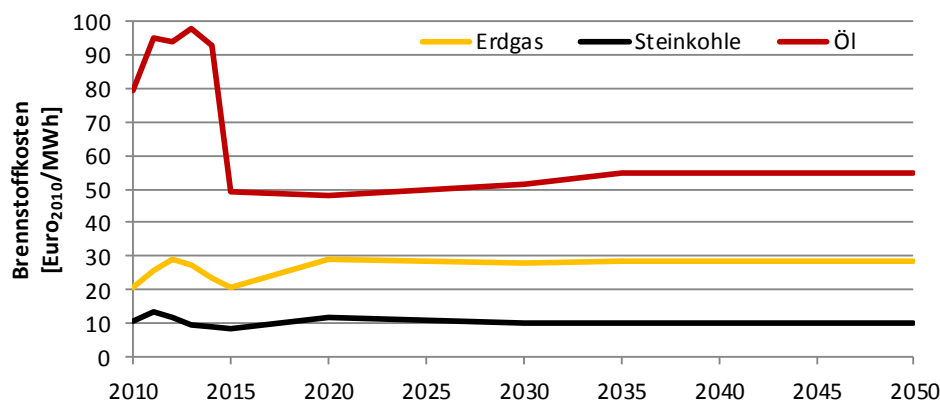


Abbildung 3-4: Entwicklung
der Brennstoffkosten (ohne
CO₂-Preis)

Quelle: eigene Annahmen nach
IEA 2016 und ÜNB 2016

Die CO₂-Vermeidungskosten und damit die Gesamtkosten für Brennstoffe bzw. die resultierende Gutschriften für eine PtG-Erzeugung werden durch das Modell endogen bestimmt bzw. berücksichtigt. Sie sind also bewusst keine exogene Szenarioannahme, sondern ergeben sich aus den Grenzkosten, um die letzten Emissionen im Energieversorgungssystem im Jahr 2050 zu vermeiden. In Rückkopplung mit langfristig niedrigen Brennstoffpreisen ergeben sich im Modell höhere CO₂-Preise als in anderen Klimaschutzszenarien (z.B. in [Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015]).

3.2.2 Rahmenbedingungen Strom

Die veröffentlichten historischen Stromprofile der einzelnen Länder [ENTSOE 2016] werden um **den Teil des historischen Stromverbrauchs von direkten Stromheizungen (Nachtspeicherheizungen u. a.) bereinigt** [Enerdata 2016], da langfristig davon auszugehen ist, dass diese ineffizienten Anwendungen durch effiziente Wärmepumpenwendungen oder Wärmenetze in ganz Europa ersetzt werden. Dazu wird auf Basis der Methodik in [Wuppertal Institut 2015] das Profil des temperaturabhängigen Teils des historischen Stromverbrauchs bestimmt und in Höhe der statistischen Heizstromverbrauchs im Bereich Haushalte und Gewerbe abgezogen.

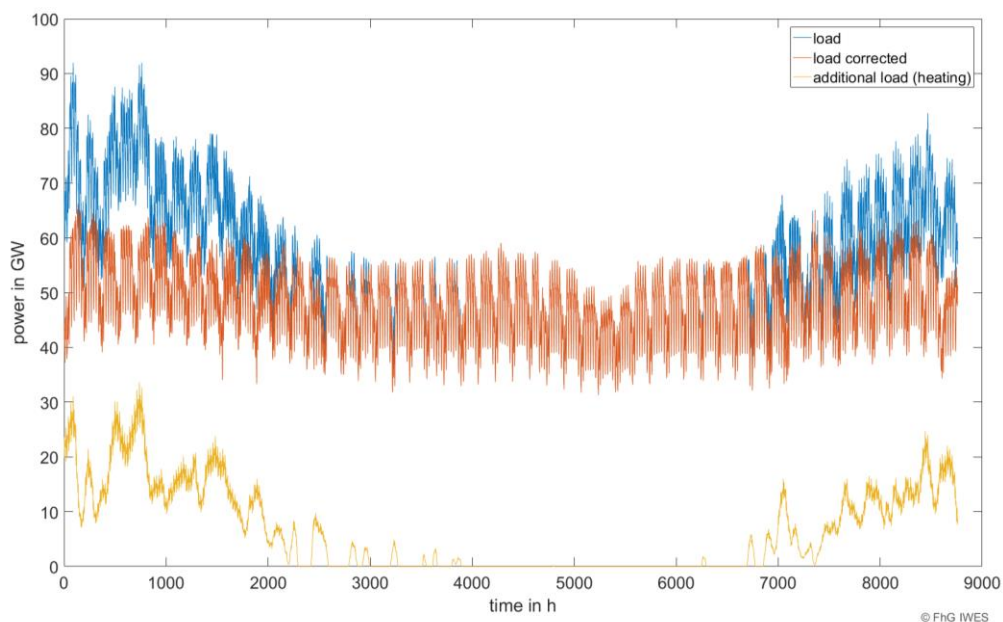


Abbildung 3-5:
Temperaturabhängiger
Stromverbrauch von
Stromheizungen in Frankreich
2011

Quelle: Eigene Berechnung des
Fraunhofer IWES

Bei der **Höhe des Stromverbrauchs** muss zwischen herkömmlichen Verbrauch und neuen Verbrauchern der Sektorenkopplung zur Dekarbonisierung der anderen Energiesektoren unterschieden werden. Für den herkömmlichen Stromverbrauch (enthält bereits 40 TWh Industrie-Prozesswärme) wird eine hohe Effizienzentwicklung gemäß dem BMUB-Klimaschutzszenario 95¹ in 2050 [Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015] unterstellt und das historische (um Nachtspeicherheizungen bereinigte) Stromverbrauchsprofil der Jahre 2006-2012 verwendet. Für Europa wird eine vergleichbare Entwicklung unterstellt. Neue Stromverbraucher (E-Pkw/LNF², E-Lkw, dezentrale Wärmepumpen, Großwärmepumpen, Elektrodenkessel, zusätzlicher Strom für Industrieprozesswärme) werden durch das Modell zusätzlich generiert und mit ihrem individuellen Stromverbrauchsprofil und ihrer Flexibilität abgebildet.

Des Weiteren wird unterstellt, dass im Jahr 2050 noch **Kernkraftwerke** in Betrieb sind. Hier werden 50 Jahre Lebensdauer angenommen und damit die ab 2000 in Betrieb genommen Anlagen berücksichtigt. Hier ergeben sich folgende Nettoleistungen:

¹ Szenario mit -95% Reduktion der Treibhausgase bis 2050 gegenüber 1990

² LNF – Leichte Nutzfahrzeuge

- Frankreich 7.592 MW
- Finnland 1.634 MW
- Slowakei 1.283 MW
- Tschechien 1.900 MW

Bei einer gesamten Kernkraftwerksleistung von 12,4 GW liegt das Erzeugungspotenzial bei 99,1 TWh³. In der Einsatzoptimierung wird dieses Potenzial aber teilweise durch kostengünstigere Erzeugung (Grenzkosten) von Wind- und Solaranlagen eingeschränkt.

Für den **europäischen Netzausbau** wurde für Deutschlands Grenzen das Szenario des Netzentwicklungsplanes für 2035 übernommen [ÜNB 2016]. Für den Rest Europas wurde auf das Projekt E-Highway2050 zurückgegriffen (Startnetz 2030 und geplante Interkonnectoren) [ENTSOE et al. 2014]. Da der Ausbau von Stromnetzen mit Akzeptanzfragen verbunden ist, wird als konservativer Ansatz dieses Zielnetz 2030/35 ebenfalls für das Jahr 2050 angenommen. Es wird unterstellt, dass die Unterschiede zwischen Sommer- und Winter-Übertragungskapazitäten - welche sich derzeit aus der Lage insbesondere konventioneller Kraftwerke und saisonal bedingter europäischer Last- und Ringflüsse ergeben - langfristig nicht mehr auftreten und immer der Maximalwert aus [ÜNB 2016] und [ENTSOE et al. 2014] verwendet (Abbildung 3-6).

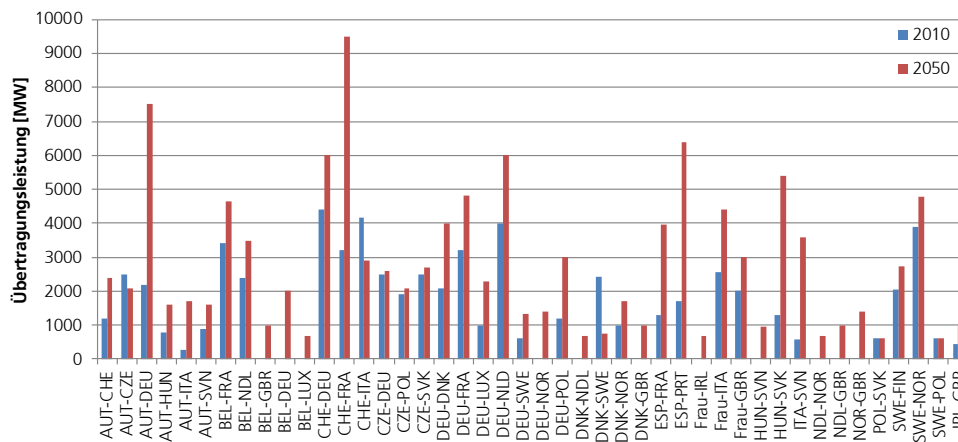


Abbildung 3-6:
Kuppelleistungskapazitäten
NTC in Europa

Quelle: Eigene Annahmen auf
Basis von [ENTSOE et al. 2014]
und [ÜNB 2016]

3.2.3 Nachfrageentwicklung Gebäudewärme

Im Gebäudebereich wird basierend auf [Fraunhofer IWES et al. 2015] ein **hohes Effizienzniveau** unterstellt, welches für das Zieljahr 2050 auch dem Verbrauch im Effizienzzenario der BMWi-Energieeffizienzstrategie Gebäude [BMWi 2015] entspricht. Langfristig wird davon ausgegangen, dass sich der Endenergieverbrauch (derzeit niedriger) auf den Endenergiebedarf angleicht, um damit mögliche Reboundeffekte zu berücksichtigen.

³ Annahme – Verfügbarkeit von 91,2% für Kernkraft

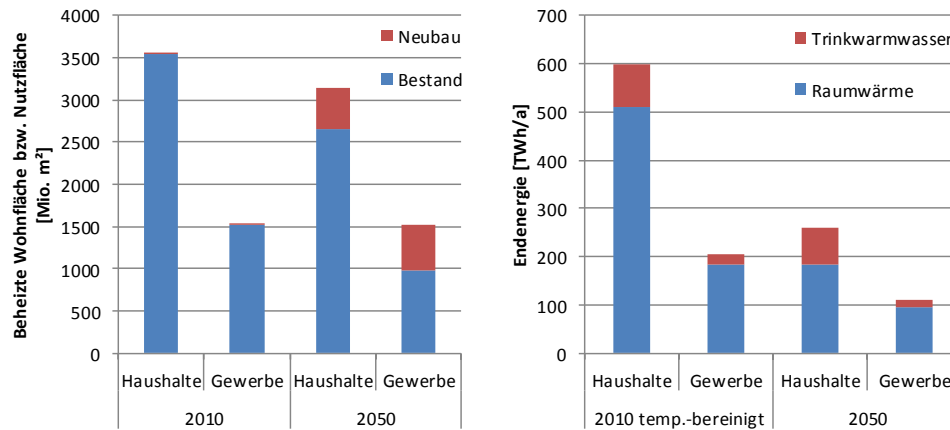


Abbildung 3-7: Effizienz im Gebäudebereich (Haushalte und GHD ohne Industrie-Hallen)

Quelle: Eigene Berechnungen des Fraunhofer IWES

In Anlehnung an das -85%-Szenario im Rahmen der Studie Interaktion EE-Strom-Wärme und Verkehr [Fraunhofer IWES et al. 2015] und der Erweiterung auf ein -95%-Szenario in [Fraunhofer IWES/IBP 2017] wird als technologisches Potenzial ein

- maximales Wärmenetzpotenzial von 25% der Endenergie unterstellt, welches über Systeme aus
 - KWK, Großwärmepumpen, Spitzenlastkessel, Wärmespeicher
 - KWK, Elektrodenkessel, Solarthermie, Spitzenlastkessel, Wärmespeicher
 - KWK, Elektrodenkessel, Wärmespeicher
 gedeckt werden kann,
- maximales Potenzial für Erd-Wärmepumpen mit Wärmespeichern von 50% unterstellt
- vereinfacht ein unbegrenztes Potenzial für
 - Luft-Wärmepumpen mit Wärmespeichern
 - bivalente/hybride Systeme aus Gasbrennwertkessel und Luft-Wärmepumpen
 - Gasbrennwertkesseln unterstellt.

Für Europa wird eine vergleichbare Entwicklung auf Basis der derzeitigen statistischen Endenergieverbräuche [Enerdata 2016] und Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung unterstellt.

3.2.4 Nachfrageentwicklung Industrie-Prozesswärme

Im Bereich der Industrieprozesswärme wird basierend auf [Fraunhofer IWES et al. 2015] ebenfalls ein **hohes Effizienzniveau** im BMUB-Klimaschutzszenario 95 (KS 95) nach [Öko-Institut, Franhofer ISI 2015] unterstellt. In diesem Bereich wird zusätzlich noch der Bereich Raumwärme/Warmwasser für Industriehallen und der Bereich GHD⁴-Prozesswärme aus dem Gewerbebereich erfasst und im Modell entsprechend der Temperaturniveaus abgebildet:

⁴ GHD – Gewerbe, Handel Dienstleistung

- <100°C – Warmwasser für Industrie-Prozesswärme, Raumwärme/Warmwasser
→ direkte Versorgung durch Abwärmenutzung oder in Kombination mit Groß-Wärmepumpen
- 100 – 500°C – Dampf/Thermoöl für Prozesswärme in Industrie und GHD
→ Versorgung durch KWK + Elektrodenkessel (Potenzial von 2/3 [Prognos et al. 2015])
→ Versorgung durch Gas/Biomasse-Brennstoffkessel + Elektrodenkessel
- >500°C – industrielle Verfahren
→ Versorgung durch rein brennstoffbasierte oder ein strombasierte Verfahren

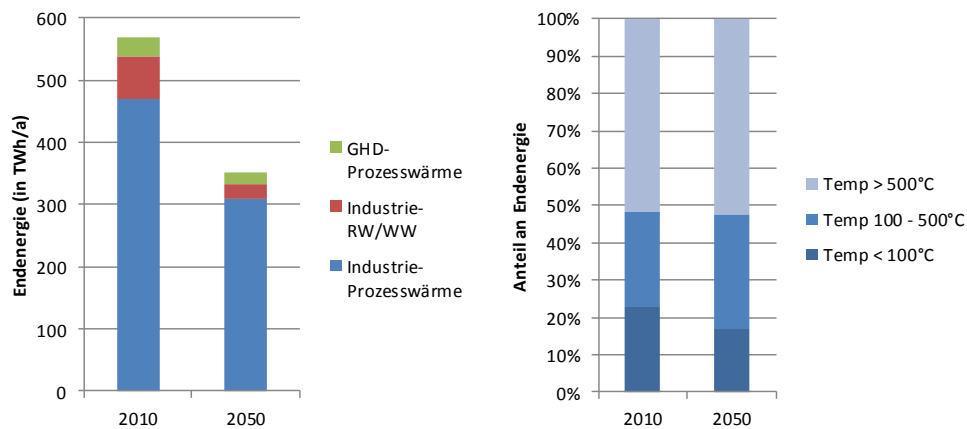


Abbildung 3-8:
Industrieprozesswärme zzgl.
Industriehallen und GHD-
Prozesswärme

Quelle: Anpassungen der Datenbasis in [Fraunhofer IWES et al. 2015] an [Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015]

Analog zu den Annahmen in Deutschland [Fraunhofer IWES et al. 2015] wird unter Nutzung der europäischen Datenbasis zu den jeweiligen Temperaturniveaus und der Höhe des Industriewärmeverbrauchs [Blesl et al. 2012] für Europa eine vergleichbare Entwicklung unterstellt.

3.2.5 Entwicklung Verkehr und E-Mobilität

Verkehrsaufkommen

Analog der Untersuchungen in [Fraunhofer IWES 2015] wurde für die Entwicklung des Verkehrsaufkommens ein Szenario unterstellt, welches zwar **relevante Mengen an Verkehrsverlagerung** annimmt, **aber keine Verkehrsvermeidung**. Die **Verkehrsleistungen in 2050** wurden aus der Studie „Energieszenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung“ [Prognos et al. 2010] zugrunde gelegt und im Rahmen des Projektes Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr [Fraunhofer IWES et al. 2015] an einigen Stellen durch eigene Annahmen des ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung und IWES ergänzt. Dies betrifft zum einen den Motorisierter Individualverkehr (MIV) sowie den Verkehr mit Bussen und Straßen-, Stadt-, und U-Bahnen, deren Verkehrsleistung in der Rubrik „ÖPNV“ nicht differenziert und nicht vollständig erfasst sind, zum anderen den Flugverkehr, bei dem im Referenzszenario [Prognos et al. 2010] der internationale Verkehr nur bis zur Landesgrenze (Territorialprinzip) erfasst wird. Basis der Untersuchung hier sind die abgehenden Verkehre (Tankprinzip). Im Bereich der Binnenschifffahrt muss zwischen den relativ geringen Tankmengen in Deutschland und dem den Verkehrsaufkommen entsprechenden Verbrauch unterschieden werden (Betankung vor allem in den Niederlanden). Der internationale Flugverkehr und der internationale Seeverkehr sind nicht Teil des Kyoto-Bilanzrahmens, sie werden aber im Rahmen der Studie mit ihren Verbräuchen dennoch erfasst. Beim Seeverkehr muss ebenfalls zwischen den Tankmengen (Hochseebunkerung) und dem Anteil Deutschlands am weltweiten Seeverkehr gemäß dem Anteil an der Weltwirtschaft unterschieden werden.

Für das Jahr 2030 wird die aktuelle Verkehrsprognose des [BMVI 2014] unterstellt und entsprechend zwischen den Stützjahren interpoliert.

Für die Szenarien sind die Fahr- bzw. Verkehrsleistungen für 2010, 2030 und 2050 im Folgenden dargestellt.

in Mrd. Pkm	2010	2030	2050	2010-2050
MIV	902	992	897	-0,6%
BUS	83	100	95	14,5%
SSU-Bahnen	16	18	16	0,0%
Eisenbahn (Nah+Fern)	84	100	84	0,0%
Luftverkehr national	11	12	12	9,4%
Luftverkehr international	182	332	376	106,6%
Gesamt	1.278	1.555	1.480	15,8%

Tabelle 3-5: Entwicklung der Personenverkehrsleistungen 2010-2050

Quelle: IFEU in [Fraunhofer IWES et al. 2015b] und [BMVI 2014]

in Mrd. tkm	2010	2030	2050	2010-2050
Straßengüterverkehr	437	607	757	73,1%
Eisenbahnverkehr	108	154	210	95,2%
Binnenschifffahrt	62	77	81	30,0%
Luftverkehr	11	19	26	138,8%
Gesamt	618	856	1.074	73,7%

Tabelle 3-6: Entwicklung der Güterverkehrsleistungen 2010-2050

Quelle: IFEU in [Fraunhofer IWES et al. 2015b] und [BMVI 2014]

Für die Abbildung der Elektromobilität in Europa kann auf das Referenzszenario der EU-Kommission zur Entwicklung der Verkehrsleistung zurückgegriffen werden [EU 2013b]. Basierend auf dem individuellen Verkehrsaufkommen wird eine vergleichbare Technologiedurchdringung wie in Deutschland unterstellt.

Endenergieverbrauch

Im Bereich Pkw/LNF wird auf Basis des Fahrzeugbestandsmodells des Fraunhofer IWES (siehe Anhang A1 auf Seite 44) die Marktentwicklung der einzelnen Technologien für die jeweiligen nutzerabhängigen Fahrprofile von 2013 bis 2050 ermittelt. Da für die Erreichbarkeit eines sehr ambitionierten Klimaziels eine effiziente Stromnutzung eine Voraussetzung ist und in diesem Szenario auch sehr hohe CO₂-Vermeidungskosten auftreten wird eine Preissteigerung bis 2050 in den Bereich von über 400 €/t unterstellt, was in etwa den Ergebnissen der Ausbauplanung des Modell SCOPE entspricht.⁵

[€/t CO ₂]	2013	2020	2030	2040	2050
CO ₂ -Emissionskosten	5	106	227	320	412

Tabelle 3-7: Annahme zur Entwicklung der CO₂-Kosten 2013-2050 – Eingangsgröße Fahrzeugbestandsmodell

Für den Simulationslauf wurden folgende Endkundenpreise angenommen (dargestellt ohne CO₂-Besteuerung und mit CO₂-Besteuerung in Klammern).

⁵ Im Fahrzeugbestandsmodell des Fraunhofer IWES wird mit einem modellexogen vorgegebenen CO₂-Preis und daraus resultierenden Entwicklungen der Endkundenpreise simuliert. Diese sind nicht iterativ mit dem Gesamtsystemmodell SCOPE aufeinander abgestimmt. Im Vergleich - für das kostenoptimal ermittelte Gesamtsystem ergibt sich in der nachgelagerten Rechnung ein CO₂-Preis als europäischer Grenzpreise von 450 €/t CO₂ für die letzte Tonne CO₂ die in Europa zu substituieren ist.

[€/GJ]	2013	2020	2030	2040	2050
Diesel	40,4 (40,8)	44,8 (52,5)	48,0 (64,6)	50,9 (74,3)	52,9 (83,1)
Benzin	50,5 (50,9)	55,5 (63,2)	59,1 (75,8)	62,0 (85,5)	64,7 (94,9)
Erdgas	23,7 (24,0)	29,8 (35,7)	30,8 (43,5)	32,1 (50,0)	34,6 (57,6)
Erneuerbarer Strom	74,0	87,4	84,8	82,0	78,2

Tabelle 3-8: Annahmen zur Entwicklung der Endkundenpreise 2013-2050 – Eingangsgröße Fahrzeugbestandsmodell

Als Ergebnis ergibt sich folgende Fahrzeugbestandsentwicklung, welche langfristig von vollelektrischen Fahrzeugen (BEV)⁶ dominiert wird. Eine wichtige Rolle spielen auch hybride Fahrzeuge (PHEV und REEV)⁷. Langfristig bestehen nur noch wenige gas- und benzinbetriebene Fahrzeuge und diese werden im Wesentlichen von Nutzern mit geringen Jahresfahrleistungen eingesetzt.

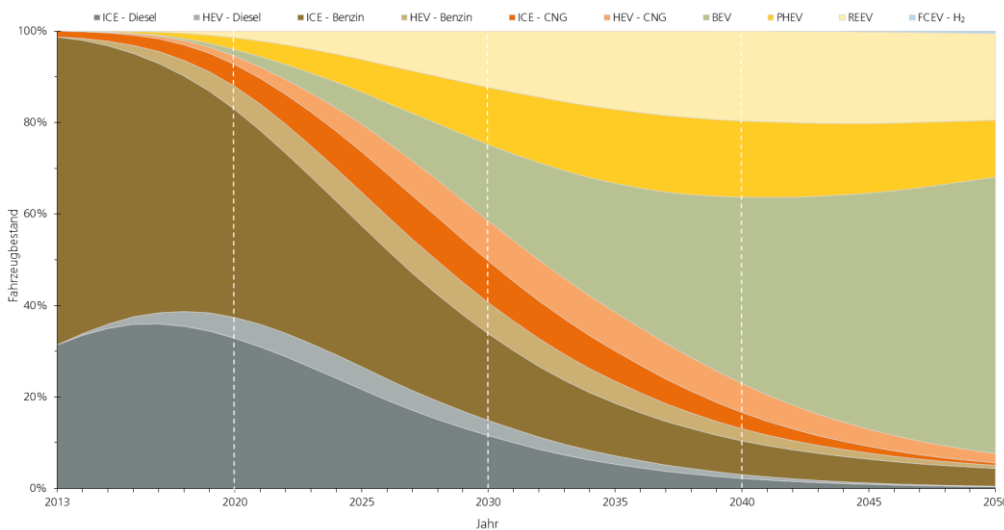


Abbildung 3-9: Entwicklung des Fahrzeugbestands (Pkw/LNF) 2013-2050

Quelle: Daten basierend auf [Trost, 2016]

Teil des Simulationsergebnisses ist auch die Entwicklung des mittleren elektrischen Fahranteils für hybride Fahrzeuge, welcher sich aus der Rückkopplung von Batteriegröße, Effizienz, Ladeinfrastruktur und den einzelnen Fahrprofilen ergibt. Insbesondere durch den Ausbau der Ladeinfrastruktur (öffentliches Laden und beim Arbeitgeber, Schnellladung) sind mittelfristig sehr hohe elektrische Fahranteile realisierbar (siehe Abbildung 3-10).

⁶ BEV - battery electric vehicle

⁷ PHEV - plug-in hybrid electric vehicle / REEV - range extended electric vehicle

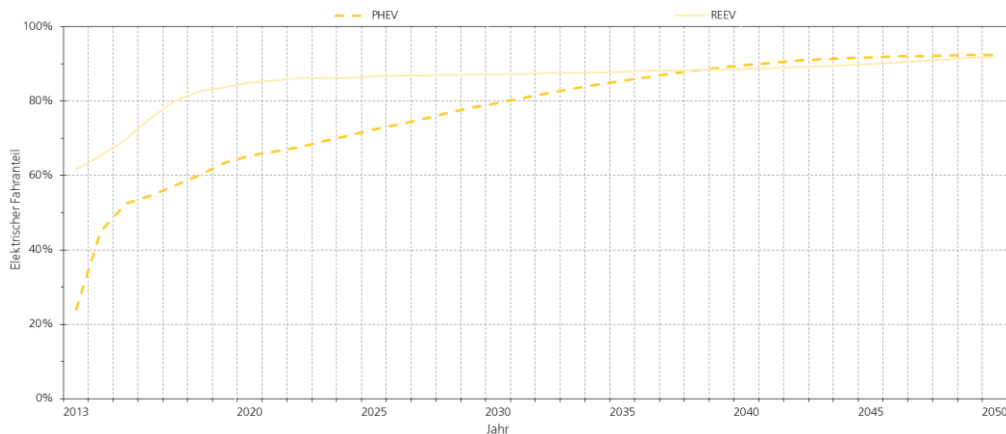


Abbildung 3-10: Entwicklung des elektrischen Fahranteils (PHEV/REEV) 2013-2050

Quelle: Daten basierend auf [Trost, 2016]

In Summe ergeben sich für 2050 ein Stromverbrauch von ca. 181 TWh und ein Kraftstoffverbrauch von 376 TWh.

Endenergieverbrauch in TWh		2010	2030	2050
MIV (elek.)	Strom		67,7	112,6
	Benzin/Diesel - Range-Extender und normale Verbrenner	413,0	78,0	5,8
MIV (Gas)	CNG - RangeExtender und normale Verbrenner	2,4	76,2	10,5
	Diesel - RangeExtender und normale Verbrenner	157,2	123,9	69,4
Lkw (konv.)	Strom		5,3	12,2
Lkw (BEV/PHEV)	Strom		14,6	41,2
Lkw (HO)	Kraftstoff	13,3	10,7	9,2
BUS	Strom	1,9	1,8	1,7
SSU-Bahnen	Strom	12,5	13,8	13,3
Eisenbahn	Kraftstoff	3,8	3,5	2,7
Binnenschiff (Standort)	Kraftstoff	3,3	3,5	3,0
Binnenschiff (Ausland)*	Kraftstoff	3,8	3,9	3,5
Luftverkehr national	Kraftstoff	7,9	6,7	5,7
Luftverkehr international*	Kraftstoff	92,8	113,4	124,9
Seeverkehr (Standort)*	Kraftstoff	31,9	37,5	38,1
Seeverkehr (+Welthandel)*	Kraftstoff	72,1	88,9	92,3
GHD Bauwirtschaft**	Kraftstoff	10,8	10,8	10,8

Tabelle 3-9: Endenergieverbrauch des Verkehrs [TWh/a]

Quelle: eigene Berechnungen im Bereich MIV; IFEU in [Fraunhofer IWES et al. 2015b] und [BMVI 2014]

* Nicht Bestandteil des Kyoto-Bilanzrahmens

** Nicht Bestandteil der Verkehrssektor-Bilanzierung

Dabei sind die Bereiche Binnenschiff-Betankung im Ausland, Luftverkehr international und Seeverkehr nicht Teil der Kyoto-Bilanzierung für Treibhausgase. Im Sinne einer vollständigen Dekarbonisierung des Verkehrssektors werden sie aber dennoch im Rahmen dieser Studie berücksichtigt. Zusätzlich fallen noch Kraftstoffverbräuche im Bereich GHD an (Baufahrzeuge), welche statistisch nicht dem Verkehrssektor zugeordnet werden.

Flexibilitätsparameter E-Mobilität

Die Annahmen zur Ladeinfrastruktur der Elektromobilität basieren zum Großteil auf der Studie „Potenziale der Elektromobilität bis 2050“ [EWI 2010]. Wesentliche

Charakteristiken sind das Anschlussverhältnis und die angenommene Ladeleistung, die in Tabelle 3-10 dargestellt sind. Bei den Ladeleistungen wird zwischen normalem Laden mit 3,7 kW bis 22,2 kW, schnellem Laden mit 43,5 kW und zukünftigen Laden mit 132 kW unterschieden.

2050	Tagsüber laden	Nachts laden
Kein Netzanschluss	50,0%	25,0%
3,7 kW	29,5%	64,5%
11,3 kW	5,0%	2,5%
22,2 kW	5,0%	2,5%
43,5 kW	10,0%	5,0%
132 kW	0,5%	0,5%

Tabelle 3-10: Aufteilung der unterstellten Ladeinfrastruktur auf den Fahrzeugpark

Quelle: In Anlehnung an [EWI 2010]

	Montag bis Freitag	Samstag	Sonn-/Feiertag
Tag	6:00-19:00	9:00-19:00	10:00-19:00
Nacht	19:00-6:00	19:00-9:00	19:00-10:00

Tabelle 3-11: Unterteilung Tag- und Nachtstunden

Quelle: [EWI 2010]

Für die **Flexibilität der Elektromobilität** werden folgende Optionen bewertet:

- ungesteuertes Laden im Fall von BEV (20% - größere Batterien, aber Teilbereich der Vielfahrer z.B. Sammeltaxis, CarSharing, ...) und PHEV/REEV (40% der Fahrzeuge – höhere Restriktionen, bei kleineren Batterien einen hohen elektrischen Fahranteil zu gewährleisten)
- Lastverschiebung im Fall von BEV (80% der Fahrzeuge)⁸
- Lastverschiebung und Lastabwurf im Fall von PHEV/REEV (60% der Fahrzeuge)
- Lastabwurf im Fall von E-Lkw (OH-Lkw und Batterie-Lkw) (100% der Fahrzeuge)⁹

⁸ Eine Rückspeisung aus Elektrofahrzeugen (V2G) wurde nicht berücksichtigt.

⁹ Zudem besteht im Modell noch Differenzierungsbedarf inwiefern neben dem OH-Lkw andere Stromnachfragen im Bereich der schweren Nutzfahrzeugen (SNF) wie BEV/PHEV-Lkw anwendungsbezogen individuell abgebildet werden müssten. Grundsätzlich wird an dieser Stelle davon ausgegangen, dass auch in diesen Bereichen Hybridsysteme mit Batterie und Verbrennungsmotor eingesetzt werden und dass die Batterie selbst kein Flexibilitätspotenzial bereitstellt.

4 Ergebnisse

Im ersten Teil wird das ermittelte Szenario 2050 auf Basis des Wetterjahres 2011 beschrieben und im zweiten Teil die Lastdeckung dieses Szenarios über 7 Wetterjahre analysiert.

4.1 Kostenoptimales Energiesystem - Szenario 2050

Im Folgenden wird das Szenario, welche für das Wetterjahr 2011 als kostenminimales Energieversorgungssystem ermittelt wurde, dargestellt.

4.1.1 EE-Ausbau und Stromverbrauch Europa in 2050 (Wetterjahr 2011)

In Abbildung 4-1 ist für die einzelnen Länder Europas der ermittelte kostenminimale EE-Mix an der Nettostromerzeugung dargestellt. Bis auf wenige Kernkraftwerke handelt es sich um eine ausschließlich erneuerbare Versorgung. Unterschiede ergeben sich vor allem aus der Rolle von Gaskraftwerken (auf Basis von PtG) in den einzelnen Ländern. Dieser Einfluss von beiden Kraftwerkstypen wird durch die Hintergrundfarbe abgebildet. Des Weiteren sind große Unterschiede zwischen Ländern mit hohen Anteilen Wasserkraft und den Anteilen zwischen Windkraft und PV je nach Flächenpotenzial und EE-Ressource festzustellen.¹⁰

¹⁰ Modellspezifische Vereinfachungen sind der Verzicht auf Photovoltaik in NOR, SWE und FIN sowie die Abbildung von Geothermie in ITA und HUN (hier aufgrund eine Vorabanalyse zu den unwirtschaftlichen Windressourcen einerseits und hohen Temperaturgradienten anderseits).

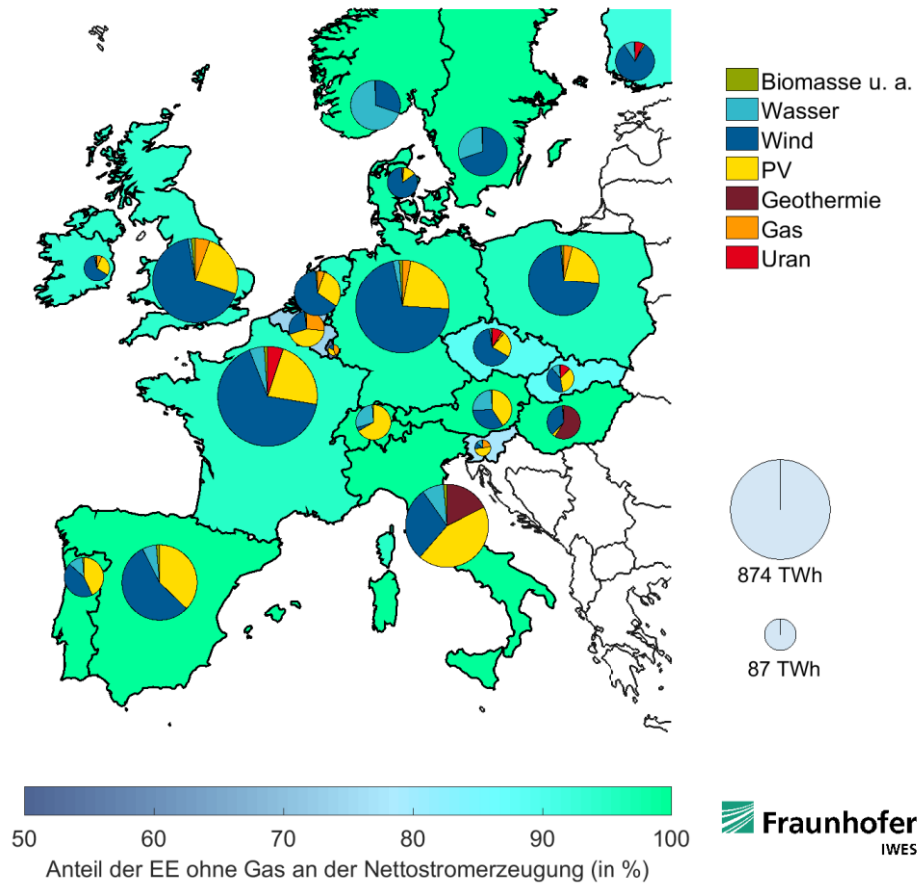


Abbildung 4-1:
Stromerzeugungsmix und EE-
Anteil im europäischen
Strommarkt 2050

Die für diese Stromerzeugung notwendigen installierten Leistungen sind in Abbildung 4-2 dargestellt.

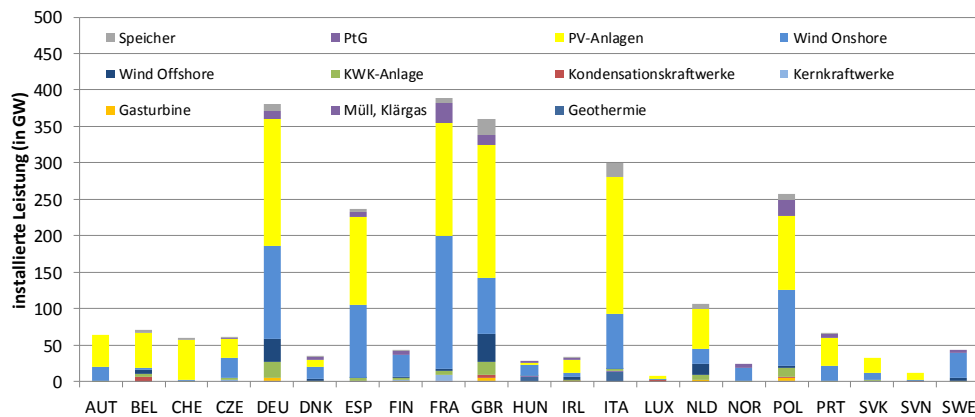


Abbildung 4-2: Installierte el.
Leistungen im europäischen
Strommarkt 2050

Die Jahresstromerzeugung ist für alle Länder in Abbildung 4-3 dargestellt. Dabei ist in Ergänzung der jeweilige Stromverbrauch dargestellt, welcher sich durch die Sektorenkopplung im Modell ergibt. Für Deutschland ist diese Bilanz im Detail im nachfolgenden Abschnitt detailliert dargestellt.

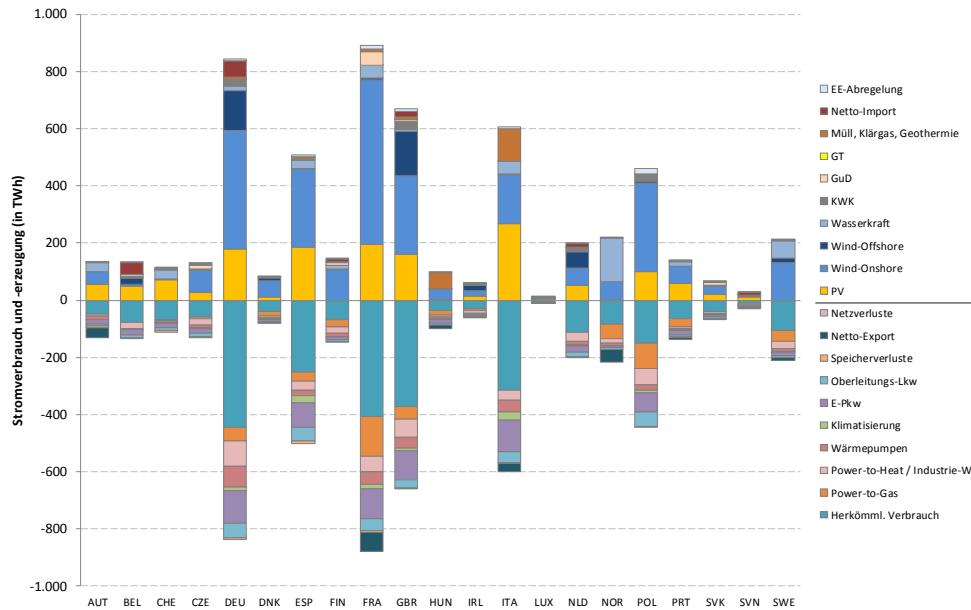


Abbildung 4-3: Energiebilanz Erzeugung (positiv) und Verbrauch (negativ) der europäischen Länder im Zielszenario 2050

4.1.2 EE-Ausbau und Stromverbrauch Deutschland in 2050 (Wetterjahr 2011)

Die Energiebilanz ist für das Jahr 2050 im Folgenden dargestellt. In Summe ergibt sich für das Jahr Wetterjahr 2011 ein Nettostromverbrauch von 838 TWh.

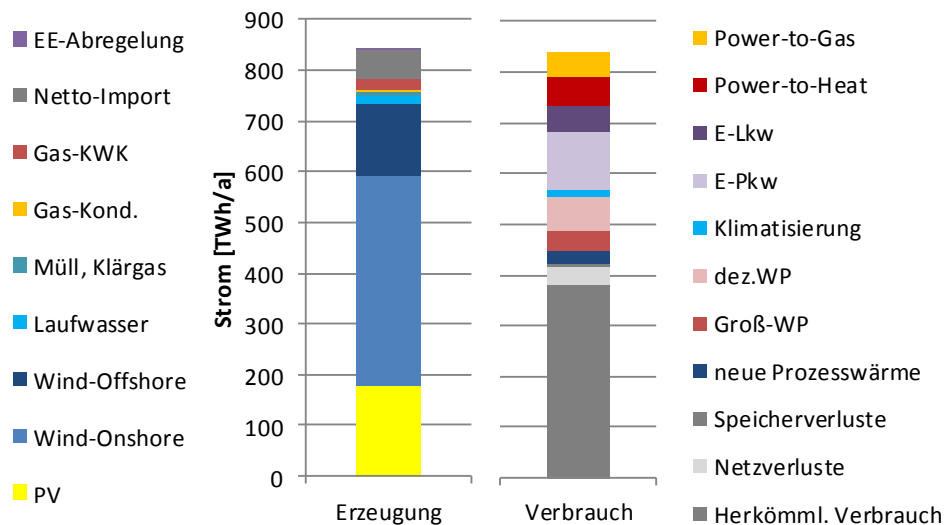


Abbildung 4-4: Energiebilanz Erzeugung und Verbrauch Deutschland im Zielszenario 2050

Der hohen wetterabhängigen fluktuierenden Stromerzeugung steht eine hohe Flexibilität beim Verbrauch (Lastmanagement auf Basis von elektrischen oder thermischen Speichern, hybride Systeme), sowie im Bereich Import/Export und Stromspeichern gegenüber. Die maximal im Jahr abgerufenen Leistungen einer jeden Anwendung sind in Abbildung 4-5 für die Erzeugung¹¹ und in Abbildung 4-6 für den Verbrauch dargestellt.

¹¹ Hier ist zu berücksichtigen, dass die maximale PV-Erzeugung kumuliert über Deutschland mit in Summe ca. 125 GW deutlich niedriger ausfällt, als die installierte Leistung mit 171 GW (Dachflächenausrichtung, solare

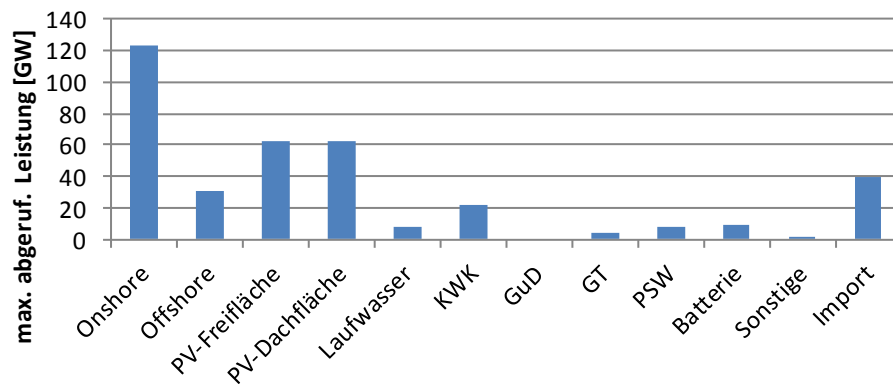


Abbildung 4-5: Maximal abgerufene Erzeugungsleistung im Zielszenario 2050

Aufgrund dieser Flexibilität besteht am Ende eine hohe noch abzuregelnde EE-Leistung (Abbildung 4-6), aber energetisch macht diese mit weniger als 2% der fEE¹²-Erzeugung nur einen geringen Anteil aus.

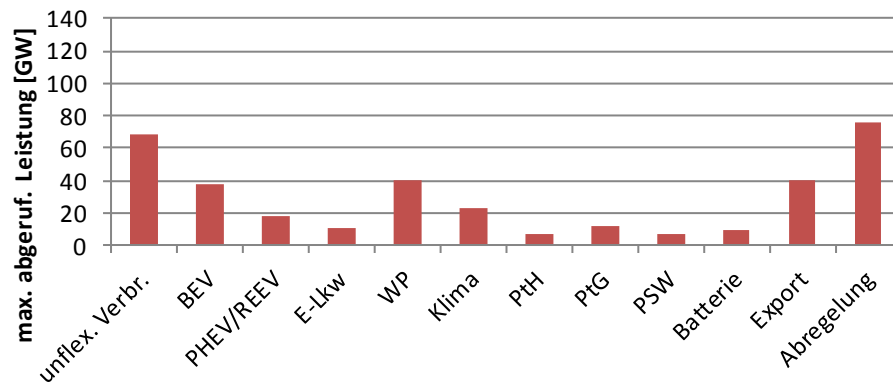


Abbildung 4-6: Maximal abgerufene Verbrauchsleistung im Zielszenario 2050

Im Folgenden ist das Ergebnis der Ausbauplanung für den Wärmemarkt dargestellt – differenziert nach vier Anwendungen - Gebäude¹³, Industrie-Warmwasser, Industrie-Dampf-Anwendungen und industriellen Verfahren. Hierbei wird die hohe Bedeutung von Wärmepumpen¹⁴ in den verschiedenen Anwendungen deutlich. KWK-Systeme weisen sehr hohe elektrische Arbeitsanteile auf – entweder direkt elektrisch im Fall von Industrie-Dampf oder mittels Groß-Wärmepumpen im Fall von Fernwärme.¹⁵

Einstrahlung). Bei Windkraft ist die Differenz zwischen installierter Leistung und maximaler Erzeugung aufgrund des Einsatzes von Schwachwindanlagen deutlich geringer.

¹² fEE – fluktuierende Erneuerbare Energien (Windkraft und Photovoltaik)

¹³ Die Differenzierung im Gebäudebereich in Haushalte und Gewerbe ist dabei nur nachträgliche Darstellung und keine Differenzierung der Eingangsdaten im Simulationsmodell.

¹⁴ Hierbei ist aufgrund der aggregierten Europa-Simulation von nur einem Gebäudetyp im Modell keine realistische Differenzierung zwischen reinen bivalenten Luft-WP (hier ausgeprägt) und monovalenten Luft-WP (hier nicht ausgeprägt) möglich.

¹⁵ Des Weiteren ist die Rolle von solaren Wärmenetzen und Wärmepumpen-basierten Nahwärmenetzen technologisch nicht ausreichend differenziert im Modell abgebildet, um diese in diesem Rahmen bewerten zu können.

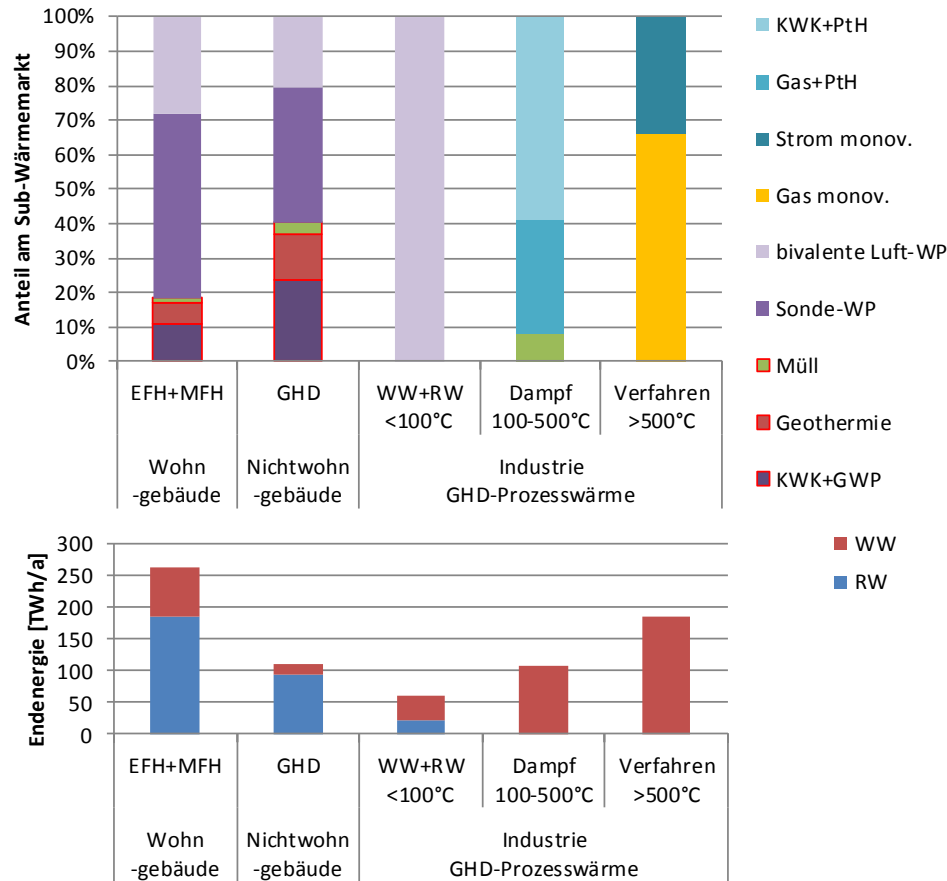


Abbildung 4-7: Marktanteile von Heizsystemen in den verschiedenen Wärmemärkten im Zielszenario 2050 (oben) und Endenergiebedarf je Wärmemarkt (unten)

(WW – Warmwasser: Trinkwarmwasser und Prozesswärme / RW – Raumwärme)

Für die Dekarbonisierung des Energieversorgungssystems ist ein hoher Ausbau an Windkraft und Photovoltaik notwendig. Dabei sei darauf hingewiesen, dass im Bereich Wind-Onshore ausschließlich Schwachwindanlagen unterstellt werden. Die installierte Leistung im Jahr 2050 von hier 127,0 GW könnte bei einem Anteil von Starkwindanlagen auch höher ausfallen, um die gleiche Energiemenge zu erzeugen. Für Wind-Offshore ist ein Fortschreiben des im EEG definierten kontinuierlichen Ausbaus unterstellt auf 31,9 GW in 2050. Für Photovoltaik beträgt die installierte Leistung im Jahr 2050 171,3 GW. In Abbildung 4-8 ist ein daraus resultierende Ausbaupfad¹⁶ im Vergleich zum aktuellen Netzentwicklungsplan dargestellt [ÜNB 2016]. Es wird deutlich, dass aufgrund der gesteigerten Stromnachfrage diese Ausbauziele zu gering wären, um Klimaziele einzuhalten.

¹⁶ Für PV und Wind-Onshore wird dabei unterstellt, dass der jährliche Ausbau die langfristige jährliche Repowering-Rate nicht überschreiten darf. Im Fall der PV kommt dabei insbesondere der Austausch der PV-straken Zubaujahre 2010, 2011 und 2012 zum tragen. Bei Wind-Offshore wurde der EEG-Ausbauplan bis in das Jahr 2050 linear fortgeschrieben

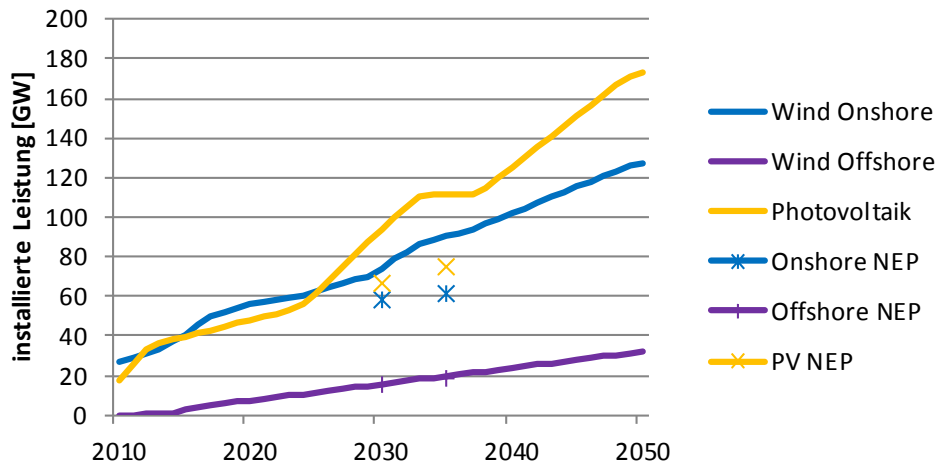


Abbildung 4-8: Entwicklung installierter EE-Leistungen in Deutschland 2010 bis 2050

Quelle: eigene Berechnung, NEP-Daten nach [ÜNB 2016]

4.1.3 Internationale Bereitstellung von PtX

Für die Simulationen wurde die Annahme getroffen, dass flüssige Brennstoffe außerhalb Europas bereitgestellt werden müssen. Auf Basis der Szenarioannahmen in Tabelle 3-9 und unter der Berücksichtigung der Mineralölverbrauchs im Bereich des nichtenergetischen Verbrauchs des Jahres 2010 [AGEB 2012] ergibt sich ein Kraftstoffverbrauch von 615 TWh. Die dafür notwendige Stromerzeugung wäre mit ca. 1.280 TWh ca. 50% höher an der nationale Stromverbrauch.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Höhe des nichtenergetischen Verbrauchs im Jahre 2050 eine hohe Unsicherheit aufweist und an dieser Stelle mögliche Effekte von Recycling, Kaskadennutzung von Biomasse oder Wirtschaftswachstum nicht bewertet wurden und der nichtenergetische Verbrauch der chemischen Industrie auch geringer ausfallen kann.

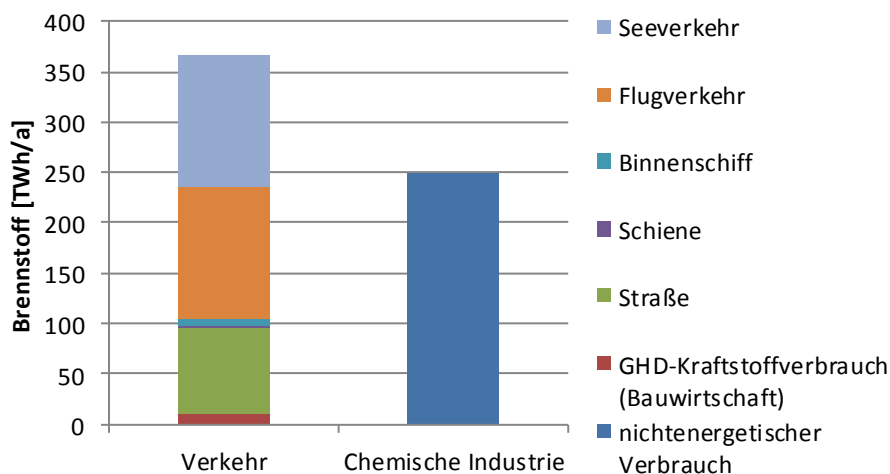


Abbildung 4-9: Brennstoffbedarf (ohne Gas) im Jahr 2050

Quelle: Eigene Annahmen in Tabelle 3-9 und nach [AGEB 2012]

Die dafür notwendigen installierten Leistungen sind beispielhaft in folgender Abbildung 4-10 dargestellt.¹⁷

¹⁷ Auch hier wird dabei unterstellt, dass der jährliche Ausbau die langfristige jährliche Repowering-Rate nicht überschreiten darf, und daraus der späteste mögliche Markthochlauf ermittelt

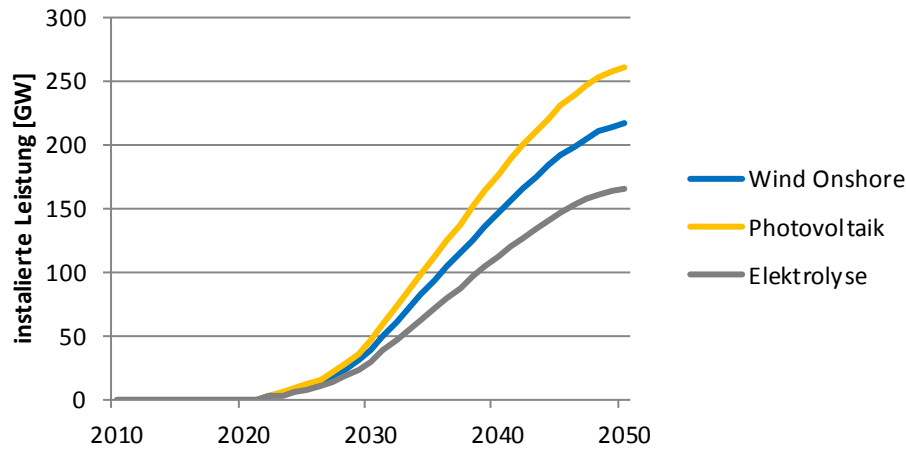


Abbildung 4-10: Beispielhafter notwendiger EE-Ausbaupfad für die Bereitstellung von PtX im Ausland

Quelle: Eigene Annahmen – Projektzwischenenergebnisse aus zweitem Teilbericht KLIMAWIRKSAMKEIT ELEKTROMOBILITÄT (unveröffentlicht)

4.2 Analyse der Lastdeckung über mehrere Wetterjahre

Im Folgenden soll die Dynamik des Ausgleichs von Verbrauch und Erzeugung visualisiert, der Unterschied zwischen den sieben Wetterjahren unter dem Gesichtspunkt europäischer Versorgungssicherheit ausgewertet und eine zusätzliche Analyse zur der Gewährleistung nationaler Versorgungssicherheit durchgeführt werden.

4.2.1 Dynamik von Verbrauch und Erzeugung - Wetterjahr 2011

Für zwei Beispielwochen ist in folgender Abbildung 5-1 oben die Über- und Unterdeckung der unflexiblen Last durch die wetterabhängige EE-Einspeisung dargestellt. Die Flexibilitätsoption Elektromobilität ist in der Mitte differenziert nach Technologien mit ihrem Ladeverhalten dargestellt. Insbesondere die Integration der Photovoltaik wird durch diese Flexibilität ermöglicht wie die gestrichelte Linie „Last + E-Mobilität“ zeigt. Unten sind die restlichen flexiblen Verbraucher und die flexiblen thermischen Kraftwerke dargestellt.

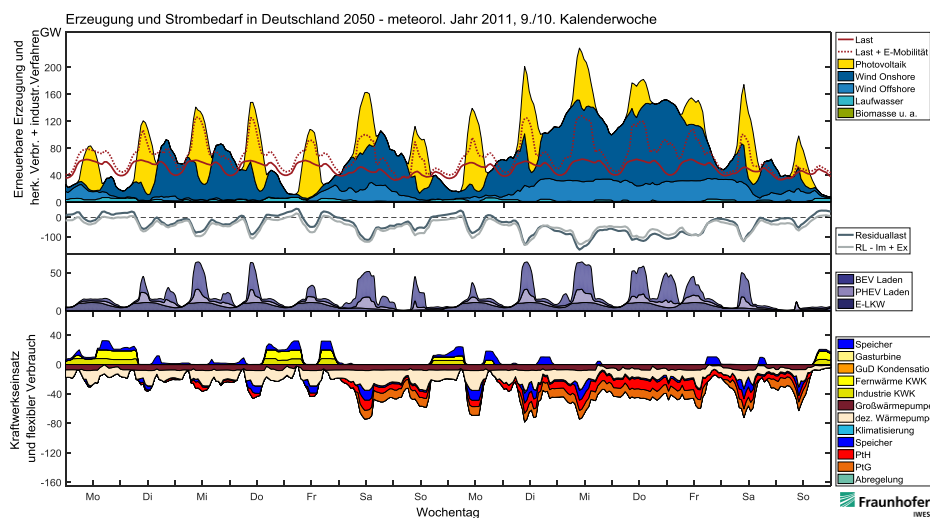


Abbildung 4-11: Verbrauch und Lastdeckung – Zwei Beispielwochen Wetterjahr 2011 in Deutschland – Fokus Elektromobilität

In Abbildung 4-12 wird bei dieser anderen Darstellung der Import/Export in der Mitte dargestellt und die Elektromobilität zusammen mit den anderen Verbrauchern unten.

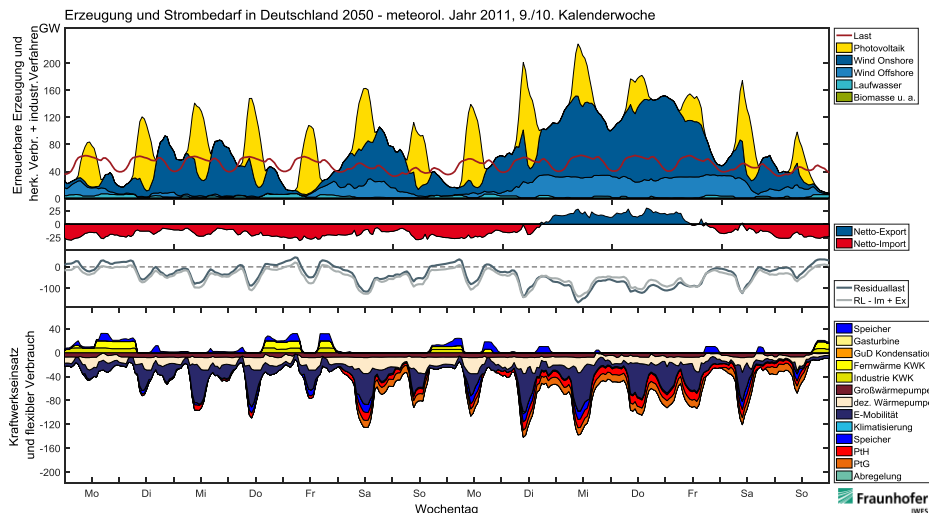


Abbildung 4-12: Verbrauch und Lastdeckung – zwei Beispielwochen Wetterjahr 2011 in Deutschland – Fokus Import/Export

Die Bedeutung des europäischen Strommarktes für den Ausgleich wird in folgender Abbildung 4-13 für Frankreich zum gleichen Zeitpunkt deutlich. In dieser Beispielwoche kommt es aufgrund der teilweise gegenläufigen Winderzeugung zum Ausgleich durch den Import und Export.

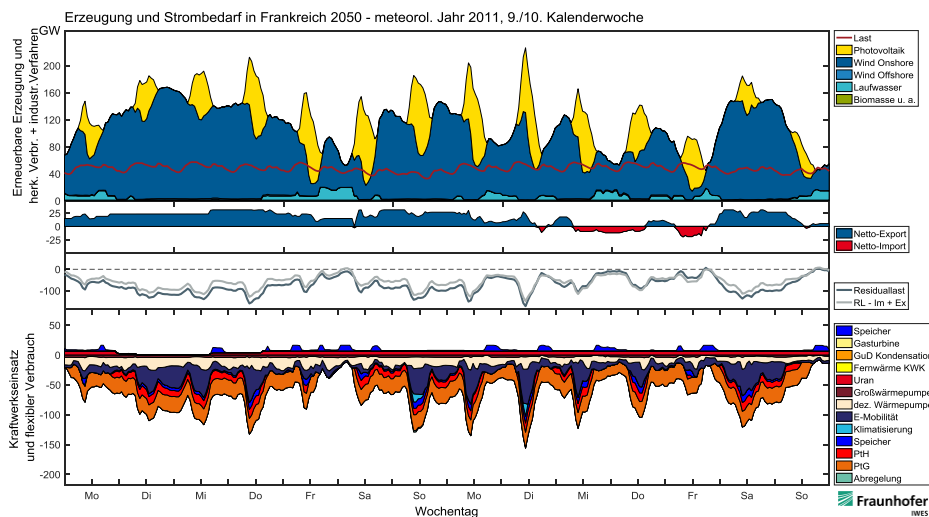


Abbildung 4-13: Verbrauch und Lastdeckung – zwei Beispielwochen Wetterjahr 2011 in Frankreich

Das ganze Jahr sortiert als Jahresdauerlinie der EE-Erzeugung bezogen auf den unflexiblen Verbrauch ist in Abbildung 4-14 dargestellt. Eine theoretische Residuallast wird durch den Import/Export ausgeglichen, so dass am Ende nur geringe Deckungslücken auftreten.

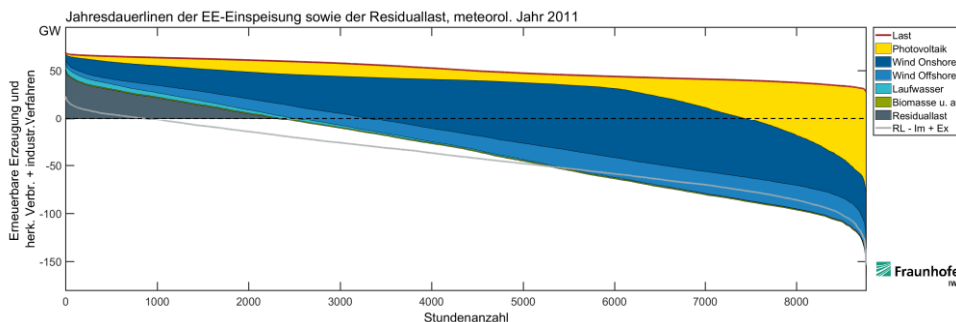


Abbildung 4-14: Jahresdauerlinie EE und unflexibler Verbrauch Wetterjahr 2011 in Deutschland

In Frankreich wird hierbei die Flexibilität der Wasserkraft deutlich (Abbildung 4-15).

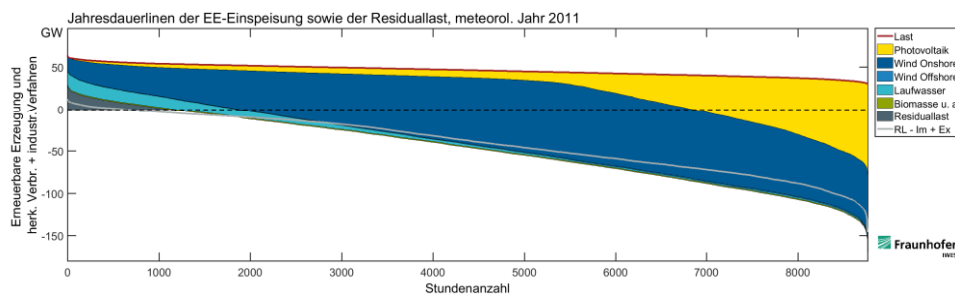


Abbildung 4-15:
Jahresdauerlinie EE und
unflexibler Verbrauch
Wetterjahr 2011 in
Frankreich

Das ganze Jahr sortiert als Jahresdauerlinie der thermischen Kraftwerke und der flexiblen Verbraucher ist in Abbildung 4-16 dargestellt. Dabei kommt es durch die neuen Verbraucher auch zu einer gesteigerten Stromnachfrage in Zeiten, welche dann durch thermische Kraftwerke zu decken ist. Doch der größte Teil dieser Nachfrage wird von fEE gedeckt.

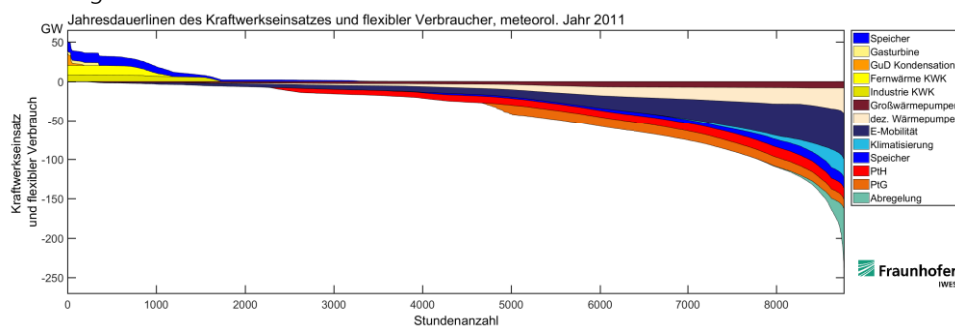


Abbildung 4-16:
Jahresdauerlinie flexible
Kraftwerke und flexibler
Verbrauch Wetterjahr 2011
in Deutschland

In Frankreich zeigt sich die Besonderheit des Einsatzes der restlichen Kernkraftwerke über weite Teile des Jahres (Abbildung 4-17).

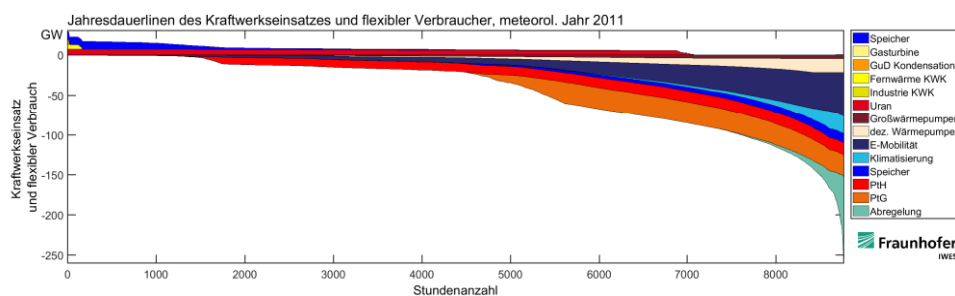


Abbildung 4-17:
Jahresdauerlinie flexible
Kraftwerke und flexibler
Verbrauch Wetterjahr 2011
in Frankreich

4.2.2 Vergleich der Wetterjahre 2006 bis 2012 in Bezug auf die europäische Versorgungssicherheit

Bezogen auf den Einsatz der Gaskraftwerke in Deutschland ist in folgender Tabelle 4-1 der Einfluss auf die Netto-Stromerzeugung und die abgerufene Leistung darstellt.¹⁸ Die Stromerzeugung schwankt dabei um 20,3 TWh/a und die maximale Leistungsnachfrage schwankt um 5,5 GW. Während das Jahr 2010 eindeutig das Jahr mit dem höchsten Einsatz von Gaskraftwerken darstellt, ist der Unterschied zwischen dem Extremjahr 2007 (viel EE-Strom, warmes Jahr) und dem Jahr 2008 gering.

¹⁸ Die abgerufene KWK schwankt auf Grund der unterschiedlichen Rolle von Kondensations-Strom (kein Stromverlust) und KWK-Strom (Stromverlust)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
KWK – TWh/a	29,0	20,8	20,6	28,1	37,6	23,6	25,1
KWK - GW	21,5	20,4	20,4	21,6	21,6	21,5	21,6
GT – TWh/a	1,4	1,0	0,6	2,5	3,9	1,3	2,0
GT - GW	3,7	4,2	3,7	7,6	7,9	3,7	6,2

Tabelle 4-1: Auswertung Gaskraftwerke über sieben Wetterjahre

Bezogen auf die Jahresdauerlinien wird der Unterschied noch deutlicher. Die maximal abgerufenen Leistung beträgt 29,6 GW. Bezieht man diese Stunden mit einem vergleichbaren Leistungsabruf (<1 GW Differenz → Stunden zwischen 29,6 und 28,6 GW) auf die Gesamtzahl an Stunden (34 h) über sieben Jahre (61.320 h) ergibt sich eine **theoretische Versorgungssicherheit von 99,945%**.

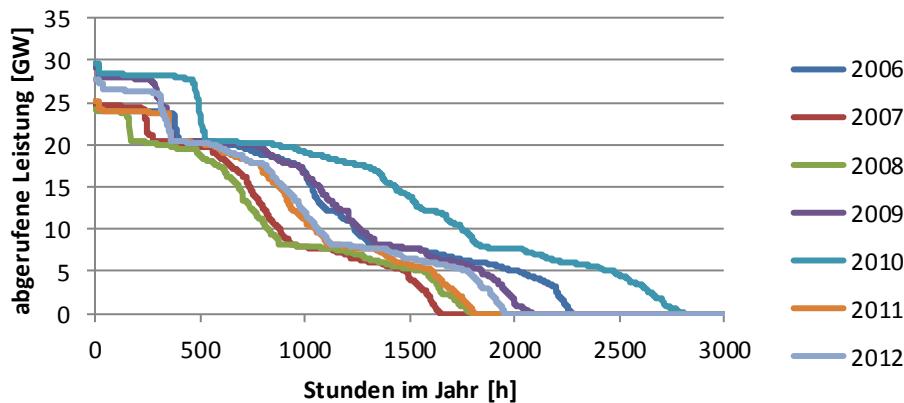
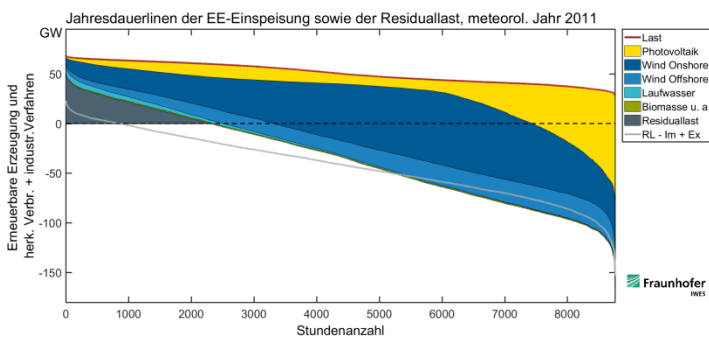


Abbildung 4-18: Jahresdauerlinien der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken über sieben Wetterjahre

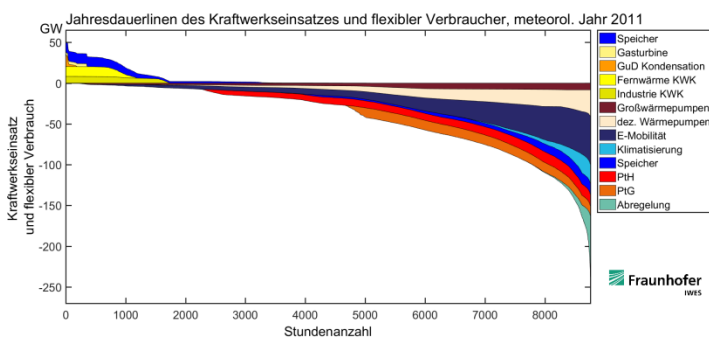
Im Folgenden sind die 2 Extremwetterjahre (2007 und 2010) und das Basiswetterjahr (2011) gesondert dargestellt.

2011 „Repräsentatives Wetterjahr (Klimawandel)“:



	TWh/a
Last	444,5
PV	181,0
Wind on	418,5
Wind off	139,7
Laufwasser	16,7
Bio u.a.	8,6
Nettoimport	55,4
Erzeugung/Verbrauch	838,0

Abbildung 4-19: Wetterjahr 2011 – EE-Erzeugung

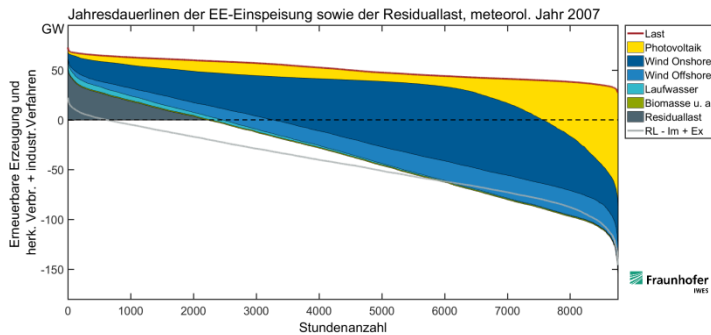


	TWh/a
Speicher_out	17,8
Gasturbine	1,3
GuD Kond	0,8
Fern. KWK	11,3
Industrie KWK	11,6
Groß-WP	37,3
dez. WP	67,7
E-Mob	166,7
Klima	12,9
Speicher_in	23,1
PtH	57,1
PtG	46,4
Abregelung	6,9

Abbildung 4-20: Wetterjahr 2011 – Verbrauch

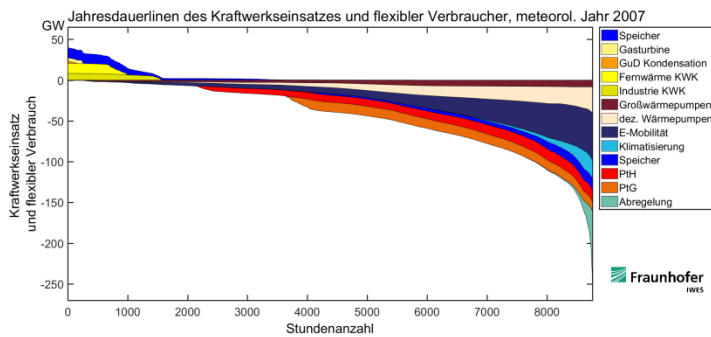
2007: „warmes gutes Windjahr“

Im Vergleich zu 2011 weist das Jahr 2007 vor allem eine höhere Onshore-Stromerzeugung auf. Dies wird aber durch eine geringe Solarstromerzeugung teilweise kompensiert. Es wird aber bedingt durch den europäischen Rahmen mehr Strom importiert. Der Stromverbrauch steigt an – insbesondere aufgrund von PtG.



	TWh/a
Last	444,5
PV	170,4
Wind on	436,1
Wind off	138,2
Laufwasser	18,3
Bio u.a.	8,6
Nettoimport	71,0
Erzeugung/ Verbrauch	857,8

Abbildung 4-21: Wetterjahr 2007 – EE-Erzeugung

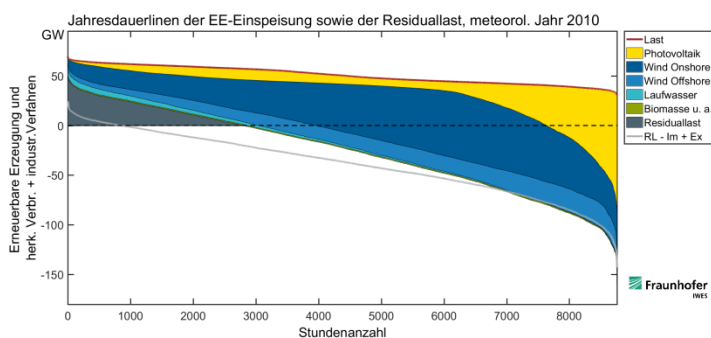


	TWh/a
Speicher_out	17,3
Gasturbine	1,0
GuD Kond	0,3
Fern. KWK	9,9
Industrie KWK	10,6
Groß-WP	38,7
dez. WP	71,3
E-Mob	165,2
Klima	12,9
Speicher_in	22,5
PtH	61,6
PtG	58,4
Abregelung	6,5

Abbildung 4-22: : Wetterjahr 2007 – Verbrauch

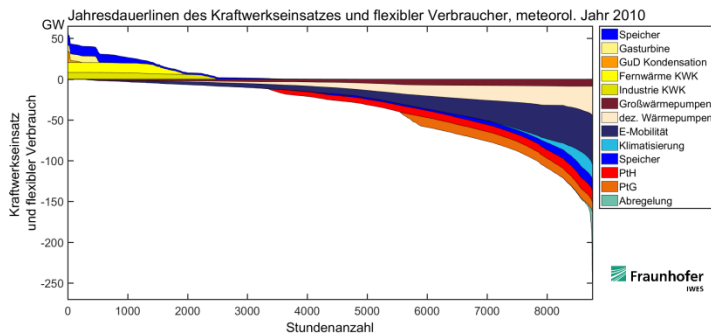
2010: „kaltes schlechtes Windjahr“

In diesem Jahr kommt es zu einem starken Rückgang der EE-Erzeugung in allen Bereichen (PV, Onshore, Offshore). Neben der genannten höheren Stromerzeugung durch thermische Kraftwerke kommt zu vor allem zu einem starken Anstieg des Stromimportes. Die PtG-Erzeugung wird reduziert.



	TWh/a
Last	444,52
PV	157,94
Wind on	371,01
Wind off	123,29
Laufwasser	20,04
Bio u.a.	8,60
Nettoimport	106,97
Erzeugung/ Verbrauch	827,7

Abbildung 4-23: Wetterjahr 2010 – EE-Erzeugung



	TWh/a
Speicher_out	16,71
Gasturbine	3,91
GuD Kond	0,78
Fern. KWK	20,15
Industrie KWK	16,65
Groß-WP	41,27
dez. WP	79,96
E-Mob	166,48
Klima	10,75
Speicher_in	21,13
PtH	44,17
PtG	36,14
Abregelung	1,63

Ergebnisse

Abbildung 4-24: :
Wetterjahr 2010 –
Verbrauch

Zusammenfassende Übersicht:

In Tabelle 4-2 sind die strombezogenen Energiebilanzen für alle Jahre noch einmal im Vergleich dargestellt.

[TWh/a]	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Last	444,5	444,5	444,5	444,5	444,5	444,5	444,5
PV	168,6	170,4	167,9	168,8	157,9	181,0	171,1
Wind on	389,6	436,1	422,3	387,6	371,0	418,5	399,7
Wind off	129,5	138,2	140,0	131,4	123,3	139,7	133,2
Laufwasser	19,2	18,3	18,3	20,4	20,0	16,7	21,3
Bio u.a.	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
Nettoimport	97,7	71,0	78,2	91,3	107,0	55,4	82,7
SUMME fEE	687,8	744,7	730,2	687,8	652,2	739,2	704,0
Erzeugung/Verbrauch	833,8	857,8	852,7	834,7	827,7	838,0	837,6
SUMME Gas-KW	30,5	21,8	21,2	30,5	41,5	24,9	27,1
Speicher_out	17,1	17,3	17,3	17,0	16,7	17,8	17,5
Gasturbine	1,4	1,0	0,6	2,5	3,9	1,3	2,0
GuD Kond	0,7	0,3	0,1	0,6	0,8	0,8	0,9
Fern. KWK	14,9	9,9	9,1	14,2	20,2	11,3	11,5
Industrie KWK	13,4	10,6	11,3	13,3	16,7	11,6	12,7
Groß-WP	39,5	38,7	40,0	39,0	41,3	37,3	39,5
dez. WP	70,8	71,3	73,6	71,7	80,0	67,7	72,4
E-Mob	165,9	165,2	166,0	166,2	166,5	166,7	166,1
Klima	11,6	12,9	11,9	11,5	10,8	12,9	11,3
Speicher_in	22,0	22,5	22,1	21,6	21,1	23,1	22,7
PtH	53,2	61,6	57,8	52,1	44,2	57,1	53,8
PtG	43,3	58,4	54,9	45,1	36,1	46,4	45,6
Abregelung	10,0	6,5	3,9	3,9	1,6	6,9	6,1

Tabelle 4-2: Energiebilanz
Strom der Wetterjahr 2006
bis 2012

Aufgrund des Einsatzes von Schwachwindanlagen treten moderate Unterschiede in der EE-Einspeisung zwischen den Wetterjahren auf (maximale Differenz Wind-Onshore von 65 TWh). Dies könnte beim Einsatz von Starkwindanlagen stärker ausgeprägt sein. Die Summe über alle fEE (Windkraft und PV) weist eine maximale Differenz von 92 TWh).

In absoluten Zahlen weist der wetterjahrbedingte Ausgleich über den europäischen Import/Export eine größere Rolle auf (maximale Differenz von 52 TWh), als der Einsatz von Gaskraftwerken (maximale Differenz von 20 TWh) oder die Stromverwendung durch Power-to-Gas (maximale Differenz von 22 TWh).

4.2.3 Auswertung Extremsituation der Lastdeckung

Im Basisszenario mit europäischer Versorgungssicherheit ist der Kraftwerkspark relativ klein dimensioniert. In einer Sensitivität wird der Einfluss eines überbauten Kraftwerksparks für das Jahr 2010 simuliert und eine Extremsituation ausgewertet. Der größere Kraftwerkspark führt zwei Effekten:

- Hybride effiziente Stromverbraucher (E-Pkw, PHEV/REEV, Großwärmepumpen, bivalente Wärmepumpen) müssen zu Extremsituationen nicht mehr abgeschaltet werden¹⁹ → ist im Folgenden als „hybrid + national“ bezeichnet
- Der Stromimport durch thermische Kraftwerke aus dem Ausland wird reduziert, da mit dem Stromtransport Verluste verbunden sind → ist im Folgenden als „national“ bezeichnet

In folgender Abbildung 4-25 sind beide Effekte separat ausgewiesen. Die durchgezogene Linie entspricht der bereits dargestellten Jahresdauerlinie von Gaskraftwerken bei europäischer Versorgungssicherheit (siehe auch Abbildung 4-18) mit einem maximalen Leistungsabruf von 29,5 GW. In der Simulation wird durch die Überdimensionierung aber eine Leistung 61,4 GW abgerufen (lachsfarbene gestrichelte Linie). Die Reduktion des Strom-Imports durch die höhere Kraftwerksleistung beträgt aber nur 9,0 GW. Entsprechend muss für die nationale Versorgungssicherheit eine abrufbare Leistung von 38,6 GW vorgehalten werden (rote gestrichelte Linie).

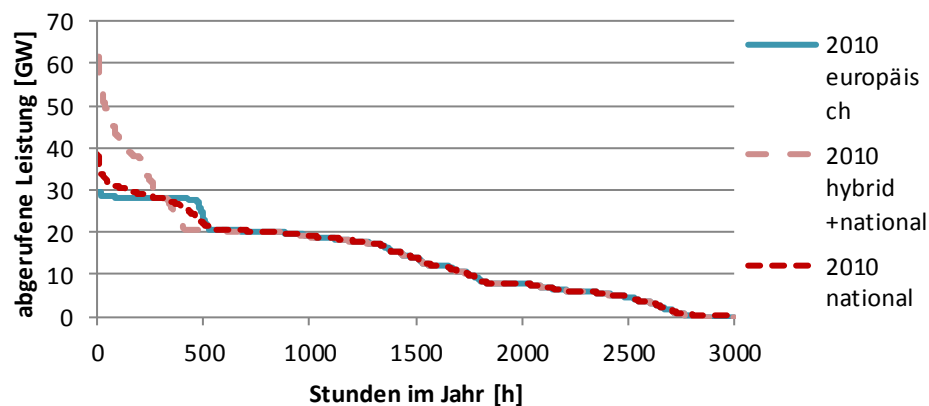


Abbildung 4-25:
Jahresdauerlinien der
Stromerzeugung aus
Gaskraftwerken im
Wetterjahr 2010 – Vergleich
zwischen europäischer und
nationaler
Versorgungssicherheit

Das Wetterjahr 2010 weist mehrere kritische Versorgungssituationen auf als Extrema über sieben Wetterjahre. In Hinblick auf die Frage europäische vs. nationale Versorgungssicherheit ist hierbei Donnerstag der 7.1. und Dienstag der 26.1. jeweils am späten Nachmittag/frühen Abend hervorzuheben. Es handelt sich um zwei kalte

¹⁹ Diese Verbraucher haben zwar die Möglichkeit auf andere Brennstoffe zu wechseln (Diesel/Gas). Wenn es aber ausreichend Gasturbinenkraftwerke geben würde, würden diese Verbraucher in Extremsituationen auch weiterhin Strom beziehen. Aus ökonomischen Gründen würde für diese Anwendungen aber eigentlich kein Kraftwerk gebaut werden.

Tage mit ca. -5°C bzw. ca. -9°C Außentemperatur (deutschlandweit bevölkerungsgewichtet). In Abbildung 4-26 sind beide Tage jeweils im Wochenverlauf dargestellt. An diesem Tag gibt es dennoch tagsüber eine PV-Einspeisung. In den Abendstunden geht die Windeinspeisung fast komplett zurück. Die Elektromobilität verzichtet weitgehend auf den Strombezug (Lastverschiebung BEV, Nutzung des Verbrennungsmotors bei E-Lkw und PHEV). Es kann noch Strom aus dem Ausland importiert werden und die Speicher können einen Teil dieser Last puffern.

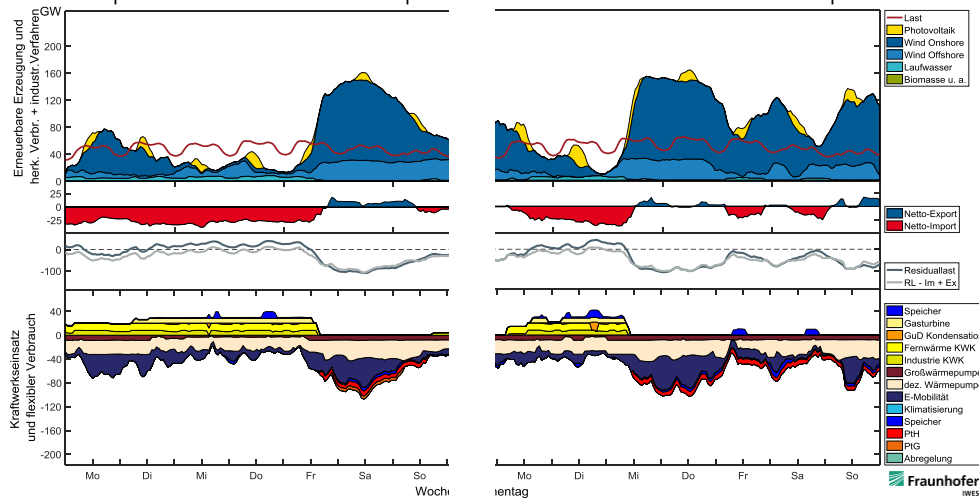


Abbildung 4-26: Zeitpunkt mit höchstem Kraftwerksabruf am Do. 07.01. (links) und Di. 26.01.2010 (rechts) – europäische Versorgungssicherheit

In Abbildung 4-27 zeigt sich die genannte Kombination beider Effekte bei nationaler Versorgungssicherheit. Insbesondere hybride effiziente Stromverbraucher nutzen jetzt weiterhin Strom. Von einem Anstieg der Stromerzeugung durch thermische Kraftwerke von 33 bzw. 29 GW sind aber nur 7 bzw. 8 GW auf den reduzierten Stromimport zurückzuführen.

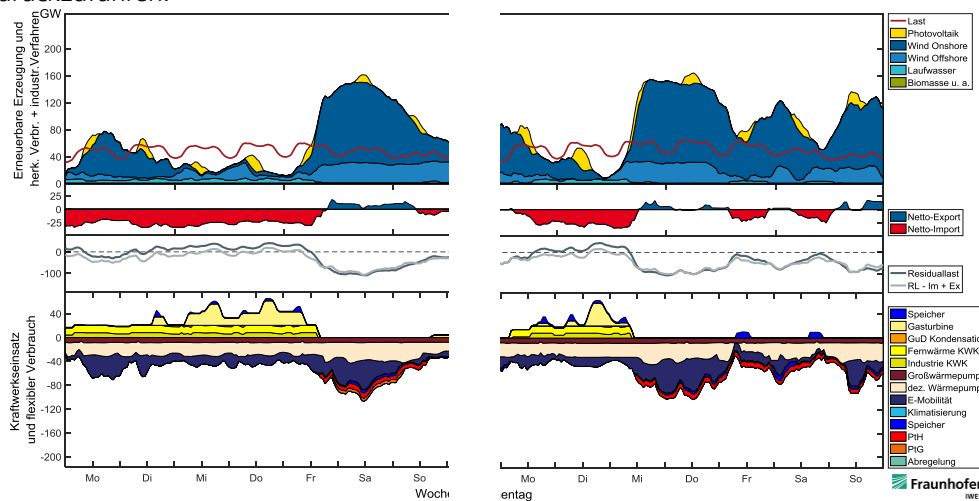


Abbildung 4-27: Zeitpunkt mit höchstem Kraftwerksabruf am Do. 07.01. (links) und Di. 26.01.2010 (rechts) – nationale Versorgungssicherheit und zusätzliche Stromerzeugung für Hybridsysteme

In Tabelle 4-3 sind diese beiden Stunden des Wetterjahres 2010 ausgewertet.

[MW/h]	07.01. 16-17 Uhr			26.01. 19-20 Uhr		
	euro-päisch	hybrid +national	national	euro-päisch	hybrid +national	national
Stromverbrauch	84,4	103,2	84,4	89,9	102,4	89,9
Windkraft	9,9	9,9	9,9	4,6	4,6	4,6
Andere EE	8,5	8,4	8,5	7,5	7,4	7,5
Netto-Import	26,4	19,6	19,6	36,0	27,6	27,6
Gaskraftwerke	28,3	61,4	35,2	29,5	58,1	37,9
Speicher	11,3	3,9	11,3	12,3	4,7	12,3

Tabelle 4-3: Auswertung von zwei Extremsituationen in 2050 im Wetterjahr 2010

Es ergibt sich eine Differenz von 8,4 GW Gasturbinenleistung wenn nur die Reduktion des Stromimports betrachtet wird. Wenn grundsätzlich die Versorgungssicherheit durch Stromspeicher kritisch bewertet wird, würden sich theoretisch in Summe zusätzliche 16 GW an Gasturbinenleistung ergeben. Wenn der Import, der in diesen Stunden vor allem auf Windkrafterzeugung und Speicherwasseranlagen im Ausland basiert, kritisch bewertet wird, würden sich theoretisch in Summe zusätzliche 36 GW an Gasturbinenleistung ergeben.

Für diese zusätzliche Gasturbinenkraftwerksleistung würden wie in Tabelle 4-4 dargestellt spezifischen Fixkosten von 42.800 €/MW/a anfallen. Bezogen auf die Bandbreite an zusätzlichem Leistungsbedarf würden dies absolute Kosten 360 Mio. €/a im Fall reduzierter Importe, 685 Mio. €/a im Fall reduzierter Importe und Speicher und 1,54 Mrd. €/a im Fall ohne Importe bedeuten.

Parameter		
Wirkungsgrad	40%	
Brennstoffkosten	120	€/MWh
fixe Betriebskosten	8.000	Euro/MW/a
Invest. Kosten	420.000	€/MW
Zinssatz	6%	
Abschreibung	30	a
Verfügbarkeit	90%	
Fixkosten	42.792	€/MW/a
variable Kosten	300	€/MWh

Tabelle 4-4: Spezifische Kosten zusätzlicher Gasturbinen

Allein die Stromgestehungskosten für die in diesem Szenario unterstellten Leistungen an Windkraft und PV belaufen sich auf jährliche Kosten von 50,9 Mrd. €/a (bei mittleren Stromgestehungskosten von 7,1 ct/kWh). Damit ergibt sich folgende Bandbreite an zusätzlichen relativen Kosten für nationale Versorgungssicherheit:

- 0,7% der EE-Stromgestehungskosten wenn auch bei nationaler Versorgungssicherheit weiterhin das ökonomische Ausgleichspotenzial des europäischen Strommarktes (vor allem bei Windkraft und Speicherwasser) genutzt wird.
- Ca. 1,3% der EE-Stromgestehungskosten wenn die gesicherte Leistung von Stromspeichern kritisch bewertet würde.
- Ca. 3% der Gestehungskosten wenn die grundsätzliche Funktionsfähigkeit des europäischen Strommarktes in Extremsituationen kritisch bewertet würde.

Letztlich ist es eine politische Frage zu bewerten, ob und wenn ja welche Leistung zusätzlich für eine nationale Versorgungssicherheit abgesichert werden sollte. Bei einer weiterhin unterstellten Funktionsfähigkeit des europäischen Strommarktes sind diese Kosten sehr gering.

5 Schlussfolgerungen

Zusammenfassend können aus den Ergebnissen folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

Zur Grundsatzfrage Versorgungssicherheit aus Sicht des Bedarfs an Kraftwerksleistung (Leistungsbezug)

Aus aktuellem Anlass wird der 24. Januar 2017 als ein Extremereignis mit sehr geringer EE-Einspeisung bei hoher Last diskutiert. Im Rahmen dieser Untersuchung wurden sieben historische hydrologische und meteorologische Wetterjahre (2006 – 2012) analysiert und dabei der 7. und der 26. Januar 2010 als die extremsten Tage identifiziert. Auch hierfür zeigt sich, dass die Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann, mittels Gasturbinen-Kraftwerksleistungen welche im Sinne eines vollständig auf erneuerbaren basierenden Energiesystems mit PtG betrieben werden. Versorgungssicherheit ist grundsätzlich immer ein relativer Wert. Durch den langen Untersuchungszeitraum in dieser Studie kann jedoch theoretisch von einer 99,945%igen Versorgungssicherheit ausgegangen werden. Grundsätzlich ist Deutschland eingebunden in einen europäischen Strommarkt und Versorgungssicherheit muss demzufolge immer europäisch betrachtet werden. Die benötigten Gas-Kraftwerksleistungen würden hier theoretisch mit ca. 30 GW deutlich geringer ausfallen als der heutige thermische Kraftwerkspark, trotz eines Anstiegs des Stromverbrauchs. Wenn jedoch aus politischen Gründen eine zusätzliche Absicherung für eine nationale Versorgungssicherheit angestrebt würde, können, je nach dem was abgesichert werden soll (thermische Kraftwerke im Ausland, Stromspeicher, der gesamte Import, auch aus Windkraft und Speicherwasser) auch deutlich höhere Leistungen an Gasturbinen notwendig werden. Die Kosten dafür sind mit 0,7 bis 3% der EE-Stromgestehungskosten gering.

Grundsätzlich muss angemerkt werden, dass im Rahmen dieser Untersuchung innerdeutsche Netzengpässe nicht berücksichtigt wurden. Zudem wurde im Modell perfekte Voraussicht für ein ganzes Jahr unterstellt, was in der Realität nicht gegeben ist. Andererseits sind auch die alternativen Maßnahmen zu Kraftwerksleistungen wie die Potenziale von Notstromaggregaten, der Lastabwurf von Industrie-Verbrauchern oder eine Rückspeisung aus E-Fahrzeugen (V2G) nicht berücksichtigt worden.

Zur Grundsatzfrage der Funktionsfähigkeit eines auf fEE basierenden Energieversorgungssystem (Energiebezug)

Durch die Untersuchung wurde gezeigt, dass ein System, welches fast ausschließlich auf wetterabhängigen fEE basiert, die Versorgungssicherheit garantieren kann. Es muss wenig EE-Strom abgeregelt werden. Die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken kann sehr gering werden, wenn konsequent auf Sektorenkopplung mit flexiblen neuen Stromverbrauchern und höhere Gleichmäßigkeit bei der EE-Stromerzeugung (Schwachwindanlagen) gesetzt wird. Der Verbrauch von PtG-Methan wird dadurch vor allem im Industriebereich relevant. Auch bei Betrachtung mehrerer Wetterjahre ist diese Funktionsfähigkeit und Effizienz des Systems nachweisbar. Der Einfluss des EE-Ertrags bei Jahren mit hoher oder geringer EE-Erzeugung, oder des höheren Stromverbrauchs in kalten Jahren durch Strom-Wärme-Anwendungen, wird insbesondere durch den Strom-Import-Export ausgeglichen. Des Weiteren puffert die PtG-Erzeugung und dessen Nutzung in KWK, Industrie und anderen Anwendungen den EE-Stromertrag ab.

Grundsätzlich muss angemerkt werden, dass sich im Fall von größeren Anteilen von Starkwindanlagen auch noch größere Unterschiede zwischen den Jahren ergeben

können. Des Weiteren bedarf der aggregierte europäische Modellansatz weiterer Differenzierung im Wärmemarkt. Die Voraussetzung für ein derart effizientes System ist der europäische Austausch, und dass sich der Stromverbrauch an das Wetter anpasst. Hierbei ist einerseits die Flexibilität durch Lastverschiebung (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, Klimaanlage) eine Voraussetzung, ebenso wie die Flexibilität durch den Brennstoffwechsel bei hybriden Verbrauchern (Elektrodenkessel und Großwärmepumpen in KWK- und Heizkessel-Anwendungen, bivalente Wärmepumpen mit Gaskessel, E-Lkw und PHEV mit Verbrennungsmotor).

Literaturverzeichnis

- AGEB 2012: Energiebilanz 2010. <http://www.ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2014.html>
- AGEB 2016: Jahresbrichte 2015 - Energieverbrauch in Deutschland im Jahre 2015, (und späteres Jahregänge), Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
- Agora 2017: Agorameter – Aktuelle Strommarktdaten, Agora Energiewende
<https://www.agora-energiwende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/76/Agorameter/>
- Blesl et al. 2012: Blesl, M. / Kober , T. / Kuder ,R. / Bruchof, D.. Implications of different climate policy protection regimes for the EU-27 and its member states through 2050. *Climate Policy*, 12(3), 301–319.
- ENTSOE 2016: Consumption Data.
<https://www.entsoe.eu/data/dataportal/consumption/Pages/default.aspx>
 HOURLY LOAD VALUES FOR A SPECIFIC COUNTRY FOR A SPECIFIC MONTH (IN MW).
<https://www.entsoe.eu/dbquery/consumption/mhlvaspecificcountryforaspecificmonth>
 ENTSO-E_Draft_Data_Confidentiality Policy - Load_and_Consumption_Data.pdf.
https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/Load_and_Consumption_Data.pdf
- ENTSOE et al. 2014: e-HIGHWAY 2050 - Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System. 2050 http://www.e-highway2050.eu/fileadmin/documents/Results/D2_2_European_cluster_model_of_the_Pan-European_transmission_grid_20072015.pdf
- EU 2013a: NREAP 2020 - Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>.
- EU 2013b: EU Energy, Transport and GHG emissions - Trends to 2050 – Reference scenario 2013. European Commission.
<http://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/media/publications/doc/trends-to-2050-update-2013.pdf>
- BMVI 2014: Verkehrsverflechtungsprognose 2030. Schlussbericht Los 3 - Erstellung der Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtungen unter Berücksichtigung des Luftverkehrs. Intraplan Consult, BVU.
- BMWi 2015: Energieeffizienzstrategie Gebäude. Wegezu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand
- BMWi 2016a: Impulspapier Strom 2030- Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre.
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/impulspapier-strom-2030.pdf?__blob=publicationFile&v=21

- BMWi 2016b: Grünbuch Energieeffizienz – Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/gruenbuch-energieeffizienz-august-2016.pdf?__blob=publicationFile&v=13
- BUND 2016: Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung.
http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf
- Enerdata 2016: ODYSSEE - Energieeffizienz-Datenbank.
<http://germany.enerdata.net/abonnement/energieeffizienz-datenbank.php>
- EWI 2010: Potenziale der Elektromobilität bis 2050 – eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration; Endbericht, Juni 2010
- Fraunhofer IWES 2015: Analyse und Darstellung der Klimawirksamkeit der Elektromobilität in zukünftigen Stromversorgungsszenarien.
<http://www.energieversorgung-elektromobilitaet.de/>
- Fraunhofer IWES et al. 2015: Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr; Endbericht; Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP, ifeu, Stiftung Umweltenergierecht.
<http://publica.fraunhofer.de/documents/N-356297.html>
- Fraunhofer IWES 2016: SCOPE - Sektorenübergreifende Einsatz- und Ausbauoptimierung für Analysen des zukünftigen Energieversorgungssystems
http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Broschueren/2015_F_SCOPE_web.pdf
- Fraunhofer IWES/IBP 2017: Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende
- IEA 2016: World Energy Outlook 2016. International Energy Agency.
- Wuppertal Institut 2015: Projektbericht zum Arbeitspaket 4 - Regenerative Stromerzeugung und Speicherbedarf in 2050 - Restore 2050.
- Kaltschmitt et al. 2003: Kaltschmitt, M./ Merten, D. / Fröhlich, N. / Nill, M.: Energiegewinnung aus Biomasse. Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 "Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit" Berlin, Heidelberg 2003
- Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2015: Klimaschutzszenario 2050, 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>
- Prognos et al. 2010: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studie im Auftrag des BMWi von Prognos, EWI, GWS
- Prognos et al. 2015: Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-

Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Prognos, IFAM, IREES

Trost, 2016: Erneuerbare Mobilität im motorisierten Individualverkehr : Modellgestützte Szenarioanalyse der Marktdiffusion alternativer Fahrzeugantriebe und deren Auswirkungen auf das Energieversorgungssystem. Universität Leipzig. Dissertation. Leipzig, 2016

ÜNB 2016: Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030;
<https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030/szenariorahmen/de.html>

Anhang

A1 – Fahrzeugbestandsmodell

Das Fahrzeugbestandsmodell zur Simulation und Analyse zukünftiger Marktdurchdringungen alternativer Fahrzeugantriebe und Kraftstoffe basiert im Wesentlichen auf [Trost, 2016], dessen prinzipieller Aufbau in Abbildung 0-1 dargestellt ist.

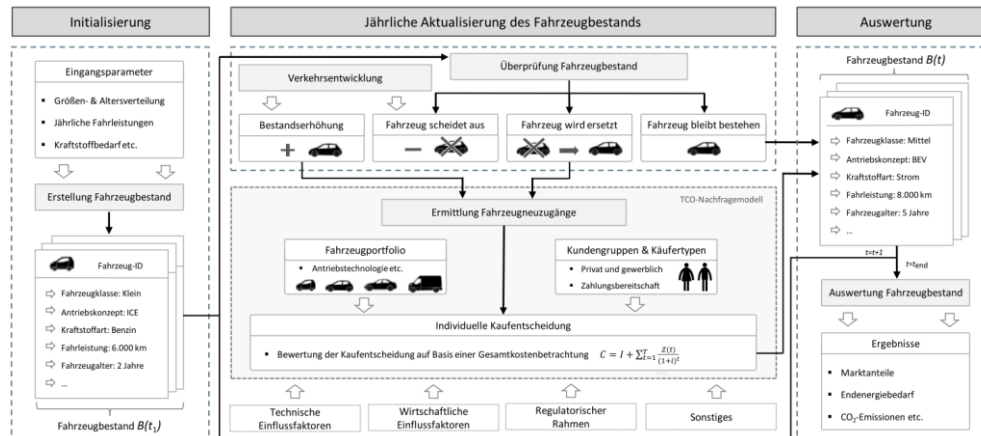


Abbildung 0-1: Methodischer Ablauf des Fahrzeugbestandsmodells

Quelle: [Trost, 2016]

Grundsätzlich ermöglicht das Bottom-up Modell, das auf einem disaggregierten Nachfragemodell und einem dynamischen Stock-Flow-Ansatz basiert, die jährlichen Entwicklungen des Fahrzeugbestands in Deutschland zu simulieren und darzustellen. Insgesamt werden im Rahmen der Simulationen i. d. R. pro Fahrzeuggrößenklasse (klein, mittel, groß und leichte Nutzfahrzeuge) 19 mögliche Antriebs-Kraftstoff-Kombinationen erfasst, sodass insgesamt 76 Optionen betrachtet werden. Dieser hohe Detaillierungsgrad ermöglicht umfassende und aussagekräftige Analysen zukünftiger Marktanteilsentwicklungen im motorisierten Individualverkehr.

Zu Beginn der Simulationen ist es im Rahmen der Modellinitialisierung erforderlich, den aktuellen Fahrzeugbestand mit etwa 44 Mio. Fahrzeugen in Deutschland als Ausgangsbasis inklusive aller für die Simulationen notwendigen Parameter für ein Startjahr zu erfassen. Hierzu werden auf Fahrzeugebene eine Vielzahl fahrzeug- und altersspezifischer Größen erfasst, um diese mit der notwendigen Detailtiefe abzubilden.

Anschließend erfolgt eine Überprüfung des Bestands auf Fahrzeugebene in Jahresschritten. Die Überprüfung erfolgt hierbei mit Hilfe sogenannter Überlebenskurven, die die Wahrscheinlichkeit der Bestandszugehörigkeit in Abhängigkeit vom Fahrzeugalter beschreiben. Bleibt das Fahrzeug im Bestand, werden lediglich die altersabhängigen Parameter (z. B. Fahrzeugalter, Jahresfahrleistung) angepasst. Scheidet ein Fahrzeug aus und wird durch ein Neufahrzeug ersetzt, wird für die Simulation der Kaufentscheidung ein Total Cost of Ownership (TCO)-Nachfragemodell genutzt. Die Ermittlung der TCO erfolgt hierbei über die gesamte Nutzungs- bzw. Halterdauer eines Fahrzeugs und schließt die Anschaffungskosten und ggf. einen Restwert sowie alle relevanten variablen und fixen Betriebskosten mit ein.

Die anschließende Fahrzeugauswahl bzw. Kaufentscheidung geschieht auf Grundlage der günstigsten Gesamtnutzungskosten aller möglichen Alternativen des Kunden, wobei individuelle Mehrzahlungsbereitschaften für innovative Antriebstechnologien mit berücksichtigt werden können. Zusätzlich besteht im Modell die Möglichkeit, verschiedene übergreifende exogene Einflussfaktoren und Rahmenbedingungen (u. a. Entwicklung der zukünftigen Verkehrsleistung oder Änderungen des regulatorischen Rahmens) abzubilden.

Abschließend bieten die Simulationsergebnisse umfangreiche Auswertungsmöglichkeiten des Fahrzeugbestands u. a. in Bezug auf die Bestandsentwicklung,

Neuzulassungsstruktur, Endenergiebedarf oder die absoluten CO₂-Emissionen des motorisierten Individualverkehrs.

A2 – Eingangsdaten für die Energiesystemoptimierung

Die **Abbildung der Einspeisung durch Erneuerbare Energien** erfolgt mit Hilfe eines räumlich und zeitlich hochaufgelösten Modells des Fraunhofer IWES. Basis für alle Simulationen der Erneuerbaren Energien bildet das Gitter des COSMO-EU-Modells des Deutschen Wetterdienstes mit einer räumlichen Auflösung von ca. 7 x 7 km² und COSMO-DE mit einer räumlichen Auflösung von 2,8 x 2,8 km². Auf Basis der räumlichen Verteilung anhand von Geoinformationen auf geeigneten Flächen unter Berücksichtigung von Nutzungs- und Naturschutzrestriktionen sowie der verfügbaren regenerativen Ressource wird das Flächenpotenzial für die einzelnen EE-Anlagen ermittelt. Für die Untersuchungen dieser Studie wurden dabei die Detaildaten zum aktuellen Anlagenbestand nicht berücksichtigt. Für die spezifischen Kennlinien und Anlagenparameter wurden mithilfe einer Zubausimulation mit möglichen EE-Anlagen auf den Potenzialflächen platziert. Auf Grundlage der installierten Leistung der verschiedenen EE-Technologien pro Gitterfläche werden anhand der historischen Wetterdaten mithilfe physikalischer Modelle der Erneuerbaren Energien stündlich aufgelöste Zeitreihen der EE-Einspeisung erstellt. In der Wirtschaftlichkeitsbewertung wird je Standort zwischen verschiedenen Schwachwind- vs. Starkwindanlagentypen unterschieden. Das Modell der Photovoltaik berücksichtigt die Ausrichtung der Aufdachanlagen auf Basis einer statistischen Analyse bestehender Installationen während Freiflächenanlagen nach Süden mit optimalem Aufstellwinkel ausgerichtet sind.

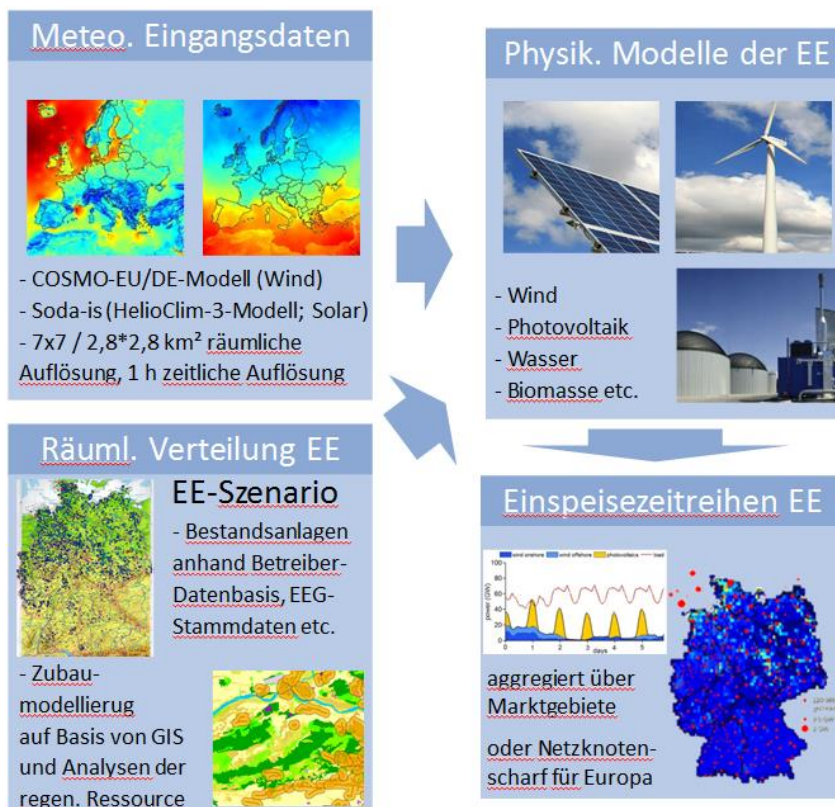


Abbildung 0-2: Aufbau des Modells zur Simulation der Einspeisung von Windenergie und Photovoltaik

Die **Simulation der stündlichen Einspeisung der Laufwasserkraft** wird auf Basis einer Aufstellung deutscher Wasserkraftanlagen mit einer Nennleistung, die größer ist als 1 MW, simuliert. Während die Abflussraten den zeitlichen Verlauf der Stromerzeugung durch die Wasserkraft vorgeben, wurde die Jahresenergie unter Berücksichtigung der

Einspeisemengen für das verwendete meteorologische Jahr linear skaliert. Eingangsdaten für die Stromerzeugung aus Wasserkraft bilden tagesmittlere Wasserdurchflussraten an kraftwerksnahen Messstandorten der gewässerkundlichen Ämter von Bund und Ländern an den für die Simulation betrachteten deutschen Flüssen. Zur Abbildung der Laufwasserkraft in Resteuropa werden langjährige Durchflusszeitreihen großer Flüsse mit den Kraftwerksstandorten verknüpft und mithilfe einer angenommenen Leistungskennlinie Einspeisezeitreihen der Laufwasserkraft abgebildet. Im Bereich europäisches Speicherwasser basiert das Modell auf Detaildaten zu den einzelnen Kraftwerken (Turbinen, Pumpen, Speicherbecken, Durchflussraten) und der Verbindung von mehreren Kraftwerken an einem Flusssystem (Kaskaden). Auch europäisch werden die verschiedenen hydrologischen Jahre wetterjahrspezifisch abgebildet.

Wärmelastgänge des zugehörigen Wetterjahres werden auf Basis historischer Wetterdaten (Temperatur, Solarstrahlung, Bevölkerung am Standort), unterstellter Heizgrenztemperatur und unter Berücksichtigung von Strahlungsgewinnen generiert und mittels realer Fernwärmelastgänge und Erdgasbilanzkreisprofilen kalibriert. Sie bilden die Eingangsgröße für Wärmenetze (KWK, Geothermie u.a.) und Objektversorgung (Wärmepumpen, Brennwärtekessel u.a.) wobei für die Objektversorgung eine höhere Wärmehöchstlast (Einfluss von Zapfprofilen) gegenüber einer aggregierten Wärmenetzversorgung unterstellt wird. Ebenso wird der steigende Klimatisierungsbedarf in DE und EU unter der Generierung von Kühllastprofilen auf Basis historischer Wetterdaten und der Berücksichtigung der Freiheitsgrade des Lastmanagements erfasst.

A3 - Energiesystemoptimierung

Mittels der **sektorübergreifenden Ausbau und Einsatzoptimierung** SCOPE [Fraunhofer IWES 2016] wird ein kostenminimales Gesamtenergieversorgungssystem (Strom, Gebäudewärme, Industrieprozesswärme, Verkehr) bestimmt, welches ein zu definierendes Klimaziel einhält und die Versorgungssicherheit bzw. permanente Deckung der Nachfrage in allen Anwendungen und Sektoren gewährleistet.

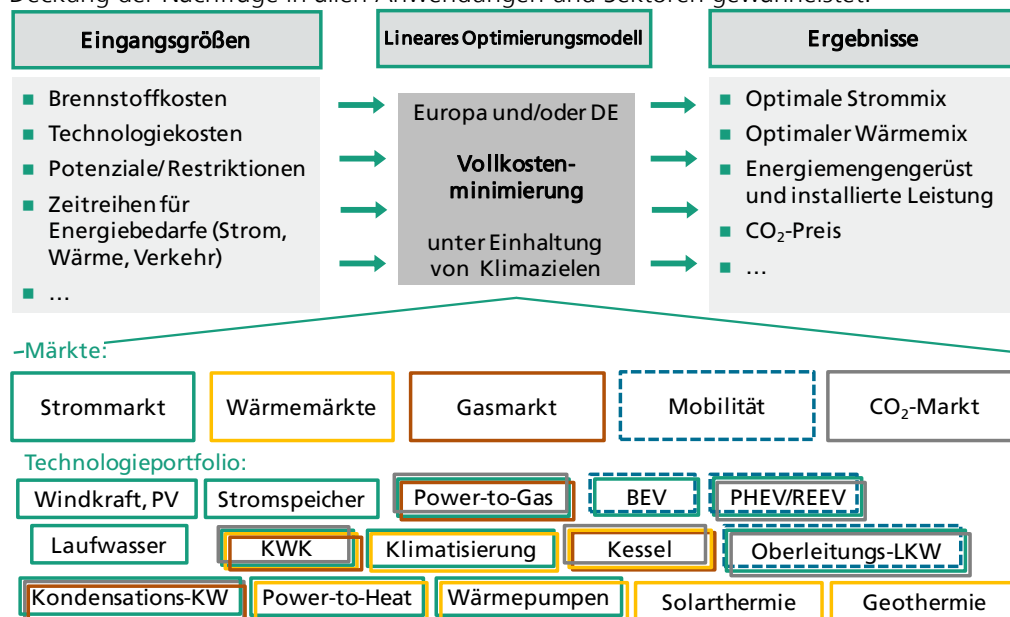


Abbildung 0-3: Schematische Darstellung der Kraftwerkeinsatzplanung

Hierbei handelt es sich um ein lineares, deterministisches und kontinuierliches Modell, welches auf den Arbeiten im Rahmen des Projektes „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ [Fraunhofer IWES et al. 2015] aufbaut und weiterentwickelt wurde. Die

volkswirtschaftliche Optimierung kann damit den grenzkostenbasierten Kraftwerkseinsatz und rationale Investitionsentscheidungen auf Basis perfekter Voraussicht nachbilden. Dabei wird vom regulatorischen Rahmen abstrahiert. Der geografische Betrachtungsraum des Strommarktes und Energiesystems bildet Europa abzgl. Balkan und Baltikum ab.

Die E-Mobilität wird dabei innerhalb der Kraftwerkseinsatzplanung berücksichtigt.

Hierbei wird zwischen BEV, PHEV und OH-Lkw unterschieden, wobei letztere beiden als zusätzliche Flexibilität die Option haben bei Versorgungsengpässen auf einen chemischen Kraftstoff zurück zu greifen. Hierbei kann bewertet werden, inwiefern ein zusätzlicher Stromverbrauch aus der E-Mobilität nicht zwingend auch zu zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten führt, sondern hierfür Back-up-Kraftwerke vermieden werden können. Berücksichtigt werden die Gesamtverkehrsleistung (Mrd. Pkm und Mrd. tkm), der elektrische Fahranteil an der Gesamtverkehrsleistung, die fahrzeugspezifische elektrische Laufleistung oder Batteriekapazität und die unterstellte tageszeitliche Ladeleistung und Ladedauer bzw. -uhrzeit. Aus der Simulation von Einzelfahrzeugen auf Basis der MiD-Fahrprofile werden für eine aggregierte Simulation die technisch Ober- und Untergrenzen der Batteriebelastung von BEV und PHEV für jeden Zeitschritt berechnet. Die Höhe der Ladeleistung der aggregierten Simulation wird mittels einer vergleichenden Simulation auf Einzelfahrzeug-Basis kalibriert, um eine Überschätzung der Flexibilität durch die Aggregation zu vermeiden.

A4 - Technologieannahmen

Folgende Kostenannahmen beziehen sich auf reale Kosten in 2010 (in €₂₀₁₀).

Direkt berücksichtigte Verbrauchssektoren

- Herkömmlicher Stromverbrauch, elektrische Verfahren Industrieprozesswärme und Netzverluste
- Industrie und Gewerbeprozesswärme 100 - 500°C (Dampf und Thermoöl)
- Industrierwärme < 100°C (Warmwasser - Prozesswärme, Raumwärme)
- Straßenverkehrsnachfrage Pkw und LNF
- Straßenverkehrsnachfrage SNF
- Gebäude - Niedertemperaturwärme (Trinkwarmwasser und Raumwärme) im Bereich Haushalte und Gewerbe

Charakterisierung der Anlagen

- Bestandskraftwerke
 - Pumpspeicher
 - Speicherwasserkraft
 - Kernkraftwerke
- Optionaler Neubau von Kraftwerken
 - Kondensationskraftwerke
 - Erdgas-GuD
62% Wirkungsgrad, 900 €/kW
 - Erdgas-GT
46% Wirkungsgrad, 420 €/kW
 - Industrie < 100°C
 - Erdgas-GuD (Entnahmekond.)
 - ohne Solarthermie
56% Wirkungsgrad, SKZ 1,5, SVZ 0,15, 1.200 €/kW
zzgl. Gaskessel, Elektrodenkessel, Speicher
 - mit Solarthermie

- zzgl. 200 €/kW_{th} und Solarer Speicher
 - Groß-WP
 - ohne Solarthermie
JAZ 3,5 , 1.600 €/kW_{el}
 - mit Solarthermie
zzgl. 200 €/kW_{th} und solarer Speicher
 - Gas+Elektroden-Kessel
90% Gas, 99% Strom, 60 + 100 €/kW
 - Industrie 100 - 500 °C
 - Erdgas-GuD (Entnahmekond.)
56% Wirkungsgrad, SKZ 1,05, SVZ 0,3, 1.200 €/kW zzgl.
Gaskessel, Elektrodenkessel, Speicher
 - Erdgas-GT mit AHK
42% Wirkungsgrad, 600 €/kW zzgl. Gaskessel,
Elektrodenkessel, Speicher
 - Gas+Elektroden-Kessel
90% Gas, 99% Strom, 60 + 100 €/kW
 - Gebäudewärme
 - Erdgas-GuD (Entnahmekond.)
 - 56% Wirkungsgrad, SKZ 1,5, SVZ 0,15, 1.200 €/kW
zzgl. Gaskessel, Elektrodenkessel, Speicher, zzgl.
Wärmenetz und Wärmenetzverluste
 - mit Groß-WP
JAZ 2,5, zzgl. 1760 €/kW_{el}
 - mit Solarthermie
zzgl. 200 €/kW_{th} und Solarer Speicher
 - Geothermie
1.580 €/kW_{th} (beinhaltet Kostenreduktion durch
Leistungsauslegung auf 2/3 der Wärmehöchstlast)
 - Wärmepumpe
 - Sole-WP
JAZ von 3,5, 5.150 €/kW_{el}
 - Luft-WP
JAZ von 2,8, 3.960 €/kW_{el}
 - Luft-WP, bivalent mit Gas
JAZ 3,5, 3.930 €/kW_{el} zzgl. 507 €/kW_{th}
 - Gas-Brennwertkessel
100%, 507 €/kW_{th}
 - EE-Erzeugung (inkl. Netzausbaukosten)
 - Windkraft-Offshore 3.700 - 4.480 €/kW
 - Windkraft-Onshore
 - Schwachwind 1.400 €/kW
 - Starkwind 1.110 €/kW
 - PV
 - 50%-Freifläche
 - 50%-Dachfläche
fest gekoppelt, 541 €/kW
 - Speicher
 - Power-to-Gas
60%, 1.010 €/kW
 - Batteriespeicher
96%, 635 €/kW bei Verhältnis Leistung/Arbeit von 6 Stunden