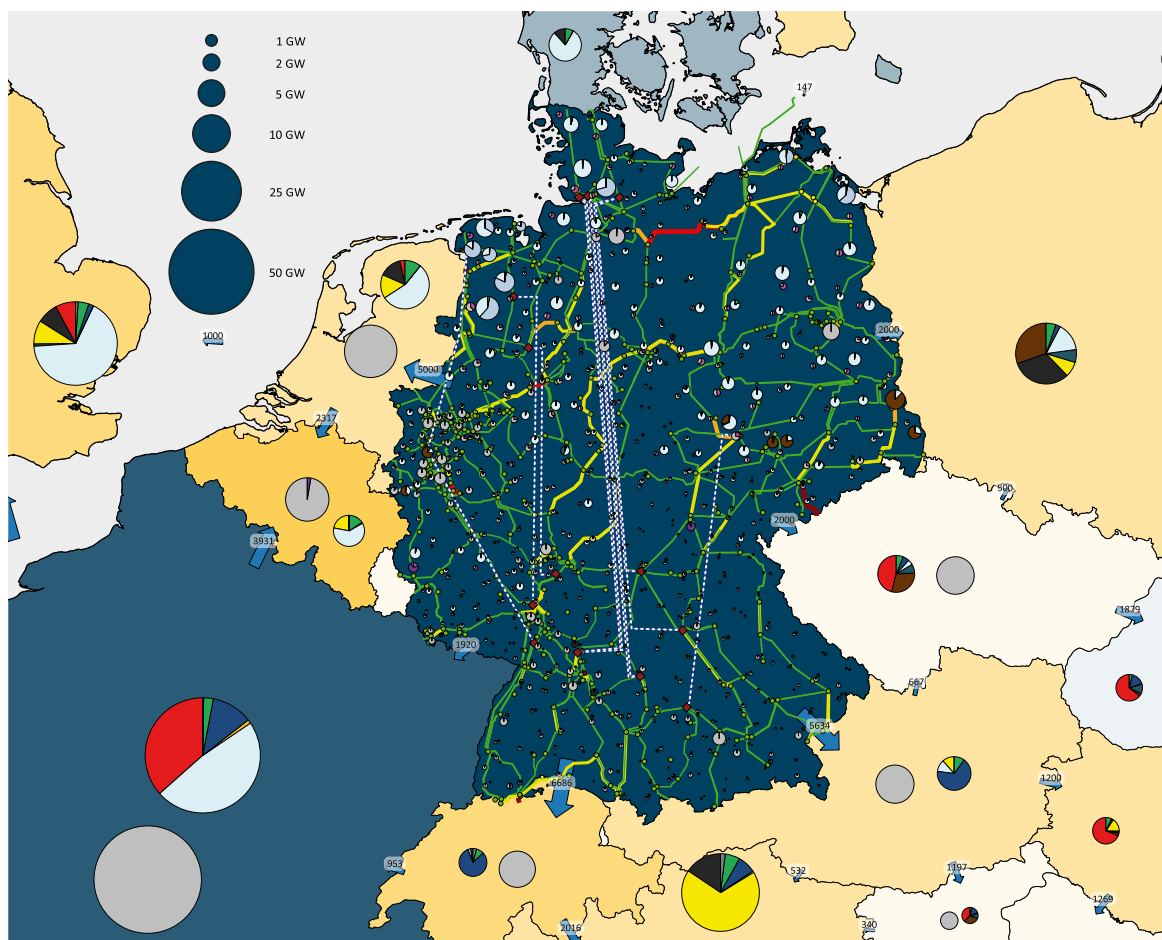




Multiskalare Modellierung integrierter Energie- und Elektrizitätssysteme

Thiemo Christian Pesch

Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 485

ISBN 978-3-95806-452-2

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Energie- und Klimaforschung
Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Multiskalare Modellierung integrierter Energie- und Elektrizitätssysteme

Thiemo Christian Pesch

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 485

ISSN 1866-1793

ISBN 978-3-95806-452-2

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek.
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte Bibliografische Daten
sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Herausgeber
und Vertrieb: Forschungszentrum Jülich GmbH
Zentralbibliothek, Verlag
52425 Jülich
Tel.: +49 2461 61-5368
Fax: +49 2461 61-6103
zb-publikation@fz-juelich.de
www.fz-juelich.de/zb

Umschlaggestaltung: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2019

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band / Volume 485

D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2019)

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-95806-452-2

Vollständig frei verfügbar über das Publikationsportal des Forschungszentrums Jülich (JuSER)
unter www.fz-juelich.de/zb/openaccess.



This is an Open Access publication distributed under the terms of the [Creative Commons Attribution License 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/),
which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energie- und Klimaforschung im Institutsbereich Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE) des Forschungszentrums Jülich.

Mein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater Herrn Univ.-Prof. Dr. rer. nat. Hans-Josef Allelein, Leiter des Instituts für Energie- und Klimaforschung (IEK-6) am Forschungszentrum Jülich. Für seine fortwährende Unterstützung während der Promotion und sein stets entgegengebrachtes Wohlwollen und Vertrauen danke ich ihm von ganzem Herzen.

Ganz besonders danke ich auch Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Müller, Leiter des Institute for Energy Efficient Buildings and Indoor Climate am E.ON Energy Research Center an der RWTH Aachen und Leiter des Instituts für Energie- und Klimaforschung (IEK-10) am Forschungszentrum Jülich, für die freundliche Übernahme des Korreferats und die wertvollen Anregungen und Ratschläge, die nochmal wesentlich zur Verbesserung der vorliegenden Arbeit beigetragen haben. Des Weiteren danke ich Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Christoph Broeckmann, Leiter des Instituts für Werkstoffanwendungen im Maschinenbau an der RWTH Aachen, für die Übernahme des Vorsitzes des Promotionsausschusses.

Ganz besonders möchte ich auch Herrn Prof. Jürgen-Friedrich Hake, Leiter des Instituts für Energie- und Klimaforschung (IEK-STE) am Forschungszentrum Jülich, dafür danken, dass er mich während meiner Tätigkeit am Institut in allen Belangen unterstützt und mir dabei auch die notwendigen Freiräume für die Anfertigung der Dissertation gewährt hat.

Ich danke allen meinen Kolleginnen und Kollegen am Forschungszentrum Jülich und an der RWTH Aachen für die wertvolle Unterstützung meiner Arbeit durch die Vielzahl an Ratschlägen und fachlichen Diskussionen, vor allem aber auch für die schöne gemeinsame Zeit. Insbesondere danke ich Dennis Küsters, Andreas Vieten und Bastian Gillessen, die ihre Masterarbeiten unter meiner Betreuung erfolgreich abgeschlossen und somit auch zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

Ich danke meiner Familie und meinen Jugend- und Studienfreunden, die meinen Weg seit vielen Jahren begleiten und auch in stressigen Zeiten immer ein großer Rückhalt sind.

Der größte Dank gilt meinen Eltern Ingrid und Jürgen Pesch sowie meinem Bruder Andreas Pesch und seiner Familie. Ihnen widme ich diese Arbeit.

Kurzfassung

Die Transformation des europäischen Energiesystems geht mit tiefgreifenden Veränderungen in nahezu allen Systembereichen einher. Das Ziel eines sicheren, wettbewerbsfähigen und nachhaltigen Energiesystems sowie massiv reduzierter Treibhausgasemissionen soll vor allem durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Erhöhung der Energieeffizienz erreicht werden. Die steigenden Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung führen dabei zu einer erhöhten Volatilität der Einspeisungen sowie stark veränderten Einspeisungsverteilungen. Hierdurch steigen die Anforderungen an die Systemflexibilität und die Transportkapazitäten der Übertragungsnetze. Hinzukommende Einsatzmöglichkeiten für Elektrizität in verschiedenen Energiesektoren wie dem Verkehrs- und Wärmesektor sowie sektorübergreifende Flexibilitätsoptionen wie Power-to-gas führen darüber hinaus zu steigenden intersektoralen Abhängigkeiten. Für die Energie- und Elektrizitätssystemmodellierung ergibt sich hieraus die Herausforderung, diese Entwicklungen in den verschiedenen Systembereichen angemessen zu erfassen. Dabei spielen sich die Einflüsse und Auswirkungen auf unterschiedlichen Ebenen z.B. zeitlicher, räumlicher, technologischer und ökonomischer Skalen ab, die simultan zu berücksichtigen sind. In dieser Arbeit wird daher ein Modellpaket zur multiskalaren Analyse des integrierten Energie- und Elektrizitätssystems entwickelt, in dem das etablierte Energiesystemmodell IKARUS-LP mit neu entwickelten Modellen zur zeitlichen und räumlichen Entfaltung der Residuallast, einem neu entwickelten Elektrizitätsmarktmodell für Europa und einem neu entwickelten Übertragungsnetzmodell für Deutschland gekoppelt wird. Bei dem Elektrizitätsmarktmodell handelt es sich um ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell, bei dem der Einsatz sämtlicher Kraftwerke, Speicher und Flexibilitätsoptionen unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen auf stündlicher Basis ermittelt wird. Das Übertragungsnetzmodell basiert auf realen Netzdaten und erlaubt die Berechnung von AC- und DC-Lastflussberechnungen, wobei zusätzlich eine Optimierung des Betriebs der HGÜ-Leitungen auf Basis genetischer Algorithmen erfolgt. Die exemplarischen Untersuchungen dieser Arbeit zeigen, dass die detaillierte Betrachtung des europäischen Elektrizitätssystems im Modellpaket verglichen zu dem isoliert eingesetzten Energiesystemmodell IKARUS-LP wesentlich genauere Aussagen zu Stromerzeugungen sowie Im- und Exporten ermöglicht. Dies hat weitreichende Rückwirkungen auf die Rechenergebnisse des rückgekoppelten Energiesystemmodells und führt beispielsweise zu insgesamt erhöhten Systemkosten. Die detaillierten Lastflussberechnungen zeigen auf, dass der im Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber geforderte Netzausbau zwingend erforderlich ist, um die anvisierten hohen Windenergiekapazitäten in das System integrieren zu können. Neben dem bereits identifizierten Verstärkungsbedarf auf Nord-Süd-Trassen weisen die Berechnungen darauf hin, dass zusätzlicher Ausbaubedarf bei den Zubringerleitungen zu den HGÜ-Stationen auf Ost-West-Trassen in Norddeutschland besteht.

Abstract

The transformation of the European energy system involves profound changes in almost all parts of the system. The goal of a secure, competitive and sustainable energy system as well as massively reduced greenhouse gas emissions should be achieved, above all, by expanding renewable energy and increasing energy efficiency. The increasing share of fluctuating renewable energies in electricity generation leads to increased volatility as well as a greatly altered distribution of the power that is fed into the grid. This increases the requirements on the flexibility of the system and the transport capacity of the transmission grid. Additional potential uses for electricity in various energy sectors, such as the transport and heating sector, as well as cross-sectoral flexibility options such as power-to-gas, are also leading to increasing sectoral interdependencies. For energy and electricity system modelling, the resulting challenge is to adequately capture these developments in the various system areas. In order to do this, the influences and effects that occur at different levels of e.g. temporal, spatial, technological and economic scales need to be considered simultaneously. In this thesis, a model package for the multiscale analysis of the integrated energy and electricity system is developed, in which the established energy system model IKARUS-LP is combined with newly developed models for the temporal and spatial disaggregation of the residual load, in addition to a newly developed electricity market model for Europe and a newly developed transmission grid model for Germany. The electricity market model is a mixed-integer linear optimization model that determines the use of individual power plants, storage facilities and flexibility options on an hourly basis, taking into account the technical restrictions of the system and the units. The transmission network model is based on real grid data and allows the calculation of AC and DC load flows, with an additional optimization of the operation of the HVDC lines on the basis of genetic algorithms. The exemplary investigations of this work show that the detailed consideration of the European electricity system in the model package enables significantly more precise statements to be made regarding power generation as well as imports and exports compared to the stand-alone energy system model IKARUS-LP. The results have far-reaching effects on the calculation results of the feedback energy system model, e.g. increased system costs. The detailed load flow calculations show that the grid expansion derived in the grid development plan of the transmission system operators is absolutely necessary in order to be able to integrate the targeted high wind energy capacities into the system. In addition to the already identified need for reinforcement on north-south routes, the calculations indicate that additional expansion needs exist on feeder lines to the HVDC stations on east-west routes in northern Germany.

Inhaltsverzeichnis

Danksagung	V
Kurzfassung	VII
Abstract	IX
Nomenklatur	XVII
1 Einleitung	1
1.1 Hintergrund und Ausgangslage	1
1.2 Problemstellung und Motivation	3
1.3 Zielsetzung und Vorgehensweise	4
2 Energietechnische Grundlagen	7
2.1 Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie.....	7
2.1.1 Thermische Kraftwerke	8
2.1.2 Nicht-thermische Kraftwerke und Stromerzeugungsanlagen.....	17
2.1.3 Flexibilitätsoptionen	20
2.2 Übertragungssysteme für elektrische Energie.....	21
2.2.1 Drehstrom-Hochspannungs-Übertragung.....	22
2.2.2 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung	23
2.3 Struktur der elektrischen Energieversorgung	24
2.3.1 Netzebenen	24
2.3.2 Netztopologien	25
2.3.3 Systemverbund.....	26
2.4 Netzbetriebsmittel	29
2.4.1 Leitungen	29
2.4.2 Transformatoren	31
2.4.3 Schaltanlagen	33

2.5	Technische Versorgungssicherheit	34
2.5.1	(n-1)-Ausfallkriterium	34
2.5.2	Strombelastbarkeit der Betriebsmittel	35
2.5.3	Kurzschlussleistung	36
2.5.4	Spannungsstabilität	37
2.5.5	Frequenzhaltung	38
3	Energiewirtschaftliche Grundlagen	43
3.1	Handelsplätze für elektrische Energie	43
3.1.1	Großhandelsmärkte	44
3.1.2	Regelleistungsmärkte	47
3.2	Funktionsweise des internationalen Stromaustausches	47
3.2.1	Ermittlung der verfügbaren Übertragungskapazitäten	48
3.2.2	Vergabe der verfügbaren Übertragungskapazitäten	51
3.2.3	Marktkopplung	52
3.3	Entwicklung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarkts	53
3.3.1	Regionale Elektrizitätsinitiativen	54
3.3.2	Kopplung der europäischen Day-ahead-Märkte	55
3.3.3	Kopplung der europäischen Intraday-Märkte	56
4	Modellierung von Energie- und Elektrizitätssystemen	57
4.1	Ziele der Energie- und Elektrizitätssystemmodellierung	57
4.2	Charakteristika von Zukunftsanalysen und Modellierungsansätzen	59
4.2.1	Prognose versus Szenario	59
4.2.2	Normativ versus explorativ	60
4.2.3	Intertemporal versus myopisch	61
4.3	Modellierungsansätze und Modellklassen	61
4.3.1	Top-down-Modelle	62
4.3.2	Bottom-up-Modelle	63

4.4	Betrachtungsbereiche und Systemgrenzen	65
4.4.1	Energiesystem	65
4.4.2	Elektrizitätssystem	67
4.5	Skalen, Skalenebenen und Multiskalarität der Modellierung.....	70
4.6	Stand der Modellierung von Energie- und Elektrizitätssystemen.....	73
4.6.1	Übersicht bestehender Energie- und Elektrizitätssystemmodelle.....	73
4.6.2	Betrachtungsbereiche und Systemgrenzen	75
4.6.3	Zeitliche und räumliche Skalenebenen	77
4.7	Kritischer Diskurs und abgeleiteter Entwicklungsbedarf	81
5	Modellpaket zur multiskalaren Analyse integrierter Energie- und Elektrizitätssysteme	85
5.1	Modellpaket zur Integration der einzelnen Modelle	85
5.1.1	Kurzbeschreibung der enthaltenen Modelle	86
5.1.2	Struktur des Modellpakets	90
5.1.3	Rückkopplung und Konvergenz	92
5.1.4	Multiskalarität des integrierten Modellpakets	94
5.2	Energiesystemmodell für Deutschland – IKARUS-LP	95
5.2.1	Modellaufbau und Struktur.....	95
5.2.2	Sektoren und Untersektoren.....	97
5.2.3	Modellkalibrierung	102
5.3	Modelle zur zeitlichen und räumlichen Entfaltung der Residuallast	102
5.3.1	Zeitliche Entfaltung des Stromverbrauchs in Deutschland	104
5.3.2	Räumliche Entfaltung des Stromverbrauchs in Deutschland.....	110
5.3.3	Zeitliche Entfaltung der Stromerzeugung aus EE-Anlagen in Deutschland.....	114
5.3.4	Räumliche Entfaltung der Stromerzeugung aus EE-Anlagen in Deutschland	118
5.3.5	Zeitliche Entfaltung des Stromverbrauchs in Rest-Europa.....	129
5.3.6	Zeitliche Entfaltung der Stromerzeugung aus EE-Anlagen in Rest-Europa	130
5.3.7	Zeitliche Entfaltung der Residuallasten.....	131

5.4	Elektrizitätsmarktmodell für Europa	133
5.4.1	Modellierungsansatz und Systembereich.....	133
5.4.2	Mathematische Formulierung des Elektrizitätsmarktmodells	136
5.4.3	Mathematische Lösung des Revisions- und Kraftwerkseinsatzproblems	158
5.4.4	Struktur des entwickelten Elektrizitätsmarktmodells	161
5.4.5	Datengrundlage und getroffene Modellannahmen	164
5.4.6	Grafische Darstellung	172
5.4.7	Modellvalidierung.....	173
5.5	Übertragungsnetzmodell für Deutschland.....	176
5.5.1	Modellierungsansatz und Systembereich.....	177
5.5.2	Mathematische Formulierung des Netzmodells	179
5.5.3	Mathematische Lösung des Lastflussproblems.....	186
5.5.4	Struktur des entwickelten Übertragungsnetzmodells.....	204
5.5.5	Datengrundlage und getroffene Modellannahmen	216
5.5.6	Grafische Darstellung	224
5.5.7	Modellverifikation	228
6	Exemplarische Untersuchungen	231
6.1	Basisszenario: Effiziente Umsetzung der Energiewende.....	231
6.1.1	Rahmenszenario und Annahmen	231
6.1.2	Variante 1: Rechenergebnisse mit IKARUS-LP	242
6.1.3	Variante 2: Rechenergebnisse des integrierten Modellpakets	247
6.2	Szenario A: Verzögerter Netzausbau in Deutschland.....	275
6.3	Szenario B: Neubau eines Kernkraftwerks in Polen	279
7	Zusammenfassung und Ausblick	283
7.1	Die Modellentwicklungen dieser Arbeit.....	283
7.2	Ergebnisse der exemplarischen Untersuchungen.....	285
7.3	Methodischer Ausblick und weiterführende Anwendungsgebiete	288

Literaturverzeichnis	291
Abbildungsverzeichnis	317
Tabellenverzeichnis	327
A Anhang zur Entwicklung der Netztopologie	329
B Anhang zu den Ergebnissen des Basisszenarios	333
C Anhang zu den Ergebnissen des Szenarios A	377

Nomenklatur

Abkürzungen

50Hertz	50Hertz Transmission GmbH
AAC	Already Allocated Capacity
AC	Wechselstrom
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
Amprion	Amprion GmbH
APX	Amsterdam Power Exchange
ATC	Available Transfer Capacity
BC	Border Capacity Modell
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEI	Bremer Energieinstitut
CB	Critical Branch Modell
CCS	Carbon Capture and Storage
CEE	Central East Europe
CSE	Central South Europe
CWE	Central West Europe
DC	Gleichstrom
DE	Deutschland
DeNOx	Stickstoffoxidabscheidung
DHÜ	Drehstrom-Hochspannungs-Übertragung
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaft
DKW	Dampfkraftwerk
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
DWD	Deutscher Wetterdienst
E3MLAB	E3-Modelling
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EL	Kraftwerk zur reinen Stromerzeugung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ERGEG	European Regulators Group for Electricity and Gas
ERI	Electricity Regional Initiatives
ETSO	European Transmission System Operators

EU	Europäische Union
Europex	Association of European Energy Exchanges
EWI	Energiewirtschaftliches Institut zu Köln
FACTS	Flexible AC Transmission System
FCN	Institute for Future Energy Consumer Needs and Behavior
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft eV
FIAS	Frankfurt Institute for Advanced Studies
FUI	France – UK – Irland
GAMS	General Algebraic Modeling System
GGLP	Gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GHI	Global Horizontal Irradiance
GIS	Geoinformationssystem
GME	Gestore dei Mercati Energetici SpA
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbinen
GWS	Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IAEW	Institut und Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
IEA	International Energy Agency
IEK-STE	Institut für Energie- und Klimaforschung – Systemforschung und Technologische Entwicklung
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
IFHT	Institut für Hochspannungstechnik
ifo	Ifo Institut - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München e.V.
IIP	Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion
ISE	Institut für Solare Energiesysteme
ISEA	Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe
ISI	Institut für System- und Innovationsforschung
ITVC	Interim Tight Volume Coupling
JRC	Joint Research Centre
KFZ	Kraftfahrzeug
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

LP	Lineare Programmierung
LR	Lagrange Relaxation
MCP	Market Clearing Price
MRC	Multi-Regional Coupling
MV	Mecklenburg-Vorpommern
NE	Nicht-Eisen
NI	Niedersachsen
NTC	Net Transfer Capacity
NTNU	Norwegian University of Science and Technology
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques
NWE	North Western Europe
OMIE	OMI-Polo Español S.A.
OTC	Over The Counter
PCR	Price Coupling of Regions
PLZ	Postleitzahl
PQ-Knoten	Lastknoten
PRL	Primärregelleistung
PTDF	Power Transfer Distribution Factors
PTR	Physical Transmission Rights
PV	Photovoltaik
PV-Knoten	Einspeiseknoten
QGIS	Quantum Geoinformationssystem
SH	Schleswig-Holstein
SRL	Sekundärregelleistung
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SVC	Static Var Compensator
SWE	South Western Europe
Tennet TSO	Tennet TSO GmbH
THG	Treibhausgasemissionen
TMC	Trilateral Market Coupling
TransnetBW	TransnetBW GmbH
TRL	Tertiärregelleistung
TRM	Transmission Reliability Margin
TSO	Transmission System Operator
TTC	Total Transfer Capacity

TUM	Technische Universität München
UMA	Universität Mannheim
XBID	Cross-Border Intraday Market

Formelzeichen und Symbole

$[A], \mathbf{A}$	Matrix oder Vektor (allgemein)	[-]
$\mathbf{A}^{-1}$	Inverse der Matrix $\mathbf{A}$ (allgemein)	[-]
$\mathbf{A}^T$	Transponierte der Matrix $\mathbf{A}$ (allgemein)	[-]
$\underline{A}$	Komplexe Zahl (allgemein)	[-]
$\underline{A}^*$	Konjugiert komplexe Zahl (allgemein)	[-]
$ \underline{A} $	Betrag einer komplexen Zahl (allgemein)	[-]
a_{ij}	Matrizelement (allgemein)	[-]
B_{ik}	Blindleitwert (Suszeptanz) der Leitung von i nach k	[S]
C	Elektrische Kapazität	[F]
$C_{i,n}^{Max}$	Maximale Speicherkapazität des Speichers i	[MWh _{el}]
$c_{i,n}^{var}$	Variable Speicherkosten des Speichers i	[€/MWh _{el}]
$C_{i,t,n}$	Füllstand des Speichers i in Stunde t	[MWh _{el}]
$c_{j,t,n}^{Br}$	Brennstoffkosten des Kraftwerks j in Stunde t	[€/MWh _{th}]
$c_{j,t,n}^{var}$	Variable Kosten des Kraftwerks j in Stunde t	[€/MWh _{el}]
$\cos \varphi_k$	Kurzschluss-Leistungsfaktor eines Transformators	[-]
c_p	Spezifische Wärmekapazität	[J/(kgK)]
$c_{t,n}^{CO_2}$	CO ₂ -Zertifikatskosten	[€/tCO ₂]
$c_{t,n}^{Dump}$	Strafkosten für Überschussstrom in Stunde t in Land n	[€/MWh _{el}]
$c_{t,n,m}^{Transfer}$	Variable Kosten des Stromtransfers in Stunde t zwischen Land n und m	[€/MWh _{el}]
d	Tag (Zeitschritt)	[d]
$D_{d,n}$	Höchstnachfrage am Tag d	[MW _{el}]
$\delta_{j,t,n,l}$	Anfahrbereichsvariable des Kraftwerks j in Stunde t	[-]
$D_{t,n}^{MR-KWK}$	Must-run-Erzeugung der KWK-Kraftwerke in Stunde t in Land n	[MW _{el}]
$D_{t,n}^{NSRL}$	Ausgeschriebene negative Sekundärregelleistung in Stunde t in Land n	[MW _{el}]
$D_{t,n}^{NTRL}$	Ausgeschriebene negative Tertiärregelleistung in Stunde t in Land n	[MW _{el}]
$D_{t,n}^{PRL}$	Ausgeschriebene Primärregelleistung in Stunde t in Land n	[MW _{el}]
$D_{t,n}^{PSRL}$	Ausgeschriebene positive Sekundärregelleistung in Stunde t in Land n	[MW _{el}]
$D_{t,n}^{PTRL}$	Ausgeschriebene positive Tertiärregelleistung in Stunde t in Land n	[MW _{el}]

$D_t^{PRL,Ges}$	Systemweit ausgeschriebene Primärregelleistung	[MW _{el}]
ΔE^{max}	Maximal erlaubte Erzeugungserhöhung	[MW _{el}]
e^{Br}	CO ₂ -Emissionsfaktor des Brennstoffs	[-]
ε	Konvergenzschranke	[-]
$\eta_{i,n}^{Aus}$	Ausspeicherungswirkungsgrad von Speicher i	[-]
η_{el}	Elektrischer Wirkungsgrad	[-]
$\eta_{j,n,k}$	Wirkungsgrad des Kraftwerks j an Stützstelle k	[MW _{el} /MW _{th}]
η_{th}	Thermischer Wirkungsgrad	[-]
f	Frequenz	[Hz]
f_1	Frequenz in Netz 1	[Hz]
G	Wirkleitwert (Konduktanz)	[S]
GHI_t	Globalstrahlung in Stunde t	[W _{el} /m ²]
G_{ik}	Wirkleitwert (Konduktanz) der Leitung von i nach k	[S]
h_1	Enthalpie in Zustand 1	[J/kg]
H	Höhe	[m]
H_{ref}	Referenzhöhe	[m]
H_u^{Br}	Unter Heizwert des Brennstoffs	[MWh _{th} /kg]
I	Strom	[A]
i	Speicher bzw. Knoten	[-]/[-]
$\underline{I}_i$	Knotenstrom am Knoten i	[A]
$\underline{I}_{ik}$	Strom zwischen Knoten i und k	[A]
I_k''	Anfangs-Kurzschlussstrom	[A]
I_{r1}	Primärseitiger Bemessungsstrom eines Transformator	[A]
j	Kraftwerk	[-]
k	Stützstelle der linearisierten Kraftwerkseinspeisung	[-]
κ	Isentropenexponent	[-]
KF_j^{BR}	Anfahrkostenfaktor für zusätzlichen Brennstoff für Kraftwerk j	[-]
KF_j^V	Anfahrkostenfaktor für Verschleiß für Kraftwerk j	[-]
K_r	Primärregelfaktor	[-]
L	Induktivität	[H]
l	Anfahrsegment bzw. Leitung	[-]
$\lambda_{j,n,k}$	Anteil der Nennleistung des Kraftwerks j an Stützstelle k	[-]
m	Land	[-]
$m_{j,n}^I$	Steigung der Linearisierung in Teillastbereich I für Kraftwerk j	[MW _{th} /MW _{el}]
$m_{j,n}^{II}$	Steigung der Linearisierung in Teillastbereich II für Kraftwerk j	[MW _{th} /MW _{el}]

v	Iteration	$[-]$
n	Land bzw. Knotenanzahl	$[-]/[-]$
N_1	Anzahl der Primärwindungen eines Transformators	$[-]$
N_2	Anzahl der Sekundärwindungen eines Transformators	$[-]$
N_L	Anzahl der Anfahrsegmente	$[-]$
$NTC_{t,n,m}$	Net Transfer Capacity für Stunde t zwischen Land n und m	$[MW_{el}]$
p_1	Druck in Zustand 1	$[Bar]$
$P_{i,t,n}^{Aus}$	Ausspeicherungsleistung von Speicher i in Stunde t	$[MW_{el}]$
P_{Di}	Entnommene Wirkleistung an Knoten i	$[MW_{el}]$
$P_{i,t,n}^{Ein}$	Einspeicherungsleistung von Speicher i in Stunde t	$[MW_{el}]$
P_{Gi}	Eingespeiste Wirkleistung an Knoten i	$[MW_{el}]$
P_i	Vom Knoten i ausgehende Wirkleistung	$[MW_{el}]$
$P_{ik,v}$	Verlustwirkleistung entlang einer Leitung	$[MW_{el}]$
$P_{i,n}^{Ein,Max}$	Maximale Einspeicherungsleistung des Speichers i	$[MW_{el}]$
$P_{i,n}^{Ein,Min}$	Minimale Einspeicherungsleistung des Speichers i	$[MW_{el}]$
$P_{i,t,n}^{NSRL,Aus}$	Negative Sekundärregelleistung des Speichers i in Stunde t (Leeren)	$[MW_{el}]$
$P_{i,t,n}^{NSRL,Ein}$	Negative Sekundärregelleistung des Speichers i in Stunde t (Füllen)	$[MW_{el}]$
$P_{i,t,n}^{NTRL,Aus}$	Negative Tertiärregelleistung des Speichers i in Stunde t (Leeren)	$[MW_{el}]$
$P_{i,t,n}^{NTRL,Ein}$	Negative Tertiärregelleistung des Speichers i in Stunde t (Füllen)	$[MW_{el}]$
$P_{i,t,n}^{PSRL,Aus}$	Positive Sekundärregelleistung des Speichers i in Stunde t (Leeren)	$[MW_{el}]$
$P_{i,t,n}^{PSRL,Ein}$	Positive Sekundärregelleistung des Speichers i in Stunde t (Füllen)	$[MW_{el}]$
$P_{i,t,n}^{PTRL,Aus}$	Positive Tertiärregelleistung des Speichers i in Stunde t (Leeren)	$[MW_{el}]$
$P_{i,t,n}^{PTRL,Ein}$	Positive Tertiärregelleistung des Speichers i in Stunde t (Füllen)	$[MW_{el}]$
$\Delta P_{j,n}^-$	Maximaler negativer Leistungsgradient des Kraftwerks j	$[MW_{el}/h]$
$\Delta P_{j,n}^+$	Maximaler positiver Leistungsgradient des Kraftwerks j	$[MW_{el}/h]$
$P_{j,n}^{Nenn}$	Nennleistung des Kraftwerks j	$[MW_{el}]$
$P_{j,t,n}$	Einspeisung des Kraftwerks j in Stunde t	$[MW_{el}]$
$P_{j,t,n}^I$	Leistungsanteil des Kraftwerks j im Teillastbereich I	$[MW_{el}]$
$P_{j,t,n}^{II}$	Leistungsanteil des Kraftwerks j im Teillastbereich II	$[MW_{el}]$
$P_{j,t,n}^{Min}$	Mindestleistung des Kraftwerks j	$[MW_{el}]$
$P_{j,t,n}^{NSRL}$	Negative Sekundärregelleistung des Kraftwerks j in Stunde t	$[MW_{el}]$
$P_{j,t,n}^{NTRL}$	Negative Tertiärregelleistung des Kraftwerks j in Stunde t	$[MW_{el}]$
$P_{j,t,n}^{PRL}$	Primärregelleistung des Kraftwerks j in Stunde t	$[MW_{el}]$

$P_{j,t,n}^{PSRL}$	Positive Sekundärregelleistung des Kraftwerks j in Stunde t	[MW _{el}]
$P_{j,t,n}^{PTRL}$	Positive Tertiärregelleistung des Kraftwerks j in Stunde t	[MW _{el}]
P_{kr12}	Kurzschluss-Wirkleistung eines Transformators	[MW _{el}]
P_l	Wirkleistungsfluss auf Leitung l	[MW _{el}]
$P_{rel,t}^{Wind}$	Relative Einspeisung aus Windenergieanlagen	[W _{el} /m ²]
P_t^{PV}	Photovoltaikeinspeisung in Stunde t	[W _{el}]
$P_{t,n}^{Dump}$	Überschussstrom in Stunde t in Land n	[MW _{el}]
$P_{t,n,m}^{Exp}$	Exportierte Leistung in Stunde t von Land n nach Land m	[€/MW _{el}]
$P_{t,n,m}^{Imp}$	Importierte Leistung in Stunde t in Land n aus Land m	[MW _{el}]
P_t^{Wind}	Windeinspeisung in Stunde t	[W _{el}]
$PTDF_l^i$	Power Transfer Distribution Factor für Leitung l bei Einspeisung in i	[-]
q_{ab}	Abgeführte Wärmemenge	[J]
Q_{Di}	Entnommene Blindleistung an Knoten i	[MVar]
Q_{Gi}	Eingespeiste Blindleistung an Knoten i	[MVar]
Q_i	Vom Knoten i ausgehende Blindleistung	[MVar]
$Q_{ik,v}^{gesamt}$	Gesamte Blindleistungsverluste einer Leitung	[MVar]
$Q_{ik,v}^{series}$	Blindleistungslängsverluste einer Leitung	[MVar]
Q_i^{max}	Maximal vom Knoten i ausgehende Blindleistung	[MVar]
Q_i^{min}	Minimal vom Knoten i ausgehende Blindleistung	[MVar]
Q_m	Erzeugte Solarenergiemenge im betrachteten Monat	[Wh _{el}]
$Q_{S,konst}$	Blindanteil einer Ersatzeinspeisung	[MVar]
Q_{Slack}	Vom Bilanzknoten bereitgestellt Blindleistung	[MVar]
Q_{Zkonst}	Blindanteil einer Ersatzeinspeisung bei Nennspannung	[MVar]
q_{zu}	Zugeführte Wärmemenge	[J]
R	Ohmscher Widerstand bzw. Menge der Stunden der aktuellen Iteration	[Ohm]/[-]
$r_{j,d}$	Revisionsvariable des Kraftwerks j	[-]
$r_{j,d}^{Beginn}$	Tag des Revisionsbeginns von Kraftwerk j	[d]
$r_{j,d}^{Ende}$	Tag des Revisionsendes von Kraftwerk j	[d]
R_k	Kurzschlussresistanz (Wicklungswiderstand) eines Transformators	[Ohm]
$RL_{t,n}$	Residuallast zur Stunde t in Land n	[MW _{el}]
RT	Revisionstrigger systemweit	[MWh _{el}]
$RT_{d,n}$	Revisionstrigger für einen Tag d und ein Land n	[MW _{el}]
$\underline{S}_{Di}$	Entnommene Scheinleistung an Knoten i	[MVA]
$\underline{S}_{ges,v}$	Gesamte Verlustscheinleistung	[MVA]

$\underline{S}_{Gi}$	Eingespeiste Scheinleistung an Knoten i	[MVA]
$c_{j,t,n,l}^{SU}$	Anfahrkosten des Kraftwerks j in Stunde t	[€]
S_k''	Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung	[MVA]
S_{r12}	Bemessungsscheinleistung eines Transformators	[MVA]
t	Stunde (Zeitschritt)	[h]
T_1	Temperatur in Zustand 1	[K]
TA_j	Anfahrzeit des Kraftwerks j	[h]
τ	Laufvariable für die Zeit (Stunde)	[h]
TD_j	Mindeststillstandszeit des Kraftwerks j	[h]
θ_i	Knotenspannungswinkel am Knoten i	[°]
$\vartheta_{j,t,n}$	Brennstoffeinsatz des Kraftwerks j in Stunde t	[MWh _{th}]
$T_{j,l}^{SU}$	Dauer der vorherigen Stillstandszeit von Kraftwerk j bei Anfahrt	[h]
T_m	Stunden innerhalb des betrachteten Monats	[h]
TR_j	Revisionsdauer des Kraftwerks	[d]
TU_j	Mindestbetriebszeit des Kraftwerks j	[h]
$\underline{U}_i$	Knotenspannung am Knoten i	[V]
$ \underline{U}_i ^{max}$	Maximal erlaubte Spannung am Netzknoten i	[V]
$ \underline{U}_i ^{min}$	Minimal erlaubte Spannung am Netzknoten i	[V]
$u_{i,t,n}^{Ein}$	Einspeicherungs-Betriebsvariable des Speichers i in Stunde t	[-]
$u_{j,t,n}$	Betriebsvariable des Kraftwerks j in Stunde t	[-]
$\underline{U}_k$	Knotenspannung am Knoten k	[V]
U_{kr12}	Bemessungskurzschlussspannung eines Transformators	[V]
u_{kr12}	Relative Kurzschlussspannung eines Transformators	[V]
U_n	Nennspannung	[V]
U_{r1}	Bemessungsspannung der Primärspule eines Transformators	[V]
U_{r2}	Bemessungsspannung der Sekundärspule eines Transformators	[V]
v_H	Windgeschwindigkeit in Höhe H	[m/s]
$v_{j,t,n}$	Ausschaltvariable des Kraftwerks j in Stunde t	[-]
v_{ref}	Windgeschwindigkeit in Referenzhöhe	[m/s]
$\bar{v}_{Wind}$	Durchschnittliche Windgeschwindigkeit	[m/s]
$w_{j,t,n}$	Einschaltvariable des Kraftwerks j in Stunde t	[-]
W_m	Erzeugte Windenergiemenge im betrachteten Monat	[Wh _{el}]
w_{Sp}	Aufgewendete Arbeit in einer Speisepumpe	[J]
w_T	Verrichtete Arbeit in einer Turbine	[J]

$x_{j,n,k}$	Kraftwerkseinspeisung von Kraftwerk j an Stützstelle k	[MW _{el}]
X_k	Kurzschlussreaktanz (Streublindwiderstand) eines Transformators	[Ohm]
$\underline{Y}_{ii}$	Negative Umlaufadmittanz	[S]
$\underline{Y}_{ik}$	Zweigadmittanz	[S]
$\underline{Y}_{ik}^0$	Queradmittanz	[S]
$y_{j,n,k}$	Brennstoffeinsatz in Kraftwerk j an Stützstelle k	[MW _{th}]
z_0	Rauhigkeitslänge	[m]
Z_k	Kurzschlussimpedanz eines Transformators	[Ohm]

1 Einleitung

Eine zuverlässige Energieversorgung ist für moderne Gesellschaften von elementarer Bedeutung, da sie die grundlegende Funktionalität praktisch sämtlicher, mitunter kritischer Systeme und Infrastrukturen sicherstellt. Dabei weisen Energieversorgungssysteme vielfältige wechselseitige Abhängigkeiten mit der Umwelt, dem Ökosystem, dem Klima und der Gesellschaft auf. Die möglichst optimale Auslegung der vielschichtigen Systeme gestaltet sich daher als äußerst komplexe Aufgabestellung.

1.1 Hintergrund und Ausgangslage

In der europäischen Energie- und Klimapolitik wird das Ziel verfolgt, ein sicheres, wettbewerbsfähiges und nachhaltiges Energiesystem sowie den einhergehenden Übergang zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft zu verwirklichen [1]. So sollen die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um mindestens 80 % gegenüber dem Stand von 1990 gesenkt werden, was vor allem durch deutliche Steigerungen der Energieeffizienz in allen Sektoren sowie eine starke Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch erreicht werden soll. Hierfür sind umfassende Transformationsprozesse in allen Bereichen des Energiesystems notwendig, die neben dem technologischen Fortschritt auch durch politische Regulierungen induziert werden.

Eine wichtige Weichenstellung stellt die im Jahr 1997 mit der Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates eingeleitete Schaffung eines europäischen Elektrizitätsbinnenmarkts dar, in dem Elektrizität diskriminierungsfrei und grenzüberschreitend gehandelt werden kann. Die einhergehende Liberalisierung der nationalen Elektrizitätsmärkte hat zu einer Entflechtung der zuvor vertikal integrierten Elektrizitätsversorgung geführt, so dass Stromerzeugung, -übertragung und -vertrieb heutzutage wirtschaftlich voneinander getrennt sind. Hierdurch wird ein europaweiter Wettbewerb ermöglicht, in dem die unterschiedlichen Potentiale in den einzelnen Marktgebieten, z.B. hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien, kosteneffizient genutzt werden können. Die wichtigste Maßnahme zur Erreichung der Emissionsziele für Treibhausgase ist das im Jahr 2005 auf Basis der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates eingeführte EU-Emissionshandelssystem, das die Begrenzung der Emissionen bestimmter Treibhausgase kostenwirksam sicherstellt. Weitere europäische Richtlinien adressieren u.a. die Förderung erneuerbarer Energien (Richtlinie 2009/28/EG) und die Verbesserung der Energieeffizienz (Richtlinie 2012/27/EU) in den einzelnen Mitgliedsländern.

Deutschland hat sich innerhalb Europas als einer der Vorreiter bei der Transformation des Energiesystems positioniert. Im Energiekonzept der deutschen Bundesregierung aus dem Jahr 2010 sind entsprechend ambitionierte Ziele hinsichtlich der Reduktion von Treibhausgasen, Effizienzsteigerungen und des Ausbaus erneuerbarer Energien formuliert [2]. So soll der Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2050 verglichen mit dem Stand von 2008 um die Hälfte reduziert werden. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch soll zum Jahr 2050 mindestens 60 % betragen. Eine besondere Rolle spielt dabei der Elektrizitätssektor, da mindestens 80 % der Stromerzeugung im Jahr 2050 aus erneuerbaren Energiequellen erfolgen soll. Von großer Bedeutung für das Elektrizitätssystem ist zudem der im Jahr 2011 beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende des Jahres 2022 [3]. Neben dem Elektrizitätssektor sind jedoch auch die weiteren Sektoren wie der Verkehrs- oder Wärmesektor maßgeblich von den gesetzten Zielen betroffen. Der gesetzliche Rahmen in Deutschland ist dabei u.a. durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG), das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das Energieeinsparungsgesetz (EnEG) oder auch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) gegeben.

Die auch als Energiewende bezeichnete Transformation des Energiesystems hat bereits zu erheblichen Umwälzungen geführt, die zukünftig noch weiter an Bedeutung gewinnen werden. So ist der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 von 6,2 % auf 31,7 % im Jahr 2016 gestiegen [4]. Dieser starke Ausbau der erneuerbaren Energien hat insbesondere eine deutliche Steigerung fluktuierender Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen zur Folge. Hieraus resultieren gestiegene Anforderungen an die Systemflexibilität, um den notwendigen Ausgleich von Elektrizitätserzeugung und -verbrauch jederzeit sicherstellen zu können. Mit der Installation großer Windenergie- und Photovoltaikkapazitäten hat sich zudem die regionale Verteilung der Stromeinspeisungen vor allem in Deutschland grundlegend verändert. So befindet sich ein Großteil der in Deutschland installierten Windenergieleistung aufgrund der höheren Windpotentiale in Nord- und Ostdeutschland, wohingegen die Photovoltaikkapazitäten aufgrund der größeren Solarpotentiale vermehrt in Süddeutschland installiert sind (vgl. Abbildung 5.21). Insbesondere in Zeiten hoher Windenergieeinspeisungen führt dies zu stark gestiegenen Anforderungen an das Übertragungsnetz, da große Leistungen aus dem Norden und Osten Deutschlands zu den eher im Westen und Süden liegenden Lastsenken transportiert werden müssen [5]. Dabei stößt das Übertragungsnetz bereits heute an seine Grenzen, so dass regelmäßig Überlastungen auf Nord-Süd-Korridoren zu beobachten sind [6].

1.2 Problemstellung und Motivation

Das Energiesystem zeichnet sich durch eine enorm hohe Komplexität, eine Vielzahl von Einflussgrößen und vielfältige Interdependenzen innerhalb des Systems sowie mit umgebenden Systemen aus. Dies führt dazu, dass die Zusammenhänge zwischen Systemeinflüssen und resultierenden Auswirkungen nicht mehr unmittelbar nachvollziehbar sind. Um ein besseres Verständnis des Systems, seiner Komponenten sowie deren Wirkzusammenhänge zu gewinnen, werden daher vor allem computergestützte Modelle eingesetzt, in denen das System möglichst realistisch nachgebildet wird. Die Modelle ermöglichen unter anderem die Erstellung von Szenarien, mit denen z.B. die Konsequenzen bestimmter Systementwicklungen analysiert oder Entwicklungspfade in eine wünschenswerte Zukunft aufgezeigt werden können. Mit der Zeit ist zu diesem Zweck eine Vielzahl von Modellen entstanden, in denen das Energiesystem als Ganzes oder Teilbereiche davon abgebildet werden. Insbesondere für das Elektrizitätssystem sind viele spezielle Modelle entwickelt worden, die auf den Elektrizitätssektor fokussieren und von den weiteren Sektoren des Energiesystems abgegrenzt sind.

Vor dem Hintergrund der beschriebenen Transformation des Energiesystems ergibt sich für die Energie- und Elektrizitätssystemmodellierung die große Herausforderung, dass die Modellierung dem technologischen und gesellschaftlichen Wandel sowie den sich ändernden Fragestellungen weiterhin gerecht wird. Insbesondere können durch die Transformationsprozesse Systembereiche und Systemebenen an Bedeutung gewinnen, die in der Vergangenheit noch nicht im Fokus standen. So führt die Etablierung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes dazu, dass nationale Strommärkte nicht mehr losgelöst voneinander betrachtet werden können, was in der Vergangenheit häufig getan wurde. Ebenso stellt die starke Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien viel höhere Anforderungen an die kurzfristige Systemflexibilität als dies in Zeiten der Fall war, als die Stromerzeugung nahezu vollständig in disponiblen Kraftwerken erfolgte. Für die Modellierung dieser Effekte müssen Modelle entsprechend kurzfristige Zeiträume abbilden. Auch im Stromnetz haben sich die Bedingungen durch die veränderten Einspeiseverteilungen im Vergleich zu den Zeiten mit einer lastnahen Erzeugung durch konventionelle Kraftwerke grundlegend verändert. Zukünftig steht daher viel stärker die Frage im Vordergrund, ob das Stromnetz überhaupt in der Lage sein wird, die sich ableitenden Übertragungsaufgaben zu leisten. Mit weiter ansteigenden Anteilen der erneuerbaren Energien sind zudem zunehmend Phasen eines großen Stromangebots bei niedriger Stromnachfrage zu erwarten. Um die dann zur Verfügung stehenden Strommengen nutzen zu können, kann sich der Markteintritt neuer und teilweise sektorübergreifender Nachfragetechniken und Flexibilitätsoptionen wie z.B. Power-to-gas, Power-to-heat oder Elektromobilität lohnen. Hierdurch steigen die intersektoralen Wechselwirkungen des integrierten Energie- und Elektrizitätssystems weiter an, so dass isolierte Sektorbetrachtungen wie z.B. des Elektrizitätssektors zukünftig zunehmend an ihre Grenzen stoßen.

Bei der Energie- und Elektrizitätssystemmodellierung müssen die relevanten Systembereiche entsprechend auf unterschiedlichen Ebenen verschiedener Skalen wie Zeit, Raum, Technologie und Ökonomie betrachtet werden, damit möglichst alle relevanten Einflüsse adäquat erfasst werden können. Dabei besteht eine wesentliche Problematik bestehender Modellierungen darin, simultan alle relevanten Skalen und Skalenebenen des integrierten Energie- und Elektrizitätssystems in einer umfassenden und in sich konsistenten Weise zu berücksichtigen. In der Regel werden bei der Modellierung vielmehr umfangreiche Aggregationen und Abgrenzungen vorgenommen, die dazu führen, dass wesentliche Effekte und deren Rückwirkungen auf nicht abgebildeten Skalen und Skalenebenen nicht erfasst und analysiert werden können. Dies kann zu unzulässig großen Abweichungen zwischen Modellierung und realem System führen, so dass Verlässlichkeit und Aussagekraft einer Modellrechnung infrage gestellt werden können.

1.3 Zielsetzung und Vorgehensweise

Das Ziel dieser Arbeit ist eine multiskalare Modellierung integrierter Energie- und Elektrizitätssysteme, bei der möglichst sämtliche Systembereiche und Skalenebenen berücksichtigt werden, die zur Abbildung und Analyse der beschriebenen Entwicklungen im Energie- und Elektrizitätssystem erforderlich sind. Hierzu wird ein integriertes Modellpaket entwickelt, in dem ein etabliertes Energiesystemmodell für Deutschland mit neu entwickelten Modellen zur zeitlichen und räumlichen Entfaltung der Residuallast, einem neu entwickelten Elektrizitätsmarktmodell für Europa und einem neu entwickelten Übertragungsnetzmodell für Deutschland gekoppelt wird.

Für das bessere Verständnis der technischen Aspekte dieser Arbeit werden in Kapitel 2 zunächst energietechnische Grundlagen beschrieben, die für die Modellentwicklungen in dieser Arbeit von besonderer Relevanz sind. Entsprechend liegt der Fokus auf der Beschreibung des Elektrizitätssystems, wobei vor allem auf die Erzeugung, Speicherung und Übertragung von Elektrizität sowie die zugrunde liegenden technischen Restriktionen eingegangen wird.

In Kapitel 3 werden die für das Verständnis der Arbeit wichtigen energiewirtschaftlichen Grundlagen erläutert, die insbesondere die Funktionsweise des zu modellierenden europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes darlegen. Neben den verschiedenen Märkten für Elektrizität wird daher gesondert auf die Prinzipien des internationalen Stromaustausches sowie die Preisbildung in gekoppelten Märkten eingegangen. Im Anschluss werden die realisierten Marktkopplungen in Europa vorgestellt.

In Kapitel 4 wird ein Überblick über die Modellierung von Energie- und Elektrizitätssystemen gegeben. Hierzu werden zunächst mögliche Ziele der Systemmodellierung und typische Eigenschaften von Zukunftsanalysen und Modellierungsansätzen vorgestellt. Darauf aufbauend erfolgt die Definition und

Beschreibung von Skalen, Skalenebenen und Multiskalarität der Modellierung, die als zentrale Merkmale zur Einordnung der im Rahmen dieser Arbeit verwendeten und verglichenen Modelle fungieren. Im Anschluss folgt ein Vergleich existierender Energie- und Elektrizitätssystemmodelle für Europa bzw. Deutschland, aus dessen kritischem Diskurs die Motivation zu den Methodenentwicklungen dieser Arbeit abgeleitet wird.

Kapitel 5 umfasst die Beschreibungen sämtlicher in dieser Arbeit eingesetzten und entwickelten Modelle sowie deren Integration in einem Modellpaket. Da die Multiskalarität der Modellierung durch die Kopplung verschiedener Modelle erreicht wird, wird zunächst die Struktur des entwickelten Modellpakets vorgestellt. Anhand von Kurzbeschreibungen der enthaltenen Modelle erfolgt dabei die Einordnung der abgebildeten Skalen und Skalenebenen der Einzelmodelle sowie des integrierten Modellpakets. Im Anschluss wird detailliert auf die einzelnen Modelle des Modellpakets eingegangen. Zunächst wird das verwendete Energiesystemmodell IKARUS-LP vorgestellt. Im folgenden Abschnitt erfolgt die Beschreibung der verschiedenen entwickelten Modelle zur zeitlichen und räumlichen Entfaltung der Einspeisungen aus erneuerbaren Energien und Lasten, die Eingangsgrößen für das Elektrizitätsmarktmodell und das Übertragungsnetzmodell bereitstellen. Danach wird das entwickelte Elektrizitätsmarktmodell für Europa umfassend vorgestellt. Abschließend folgt die ausführliche Beschreibung des entwickelten Übertragungsnetzmodells für Deutschland.

In Kapitel 6 wird der Mehrwert der multiskalaren Analyse mit dem entwickelten Modellpaket gegenüber dem isoliert eingesetzten Energiesystemmodell IKARUS-LP anhand von Szenarienrechnungen gezeigt. Hierzu wird mit beiden Modellumgebungen ein Basisszenario unter gleichen Rahmenannahmen berechnet, wobei jeweils die effiziente Umsetzung der Energiewende untersucht wird. Dabei werden insbesondere die unterschiedlichen Ergebnisse auf der Ebene des Energiesystems diskutiert. In der Berechnung mit dem Modellpaket werden zudem Analysen präsentiert, die über die Betrachtungsbereiche von IKARUS-LP hinausgehen. So werden detaillierte Ergebnisanalysen der Berechnungen des europäischen Elektrizitätsmarkts sowie der Lastflussberechnungen im deutschen Übertragungsnetz vorgestellt. Dabei liegt ein Fokus auf der Identifizierung struktureller Netzengpässe in den erwarteten zukünftigen Netztopologien. Danach werden in Variantenrechnungen noch die Auswirkungen eines verzögerten Netzausbaus in Deutschland sowie einer im Ausland veränderten Erzeugungsstruktur untersucht.

In Kapitel 7 wird die vorliegende Arbeit schließlich noch einmal zusammengefasst und ein Ausblick auf sich abzeichnende neue Fragestellungen und mögliche methodische Weiterentwicklungen gegeben.

2 Energietechnische Grundlagen

In diesem Kapitel werden die für das Verständnis der Arbeit wichtigen energietechnischen Grundlagen beschrieben, wobei der Fokus auf der Beschreibung des Elektrizitätsversorgungssystems liegt. Zunächst werden im Folgenden die verschiedenen Technologien zur Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie beschrieben. Anschließend wird auf die Grundlagen der elektrischen Energieübertragung sowie die Struktur der Elektrizitätsversorgung eingegangen. Abschließend erfolgt eine vertiefende Beschreibung der Betriebsmittel und einzuhaltenden technischen Restriktionen in Stromnetzen.

2.1 Erzeugung und Speicherung elektrischer Energie

Für die Erzeugung elektrischer Energie stehen verschiedene Energiequellen und eine Vielzahl von Technologien zur Verfügung, deren grundlegende Funktionsprinzipien und Eigenschaften im Folgenden beschrieben werden. Auf Basis des zugrundeliegenden Umwandlungsprozesses kann dabei zwischen thermischen und nicht-thermischen Kraftwerken bzw. Stromerzeugungsanlagen unterschieden werden [7].

In thermischen Kraftwerken wird zunächst Wärme erzeugt, die anschließend mittels eines Wärmekraftprozesses in Elektrizität umgewandelt wird (vgl. Abschnitt 2.1.1). Je nach Kraftwerkstyp und genutzter Wärmequelle kommen dazu unterschiedliche Anlagenkomponenten und Einrichtungen zum Einsatz. Zu dieser Kategorie zählen z.B. Kernkraftwerke, die konventionellen Braunkohle-, Steinkohle-, Erdgas-, Öl-, und Müllkraftwerke als auch die auf erneuerbaren Energien beruhenden Biomasse-, Biogas- sowie geo- und solarthermischen Kraftwerke.

Unter die in Abschnitt 2.1.2 beschriebenen nicht-thermischen Kraftwerke und Stromerzeugungsanlagen fallen beispielsweise die dargebotsabhängigen Windenergie- und Photovoltaikanlagen sowie hydraulische Lauf- und Speicherwasserkraftwerke, bei denen die jeweils vorliegende Energieform (z.B. Strömungsenergie, Strahlungsenergie, potentielle Energie) entweder über den Zwischenschritt der mechanischen Energie oder auf direktem Wege in elektrische Energie umgewandelt wird.

Im Elektrizitätssystem stehen zudem verschiedene Flexibilitätsoptionen sowie Speichertechnologien zur Verfügung, die sich hinsichtlich der realisierbaren Speicherkapazitäten und zeitlichen Verschiebepotentialen deutlich unterscheiden und somit unterschiedliche Einsatzbereiche aufweisen (vgl. Abschnitt 2.1.3). Zu den Speichern zählen z.B. Pumpwasserspeicher, Druckluftspeicher, Schwungradspei-

cher, Batterien, Spulen und Kondensatoren. Weitere zum Teil sektorübergreifende Speicher bzw. Flexibilitätsoptionen sind beispielsweise durch Power-to-gas, Power-to-heat sowie Demand Side Management gegeben.

2.1.1 Thermische Kraftwerke

In thermischen Kraftwerken mit Feststofffeuerung wird der eingesetzte Energieträger (z.B. Braunkohle, Steinkohle, Biomasse, Müll) zunächst aufbereitet und anschließend in einer Feuerungsanlage verbrannt. Dabei entstehen neben zurückbleibender Schlacke und Asche heiße Rauchgase, die verschiedene Partikel und Schadstoffe (v.a. Staub, SO_2 , NO_x , CO_2) enthalten. Die heißen Rauchgase werden zunächst als Wärmequelle für den Wärmekraftprozess genutzt und anschließend über einen Kamin in die Umwelt abgeführt, wobei Schadstoffemissionen anhand unterschiedlicher Umweltschutzeinrichtungen (z.B. Staubfilter, Rauchgasentschwefelungsanlage, DeNO_x-Anlage) teilweise vermieden bzw. reduziert werden können [8]. Verschiedene CO_2 -Sequestrierungsverfahren (Post-combustion, Oxyfuel, Pre-combustion) ermöglichen zudem die Abscheidung und anschließende Speicherung von CO_2 [9]. Bislang hat sich die sogenannte CCS-Technologie (Carbon Capture and Storage) aufgrund des finanziellen Aufwandes, schlechterer Kraftwerkswirkungsgrade, zusätzlicher Umweltbelastungen, der CO_2 -Endlagerproblematik und resultierender gesellschaftlicher Vorbehalte jedoch nicht durchsetzen können [9]. Aus diesem Grund gelangt das bei der Verbrennung kohlenstoffhaltiger Energieträger entstehende Treibhausgas CO_2 in der Regel vollumfänglich in die Atmosphäre.

Flüssige bzw. gasförmige Brennstoffe wie Öl, Erdgas oder Biogas werden in der gasförmigen Phase verbrannt [8]. Im Gegensatz zu der Verbrennung von Feststoffen entstehen fast ausschließlich Rauchgase, die der entsprechenden Rauchgasreinigung unterzogen werden können. Feste Verbrennungsrückstände wie Schlacke oder Asche fallen mit Ausnahme von sehr geringen Mengen bei der Ölverbrennung kaum an [8].

In Kernkraftwerken erfolgt die Wärmeerzeugung durch die Spaltung von Uran [10]. Hierbei läuft eine gesteuerte Kettenreaktion ab, bei der Neutronen der gespaltenen Urankerne frei gesetzt werden, die das umgebende Medium zur Wärmeabfuhr durch elastische Streuung an dessen Atomkernen aufheizen. Durch die Kernspaltung entstehen u.a. radioaktive Spaltprodukte, die bis zum Abklingen der Radioaktivität sicher gelagert werden müssen. Schadstoffbelastete Rauchgase, wie bei der Verbrennung der zuvor genannten Energieträger, werden hingegen nicht freigesetzt.

Bei der Solarthermie wird die direkte Sonneneinstrahlung über ausrichtbare Spiegel auf einen Wärmeübertrager konzentriert, der die Strahlungsenergie absorbiert und die Wärme für den Wärmekraft-

prozess bereitstellt [11]. Zu den verschiedenen Technologien gehören z.B. linienfokussierende Parabolrinnen und Linear-Fresnel-Systeme sowie punktfokussierende Parabolic-Dish-Systeme und Solartürme [11].

Geothermische Kraftwerke nutzen die Erdwärme aus Tiefen von 1000 Metern und tiefer [12]. In offenen Systemen wird heißes Wasser aus unterirdischen Reservoirs über Tiefbohrungen an die Oberfläche gefördert und nach der Wärmeentnahme über einen Wärmetauscher wieder zurückgepumpt, wohingegen in geschlossenen Systemen ein Kältemittel in tiefen Erdsonden zirkuliert, das dem Erdreich die Wärme entzieht [12].

Als Wärmekraftprozess werden in der Regel Dampf- und Gasturbinenprozesse eingesetzt, in denen die erzeugte Wärme dazu genutzt wird, ein Arbeitsfluid unter hohem Druck zu erhitzen. Dieses entspannt anschließend in einer Turbine, wobei ein Generator zur Stromerzeugung angetrieben wird [13]. Hierbei dient in Dampfturbinenkraftwerken in der Regel das heterogene Medium Wasser bzw. Wasserdampf als Arbeitsfluid, wohingegen in Gasturbinenkraftwerken zumeist das in allen Zustandsbereichen homogene Medium Luft eingesetzt wird [8]. Auf beide Wärmekraftprozesse sowie die Kombination beider Prozesse in Gas- und Dampfturbinenkraftwerken wird in den folgenden Abschnitten eingegangen. Neben der reinen Stromerzeugung ist es auch möglich, einen Teil der Wärme zur direkten Verwendung auszukoppeln. Der als Kraft-Wärme-Kopplung bezeichnete Prozess wird im Anschluss beschrieben. Neben den aufgeführten Gas- bzw. Dampfturbinenanlagen kommen in dezentralen Stromerzeugungsanlagen mit geringeren Leistungen auch gas- oder dieselbetriebene Verbrennungsmotoren zum Einsatz, die einen Generator zur Stromerzeugung antreiben.

Eine Einschränkung des Betriebs aller thermischen Kraftwerke ist dadurch gegeben, dass diese in regelmäßigen Abständen Revisionen unterzogen werden müssen, um z.B. Wartungen, Reinigungen, Reparaturen oder im Fall von Kernkraftwerken Brennelementwechsel durchführen zu können. Je nach Komplexität und Beanspruchung des Kraftwerks sind für die verschiedenen Kraftwerkstypen unterschiedlich lange Revisionszeiträume üblich. Zusätzlich können Störungen zu ungeplanten Kraftwerksausfällen führen, die die Nichtverfügbarkeit des Kraftwerks bis zur Fehlerbehebung zur Folge haben.

2.1.1.1 Dampfturbinenprozess

Die wichtigsten Komponenten der Dampfturbinenanlage (Speisepumpe, Dampferzeuger, Überhitzer, Turbine, Generator, Kondensator) sowie deren Zusammenschluss zu einem Wasser-Dampf-Kreislauf sind in Abbildung 2.1 dargestellt [8, 14].

Der Ablauf des Prozesses kann anhand des in Abbildung 2.2 dargestellten h,s -Diagramms¹ eines idealisierten Clausius-Rankine-Prozesses beschrieben werden, bei dem isobar (d.h. bei gleichbleibenden Druck) ausgetauschte Wärmemengen und isentrop (d.h. bei gleichbleibender Entropie²) ausgetauschte Arbeiten als Strecken aufgetragen sind [8]. Zusätzlich ist das h,s -Diagramm für Wasserdampf eingezeichnet, anhand dessen die Zustände und notwendigen Enthalpien zur Zustandsveränderung des Wassers, z.B. zur Verdampfung, abgelesen werden können.

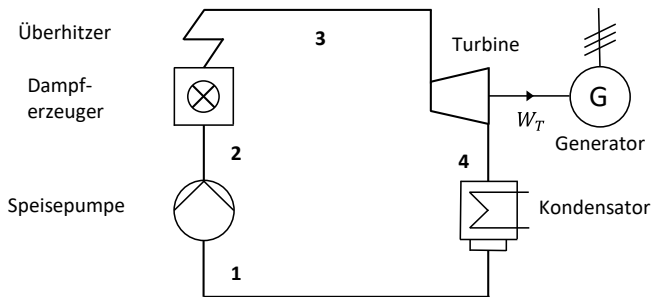


Abbildung 2.1: Komponenten einer Dampfturbinenanlage [8, 14]

Zunächst erfolgt in der Speisepumpe die isentrope Verdichtung des flüssigen Wassers. Hierbei steigt die Enthalpie³ um die zugeführte spezifische Pumpenarbeit $w_{sp} = \Delta h_{sp} = |h_2 - h_1|$. Anschließend wird das Wasser unter Zuführung der Wärmeenergie im Dampferzeuger bei konstantem Druck bis auf die Sättigungstemperatur vorgewärmt und dann isotherm (d.h. bei gleichbleibender Temperatur) vollständig verdampft. Der gesättigte Dampf wird dann im Überhitzer weiter bis zur maximalen Temperatur erhitzt⁴. Insgesamt erhöht sich die Enthalpie des Arbeitsfluids in Dampferzeuger und Überhitzer um die zugeführte Wärmemenge $q_{zu} = |h_3 - h_2|$. Anschließend erfolgt die isentrope Expansion des Frischdampfs in der Turbine, in der der Druck abgebaut wird. Dabei wird in der Turbine die spezifische Arbeit w_T verrichtet, mittels derer der Generator zur Erzeugung elektrischer Energie über eine gemeinsame Welle oder ein Getriebe angetrieben wird. Der Betrag der spezifischen Arbeit bemisst sich

¹ In h,s -Diagrammen wird die massenbezogene spezifische Enthalpie h eines thermodynamischen Systems über die massenbezogene spezifische Entropie s aufgetragen, was sich insbesondere zur Darstellung von Zustandsänderungen stationärer Strömungsprozesse eignet [15].

² In der Thermodynamik entspricht die Entropieänderung ds der auf die Wärmeübertragungstemperatur T bezogenen infinitesimalen Wärmemenge δQ , die bei reversibler Zustandsänderung mit der Umgebung ausgetauscht wird [8]. Wird einem System Wärme zugeführt, nimmt die Entropie zu, wohingegen sie bei Wärmeabfuhr abnimmt. Irreversibilitäten im Umwandlungsprozess, wie z.B. die Erzeugung von Wärme durch Reibung, führen grundsätzlich zu Entropiezunahmen [16].

³ Die Enthalpie eines thermodynamischen Systems entspricht der Summe aus der inneren Energie und dem Produkt aus Druck und Volumen des Systems [16].

⁴ Dies gilt nicht für Kernkraftwerke (Siede- und Druckwasserreaktoren), in denen keine Überhitzung stattfindet, sondern der erzeugte Sattdampf direkt entsprechend ausgelegten Sattdampfturbinen zugeführt wird.

an dem Enthalpiegefälle des Dampfes $\Delta h_T = |h_3 - h_4| = w_T$ [13]. Der Abdampf wird schließlich in den Kondensator geleitet, in dem die Wärme $q_{ab} = |h_4 - h_1|$ abgeführt wird und der Dampf isobar vollständig kondensiert. Als Kondensatorkühlmittel dient z.B. das in einem angeschlossenen Kühlturm abgekühlte Wasser oder das Wasser vorbeifließender Flüsse. Der Wasser-Dampf-Kreislauf wird geschlossen, indem das kondensierte Wasser wieder der Speisepumpe zugeführt wird.

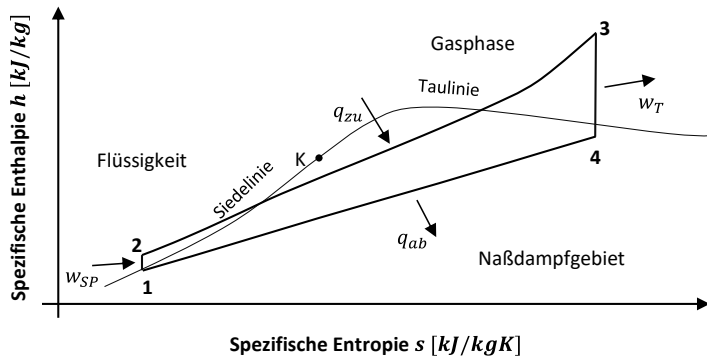


Abbildung 2.2: Idealer Clausius-Rankine-Prozess im h,s-Diagramm [8]

Der thermische Wirkungsgrad des idealen Dampfkraftprozesses⁵ bemisst sich gemäß der Gleichungen (2.1) nach dem Verhältnis der gewonnenen abzüglich der verrichteten Arbeit und der zugeführten Wärmemenge [8, 13].

$$\eta_{th} = \frac{w_T - w_{SP}}{q_{zu}} = 1 - \frac{q_{ab}}{q_{zu}} = \frac{(h_3 - h_4) - (h_2 - h_1)}{h_3 - h_2} \quad (2.1)$$

Gemäß (2.1) kann der thermische Wirkungsgrad gesteigert werden, indem das Enthalpiegefälle $(h_3 - h_4)$ maximiert wird. Dies kann durch die Anhebung des Frischdampfzustandes h_3 sowie die Absenkung des Abdampfzustandes h_4 erreicht werden. Die Erhöhung des Frischdampfzustandes erfolgt durch eine Temperatur- oder Druckerhöhung des Arbeitsfluids vor der Turbine, wobei die Grenzen durch die Feststoffeigenschaften der in den Anlagenkomponenten verwendeten Werkstoffe festgelegt

⁵ Der reale Dampfkraftprozess ist mit Verlusten behaftet, so dass in der Realität keine isentropen und isobaren Zustandsänderungen möglich sind [13]. So kommt es in den Rohrleitungen des Dampferzeugers zu Druckverlusten, deren Kompensation einen zusätzlichen Energieaufwand der Speisepumpe erfordert. Der große Temperaturunterschied zwischen den heißen Rauchgasen und dem Arbeitsfluid im Dampferzeuger führt ebenso zu Irreversibilitäten und damit Entropiezunahmen wie die Expansion des Arbeitsfluids in der Turbine [8]. Im Kondensator erfordert der Wärmetransport eine Temperaturdifferenz, was zusammen mit dem Druckabfall in den Rohrleitungen ebenfalls zu Irreversibilitäten führt [8].

sind [8]. Diese konnten in der Vergangenheit stetig erhöht werden, so dass deutliche Wirkungsgradsteigerungen erreicht werden konnten (vgl. Tabelle 5.8⁶). Heutzutage sind Materialien bei Dampfdrücken von 250 bar für Temperaturen bis 650 °C erprobt [8]. Für höhere Temperaturen weisen jedoch nur wenige, hochpreisige Werkstoffe die erforderlichen Festigkeitswerte auf, so dass der Wirkungsgradzunahme häufig eine unverhältnismäßige Kostenzunahme gegenübersteht. Bei der Erhöhung des Drucks ist darauf zu achten, dass die Nässe des Dampfes hinter der Turbine mit steigendem Druck vor der Turbine zunimmt. Die entstehenden Wassertropfen schaden aufgrund von Erosionsprozessen den Turbinenschaufeln, so dass der Druck durch die maximal tolerierbare Dampfneße von ca. 10% im Expansionsendpunkt begrenzt ist [8, 13]. Neben der Maximaltemperatur- und Druckerhöhung werden daher andere Verfahren zur Anhebung des Frischdampfzustandes wie die Zwischenüberhitzung und die regenerative Speisewasservorwärmung eingesetzt [8].

Die thermodynamischen Vorgänge innerhalb der Dampfturbinenanlage haben wesentliche Auswirkungen auf die Betriebsführung eines Kraftwerks. Insbesondere Leistungsänderungen bei An- und Abfahrvorgängen sowie während des Betriebs führen zu thermischen Spannungen in den eingesetzten Werkstoffen, wobei das Überschreiten zulässiger Temperaturgradienten zu bleibenden Verformungen und Beschädigungen von Anlagenkomponenten führen kann [8]. Hieraus resultieren einzuhaltende maximale Leitungsgradienten und Mindeststillstandszeiten für Dampfturbinenkraftwerke, wobei sich je nach Kraftwerkstyp auch weitere Aspekte beschränkend auswirken können (vgl. Tabelle 5.10). Des Weiteren erfordert der Dampfkraftprozess eine stabile Wärmezufuhr und Mindestdampferzeugung, was zu einer minimalen Leistung P_{min} führt, die das Kraftwerk während des Betriebs mindestens in das Stromnetz einspeisen muss (vgl. Tabelle 5.9). Aufgrund der nahezu gleichbleibend hohen mechanischen Verluste sowie ungünstigerer thermodynamischer Parameter wie Zwischenüberhitzungs- oder Speisewassertemperatur sinkt zudem der Wirkungsgrad im Teillastbetrieb, was gegenüber dem Betrieb bei Nennleistung zu einem überproportional hohen Brennstoffbedarf führt (vgl. Tabelle 5.9) [8].

2.1.1.2 Gasturbinenprozess

Bei den Energieträgern Erdgas, Biogas und Öl kommt als Wärmekraftprozess auch der offene Gasturbinenprozess in Betracht. Im Gegensatz zum geschlossenen Dampfturbinenprozess erfolgt die Wärmeübertragung nicht in einem Wasser-Dampf-Kreislauf, sondern durch die direkte Erhitzung des homogenen Arbeitsfluids, für das typischerweise Umgebungsluft verwendet wird [8].

⁶ In Tabelle 5.8 sind die elektrischen Wirkungsgrade für verschiedene Kraftwerkstypen angegeben. Für die Ermittlung des elektrischen Wirkungsgrads müssen ausgehend vom hier beschriebenen thermischen Wirkungsgrad noch die Wirkungsgrade des Dampferzeugers, der Turbine mit Getriebe, des Generators, des Transformators sowie der Eigenverbrauch des Kraftwerks berücksichtigt werden [13].

Die notwendigen Komponenten der einfachsten Gasturbinenanlage sind in Abbildung 2.3 dargestellt, wobei Verdichter, Turbine und Generator für eine direkte Kraftübertragung auf einer gemeinsamen Welle angeordnet sind [8, 14].

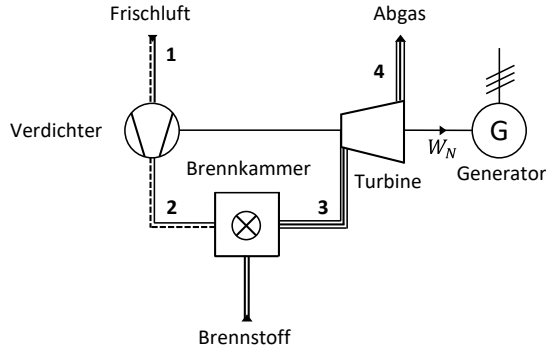


Abbildung 2.3: Komponenten einer Gasturbinenanlage [8, 14]

Der ideal angenommene Prozessablauf kann anhand des in Abbildung 2.4 dargestellten T,s-Diagramms eines offenen Joule-Prozesses beschrieben werden, der sich aus einer Isobaren und zwei Isentropen zusammensetzt [13].

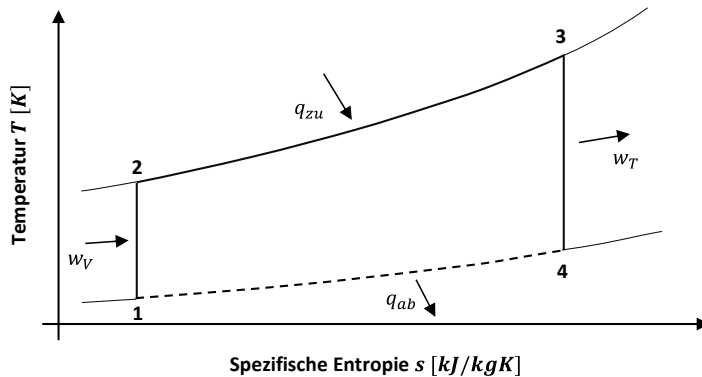


Abbildung 2.4: Idealer Joule-Prozess im T,s-Diagramm [15]

Zunächst wird die angezogene Frischluft im Verdichter mittels der spezifischen Arbeit $w_V = |h_2 - h_1| = |c_p(T_2 - T_1)|$ isentrop auf den Brennkammerdruck verdichtet. In der Brennkammer erfolgt dann die isobare Zuführung der Wärmemenge $q_{zu} = |h_3 - h_2| = |c_p(T_3 - T_2)|$, indem Brennstoff auf dem hohen Druckniveau eingebracht und mit der Umgebungsluft verbrannt wird [14]. Hierdurch kommt es zu einer geringen Zunahme des Massenstroms, was bei der Betrachtung des idealen

Prozesses jedoch vernachlässigt werden kann [8]. Durch die Temperaturzunahme erhöht sich das Volumen des Verbrennungsgases, was eine isentrope Entspannung in der Turbine unter Verrichtung der Arbeit $w_T = |h_3 - h_4| = |c_p(T_3 - T_4)|$ zur Folge hat. Diese wird dazu genutzt, neben dem Verdichter den über die gemeinsame Welle gekoppelten Generator anzutreiben, der die elektrische Energie zur Einspeisung ins Stromnetz erzeugt. Abschließend erfolgt die isobare Wärmeabgabe $q_{ab} = |h_4 - h_1| = |c_p(T_4 - T_1)|$ durch den Austritt der Abgase in die Umwelt und den Austausch durch Frischluft.

Der thermische Wirkungsgrad des idealen Prozesses⁷ bemisst sich gemäß (2.2) nach dem Verhältnis von verrichteter abzüglich aufgewendeter Arbeit und der zugeführten Wärme [8]. Dabei wird beim idealen Prozess angenommen, dass die spezifischen Wärmekapazitäten der Umgebungsluft und der Rauchgase identisch und für den gesamten Temperaturbereich des Kreisprozesses konstant sind [13, 17].

$$\eta_{th} = \frac{w_T - w_V}{q_{zu}} = 1 - \frac{q_{ab}}{q_{zu}} = 1 - \frac{T_4 - T_1}{T_3 - T_2} = 1 - \frac{T_4 \left(1 - \frac{T_1}{T_4}\right)}{T_3 \left(1 - \frac{T_2}{T_3}\right)} \quad (2.2)$$

Des Weiteren gilt für ein ideales Gas bei isentroper Verdichtung und Entspannung, dass die Zustände **1** und **2** sowie **3** und **4** durch Isentropen mit jeweils den gleichen Druckdifferenzen verbunden sind [17]. Hieraus resultieren die Temperatur- und Druckabhängigkeiten gemäß (2.3), wobei der Isentrophenexponent κ dem Quotienten aus spezifischer Wärmekapazität bei konstantem Druck und konstantem Volumen entspricht [8]:

$$\frac{T_2}{T_1} = \frac{T_3}{T_4} = \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} = \left(\frac{p_3}{p_4}\right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}}. \quad (2.3)$$

Das Einsetzen der Zusammenhänge aus (2.3) in (2.2) ergibt gemäß (2.4), dass sich der thermische Wirkungsgrad des idealen Prozesses allein aus den Druckverhältnissen im Verdichter bzw. in der Turbine ergibt und nicht von der Wärmezufuhr in der Brennkammer abhängig ist [8, 17]. Eine grundlegende Maßnahme zur Steigerung des thermischen Wirkungsgrades ist daher die Erhöhung des Kompressionsdrucks im Verdichter [17]. In realen Gasturbinenprozessen steigt der Wirkungsgrad aufgrund von Irreversibilitäten bei der Verdichtung und Expansion jedoch nur bis zu einem bestimmten Druckverhältnis, das zudem von der Turbineneintrittstemperatur T_3 abhängig ist [18].

⁷ Im Vergleich zum idealen Prozess ist der reale Gasturbinenprozess mit Irreversibilitäten verbunden, was eine Verschiebung der Zustände nach Verdichtung und Expansion hin zu höheren Entropien zur Folge hat [13]. Weitere Irreversibilitäten entstehen durch Druckverluste in der Brennkammer [8].

$$\eta_{th} = 1 - \frac{T_1}{T_2} = 1 - \frac{T_4}{T_3} = 1 - \left(\frac{p_1}{p_2}\right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} = 1 - \left(\frac{p_4}{p_3}\right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \quad (2.4)$$

Die Höhe der Nutzarbeit w_N wird gemäß (2.5) maßgeblich durch die Wärmezufuhr q_{zu} sowie die Turbineneintrittstemperatur T_3 bestimmt. Mit steigender Turbineneintrittstemperatur nimmt die Nutzarbeit zu, wobei die Temperatur durch die Werkstoffeigenschaften der Turbinenkomponenten und insbesondere der gekühlten Turbinenschaufeln nach oben begrenzt ist [17]. Diese konnten in der Vergangenheit durch verbesserte Kühlkonzepte und hitzebeständigere Werkstoffe deutlich erhöht werden, so dass heutzutage Turbineneintrittstemperaturen von 1550 °C und höher erreicht werden [19].

$$w_N = w_T - w_V = \eta_{th} q_{zu} = (T_3 - T_2) c_p \left(1 - \frac{1}{\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}}} \right) \quad (2.5)$$

Aus (2.5) geht auch hervor, dass die Nutzarbeit mit steigender Verdichteraustrittstemperatur T_2 abnimmt, wohingegen wie beschrieben der thermische Wirkungsgrad mit steigendem Druckverhältnis p_2/p_1 und damit steigender Temperatur T_2 zunimmt. Aufgrund der gegenläufigen Abhängigkeiten muss ein Kompromiss zwischen gutem thermischen Wirkungsgrad und möglichst hohem Arbeitsverhältnis⁸ gefunden werden [17]. Für eine durch die verwendeten Werkstoffe vorgegebene maximale Temperatur T_3 kann für die Prozessauslegung z.B. die Verdichteraustrittstemperatur $T_2 = \sqrt{T_1 T_3} = T_4$ zugrunde gelegt werden, bei der die größtmögliche Arbeit des Joule-Prozesses erreicht wird [17]. Für die gewünschte Anlagenleistung ermöglicht diese Auslegung demnach die kompakteste Anlagenausführung [14].

Der Joule-Prozess kann durch verschiedene technische Maßnahmen hinsichtlich des thermischen Wirkungsgrades bzw. des Arbeitsverhältnisses verbessert werden [14]. Die wichtigsten Verfahren sind der innere Wärmeaustausch durch Vorwärmung der verdichteten Luft mittels der heißen Abgase, die Zwischenkühlung zur Senkung der durchschnittlichen Temperatur im Verdichter und die Zwischenerhitzung zur Erhöhung der durchschnittlichen Temperatur in der Turbine [8, 14].

Die Leistungsregelung der Gasturbine erfolgt durch die Regelung der Brennstoffzufuhr [14]. Da Gasturbinen im Gegensatz zu Dampfturbinenkraftwerken keinen Wasser-Dampf-Kreislauf aufweisen, zeich-

⁸ Das Arbeitsverhältnis ist eine Bewertungsziffer für den Kreisprozess und setzt die Nutzarbeit (Turbinenarbeit abzüglich Verdichterarbeit) mit der abgegebenen Turbinenarbeit ins Verhältnis [17]. Dieses Verhältnis sollte möglichst groß sein, da Prozesse mit kleinen Arbeitsverhältnissen große Anlagenauslegungen notwendig machen und dadurch empfindlich gegen die inneren Verluste des Prozesses werden [14,17].

nen sie sich durch eine hohe Flexibilität aus, was sehr kurze Anfahrzeiten sowie hohe Leistungsgradienten ermöglicht (vgl. Tabelle 5.10). Aufgrund der entfallenen Mindestdampferzeugung können in der Regel auch deutlich niedrigere Mindestleistungen als bei Dampfturbinenkraftwerken erreicht werden (vgl. Tabelle 5.8). Nachteilig sind die prozessbedingten niedrigen thermischen bzw. resultierenden elektrischen Wirkungsgrade (vgl. Tabelle 5.9), was insbesondere auf die, durch den Umgebungsdruck festgelegten, hohen Turbinenaustrittstemperaturen von ca. 600°C zurückzuführen ist, die ungenutzt in die Umwelt abgeführt werden [8]. Um diese heißen Abgase nutzen zu können, bietet sich die Kombination von Gas und Dampfturbinen an, worauf im folgenden Abschnitt eingegangen wird.

2.1.1.3 Gas- und Dampfturbinenprozess

Der Wirkungsgrad von Gasturbinenprozessen lässt sich erhöhen, indem die heißen Austrittsgase einem nachgeschalteten Dampfturbinenprozess zugeführt werden. Die in Abbildung 2.5 schematisch im T,s -Diagramm dargestellte Kombination beider Prozesse wird als Gas- und Dampfturbinenprozess (GuD-Prozess) bezeichnet [8].

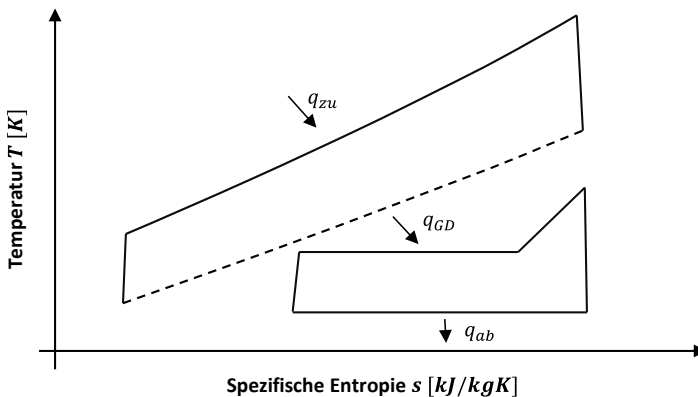


Abbildung 2.5: Gas- und Dampfturbinenprozess im T,s -Diagramm [8]

Im einfachsten Fall wird die Abwärme des Gasturbinenprozesses q_{GD} in Form der heißen Abgase in einen Abhitzekessel geführt, in dem der überhitzte Dampf für den Dampfturbinenprozess erzeugt wird [8]. Je nach Ausführung des Kraftwerks ist es möglich, eine oder mehrere Gasturbinen mit einer Dampfturbine zu kombinieren, wobei die Gasturbinen in der Regel auch separat betrieben werden können [14]. Der wesentliche Vorteil des Kombiprozesses gegenüber einfachen Gasturbinen- und auch Dampfturbinenprozessen liegt in dem deutlich höheren Gesamtwirkungsgrad der Anlage (vgl. Tabelle 5.8). Zudem weisen GuD-Kraftwerke aufgrund des Gasturbinenteils eine höhere Flexibilität, eine niedrigere Mindestleistung P_{min} sowie kürzere Anfahrzeiten als Dampfturbinenkraftwerke auf (vgl. Tabelle 5.10). Wie auch bei reinen Dampfturbinenkraftwerken kann die Abwärme des Dampfturbinenteils zusätzlich

zur Wärmebereitstellung genutzt werden. Auf die Grundlagen der sogenannten Kraft-Wärme-Kopplung wird im folgenden Abschnitt näher eingegangen.

2.1.1.4 Kraft-Wärme-Kopplung

Neben der reinen Stromerzeugung ist es möglich, einen Teil der thermischen Energie aus dem Kraftwerksprozess auszukoppeln und zur Bereitstellung von Raumwärme in Nah- und Fernwärmenetze einzuspeisen oder als Prozesswärme in industriellen Prozessen zu nutzen. Die Kraft-Wärme-Kopplung führt zu einer deutlichen Erhöhung des Nutzungsgrads der eingesetzten Primärenergie, da die ansonsten ungenutzt abgeführte Abwärme der Wärmekraftprozesse einer Verwendung zugeführt wird [8]. Ein häufig eingesetztes Verfahren bei Dampfturbinen ist der Gegendruck-Dampfkraftprozess, bei dem der Austrittsdruck des Dampfturbinen-Abdampfes soweit erhöht wird, dass Wärme der geforderten Temperatur vorliegt [8]. Bei diesem Verfahren ergibt sich ein relativ starres Verhältnis von ausgekoppelter Wärme und erzeugter elektrischer Leistung. Je nachdem ob das Kraftwerk primär zur Wärme- oder Stromerzeugung eingesetzt werden soll, ergibt sich hierdurch entweder eine wärme- oder stromgeführte Betriebsweise des Kraftwerks. Eine höhere Flexibilität erlaubt die Entnahmekondensationsanlage, bei der zur Bereitstellung von Wärme ein Teil des Dampfes in der Dampfturbine über eine oder mehrere Turbinenanzapfungen entnommen werden kann [8]. Da der Dampf nicht vollständig in der Kraftwerksturbine entspannt wird, ist der thermische bzw. elektrische Wirkungsgrad von Dampfturbinenanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung niedriger als der von Kraftwerken mit ausschließlicher Stromerzeugung⁹ (vgl. Tabelle 5.8) [7].

2.1.2 Nicht-thermische Kraftwerke und Stromerzeugungsanlagen

In diesem Abschnitt werden mit Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen und hydraulischen Kraftwerken die bedeutendsten nicht-thermischen Stromerzeugungsanlagen in ihren Grundzügen beschrieben. Einige weitere wichtige Aspekte bzgl. der Modellierung werden in Abschnitt 5.3 erläutert. Alle vorgestellten Technologien basieren auf erneuerbaren Energien und sind vom lokalen Dargebot der Primärenergie abhängig. Dies hat insbesondere bei Wind- und Photovoltaikanlagen eine mit Unsicherheiten behaftete volatile Einspeisung zur Folge.

⁹ In Dampfturbinenkraftwerken, die zur reinen Stromerzeugung dienen, wird der Dampf in der Turbine bis auf Kondensatordruck entspannt. Diese werden daher auch als Kondensationskraftwerke bezeichnet.

2.1.2.1 Windenergieanlagen

In On- und Offshore Windenergieanlagen erfolgt die Umwandlung der kinetischen Windenergie über den Zwischenschritt der mechanischen Energie in elektrische Energie. Hierzu setzt der Wind einen Rotor bestehend aus Nabe und Rotorblättern in Bewegung, der über eine Welle einen Generator zur Stromerzeugung antreibt. Je nach Auslegung der Anlage geschieht dies über ein Getriebe oder zunehmend auch getriebelos [20]. Die maximal nutzbare Leistung des Windes P_{Wind} ist durch Gleichung (2.6) gegeben, in der ρ der Luftdichte, A der Fläche des Rotors, c_p dem Leistungsbeiwert und v_{Wind} der Windgeschwindigkeit entspricht [21].

$$P_{Wind} = \frac{\rho}{2} A c_p v_{Wind}^3 \quad (2.6)$$

Dabei ist der anlagenspezifische Leistungsbeiwert c_p für ein ideales Windrad nach dem Betzschen Gesetz auf den maximalen Wert von ca. 59,3 % begrenzt [22]. Dies ist dadurch bedingt, dass die Energieentnahme aus der Luft zu einer Verringerung der Strömungsgeschwindigkeit und damit zu einem Luftstau führt. Hierdurch wird ein Teil der anströmenden Luft abgelenkt, so dass dieser nicht mehr durch die Rotorfläche strömen kann. Abzüglich aller Verluste erreichen moderne Windenergieanlagen einen Gesamtwirkungsgrad von etwa 42 bis 45 % [21]. Von besonderer Bedeutung ist der kubische Zusammenhang von Windgeschwindigkeit und Leistung, der bei der bereits hohen Variabilität des Windes umso höhere Fluktuationen der Einspeisung mit sich bringt. Der Zusammenhang von Windgeschwindigkeit und eingespeister Leistung wird unter Berücksichtigung sämtlicher Anlagenverluste auch durch anlagenspezifische Leistungskennlinien beschrieben, die in den Abschnitten 5.3.3 und 5.3.6 genutzt werden, um Einspeisezeitreihen aus Windzeitreihen abzuleiten. Während die maximal einspeisbare Leistung der Anlage von dem momentanen Dargebot des Windes und der Nennleistung der Anlage abhängt, kann die tatsächliche Einspeisung über eine entsprechende Steuerungstechnik gedrosselt oder komplett abgeregelt werden. Dabei werden Windturbinen typischerweise bei stürmischen Windgeschwindigkeiten ab 25 m/s abgeschaltet. Für die Zukunft wird erwartet, dass Windenergieanlagen vermehrt Systemdienstleistungen z.B. im Bereich der Spannungshaltung (vgl. Abschnitt 2.5.4) und Regelleistung (vgl. Abschnitt 2.5.5) erbringen [23].

2.1.2.2 Photovoltaikanlagen

In Photovoltaikanlagen erfolgt die direkte Umwandlung der Strahlungsenergie des Sonnenlichts in elektrische Energie. Bei dem zugrunde liegenden photoelektrischen Effekt löst ein auf ein Trägermaterial treffendes Photon mit ausreichender Energie ein Elektron aus seiner Bindung, wodurch mit dem freien Elektron und dem gleichzeitig entstehenden Loch (Elektronen-Loch-Paar) freie Ladungsträger

entstehen. Diese können z.B. durch das elektrische Feld eines Übergangs positiv und negativ dotierter Halbleitermaterialien (p-n-Übergang) separiert werden. Bei Anschluss eines Verbrauchers fließen die freien Ladungsträger dann als Strom ab. In Solarzellen weist dieser Ausgangstrom eine lineare Abhängigkeit zur Globalstrahlung der Sonne auf [24]. Aus diesem Grund verhält sich die abgegebene Leistung einer Photovoltaikanlage gemäß (2.7) näherungsweise ebenfalls proportional zur eintreffenden Globalstrahlung GHI (Global Horizontal Irradiation) [24].

$$P^{PV} \sim GHI \quad (2.7)$$

Aufgrund der unterschiedlichen Anwendungsmöglichkeiten des photoelektrischen Effekts existiert eine Vielzahl verschiedener Photovoltaiktechnologien. Zu den am häufigsten genutzten Zelltypen gehören z.B. polykristalline Dickschichtzellen sowie Dünnschichtzellen aus amorphem Silizium. Der theoretisch mögliche thermodynamische Wirkungsgrad beträgt 86 % [25]. Während im Labor bereits maximale Wirkungsgrade von 46 % erreicht werden konnten, liegt der Wirkungsgrad von kommerziellen Solarzellen heutzutage bei bis zu 21 % [25]. Der Anschluss moderner Photovoltaikanlagen an das Stromnetz erfolgt über fernsteuerbare Wechselrichter. Prinzipiell können diese daher zukünftig vermehrt Systemdienstleistungen im Bereich der Spannungshaltung (vgl. Abschnitt 2.5.4) und Regelleistung (vgl. Abschnitt 2.5.5) erbringen.

2.1.2.3 Hydraulische Kraftwerke

In hydraulischen Kraftwerken erfolgt die Umwandlung der potentiellen Energie von Wasser in elektrische Energie. Hierzu fließt aufgestautes Wasser durch eine Turbine ab, die einen Generator zur Stromerzeugung antreibt. Die Leistung ist abhängig von der Fallhöhe des Wassers, dem Durchfluss durch die Turbine sowie dem Anlagenwirkungsgrad, der gemäß der sogenannten Muschelkurve von dem Durchfluss und der Fallhöhe des Wasser abhängt [26]. Während in Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerken die Füllstände und Kapazitäten des Speicherbeckens sowie dessen Zuflüsse maßgeblich für den Einsatz sind, hängt der mögliche Durchfluss in Laufwasserkraftwerken wesentlich von der Menge des geführten Flusswasser ab. Hydraulische Turbinen weisen ebenso wie hydraulische Pumpen eine hohe Flexibilität auf, so dass der gesamte Leistungsbereich einer Anlage in kurzer Zeit durchfahren werden kann. In den im nächsten Abschnitt hinsichtlich ihres Speicherpotentials eingeordneten Pumpspeicherkraftwerken wird die Höhendifferenz zwischen einem Ober- und einem Unterbecken genutzt, um Energie zu speichern. Dazu wird beim Speichervorgang Wasser vom unteren Becken in das obere Becken gepumpt und beim Ausspeichervorgang Wasser aus dem Oberbecken in das Unterbecken durch eine oder mehrere Turbinen abgelassen. Der zyklische Gesamtwirkungsgrad ist dabei mit bis zu ca. 82 %

sehr hoch [27]. Im Bereich der Systemdienstleistungen liefern hydraulische Kraftwerke wertvolle Beiträge z.B. zur Regelleistung (vgl. Abschnitt 2.5.5) und Spannungsregelung (vgl. Abschnitt 2.5.4) [27]. Dabei können die Synchrongeneratoren von Pumpspeicherkraftwerken im Phasenschieberbetrieb Blindleistung zur Verfügung stellen, ohne Wirkleistung einzuspeisen oder zu verbrauchen [28].

2.1.3 Flexibilitätsoptionen

Die Flexibilität eines Systems ist die Fähigkeit, den Ausgleich von Stromnachfrage und -angebot auch bei schnellen Last- und Einspeisungsänderungen flächendeckend gewährleisten zu können [29-31]. Eine geringe Systemflexibilität gefährdet die Versorgungssicherheit und erschwert die Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien [32]. Ohne die Möglichkeit des planbaren Einsatzes von Flexibilitätsoptionen nimmt entsprechend auch der Bedarf an Regelleistung (vgl. Abschnitt 2.5.5) deutlich zu. Wesentliche Flexibilitätsmerkmale von Technologien sind z.B. Reaktionszeiten, Aktivierungszeiten, Bereitstellungszeiten, Wirkungsgrade, Leistungsgradienten, Ein- und Ausspeicherleistungen, Speicherkapazitäten sowie Ein- und Ausspeicherdauern [33, 34]. Abgesehen von systemischen Flexibilitäten wie z.B. Im- und Exporten sowie Stromnetzen, sind Flexibilitätsoptionen technische Einheiten, die in der Lage sind, Einspeisungen zu erhöhen oder zu verringern, die Nachfrage zeitlich zu verschieben oder bilanzielle Überschüsse für spätere Zeiträume zu speichern [29, 35]. Hieraus resultiert die Unterscheidung von flexiblen Stromerzeugern (vgl. Abschnitte 2.1.1 und 2.1.2), flexiblen Lasten sowie Speicherkonzepten [29]. Zu den flexiblen Lasten zählen z.B. Demand-Side-Management in Industrie, Gewerbe und Haushalten sowie Elektromobilität [54, 59-61]. Da sich die Nachfragen nur über relativ kurze Zeiträume verschieben lassen, eignen sich diese Flexibilitätsoptionen vor allem für die kurzzeitige Anpassung von Erzeugung und Verbrauch. Eine Übersicht über verschiedene Energiespeicherkonzepte ist in Abbildung 2.6 dargestellt, in der bereits heute realisierbare Speicherkapazitäten und Ausspeicherdauern der Speicher abzulesen sind [37]. Zu den kurzfristigen Speichern mit geringen Speicherkapazitäten zählen Spulen und Kondensatoren sowie mechanische Schwungradspeicher, die im Wesentlichen zur Trägheit und Momentanreserve des Systems beitragen können (vgl. Abschnitt 2.5.5). Batterien gewinnen mit realisierbaren Speicherkapazitäten im Megawattstundenbereich insbesondere beim kurz- bis mittelfristigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zunehmend an Bedeutung. Die am häufigsten genutzten Speicher im heutigen Elektrizitätssystem sind Pumpspeicherkraftwerke, die bereits relativ große Energiemengen mit mehrstündigen Ausspeicherdauern speichern können. Für den langfristigen Bereich bietet sich als Speicherkonzept vor allem Power-to-Gas an. Hierbei wird Elektrizität in Elektrolyseuren eingesetzt, um Wasserstoff zu produzieren. Für den erzeugten Wasserstoff bieten sich potentiell eine Vielzahl an Anwendungsbereichen an. So kann der Wasserstoff z.B. direkt im Verkehr oder der Industrie genutzt sowie zu gewissen Teilen ins Erdgasnetz eingespeist werden. Weiterhin stellt der

Wasserstoff die Basis zur weitergehenden Methanisierung oder zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe (Power-to-fuels) und Chemikalien (Power-to-chemicals) dar. Das Speicherkonzept von Power-to-Gas sieht die anschließende Wiederverstromung des hergestellten Gases in Gaskraftwerken vor. Hierbei sind prinzipiell sehr große Speicherkapazitäten in Kavernenspeichern und Porenspeichern sowie im Gasnetz gegeben.

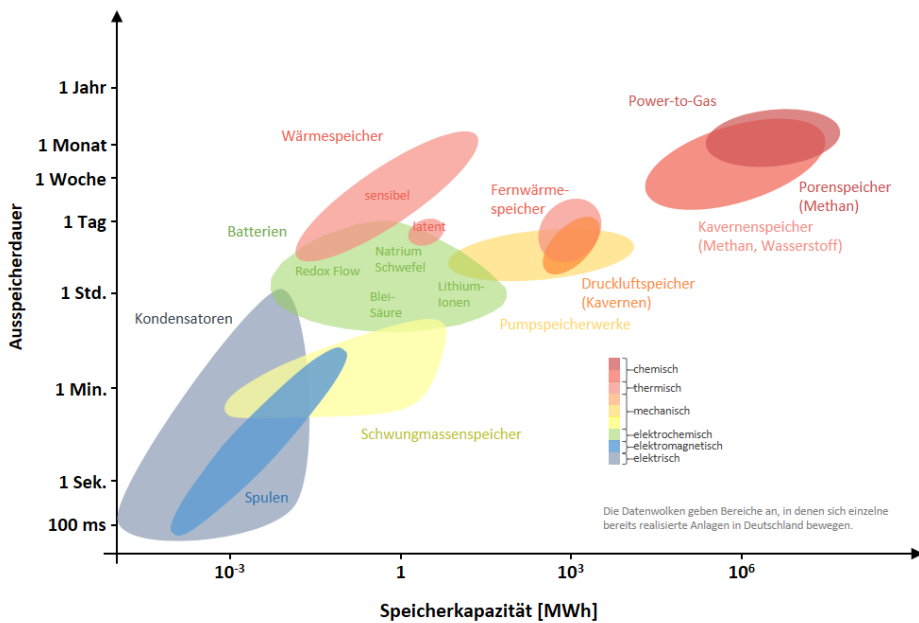


Abbildung 2.6: Ausspeicherdauern und Speicherkapazitäten verschiedener Energiespeicher [36]

Aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften der Flexibilitätsoptionen und der diversen Anforderungen an Systemflexibilitäten liegt es nahe, dass zukünftig ein Mix verschiedener Speicher und Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssystem vorhanden sein wird, wobei eine stärkere Kopplung mit anderen Sektoren zu erwarten ist [33].

2.2 Übertragungssysteme für elektrische Energie

Für die Übertragung elektrischer Energie in großtechnischem Maßstab kommen die Drehstrom-Hochspannungs-Übertragung (DHÜ) und die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) in Betracht, deren grundsätzliche Prinzipien im Folgenden vorgestellt werden.

2.2.1 Drehstrom-Hochspannungs-Übertragung

Bei der DHÜ wird die elektrische Energie in Form von periodisch sinusförmigem Wechselstrom übertragen, wobei der Großteil der öffentlichen elektrischen Energieversorgungssysteme als Dreiphasensystem ausgelegt ist.

Symmetrische Dreiphasensysteme werden mit einer Nennfrequenz von meistens 50 Hz betrieben und bestehen aus drei Leitern, in denen die Ströme und Spannungen die gleichen Amplituden aufweisen und jeweils um 120° phasenverschoben sind [37]. Für den symmetrischen Betrieb werden ein eingeschwungener, quasistationärer Zustand, symmetrische Quellenspannungen sowie gleiche Übertragungseigenschaften und Belastungen jeder Phase vorausgesetzt, was für den Normalbetriebszustand elektrischer Energieversorgungssysteme weitestgehend erfüllt ist [37].

Gegenüber dem Einphasensystem weist das Dreiphasensystem eine Reihe von Vorteilen auf. Im Dreiphasensystem kann ebenso viel Leistung übertragen werden, wie in drei Einphasensystemen, für die jedoch insgesamt sechs Leiter erforderlich sind [38]. Da beim symmetrischen Betrieb im Dreiphasensystem lediglich drei Leiter notwendig sind, wird deutlich weniger Leitermaterial und Platz benötigt [37]. Des Weiteren sorgen die sich überlagernden Leistungen in den Phasen dazu, dass die Summenleistung aller drei Phasen einen konstanten Wert annimmt, wohingegen sich im Einphasensystem ein mit der doppelten Nennfrequenz pulsierender Leistungsfluss einstellt [37, 38]. Der gleichmäßige Leistungsfluss hat u.a. den Vorteil, dass das Drehmoment in angeschlossenen dreiphasigen Drehfeldmaschinen ebenfalls konstant ist, so dass Wellen, Lager und Fundamente im Normalbetrieb keine Wechselbeanspruchung erfahren [37].

Im Symmetriefall lässt sich das Dreiphasensystem wie am Beispiel der verlustlosen Drehstromfreileitung in Abbildung 2.7 in drei entkoppelte Einphasensysteme überführen, bei denen jedes einzelne gleichwertig und repräsentativ für das Gesamtsystem ist [37].

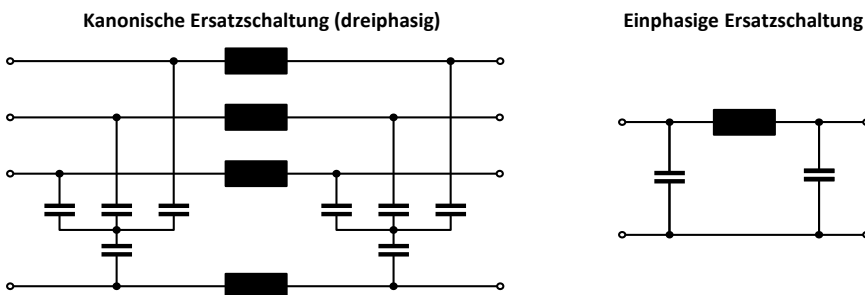


Abbildung 2.7: Ersatzschaltung der verlustlosen Drehstromfreileitung bei symmetrischem Betrieb [37]

Das einphasige Ersatzschaltbild der verlustbehafteten Leitung wird in Abschnitt 2.4.1 noch weitergehend diskutiert. Die Überführbarkeit von Dreiphasen- in Einphasensysteme wird in Abschnitt 5.5 dazu genutzt, ein repräsentatives Netzmodell auf Basis einphasiger Ersatzschaltungen zu modellieren.

2.2.2 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) kommt heutzutage insbesondere bei der weiträumigen Übertragung elektrischer Energie mittels Punkt-zu-Punkt-Verbindungen, zur Kopplung asynchroner Wechselstromnetze sowie bei längeren Kabelverbindungen zum Einsatz [39].

Der prinzipielle Aufbau einer HGÜ-Verbindung ist in Abbildung 2.8 dargestellt [38]. Bei einer Leistungsübertragung von Netz 1 nach Netz 2 wird die Wechselspannung mit der Frequenz f_1 in Netz 1 zunächst über einen Umrichter im Gleichrichterbetrieb in Gleichspannungen bis 1000 Volt umgewandelt, wobei die Spannungshöhe durch einen vorgelagerten Transformator eingestellt werden kann [38]. Die Leistung wird dann in Form von Gleichstrom über eine Leitung übertragen und anschließend durch einen im Wechselrichterbetrieb befindlichen Umrichter in die Wechselspannung der Frequenz f_2 umgewandelt [38].

Den Nachteilen der zusätzlichen Kosten und Verluste durch die Umrichter-Stationen stehen verglichen zu der Drehstromtechnik einige Vorteile gegenüber. Wie im Beispiel aus Abbildung 2.8 können Wechselstromnetzte unterschiedlicher Spannung, Frequenz und Phase miteinander gekoppelt werden (vgl. Abschnitt 2.3.3), wobei die Wechselstromnetze durch den Gleichstromkreis gleichzeitig weitestgehend entkoppelt werden [38, 40]. Das bedeutet, dass im Fehlerfall nur begrenzt hohe Kurzschlussströme übertragen werden.

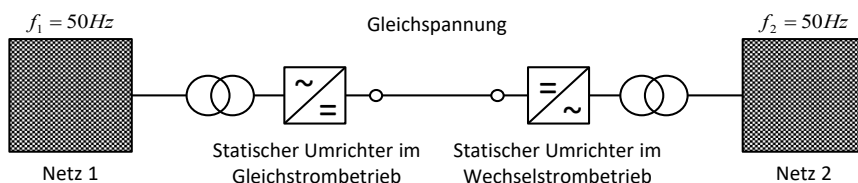


Abbildung 2.8: Prinzipieller Aufbau von HGÜ-Anlagen [38]

Ein wesentlicher Vorteil der Gleichstromübertragung besteht darin, dass sich der stationäre Spannungsabfall über der Leitung unabhängig von der Reaktanz ausschließlich an dem ohmschen Widerstand der Leitung bemisst. Da reine Wirkleistung übertragen wird und Wirbelstromverluste ebenfalls keine Rolle spielen, fallen geringere Übertragungsverluste an und es können kleinere Leiterquerschnitte als bei Drehstrom verwendet werden [38]. Diese Eigenschaften spielen insbesondere bei Seekabeln mit Längen größer 40 km eine große Rolle. Die hohen Kapazitätsbeläge der Kabel führen bei Drehstrom

zu einem hohem Blindleistungsbedarf für das ständige Auf- und Entladen des Kabels, was in kurzen Abständen Drosselspulen zur Blindleistungskompensation erforderlich macht (vgl. Abschnitt 2.4.1) [41]. Dies ist bei der HGÜ nicht erforderlich, so dass deutlich größere Kabellängen bei niedrigeren Verlusten realisiert werden können.

2.3 Struktur der elektrischen Energieversorgung

Das Elektrizitätsversorgungssystem ist ein äußerst komplexes System, das sich durch eine Vielzahl von Stromerzeugern und -verbrauchern sowie vielschichtige Übertragungs- und Verteilungsinfrastrukturen auszeichnet. Im Folgenden wird auf die Struktur des Elektrizitätssystems und speziell der Stromnetze, die wichtigsten Netzelemente sowie zu berücksichtigende technische Restriktionen eingegangen.

2.3.1 Netzebenen

In der öffentlichen Elektrizitätsversorgung Deutschlands, sowie prinzipiell aller europäischen Länder, hat sich das nach Spannungsebenen unterteilte Vier-Ebenen-System gemäß Abbildung 2.9 durchgesetzt, das an die verschiedenen Anforderungen kleinerer und größerer Stromerzeuger und -verbraucher sowie der Übertragungs- und Verteilungsaufgaben angepasst ist [37].

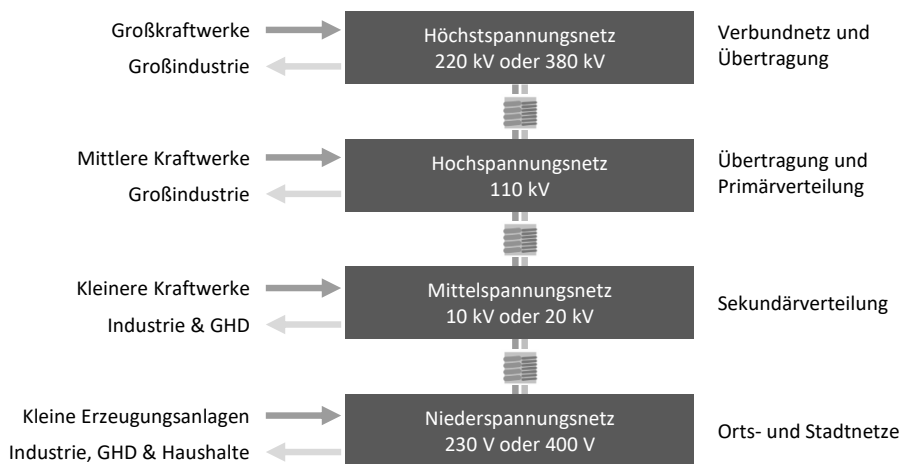


Abbildung 2.9: Ebenen eines elektrischen Energieversorgungsnetzes [37, 42]

Das elektrische Energieversorgungssystem besteht heutzutage zum überwiegenden Teil aus Wechselstromnetzen und umfasst in der Regel Höchstspannungsnetze (220 und 380 kV), Hochspannungsnetze (110 kV), Mittelspannungsnetze (10 oder 20 kV) und Niederspannungsnetze (230 oder 400 Volt), die

über Umspannwerke (vgl. Abschnitt 2.4.3) miteinander gekoppelt sind [42]. Zusätzlich existieren vereinzelt HGÜ-Verbindungen, deren Einsatz mittelfristig insbesondere in Deutschland an Bedeutung gewinnen soll (vgl. Abschnitt 5.5.5.10).

Durch die Höchstspannungsnetze erfolgt die Integration in das europäische Verbundnetz (vgl. Abschnitt 2.3.3) und die weiträumige Übertragung von Elektrizität. Zusätzlich speisen leistungsstarke Großkraftwerke oder auch Offshore-Windparks auf dieser Spannungsebene ein, wobei die enge galvanische Kopplung aller einspeisenden Generatoren deren synchronen Lauf sicherstellt [37]. Großindustrielle Verbraucher sind auf dieser Netzebene nur in Einzelfällen (z.B. Lichtbogenöfen in Stahlwerken) angeschlossen [38, 39].

Die unterlagerte Hochspannungsebene dient sowohl der Übertragung als auch Primärverteilung von Elektrizität und besteht zur Begrenzung der Kurzschlussleistung aus einer Vielzahl galvanisch getrennter Netze mit regionaler bis lokaler Ausdehnung und Funktion [37]. Auf der Hochspannungsebene speisen mittelgroße Kraftwerke aber auch z.B. größere Windparks ein. Des Weiteren erfolgt die Übertragung der von den Abspanntransformatoren der Höchstspannungsebene eingespeisten Leistung zu den Lastzentren, die den Umspannwerken der örtlichen Mittelspannungsverteilnetze als auch industriellen Großverbrauchern mit hohem Leistungsbedarf entsprechen [39].

Die Verteilnetze der Mittelspannungsebene umfassen den Spannungsbereich zwischen 1 kV und 60 kV, wobei Spannungen von 10 kV und 20 kV am häufigsten vorzufinden sind [39]. Auf dieser Spannungsebene sind gewerbliche und industrielle Stromverbraucher sowie die unterlagerten Orts- und Stadtnetze angeschlossen. Zudem speisen auf der Ebene kleinere Kraftwerke und eine Vielzahl erneuerbarer Energieanlagen wie Biomasse- und Wasserkraftanlagen sowie einzelne Windenergieanlagen und Solarparks ein [42].

Die unterste Spannungsebene stellt das Niederspannungsnetz dar, in dem die Tarifikunden der öffentlichen Versorgung und somit praktisch sämtliche Haushalte angeschlossen sind. Einspeisungen sind auf dieser Spannungsebene vor allem durch kleinere Solaranlagen gegeben.

2.3.2 Netztopologien

Für die Erfüllung der Versorgungsaufgabe kommen je nach Spannungsebene und Sicherheitsanforderungen verschiedene Netztopologien in Frage. Grundsätzlich lassen sich diese in Strahlen-, Ring-, Strang- und Maschenetze unterteilen [37].

Strahlennetze kommen vor allem in Niederspannungsnetzen zum Einsatz, bei denen die Endverbraucher strahlenförmig an den Ortsnetztransformator angeschlossen werden. Bei einem Fehlerfall ist eine Wiederversorgung durch Umschaltmaßnahmen nicht möglich, so dass diese Topologie aufgrund der

fehlenden Redundanz eine relativ schlechte Versorgungszuverlässigkeit aufweist. Zudem kann die Spannung zum Ende des Strangs hin stark abfallen, so dass die Spannungshaltung problematisch werden kann [37].

An Mittelspannungsnetze werden höhere Sicherheitsanforderungen gestellt, da bei einem fehlerbedingten Ausfall deutlich mehr Endverbraucher betroffen sind. Aus diesem Grund werden vor allem offen betriebene Ring- und Strangnetze realisiert. Bei Ringnetzen werden die Ortsnetzstationen ringförmig an die Mittelspannungsstation angeschlossen, wobei im Normalbetrieb eine Trennung im mittleren Bereich des Rings durch Leistungsschalter vorgenommen und der offene Ring beidseitig strahlenförmig betrieben wird. Kommt es zu einem Fehlerfall auf einer Seite des offenen Rings, wird die Fehlerstelle durch Schaltmaßnahmen isoliert und der restliche Bereich durch Schließen der Trennstelle kurzfristig wiederversorgt.

Strangnetze zeichnen sich durch die im Normalfall offen betriebene Verbindung zweier Einspeisestationen aus, die sich bei einem Ausfall eines Speisetransformators gegenseitig Reserve stellen [37]. Die auf der Verbindung liegenden Verbraucher können im Fehlerfall nach der Fehlerortung und Fehlerisolierung durch Schaltmaßnahmen wiederversorgt werden.

Im Hoch- und Höchstspannungsnetz sind sämtliche Netzknoten ständig mit mehreren, mindestens jedoch zwei eingeschalteten Übertragungswegen verbunden [37]. Das resultierende Maschennetz weist somit die höchste Versorgungssicherheit auf und wahrt den Netzzusammenhalt auch bei wartungsbedingten Ausfällen bzw. im Fehlerfall, ohne dass es zu Unregelmäßigkeiten in der Netzfrequenz oder -spannung kommt [37].

2.3.3 Systemverbund

Das Stromnetz ist entsprechend der Eigentumsbereiche der Übertragungsnetzbetreiber in unterschiedliche Regelzonen aufgeteilt. In Deutschland sind dies die in Abbildung 2.10 dargestellten Gebiete der Übertragungsnetzbetreiber Amprion, TransnetBW, TenneT TSO sowie 50Hertz. Jeder Übertragungsnetzbetreiber ist für den sicheren Betrieb seiner Regelzone verantwortlich, wobei innerhalb der Regelzone und der unterlagerten Netzebenen nach dem Prinzip verfahren wird, dass Aufgaben möglichst dezentral gelöst und nur in Ausnahmefällen der nächst höheren Organisationsebene übergeben werden [37, 43].

Die über das Höchstspannungsnetz galvanisch gekoppelten Regelzonen fügen sich zu einem Verbundsystem zusammen, das mit einer einheitlichen Frequenz synchron betrieben wird. Hierdurch wird ein Austausch elektrischer Energie über Regelzonengrenzen hinweg ermöglicht, was einerseits einen Er-

zeugungsausgleich durch den Einsatz der jeweils günstigsten verfügbaren Primärenergie und andererseits einen Belastungsausgleich durch die Überlagerung ausreichend verschiedener Verbrauchscharakteristiken zulässt [37, 44]. Demnach können z.B. unterschiedlich verteilte und fluktuierende erneuerbare Energien unter Ausnutzung vorteilhafter Ausgleichseffekte ins System eingebunden werden [39]. Tendenziell führt der Systemverbund daher zu einer gleichmäßigeren Auslastung von Grundlastkraftwerken und reduziert den Einsatz von vergleichsweise teuren Spitzenlastkraftwerken [44, 45]. Den ursprünglich ausschlaggebenden Grund für den Systemverbund stellt allerdings die Erhöhung der Systemsicherheit dar, da Leistungsausfälle in einer Regelzone durch erhöhte Einspeisungen in anderen Regelzonen ausgeglichen werden können. Dies reduziert in erheblichen Maße die notwendige Bereitstellung von Reserveleistung (vgl. Abschnitt 2.5.5) gegenüber einer als Inselnetz betriebenen Regelzone [45].

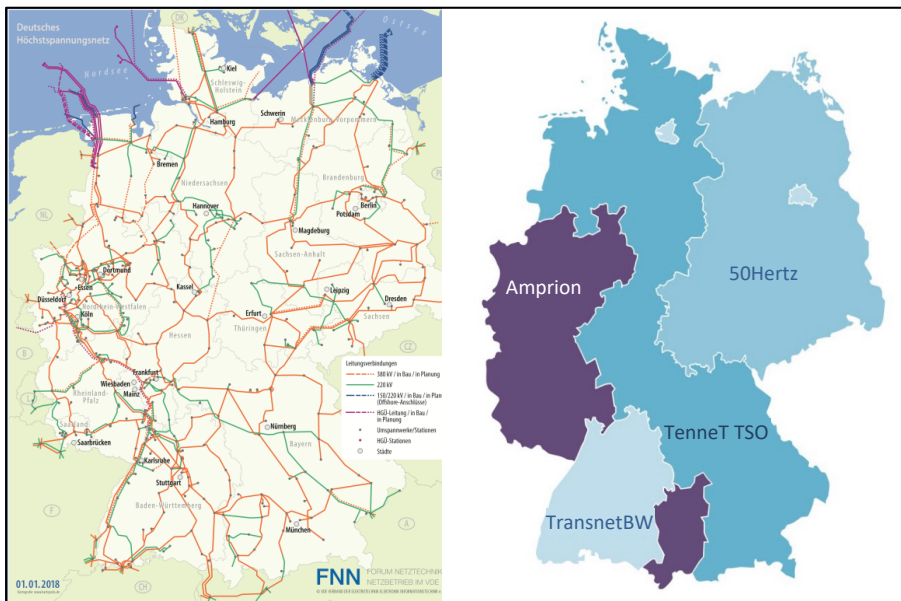


Abbildung 2.10: Deutsches Höchstspannungsnetz und die vier Regelzonen Deutschlands [46, 47]

Die genannten Vorteile führten schon frühzeitig dazu, dass Regelzonen auch länderübergreifend verbunden wurden. In Deutschland wurde bereits 1930 der Plan für ein 220 kV-Verbundnetz entwickelt, mit dem die Kohleregionen des Köln-Aachener Raums, des Ruhrgebiets und Sachsens sowie die wasserkraftreichen Alpenregionen mit allen großen Verbrauchszentren verbunden werden sollten [37]. Ein weiterer, noch weitsichtigerer Vorschlag aus demselben Jahr sah bereits ein europaweites 400 kV-Netz vor [48]. Diese Pläne konnten bedingt durch den zweiten Weltkrieg allerdings erst in den 1950er Jahren vorangetrieben werden. In der Folge wurden, aufgrund der politischen Blockbildung zunächst getrennt in West- und Osteuropa, immer mehr Netze sowohl von privatwirtschaftlichen als auch staatlichen

Unternehmen zusammengeschlossen [37]. Nach der deutschen Einheit wurden dann im Jahr 1995 die neuen Bundesländer sowie weitere Länder aus dem Ostverbund in das westeuropäische Verbundnetz integriert. Schließlich entwickelten sich in Europa die in Abbildung 2.11 dargestellten Verbundnetze der heutigen ENTSO-E, die als Dachverband der Übertragungsnetzbetreiber die koordinierende Instanz für den Betrieb des europäischen Elektrizitätssystems darstellt [49].

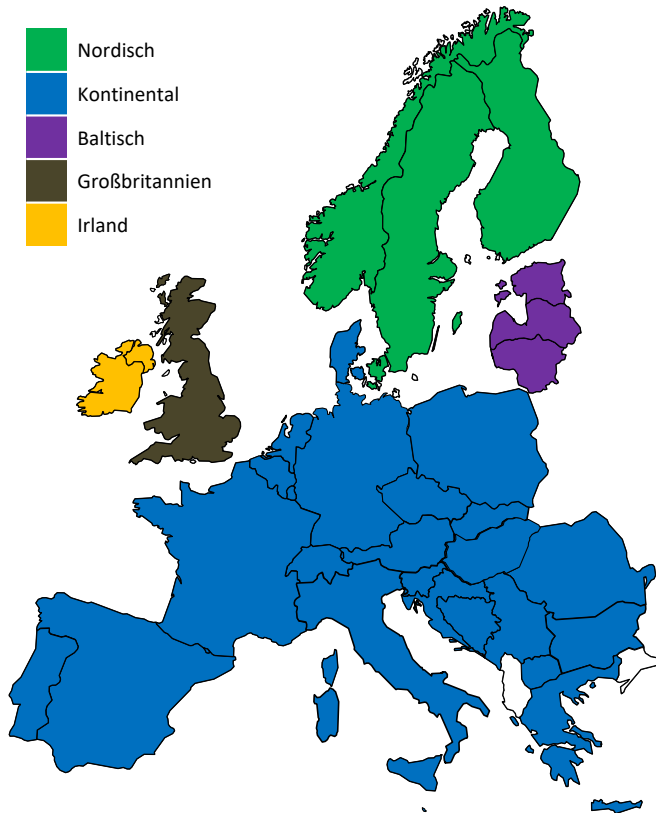


Abbildung 2.11: Verbundnetze der ENTSO-E [49]

Das mit einer Nennfrequenz von 50 Hz betriebene kontinentaleuropäische Verbundnetz stellt den größten zusammenhängenden und synchron betriebenen Verbund Europas dar, an den mittels der in Tabelle 2.1 aufgeführten HGÜ-Seekabel sowie weiterer Onshore HGÜ-Verbindungen¹⁰ auch Großbritannien, das Baltikum und die skandinavischen Länder angebunden sind.

¹⁰ Von besonderer Bedeutung ist die seit 2015 bestehende HGÜ-Verbindung zwischen Polen und Litauen mit einer Übertragungsleistung von 500 MW, die das baltische Verbundnetz mit dem kontinentaleuropäischen Verbundnetz kuppelt.

Name	Verbindung	Inbetriebnahme	Übertragungskapazität
Kontiskan 1/2	DK-SW	1965/1988	250/300 MW
Fennoskan 1/2	SW-FI	1989/2011	500/800 MW
Skagerrak 1/2/3/4	DK-NO	1977/1977/1993/2014	250/250/440/700 MW
HVDC Cross-Channel	UK-FR	1986	2000 MW
Baltic Link	DE-SW	1994	600 MW
Kontek	DE-DK	1995	600 MW
SwePol	SW-PL	2000	600 MW
HVDC Moyle	UK-IE	2001	500 MW
HVDC Italy-Greece (Grita)	IT-GR	2001	500 MW
Estlink 1/2	EE-FI	2006/2014	350 MW/650 MW
NorNed	NL-NO	2007	700 MW
BritNed	UK-NL	2011	1000 MW
East-West Interconnector	UK-IE	2012	500 MW
NordBalt HVDC	LT-SW	2015	700 MW

Tabelle 2.1: Bilaterale HGÜ-Seekabel in Europa (ohne Inselanbindungen) [50]

2.4 Netzbetriebsmittel

In diesem Abschnitt werden die zentralen Netzbetriebsmittel in Hinblick auf die Modellierung des Hoch- und Höchstspannungsnetzes in Abschnitt 5.5 vorgestellt. Dabei handelt es sich um Leitungen, Transformatoren und Schaltanlagen. Leistungselektronische HGÜ-Umrichter-Stationen werden in der vorgenommenen Netzmodellierung gemäß Abschnitt 5.5.5.4 durch verlustbehaftete Einspeisungen und Entnahmen abgebildet und daher an dieser Stelle nicht gesondert beschrieben.

2.4.1 Leitungen

Die Übertragung elektrischer Energie geschieht über elektrische Leitungen, die in der Regel als oberirdische Freileitung oder aber als unterirdische Kabelverbindung ausgeführt sind [51]. Eine weitere Alternative stellen gasisierte Rohrleitungen in Höchstspannungsnetzen dar, die Eigenschaften von Freileitungen und Kabeln in sich vereinen [52].

Das sogenannte π -Ersatzschaltbild einer elektrisch kurzen Leitung ist in Abbildung 2.12 dargestellt [41]. Für elektrisch kurze Leitungen wird angenommen, dass die Spannungsamplitude auf der Leitung näherungsweise konstant ist [39]. In realen Leitungen pflanzt sich der Momentanwert der Spannung dagegen mit einer endlichen Ausbreitungsgeschwindigkeit fort, die bei Freileitungen der Lichtgeschwindigkeit entspricht. Demnach nimmt die Spannung unterschiedliche Werte entlang der Leitung an. Die Näherung der elektrisch kurzen Leitung ist bei einer Netzfrequenz von 50 Hz für Freileitungen daher bis

etwa 100 km sowie für Kabel nur bis etwa 50 km zulässig, wobei sich längere Übertragungsleitungen näherungsweise durch die Aneinanderreihung mehrerer elektrisch kurzer π -Glieder nachbilden lassen [41].

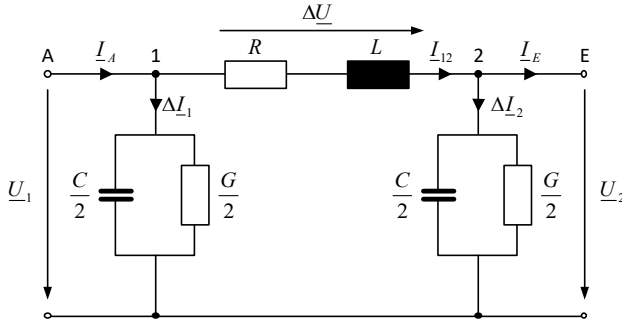


Abbildung 2.12: π -Ersatzschaltbild einer elektrisch kurzen Leitung [41]

In Abbildung 2.12 entspricht R dem ohmschen Widerstand längs der Leitung und G dem Ableitwert quer zur Leitung. Zudem sind die Leitungen durch deren Induktivität L und Kapazität C charakterisiert. Je nach Ausführung der Leitung und der Spannungsebene können einzelne Parameter mitunter vernachlässigt werden. So nimmt der Ableitwert G aufgrund der Isolierung des Leiters in der Regel vernachlässigbar kleine Werte an.

Freileitungen stellen für praktisch alle Spannungsebenen eine kostengünstige, verlustarme und zuverlässige Möglichkeit zur Übertragung elektrischer Energie dar, so dass diese den überragenden Anteil der Hoch- und Höchstspannungsleitungen in Deutschland stellen [51]. Freileitungen sind über Isolatoren an Freileitungsmasten befestigt und bestehen in der Regel aus mehrdrahtigen Aluminium-Stahl-Seilen, wobei die Stahldrähte im Zentrum der Leitungen vor allem die Tragfähigkeit der Seile gewährleisten und der Strom aufgrund von Wirbelströmen (Skin-Effekt) weitestgehend durch den leitfähigeren Aluminiummantel fließt [39]. In Tabelle 2.2 sind typische Freileitungsparameter für verschiedene Spannungsebenen aufgeführt, wobei es sich bei den angegebenen Werten um längenbezogene Leitungsbeläge handelt [53]. Die Ableitwerte der Leitungen werden aufgrund der normalerweise vorliegenden guten Isolierung vernachlässigt.

U_n [kV]	Leiter	R'_1 [Ω /km]	X'_1 [Ω /km]	C'_1 [nF/km]
110	1	0,15 - 0,2	0,4	9
220	2	0,08	0,32	11,5
380	3/4	0,03	0,25	13

Tabelle 2.2: Richtwerte für Freileitungsparameter [53]

Hoch- und Höchstspannungskabel sind heutzutage für Spannungen bis zu 1000 kV verfügbar und setzen sich aus dem Aluminium- oder Kupferleiter sowie Schichten zur Isolierung, Abschirmung und Feldsteuerung zusammen [39]. Für das Isoliermaterial wird hauptsächlich auf vernetztes Polyethylen (VPE) zurückgegriffen. Verglichen zu Freileitungen weisen Kabel einen hohen Kapazitätsbelag auf, der aufgrund der resultierenden kapazitiven Ladeströme die Länge des Kabels im Wechselstromnetz beschränkt [39]. Kabel werden daher vor allem auf kurzen Distanzen eingesetzt, z.B. wenn innerhalb von Ballungsgebieten kein ausreichender Platz für Freileitungen vorhanden ist oder die höhere Akzeptanz gegenüber Freileitungen die Nachteile überwiegt [51]. Der Anteil der als Kabel ausgeführten Leitungen im deutschen AC-Hochspannungsnetz beträgt bislang jedoch weniger als 1 % [54]. Im Bereich der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung ist der Nachteil zu hoher kapazitiver Blindströme aufgrund des Gleichstroms nicht mehr gegeben. Der oftmals höheren Akzeptanz sowie niedrigeren Ausfallhäufigkeiten im Vergleich zu Freileitungen stehen dann lediglich erhöhte Kosten und ggf. längere Ausfall-dauern im Fehlerfall gegenüber.

2.4.2 Transformatoren

Transformatoren dienen zur Erhöhung bzw. Verminderung der Wechselspannung und stellen somit das Bindeglied zwischen verschiedenen Spannungsebenen dar [55]. Des Weiteren erfolgt der Netzan-schluss von Generatoren und Umrichtern bei abweichenden Nennspannungen mittels vorgelagerter Transformatoren [37].

Im einfachsten Fall besteht ein Transformator aus zwei Spulen, die über einen gemeinsamen Eisenkern induktiv miteinander gekoppelt sind. Die Spannungserhöhung bzw. -verminderung ergibt sich aus dem Verhältnis ü der Anzahl an Windungen von Primär- und Sekundärspule, das beim idealen Transforma-tor gemäß (2.8) gegeben ist [56]:

$$\ddot{u} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{U_1}{U_2} = \frac{-I_2}{I_1}. \quad (2.8)$$

U_1 und U_2 entsprechen der Primär- und Sekundärspannung, I_1 und I_2 den Strömen in der Primär- bzw. Sekundärwicklung sowie N_1 und N_2 den Windungszahlen der Primär- und Sekundärwicklung. Das umgekehrte Vorzeichen beim Stromverhältnis rührt daher, dass beim idealen Transformator die auf der Sekundärseite abgegebene Leistung der auf der Primärseite aufgenommenen Leistung entspricht [56]. Zur bedarfsgerechten Spannungsregelung verfügen Transformatoren über Stufenschalter, an-hand derer das Übersetzungsverhältnis und somit das Spannungsverhältnis in angemessener Band-breite eingestellt werden kann [37].

Transformatoren lassen sich entsprechend Abschnitt 5.5.5.5 u.a. durch folgende Kennwerte beschreiben:

- Bemessungsspannung der Primärspule: U_{r1}
- Bemessungsspannung der Sekundärspule: U_{r2}
- Bemessungsscheinleistung: S_{r12}
- Kurzschlussspannung: u_{kr12}
- Kurzschluss-Wirkleistung: P_{kr12}

Der primärseitige Bemessungsstrom I_{r1} ergibt sich gemäß Gleichung (2.9) aus dem Verhältnis von Bemessungsscheinleistung S_{r12} und der Bemessungsspannung U_{r1} .

$$I_{r1} = \frac{S_{r12}}{U_{r1}} \quad (2.9)$$

Die Bemessungskurzschlussspannung U_{kr} wird ermittelt, indem die Klemmen der Sekundärseite kurzgeschlossen werden und die Spannung an der Primärseite solange erhöht wird, bis der primärseitige Bemessungsstrom I_{r1} fließt [56]. Die relative Kurzschlussspannung u_{kr12} setzt gemäß Gleichung (2.10) schließlich die Bemessungskurzschlussspannung U_{kr12} mit der Bemessungsspannung der Primärspule U_{r1} in Relation [57].

$$u_{kr12} = \frac{U_{kr12}}{U_{r1}} \cdot 100 \% \quad (2.10)$$

Aus dem Verhältnis von Bemessungskurzschlussspannung U_{kr12} und primärseitigem Bemessungsstrom I_{r1} ergibt sich entsprechend (2.11) die Kurzschlussimpedanz Z_k [57].

$$Z_k = \frac{U_{kr12}}{I_{r1}} = \frac{u_{kr12} \cdot U_{r1}^2}{100 \% \cdot S_{r12}} \quad (2.11)$$

Hieraus lassen sich unter Berücksichtigung des Kurzschluss-Leistungsfaktors $\cos \varphi_k$ aus Gleichung (2.12) der Wicklungswiderstand bzw. die Kurzschlussresistanz R_k gemäß Gleichung (2.13) sowie der Streublindwiderstand bzw. die Kurzschlussreaktanz X_k gemäß Gleichung (2.14) bestimmen [57, 58].

$$\cos \varphi_k = \frac{P_{kr12}}{U_{kr12} \cdot I_{r1}} \quad (2.12)$$

$$R_k = Z_k \cos \varphi_k \quad (2.13)$$

$$X_k = Z_k \sin \varphi_k \quad (2.14)$$

Auf Basis der ermittelten Werte können Transformatoren ähnlich wie Leitungen durch eine einphasige Ersatzschaltung nachgebildet werden, was bei der Netzmodellierung in Abschnitt 5.5 zur Anwendung kommt.

2.4.3 Schaltanlagen

Der Anschluss von Leitungen und Transformatoren erfolgt an Schaltanlagen bzw. deren Sammelschienen, die Knotenpunkte von Stromnetzen darstellen. In der Graphentheorie umfassen die Abzweige (Abbildung 2.13, links) Einspeisungen, Entnahmen sowie Verbindungen zu anderen Netzknoten (Leitungen). Die technische Realisierung der Anschlüsse erfolgt anhand von Sammelschienen (Abbildung 2.13, Mitte), wobei in der Regel keine starre Kopplung erfolgt, sondern die Verbindung über zwischengeschaltete Schaltgeräte und Trenner hergestellt wird (Abbildung 2.13, rechts) [41]. Die resultierenden sogenannten Schaltanlagen ermöglichen das Zu- und Abschalten einzelner Stromkreise und somit die Veränderbarkeit der Netztopologie anhand von Umschaltmaßnahmen [41].

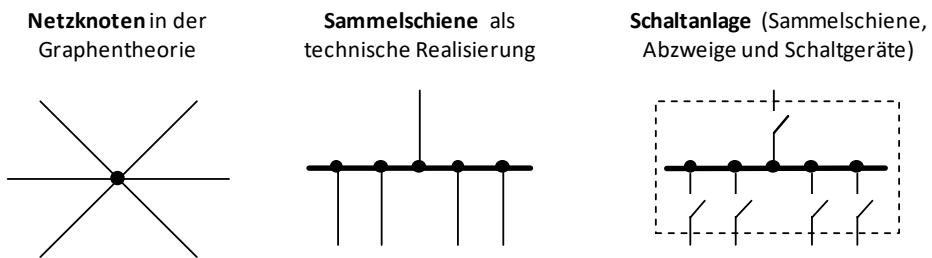


Abbildung 2.13: Schaltanlage als Knotenpunkt im Netz [41]

Auf diese Weise können im Fehlerfall einzelne Stromkreise abgeschaltet werden, so dass sich der Fehler zum einen nicht weiter ausbreiten kann und zum anderen Wartungsarbeiten ermöglicht werden [39]. Unter anderem zur Einhaltung des in Abschnitt 2.5.1 beschriebenen $(n-1)$ -Kriteriums, werden Sammelschienen für gewöhnlich als Doppel- oder Mehrfachsammelschienen ausgelegt, so dass Leistungsschalter, ohne den Betrieb einzelner Abzweige zu unterbrechen, gewartet werden können [41].

Die Kopplung zweier Netzknoten unterschiedlicher Spannungsebenen geschieht in Umspannstationen bzw. Umspannwerken [41]. Diese bestehen gemäß Abbildung 2.14 aus einer ober- und einer unter-spannungsseitigen Schaltanlage, die über mindestens einen Transformator gekoppelt sind. Aufgrund des im nächsten Abschnitt vorgestellten $(n-1)$ -Kriteriums erfolgt die Kopplung in der Regel jedoch anhand von mindestens zwei Transformatoren.

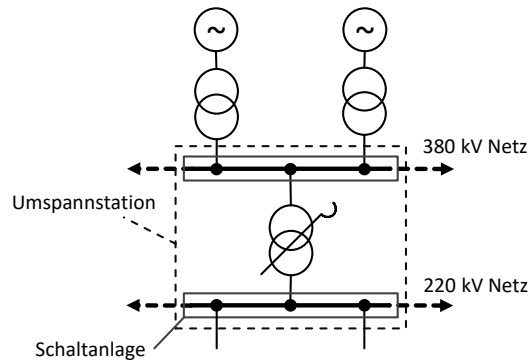


Abbildung 2.14: Umspannwerk in einem elektrischen Energieversorgungsnetz [41]

2.5 Technische Versorgungssicherheit

Eines der wesentlichen Kriterien für die Planung und den Betrieb von Elektrizitätssystemen bzw. Stromnetzen ist die Sicherstellung eines hohen Maßes an Versorgungssicherheit. Die besondere Herausforderung besteht darin, dass der Ausgleich von Stromnachfrage und -angebot sowie die simultane Übertragung und Verteilung im Stromnetz zu jedem Zeitpunkt innerhalb festgelegter technischer Grenzen erfolgen muss, um ein Systemversagen mit gravierenden Folgen vermeiden zu können. Im Folgenden werden daher grundlegende Aspekte wie die Einhaltung des (n-1)-Sicherheitsprinzips und technische Restriktionen im Bereich der Strombelastbarkeit der Betriebsmittel, Kurzschlussleistung, Spannungshaltung und Frequenzhaltung vorgestellt.

2.5.1 (n-1)-Ausfallkriterium

Das (n-1)-Ausfallkriterium ist ein deterministisches Sicherheitskriterium in der Elektrizitätsversorgung, nach dem die Netzintegrität trotz Einfachausfalls eines beliebigen Betriebsmittels gewährleistet sein muss [38]. Der sogenannte (n-1)-Fall ist demnach der relevante Fall für die Auslegung und den sicheren Betrieb von Stromnetzen.

Zur Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums ist jeder Übertragungsnetzbetreiber dafür verantwortlich, innere und äußere Gefahren für den Betrieb der eigenen Regelzone zu identifizieren und bei Bedarf koordinierte Maßnahmen zur Fehlerbehebung durchzuführen [43]. Auf diese Weise muss sichergestellt sein, dass kein Störfall innerhalb einer Regelzone zu einer unkontrollierten Fehlerausbreitung über die Grenzen der Regelzone hinaus führt [43]. Hierzu ist einerseits eine enge Abstimmung und gegenseitige Unterstützung der Übertragungsnetzbetreiber untereinander erforderlich, andererseits müssen die

Übertragungsnetzbetreiber auch den Betrieb der unterlagerten Verteilnetze überwachen und koordinieren.

Die Anforderungen an den Grad der Versorgungssicherheit im (n-1)-Fall unterscheiden sich nach der Anzahl der von einem möglichen Ausfall betroffenen Kunden und damit der Netzebene. Für Hoch- und Höchstspannungsnetze muss die Einhaltung sämtlicher technischen Grenzwerte der Betriebsspannungen, Netzkurzschlussleistungen sowie Betriebsmittelbelastungen durch eine momentan verfügbare Reserve sichergestellt sein [59]. In Mittelspannungsnetzen sind kurzzeitige Versorgungsunterbrechungen erlaubt, sofern diese durch Umschaltmaßnahmen oder Notstromaggregate behoben werden können. In Niederspannungsnetzen ist eine Wiederherstellung der Versorgung durch Austausch- und Reparaturmaßnahmen zulässig, wobei entsprechend längere Defizitdauern akzeptiert werden. Eine Übersicht über die Wiederversorgungsmaßnahmen und akzeptierten Unterbrechungsdauern in Abhängigkeit von der Defizitleistung und Netzebene gibt das Zollenkopf-Diagramm in Abbildung 2.15, wobei die angegebenen Werte unverbindliche Erfahrungswerte darstellen und daher eher qualitativ zu sehen sind [60].

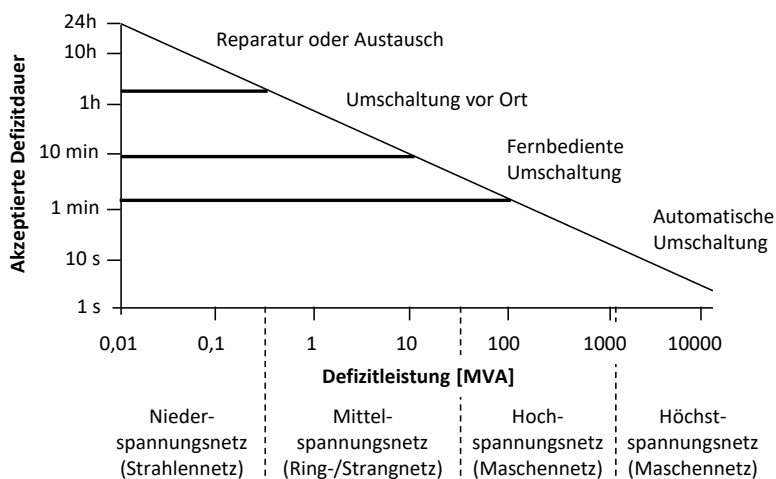


Abbildung 2.15: Akzeptierte Defizitdauern in den verschiedenen Netzebenen [37]

2.5.2 Strombelastbarkeit der Betriebsmittel

Die zulässige Strombelastbarkeit der Betriebsmittel muss eingehalten werden, um Schäden durch zu starke Hitzeentwicklung und resultierende Lebensdauerverkürzungen der Betriebsmittel zu vermeiden [61]. Dabei erlaubt die thermische Trägheit der Betriebsmittel im gestörten Betrieb bzw. bei Wartungsarbeiten kurzzeitige Betriebsmittelüberlastungen, wobei die maximal zulässige Überlastung je nach Betriebsmittel und Umgebungsbedingungen variiert [61, 62].

Bei Kabeln sind im gestörten Betrieb aufgrund der Wärmekapazität des umgebenden Erdreichs Überlastungen von etwa 20 % - 30 % für den Zeitraum von 24 Stunden möglich [63]. Die Belastbarkeit von Freileitungen wird für die Standard-Umgebungsbedingungen gemäß DIN EN 50182 definiert, wobei eine Umgebungstemperatur von 35 °C und eine Windqueranströmung von 0,6 m/s angenommen wird. Da die thermischen Zeitkonstanten von Freileitungen bei wenigen Minuten liegen, sind Überlastbarkeiten bei diesen Normbedingungen praktisch nicht gegeben [63]. In der Regel liegen jedoch deutlich günstigere Umgebungsbedingungen vor, so dass bereits bei leicht queranströmenden Wind die Berücksichtigung einer gegenüber 35 °C verminderten Außentemperatur zu erheblichen Steigerungen der möglichen Übertragungsleistungen führt [63]. Bei Temperaturen kleiner 23 °C sind im gestörten Betrieb daher Belastungen bis etwa 120 % der Nennleistung und bei Temperaturen kleiner 12 °C bis zu rund 130 % zulässig [63]. Bei zusätzlichem Überwachen (Monitoring) der Leiterseiltemperaturen und höheren Windgeschwindigkeiten sind prinzipiell sogar noch deutlich höhere Leitungsauslastungen möglich [63]. Verglichen zu den angeschlossenen Stromkreisen weisen Transformatoren für gewöhnlich erhebliche Überlastbarkeiten und Leistungsreserven auf, so dass zeitlich begrenzte Leitungsüberlastungen für Transformatoren in der Regel kein Problem darstellen [63].

2.5.3 Kurzschlussleistung

Eine auslegungsrelevante Größe für die thermische und mechanische Belastung der Betriebsmittel ist die fiktive Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung S_k'' (Kurzschlussleistung) beim dreipoligen Kurzschluss, die mittels des Anfangs-Kurzschlussstroms I_k'' und der verketteten Nennspannung U_n gemäß Gleichung (2.15) bestimmt wird [37, 64]. Der dreipolige Anfangskurzschlussstroms I_k'' wird entsprechend DIN EN 60909-0 (VDE 0102) berechnet und ergibt sich insbesondere durch die im Netz angeschlossenen Synchrongeneratoren sowie deren elektrischer Entfernung zum Fehlerort [65].

$$S_k'' = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_k'' \quad (2.15)$$

Im Stromnetz muss eine ausreichend hohe Kurzschlussleistung zur Verfügung stehen, da diese zu einem stabilen Betrieb von Generatoren, geringen Rückwirkungen unruhiger, unsymmetrischer und überschwingungserzeugender Verbraucher sowie einer hohen Spannungsstabilität (vgl. Abschnitt 2.5.4) beiträgt [37]. Des Weiteren ist eine möglichst hohe Kurzschlussleistung notwendig, um den Spannungseinbruch im Fehlerfall begrenzen und die gefährliche Ausbreitung eines Spannungstrichters vermeiden zu können [28]. Viele Netzschutzkonzepte erfordern zudem ausreichend hohe Kurzschlussströme zur Unterscheidung des Fehlerbetriebs vom Normalbetrieb bzw. zur sicheren Detektion und Ortung von Kurzschlüssen [65]. Für die Planung und den Betrieb von Stromnetzen muss entsprechend darauf geachtet werden, dass die minimalen Grenzwerte der Kurzschlussleistung aus Gründen der

Netzstabilität und die maximalen Grenzwerte in Hinblick auf die Betriebsmitteldimensionierungen eingehalten werden.

Heutzutage wird Kurzschlussleistung im Wesentlichen von Synchronmaschinen thermischer Kraftwerke zur Verfügung gestellt. Verglichen zu Synchronmaschinen stellen heutige Umrichter bei gleicher Nennleistung deutlich niedrigere und kürzere Beiträge zur Kurzschlussleistung bereit [28]. Sofern zukünftig vermehrt thermische Kraftwerke vom Netz gehen, müssen daher Alternativen für die Bereitstellung von Kurzschlussleistung zur Verfügung stehen. Dies können überdimensionierte Umrichter, Phasenschiebergeneratoren z.B. in stillgelegten Kraftwerken aber auch vermehrte Beiträge aus dem Ausland sein [28].

2.5.4 Spannungsstabilität

Für die Versorgungszuverlässigkeit des Stromnetzes ist es von zentraler Bedeutung, dass sich die Spannungen an den einzelnen Netzknoten sowohl im ungestörten als auch im gestörten Betrieb im Rahmen der zulässigen Toleranzbänder bewegen. In einem spannungsinstabilen Netz besteht im Störfall die Gefahr eines unbeherrschbaren Spannungsverlusts, der im Extremfall in einem totalen Spannungskollaps enden kann [66]. Hieraus leitet sich eine Stabilitätsgrenze ab, die einem minimalen Spannungsniveau entspricht, das auf keinen Fall unterschritten werden darf. Die maximale Spannung ist insbesondere durch das Isolationsvermögen der Betriebsmittel und die Anforderungen der angeschlossenen Verbraucher begrenzt [65].

Die Toleranzbänder unterscheiden sich nach den Spannungsebenen und sind teilweise nicht eindeutig vorgegeben. Gemäß des damaligen Betriebshandbuchs der UCTE sollen die Spannungen in den 380 kV-Netzen Kontinentaleuropas zwischen 380 kV und 420 kV liegen [67]. Für die 220 kV-Netze sind die Spannungsgrenzen mit 200 kV und 245 kV angegeben. Zwischenzeitlich wurde das Betriebshandbuch der UCTE durch das Betriebshandbuch der ENTSO-E abgelöst, in dem die Werte nicht mehr explizit vorgegeben sind [43]. Der dort enthaltende Hinweis auf die betriebsübliche Praxis lässt jedoch auf unveränderte Richtgrößen für die Spannungsbänder im Übertragungsnetz schließen [65].

Die tolerierten Abweichungen von der Nennspannung in Nieder- und Mittelspannungsnetzen sind durch DIN EN 20160 geregelt. Demnach soll die beim Kunden anliegende Spannung im Normalbetrieb jeweils nicht mehr als 10 % von der Nennspannung abweichen. Für die Hochspannungsnetze werden in der Norm keine expliziten Grenzwerte angegeben, da die Anzahl an Verbrauchern auf dieser Spannungsebene stark begrenzt ist. Die Systemregeln deutscher Verteilnetzbetreiber legen jedoch nahe, dass auch für die Hochspannungsnetze Abweichungen von etwa 10 % von der Nennspannung toleriert werden [68].

Die Spannungsregelung an Netzknoten ist eine dezentrale Aufgabe und erfolgt vor allem über die Einspeisung bzw. Entnahme von Blindleistung sowie anhand von regelbaren Transformatoren (vgl. Abschnitt 2.4.2), bei denen das Windungsverhältnis und damit das Spannungsverhältnis über Stufenschalter unter Last angepasst werden kann [28, 41]. Für die Spannungs-Blindleistungsregelung eignen sich vor allem Synchronmaschinen thermischer Kraftwerke, die neben ihrer vermarkteten Wirkleistung stufenlos reaktive oder kapazitive Blindleistung einspeisen können [28]. Eine besondere Rolle spielen Synchrongeneratoren in Pumpspeicherkraftwerken, die im Phasenschieberbetrieb reaktive und kapazitive Blindleistung zur Verfügung stellen können, ohne Wirkleistung einzuspeisen oder zu entnehmen [28]. Des Weiteren werden zu- und abschaltbare passive Kompensationselemente wie Drosselspulen und Kondensatorbänke zur Blindleistungssteuerung eingesetzt, wobei Drosselspulen durch den Verbrauch reaktiver Blindleistung das Spannungsniveau senken und Kondensatorbänke durch die Einspeisung reaktiver Blindleistung (bzw. den Verbrauch kapazitiver Blindleistung) das Spannungsniveau anheben [28]. Alternative Technologien zur Blindleistungssteuerung stellen leistungselektronische, aktive Netzelemente (FACTS¹¹) wie die STATCOM¹²- oder SVC¹³-Technologie sowie die Umrichter von HGÜ-Stationen (vgl. Abschnitt 5.5.3.3) dar [28].

In Übertragungsnetzen treten Spannungsstabilitätsprobleme häufig bei hohen Leitungsauslastungen auf, da die in solchen Situationen übererregt betriebenen Leitungen einen erhöhten induktiven Blindleistungsbedarf entlang der Leitung aufweisen [65]. Dabei führt der zusätzlich auf der Leitung fließende Blindstrom zu einer weiteren Abnahme der Spannung am Leitungsende. Die Übertragung der gleichen Leistung ist aufgrund der verringerten Spannung wiederum mit einem höherem Strom verbunden, was den Effekt zusätzlich verstärkt [65]. Hieraus leitet sich die Stabilitätsgrenze ab, die die minimale Spannung bei maximaler Leistungsübertragung festlegt. Spannungsstabilitätsprobleme können daher insbesondere mit der Errichtung bedarfsgerecht verteilter Blindleistungskompensationsanlagen, zusätzlichem Netzausbau bzw. stärker dimensionierten Betriebsmitteln behoben werden [66].

2.5.5 Frequenzhaltung

Aufgrund der praktisch nicht vorhandenen inhärenten Speicherkapazitäten im Stromnetz ist die Sicherstellung des ständigen Ausgleichs von Stromerzeugung und -verbrauch ein weiterer zentraler Aspekt der Versorgungssicherheit. Hierzu ist jeder Erzeuger und jeder Verbraucher einem sogenannten Bilanzkreis zugeordnet, für den ein Bilanzkreisverantwortlicher den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch

¹¹ FACTS - Flexible AC Transmission System

¹² STATCOM - Static Synchronous Compensator

¹³ SVC - Static Var Compensator

sicherstellen soll. Dieses Leistungsgleichgewichts kann jedoch jederzeit gestört werden, sei es z.B. durch den Ausfall eines Kraftwerks, eine von der Prognose abweichende Einspeisung erneuerbarer Energien oder unerwartetes Verbraucherverhalten [37]. Sobald es zu einer Störung des systemweiten, d.h. über alle Bilanzkreise saldierten Leistungsgleichgewichts kommt, äußert sich dies in einer Abweichung von der Nennfrequenz, die wie beschrieben im kontinentaleuropäischen Verbundnetz bei 50 Hz liegt. Bei einem Überangebot von Leistung übersteigt die Netzfrequenz die Nennfrequenz, wohingegen sie bei einem Unterangebot die Nennfrequenz unterschreitet.

Die Wiederherstellung des Leistungsgleichgewichts geschieht durch die Leistungs-Frequenz-Regelung, die sich in europäischen Verbundnetzen nach den Vorgaben des Operation Handbooks der ENTSO-E richtet [43]. Zusätzlich existieren länderspezifische Regeln wie z.B. die Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für Deutschland [69-71]. Die Aufgabe, die Frequenz innerhalb der zulässigen Toleranzbereiche zu halten, obliegt den Übertragungsnetzbetreibern, die in Deutschland zu einem Netzregelverbund zusammengeschlossen sind. Hierzu werden in Deutschland mit der Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve- bzw. Tertiärregelleistung (TRL) drei aufeinander abgestimmte Regelleistungsarten eingesetzt, deren Qualitäten sich entsprechend Tabelle 2.3 hinsichtlich Aktivierungszeiten und Abrufdauern unterscheiden. Die Beschaffung der Regelleistung seitens der Übertragungsnetzbetreiber erfolgt über marktbasierte Ausschreibungsverfahren bzw. Regelleistungsmärkte, die in Abschnitt 3.1.2 beschrieben werden. Dabei beträgt der Ausschreibungszeitraum, für den die Regelleistung im Falle eines Zuschlags vorzuhalten ist, bei der PRL und SRL jeweils eine Woche und bei der TRL einen Tag.

Name	Aktivierungszeit [min]	Max. Abrufdauer [min]	Mindestleistung [MW]
Primärregelleistung	0,5	15	± 1
Sekundärregelleistung	5	60	+5(1)/-5(-1)
Tertiärregelleistung	15	>60	+5(1)/-5(-1)

Tabelle 2.3: Anforderungen an die Regelleistungsqualitäten in Deutschland [69-71]

Der Abruf der verschiedenen Regelenergiearten erfolgt entsprechend der in Abbildung 2.16 dargestellten Reihenfolge. Unmittelbar nach einer aufgetretenen Störung wird die Leistungsabweichung zunächst durch die, dem Verbundsystem inhärent gegebene Momentanreserve ausgeglichen, die sich vor allem aus der Trägheit der in das Netz einspeisenden rotierenden Synchronmaschinen bzw. deren kinetischer Energie ergibt.

Bereits kurz nach der Störung des Leistungsgleichgewichts ändert sich jedoch die Drehzahl der Synchronmaschinen und damit die Frequenz, so dass schnellstmöglich eine Einspeisungsanpassung durch die PRL erfolgen muss. Diese muss von den vorgesehenen Kraftwerken automatisiert spätestens nach

30 Sekunden in vollem Umfang geliefert werden. Die Bereitstellung erfolgt nach dem Solidaritätsprinzip durch die teilnehmenden Kraftwerke aller verbundenen Regelzonen und setzt ein, sobald an den dezentralen Einspeisungspunkten der Kraftwerke eine über die Toleranzen hinausgehende Frequenzabweichung gemessen wird. Die minimal angebotene PRL beträgt ± 1 MW bzw. $\pm 2\%$ der Nennleistung des teilnehmenden Kraftwerks, wobei die Bereitstellung innerhalb des Regelbands symmetrisch in positive und negative Richtung erfolgt [69]. Das teilnehmende Kraftwerk muss die Leistung vollumfänglich über den gesamten Angebotszeitraum liefern können, wobei abweichende Präqualifikationsanforderungen für technische Einheiten mit beschränktem Speichervolumen, wie z.B. Batterien, gelten [72].

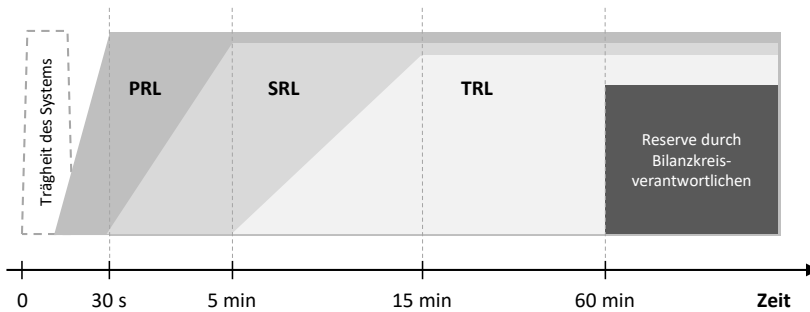


Abbildung 2.16: Regelleistungsarten und deren zeitliches Ineinandergreifen [73]

Da PRL dauerhaft verfügbar sein muss, wird diese schnellstmöglich durch SRL abgelöst. Die entsprechenden Anbieter müssen diese daher innerhalb von maximal 5 Minuten vollumfänglich zur Verfügung stellen. Die angebotene Mindestmenge beträgt ± 5 MW bei einem Angebotsinkrement von ± 1 MW für jede angebotene Zeitscheibe, wobei im Gegensatz zur PRL zwischen positiver und negativer Regelleistung unterschieden wird [70]. Die im Jahr 2017 angepassten Ausschreibungsbedingungen sehen darüber hinaus die Möglichkeit einer Mindestangebotsmenge von 1 MW vor, sofern vom Anbieter nur ein einziges Angebot je Zeitscheibe abgegeben wird [74]. Das SRL-Poolmodell eröffnet die Möglichkeit, mehrere Anlagen innerhalb einer Regelzone zusammenzufassen, die entsprechend gemeinsam SRL anbieten und sich gegenseitig ablösen können. Hierdurch wird auch die Teilnahme von Speichern an der SRL ermöglicht, die ihren Regelleistungsanteil lediglich über mindestens vier Stunden liefern können müssen [70]. Der Abruf der SRL erfolgt automatisiert durch den Übertragungsnetzbetreiber anhand eines zentralen Leitungs-Frequenz-Reglers. Dabei muss die Verfügbarkeit der angebotenen SRL durch die technischen Einheiten bzw. den Pool über den gesamten Ausschreibungszeitraum sichergestellt sein, wobei die Besicherung im Fall eines technischen Versagens auch über technische Einheiten Dritter erfolgen darf [75].

Sollte sich die Leistungsabweichung nicht zurückentwickeln, wird in der Folge innerhalb von maximal 15 Minuten TRL abgerufen, so dass die SRL abgelöst wird und wieder zur Verfügung steht. Bei der TRL

wird ebenfalls nach positiver und negativer Regelleistung unterschieden, wobei die angebotene Mindestleistung ± 5 MW bei einem Angebotsinkrement von ± 1 MW beträgt [71]. Analog zur SRL sehen die im Jahr 2017 angepassten Ausschreibungsbedingungen die Möglichkeit einer Mindestangebotsmenge von lediglich 1 MW vor, sofern vom Anbieter nur ein einziges Angebot je Zeitscheibe abgegeben wird [75]. Die Regelleistung aller anbietenden technischen Einheiten muss für den gesamten Angebotszeitraum vollumfänglich zur Verfügung stehen, wobei die Besicherung im Fall des technischen Versagens wie bei der SRL auch über Dritte erfolgen kann [75].

Nach spätestens einer Stunde liegt es wieder in der Verantwortung des Bilanzkreisverantwortlichen, die Störung des Leistungsgleichgewichts in seinem Bilanzkreis behoben zu haben. Ab diesem Zeitpunkt ist entsprechend kein weiterer Einsatz von Regelleistung vorgesehen.

Europaweit existieren unterschiedliche Anforderungen an die Qualitäten der verschiedenen Regellenergiearten. Für die Zukunft wird jedoch eine europaweite Harmonisierung der Regelleistungen angestrebt. Hierzu hat die ENTSO-E eine Richtlinie vorgestellt, die drei verschiedene Arten von Regelleistung vorsieht [76]. Die Frequency Containment Reserve greift mit einer Aktivierungszeit von maximal 30 Sekunden (Kontinentaleuropäisches Verbundnetz) ein und ist mit der heutigen Primärregelleistung vergleichbar. Diese wird durch die Frequency Restoration Reserve abgelöst, die einen automatisch und einen manuell abrufbaren Teil umfasst, was mit der deutschen Sekundär- und Tertiärregelleistung vergleichbar ist. Für darüberhinausgehende Abweichungen vom Leistungsgleichgewicht ist die sogenannte Replacement Reserve vorgesehen.

3 Energiewirtschaftliche Grundlagen

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Grundlagen des Elektrizitätshandels in Europa vorgestellt. Zunächst wird auf die Funktionsweise liberalisierter Strommärkte eingegangen, wobei zwischen Großhandelsmärkten für Elektrizität und Regelleistungsmärkten unterschieden wird. Anschließend erfolgt eine Beschreibung der Mechanismen des internationalen Stromaustausches. Hierzu werden mit dem NTC¹⁴- und dem PTDF¹⁵-Verfahren zwei Methoden vorgestellt, anhand derer die verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen Marktgebieten bestimmt werden können. Darauf aufbauend wird die Marktkopplung mit dem zugrunde liegenden Preisbildungsprozess beschrieben. Abschließend folgt ein Überblick über die bisherige Entwicklung der Marktkopplungen auf dem Weg hin zu einem einzelnen europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt.

3.1 Handelsplätze für elektrische Energie

Im Jahr 1996 haben das Europäische Parlament und der Rat mit der Richtlinie 96/92/EG die Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte in Europa eingeleitet. Die Umsetzung der EU-Richtlinie in Deutschland erfolgte im Jahr 1998 mit der Einführung des Energiewirtschaftsgesetzes. Hierdurch wurde die zuvor bestehende Struktur von integrierten Energieversorgungsmonopolen aufgebrochen, so dass Stromerzeugung, -übertragung und -vertrieb seither wirtschaftlich voneinander getrennt sind. Auf diese Weise soll der Wettbewerbsdruck in neu geschaffenen Elektrizitätsmärkten erhöht und somit eine kosteneffiziente Elektrizitätsversorgung erreicht werden [77]. Für die Verbraucher hat die Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte die Möglichkeit eröffnet, frei zwischen den verschiedenen Energieversorgern zu wählen. Lediglich Stromnetze stellen nach wie vor ein natürliches Monopol dar, da die Übertragung und Verteilung von Elektrizität kostengünstiger durch die einzelne Infrastruktur eines Unternehmens erfolgen kann, als dies durch mehrere konkurrierende Unternehmen mit redundanten Infrastrukturen möglich ist [13]. Den sicheren Betrieb der Übertragungsnetze und Verteilnetze verantworten die jeweiligen Netzbetreiber, wobei die Unternehmen durch eine anreizbasierte Netzentgeltregulierung ebenfalls an ihrer Kosteneffizienz gemessen und entsprechend vergütet werden. Hierzu existiert in jedem Land eine Regulierungsbehörde, die die Arbeit der Netzbetreiber überwacht und deren Netzentgelte beschließt. In Deutschland ist hierfür die Bundesnetzagentur zuständig.

¹⁴ Net Transfer Capacity

¹⁵ Power Transfer Distribution Factor

Seit der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte bieten Stromproduzenten ihre Elektrizität an Großhandelsmärkten an, an denen Vertriebsunternehmen Strommengen einkaufen können, um die Nachfrage ihrer Kunden zu decken. Des Weiteren besteht für Stromproduzenten die Möglichkeit, ihre Kraftwerksleistungen an Regelleistungsmärkten anzubieten, an denen sich Übertragungsnetzbetreiber die benötigte Regelleistung für ihre Regelzone beschaffen. Im Folgenden wird auf die Funktionsweise der etablierten Großhandelsmärkte sowie Regelleistungsmärkte eingegangen.

3.1.1 Großhandelsmärkte

Der Handel von Elektrizität erfolgt an Großhandelsmärkten, die gemäß Abbildung 3.1 in außerbörsliche und börsliche Märkte unterteilt werden können [78]. In den außerbörslichen Over the counter Märkten (OTC-Märkten) werden individuelle Produkte zwischen Verkäufern und Käufern gehandelt, wobei es sich hierbei sowohl um physische Lieferungen von Elektrizität als auch um Termingeschäfte wie Futures und Optionen handeln kann.

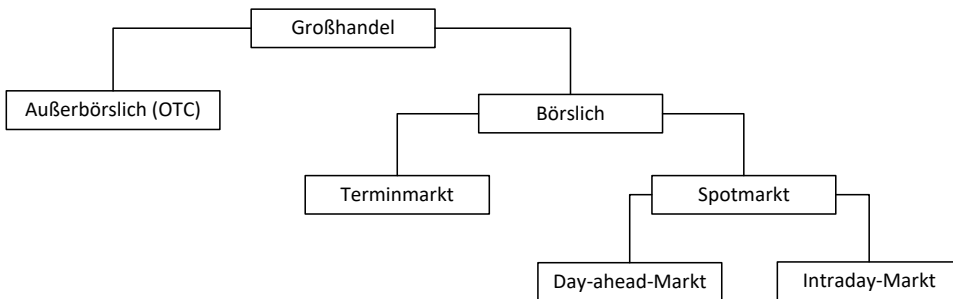


Abbildung 3.1: Strukturierung der Großhandelsmärkte für Elektrizität [78]

An den Börsen findet der transparente Handel mit weitestgehend standardisierten Produkten statt. Hierbei wird zwischen dem Terminmarkt und dem Spotmarkt unterschieden. Der Terminmarkt ermöglicht den Abschluss langfristiger Lieferverträge mit einer Vorlaufzeit von bis zu sechs Jahren. Typische Produkte an Terminmärkten sind Monats-, Quartals- oder Jahreskontrakte [78]. Am Terminmarkt können zusätzlich Optionen auf Stromlieferungen abgeschlossen werden, wodurch sich z.B. Energieversorger gegen Preisrisiken absichern können. Die Erfüllung von Optionen erfolgt dann zumeist nicht physisch, sondern lediglich finanziell in Form von Ausgleichszahlungen, die sich an dem tatsächlich eingetretenen Spotmarktpreis bemessen. Hierdurch wird es u.a. der Finanzindustrie ermöglicht, mit Stromkontrakten zu handeln, ohne jedoch selbst Strom zu produzieren oder zu vertreiben. Die deutsche Börse für Terminmarktgeschäfte ist die European Energy Exchange (EEX) mit Sitz in Leipzig, an der auch Energieträger wie Kohle und Erdgas sowie Emissionsberechtigungen für Treibhausgase gehandelt werden [79].

Der Spotmarkt ist in den Day-ahead- und den Intraday-Handel unterteilt. Die Strombörse für den deutschen Markt ist die EPEX SPOT in Paris, die ursprünglich aus einer Partnerschaft der deutschen EEX und der französischen Powernext im Jahr 2008 hervorgegangen ist. 2015 erfolgte die Integration der belgischen Strombörse Belpex. Seit 2018 sind zudem die niederländische APX NL und die britische APX UK in das EPEX SPOT Handelssystem eingebunden. Somit stellt EPEX SPOT die Handelsplätze für das deutsch-österreichische, französische, britische, niederländische, belgische und schweizerische Marktgebiet. Weitere Strombörsen in Europa sind z.B. die skandinavische Nord Pool und die spanische OMIE.

Der Day-ahead-Markt ist der zentrale Handelsplatz für Elektrizität, an dem täglich eine geschlossene Auktion für physische Stromlieferungen am Folgetag durchgeführt wird. Aufgrund der hohen Liquidität und Handelsvolumina sowie der Möglichkeit für Arbitragegeschäfte stellt der am Day-ahead-Markt ermittelte Großhandelspreis die maßgebliche Referenz für den Strompreis, z.B. auch an OTC-Märkten, dar [80]. Am Day-ahead-Markt werden sowohl Einzelstunden- als auch Blockkontrakte gehandelt. Für das deutsche Marktgebiet findet jeden Tag um 12:00 Uhr eine Auktion statt, in der Preis-Mengenangebote für die Stromlieferungen an den 24 Stunden des Folgetags abgegeben werden können. Bei den standardisierten Blockaufträgen handelt es sich um insgesamt 17 verschiedene Produkte wie z.B. Base-load, Peakload, Night, Morning usw., die jeweils unterschiedliche Stunden umfassen [81]. Die Ausführung eines Blockauftrags richtet sich dabei nach dem „alles oder nichts“-Prinzip, bei dem das Gebot entweder für alle betroffenen Stunden zusammengeführt oder komplett abgelehnt wird [81]. Die Preisbildung im Day-ahead-Markt ist schematisch in Abbildung 3.2 dargestellt, in der Preis-Mengen-Gebote der Nachfrage- und Angebotsseite einer Stunde jeweils zu Nachfrage- und Angebotskurven aggregiert sind.

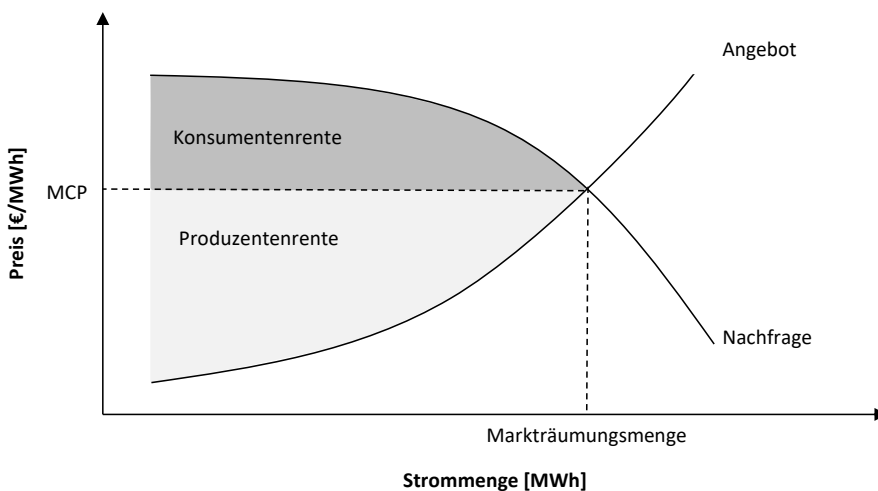


Abbildung 3.2: Preisbildung im Auktionshandel des Day-ahead-Marktes

Der Schnittpunkt beider Kurven entspricht dem sogenannten Markträumungspreis (MCP), zu dem der Markt nachfrage- und angebotsseitig geräumt wird. Dieser Einheitspreis gilt gleichermaßen für alle Marktteilnehmer, deren Gebot einen Zuschlag erhalten hat. Dabei entspricht die resultierende Fläche zwischen Nachfragekurve und Markträumungspreis der Konsumentenrente und die Fläche zwischen Angebotskurve und Markträumungspreis der Produzentenrente.

Unter der Annahme von vollständiger Konkurrenz kann davon ausgegangen werden, dass Stromproduzenten den Preis ihres Angebots an den Grenzkosten der Stromerzeugung orientieren [82]. Entsprechend leitet sich die Angebotskurve gemäß der schematischen Darstellung in Abbildung 3.3 von der sogenannten Merit-order ab, in der die Stromerzeugungskapazitäten in der Reihenfolge ihrer Grenzerzeugungskosten aufgetragen sind. Kraftwerke, die sehr günstig Strom produzieren können, werden entsprechend der Merit-order als erstes eingesetzt, wohingegen Kraftwerke mit hohen Grenzerzeugungskosten wie z.B. Gasturbinen nur bei hohen Nachfragen zum Einsatz kommen. Eine wichtige Rolle bei der Merit-order spielen die erneuerbaren Energien, die z.B. im Fall von Windenergie und PV nahezu keinerlei variable Kosten sowie eine vorrangige Einspeisung aufweisen. Bei einer hohen Einspeisung erneuerbarer Energien verschiebt sich die Angebotskurve nach rechts, was zu einem sinkenden MCP führt. Dieses Phänomen wird auch als Merit-order-Effekt der erneuerbaren Energien bezeichnet.

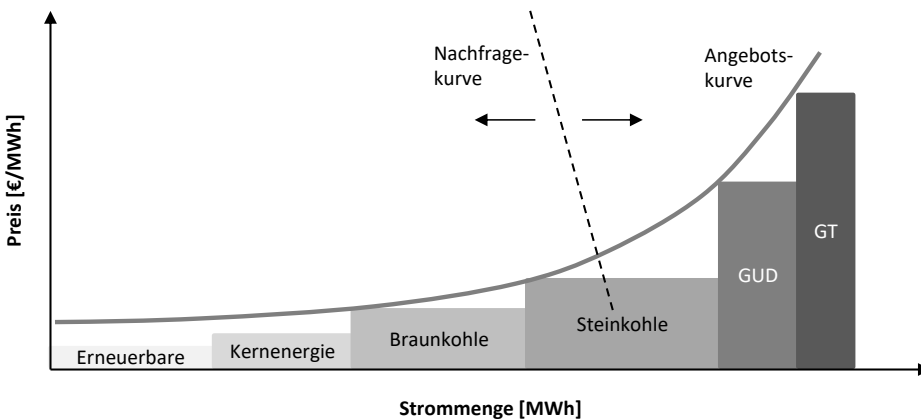


Abbildung 3.3: Schematische Darstellung der Merit-order

Im Gegensatz zum Day-ahead-Markt ermöglicht der Intraday-Markt den untertäglichen Handel von Elektrizität, wobei Strommengen bis zu 45 Minuten vor Lieferbeginn mit einer Lieferdauer von mindestens 15 Minuten gehandelt werden können. Ab 15:00 Uhr eines Tages können zudem sämtliche Viertelstunden des Folgetages gehandelt werden. Durch den Intraday-Markt wird der kurzfristige Ausgleich von abweichenden Verbrauchsprognosen oder Erzeugungsprognosen ermöglicht, ohne dass Regelleistung aktiviert werden muss. Dabei ist der Markt über eine fortlaufende Auktion organisiert,

in der passende Preis-Mengen-Gebote der Angebots- und Nachfrageseite sofort zusammengeführt werden. Zwar ermöglicht der Intraday-Markt den Marktteilnehmern gegenüber dem Day-ahead-Markt eine höhere Flexibilität, die Umsätze und damit die Liquidität sind jedoch noch deutlich niedriger. So wurden z.B. an der Strombörse EPEX SPOT im Jahr 2017 über alle Marktgebiete hinweg 535 Mrd. kWh am Day-ahead-Markt und 71 Mrd. kWh am Intraday-Markt gehandelt [83].

3.1.2 Regelleistungsmärkte

Zur Wahrung des ständigen Leistungsgleichgewichts von Stromerzeugung und -nachfrage müssen die Übertragungsnetzbetreiber gemäß Abschnitt 2.5.5 dafür sorgen, dass die benötigten Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistungen gesichert zur Verfügung stehen. In Deutschland werden die drei Arten der Regelleistung auf einer gemeinsam betriebenen Internetplattform der Übertragungsnetzbetreiber ausgeschrieben [84]. Aufgrund der vorab festgelegten Nachfrage handelt es sich bei den Regelleistungsmärkten um reine Angebotsmärkte. Dabei müssen Anbieter die Präqualifikationsanforderungen für die jeweilige Regelleistungsart erfüllen, um an der Ausschreibung teilnehmen zu können (vgl. Abschnitt 2.5.5). Die Preisbildung erfolgt im Unterschied zum Day-ahead- und Intraday-Markt nicht anhand eines Einheitspreisverfahrens, sondern anhand des sogenannten „Pay-as-bid“-Verfahrens. Hierbei werden sämtliche Anbieter von Regelleistung, die einen Zuschlag erhalten, mit dem von ihnen geforderten Leistungspreis individuell für die vorgehaltene Regelleistung vergütet. Der Zuschlag richtet sich an der Reihenfolge steigender Leistungspreise der Anbieter und wird solange erteilt, bis die ausgeschriebene Regelleistungskapazität erreicht ist. Anbieter von Sekundär- und Tertiärregelleistung werden über den Leistungspreis hinaus zusätzlich für die tatsächliche geleistete Arbeit mit einem individuellen Arbeitspreis vergütet [85]. Die Höhe des Arbeitspreises bestimmt dabei die Einsatzreihenfolge beim Abruf der zugeschlagenen Regelleistung.

3.2 Funktionsweise des internationalen Stromaustausches

In den folgenden Abschnitten werden wesentliche Grundlagen des internationalen Stromaustausches in Europa vorgestellt. Stromim- und -exporte sind aufgrund von möglichen Netzengpässen durch die verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten begrenzt. Diese müssen in einem ersten Schritt ermittelt werden, was in der Regel anhand der im nächsten Abschnitt beschriebenen NTC- oder PTDF-Ansätze erfolgt. Bei der darauf folgenden Vergabe der verfügbaren Kapazitäten kann zwischen expliziten und impliziten Auktionen unterschieden werden, deren Erläuterung im Anschluss folgt. Schließlich wird die Funktionsweise der Marktkopplung beschrieben, durch die die Integration der europäischen Strommärkte ermöglicht wird.

3.2.1 Ermittlung der verfügbaren Übertragungskapazitäten

Im diesem Abschnitt werden mit der NTC- und der PTDF-Methode die in der Praxis gängigsten Verfahren zur Bestimmung der verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen Marktgebieten vorgestellt.

3.2.1.1 NTC-Methode

Bereits im Jahr 1999 hat die ETSO, die Vorgängerorganisation der ENTSO-E, mit dem NTC-Verfahren eines der am häufigsten eingesetzten Verfahren zur Ermittlung der Übertragungskapazitäten zwischen Marktgebieten definiert [86, 87]. Bei dem Ansatz wird der wirtschaftliche Leistungsfluss getrennt vom physikalischen Leistungsfluss betrachtet. Das NTC-Modell sieht ein zweistufiges Verfahren vor, bei dem in einer Planungsphase zunächst die maximal möglichen Austauschmengen ermittelt und in einer Allokationsphase die verfügbaren Übertragungskapazitäten bestimmt sowie in mehreren Zeitintervallen vergeben werden.

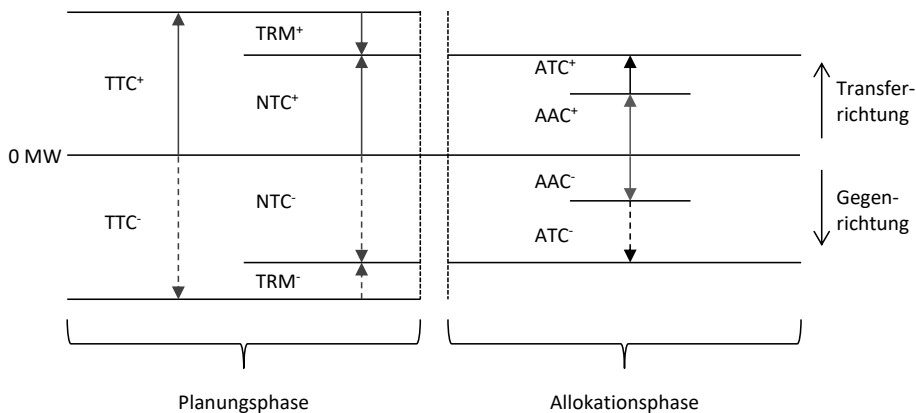


Abbildung 3.4: NTC-Modell nach ETSO [87]

Ausgangspunkt der Ermittlung der verfügbaren Übertragungskapazitäten ist die maximal mögliche Gesamtübertragungskapazität TTC (Total Transfer Capacity) zwischen zwei Marktgebieten, die ein Jahr im Voraus bestimmt und bis zum Vortag der Erfüllung permanent angepasst wird [86]. Hierzu wird ein Base Case Szenario erstellt, wobei davon ausgegangen wird, dass die Netztopologie sowie alle Einspeisungen und Lasten im Vorfeld bekannt sind. Darauf aufbauend erfolgt anhand von Lastflussberechnungen (vgl. Abschnitt 5.5) zunächst die Ermittlung der als BCE (Base Case Exchange) bezeichneten Elektrizitätsflüsse zwischen den Marktgebieten im Base Case. Anschließend werden weitere Lastflussberechnungen durchgeführt, bei denen die Erzeugung in einem Marktgebiet erhöht und im anderen Marktgebiet um den gleichen Betrag vermindert wird, bis die Grenzen des sicheren Betriebs erreicht sind. Die so bestimmte Erzeugungserhöhung ΔE^{max} legt zusammen mit dem Elektrizitätsaustausch im

Base Case BCE den maximal möglichen Elektrizitätsaustausch zwischen den Marktgebieten fest, der gemäß Gleichung (3.1) der Summe der Gesamtübertragungskapazität TTC entspricht.

$$TTC = BCE + \Delta E^{max} \quad (3.1)$$

Von den ermittelten TTC-Werten wird in der Folge noch eine zum Teil auf Erfahrungswerten basierende Sicherheitsmarge TRM (Transmission Reliability Margin) abgezogen, in der u.a. Leistungsbänder für Regelzonen überschreitende Regelleistungen, Notfallsituationen sowie Ungenauigkeiten im Verfahren berücksichtigt werden [87]. Die Nettotransferkapazität NTC wird folglich gemäß Gleichung (3.2) ermittelt, indem die Sicherheitsmarge TRM von der Gesamtübertragungskapazität TTC abgezogen wird.

$$NTC = TTC - TRM \quad (3.2)$$

In der Allokationsphase muss berücksichtigt werden, dass ggf. ein Teil der Kapazitäten frühzeitig zugewiesen wurde. Die bereits in vergangenen Auktionsrunden vergebene Übertragungskapazität AAC (Already Allocated Capacity) muss gemäß Gleichung (3.3) von der Nettotransferkapazität abgezogen werden, um die noch verfügbare Übertragungskapazität ATC (Available Transfer Capacity) zu erhalten, die in folgenden Auktionsrunden vergeben werden kann.

$$ATC = NTC - AAC \quad (3.3)$$

Die verschiedenen Größen des NTC-Modells sind in Abbildung 3.4 dargestellt [87]. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die Übertragungskapazitäten für jede Transferrichtung separat ermittelt werden, wobei durchaus unterschiedliche Werte für jede Richtung resultieren können. Da die NTC-Methode nur die kaufmännischen Leistungsflüsse berücksichtigt, liegt allerdings keine genaue Kenntnis über die tatsächlich eintretenden physikalischen Lastflüsse vor. So kann z.B. der Stromexport von Deutschland nach Frankreich auch Leistungsflüsse über die Niederlande und Belgien zur Folge haben, wobei parallele Flüsse zu einzelnen Leitungsüberlastungen führen können [88]. Diese Unsicherheiten werden durch eine relativ großzügig bemessene Sicherheitsmarge TRM adressiert, wodurch die ermittelte Übertragungskapazität jedoch niedriger ausfallen kann, als dies womöglich physikalisch möglich wäre. Um dies zu vermeiden, bietet sich ein lastflussbasierter Ansatz wie die PTDF-Methode an, die im folgenden Abschnitt vorgestellt wird.

3.2.1.2 PTDF-Methode

Die PTDF-Methode ist ein lastflussbasiertes Verfahren, das für die Ermittlung der zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten in deregulierten Märkten eingesetzt wird. Der Ansatz ermöglicht die

Bestimmung der Auswirkungen des Handels zwischen zwei Marktgebieten auf die physikalischen Leistungsflüsse auf den einzelnen Leitungen im Netz [89]. In der sogenannten PTDF-Matrix werden dabei alle möglichen Kombinationen von Transaktionen zwischen zwei Marktgebieten zusammengeführt und jeweils die PTDF für alle Leitungen bestimmt. Die Elemente $PTDF_l^i$ der Matrix beschreiben entsprechend Gleichung (3.4), wie sich der Wirkleistungsfluss auf einer Leitung l durch die Wirkleistungseinspeisungsänderung ΔP_i am Knoten i und einer gegenläufigen Leistungsentnahme an einem Referenzknoten auswirkt [90].

$$PTDF_l^i = \frac{\Delta P_l}{\Delta P_i} \quad (3.4)$$

Die Ermittlung der PTDF geschieht prinzipiell anhand der in Abschnitt 5.5.2.2 hergeleiteten AC-Lastflussgleichungen (5.5.16), bei denen es sich um nicht-lineare Gleichungen handelt, die entsprechend nur iterativ gelöst werden können. Prinzipiell können die PTDF anhand von Lastflussberechnungen ermittelt werden, in denen alle Kombinationen von bilateralen Transaktionen zwischen den Marktgebieten simuliert werden. Dazu werden die berechneten Leistungsflussänderungen auf den einzelnen Leitungen ins Verhältnis zum Transaktionsvolumen gesetzt. Für den PTDF-Ansatz wird in der Regel jedoch der vereinfachte linearisierte DC-Lastfluss gemäß Gleichung (5.5.65) angenommen, wobei sich die PTDF direkt aus der Knotenadmittanzmatrix (vgl. Abschnitt 5.5.2.1) ableiten lassen [90]. Auf Basis der ermittelten Werte lassen sich die Auswirkungen wirtschaftlicher Transaktionen auf die physikalischen Lastflüsse im Netz ableiten.

Gemeinsam mit der Association of European Energy Exchanges (Europex) hat die ETSO im Jahr 2008 mit dem Border Capacity (BC) Modell und dem Critical Branch (CB) Modell zwei PTDF-basierte Berechnungsmodelle für Übertragungskapazitäten vorgestellt [91]. Das BC-Modell basiert auf einem stark vereinfachten Netzmodell, bei dem die Marktgebiete einzelnen Netzknoten entsprechen, die durch einzelne grenzüberschreitende Leitungen, sogenannte flowgates, verbunden sind. Wie bei dem NTC-Ansatz handelt es sich demnach um eine zonale Abbildung, die jedoch auf einem reduzierten Netzmodell basiert und auch die Einflüsse von Transaktionen in anderen Marktgebieten berücksichtigt [88]. Dennoch ist die zonenbasierte Abbildung kritisch zu sehen, da die PTDF innerhalb von Zonen stark streuen, so dass es zu Überlastungen auf einzelnen kritischen Leitung kommen kann, die nur durch eine Sicherheitsmarge verhindert werden können [91, 92]. Das CB-Modell basiert auf einem genaueren Netzmodell, bei dem in jedem Marktgebiet mehrere Knoten und alle grenzüberschreitenden Leitungen zwischen Marktgebieten abgebildet sind. Zusätzlich werden sogenannte critical branches berücksichtigt, bei denen es sich um kritische Leitungen handelt, die z.B. durch Parallelflüsse überlastet werden können. Die Berücksichtigung der critical branches erlaubt deutlich geringere Sicherheitsmargen in der

Kapazitätsbestimmung, wodurch höhere Stromaustausche und eine effizientere Nutzung der Übertragungskapazitäten ermöglicht werden [88].

3.2.2 Vergabe der verfügbaren Übertragungskapazitäten

Im Folgenden werden mit expliziten und impliziten Auktionen die beiden gängigen Ansätze zur Vergabe von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten vorgestellt.

3.2.2.1 Explizite Auktionen

In expliziten Auktionen wird die Übertragungskapazität zwischen Marktgebieten unabhängig von den in einer anderen Auktion ermittelten Im- und Exporten vergeben. Hierzu können Marktteilnehmer sogenannte Physical Transmission Rights (PTR) über ein Auktionsbüro ersteigern, die zur Nutzung der Übertragungskapazitäten berechtigen. Die Kapazitäten werden dazu in der Regel in drei verschiedenen zeitlichen Abständen in einer Jahres-, Monats- und Tagesauktion versteigert [93]. Eine wesentliche Problematik expliziter Auktionen besteht darin, dass die Vergabe von Übertragungskapazitäten und die Ermittlung der Kapazitätsnutzung durch den Strommarkt getrennt erfolgen. Dies kann dazu führen, dass langfristig erworbene Übertragungskapazitäten letztlich nicht in vollem Umfang genutzt werden. Für diesen Fall ermöglichen bestehende Sekundärhandelsmärkte den Handel der PTR zwischen Kapazitätsinhabern, so dass der Nachteil möglicher Ineffizienzen zu mindestens teilweise ausgeglichen werden kann. Darüber hinaus können langfristige Kapazitäten auch zum Marktpreis an den Übertragungsnetzbetreiber zurückgegeben werden [93].

3.2.2.2 Implizite Auktionen

Bei impliziten Auktionen wird die Ermittlung des Einsatzes der Übertragungskapazitäten simultan mit dem Elektrizitätshandel an den Spotmärkten durchgeführt. Hierzu werden die verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten an den Spotmarkt bzw. ein Auktionsbüro übergeben, in dem aus den Kauf- und Verkaufsgeboten der einzelnen Marktgebiete eine zonenübergreifende Angebots- und Nachfragekurve erstellt wird. Aus der Zusammenführung von Angebot und Nachfrage ergeben sich unter Berücksichtigung der Übertragungskapazitäten schließlich die Richtung und der Umfang des Stromaustauschs. Dabei gewährleistet die implizite Auktion, dass Elektrizität immer von Niedrigpreisgebieten in Hochpreisgebiete fließt, was zur Preiskonvergenz in den Märkten führt [93]. Die Marktteilnehmer geben dabei lediglich Gebote hinsichtlich der Strommengen ab, ohne dabei auf verfügbare Übertragungskapazitäten achten zu müssen. In dem sich einstellenden Strommarktpreis sind neben den Energiekosten entsprechend auch die Engpasskosten berücksichtigt [93].

3.2.3 Marktkopplung

Die Marktkopplung (Engl.: Market Coupling) ist eine Ausprägung der impliziten Auktionen, bei denen Energie und Übertragungskapazität simultan versteigert werden [88]. Durch die Marktkopplung werden mehrere dezentrale Strombörsen unter Einbeziehung eines zentralen Auktionsbüros miteinander verbunden [88]. Beim sogenannten volume based coupling werden dabei lediglich die grenzüberschreitenden Strommengen bei der Preisermittlung in den jeweiligen Märkten berücksichtigt, wohingegen bei dem sogenannten price based coupling die Preisbildung für den gesamten gekoppelten Bereich zentral durch das Auktionsbüro erfolgt [88]. Dazu sammeln die Strombörsen die angebots- und nachfrageseitigen Gebote in ihren Marktgebieten und leiten diese an das zentrale Auktionsbüro weiter. Dieses nimmt dann die Zusammenführung von Angebot und Nachfrage unter Berücksichtigung der verfügbaren Übertragungskapazitäten vor. Dabei ermöglicht der koordinierte Preisfindungsmechanismus beim price based coupling die Optimierung des Zuteilungsprozesses von Kapazitäten an Grenzkuppelstellen [94]. Die Marktkopplung bewirkt, dass Elektrizität aus Märkten mit niedrigen Preisen in Märkte mit höheren Preisen exportiert wird. Dabei hängt der sich in den Märkten einstellende Preis davon ab, ob zwischen den Märkten Engpässe bestehen oder nicht. In Abbildung 3.5 ist die Preisbildung zweier gekoppelter Märkte für den Fall dargestellt, dass zwischen den Märkten keinerlei Engpässe auftreten [95].

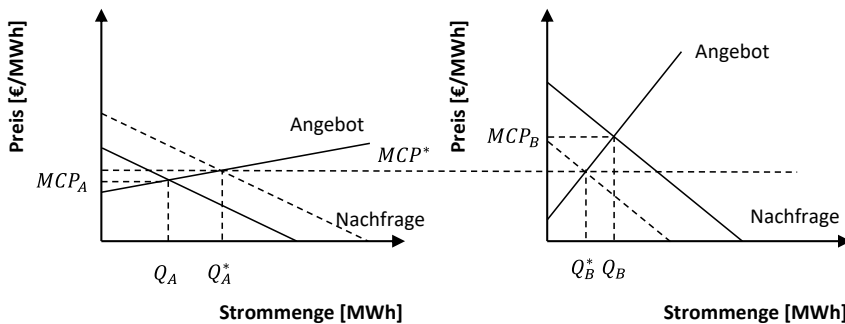


Abbildung 3.5: Marktkopplung ohne Engpass [95]

Ohne die Marktkopplung würde der Markträumungspreis MCP_A in Markt A aufgrund geringerer Grenzerzeugungskosten niedriger liegen, als der Markträumungspreis MCP_B in Markt B. Dies führt zu einem Elektrizitätsexport von Markt A nach Markt B, wodurch die Nachfragekurve in Markt A durch die zusätzliche Nachfrage nach rechts verschoben wird und der Markträumungspreis ansteigt. Gleichzeitig sinkt die produzierte Strommenge in Markt B, was einen sinkenden Markträumungspreis zur Folge hat. Dieser Ausgleich vollzieht sich bis zur vollständigen Preiskonvergenz, so dass in beiden Märkten der einheitliche Markträumungspreis MCP^* resultiert.

In Abbildung 3.6 ist die Marktkopplung für den Fall begrenzter Übertragungskapazitäten dargestellt [95]. Hierbei darf der Stromexport von Markt A nach Markt B die durch die ATC (vgl. Abschnitt 3.2.1.1) gegebenen Übertragungskapazitäten nicht überschreiten. Entsprechend steigt die zusätzliche Nachfrage in Markt A nur um den Betrag der ATC, was einen erhöhten Markträumungspreis MCP'_A zur Folge hat. In Markt B führt die Verringerung der Nachfrage um den Betrag der ATC zu dem gesunkenen Markträumungspreis MCP'_B , wobei keine vollständige Konvergenz der Preise in beiden Marktgebieten erreicht werden kann. Die Preisdifferenz zwischen den Märkten bestimmt dabei den Wert der Übertragungskapazität bzw. den Engpasspreis [96].

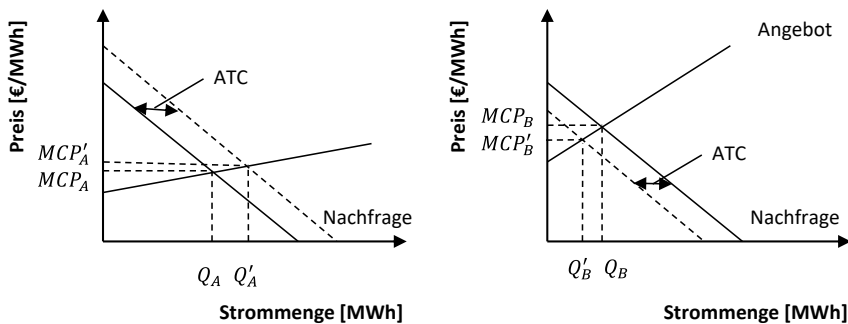


Abbildung 3.6: Marktkopplung mit Engpass [95]

Die Marktkopplung führt über alle Marktgebiete hinweg zu einem optimalen Einsatz von Stromerzeugungstechnologien sowie grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten. Durch die zunehmende Effizienz sinken die durchschnittlichen Elektrizitätspreise im gekoppelten Gesamtmarkt, wodurch die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt maximiert wird.

3.3 Entwicklung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarkts

Die Europäische Union verfolgt seit dem Jahr 1999 das Ziel, die vormals weitestgehend nationalen Elektrizitätsmärkte Europas zu einem einzelnen europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt zusammenzuschließen. In der Richtlinie 2003/54/EG sowie der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates wurden im Jahr 2003 grundlegende Regeln für einen europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt und den Zugang zum grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel definiert. Im Jahr 2009 wurden mit der Richtlinie 2009/72/EG weitreichende Vorgaben zur Kopplung der Elektrizitätsmärkte zu einem europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt ergänzt. Dazu folgten die Gründungen von ACER und ENTSO-E, um stärkere Kooperationen der nationalen Regulierungsbehörden und Übertragungsnetzbetreiber sowie die Ausarbeitung des regulatorischen Rahmens zu forcieren.

3.3.1 Regionale Elektrizitätsinitiativen

Schon vor der Gründung von ACER haben die europäischen Regulierungsbehörden versucht, die internationale Zusammenarbeit zu stärken und die Marktintegration zu fördern. Im Jahr 2006 startete die European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG), die Vorgängerorganisation der ACER, sogenannte Electricity Regional Initiatives, in denen die Zusammenarbeit von nationalen Regulierungsbehörden, Übertragungsnetzbetreibern und Strombörsen intensiviert werden sollte. Hieraus resultierten die in Abbildung 3.7 dargestellten sieben Regionen, in denen unterschiedliche Pilotprojekte im Bereich der Marktintegration und des Engpassmanagements durchgeführt wurden.

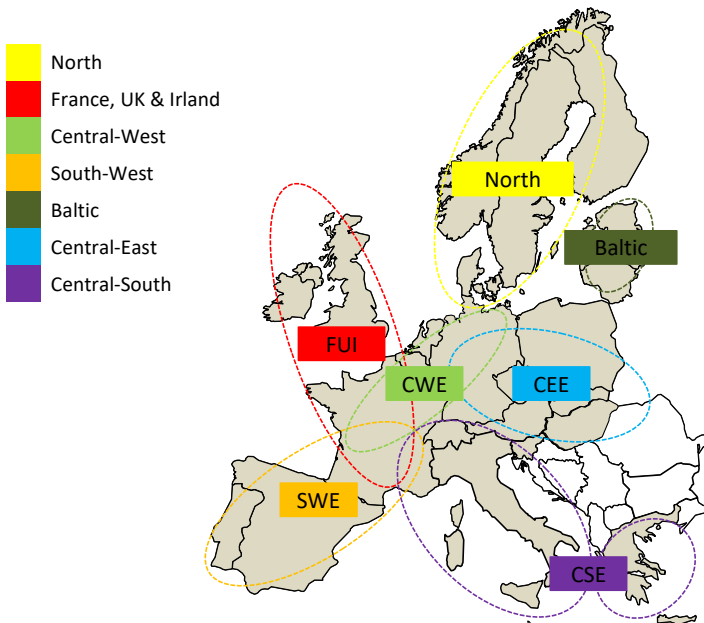


Abbildung 3.7: Sieben ERI-Regionen nach der Definition aus dem Jahr 2006 [97]

Mit der Gründung von ACER wurden die Zielsetzungen der Regional Initiatives angepasst, so dass heute die pan-europäische Dimension verstärkt in den Vordergrund gestellt wird, damit alle Mitgliedsstaaten in den Integrationsprozess eingebunden werden [98]. Zudem soll die enge Zusammenarbeit aller beteiligten Institutionen und Unternehmen bei der verstärkt projektorientierten Implementierung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes gefördert werden. Dazu sollen insbesondere adäquate Regulierungsstrukturen erschaffen werden, um Entscheidungsprozesse zu verbessern. Auf die wichtigsten Projekte in den einzelnen Regionen und die resultierenden Marktkopplungen wird im folgenden Abschnitt eingegangen.

3.3.2 Kopplung der europäischen Day-ahead-Märkte

In den letzten Jahren konnten bereits weitreichende Fortschritte bei der Integration der europäischen Day-ahead-Märkte gemacht werden. Im Jahr 2006 erfolgte die Kopplung der Day-ahead-Märkte Frankreichs, Belgiens und der Niederlande im sogenannten Trilateral Market Coupling (TMC). Im Jahr 2010 folgte die Kopplung von TMC, Deutschland/Österreich und Luxemburg und damit die Etablierung von Central West Europe (CWE). Später im selben Jahr wurde die volumenbasierte Kopplung von CWE mit Skandinavien über das sogenannte Interim Tight Volume Coupling (ITVC) realisiert. In Süd-West-Europa wurden 2010 die Day-ahead-Märkte Spaniens und Portugals zu South Western Europe (SWE) gekoppelt. Im Februar 2014 kam es dann zu der großen Kopplung von CWE mit Großbritannien, Polen, den baltischen Ländern und Skandinavien zu North Western Europe (NWE). Im Mai 2014 folgte der Anschluss von SWE an NWE. Über das 4M Market Coupling wurden im November des Jahres 2014 zudem die Länder Tschechien, Slowakei, Ungarn und Rumänien an NWE gekoppelt. Im Februar des Jahres 2015 erfolgte dann die Kopplung von Italien über Österreich, Frankreich und Slowenien. Mittlerweile wird die aus dem NWE Projekt hervorgegangene Marktkopplung Multi-Regional Coupling (MRC) genannt, die mit dem Stand von Juli 2017 23 Länder umfasst und mehr als 85 % des europäischen Stromverbrauchs abdeckt [99]. Die resultierende Übersicht der bereits gekoppelten Day-ahead-Märkte in Europa ist in Abbildung 3.8 dargestellt [99].

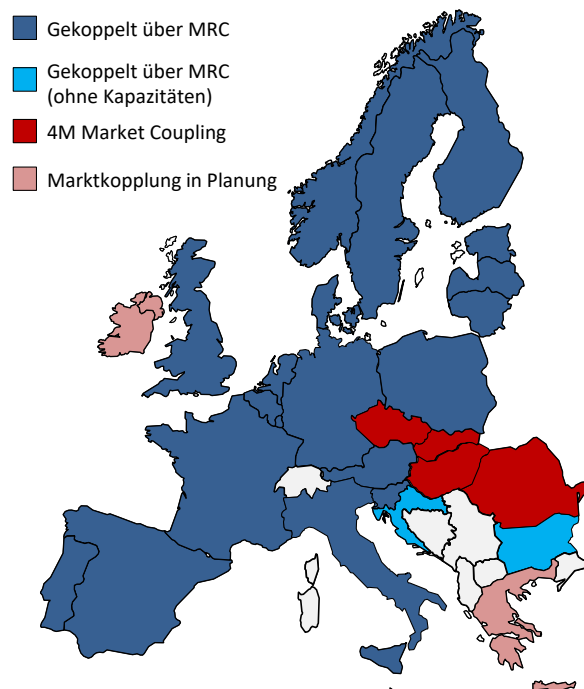


Abbildung 3.8: Stand der pan-europäischen Day-ahead-Markt-Kopplung im Juli 2017 [99]

Die Methodik der Marktkopplung im MRC basiert auf dem im Rahmen des Projektes Price Coupling of Regions (PCR) entwickelten Ansatz [100]. Das PCR Projekt wurde 2009 von den sieben Strombörsen APX, Belpex, EPEX SPOT, GME, Nord Pool, OMIE und OTE mit dem Ziel initiiert, einen gemeinsamen Algorithmus zu entwickeln, der die ordnungsgerechte und transparente Bestimmung von Day-Ahead-Strompreisen und grenzüberschreitenden Flüssen in ganz Europa ermöglicht [101]. Hierzu wurde der gemeinsame EUPHEMIA-Algorithmus entwickelt, dessen Zielfunktion die Wohlfahrtsoptimierung für alle Marktteilnehmer ist [100]. Bei dem PCR-Prozess behalten die teilnehmenden Börsen eine Eigenverantwortung für ihr Marktgebiet und geben anonymisierte Orderbücher an den PCR-Prozess ab. Das Verfahren unterteilt sich in eine Pre-Coupling-, eine Coupling- und eine Post-Coupling-Phase. Zunächst bestimmen die Übertragungsnetzbetreiber die verfügbaren Übertragungskapazitäten, die entweder anhand des NTC-Verfahrens oder flussbasiert ermittelt werden können. In der Coupling-Phase werden die anonymisierten Gebote aus den Märkten zusammengeführt und verfügbare Übertragungskapazitäten allokiert. Das Ergebnis sind die Marktpreise in den einzelnen Marktgebieten, Nettopositionen sowie Stromflüsse auf grenzüberschreitenden Leitungen. In der Post-Coupling-Phase erfolgen die Validierung und Übermittlung der Ergebnisse sowie die Abwicklung und die Begleichung der Positionen.

3.3.3 Kopplung der europäischen Intraday-Märkte

Neben der Kopplung der Day-ahead-Märkte strebt die Europäische Union auf Basis der Verordnung (EU) 2015/1222 der Europäischen Kommission die Etablierung eines einzelnen pan-europäischen Intraday-Marktes an. Hierzu wurde das Pilotprojekt Cross-Border Intraday Market (XBID) gestartet, in dem ein einheitliches Verfahren entwickelt werden soll, das in einem kontinuierlichem Prozess gesammelte Gebote gekoppelter Marktgebiete zusammenführt und simultan Übertragungskapazitäten allokiert. Zu diesem Zweck haben sich Strombörsen und Übertragungsnetzbetreiber aus derzeit 14 Ländern zusammengefunden, um ein gemeinsames IT-System zu implementieren, das die Schnittstelle zwischen den lokalen Handelssystemen der Strombörsen und den Übertragungsnetzbetreibern darstellt [101]. Die ersten lokalen Implementierungsprojekte sind für das Jahr 2018 geplant [99].

4 Modellierung von Energie- und Elektrizitätssystemen

Das Ziel dieses Kapitels ist die Ableitung des bestehenden Entwicklungsbedarfs an einer multiskalaren Modellierung integrierter Energie- und Elektrizitätssysteme. Hierzu werden zunächst verschiedene Zielsetzungen der Systemmodellierung und grundsätzliche Eigenschaften modellbasierter Zukunftsanalysen vorgestellt. Daraufhin wird eine Übersicht über verschiedene Modellierungsansätze und Modellklassen gegeben, wobei im Anschluss auf die typischen Betrachtungsbereiche und Systemgrenzen von Energie- und Elektrizitätssystemmodellen eingegangen wird. Anschließend erfolgen die Beschreibung relevanter Skalen der Modellierung sowie die Einordnung des Begriffs der Multiskalarität. Darauf aufbauend wird der Stand der Modellierung von Energie- und Elektrizitätssystemen anhand eines Vergleichs bestehender Modelle aufgezeigt, aus dessen kritischem Diskurs sich schließlich die Motivation für die Modellentwicklungen im Rahmen dieser Arbeit ableitet.

4.1 Ziele der Energie- und Elektrizitätssystemmodellierung

Bei dem heutigen Energiesystem handelt es sich um ein äußerst komplexes, hochgradig vernetztes, globales System, das durch vielfältige Interdependenzen innerhalb des Systems sowie mit umgebenden Systemen gekennzeichnet ist. Das Elektrizitätssystem stellt dabei einen Teilbereich des Energiesystems dar, der über entsprechend viele Schnittstellen mit anderen Systembereichen verbunden ist. Jeder Schritt entlang der diversen Pfade der Extraktion und Bereitstellung von Primärenergie, des Energietransports, der Energieumwandlung und der Erbringung von Energiedienstleistungen ist potenziell mit Ressourcenverbrauch, Landnutzung, Umweltverschmutzungen, Treibhausgasemissionen und gesellschaftlichen Herausforderungen verbunden [102]. Hierdurch besteht einerseits die Gefahr von negativen Auswirkungen auf Umwelt, Ökosystem, Klima und Gesellschaft, andererseits ergeben sich auch vielfältige Chancen für eine positive gesellschaftliche und wirtschaftliche Entwicklung [102]. Einer möglichst optimalen Auslegung des Energiesystems unter Berücksichtigung der verschiedenen genannten Aspekte kommt daher eine herausragende Bedeutung zu.

Die Nachbildung des Energie- bzw. Elektrizitätssystems anhand von Modellen und deren Berechnung mittels Computern stellt eines der wesentlichen Hilfsmittel dar, um ein besseres Verständnis für das System, die Systemkomponenten und deren Wirkzusammenhänge zu gewinnen. Der Einsatz computergestützter Methoden wird dabei vor allem aufgrund der hohen Komplexität der betrachteten Systeme notwendig. Aus rein akademischer Sicht ist hierdurch bereits die Motivation der Systemmodellierung begründet.

Ein auf diese Weise erlangtes umfassendes Systemverständnis und die einhergehende Strukturierung des Systems sind zudem Grundvoraussetzungen dafür, um z.B. Gutachten für statistische und administrative Zwecke erstellen zu können [103]. Ein Beispiel für solche Gutachten sind die Politiksznarien im Auftrag des Umweltbundesamts (vgl. [104]), die als Grundlage der nationalen Berichterstattung der Bundesrepublik Deutschland nach Artikel 12 der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen dienen [103].

Ein wesentliches Ziel der Energiesystemmodellierung besteht in der Erstellung methodenbasierter Zukunftsanalysen, anhand derer die Konsequenzen bestimmter Systementwicklungen erfasst bzw. notwendige Schritte zum Erreichen einer gewünschten Systemauslegung aufgezeigt werden können. Zu typischen Auftraggebern von solchen Zukunftsanalysen gehören u.a. Regierungen und Behörden (vgl. z.B. [105-112]), private Unternehmen der Energiewirtschaft (vgl. z.B. [113, 114]) oder auch Umwelt- und Interessenverbände (vgl. z.B. [115-119]). Die Auftraggeber der Analysen bzw. Studien können insbesondere am Erkenntnisgewinn aber auch an der Legitimation ihres politischen oder wirtschaftlichen Handelns interessiert sein [103, 120]. Für privatwirtschaftliche Unternehmen steht vor allem die Entscheidungsunterstützung in einem gegebenen regulatorischen Umfeld im Vordergrund [121]. Dies betrifft z.B. Investitionsentscheidungen für neu zu errichtende Kapazitäten oder auch Einsatzentscheidungen für bereits bestehende Kapazitäten. Hierfür kommen insbesondere Marktanalysen zum Einsatz, anhand derer vor allem die eigene Marktpositionierung evaluiert wird. Studien für Behörden und Regierungen untersuchen dagegen oftmals den Einfluss veränderter regulatorischer Vorgaben, wobei Auswirkungen auf den gesamten Markt bzw. das ganze System und weniger auf einzelne Marktteilnehmer im Vordergrund stehen [121]. Ein prägnantes Beispiel für die Nutzung modellbasierter Zukunftsanalysen als Unterstützung und Legitimation von politischen Entscheidungen sind die begleitenden Szenarienrechnungen des Energiekonzepts der deutschen Bundesregierung aus dem Jahr 2010, die wesentlich zur Zielformulierung der deutschen Energiepolitik beigetragen haben [2, 107].

Die Erstellung von Studien kann aber auch dem Zweck der Teilnahme am gesellschaftlichen Diskurs dienen, sei es zur Präsentation eigener Forschungsergebnisse oder zur Formulierung und Verbreitung eigener Standpunkte und Überzeugungen [103]. Letzteres trifft insbesondere auf die Studien von Umwelt- und Interessenverbänden zu.

Trotz bestehender Überschneidungen bieten sich für die verschiedenen Fragestellungen durchaus unterschiedliche Herangehensweisen und Modellierungsansätze an [121]. Auf einige der wichtigsten Unterscheidungsmerkmale wird in den folgenden Abschnitten eingegangen.

4.2 Charakteristika von Zukunftsanalysen und Modellierungsansätzen

In diesem Abschnitt werden grundlegende Charakteristika von Zukunftsanalysen und Modellierungsansätzen vorgestellt. Zunächst erfolgt eine Abgrenzung des Prognosebegriffs vom Szenariobegriff. Anschließend wird der Unterschied zwischen normativen und explorativen Szenarien beschrieben. Die Bestimmung der Systemzustände und deren Entwicklung hängt zudem davon ab, mit welcher zeitlichen Voraussicht das System ausgelegt wird. Auf die Unterscheidung von intertemporalen und myopischen Ansätzen wird daher im Anschluss eingegangen.

4.2.1 Prognose versus Szenario

Das Verständnis von der Aussagekraft modellbasierter Zukunftsanalysen hat mit der Zeit einen deutlichen Wandel durchlaufen, der sich auch in der Schärfung der genutzten Begrifflichkeiten widerspiegelt. Während der Anfänge energiesystematischer Zukunftsanalysen, etwa bis Anfang der 1970er Jahre, hatten entsprechende Veröffentlichungen vor allem kategorische Prognosen zum Inhalt [103, 122]. Hierbei handelte es sich um Aussagen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des Energiesystems, die weitestgehend deterministisch und ohne Bedingungen für deren Eintritt formuliert wurden [103]. In der Folge hat sich aufgrund eines unsteter werdenden energiepolitischen Umfelds und der geringen Treffsicherheit der gestellten kategorischen Prognosen zunehmend die Erkenntnis durchgesetzt, dass belastbare, wissenschaftliche Aussagen nur durch konditional formulierte Prognosen möglich sind [103, 122, 123]. Das Eintreten eines zukünftigen Systemzustandes wird demnach als mögliche Konsequenz erfüllter Annahmen und Bedingungen verstanden. Die vollständige Abgrenzung vom Begriff der kategorischen Prognose mündet in dem Begriff des Szenarios, der den possibilistischen und konditionalen Eigenschaften der Zukunftsanalyse Rechnung trägt. Der Begriff der Prognose wird in diesem Zusammenhang allenfalls noch für Szenarien verwendet, denen die größte Eintrittswahrscheinlichkeit unter allen anderen Szenarien zugesprochen wird.

Szenarien werden somit als in sich konsistente, dem relevanten Hintergrundwissen nach plausible Zukunftsentwürfe verstanden, deren Eintritt von definierten Annahmenbündeln abhängig ist [124]. Zu den grundlegenden Annahmen, die in einem zugehörigen Rahmenszenario beschrieben werden, gehören z.B. Angaben zu der unterstellten Bevölkerungsentwicklung oder der Entwicklung der Primärenergieträgerpreise an den Weltmärkten. Das einzelne Szenario entspricht dann einem möglichen zukünftigen Systemzustand bzw. Zustandsverlauf, der einen Vergleichspunkt für Sensitivitätsbetrachtungen und Variationsrechnungen darstellt [102]. Durch die Erstellung und den Vergleich verschiedener Szenarien kann dann beispielsweise ein Möglichkeitsraum alternativer Zukunftsentwürfe aufgespannt

werden, in dem einzelne Lösungsansätze z.B. hinsichtlich ihrer Robustheit gegen verschiedene Systementwicklungen analysiert werden können.

4.2.2 Normativ versus explorativ

Eine grundsätzliche Klassifizierung von Szenarien kann durch die Unterscheidung von normativen und explorativen Szenarien erfolgen [125-128].

Normative Szenarien basieren auf konkreten Zielvorstellungen von der Zukunft und resultieren aus Fragestellungen im Sinne von „Wie soll die Zukunft aussehen?“ oder „Wie lässt sich eine erstrebenswerte Zukunft erreichen?“ [125]. Hierzu werden Zukünfte und die zugehörigen Systemzustände identifiziert und z.B. hinsichtlich ihrer Umsetzbarkeit oder zu erwartender Implikationen analysiert [125]. Dies kann zunächst losgelöst vom gegenwärtigen Systemzustand geschehen. Entsprechende Analysen werden z.B. als Visionen bezeichnet, da sich diese durch den Fokus auf den Zielzustand des Systems auszeichnen [102]. Die so ermittelten Zukunftsentwürfe können anschließend als Startpunkt einer rückwärtsgerichteten Entwicklung des Systems in Richtung Gegenwart dienen, was auch als Backcasting bezeichnet wird [125]. Das Szenario zeigt dann auf, welche Schritte notwendig sind, um den gewünschten zukünftigen Systemzustand zu erreichen. Solche Analysen werden auch als Roadmap bezeichnet und eignen sich insbesondere zur Entwicklung von Strategien bei festgelegter Zielsetzung [102, 125]. Ein Beispiel für einen normativen, zielgerichteten Entwurf für die Transformation des Energiesystems stellt das Innovationsszenario der Studie „Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken“ dar, in dem strategische Ziele vorab festgelegt und Maßnahmen zum Erreichen dieser Ziele anhand von Modellrechnungen abgeleitet werden [115].

Explorative oder auch deskriptive Szenarien haben dagegen die Gegenwart als Startpunkt und beschreiben die zukünftige Entwicklung unabhängig von expliziten Zielvorstellungen [125]. Vielmehr wird untersucht, wie sich ein System unter angenommenen Bedingungen, z.B. als Reaktion auf Politikmaßnahmen oder durch technologischen Fortschritt, entwickeln wird. Die zugrunde liegenden Fragestellungen gestalten sich entsprechend der Art: „Was würde passieren, wenn ...?“ [125]. Der Endzustand der Systemtransformation ergibt sich demnach aus dem Szenario bzw. Modell selbst und ist nicht vorab festgelegt [102]. Das Vorgehen wird daher auch als Forecasting bezeichnet. Dabei sei angemerkt, dass explorative Szenarien, z.B. durch die getätigten Rahmenannahmen und den gewählten Betrachtungsbereich, zumindest implizit auch normative Züge aufweisen [125].

4.2.3 Intertemporal versus myopisch

Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal von Szenarien und genutzten Modellierungsansätzen ist die zeitliche Voraussicht, mit der die Bestimmung zukünftiger Systemzustände erfolgt. Hierbei kann zwischen intertemporaler und myopischer Voraussicht unterschieden werden [102].

Bei einem intertemporalen Ansatz wird der gesamte Zeithorizont des Szenarios in einem einzigen Schritt simultan betrachtet [102]. Aufgrund der perfekten Voraussicht auf zukünftige Entwicklungen wird dieser Ansatz auch als Perfect-Foresight-Ansatz bezeichnet. Das Modell hat somit die Möglichkeit, frühzeitig Maßnahmen zu ergreifen, um das System auf angenommene Entwicklungen, z.B. steigende Primärenergieträgerpreise, einzustellen. Da auch der Endzustand der Systementwicklung Teil des Lösungshorizonts ist und entsprechend vorgegeben werden kann, eignet sich dieser Ansatz insbesondere für normative Szenarien.

Der myopische, kurzsichtige Ansatz hingegen unterteilt den Zeithorizont des Szenarios in einzelne Perioden, die sequenziell dynamisch betrachtet werden. Dieser wird daher auch als Time-Step-Ansatz bezeichnet. Jede dieser Perioden wird geschlossen berechnet, wobei die Rechenergebnisse an die nächste Periode weitervererbt werden, um einen kontinuierlichen Verlauf der Systemzustände zu gewährleisten. Der Umfang des einzelnen Rechenproblems ist gegenüber dem des Perfect-Foresight-Ansatzes folglich deutlich reduziert, wobei entsprechend mehrere Rechenprobleme nacheinander zu lösen sind [102]. Bei dem myopischen Ansatz fließen keine Informationen aus späteren Perioden in frühere Perioden ein, so dass z.B. zum Zeitpunkt einer Investition keine Gewissheit darüber vorliegt, ob sich diese in zukünftigen Perioden wirklich auszahlen wird [102]. Im Gegensatz zum intertemporalen Ansatz lassen sich dadurch die Auswirkungen nicht vorhersehbarer Entwicklungen, wie z.B. plötzlich auftretender Preisschocks, untersuchen. Der Ansatz ist daher vor allem für explorative Szenarien geeignet.

4.3 Modellierungsansätze und Modellklassen

Bei der Modellierung von Energie- und Elektrizitätssystemen haben sich für die verschiedenen Fragestellungen unterschiedliche Sichtweisen auf das System etabliert. Diese resultieren in verschiedenen Modellierungsansätzen und Modellklassen, die im Allgemeinen in Top-Down- und Bottom-Up-Ansätze unterteilt werden können [102, 103, 129, 130]. Zusätzlich existieren vereinzelt auch Ansätze, die Aspekte beider Sichtweisen und unterschiedliche Modellklassen in sich vereinen und daher nicht eindeutig zuzuordnen sind [121]. Im Folgenden werden die am häufigsten vorkommenden Modellklassen im Bereich der Energie- und Elektrizitätssystemmodellierung vorgestellt.

4.3.1 Top-down-Modelle

Top-down-Modelle zeichnen sich durch eine ökonomisch orientierte Abbildung von Systemen aus, wobei die gesamte Volkswirtschaft mit den verschiedenen Wirtschafts- und Produktionsbereichen betrachtet wird [103]. Zusätzlich zu unmittelbar energierelevanten Sektoren werden demnach in der Regel auch nicht-energetische Bereiche erfasst. Bei diesem Ansatz stehen vor allem Güter- und Faktoraus-tausche zwischen den einzelnen Sektoren im Fokus [131]. Die Modelle weisen entsprechend einen hohen technologischen Aggregationsgrad auf, so dass die Herstellung eines Gutes, z.B. im Bereich der industriellen Produktion oder energetischen Umwandlung, vornehmlich durch Produktionsfunktionen beschrieben wird, wobei Potenziale für Prozess- oder Energieträgersubstitutionen anhand von Substitutionselastizitäten und Faktorwertanteilen bestimmt werden können [102, 132]. Zu den typischen Top-down-Modellen gehören u.a. die im Folgenden beschriebenen Input-Output-Modelle sowie Allgemeine Gleichgewichtsmodelle [121, 133, 134].

4.3.1.1 Input-Output-Modelle

Input-Output-Modelle basieren auf Tabellen, in denen die Produktion mit den eingesetzten Vorprodukten und Produktionsfaktoren (z.B. Arbeit, Kapital, Energie) auf der Inputseite und der Verbrauch auf der Outputseite für die verschiedenen Wirtschaftszweige gemäß der Prinzipien makroökonomischer Bilanzierung erfasst werden [121]. Die Parameterbestimmung der Modelle erfolgt in der Regel auf Basis von historischen Daten wie z.B. der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung. Die Koeffizienten der so erstellten Input-Output-Matrix beschreiben entsprechend den aus der Vergangenheit abgeleiteten Zusammenhang zwischen Produktion und Verwendung eines Gutes, der für die zukünftige Entwicklung auf Basis ökonometrischer Schätzungen fortgeschrieben, exogen variiert oder beibehalten wird [102]. Auch aufgrund des hohen Aggregationsgrades ist es entsprechend problematisch, den technologischen Fortschritt einzelner Techniken, Politikwechsel und Änderungen in Verhaltensweisen sowie den sich dadurch ändernden Zusammenhang von In- und Output adäquat abzubilden, so dass Input-Output-Modelle eher für kurz- bis mittelfristige Szenarien geeignet sind [121, 133].

4.3.1.2 Allgemeine Gleichgewichtsmodelle

Allgemeine Gleichgewichtsmodelle basieren auf der allgemeinen Gleichgewichtstheorie, die eine Vertiefung der neoklassischen Wirtschaftstheorie darstellt [103, 135]. Der Theorie nach wird unter der Voraussetzung eines vollständigen Wettbewerbs angenommen, dass sich Angebot und Nachfrage in den verschiedenen Bereichen der Volkswirtschaft über flexible Preise und Mengen ausgleichen. Für die unterschiedlichen Marktteilnehmer werden dafür preisabhängige Nachfrage- bzw. Angebotsfunk-

tionen beschrieben, wobei jeweils eine mikroökonomische Nutzen- bzw. Gewinnoptimierung unterstellt wird [103, 132]. Die Modelle ermitteln dann ein Gleichgewicht aus dem verfügbaren Einkommen der Konsumenten und den Ausgaben für verschiedene Güter und Dienstleistungen, wobei deren gegenseitiges Substitutionspotential über Elastizitäten beschrieben wird [102]. Energie stellt in allgemeinen Gleichgewichtsmodellen einen Produktionsfaktor dar [121]. Die Modelle werden daher z.B. dazu eingesetzt, den Einfluss steigender Energiepreise auf die industrielle Produktion oder die Beschäftigung in verschiedenen Sektoren zu untersuchen [121]. Partielle Gleichgewichtsmodelle erzielen ebenfalls einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage durch flexible Preise, allerdings nicht für die gesamte Volkswirtschaft, sondern nur für einzelne Sektoren und eine beschränkte Anzahl von Gütern [102]. Die Preise für Güter aus nicht-erfassten Sektoren müssen in diesem Fall ebenso wie Preise für importierte Güter exogen vorgegeben werden.

4.3.2 Bottom-up-Modelle

Bottom-up-Modelle zeichnen sich durch eine technologisch orientierte Abbildung von Systemen aus, in der die einzelnen Technologien anhand detaillierter technischer und ökonomischer Eigenschaften beschrieben werden. Der prozessanalytische Ansatz erlaubt eine differenzierte Evaluierung technologischer Entwicklungen, wohingegen makroökonomische Rückwirkungen zumeist vernachlässigt werden [102, 136]. Entsprechend werden z.B. Brennstoffpreise oder auch die Nachfragen nach Energiedienstleistungen in der Regel nicht endogen ermittelt, sondern exogen vorgegeben oder aus Top-down-Modellen abgeleitet. Zu den wichtigsten Vertretern der Bottom-up-Modelle gehören die im Folgenden beschriebenen Optimierungsmodelle und Simulationsmodelle [136].

4.3.2.1 Optimierungsmodelle

In Optimierungsmodellen wird das betrachtete System durch eine Zielfunktion und ein Bündel von Nebenbedingungen beschrieben, die sich aus einer Vielzahl von Strukturvariablen und Koeffizienten zusammensetzen. Anhand von Algorithmen, wie z.B. dem Simplex-Algorithmus im Fall von linearen Problemen (vgl. Abschnitt 5.4.3), wird die Zielfunktion unter Einhaltung der Restriktionen optimiert, wobei das Optimierungskalkül z.B. der Kostenminimierung, Gewinnmaximierung oder Wohlfahrtsmaximierung entsprechen kann. Dabei erlauben Verfahrenserweiterungen wie z.B. die Fuzzy-Optimierung auch eine multikriterielle Optimierung, bei der mehrere Zielgrößen bei der Ermittlung des Optimums berücksichtigt werden [137, 138]. Das Ergebnis entspricht dann nicht einem einzelnen Optimum, sondern optimalen Pareto-Fronten aus unterschiedlichen Lösungen, die jeweils von keiner anderen Lösung dominiert werden [121].

Die wesentlichen Vorteile der Optimierung liegen in der Transparenz und Nachvollziehbarkeit des Ansatzes sowie der Möglichkeit einer detaillierten und einfach anzupassenden Abbildung von Technologien und deren systematischer Einbettung. Die Modelle können daher relativ problemlos an eine Vielzahl von Fragestellungen angepasst werden. Für betrachtete Märkte wird bei der Optimierung in der Regel von einem perfekten Wettbewerb mit vollständiger Konkurrenz und vollständiger Information der Marktteilnehmer ausgegangen¹⁶ [121]. Die Rechenergebnisse werden daher nicht von mitunter schwer nachvollziehbaren Artefakten überlagert, die sich in anderen Modellansätzen, z.B. aufgrund von Akteursverhalten, ergeben können [121]. Gleichsam kann es ein Nachteil sein, dass ein in der Realität auftretendes, individuell abweichendes Akteursverhalten, das sich z.B. aus unsymmetrischer Information oder in oligopolistischen Märkten ergeben kann, für gewöhnlich nicht abgebildet wird [121]. Eine problematische Eigenart von Optimierungsmodellen besteht zudem darin, dass aus konkurrierenden Technologieoptionen bei fehlenden Beschränkungen ausschließlich diejenige gewählt wird, die den besten Zielfunktionswert hervorbringt. Der auch als „Penny switching“ bezeichnete Effekt führt dazu, dass minimale Änderungen der Eingangsgrößen sehr große Auswirkungen auf die Ergebnisse haben können [139]. Um diesem Effekt zu begegnen, müssen ggf. zusätzliche Restriktionen und Mechanismen abgebildet werden, die z.B. den Notwendigkeiten und Synergiepotentialen von Technologiemixen Rechnung tragen [102].

4.3.2.2 Simulationsmodelle

Im Gegensatz zu Optimierungsmodellen werden in Simulationsmodellen nicht zwingend optimale Zustände angestrebt [102, 121]. Vielmehr basiert die Systemauslegung auf festgelegten Regeln oder vorgegebenen Handlungsoptionen, wobei sich die zeitliche Entwicklung in der Regel aus aufeinander folgenden Entscheidungsfindungen (z.B. Bietrunden) bzw. Rechnungen ergibt [102]. Dabei kann es sich bei den Regeln, auf denen die Entscheidungsfindung basiert, auch um physikalische Gesetzmäßigkeiten handeln. Zu den Simulationsmodellen gehören demnach z.B. auch Stromnetzmodelle, deren Berechnungen auf den Kirchhoffschen Gleichungen basieren (vgl. Abschnitt 4.4.2.3). Weitere bekannte Vertreter der Simulationsmodelle sind systemdynamische und agentenbasierte Modelle, die im Folgenden kurz vorgestellt werden [136, 140].

In systemdynamischen Modellen werden die Wirkzusammenhänge zwischen den einzelnen Systemkomponenten anhand von Differentialgleichungen unter Berücksichtigung der zeitlichen Entwicklung beschrieben [136]. Die sich einstellenden Systemzustände ergeben sich durch das Zusammenspiel der

¹⁶ Stochastische Ansätze wie die zweistufige stochastische Optimierung mit Kompensation erlauben jedoch auch die Abbildung unvollständiger Informationen und Unsicherheiten, z.B. bei ungewissen Preisentwicklungen oder im Fall von stochastischen Wettereinflüssen.

abgebildeten Wirkmechanismen und nicht etwa aus einer Zielfunktion mit Nebenbedingungen, wie es bei Optimierungsmodellen der Fall ist [140]. Auf diese Weise können Marktimperfectionen, strategisches Verhalten oder auch Anpassungsprozesse abgebildet werden [140]. Erfolgt die Identifizierung der Wirkzusammenhänge anhand einer Kalibrierung an einem existierenden System, muss darauf geachtet werden, dass diese Wirkzusammenhänge ggf. nicht ohne weiteres in die Zukunft fortgeschrieben werden können [102, 140]. Aus diesem Grund sind z.B. die Annahmen für zukünftiges Akteursverhalten bei langfristigen Betrachtungen kritisch zu hinterfragen [136].

Bei der agentenbasierten Simulation werden einzelne Marktakteure und ihre jeweiligen Strategien abgebildet. Die als Agenten bezeichneten Marktakteure verfügen über die Fähigkeit, die umgebene Systementwicklung zu erfassen und daraufhin ihre eigene Verhaltensweise strategisch anzupassen [121, 140]. Hierzu können sie autonom handeln und mit anderen Agenten interagieren, um die individuell erfolgreichste Verhaltensstrategie zu entwickeln [121]. Der Ansatz eignet sich insbesondere für die Abbildung von Eintrittsbarrieren, asymmetrischer Information, Marktimperfectionen und Marktmacht [121]. Ein möglicher Untersuchungsgegenstand von agentenbasierten Simulationen ist daher z.B. das Verhalten von Energieversorgern in oligopolistischen Märkten.

4.4 Betrachtungsbereiche und Systemgrenzen

Die Entwicklung eines Modells orientiert sich an der Fragestellung und den sich ergebenden Betrachtungsbereichen, die für eine Untersuchung zu analysieren und berücksichtigen sind. Hierunter fallen nicht nur die Systembereiche, in denen interessierende Auswirkungen zu beobachten sind, sondern auch jene, die einen Einfluss auf das Untersuchungsergebnis haben können. Aufgrund der Komplexität realer Energie- und Elektrizitätssysteme sowie den vielfältigen Abhängigkeiten der einzelnen Systemkomponenten werden dabei jedoch Abgrenzungen und Aggregationen vorgenommen, um die Umsetzbarkeit und Praktikabilität eines Modells zu wahren. Eine wesentliche Herausforderung der Modellierung besteht entsprechend darin, dass vorgenommene Vereinfachungen keine unzulässig großen Abweichungen von den realen Zusammenhängen darstellen. Im Folgenden wird unterteilt nach Energiesystemmodellen und spezifischen Modellen für den Elektrizitätssektor beschrieben, welche verschiedenen Betrachtungsbereiche und Systemgrenzen sich für die verschiedenen Fragestellungen etabliert haben und welche Aggregationen und Abgrenzungen typischerweise vorgenommen werden.

4.4.1 Energiesystem

Für die Analyse von Energiesystemen kommen sowohl ökonomisch orientierte Top-down-Modelle als auch technologisch orientierte Bottom-up-Modelle zum Einsatz.

In den auch als Energiewirtschaftsmodellen bezeichneten Top-down-Modellen zur Analyse des Energiesystems wird die ökonomische Struktur des Energiesystems als ein Teilbereich der Volkswirtschaft betrachtet [132]. Der Betrachtungsbereich variiert mit dem Umfang der berücksichtigten volkswirtschaftlichen Sektoren, wohingegen der Detailgrad der Modellierung vor allem von der Auflösung der unterschiedlich stark aggregierten Gütergruppen im Produktionsbereich abhängt [103]. Die räumliche Auflösung orientiert sich in der Regel an der Auflösung von statistisch erfassten volkswirtschaftlichen Kennzahlen und entspricht demnach häufig der nationalen Ebene, wobei auch mehrere Länder in einer multilateralen Betrachtung berücksichtigt werden können. Die zeitliche Auflösung orientiert sich für gewöhnlich an den Berichtszeiträumen statistischer Erhebungen und beträgt daher typischerweise ein Jahr. Für die Beschreibung der zeitlichen Entwicklung werden entsprechend mehrere Stützjahre betrachtet.

Bei den klassischen Energiesystemmodellen handelt es sich um Bottum-up-Modelle, die auf das Energiesystem fokussieren und von den weiteren Bereichen der Volkswirtschaft bzw. umgebenden Systemen über fixierte oder flexible Austauschmöglichkeiten abgegrenzt sind [102, 141]. In Energiesystemmodellen wird die Struktur des Energiesystems mit den verschiedenen Techniken zur Gewinnung und Verteilung von Primärenergie, den Techniken im Umwandlungsbereich sowie den Nachfragetechniken in den einzelnen Endenergiesektoren betrachtet. Die Techniken werden für gewöhnlich als Black-Box-Modell anhand grundlegender Eigenschaften wie z.B. Kosten und Lebensdauern sowie Ein- und Ausgangsgrößen beschrieben, wobei einzelne technische Einheiten teilweise zu repräsentativen Technikplatzhaltern aggregiert werden, um die Komplexität zu reduzieren. Die Techniken sind in Form eines gerichteten Graphen auf Basis der physikalischen Zusammenhänge über Stoff- und Energieflüsse miteinander verbunden [140]. Die Nachfrage nach Energiedienstleistungen ergibt sich entsprechend der Systemabgrenzung in der Regel aus exogenen Vorgaben. Eine geografische Zuordnung von Systembereichen kann durch die Definition von Regionen bzw. Marktgebieten erfolgen. Innerhalb von Regionen wird dagegen in der Regel keine weitere regionale Differenzierung berücksichtigt, so dass die räumliche Auflösung durch die Anzahl der abgebildeten Regionen gegeben ist. Die zeitliche Dimension wird in Energiesystemmodellen aufgrund der oftmals langfristigen Untersuchungshorizonte typischerweise durch Stützjahre und repräsentative Situationen innerhalb der Stützjahre, z.B. Typtage bzw. Zeitscheiben, beschrieben. Für jede dieser Situationen liegen dann spezifische Bedingungen und Nachfragen vor. Beispielsweise werden für den in Energiesystemmodellen abgebildeten Elektrizitätssektor in der Regel zeitscheibenspezifische Nachfragedauerlinien für Elektrizität ermittelt, für deren Deckung der Einsatz der Stromerzeugungskapazitäten unter Berücksichtigung zeitscheibenspezifischer Restriktionen bestimmt wird. Dabei wird von konkreten Zeitverläufen bzw. Zeitreihen abstrahiert, so dass einer der wesentlichen Nachteile des Ansatzes darin besteht, dass innerhalb der Zeitscheiben zeitliche Kor-

relationen aufgrund von Aggregationen verloren gehen. Dies kann z.B. dazu führen, dass Systemanforderungen hinsichtlich der Integration fluktuierender erneuerbarer Energien nur unzureichend bzw. lediglich über Umwege abgebildet werden können. Hierdurch kann z.B. der tatsächliche Bedarf an erforderlicher Systemflexibilität oder auch gesicherter Leistung unterschätzt werden, was kritische Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit des zugrunde liegenden Systems haben kann.

4.4.2 Elektrizitätssystem

Für sektorspezifische Untersuchungen werden häufig spezielle Sektormodelle entwickelt, die von den anderen Sektoren abgegrenzt sind und lediglich Schnittstellen zu umgebenden Sektoren aufweisen. Elektrizitätssystemmodelle bilden mitunter Techniken zur Stromerzeugung, -verwendung, -übertragung und -verteilung, deren systemische Einbettung sowie zugrunde liegende Marktcharakteristiken ab. Je nach Betrachtungsbereich kann der Fokus dabei auf einzelnen technischen Einheiten bis hin zu dem gesamten Elektrizitätssystem liegen. Die Konzentration auf den Elektrizitätssektor erlaubt gegenüber gesamtsystematischen Betrachtungen eine detailliertere Abbildung von Marktcharakteristiken, Infrastrukturbedingungen sowie zeitlichen, räumlichen und technologischen Abhängigkeiten [141]. Intersektorale Abhängigkeiten werden dagegen häufig stark vereinfacht abgebildet bzw. exogen vorgegeben. Bei der zunehmenden Verflechtung insbesondere des Elektrizitätssektors birgt dies die Gefahr, dass intersektorale Wechselwirkungen nicht adäquat erfasst werden. Aus diesem Grund werden Elektrizitätssystemmodelle vermehrt um die Abbildung besonders eng verknüpfter Sektoren wie z.B. den Wärmesektor ergänzt. Eine wichtige Rolle bei der Wahl des Ansatzes zur Modellierung von Elektrizitätssystemen spielt der zeitliche Betrachtungsbereich, da dieser in der Regel verschiedene Entscheidungsgrößen und Modellierungsansätze in den Vordergrund stellt [130]. Während in der langfristigen Perspektive vor allem Investitionsentscheidungen von Interesse sind, liegt der Fokus in der kurz- bis mittelfristigen Sicht auf Einsatzentscheidungen für bestehende Kapazitäten [121, 130]. Hieraus ergibt sich z.B. die Unterscheidung von Investitionsplanungs- und Einsatzplanungsmodellen in der Stromerzeugung und -verwendung, auf deren typische Betrachtungsbereiche und Systemgrenzen im Folgenden eingegangen wird [121]. Anschließend werden verschiedene Ansätze zur Modellierung von Stromnetzen in Energie- und Elektrizitätssystemmodellen gesondert vorgestellt.

4.4.2.1 Investitionsplanungsmodelle

Aufgrund aufwendiger Genehmigungsverfahren, langwieriger Bauphasen sowie hoher Investitionen bei gleichzeitig langen technischen Lebensdauern ist die Investitionsplanung in der Energiewirtschaft zumeist durch langfristige Planungshorizonte geprägt, die sich über mehrere Dekaden ziehen können.

Aus diesem Grund weisen Investitionsplanungsmodelle zumeist ebenfalls einen langfristigen Planungshorizont auf. Ausnahmen sind Modelle, in denen z.B. erforderliche Kapazitäten zur Erfüllung einer Versorgungsaufgabe für ein einzelnes Stützjahr ermittelt werden. Diese kommen z.B. in Szenarien zum Einsatz, bei denen visionäre Zukunftsentwürfe unabhängig von Entwicklungs- und Ausbaupfaden betrachtet werden. Der Detailgrad der Abbildung von Techniken kann in Investitionsplanungsmodellen mitunter relativ hoch sein, z.B. wenn das gesamte Marktumfeld mit den einzelnen technischen Einheiten betrachtet wird [121]. Insbesondere für große oder mehrere Marktgebiete bzw. Regionen resultiert hieraus die Schwierigkeit, dass die Komplexität der Planungsaufgabe bei Berücksichtigung aller relevanten Entscheidungsvariablen stark ansteigen kann [121]. Zur Komplexitätsreduktion wird die zeitliche Entwicklung daher in der Regel ähnlich wie bei Energiesystemmodellen auf Basis von repräsentativen Situationen bzw. Zeitscheiben für die verschiedenen Stützjahre beschrieben [121]. Dies führt dazu, dass der Technikeinsatz und die zugrunde liegenden Marktmechanismen oftmals vereinfacht abgebildet werden [121]. Dabei ist die Ermittlung der zu erwartenden Einsatzzeiten und Auslastungen der Techniken wichtig, um die erzielbaren Erträge und damit die Wirtschaftlichkeit der Investition abschätzen zu können. Eine zu ungenaue Abbildung des Technikeinsatzes birgt die Gefahr, dass zu erwartende Einsatzzeiten überschätzt werden können, was gleichsam eine Überschätzung der Wirtschaftlichkeit einer Investition zur Folge haben kann. Für eine detailliertere Ermittlung des Technikeinsatzes existieren daher spezielle Einsatzplanungsmodelle, auf die im Folgenden eingegangen wird.

4.4.2.2 Einsatzplanungsmodelle

Einsatzplanungsmodelle werden vorwiegend für kurz- bis mittelfristige Planungshorizonte eingesetzt, die üblicherweise von Stunden und Tagen bis zu einem Jahr reichen [121]. Wichtige Parameter, die sich aus längerfristigen Planungen ergeben, wie z.B. Kraftwerkskapazitäten oder Netzinfrastrukturen, werden bei der Einsatzplanung in der Regel exogen vorgegeben [121]. Da Stromnachfragen in der Vergangenheit relativ unflexibel und gut prognostizierbar waren, liegt der Fokus der Modelle häufig auf der Einsatzplanung bestehender Stromerzeugungskapazitäten. Mit der stärkeren Marktdurchdringung flexibler Stromnachfragetechniken wie Power-to-gas oder Demand-Side-Management gewinnt die detaillierte Abbildung der Nachfragetechniken jedoch zunehmend an Bedeutung. Einsatzplanungsmodelle weisen für gewöhnlich einen sehr hohen Detailgrad bei der Abbildung von Techniken, wechselseitigen Abhängigkeiten sowie Marktmechanismen auf. Hierzu ist insbesondere die zeitliche Auflösung im Vergleich zu Investitionsplanungsmodellen in der Regel deutlich erhöht, so dass intertemporale Bedingungen beim Technikeinsatz detailliert abgebildet werden können [121]. Häufig wird die zeitliche Entwicklung hierzu auf Basis von hoch aufgelösten Zeitreihen beschrieben, bei denen zeitliche Korrelationen gewahrt bleiben. Im Fall von Kraftwerken können so z.B. wichtige intertemporale Betriebsbedingungen wie Leistungsgradienten oder An- und Abfahrvorgänge abgebildet werden. Ebenso kann der

zeitliche Verlauf der Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien erfasst werden, ohne dass durch Aggregationen wichtige natürliche Eigenschaften der Einspeisezeitreihen verloren gehen. Trotz der kurz- bis mittelfristigen Planungshorizonte führt die detaillierte Abbildung des Elektrizitätssystems unter Berücksichtigung der Vielzahl von Entscheidungsvariablen oftmals zu einer sehr hohen Komplexität von Einsatzplanungsmodellen. Aus diesem Grund spielen neben den unterschiedlichen Modellierungsansätzen auch die verwendeten mathematischen Verfahren eine wichtige Rolle in Fragen der Komplexitätsreduktion (vgl. Abschnitt 5.4.2).

4.4.2.3 Stromnetzmodelle

In vielen Energie- und Elektrizitätssystemmodellen liegt der Fokus auf der Stromerzeugung und -verwendung, so dass die Elektrizitätsübertragung und -verteilung häufig nur stark vereinfacht abgebildet wird. Bei der Modellierung und Berechnung von Stromnetzen im energiesystematischen Kontext können im Allgemeinen vier verschiedene Ansätze unterschieden werden, die deutlich im Detailgrad der Modellierung variieren [121, 130, 142]. Im einfachsten Fall wird das Stromnetz durch einen einzelnen Netzknoten repräsentiert. Hierbei wird unterstellt, dass die regionale Verteilung der Einspeisungen und Lasten innerhalb des betrachteten Systems keinerlei Einfluss auf das Stromnetz hat und keine Netzengpässe auftreten. Der Ansatz wird daher auch als Einzelknotenmodell oder „Kupferplatten“-Ansatz bezeichnet [142]. Ergänzend können bei diesem Ansatz z.B. unterschiedliche Netzebenen und relative Netzverluste berücksichtigt werden (vgl. z.B. Abschnitt 5.2.2.5). Ein weiterer häufig genutzter Ansatz ist das Transportmodell [143]. Hierbei werden verschiedene Netzknoten, Regionen bzw. Marktgebiete definiert, zwischen denen ein Leistungsaustausch im Rahmen vorgegebener Übertragungskapazitäten erfolgen kann. Der tatsächliche Leistungsaustausch ergibt sich dabei aufgrund von Marktergebnissen und unabhängig von physikalischen Gesetzmäßigkeiten. Dabei wird innerhalb der einzelnen Marktgebiete wie bei dem „Kupferplatten“-Ansatz Engpassfreiheit unterstellt. Ein deutlich detaillierter Ansatz der Stromnetzmodellierung ist das DC-Lastflussmodell, bei dem das Netz anhand einer Vielzahl von Netzknoten und Leitungen sowie regional zugeordneten Einspeisungen und Lasten abgebildet wird [142]. Bei diesem Ansatz werden Wirkleistungsflüsse auf Basis der Kirchhoffschen Gleichungen, d.h. entsprechend der physikalischen Gesetzmäßigkeiten, näherungsweise bestimmt, wobei jedoch u.a. Blindleistungen und Verluste vernachlässigt werden (vgl. Abschnitt 5.5.3.2). Der detaillierteste Ansatz zur Stromnetzmodellierung in Systemmodellen ist das AC-Lastflussmodell. Unter Kenntnis aller wesentlichen Betriebsmittelparmeter werden mit AC-Lastflussmodellen exakte Lastflussberechnungen auf Basis der Kirchhoffschen Gleichungen ermöglicht, bei denen neben Wirkleistungsflüssen u.a. auch Blindleistungsflüsse, Verlustleistungen sowie unterschiedliche Spannungsniveaus ermittelt werden können (vgl. Abschnitt 5.5.3.1).

4.5 Skalen, Skalenebenen und Multiskalarität der Modellierung

Sowohl für die Beschreibung realer Energie- und Elektrizitätssysteme als auch für deren Modellierung ist die simultane Betrachtung mehrerer Dimensionen notwendig. So hängt z.B. die Ausprägung von Zustandsgrößen in technologischen und ökonomischen Strukturen in der Regel von dem konkreten Zeitpunkt und ggf. zusätzlich von der betrachteten Region ab. Zudem spielt es für die Zustandsbeschreibung eine Rolle, mit welchem Detail- bzw. Aggregationsgrad die Zustände erfasst und ausgewertet werden. Eine systematische Einordnung dieser Zusammenhänge erfolgt im Folgenden durch die Definition verschiedener Skalen und Skalenebenen.

Unter Skalen werden in dieser Arbeit gemäß [144, 145] räumliche, zeitliche, quantitative oder analytische Dimensionen der Erfassung und Analyse eines Modellierungsproblems verstanden. Mit Multiskalarität ist gemeint, dass simultan verschiedene dieser aus mehreren Ebenen bestehenden Skalen in einer umfassenden und in sich konsistenten Betrachtung berücksichtigt werden. Die Beschreibung der typischen Betrachtungsbereiche und Systemgrenzen von Energie- und Elektrizitätssystemmodellen in Abschnitt 4.4 weist darauf hin, dass Vereinfachungen und Aggregationen mit dem Ziel der Umsetzbarkeit eines Modells mit der Gefahr verbunden sein können, dass wichtige Systemeinflüsse auf nicht betrachteten bzw. abgegrenzten Skalen und Skalenebenen nicht adäquat berücksichtigt werden. Hierdurch kann es zu Abweichungen von realen Zusammenhängen kommen, die eine wirklichkeitsgetreue Systemabbildung gefährden und so die Aussagekraft und Verlässlichkeit von Modellergebnissen in Frage stellen. Mit dem Ansatz der multiskalaren Modellierung soll daher sichergestellt werden, dass möglichst alle relevanten Skalen und Skalenebenen erfasst werden und sämtliche Systemeinflüsse Berücksichtigung bei der Beschreibung und Analyse eines Systems finden.

In dieser Arbeit werden die in Abbildung 4.1 dargestellten sechs verschiedenen energiesystematisch relevanten Skalen betrachtet, wobei die Konzeptionierung an [145] angelehnt ist. Die berücksichtigten Skalen umfassen die Dimensionen Zeit, Raum, Technologie, Ökonomie, Regulierung und Management. Zusätzlich lassen sich analog noch weitere Dimensionen wie z.B. Ökologie oder Gesellschaft betrachten, worauf der Übersichtlichkeit halber jedoch verzichtet wird.

Auf den als beidseitige Pfeile dargestellten Skalen sind die für den Kontext dieser Arbeit wichtigen Skalenebenen angegeben, die je nach Bedarf durch weitere Ebenen ergänzt werden können. Die hierarchische Einordnung der Ebenen erfolgt derart, dass weiter oben liegende Ebenen eine Obermenge der darunter liegenden Ebenen darstellen bzw. einen höheren Aggregations- oder Abstraktionsgrad aufweisen. So erfolgen die Einsortierungen z.B. von langfristig nach kurzfristig, langsam nach schnell, groß nach klein, vierteilig nach einteilig, übergeordnet nach untergeordnet, abstrakt nach detailliert, universell nach spezifisch oder auch allgemein nach konkret.

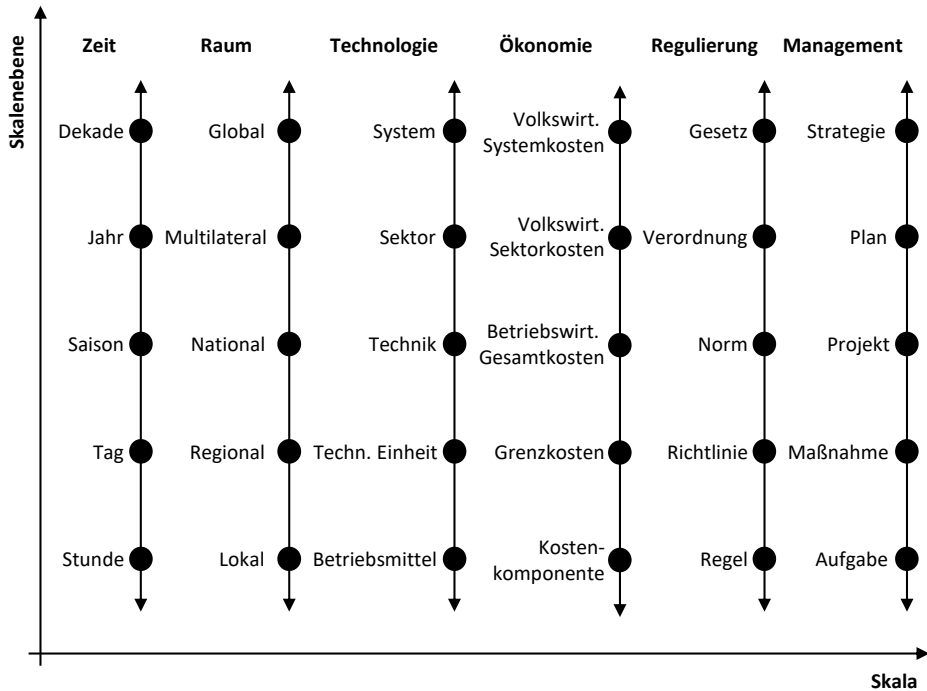


Abbildung 4.1: Multiskalarität der Energiesystemmodellierung

Die zeitliche Dimension ist in Zeitintervalle bzw. Zeiträume unterteilt, die in Energie- und Elektrizitätssystemen von besonderer Bedeutung sind. Die Entwicklung über mehrere Dekaden entspricht dem Betrachtungshorizont vieler langfristig angelegter Modelle, in denen die zukünftige Entwicklung zu meist anhand von mehrjährigen Perioden beschrieben wird. Die darunter liegende Skalenebene eines Jahres stellt den Zeitrahmen vieler statistischer Erhebungen dar und ist zudem ein wichtiger Planungshorizont z.B. im Bereich der Revisionsplanung von Kraftwerken (vgl. Abschnitt 5.4.2.1). Innerhalb eines Jahres spielen saisonale Einflüsse eine wichtige Rolle. Beispielsweise lassen sich durch die Unterscheidung von Sommer-, Winter- und Übergangszeiten unterschiedliche Temperatureinflüsse oder Solarenergiepotentiale berücksichtigen. Die darunter liegende Skalenebene der Tage ermöglicht eine differenzierte Betrachtung unterschiedlicher Wochentage oder auch die Definition von repräsentativen Typtagen. Die unterste dargestellte Skalenebene ist durch die Stunde gegeben, auf der sich z.B. untertägliche Schwankungen von Einspeisungen und Lasten erfassen lassen. Von besonderer Bedeutung für das Elektrizitätssystem ist zudem, dass die Stunde die übliche minimale Handelsperiode in europäischen Day-ahead-Märkten darstellt (vgl. Abschnitt 5.4.1).

Die räumliche Dimension ist auf wesentliche energiesystematisch relevante Gebiete aufgeteilt. Die globale Ebene ist z.B. im Bereich des Klimas oder bei einer Vielzahl von Weltmärkten für Rohstoffe und

Energieträger maßgebend. Die darunter liegende multilaterale Ebene eignet sich für die Abbildung von Systemen, denen mehrere Länder angehören, wie es z.B. im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt der Fall ist. Die nationale Ebene ist der Maßstab für länderspezifische Zielvorgaben und Basis der meisten statistischen Erhebungen im Bereich von Energie- und Elektrizitätssystemen. Die Betrachtung der darunter liegenden regionalen und lokalen Ebenen ist beispielsweise erforderlich, um Auswirkungen der räumlich verteilten Einspeisungen und Lasten auf die Leistungsübertragungen im Stromnetz untersuchen zu können.

Die technologische Dimension unterscheidet zwischen dem System als Ganzes, einzelnen Sektoren, Techniken sowie einzelnen technischen Einheiten und Betriebsmitteln. Energiesysteme werden in der Regel in verschiedene Sektoren unterteilt, die zwar Schnittstellen zu anderen Sektoren aufweisen, aber dennoch häufig separat betrachtet und erfasst werden. Die in den Sektoren eingesetzten Techniken stellen Technologieklassen wie z.B. verschiedene Kraftwerkstypen dar. Auf dieser Ebene ist es beispielsweise möglich, die aggregierten Kraftwerkskapazitäten unterschieden nach Kraftwerkstypen abzubilden. Die unterlagerte Ebene der technischen Einheiten enthält die konkreten Realisierungen von Techniken, z.B. die einzelnen Kraftwerke eines Marktgebiets. Die unterste Ebene entspricht den Betriebsmitteln, aus denen sich technische Einheiten zusammensetzen. Dies können z.B. einzelne Transformatoren eines Umspannwerks sein.

Die ökonomische Dimension der in dieser Arbeit verwendeten Modelle orientiert sich an Kosten und ist in volkswirtschaftliche System- und Sektorkosten, betriebswirtschaftliche Gesamtkosten, Grenzkosten und einzelne Kostenkomponenten aufgeteilt. Für eine privatwirtschaftliche Investition, z.B. in eine technische Einheit, spielen die erwarteten betriebswirtschaftlichen Gesamtkosten eine entscheidende Rolle. Beim Einsatz stehen dagegen in der Regel Grenzkosten im Vordergrund, die sich wiederum aus verschiedenen Kostenkomponenten wie z.B. Brennstoffkosten und CO₂-Zertifikatskosten zusammensetzen. In Systemen bzw. Sektoren können zudem Kosten anfallen, die über die Summe der enthaltenen betriebswirtschaftlichen Kosten hinausgehen. Diese können dann als volkswirtschaftliche Gesamtkosten aufgefasst werden.

Die regulatorische Dimension umfasst Gesetze, Verordnungen, Normen, Richtlinien und Regeln. Dabei sei angemerkt, dass mit den hier genannten Richtlinien keine EU-Richtlinien, die eher auf der Ebene der Gesetze anzusiedeln sind, sondern vielmehr Handlungs- oder Ausführungsvorschriften gemeint sind. Je tiefer die abgebildeten Ebenen der vier zuvor genannten Dimensionen von Zeit, Raum, Technologie und Ökonomie reichen, desto detaillierter kann auf untere Ebenen wie die der Normen, Richtlinien und Regeln eingegangen werden. Ein Beispiel für die unterste Ebene sind z.B. die System- und Netzregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, in denen Anforderungen an technische Einhei-

ten, z.B. im Bereich der Bereitstellung von Blindleistung und Regelleistung, definiert werden. Auswirkungen auf dieser Ebene können entsprechend nur dann untersucht werden, wenn z.B. die notwendige technologische Abbildungstiefe vorhanden ist.

Die Management-Dimension ist unterteilt in Strategien, Pläne, Projekte, Maßnahmen und Aufgaben. Ein Beispiel für die gewählte Skalenhierarchie ist das Vorgehen bei der Netzentwicklungsplanung in Deutschland (vgl. Abschnitt 5.5.5.10). Die zugrunde liegende Strategie entspricht dem NOVA-Prinzip (Netzooptimierung vor -vererstärkung vor -ausbau), auf dessen Basis der Netzentwicklungsplan erstellt wird [114]. Dieser Plan beinhaltet diverse Projekte, zu denen jeweils verschiedene Maßnahmen gehören, die an konkreten Standorten und zu konkreten Zeitpunkten umgesetzt werden sollen. Hieraus ergeben sich schlussendlich einzelne Aufgaben, die zur Umsetzung der Maßnahmen erledigt werden müssen. Auch für die Management-Dimension gilt, dass die Betrachtung tieferer Skalenebenen wie z.B. der Maßnahmenebene einer detaillierten Abbildung der unteren Ebenen in den Dimensionen Zeit, Raum, Technologie und ggf. Ökonomie bedarf.

4.6 Stand der Modellierung von Energie- und Elektrizitätssystemen

In diesem Abschnitt wird zunächst ein Überblick über bestehende Modelle für die Analyse des europäischen bzw. deutschen Energie- und Elektrizitätssystems gegeben. Die Modelle werden anschließend hinsichtlich ihrer Betrachtungsbereiche und Systemgrenzen sowie der abgebildeten zeitlichen und räumlichen Skalenebenen kategorisiert. Aus dem kritischen Diskurs der vorgestellten Modelle und deren Eignung zur multiskalaren Abbildung integrierter Energie- und Elektrizitätssysteme wird schließlich die Motivation für die Modellentwicklungen in dieser Arbeit abgeleitet.

4.6.1 Übersicht bestehender Energie- und Elektrizitätssystemmodelle

Für die Übersicht bestehender Energie- und Elektrizitätssystemmodelle werden Modelle berücksichtigt, die durch zugehörige Publikationen ein Mindestmaß an Methoden- und Datentransparenz aufweisen und zugleich über eine Datenbasis für Deutschland bzw. Europa verfügen. Modellgeneratoren, für die noch keine erkennbare Datenbasis und Anwendung für Deutschland vorliegt, wie z.B. das Calliope-Modell [146], werden daher nicht berücksichtigt. Das Ziel dieses Vergleichs ist nicht eine Auflistung aller existierenden Modelle mit Anspruch auf Vollständigkeit, sondern vielmehr das Aufzeigen eines repräsentativen Bildes über die verschiedenen Ansätze zur Analyse von Energie- und Elektrizitätssystemen. Die resultierende Übersicht der berücksichtigten Modelle ist in Tabelle 4.1 dargestellt. Die Auflistung enthält sowohl Top-down- als auch Bottom-up-Modelle sowie Beispiele für alle in Ab-

schnitt 4.3 vorgestellten Modellklassen. Die am häufigsten vorkommende Modellklasse ist die Optimierung gefolgt von der Simulation. Gleichgewichtsmodelle und Input-Output-Modelle sind dagegen deutlich seltener vertreten. Einige Modelle vereinen zudem mehrere Modellklassen in sich.

Modellname	Institution	Modellklasse	Referenzen
Balmorel	RAM-Iose	Gleichgewicht/Optimierung	[147, 148]
DESSTinEE	Imperial College London	Simulation	[149]
DIETER	DIW Berlin	Optimierung	[150, 151]
DIMENSION	Universität zu Köln EWI	Optimierung	[152, 153]
Dispa-SET	European Commission, JRC	Optimierung	[154]
E2M2	Universität Stuttgart IER	Optimierung	[155-157]
ELIAS	Öko-Institut	Simulation	[112, 158]
EMLab-Generation	TU Delft	Simulation	[159]
EU REGEN	Ifo Institut	Gleichgewicht/Optimierung	[160-162]
GENESYS	RWTH Aachen ISEA/IAEW	Optimierung/Simulation	[163, 164]
HECTOR	RWTH Aachen FCN	Simulation	[165-167]
IAEW Marktmodell	RWTH Aachen IAEW	Optimierung	[168-170]
IAEW Netzmodell	RWTH Aachen IAEW	Simulation/Optimierung	[171]
IKARUS-LP	Forschungszentrum Jülich IEK-STE	Optimierung	[172-175]
MRIO	Forschungszentrum Jülich IEK-STE	Input-Output	[176]
MultiMod	DIW Berlin, NTNU Trondheim	Gleichgewicht	[141]
OSeMOSYS	KTH Stockholm	Optimierung	[177, 178]
PANTA RHEI	GWS	Input-Output/Simulation	[179]
PERSEUS	Karlsruher Institut für Technologie IIP	Optimierung	[136, 180]
PLEXOS Open EU	University College Cork	Optimierung	[181]
PowerAce	Fraunhofer ISI/KIT/UMA	Optimierung/Simulation	[121, 134, 182]
PowerFlex Grid	Öko-Institut	Optimierung	[183, 184]
PRIMES	E3MLab	Gleichgewicht/Optimierung	[185-187]
PyPSA	FIAS/ Goethe-Universität	Optimierung/Simulation	[188]
REMix	DLR	Optimierung	[189, 190]
REMod-D	Fraunhofer ISE	Optimierung	[191]
Renpass	Universität Flensburg	Optimierung/Simulation	[192]
RESlion	Fraunhofer ISE	Optimierung	[193, 194]
TIMES PanEU	Universität Stuttgart IER	Optimierung	[195, 196]

Tabelle 4.1: Berücksichtigte Energie- und Elektrizitätssystemmodelle für Deutschland und Europa

Unter den aufgeführten Modellen befindet sich auch das IKARUS-LP-Modell des IEK-STE am Forschungszentrum Jülich, das eine der methodischen Grundlagen dieser Arbeit bildet. Im Folgenden wird anhand der Betrachtungsbereiche und Systemgrenzen der Modelle gezeigt, dass einige Modelle das Energiesystem bzw. die Energiewirtschaft als Ganzes abbilden, während andere Modelle auf Bereiche des Elektrizitätssystems fokussieren.

4.6.2 Betrachtungsbereiche und Systemgrenzen

Die Kategorisierung der Modelle nach Betrachtungsbereichen und Systemgrenzen zeigt auf, welche Bereiche des Energie- und Elektrizitätssystems durch das jeweilige Modell auf welche Art und Weise abgebildet werden. Die Aufteilung der Betrachtungsbereiche entspricht der aus Abschnitt 4.4 und unterscheidet zwischen der Abbildung des Energiesystems bzw. der Energiewirtschaft als Ganzes sowie des Elektrizitätssystems im Speziellen, wobei im Elektrizitätssystem zwischen der Berücksichtigung der Investitionsplanung, Einsatzplanung sowie des Stromnetzes differenziert wird. Für jeden Betrachtungsbereich werden gemäß Tabelle 4.2 drei verschiedene Gruppen zur Eingruppierung unterschieden.

Gruppe	Energiesystem/ Energiewirtschaft	Elektrizitätssystem		
		Investitionsplanung	Einsatzplanung	Stromnetz
-	Endogene Abbildung max. eines Sektors	Keine Investitionsplanung	Keine Einsatzplanung	Kein Netzmodell/ Einzelknotenmodell
○	Endogene Abbildung mehrerer Sektoren	Einperiodische Investitionsplanung	Einsatzplanung auf Basis von Zeitscheiben	Transportmodell/ DC-Lastflussmodell
●	Endogene Abbildung aller Energiesektoren	Mehrperiodische Investitionsplanung	Einsatzplanung auf Basis von Zeitreihen	AC-Lastflussmodell

Tabelle 4.2: Kriterien für die Eingruppierung der Modelle (Betrachtungsbereiche und Systemgrenzen)

Die Eingruppierung im Bereich des Energiesystems bzw. der Energiewirtschaft erfolgt danach, ob das Modell einen, mehrere oder alle relevanten Energiesektoren endogen abbildet. Für den Fall, dass nur das Elektrizitätssystem oder Bereiche davon betrachtet werden, wird das Modell der Gruppe „-“ zugeordnet. Sind über den Elektrizitätssektor hinaus weitere, jedoch nicht alle energetisch relevanten Sektoren wie z.B. der Wärme-, Verkehrs- oder Industriesektor endogenisiert, erfolgt die Eingruppierung in Gruppe „○“. Sofern alle energetisch relevanten Sektoren sowie ihre intersektoralen Abhängigkeiten vollständig erfasst sind, wird das Modell der Gruppe „●“ zugeordnet. Im Bereich der Investitionsplanung im Elektrizitätssystem wird danach unterschieden, ob eine Investitionsplanung für eine einzelne Periode („○“) oder über mehrere Perioden hinweg („●“) geschieht (vgl. Abschnitt 4.4.2.1). Wird diese gar nicht berücksichtigt, resultiert folglich die Eingruppierung in Gruppe „-“. Bei der Einsatzplanung im Elektrizitätssystem erfolgt die Eingruppierung gemäß des Kriteriums, ob der Einsatz der abgebildeten Techniken dezidiert betrachtet wird und ob dies auf Basis von repräsentativen Zeitscheiben bzw. Typ-tagen („○“) oder auf Basis von Zeitreihen („●“) geschieht (vgl. Abschnitt 4.4.2.2). Sofern keinerlei Einsatzplanung vorgenommen wird, folgt wiederum die Eingruppierung in Gruppe „-“. Für den Bereich des Stromnetzes wird entsprechend Abschnitt 4.4.2.3 danach unterschieden, ob das Netz gar nicht bzw. als Einzelknotenmodell („-“), als Transport- oder DC-Lastflussmodell („○“) oder aber als präzises AC-Lastflussmodell („●“) abgebildet wird. Die Übersicht der Betrachtungsbereiche und Systemgrenzen der berücksichtigten Modelle ist in Tabelle 4.3 dargestellt.

Modellname	Energiesystem/ Energiewirtschaft	Elektrizitätssystem		
		Investitionsplanung	Einsatzplanung	Stromnetz
Balmorel	○	●	○	○
DESSTinEE	-	○	○	○
DIETER	○	○	●	○
DIMENSION	○	●	●	○
Dispa-SET	-	-	●	○
E2M2	-	●	●	○
ELIAS	-	●	-	-
EMLab-Generation	-	●	○	○
EU REGEN	-	●	○	○
GENESYS	-	●	●	○
HECTOR	-	●	●	○
IAEW Marktmodell	○	-	●	○
IAEW Netzmodell	-	-	●	●
IKARUS-LP	●	●	○	-
MRIO	●	-	-	-
MultiMod	●	●	○	○
OSeMOSYS	○	●	○	○
PANTA RHEI	●	-	-	-
PERSEUS	-	●	○	○
PLEXOS Open EU	-	-	●	○
PowerAce	-	●	●	○
PowerFlex Grid	-	-	●	○
PRIMES	●	●	○	○
PyPSA	-	○	●	●
REMix	○	○	●	○
REMod-D	●	○	○	-
Renpass	-	-	○	○
RESlion	-	●	●	○
TIMES PanEU	●	●	○	○
Ziel dieser Arbeit	●	●	●	●

Tabelle 4.3: Betrachtungsbereiche und Systemgrenzen der berücksichtigten Modelle

Mit IKARUS-LP, Multimod, PRIMES, ReMod-D sowie TIMES PanEU bilden fünf Modelle das Energiesystem mit allen energetisch relevanten Sektoren ab. Mit PANTA RHEI und MRIO existieren zudem zwei Modelle, in denen die gesamte Energiewirtschaft volkswirtschaftlich abgebildet wird. Bei der Mehrzahl der Modelle handelt es sich dagegen um spezielle Elektrizitätssystemmodelle, wobei in einigen Fällen, wie z.B. beim DIMENSION-Modell, zusätzlich weitere eng verknüpfte Sektoren endogen

abgebildet sind. Im Bereich der Investitionsplanung im Elektrizitätssystem zeigt sich ein relativ heterogenes Bild hinsichtlich der abgebildeten Perioden. Während in einigen Modellen, darunter allen Energiesystemmodellen, mehrperiodische Investitionsplanungen durchgeführt werden, sind andere Modelle auf die Investitionsplanung für ein einzelnes Jahr ausgelegt. Darüber hinaus existieren reine Einsatzplanungsmodelle, in denen gar keine Investitionsplanung vorgenommen wird und in denen u.a. sämtliche Kapazitäten exogen vorgegeben werden. Diese Modelle zeichnen sich dagegen häufig durch einen detailliert abgebildeten Technikeinsatz auf Basis von zeitlich hoch aufgelösten Zeitreihen aus. Im Gegensatz dazu wird die Einsatzplanung in Energiesystemmodellen wie z.B. in PERSEUS-NET und IKARUS-LP häufig auf Basis von Zeitscheiben durchgeführt. Das Stromnetz wird in den meisten Modellen lediglich in stark vereinfachter Form abgebildet. Der häufigste Ansatz ist das Transportmodell (wie z.B. im Balmorel-Modell), bei dem Kuppelkapazitäten zwischen verschiedenen Marktgebieten bzw. Ländern berücksichtigt werden und innerhalb der Marktgebiete von einer engpassfreien „Kupferplatte“ ausgegangen wird. Lediglich drei der betrachteten Modelle ermöglichen präzise AC-Lastflussberechnungen, wobei es sich bei allen Modellen um reine Elektrizitätssystemmodelle handelt. Gesamtsystematische Rückwirkungen und Effekte werden durch diese Modelle entsprechend nicht erfasst. Im Umkehrschluss ermöglicht keines der aufgeführten Energiesystemmodelle detaillierte AC-Lastflussberechnungen im gesamtsystematischen Kontext. In einigen Energiesystemmodellen, wie z.B. IKARUS-LP, wird das Netz vielmehr als Einzelknoten betrachtet, so dass praktisch gar keine Aussagen zum Stromnetz möglich sind.

4.6.3 Zeitliche und räumliche Skalenebenen

Die Betrachtungsbereiche und Systemgrenzen eines Modells hängen unmittelbar mit den abgebildeten Skalen und Skalenebenen zusammen. So lässt sich beispielsweise keine detaillierte Einsatzplanung durchführen, wenn die zeitliche Auflösung nicht entsprechend hoch ist. Ebenso kann keine detaillierte Stromnetzberechnung angeschlossen werden, wenn es sich bei dem Modell um ein Einzelpunktmodell ohne regionale Auflösung handelt. Aus diesem Grund werden im Folgenden die von den Modellen abgebildeten Skalenebenen gemäß der Definition aus Abschnitt 4.5 betrachtet. Der Übersichtlichkeit halber beschränkt sich die Analyse auf die zeitliche und räumliche Skala, wobei an dieser Stelle auch die Betrachtung weiterer Skalen sinnvoll ist. So lässt sich anhand der Abbildung der technologischen Skalenebenen ebenfalls ableiten, welche Betrachtungsbereiche von einem Modell potentiell abgedeckt werden können. Sofern beispielsweise die Abbildung von Technologien bis auf die Ebene der technischen Einheiten reicht, können anstelle von aggregierten Kapazitäten einzelne Kraftwerke betrachtet werden, die in der Folge lokal verteilt werden können. Dies wiederum ist eine der Voraussetzungen für die Bestimmung regionalisierter Einspeisungen, die z.B. zur Durchführung von detaillierten Stromnetzberechnungen benötigt werden.

4.6.3.1 Zeitliche Skalenebenen

Entsprechend der Beschreibung in Abschnitt 4.5 wird die zeitliche Skala für die folgende Analyse in die energiesystematisch relevanten Skalenebenen Dekade, Jahr, Saison, Tag und Stunde aufgeteilt. Die Eingruppierung der Modelle orientiert sich gemäß Tabelle 4.4 danach, ob die jeweilige Skalenebene durch das Modell in konkreter oder auch repräsentativer Form abgebildet wird („●“) oder nicht („-“). Die abgebildeten zeitlichen Skalenebenen der berücksichtigten Modelle sind in Tabelle 4.5 dargestellt.

Gruppe	Dekade	Jahr	Saison	Tag	Stunde
-	Keine Abbildung über Dekaden	Keine Abbildung von Jahren	Keine Abbildung von Saisonalitäten	Keine Abbildung von Tagen	Keine Abbildung von Stunden
●	Abbildung über Dekaden	Abbildung von Jahren	Abbildung von Saisonalitäten	Abbildung von Tagen	Abbildung von Stunden

Tabelle 4.4: Kriterien für die Eingruppierung der Modelle (Zeitliche Skalenebenen)

Alle Modelle sind so ausgelegt, dass prinzipiell ein ganzes Jahr erfasst werden kann. Während die zeitliche Auflösung in einigen Modellen wie den volkswirtschaftlichen Energiewirtschaftsmodellen PANTA RHEI und MRIO ein Jahr beträgt, weisen die meisten Modelle deutlich höhere zeitliche Auflösungen auf, wobei ein vollständiges Jahr durch die Aggregation sämtlicher unterjährlicher Perioden bilanziell erfasst werden kann. Einige Energiesystemmodelle wie z.B. Multimod und IKARUS-LP bilden dabei lediglich Saisonalitäten bzw. saisonalisierte Typtage ab, so dass die Betrachtung einzelner Stunden nicht möglich ist.

Elektrizitätssystemmodelle verfügen dagegen nahezu immer über eine Auflösung von einer Stunde, wobei das gesamte Jahr für gewöhnlich auf Basis von Zeitreihen abgedeckt wird. Dabei werden in einigen Modellen die einzelnen Stunden lediglich losgelöst voneinander betrachtet, so keine Betrachtung intertemporaler Bedingungen, z.B. beim Kraftwerkseinsatz, möglich ist. Die stündliche Auflösung liegt zumeist auch im Fall von detaillierten AC-Lastflussmodellen vor, so dass die verschiedenen Einspeise- und Lastsituationen innerhalb eines Jahres analysiert werden können. Über das Jahr hinausgehende Zeiträume werden von deutlich weniger Modellen abgebildet, wobei die meisten aufgeführten Energiesystemmodelle darauf ausgelegt sind.

Diejenigen Modelle, in denen gemäß Tabelle 4.3 keine mehrperiodische Investitionsplanung durchgeführt wird, weisen entsprechend auch keine Abbildung über Dekaden, z.B. in Form eines intertemporalen oder myopischen Ansatzes, auf. Dies schließt nicht aus, dass mit den einperiodischen Modellen verschiedene Jahre mit unterschiedlichen Zeithorizonten losgelöst voneinander betrachtet werden können.

Modellname	Dekade	Jahr	Saison	Tag	Stunde
Balmorel	•	•	•	•	•
DESSTinEE	-	•	•	•	•
DIETER	-	•	•	•	•
DIMENSION	•	•	•	•	•
Dispa-SET	-	•	•	•	•
E2M2	•	•	•	•	•
ELIAS	•	•	-	-	-
EMLab-Generation	•	•	-	-	-
EU REGEN	•	•	•	•	•
GENESYS	•	•	•	•	•
HECTOR	•	•	•	•	•
IAEW Marktmodell	-	•	•	•	•
IAEW Netzmodell	-	•	•	•	•
IKARUS-LP	•	•	•	•	-
MRIO	-	•	-	-	-
MultiMod	•	•	•	-	-
OSeMOSYS	•	•	•	•	-
PANTA RHEI	•	•	-	-	-
PERSEUS	•	•	•	•	•
PLEXOS Open EU	-	•	•	•	•
PowerAce	•	•	•	•	•
PowerFlex Grid	-	•	•	•	•
PRIMES	•	•	•	•	•
PyPSA	-	•	•	•	•
REMix	-	•	•	•	•
REMod-D	-	•	•	•	•
Renpass	-	•	•	•	•
RESlion	•	•	•	•	•
TIMES PanEU	•	•	•	•	-
Ziel dieser Arbeit	•	•	•	•	•

Tabelle 4.5: Abgebildete zeitliche Skalenebenen der berücksichtigten Modelle

4.6.3.2 Räumliche Skalenebenen

Die räumliche Skala wird entsprechend Abschnitt 4.5 in die energiesystematisch relevanten Skalenebenen Global, Multilateral, National, Regional und Lokal unterteilt. Die Eingruppierung der Modelle richtet sich gemäß Tabelle 4.6 danach, ob die jeweilige Skalenebene abbildet wird („•“) oder nicht („-“).

Gruppe	Global	Multilateral	National	Regional	Lokal
-	Keine globale Abbildung	Keine multilaterale Abbildung	Keine nationale Abbildung	Keine regionale Abbildung	Keine lokale Abbildung
•	Globale Abbildung	Multilaterale Abbildung	Nationale Abbildung	Regionale Abbildung	Lokale Abbildung

Tabelle 4.6: Kriterien für die Eingruppierung der Modelle (Räumliche Skalenebenen)

Die abgebildeten räumlichen Skalenebenen der berücksichtigten Modelle sind in Tabelle 4.7 dargestellt.

Modellname	Global	Multilateral	National	Regional	Lokal
Balmorel	-	•	•	•	•
DESSTinEE	-	•	•	-	-
DIETER	-	•	•	-	-
DIMENSION	-	•	•	-	-
Dispa-SET	-	•	•	-	-
E2M2	-	•	•	•	-
ELIAS	-	-	•	-	-
EMLab-Generation	-	•	•	-	-
EU REGEN	-	•	•	•	-
GENESYS	-	•	•	-	-
HECTOR	-	•	•	-	-
IAEW Marktmodell	-	•	•	•	•
IAEW Netzmodell	-	•	•	•	•
IKARUS-LP	-	-	•	-	-
MRIO	-	-	•	•	-
MultiMod	•	•	•	-	-
OSeMOSYS	-	•	•	-	-
PANTA RHEI	-	-	•	-	-
PERSEUS	-	•	•	•	•
PLEXOS Open EU	-	•	•	-	-
PowerAce	-	•	•	-	-
PowerFlex Grid	-	•	•	•	•
PRIMES	-	•	•	-	-
PyPSA	-	•	•	•	•
REMix	-	•	•	-	-
REMod-D	-	-	•	-	-
Renpass	-	•	•	•	-
RESlion	-	•	•	•	-
TIMES PanEU	-	•	•	-	-
Ziel dieser Arbeit	-	•	•	•	•

Tabelle 4.7: Abgebildete räumliche Skalenebenen der berücksichtigten Modelle

Mit dem Multimod-Modell existiert lediglich ein Modell, in dem die globale Ebene explizit abgebildet ist. Alle anderen Modelle berücksichtigen allenfalls globale Einflussgrößen in Form von exogenen Rahmenannahmen wie z.B. Primärenergieträgerpreisen an Weltmärkten. Die nationale Ebene wird dagegen von allen berücksichtigten Modellen betrachtet. Ein wesentlicher Unterschied der Modelle besteht darin, ob darüber hinaus mehrere Länder bzw. Marktgebiete betrachtet werden. So wird in einigen Energie- und Elektrizitätssystemmodellen wie z.B. IKARUS-LP ausschließlich Deutschland betrachtet, so dass Im- und Exporte von Stoff- und Energieflüssen weitestgehend exogen vorgegeben oder stark vereinfacht abgebildet werden müssen. Insbesondere in Bezug auf den multilateralen europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt spielen Im- und Exporte jedoch eine entscheidende Rolle in der Investitions- und Einsatzplanung. Viele, wenn auch nicht alle, der betrachteten Elektrizitätssystemmodelle weisen daher eine entsprechende multilaterale Abbildung auf, in der die einzelnen Marktgebiete und deren Kuppelkapazitäten erfasst sind. Die regionale und lokale Skalenebene, mit denen Unterschiede innerhalb von länderspezifischen Marktgebieten erfasst werden können, sind in den betrachteten Modellen deutlich seltener abgebildet. Hierbei spielt vor allem die Abbildung des Stromnetzes die entscheidende Rolle (vgl. Tabelle 4.3). Sofern das Stromnetz als Transportmodell modelliert ist, beschränkt sich die räumliche Auflösung in der Regel auf die nationale bzw. in einigen Fällen auf die regionale Ebene. Erst für die Modellierung von detaillierten DC- und AC-Lastflussmodellen ist eine lokale bzw. knotenscharfe Zuordnung von Einspeisungen und Lasten notwendig. Aus diesem Grund weisen alle AC-Lastflussmodelle eine räumliche Auflösung bis auf die lokale Ebene auf. Modelle ohne diese hohe räumliche Auflösung eignen sich entsprechend nicht zur Durchführung detaillierter Netzberechnungen.

4.7 Kritischer Diskurs und abgeleiteter Entwicklungsbedarf

Eine wesentliche Herausforderung der Systemmodellierung besteht darin, die Eignung der gewählten Modellierung vor dem Hintergrund des technologischen und gesellschaftlichen Wandels sowie sich ändernder Fragestellungen ständig zu prüfen und ggf. anzupassen. Vor allem der grundlegende Wandel des Elektrizitätssystems sowie dessen zunehmende Verflechtung mit anderen Sektoren führen zu stark veränderten Systemeinflüssen und Systemanforderungen auf allen Skalenebenen des Energiesystems. Insbesondere der starke Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien bei einer gleichzeitigen Verdrängung konventioneller Kraftwerke verändert das System maßgeblich. Dabei spielen sich wesentliche Effekte z.B. hinsichtlich der Flexibilitätsanforderungen an das System auf kurzfristigen Skalenebenen ab. Entsprechende Modelle müssen für deren Erfassung folglich über eine deutlich höhere zeitliche Auflösung verfügen, als dies womöglich in der Vergangenheit der Fall war. Ebenso ist eine sehr detaillierte Abbildung von Erzeugungs-, Speicher- und Flexibilitätsoptionen notwendig, so dass

statt aggregierter Kapazitäten vielmehr einzelne technische Einheiten wie z.B. Kraftwerksblöcke betrachtet werden müssen, um verlässliche Aussagen über den Technikeinsatz tätigen zu können. Der Strukturwandel in der Elektrizitätserzeugung führt zudem besonders in Deutschland zu einer sich ändernden regionalen Verteilung der Einspeisungen [5]. Hieraus resultieren steigende Anforderungen an Übertragungsnetze, die nur anhand einer räumlich hoch aufgelösten Betrachtung von Einspeisungen und Lasten adressiert werden können. Von entscheidender Bedeutung ist darüber hinaus die zunehmende Verflechtung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes, die eine multilaterale Abbildung der verschiedenen Marktgebiete bedingt, um Elektrizitätserzeugung und -verwendung sowie Im- und Exporte zwischen den Marktgebieten realitätsgetreu abbilden zu können.

Die Analyse der vorgestellten Modelle zeigt auf, dass derzeit kein Modell alleine sowohl das Energiesystem als Ganzes als auch das Elektrizitätssystem im Speziellen derart abbildet, dass alle relevanten Betrachtungsbereiche sowie Skalenebenen abgedeckt sind. Die betrachteten klassischen Energiesystemmodelle weisen zu hohe Aggregationsgrade auf zeitlichen, räumlichen und technologischen Skalen bzw. zu enge Systemabgrenzungen auf, als dass alle relevanten Effekte im Elektrizitätssystem und insbesondere im Stromnetz erfasst werden könnten. Im Gegenzug sind spezialisierte Modelle für das Elektrizitätssystem nicht für Untersuchungen im gesamtsystematischen Kontext ausgelegt, so dass bedeutende Rückwirkungen auf die weiteren energetisch relevanten Sektoren nicht ganzheitlich erfasst werden können. In beiden Fällen resultiert das Problem, dass einflussreiche Effekte auf nicht berücksichtigten Skalen und Skalenebenen vernachlässigt werden und somit unzulässig große Abweichungen zwischen Modellierung und realem System resultieren können.

Die Fokussierung von Modellen auf bestimmte Betrachtungsbereiche bringt allerdings vielfältige Vorteile mit sich. So sind Abgrenzungen und Aggregationen notwendig, um die Handhabbarkeit und Praktikabilität eines Modells zu gewährleisten. Eine zu hohe Komplexität der Modelle erschwert die Nachvollziehbarkeit von Modellergebnissen, was die Ableitung grundlegender Erkenntnisse aus Szenarienanalysen unterminieren kann. Je nach Betrachtungsbereich kann es darüber hinaus legitim und sinnvoll sein, Systemgrenzen z.B. an Marktdesigns auszurichten, obwohl Märkte in der Regel nur einen Teilbereich des Systems abdecken. Der Fokus auf einen Betrachtungsbereich erlaubt zudem für gewöhnlich detailliertere Modellierungen von Techniken und Marktcharakteristiken, die sich einfacher an veränderte Bedingungen anpassen lassen, als in einem ganzheitlichen Modell. Die Entwicklung von Modellen mit Fokus auf einen bestimmten Betrachtungsbereich ist daher durchaus sinnvoll und erforderlich.

Der Lösungsansatz für die multiskalare Modellierung integrierter Energie- und Elektrizitätssysteme liegt daher weniger in einem allumfassenden Modell, das sämtliche Betrachtungsbereiche auf allen Skalenebenen abdeckt, sondern vielmehr in einer Modellkopplung, bei der verschiedene miteinander

gekoppelte Modelle unterschiedliche Betrachtungsbereiche abdecken. Im Fall einer vollständigen Rückkopplung und Konvergenz der Modelle können so die vielfältigen Effekte auf den unterschiedlichen Skalen und Skalenebenen sowie deren Rückwirkungen erfasst werden.

Auch einige der im Modellvergleich vorgestellten Modelle wurden bereits für unterschiedliche Untersuchungen miteinander gekoppelt. Eine Voraussetzung für Stromnetzberechnungen besteht z.B. in der Kopplung von Einsatzplanungsmodellen und Stromnetzmodellen, da sich die regionale Verteilung von Einspeisungen und Lasten erst durch den marktorientierten Technikeinsatz in der Stromerzeugung bzw. -verwendung ergibt. Entsprechend bilden z.B. das Markt- und Netzmodell des IAEW für gewöhnlich eine Toolchain, wobei die Einspeisungen und Lasten zunächst mittels des Marktmodells ermittelt und anschließend regionalisiert an das Netzmodell übergeben werden. Im Bereich des Elektrizitätssystems werden zudem gelegentlich Investitionsplanungsmodelle mit Einsatzplanungsmodellen gekoppelt. Beispiele hierzu sind die Kopplungen von ELIAS und Powerflex in [104] oder auch ELIAS, Powerace und Powerflex in [112]. Dabei ermöglicht die Einsatzplanung genauere Abschätzungen der zu erwartenden Erträge bzw. Auslastungen von Kapazitäten, die wichtige Bewertungsgrundlagen in der Investitionsplanung darstellen. Zudem stellt die Einsatzplanung sicher, dass die aus der Investitionsplanung abgeleiteten Kapazitäten der Versorgungsaufgabe in allen Situationen gerecht werden können. Aus den gleichen Gründen werden auch Energiesystemmodelle vermehrt mit Einsatzplanungsmodellen bzw. Elektrizitätsmarktmodellen gekoppelt. Beispiele hierzu stellen die Modellkopplungen von TIMES-PanEU und E2M2 in [105] sowie PRIMES und RESlion in [194] dar.

Die Analyse der bestehenden Modelle sowie bereits vorgenommener Modellkopplungen zeigt jedoch auf, dass bislang keine vollständig integrierte Modellumgebung existiert, in der alle diskutierten Betrachtungsbereiche und Skalenebenen des Energie- und Elektrizitätssystems abbildet sind. So liegen bislang keine in sich konsistenten Szenarienrechnungen vor, in denen gesamtsystematische Analysen mit detaillierten Berechnungen des europäischen Elektrizitätsmarkts und präzisen AC-Lastflussberechnungen für Deutschland einhergehen. Dabei handelt es sich hierbei um genau die Systembereiche, die von dem Strukturwandel im Energiesystem bzw. der Energiewende am meisten betroffen sind.

Das Ziel dieser Arbeit ist daher die Entwicklung eines multiskalaren Modellpakets zur Abbildung des integrierten Energie- und Elektrizitätssystems, in dem alle Betrachtungsbereiche in Tabelle 4.3 sowie die in der jeweils untersten Tabellenzeile markierten Skalenebenen aus Tabelle 4.5 und Tabelle 4.7 erfasst werden. Dabei wird für die Abbildung des Energiesystems auf das etablierte Energiesystemmodell IKARUS-LP zurückgegriffen, das eines der wenigen Modelle darstellt, in dem alle relevanten Sektoren des deutschen Energiesystems abgebildet sind und das somit geeignet ist, insbesondere intersektorale Interdependenzen abzubilden.

5 Modellpaket zur multiskalaren Analyse integrierter Energie- und Elektrizitätssysteme

In diesem Kapitel werden sämtliche im Rahmen dieser Arbeit genutzten und neu entwickelten Modelle sowie deren Integration in einem Modellpaket vorgestellt. Hierzu wird zunächst das Konzept der Modellkopplung zur multiskalaren Analyse integrierter Energie- und Elektrizitätssysteme vorgestellt. Im Anschluss werden die in dem Modellpaket enthaltenen Modelle im Detail beschrieben. Dabei handelt es sich um das etablierte Energiesystemmodell IKARUS-LP, Modelle zur zeitlichen und räumlichen Entfaltung der Residuallast in Deutschland und den weiteren Ländern Europas, ein Elektrizitätsmarktmodell für Europa sowie ein Übertragungsnetzmodell für Deutschland.

5.1 Modellpaket zur Integration der einzelnen Modelle

Das Ziel der Entwicklung des vorgestellten Modellpakets ist zum einen die deutliche Erhöhung der Präzision in der Energiesystemanalyse, zum anderen sollen die neu hinzukommenden Detailmodelle für den Elektrizitätssektor vielfältige zusätzliche Analysen in einem konsistenten energiesystematischen Kontext ermöglichen. Gemäß der in Tabelle 4.3 dargestellten Betrachtungsbereiche und Systemgrenzen der verschiedenen Energie- und Elektrizitätssystemmodelle deckt das Modell IKARUS-LP sowohl das Energiesystem als auch die Investitionsplanung im Elektrizitätssystem in einer geeigneten Form ab. Die Einsatzplanung im Elektrizitätssystem ist dagegen stark vereinfacht auf Basis von Zeitscheiben bzw. Typtagen modelliert. Zudem handelt es sich um ein Einzelpunktmodell für Deutschland, so dass weder das Stromnetz noch Im- und Exporte von Elektrizität in angemessener Weise berücksichtigt werden können. Aus diesem Grund wird der Betrachtungsbereich von IKARUS-LP durch zwei weitere zentrale Modelle grundlegend erweitert. Zum einen wird der europäische Elektrizitätsmarkt durch ein neu entwickeltes, hoch aufgelöstes Elektrizitätsmarktmodell erfasst. Zum anderen wird das in das europäische Übertragungsnetz eingebettete deutsche Übertragungsnetz durch ein ebenfalls neu entwickeltes, hoch aufgelöstes Übertragungsnetzmodell abgebildet. Zur Integration der zentralen Modelle sind zudem vorverarbeitende Modelle zur zeitlichen und räumlichen Entfaltung von Lasten und Einspeisungen aus erneuerbaren Energien erforderlich. Im Folgenden werden zunächst die wesentlichen Eigenschaften aller drei zentralen Modelle sowie deren Skalenabdeckungen beschrieben. In den darauf folgenden Abschnitten wird die Integration der Modelle in dem Modellpaket erörtert.

5.1.1 Kurzbeschreibung der enthaltenen Modelle

Die folgenden Kurzbeschreibungen der enthaltenen Modelle umfassen die wesentlichen Eigenschaften und abgebildeten Skalenebenen des Energiesystemmodells IKARUS-LP, des Elektrizitätsmarktmodells für Europa sowie des Übertragungsnetzmodells für Deutschland. Die Diskussion der jeweils abgedeckten Skalen erfolgt vor dem Hintergrund der Ausführungen in Abschnitt 4.5. Dabei werden die Skalenabdeckungen für jedes Modell auf Basis von Abbildung 4.1 dargestellt. Während die von dem jeweiligen Modell direkt abgebildeten Skalenebenen durch farbig ausgefüllte Bereiche gekennzeichnet werden, markieren gestrichelte Umrandungen indirekt abgebildete Skalenebenen. Für die Skalen Regulierung und Management werden lediglich qualitative Farbverläufe angezeigt, da die Abdeckung der analytischen Skalen durch die Modelle eher fließend und nicht eindeutig festzulegen ist.

5.1.1.1 Energiesystemmodell IKARUS-LP

Das in dieser Arbeit verwendete IKARUS-LP-Modell wird in Abschnitt 5.2 detailliert beschrieben. IKARUS-LP ist ein lineares Optimierungsmodell, in dem das gesamte Energiesystem Deutschlands in Form von Stoff- und Energieflüssen von der Primärenergieversorgung bis hin zu den verschiedenen Energiedienstleistungen abgebildet ist [197]. Die durch das Modell abgedeckten Skalenebenen des Energiesystems sind in Abbildung 5.1 dargestellt. IKARUS-LP ist insbesondere für die Erstellung von langfristigen Szenarien über Dekaden ausgelegt. Dabei wird die zeitliche Entwicklung im Rahmen eines myopischen Time-Step-Ansatzes in Fünfjahresschritten abgebildet, wobei die jeweils betrachteten Stützjahre aus sechs verschiedenen, repräsentativen Zeitscheiben bestehen. Die Zeitscheiben können zur Abbildung saisonaler und untertäglicher Einflüsse genutzt werden, wobei lediglich eine Unterscheidung von Tag und Nacht möglich ist. Räumlich bildet IKARUS-LP als Punktmodell für Deutschland explizit die nationale Ebene ab. Indirekt existiert eine Verbindung zur multilateralen bzw. globalen Ebene aufgrund der Möglichkeit des Im- und Exports von Energieträgern. Eine explizite Abbildung mehrerer Länder ist dagegen ebenso wie eine regionale oder lokale Differenzierung nicht möglich. Das Modell bildet alle relevanten Sektoren sowie deren systematische Einbettung mit den verschiedenen Techniken zur Energiebereitstellung, -umwandlung und -verwendung ab. Die Techniken werden anhand des Platzhalterkonzeptes modelliert, bei dem alle zu einer Technik gehörigen Kapazitäten zu einem repräsentativen Technikblock aggregiert werden. Die darunter liegenden Skalenebenen der technischen Einheiten (z.B. einzelne Kraftwerke) sowie der Betriebsmittel (z.B. einzelne Transformatoren eines Umspannwerks) werden entsprechend nicht betrachtet. Da in IKARUS-LP sowohl eine Investitionsplanung als auch eine Einsatzplanung erfolgt, werden sämtliche Kosten von den volkswirtschaftlichen Gesamtkosten bis hin zu den Grenzkosten einzelner Techniken betrachtet.

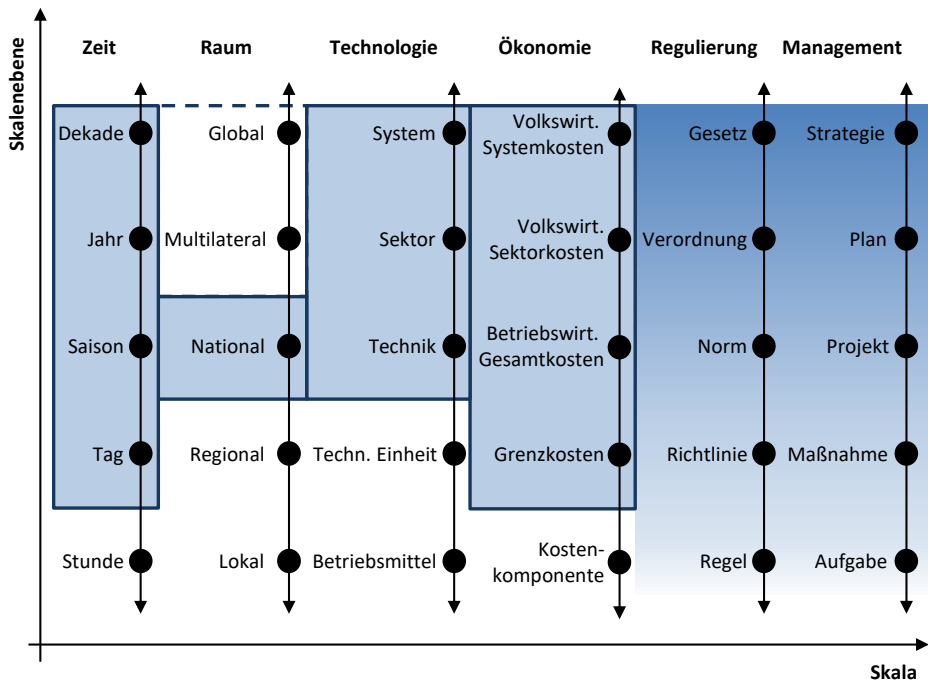


Abbildung 5.1: Abgebildete Skalen und Skalenebenen des Energiesystems (IKARUS-LP)

Die mit IKARUS-LP berechneten Szenarien adressieren insbesondere Regulierungsfragen auf der Ebene der Gesetze und Verordnungen, z.B. hinsichtlich der Wärmeschutzverordnungen im Gebäudebereich (vgl. [198]). Dabei ermöglicht IKARUS-LP insbesondere die Identifikation von kostengünstigen Strategien, bei denen die Wirksamkeit verschiedener Pläne, Projekte und Maßnahmen untersucht werden kann.

5.1.1.2 Elektrizitätsmarktmodell für Europa

Das in dieser Arbeit entwickelte Elektrizitätsmarktmodell für Europa wird in Abschnitt 5.4 detailliert beschrieben. Bei dem Modell handelt es sich um ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell, das die europaweite Stromerzeugung und -verwendung sowie resultierende Im- und Exporte ermittelt. Die durch das Modell abgebildeten Skalen und Skalenebenen des Elektrizitätsmarktes sind in Abbildung 5.2 dargestellt. Das Modell ist für die Berechnung eines gesamten Stützjahres mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde ausgelegt. In einer vorgeschalteten Jahresplanung wird zunächst eine intertemporale Optimierung der Revisionszeiträume von Kraftwerken auf Tagesbasis durchgeführt. Im Anschluss erfolgt die Einsatzplanung von Kraftwerken, Speichern und Flexibilitätsoptionen im

Rahmen einer myopischen, rollierenden Optimierung auf Stundenbasis. Dabei werden sämtliche Leistungsbilanzen sowie technische Restriktionen wie z.B. Revisionszeiten, Mindestleistungen, Teillastwirkungsgrade, Leistungsgradienten, Anfahrprozesse, Mindestbetriebszeiten, Mindeststillstandszeiten und Reserveleistungsvorhaltungen berücksichtigt. Das Modell bildet die einzelnen Länder bzw. Marktgebiete im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt mit allen Kraftwerken und Speichern ab. Globale Einflüsse sind lediglich indirekt durch vorgegebene Preise für Primärenergieträger gegeben. Durch die Hinterlegung der genauen Kraftwerksstandorte können die Stromerzeugungen und -verwendungen in Deutschland bis auf die lokale Ebene zugeordnet werden. Dazu werden Kraftwerke und Speicher in einer umfangreichen Datenbank blockscharf, d.h. bis auf die Ebene der technischen Einheiten, erfasst. Das Modell nimmt dabei keine Investitionsplanung vor, sondern ermittelt den Technikeinsatz eines aus exogenen Vorgaben abgeleiteten Kraftwerks- und Speicherparks. Die wesentlichen ökonomischen Entscheidungsgrößen sind entsprechend Grenzkosten und deren Kostenkomponenten. Aufgrund des kurz- bis mittelfristigen Zeithorizonts bei gleichzeitig hoher räumlicher und technologischer Auflösung eignet sich das Modell tendenziell für die Analyse der mittleren bis unteren Skalenebenen in den Skalen Regulierung und Management.

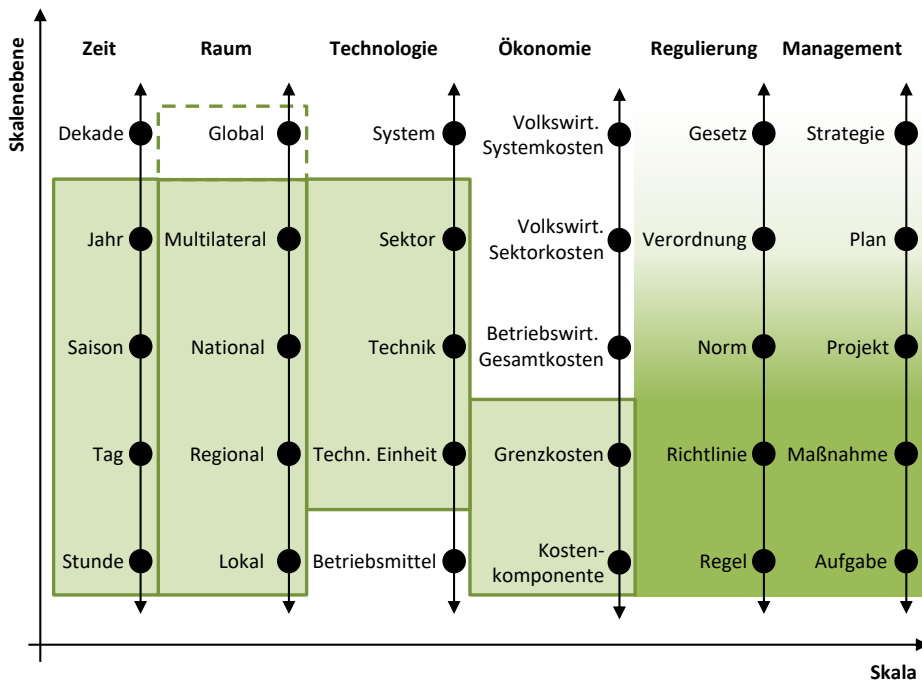


Abbildung 5.2: Abgebildete Skalen und Skalenebenen des Elektrizitätsmarktes

5.1.1.3 Übertragungsnetzmodell für Deutschland

Das in dieser Arbeit entwickelte Übertragungsnetzmodell für Deutschland wird in Abschnitt 5.5 detailliert beschrieben. Bei dem Modell handelt es sich um ein kombiniertes Simulations- und Optimierungsmodell zur Ermittlung der Leistungsflüsse im deutschen Übertragungsnetz, wobei sich der Optimierungsteil auf die Bestimmung der optimalen Betriebsweise von HGÜ-Leitungen bezieht. Aufbauend auf einer sehr detaillierten Netztopologie ermöglicht das Modell die Durchführung von AC- und DC-Lastflussrechnungen sowohl für den Grundlastfall als auch den (n-1)-Fall. Dabei können sämtliche Spannungen, Ströme, Verluste und Auslastungen im Netz ermittelt werden. Die durch das Modell abgebildeten Skalen und Skalenebenen des Übertragungsnetzes sind in Abbildung 5.3 dargestellt.

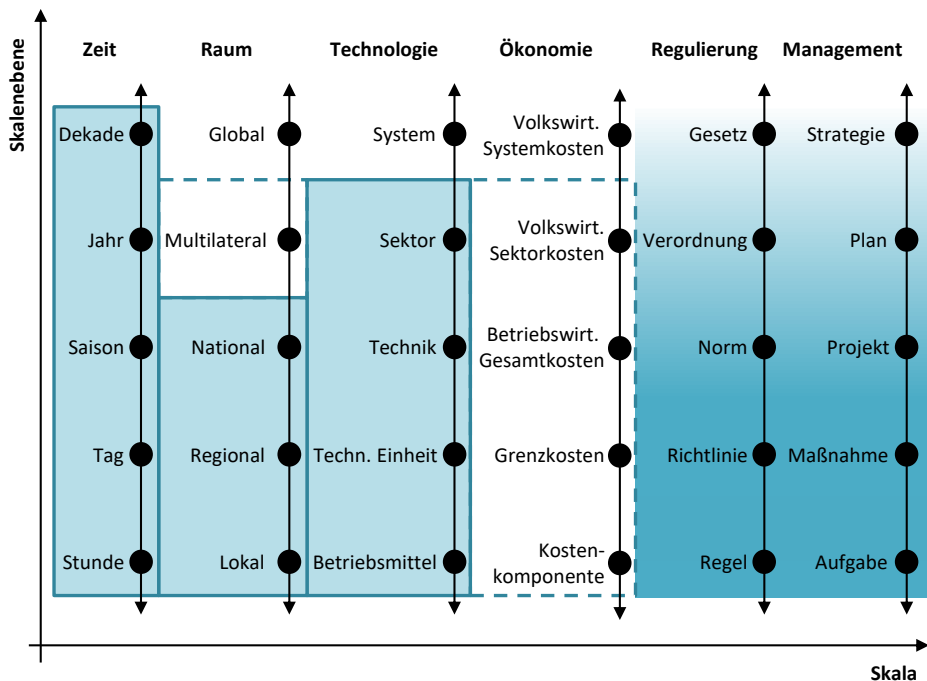


Abbildung 5.3: Abgebildete Skalen und Skalenebenen des Übertragungsnetzes

Mit dem Modell können sämtliche quasistationären Situationen eines Stützjahres mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde berechnet werden. Darüber hinaus sind umfangreiche Topologieentwicklungen über die nächsten Jahrzehnte hinterlegt, so dass auch Analysen über Dekaden hinweg möglich sind. Das Modell bildet das nationale Netz bis auf die lokale bzw. knotenscharfe Ebene ab. Zusätzlich ermöglicht eine umfangreiche Randnetzmodellierung die adäquate Ersatzabbildung der Netze rund um Deutschland, wodurch eine indirekte multilaterale Abbildung vorliegt. Das Mengengerüst des Übertragungsnetzes reicht bis auf die Ebene der Betriebsmittel, so dass z.B. einzelne Transformatoren

abgebildet sind. Auf dieser Basis können auch detaillierte Kosten ermittelt werden, die in dem Modell jedoch lediglich indirekt erfasst werden und keine Eingangsgrößen in der Modellierung darstellen. Das Modell eignet sich insbesondere für die Evaluierung und Erstellung von Plänen wie dem Netzentwicklungsplan, wobei einzelne Projekte und Maßnahmen detailliert betrachtet werden können. Entsprechend können die Auswirkungen von Regulierungen bis auf sehr konkrete Ebenen wie die der Systemregeln dargestellt werden.

5.1.2 Struktur des Modellpakets

In dem integrierten Modellpaket wird IKARUS-LP derart mit neu entwickelten Modellen für den Elektrizitätssektor gekoppelt, dass für diesen Sektor möglichst alle in Abbildung 4.1 dargestellten Dimensionen und Ebenen der Multiskalarität berücksichtigt werden können. Die Struktur des entwickelten Modellpakets ist in Abbildung 5.4 dargestellt. Der Ansatz wurde erstmals in [5] vorgestellt. Die zentralen Modelle sind durch einen dunkelblauen Hintergrund gekennzeichnet, vorgelagerte Modelle durch einen hellblauen Hintergrund bei dunkelblauer Umrandung und Szenarienannahmen durch einen hellblauen Hintergrund bei hellblauer Umrandung. Der Einsatz des Modellpakets erfolgt im Rahmen von Szenarien, denen ein Rahmenszenario mit grundlegenden Annahmen z.B. zur Entwicklung der Bevölkerung, der Primärenergieträgerpreise oder auch von Technologieparametern zugrunde liegt. Diese Grundannahmen gelten für alle betrachteten Modelle gleichermaßen.

Die Berechnung des energiesystematischen Szenarios für Deutschland beginnt mit dem in Abschnitt 4.5 beschriebenen Optimierungsmodell IKARUS-LP. Die in dem Modell ermittelten Kapazitäten für Kraftwerke, Speicher und erneuerbare Energien sowie die sektoralen Stromnachfragen werden in der Folge an die weiteren Modelle im Modellpaket übergeben. Die nach Sektoren unterschiedene Stromnachfrage für Deutschland findet Eingang in das in Abschnitt 5.3.1 beschriebene Modell zur zeitlichen Entfaltung des Stromverbrauchs. Die Kapazitäten der erneuerbaren Energien sind die Eingangsgrößen für das in Abschnitt 5.3.3 beschriebene Modell zur zeitlichen Entfaltung der Einspeisung erneuerbarer Energien. Für die in Abschnitt 5.3.5 beschriebene zeitliche Entfaltung der Stromverbräuche in den restlichen modellierten Ländern Europas wird auf die ein exogenes Szenario, das z.B. einer Studie entstammen kann, zurückgegriffen. Dies gilt analog für die Kapazitäten für die in Abschnitt 5.3.6 beschriebene zeitliche Entfaltung der erneuerbaren Energien in den restlichen Ländern Europas. Auf Basis der erstellten Lastzeitreihen und Einspeisezeitreihen für die erneuerbaren Energien werden anschließend die länderspezifischen, stündlich aufgelösten Residuallastzeitreihen für jedes betrachtete Land Europas gemäß des Verfahrens aus Abschnitt 5.3.7 ermittelt. Diese Zeitreihen stellen zusammen mit den übergebenen Kraftwerkskapazitäten aus IKARUS-LP bzw. dem Szenario für die restlichen Länder Europas die Eingangsgrößen für das in Abschnitt 5.4 beschriebene Elektrizitätsmarktmodell für Europa dar,

in dem der europaweite Kraftwerks-, Speicher- und Flexibilitätsoptioneneinsatz sowie resultierende Im- und Exporte ermittelt werden.

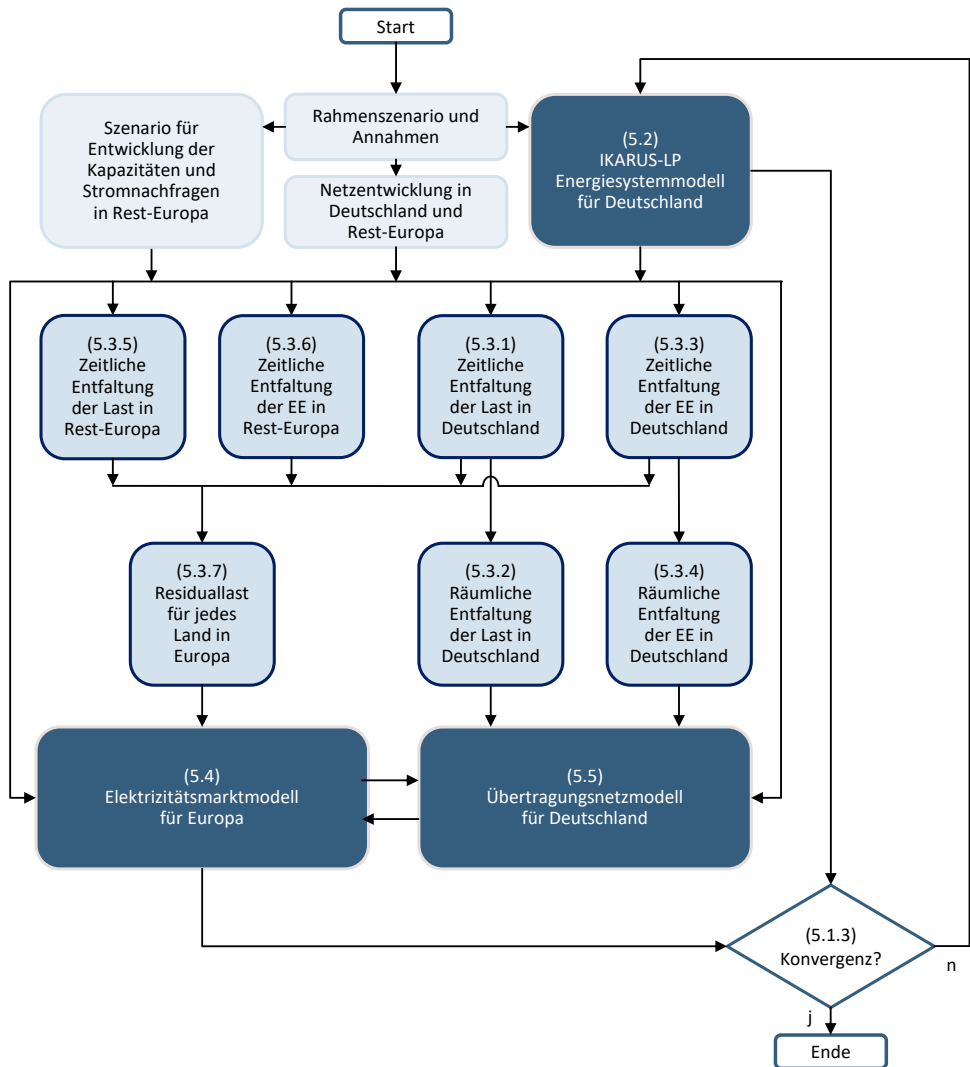


Abbildung 5.4: Struktur des entwickelten Modellpakets

Nach der Elektrizitätsmarktberechnung sind aufgrund der Kenntnis der Kraftwerksstandorte auch die regionalen Verteilungen der Stromerzeugung aus Kraftwerken und Speichern in Deutschland bekannt. Diese stellen zusammen mit dem Stromaustausch mit den Nachbarländern Eingangsgrößen für das in Abschnitt 5.5 vorgestellte Übertragungsnetzmodell für Deutschland dar. Die weiteren Eingangsgrößen sind die nach dem in Abschnitt 5.3.2 beschriebenen Verfahren bestimmten räumlich verteilten Lasten in Deutschland sowie die nach dem in Abschnitt 5.3.4 beschriebenen Verfahren räumlich verteilten

Einspeisungen erneuerbarer Energien in Deutschland. Zudem wird die angenommene Netztopologie dem Rahmenszenario entnommen.

Die Verbindung zwischen Übertragungsnetzmodell und Elektrizitätsmarktmodell entspricht der Möglichkeit, nach der Netzberechnung für einzelne Stunden ein manuelles Redispatching vorzunehmen. Sollte es bei zu Überlastungen einzelner Leitungen kommen, können zunächst die Kraftwerke identifiziert werden, die durch eine Erhöhung bzw. Reduzierung der Einspeiseleistung den Engpass wirksam beseitigen können. Hierzu wird, jeweils im Rahmen der technischen Restriktionen der Kraftwerke, die Einspeisung eines Kraftwerks vor dem Engpass vermindert und dafür die Einspeisung eines hinter dem Engpass liegenden Kraftwerks um diesen Betrag erhöht. Diese Änderungen können anschließend in dem Ergebnis der Elektrizitätsmarkt berechnung angepasst werden.

Die Ergebnisse des Elektrizitätsmarktmodells dienen schließlich wiederum als Eingangsgröße für IKARUS-LP, so dass die vollständige Integration der Modelle durch deren Rückkopplung realisiert wird. Auf die Gestaltung der Rückkopplung und das Konvergenzkriterium wird im folgenden Abschnitt eingegangen.

5.1.3 Rückkopplung und Konvergenz

Die Rückkopplung von IKARUS-LP mit dem Elektrizitätsmarktmodell erfolgt anhand eines Soft-Linking-Ansatzes, bei dem die Einzelmodelle iterativ solange nacheinander gelöst werden, bis ein gefordertes Konvergenzkriterium erfüllt ist. Das iterative Vorgehen ist sukzessive für jedes Stützjahr durchzuführen. Beide Modelle werden daher zunächst für ein Stützjahr zur Konvergenz gebracht, bevor das folgende Stützjahr berechnet wird. Durch den Soft-Linking-Ansatz bleiben die Ergebnisse der Einzelmodelle einerseits für den Anwender nachvollziehbar, andererseits können auch isolierte Analysen des Elektrizitätssystems unabhängig von der systemischen Einbettung des Energiesystemmodells durchgeführt werden. Ein wesentlicher Vorteil des modularen Aufbaus besteht zudem in der Möglichkeit, mit geringfügigen Anpassungen auch Kopplungen mit anderen Energiesystemmodellen vornehmen zu können, z.B. mit einem europäischen Energiesystemmodell wie PRIMES. In einer solchen Konstellation würde das Szenario für das übrige Europa durch die endogenen Ergebnisse des Energiesystemmodells ersetzt werden. Entsprechend müssten die rückgekoppelten Größen auf alle abgebildeten Länder ausgeweitet werden. Ausgangspunkt des Iterationsverfahrens ist die erstmalige Berechnung des Szenarios mit IKARUS-LP. Hierbei werden keine Vorgaben hinsichtlich der Stromerzeugung sowie der Stromimporte und -exporte gesetzt. Das Modell kann demnach die Stromerzeugung unter Berücksichtigung der szenariospezifischen Vorgaben frei bestimmen. Die endogen bestimmten sektoralen Stromnachfragen und die Erzeugungskapazitäten der erneuerbaren Energien werden nach der Berechnung unmittelbar

an die jeweiligen Modelle zur zeitlichen Entfaltung übergeben. Die in IKARUS-LP ermittelten Kraftwerkskapazitäten werden dagegen zunächst mit der dem Elektrizitätsmarktmodell zugrunde liegenden Kraftwerksdatenbank abgeglichen. Sofern in IKARUS-LP Kraftwerkskapazitäten zugebaut werden, für die noch keine konkreten Informationen vorliegen, müssen der Kraftwerksdatenbank entsprechende Kraftwerksblöcke mit denen für das Stützjahr hinterlegten Parametern zugefügt werden. Bekannte Kraftwerksneubauten bzw. Kraftwerksstilllegungen aufgrund der erreichten Lebensdauer werden hingegen durch die Kraftwerksdatenbank des Elektrizitätsmarktmodells berücksichtigt, in der die exakten Inbetriebnahmedaten und geschätzten Außerbetriebnahmedaten für jedes Kraftwerk erfasst sind. Unter Berücksichtigung des Szenarios für die restlichen europäischen Länder wird anschließend die europaweite Elektrizitätsmarktberechnung für das betrachtete Stützjahr durchgeführt. Die so ermittelte Stromerzeugung sämtlicher Kraftwerke in Deutschland sowie die Summe der Stromimporte und -exporte mit den Nachbarländern Deutschlands dient anschließend als Eingangsgröße für IKARUS-LP. Hierzu werden die jährlichen Erzeugungen der Kraftwerke den einzelnen in IKARUS-LP hinterlegten Techniken zugeordnet. Dabei ist darauf zu achten, dass das Elektrizitätsmarktmodell auch Heizkraftwerke und Industriekraftwerke abbildet. Auf diese Weise werden in IKARUS-LP, wie in Abschnitt 5.2.2 beschrieben, Techniken aus dem Strom-, Wärme- und Industriesektor tangiert. In der nächsten Berechnung mit IKARUS-LP wird die Stromerzeugung der verschiedenen Techniken anhand von Benutzergleichungen auf die berechneten Werte des Elektrizitätsmarktmodells fixiert. Ebenso werden die ermittelten Stromimporte und -exporte fest vorgegeben. Außerdem erfolgt eine Anpassung der in IKARUS-LP an die nächste Periode zu vererbenden Kraftwerkskapazitäten, wobei der lebensdauerbedingte Rückgang der Kapazitäten aus der detaillierten Kraftwerksdatenbank abgeleitet wird. Anschließend wird die Berechnung in IKARUS-LP durchgeführt, aus der sich wiederum die endogen bestimmten Stromnachfragen sowie installierten Erzeugungskapazitäten ergeben. Daraufhin wird auf Basis der neu ermittelten Residuallastzeitreihen und angepassten Kraftwerksdatenbank nochmals die Berechnung mit dem Elektrizitätsmarktmodell durchgeführt. Anschließend findet ein Vergleich der Stromerzeugungen sowie Im- und Exporte mit den Ergebnissen der vorherigen Iteration statt. Wenn sich die Änderungen innerhalb einer zulässigen Abweichungstoleranz bewegen, gilt das Iterationsverfahren als konvergiert und kann abgebrochen werden. Dies ist in der Regel bereits nach zwei Iterationen der Fall. Andernfalls müssen weitere Iterationen bis zum Erreichen der Konvergenz durchgeführt werden. Da es sich sowohl bei IKARUS-LP als auch dem Elektrizitätsmarktmodell um lineare Optimierungsmodelle handelt, in denen Kosten minimiert werden, ist dabei eine Konvergenz der gekoppelten Modelle garantiert, solange die einzelnen Modelle nicht unlösbar werden.

5.1.4 Multiskalarität des integrierten Modellpakets

Mit der Kopplung des Energiesystemmodells IKARUS-LP mit dem neu entwickelten Elektrizitätsmarktmodells für Europa und dem neu entwickelten Übertragungsnetzmodell für Deutschland geht eine starke Erweiterung der betrachteten Systembereiche sowie abgedeckten Skalenebenen einher. Die durch das Modellpaket abgedeckten Skalen und Skalenebenen des integrierten Energie- und Elektrizitätssystems sind in Abbildung 5.5 dargestellt. Dabei sind in der Abbildung die in Abschnitt 5.1.1 diskutierten Skalenabdeckungen der zentralen Modelle des Modellpakets übereinandergelegt dargestellt.

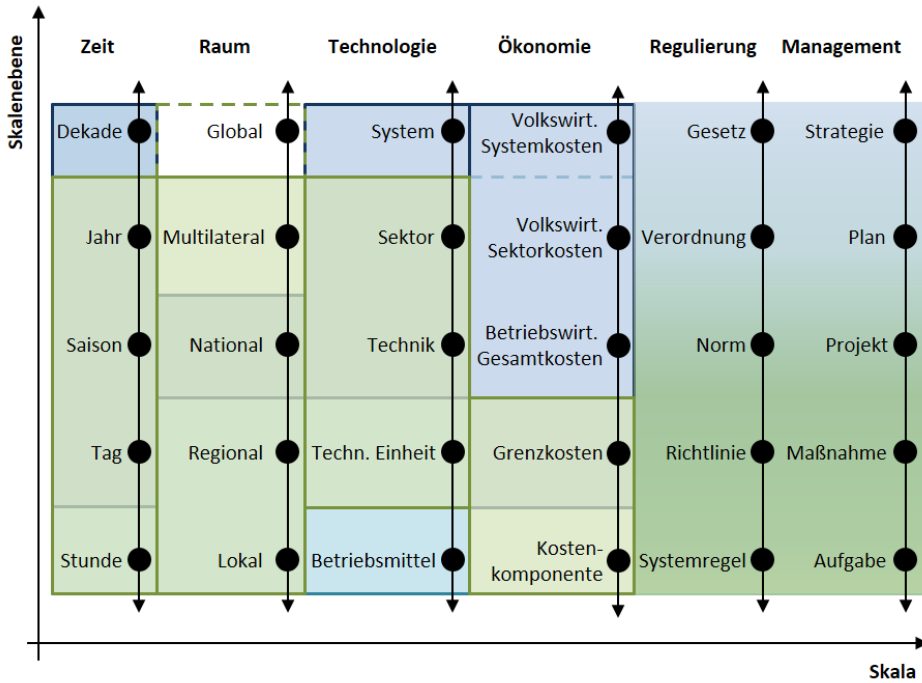


Abbildung 5.5: Abgebildete Skalen und Skalenebenen des integrierten Energie- und Elektrizitätssystems

Gegenüber den durch IKARUS-LP abgedeckten Skalenebenen (vgl. Abbildung 5.1) weist das integrierte Modellpaket eine deutlich umfangreichere zeitliche, räumliche, technologische und ökonomische Skalenabdeckung auf. Dies führt dazu, dass in Szenarienanalysen auch Auswirkungen bzw. Rückwirkungen zuvor nicht berücksichtigter Skalenebenen erfasst werden, wodurch die Präzision und Verlässlichkeit der Ergebnisse zunimmt. Des Weiteren ermöglichen die zusätzlichen Modelle eine Vielzahl an zusätzlichen Analysen, die in konsistenter Weise sowohl auf aggregierten als auch auf sehr detaillierten Ebenen durchgeführt werden können.

5.2 Energiesystemmodell für Deutschland – IKARUS-LP

Anfang der Neunziger Jahre hat das damalige Bundesministerium für Forschung und Technologie das IKARUS-Projekt mit dem Ziel der Entwicklung von Instrumenten für Klimagasreduktionsstrategien initiiert [197]. Die Federführung des Projekts lag beim heutigen Institut für Energie- und Klimaforschung-Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE) des Forschungszentrum Jülich. Zu den weiteren Projektpartnern zählten das Bremer Energieinstitut (BEI), das Fachinformationszentrum Karlsruhe, das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), das Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI), die TÜV Rheinland Group, die Technische Universität München (TUM) sowie die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE). Ein wesentliches Ergebnis des Projekts ist das IKARUS-Optimierungsmodell (IKARUS-LP), das auf Grundlage der ebenfalls bereitgestellten umfangreichen Datenbasis für das deutsche Energiesystem die Berechnung konsistenter Energieszenarien und Klimagasreduktionsstrategien ermöglicht [172]. Seither wurde das Modell ständig weiterentwickelt und für vielfältige Fragestellungen eingesetzt. Beispiele hierfür finden sich in [137, 138, 199-203]. Im Folgenden werden zunächst kurz die Eigenschaften von IKARUS-LP beschrieben, die auf den Ausführungen verschiedener Modelldokumentationen basieren [172, 175, 204].

5.2.1 Modellaufbau und Struktur

Der Aufbau des IKARUS-LP Modells ist in Abbildung 5.6 dargestellt. IKARUS-LP ist ein Bottom-up-Modell, das das deutsche Energiesystem von der Bereitstellung der Primärenergie über den Umwandlungsbereich bis hin zu den Endenergiesektoren abbildet [197]. Das Modell besteht aus einer Vielzahl von Technologieoptionen, die durch ihre Ein- und Ausgangsgrößen, Wirkungsgrade, Emissionen, Kosten sowie die Einbindungen in die Energie- und Stoffströme des Systems beschrieben werden [197]. Ausgelöst durch exogen vorgegebene Nachfragen nach Energiedienstleistungen, ermittelt das Modell unter Berücksichtigung der technischen und szenariospezifischen Restriktionen den kostenoptimalen Einsatz der Technologien zur Erfüllung der Nachfrage. Dabei wird das System anhand von linearen Gleichungen beschrieben, die mit den Verfahren der Linearen Programmierung (vgl. Abschnitt 5.4.3) gelöst werden. Eine Erweiterung von IKARUS-LP erlaubt es zudem, eine multikriterielle Optimierung auf Basis einer Fuzzy-Optimierung durchzuführen (IKARUS-FLP) [137, 138]. Hierbei werden einige der strikten Nebenbedingungen, die z.B. die Einhaltung von Nachhaltigkeitszielen anhand von Nachhaltigkeitsindikatoren beschreiben, durch unscharfe Nebenbedingungen ersetzt. Das Verfahren ermöglicht dann eine Nachhaltigkeitsmaximierung, die einen optimalen Kompromiss der sich teilweise widersprechenden Nachhaltigkeits- und Kostenziele darstellt [137]. Die in linearen Modellen häufig zu beobachtende problematische Abhängigkeit von einigen wenigen bindenden Nebenbedingungen, wird durch den

Ansatz unscharfer Nebenbedingungen ebenfalls entschärft [138]. Aufgrund der Fokussierung auf das entwickelte Modellpaket, kommt diese Verfahrenserweiterung bei den in dieser Arbeit vorgestellten Rechnungen jedoch nicht zum Einsatz.

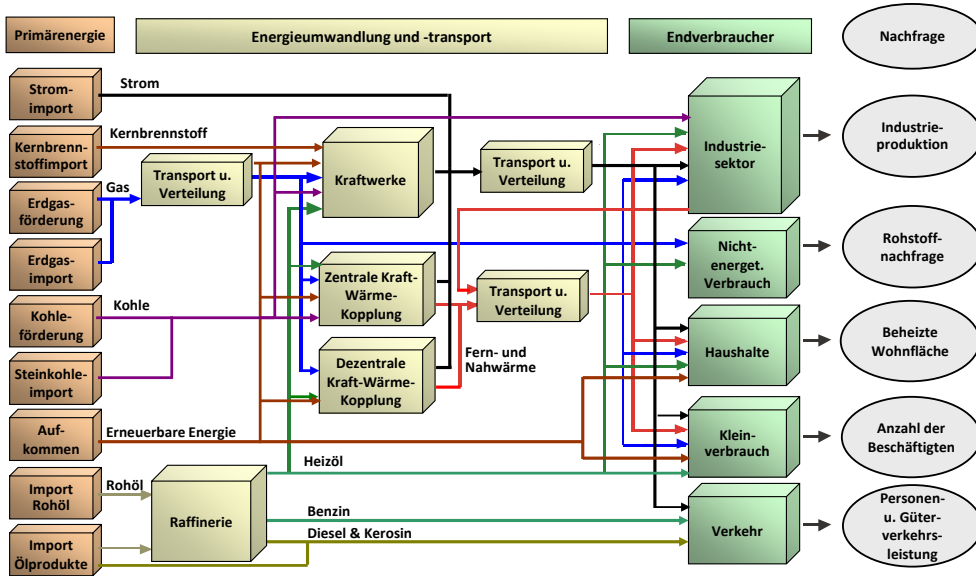


Abbildung 5.6: Struktur des Energiesystemmodells IKARUS-LP [197]

IKARUS-LP bildet die langfristige Entwicklung anhand von dynamisch gekoppelten Fünfjahresperioden ab. Die Perioden sind entsprechend des myopischen Time-step-Ansatzes miteinander verknüpft, bei dem die Einzelperioden geschlossen optimiert werden und die Ergebnisse an die folgenden Zeitschritte vererbt werden. Jede dieser Einzelperioden besteht aus sechs Zeitscheiben, die in den unterschiedlichen Sektoren zur Abbildung zeitlicher Abhängigkeiten genutzt werden können. Die Zeitscheiben repräsentieren die Jahreszeiten Sommer, Winter und Übergangszeit, wobei jeweils eine Unterscheidung nach Tag und Nacht vorgenommen wird. Diese können z.B. im Verkehrsbereich zur Abbildung des erhöhten Güterverkehrsaufkommen in der Nacht, bei Industrieprozessen zur Abbildung von Zwei- und Dreischichtbetrieben oder bei der Stromerzeugung zur lediglich tagsüber erfolgenden Stromerzeugung aus PV-Anlagen genutzt werden. Bei dem Modell handelt es sich um ein Punktmodell für Deutschland, in dem die betrachteten Größen für Gesamtdeutschland aggregiert sind und entsprechend keine regionale Unterteilung erfolgt. Für die verschiedenen Energieträger sind Austausche mit dem Ausland möglich, wobei die Austauschmengen entweder fixiert oder durch Preise und Begrenzungen modellendogen ermittelt werden können.

5.2.2 Sektoren und Untersektoren

Das Energiesystem ist in IKARUS-LP in insgesamt 10 Sektoren aufgeteilt, deren intersektorale Stoff- und Energieflüsse durch eine sogenannte Oberstruktur abgebildet sind. Auf die einzelnen Sektoren wird im Folgenden eingegangen.

5.2.2.1 Sektor Primäre Energien

Der Sektor Primäre Energien umfasst die inländische Gewinnung, den Import sowie den Export von Energieträgern. Hierunter fällt auch die Hilfsenergie, die zur Förderung inländischer Primärenergie anfällt, wie beispielsweise der Energieaufwand des Tagebaus bei der Förderung von Braunkohle. Zusätzlich zu den klassischen Primärenergieträgern umfasst der Sektor auch im- und exportierte Sekundärenergieträger wie z.B. Diesel oder Strom. Im Bereich der regenerativen Energien liegt besonderer Fokus auf dem begrenzten Aufkommen der Primärenergieträger, das insbesondere im Bereich der Anbauflächen für energetisch genutzte Biomasse unter Berücksichtigung von Fruchtfolgenrestriktionen eine wichtige Rolle spielt [201].

5.2.2.2 Raffineriesektor

Im Raffineriesektor erfolgt die Umwandlung des importierten und geförderten Rohöls in Mineralölprodukte. Im Anschluss an die atmosphärische Destillation (atmosphärische Rektifikation), in der das Erdöl zunächst in schwere und leichte Fraktionen getrennt wird, stehen verschiedene Konversionsverfahren wie z.B. das Hydrocracken oder das katalytische Cracken zur Verfügung, um die gewünschten Endprodukte wie Benzin, Diesel oder leichtes Heizöl herzustellen.

5.2.2.3 Veredlungssektor

Der Veredlungssektor enthält verschiedene Technologien zur Umwandlung von Primärenergieträgern in gasförmige, flüssige und feste Sekundär- und Endenergieträger, die nicht durch den Raffineriesektor abgedeckt werden. Im Bereich der gasförmigen Produkte stellt Synthesegas ein wichtiges Zwischenprodukt dar, aus dem verschiedenste Endenergieträger hergestellt werden. Dieses kann u.a. aus der Vergasung von Kohlen oder auch Biomasse gewonnen werden. Ein wichtiger Anwendungsbereich in der Veredlung zu flüssigen Endenergieträgern ist die Herstellung synthetischer Kraftstoffe wie Methanol, Ethanol, Benzin und Heizöl mit unterschiedlichen Techniken, z.B. anhand der Fischer-Tropsch-Synthese. Bei festen Energieträgern fällt z.B. die Herstellung von Koks- und Kohlebriketts unter den Veredlungsbereich.

5.2.2.4 Gassektor

Der Gassektor beschreibt den Transport und die Verteilung von Erdgas, Stadtgas und Wasserstoff über die nach Hoch-, Mittel- und Niederdruck unterschiedenen Gasnetzebenen. Der Gaseinsatz erfolgt dagegen in anderen Sektoren wie z.B. dem Stromsektor oder den Endenergiesektoren.

5.2.2.5 Stromsektor

Der in Abbildung 5.7 schematisch dargestellte Stromsektor ist in die drei gekoppelten Spannungsebenen Hoch-, Mittel-, und Niederspannung unterteilt und umfasst alle öffentlichen Stromerzeugungs- und Speichertechnologien, die keine Wärmeauskopplung bereitstellen sowie nicht dem Industriesektor zugeordnet sind [204]. Für die im Wärme- und Industriesektor abgebildeten Techniken (Andere Einspeiser) ist lediglich die Zuordnung des öffentlich eingespeisten Stroms zur Spannungsebene gegeben.

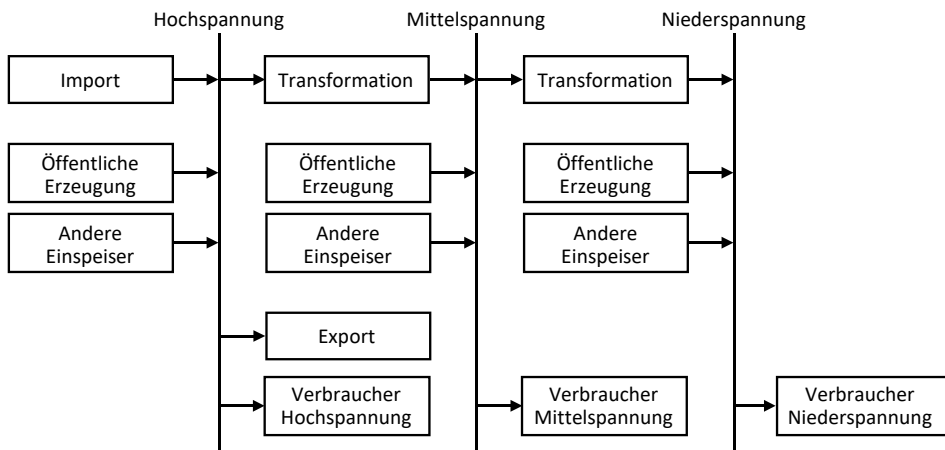


Abbildung 5.7: Abbildung des Stromsektors in IKARUS-LP [204]

Alle auf einer Spannungsebene angesiedelten Techniken speisen in dieselbe fiktive Stromschiene ein, an der ebenso die auf der jeweiligen Spannungsebene angreifenden Lasten hängen. Stromimporte und -exporte sind an die Hochspannungsschiene gekoppelt, wobei Importe anhand von Mengenbegrenzungen und einem vorgegebenen Importstrompreis als eine vom Modell wählbare Option beschrieben werden können. Die Strommengen und Preise können jedoch auch sowohl für Importe als auch Exporte exogen vorgegeben werden. Für die drei fiktiven Stromschienen werden die Netzverluste anhand eines mit einem Wirkungsgrad vergleichbaren Faktors vorgegeben, der das Verhältnis von eingespeister und entnommener Leistung widerspiegelt. Die einzelnen modellierten Techniken fassen alle

einer Technikkategorie zugehörigen Kapazitäten zusammen. Einzelne Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke werden demnach nicht betrachtet. Stattdessen werden z.B. alle neuen Steinkohlekraftwerke anhand eines einzelnen, in Abbildung 5.8 beispielhaft dargestellten Platzhalters repräsentiert, der durch die typischen Werte für Emissionen, Kosten, Wirkungsgrad, Lebensdauer usw. charakterisiert ist.

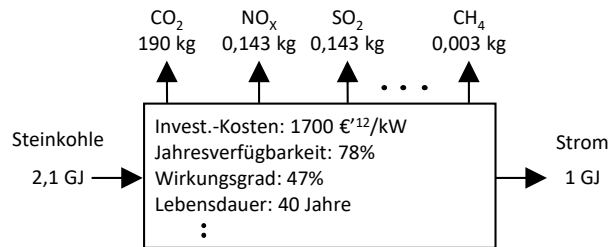


Abbildung 5.8: Das Platzhalterkonzept am Beispiel eines modernen Steinkohlekraftwerks

Für die Beschreibung der zeitabhängigen Einspeisungen und Verbräuche stehen entsprechend Abbildung 5.9 die sechs beschriebenen Zeitscheiben zur Verfügung. Innerhalb der Zeitscheiben wird keine weitere zeitliche Differenzierung mehr vorgenommen, d.h. bei allen verschiedenen Werten für die Einspeisungen und Lasten handelt es sich um Mittelwerte für die jeweilige Zeitscheibe.

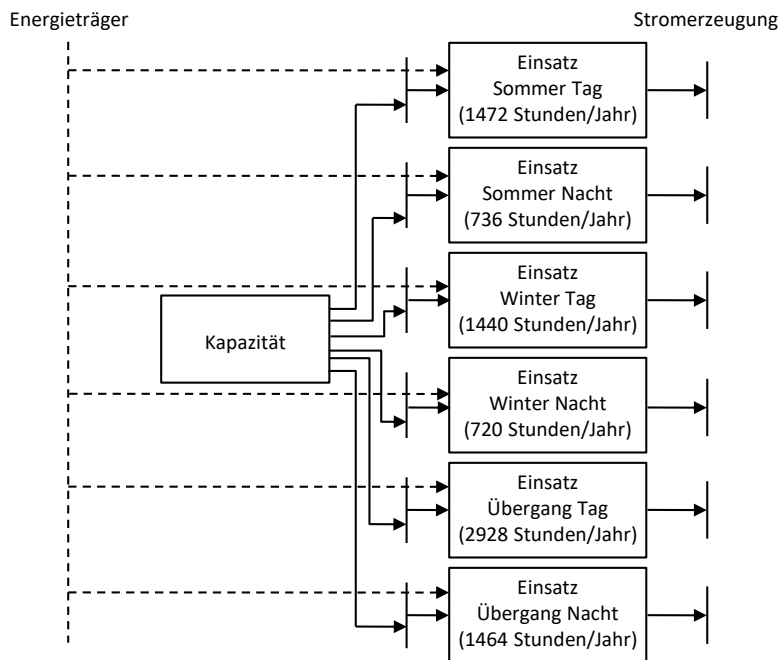


Abbildung 5.9: Abbildung einer Stromerzeugungstechnologie im Stromsektor [204]

5.2.2.6 Wärmesektor

Der Wärmesektor umfasst sämtliche Technologien zur Wärmeerzeugung und -verteilung, wobei die beiden Untersektoren Fern- und Nahwärme unterschieden werden. Im Bereich der Fernwärme sind vor allem große Wärmeerzeuger wie z.B. Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung und große Heizkraftwerke abgebildet. Der Nahwärmesektor umfasst hingegen Technologien zur dezentralen Wärmeerzeugung wie z.B. Blockheizkraftwerke und kleinere Heizwerke. Die bei der Wärmeerzeugung ausgekoppelten und in das öffentliche Netz eingespeisten Strommengen sind wie im vorherigen Abschnitt beschrieben den einzelnen Spannungsebenen im Stromsektor zugeordnet.

5.2.2.7 Industriesektor

Der Industriesektor umfasst die verschiedenen Industrieprozesse, die nach Branchen unterteilt in Tabelle 5.1 dargestellt sind [204]. Dabei wird die energiebestimmende Nachfrage durch die erzielte Bruttowertschöpfung jedes Sektors bestimmt. Zur Herstellung der verschiedenen Industriegüter stehen verschiedene Prozesse zu Verfügung, die ihrerseits Strom, Dampf, Wärme und weitere Energieträger nachfragen. Zusätzlich zu den reinen Herstellungsprozessen, werden vor- und nachgelagerte Prozesse durch fiktive Techniken energetisch erfasst, die unterteilt nach Kraft, Licht und Kommunikation angegeben werden. Der Industriesektor umfasst außerdem Anlagen zur industriellen Strom- und Wärmeerzeugung, wobei auch ein Austausch mit dem Stromsektor möglich ist.

Hauptbranche	Subbranche
NE-Metalle	Hütten- Aluminium, Restliche NE-Metalle
Übriger Bergbau	Übriger Bergbau
Chemie	Chlor, Soda, Olefine, restliche chemische Grundstoffe, restliche chemische Industrie
Eisenschaffende Industrie	Elektrostahl, Walzstahl, Sinter, restliches Eisen, Roheisen
Restliche Grundstoffe	Restliche Grundstoffe
Investitionsgüter	Investitionsgüter
Konsumgüter	Glas, restliche Konsumgüter
Nahrung und Genuss	Zucker, restliche Nahrung und Genussmittel
Zellstoff und Papier	Zellstoff, Papier/Pappe
Steine-Erden	Zement, Kalk, Ziegel, Restliche Steine, Erden

Tabelle 5.1: Branchen des Industriesektors [204]

5.2.2.8 GHD-Sektor

Der GHD-Sektor ist entsprechend Tabelle 5.2 in insgesamt sechs Branchen aufgeteilt, die wiederum in 15 Subbranchen unterteilt sind. In diesen werden insgesamt 39 Verbrauchergruppen klassifiziert [175].

Die Nachfrage nach Energiedienstleistungen bemisst sich nach der Anzahl der Beschäftigten in den einzelnen Verbrauchergruppen. Daraus wird die Endenergienachfrage nach Raumwärme-, Warmwasser- und Prozessenergie sowie nach Strom für Licht-, Kraft- und Kommunikationstechniken abgeleitet. Die Einzeltechniken der Prozesse sind dabei für jeden Sektor zusammen mit Einsparpotentialen abgebildet.

Hauptbranche	Subbranche
Öffentliche Dienstleistungen	z.B. Krankenhäuser, Schulen, Rathäuser, Theater etc.
Private Dienstleistungen	Handel, z.B. Supermärkte, Kaufhäuser, Tankstellen, Banken, Versicherungen, Gaststätten, Hotels etc.
Militär	Bundeswehr und Sonstige
Handwerk, Kleinindustrie	KFZ-Gewerbe, Bäckerei, Wäscherei, Holzbearbeitung, Steine, Erden, Metallbearbeitung etc.
Baugewerbe	Baugewerbe
Landwirtschaft	Gartenbau, Viehhaltung, Ackerbau

Tabelle 5.2: Branchenaufteilung des GHD-Sektors [204]

5.2.2.9 Verkehrssektor

Im Verkehrssektor werden die Bereiche Personen- und Güterverkehr jeweils getrennt nach Nah- und Fernverkehr unterschieden, wobei für den Nahverkehr der Verkehr innerhalb eines Umkreises von 50 km rund um den Standort des Verkehrsmittels berücksichtigt wird [175]. Für jeden der Bereiche sind verschiedene Transportmittel sowie Sparvarianten derselben definiert. Die Endenergienachfrage ergibt sich durch vorgegebene Personenkilometer im Personenverkehr und Tonnenkilometer im Güterverkehr. Hierzu werden die jeweiligen Fahrleistungen mit einer transportmittelbezogenen Personenbesetzungszahl im Personenverkehr und einer Beladungszahl im Güterverkehr verrechnet.

5.2.2.10 Haushaltssektor

Im Haushaltssektor wird nach Ein- und Mehrfamilienhäusern unterschieden. Für alle Gebäudetypen sind die vielfältigen Möglichkeiten zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung abgebildet. Des Weiteren wird der Endenergieverbrauch aus den Haushaltsanwendungen berücksichtigt, bei denen nach Waschen und Spülen, Kochen sowie Kommunikation, Licht und Kraft unterschieden wird. Der dazu benötigte Strom wird entweder der Niederspannungsebene des Stromsektors entnommen, oder durch Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologien wie z.B. Blockheizkraftwerke in den Haushalten erzeugt, wobei auch die zusätzliche Einspeisung des Stroms ins Stromnetz berücksichtigt wird. Für jeden Gebäudetyp sind zudem Einsparmaßnahmen definiert, die z.B. verschiedenen Wärmedämmungsmaßnahmen entsprechen können. Dabei wird zwischen Maßnahmen innerhalb des Renovierungszyklus und

relativ teuren Maßnahmen außerhalb des Renovierungszyklus unterschieden. Die Höhe der Nachfrage nach den Energiedienstleistungen ergibt aus der Zahl der in den Haushalten lebenden Personen.

5.2.3 Modellkalibrierung

Die Kalibrierung des Modells geschieht anhand der Justierung von Koeffizienten und Begrenzungen und dient dazu, die Energiebilanzen eines zurückliegenden Zeitraums korrekt abzubilden [175]. Dabei wird der Optimierungsspielraum des Modells stark eingeschränkt. Die sektorübergreifende Modellkalibrierung für diese Arbeit greift bis in das Stützjahr 2010, wobei, soweit wie von der Datengrundlage her möglich, auch die Tendenzen für das Stützjahr 2015 berücksichtigt sind. Die Güte der Kalibrierung kann anhand eines Vergleichs der in Abschnitt 6.1.2 dargestellten Ergebnisse mit den statistischen Energiebilanzen für zurückliegende Jahre nachvollzogen werden. Aufgrund des Fokus dieser Arbeit liegt besonderer Wert auf der exakten Kalibrierung des Elektrizitätssektors.

5.3 Modelle zur zeitlichen und räumlichen Entfaltung der Residuallast

Das Ziel der Modelle zur zeitlichen und räumlichen Entfaltung der Residuallast besteht in der Generierung von stündlichen Residuallastzeitreihen für Deutschland sowie die weiteren Länder Europas. Dabei muss die Schnittstelle zu dem Energiesystemmodell IKARUS-LP berücksichtigt werden, aus dem die Stromnachfrage in Deutschland für verschiedene Endverbrauchssektoren abgeleitet wird. Die zeitlich entfalteten Zeitreihen der verschiedenen Länder dienen als Eingangsgrößen für das in Abschnitt 5.4 beschriebene europäische Elektrizitätsmarktmodell, in dem die optimale Deckung (bzw. Nutzung im Fall von negativen Werten) der Residuallast durch Kraftwerke, Speicher und Flexibilitätsoptionen ermittelt wird. Zudem muss sichergestellt sein, dass auf Grundlage der gewählten Daten eine konsistente regionale Verteilung der Zeitreihen innerhalb Deutschlands möglich ist. Die räumlich aufgelösten Zeitreihen gehen in das in Abschnitt 5.5 beschriebene Übertragungsnetzmodell für Deutschland ein, mit dem die Auswirkungen der regional verteilten Einspeisungen und Lasten auf die Lastflüsse im Übertragungsnetz untersucht werden. In dem Detailgrad der Modellierung wird daher zwischen dem deutschen Marktgebiet sowie den weiteren europäischen Marktgebieten unterschieden.

Für die Ermittlung der Residuallast wird über alle Bereiche hinweg auf konsistente ex post Daten aus dem Jahr 2012 zurückgegriffen. Hierdurch ist sichergestellt, dass sämtliche bestehenden zeitlichen und räumlichen Korrelationen, wie z.B. die des Wetters in Europa, adäquat berücksichtigt werden. Für die Wahl des Basisjahres 2012 sprechen verschiedene Gründe. Einerseits hat sich die Verfügbarkeit öffentlich abrufbarer Daten in den vergangenen Jahren stetig verbessert, so dass für das Jahr 2012 bereits

eine deutlich umfangreichere Datenbasis für die einzelnen europäischen Länder vorliegt, als für frühere Jahre. Andererseits liegt das Jahr ausreichend weit in der Vergangenheit, so dass viele wichtige statistische Auswertungen, die erst mit größerem zeitlichem Verzug zur Verfügung gestellt werden, bereits vorliegen. Von entscheidender Bedeutung für die Elektrizitätssystemmodellierung sind allerdings die Auswirkungen des zugrunde gelegten Wetterjahres auf die mögliche Einspeisung der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien. Dies gilt vor allem für Systeme mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Um eine permanente Über- oder Unterschätzung der verfügbaren Energiemengen zu vermeiden, sollte es sich bei dem zugrunde gelegten Basisjahr bzgl. der Jahresmittel um ein möglichst durchschnittliches Wetterjahr handeln. Ob dies für das Jahr 2012 zutrifft, wird durch den Vergleich der durchschnittlichen relativen Stromerzeugungen von Onshore Wind- und PV-Anlagen der letzten 20 Jahre geprüft. Die Analyse basiert auf stundenscharfen Kapazitätsfaktoren für Wind- und PV-Anlagen in Deutschland, die auf Basis der verteilten installierten Leistungen und der historischen Wetterdaten modellbasiert ermittelt wurden [205, 206]. Die in Abbildung 5.10 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass sich die relativen Erzeugungen sowohl für Onshore Wind- als auch PV-Anlagen im Jahr 2012 auf einem nahezu exakten Durchschnittsniveau bewegen, wobei in dem Jahr nichts desto trotz die typischen, teilweise extremen unterjährlichen und untertäglichen Schwankungen zu beobachten sind (vgl. Abbildung 5.20). Das Basisjahr erweist sich daher für diese Arbeit als besonders geeignet, die Einspeisungen der fluktuierenden erneuerbaren Energien adäquat abzubilden.

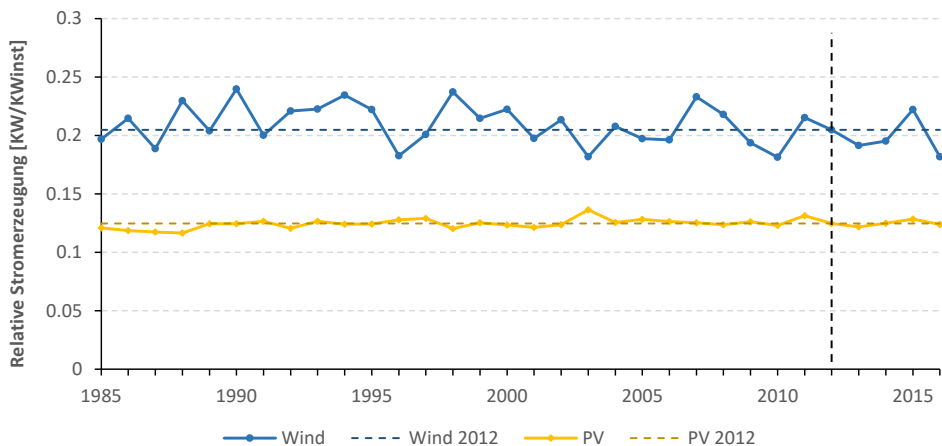


Abbildung 5.10: Jahresdurchschnitte der relativen Erzeugung von Onshore Wind- und PV-Anlagen in Deutschland [205, 206]

Ergänzend zu den Verfahren der vorliegenden Arbeit wurde zudem ein neuartiges stochastisches Modell zur Erstellung synthetischer Windzeitreihen entwickelt, das mit dem in Abschnitt 5.4 vorgestellten

Elektrizitätsmarktmodell gekoppelt werden kann [207]. In den in dieser Arbeit vorgestellten Rechnungen wird dennoch ausschließlich auf die deterministischen Zeitreihen zurückgegriffen, um die Wahrung von räumlichen und zeitlichen Korrelationen in Europa sicherzustellen und zudem eine Überlagerung der Effekte von Parametervariationen durch stochastische Einflüsse zu vermeiden.

Im Folgenden wird zunächst auf die detaillierte Modellierung der Last sowie der erneuerbaren Energien in Deutschland eingegangen. Anschließend werden die Ansätze für die weiteren Länder Europas vorgestellt. Dabei sei angemerkt, dass die Entwicklung einiger der in den folgenden Abschnitten vorgestellten Verfahren und Datenbanken durch Masterarbeiten unterstützt wurde, die im Rahmen dieser Arbeit betreut wurden [208, 209].

5.3.1 Zeitliche Entfaltung des Stromverbrauchs in Deutschland

Für die zeitliche Entfaltung der kumulierten Stromnachfrage in Deutschland wird die Jahreszeitreihe des Verbands der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) für das Jahr 2012 herangezogen [210]. Diese liegt in stündlicher Auflösung vor und erfasst die Last im Bereich der öffentlichen Versorgung, wobei das Erhebungsverfahren laut ENTSO-E etwa 90 % der gesamten Stromnachfrage Deutschlands berücksichtigt [211]. Die unvollständige Erfassung der Stromnachfrage hat zur Folge, dass die Jahressumme der ENTSO-E Lastzeitreihe in 2012 ca. 64,4 TWh unter der statistisch ermittelten Jahress Stromnachfrage von 534,0 TWh gemäß [212] liegt. Aus diesem Grund ist zunächst eine Korrektur der Lastzeitreihe erforderlich, um die Konsistenz mit den statistischen Jahressummen zu gewährleisten. Die in dieser Arbeit vorgenommene Anpassung des Lastverlaufs geschieht wie in Abbildung 5.11 schematisch dargestellt in Anlehnung an ein Gutachten für die Bundesnetzagentur, in dem der zusätzliche Verbrauch als gleichmäßiges Leistungsband unter die Zeitreihe gelegt wird [213].

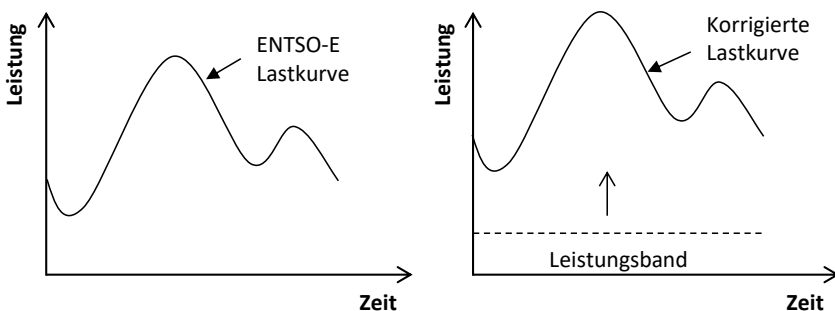


Abbildung 5.11: Schematische Darstellung der vorgenommenen Lastkorrektur

Die Jahressummen und Extremwerte der ursprünglichen und angepassten Zeitreihe sind in Tabelle 5.3 dargestellt. Durch die Korrektur steigt die Jahreshöchstlast von 74,5 GW auf 81,8 GW. Dies entspricht

exakt der für das Jahr 2012 angegebenen Jahreshöchstlast im Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 [214], was die Plausibilität des gewählten Korrekturansatzes stützt.

Lastgrößen	2012 - Lastverlauf ENTSO-E	2012 - Lastverlauf korrigiert
Jahressumme [TWh]	469,6	534,0
Jahreshöchstlast [GW]	74,5	81,8
Jahresmindestlast [GW]	29,2	36,5

Tabelle 5.3: Jahressummen sowie Extremwerte der Last [210, 212]

Die Zeitreihe der Gesamtlast stellt eine Überlagerung der Lastzeitreihen verschiedener Verbrauchsgruppen dar. Eine systematische Unterteilung der Verbrauchsgruppen bzw. Sektoren ergibt sich z.B. durch die Klassifikation der Wirtschaftszweige in der Ausgabe von 2008 (WZ 2008) des Statistischen Bundesamtes [215], die auch für die Statistik der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung verwendet wird. Diese Klassifikation wird in dieser Arbeit als Grundlage für die sektorale Aufteilung des Stromverbrauchs genutzt, wobei einzelne Wirtschaftszweige zusammengefasst werden.

In Hinblick auf die Kopplung mit IKARUS-LP werden bei der Modellierung die vier Verbrauchsgruppen Industrie, GHD, Haushalte und Landwirtschaft unterschieden. Der Industriesektor umfasst das verarbeitende und produzierende Gewerbe. Im GHD-Sektor werden die Bereiche Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Verkehr sowie öffentliche Einrichtungen zusammengefasst. Die Abbildung der Sektoren Haushalte und Landwirtschaft erfolgt deckungsgleich zu der Klassifikation des Statistischen Bundesamtes. Die Stromnachfragen der so aufgeteilten Sektoren sind für das Jahr 2012 in Tabelle 5.4 aufgeführt [212]. Mit 46 % weist der Industriesektor den größten Anteil am Gesamtstromverbrauch auf. Die Sektoren GHD und Haushalte stehen jeweils für etwa 25 % der Stromnachfrage. Den geringsten Anteil hat die Landwirtschaft mit 1,7 % des Stromverbrauchs.

Netto-Stromverbrauch [TWh]	2012
Gesamt	534,0
Industrie	248,8
GHD	139,2
Haushalte	137,0
Landwirtschaft	9,0

Tabelle 5.4: Netto-Stromverbrauch Deutschlands im Jahr 2012 [212]

Der Gesamtlastverlauf wird im Folgenden als Überlagerung der spezifischen Lastverläufe der einzelnen Verbrauchsgruppen modelliert. Zur Abbildung der zeitlichen Verläufe der sektorspezifischen Stromnachfragen werden dabei soweit wie möglich Standardlastprofile herangezogen.

Sofern es sich nicht um industrielle Großkunden (Stromverbrauch > 100.000 kWh, Anschlussleistung > 50 kW) handelt, liegen Energieversorgern und Netzbetreibern in der Regel keine exakten Messungen über den Verlauf des Stromverbrauchs ihrer Kunden vor [216]. Stattdessen wird für die Abrechnung zumeist die insgesamt im Abrechnungszeitraum verbrauchte Strommenge zugrunde gelegt. Zur Bilanzierung und Prognose der stündlichen Last werden daher statistisch ermittelte Standardlastprofile herangezogen, die den repräsentativen Lastverlauf einer speziellen Kundengruppe abbilden. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) stellt hierzu ein Verfahren zur Verfügung, mit dem 11 verschiedene Standardlastprofile generiert werden können (Ein Haushaltskundenprofil, sieben Gewerbepprofile und drei Landwirtschaftsprofile). Die auf 1000 kWh normierten Lastprofile setzen sich aus den Verläufen für typische Samstage, Sonntage und Werktage zusammen, wobei die saisonalen Einflüsse durch die Aufteilung in Sommer-, Winter- und Übergangszeit berücksichtigt werden. Da die Feiertage, die entweder als Samstag oder Sonntag behandelt werden, nicht in allen Bundesländern gleichermaßen gelten, können die Standardlastprofile je nach Bundesland leicht variieren. Für diese Arbeit werden die Lastprofile für das bevölkerungsreichste Bundesland Nordrhein-Westfalen zugrunde gelegt, da die über die gesetzlichen Feiertage hinaus gehenden Feiertage in Nordrhein-Westfalen auch in anderen großen Bundesländern wie Bayern, Baden-Württemberg oder Rheinland-Pfalz gelten [217].

Für die Abbildung des zeitlichen Verlaufs der Haushaltsstromnachfrage wird das Standardlastprofil HO verwendet, dessen neun verschiedene Typtage in Abbildung 5.12 dargestellt sind [217].

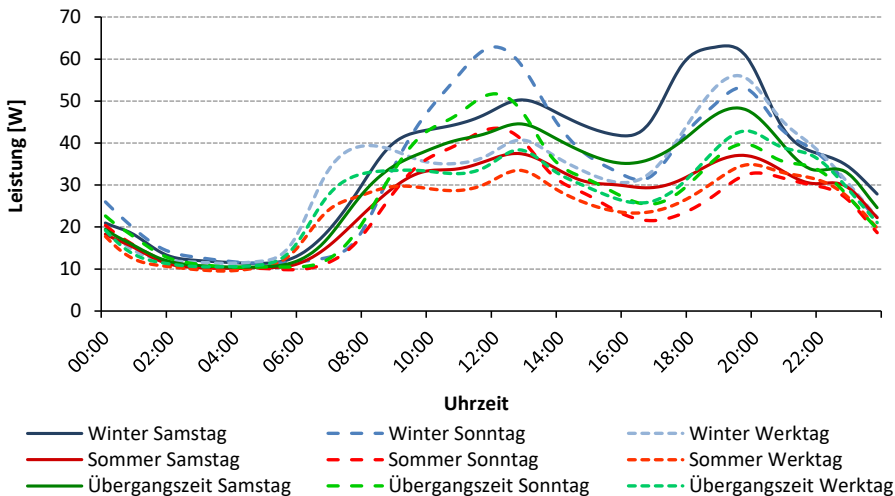


Abbildung 5.12: Standardlastprofil HO für Haushalte (2012) [217]

Die Verläufe weisen je nach Wochentag zwei bis drei Maxima auf. An Werktagen tritt das erste Maximum morgens gegen 8 Uhr auf, ein weiteres mittags gegen 13 Uhr und eines am Abend gegen 20 Uhr.

An Wochenenden ist der Stromverbrauch der Haushalte am höchsten, wobei jeweils ein Maximum zur Mittagszeit und eines am Abend zu beobachten ist. Grundsätzlich ist die Last im Winter höher als in der Übergangszeit und im Sommer. Die aus den Typtagen zusammengesetzte Zeitreihe für das Jahr 2012 dient als Basis für die angenommene Lastganglinie im Sektor Haushalte, die auf den jährlichen Haushaltsstromverbrauch des betrachteten Szenarios (z.B. 137,0 TWh in 2012) skaliert wird.

Für die Abbildung des zeitlichen Verlaufs der Landwirtschaftsstromnachfrage wird das Standardlastprofil LO verwendet, dessen Typtage in Abbildung 5.13 dargestellt sind [217]. Verglichen mit dem Standardlastprofil H0 für Haushalte, weist das Profil über die Woche und das Jahr betrachtet einen gleichmäßigeren Verlauf auf. Im Tagesverlauf sind jeweils Maxima um 9:00 Uhr morgens und um 19:30 Uhr abends zu beobachten. Der Verbrauch liegt im Winter insgesamt etwas höher als im Sommer. Die aus den Typtagen zusammengesetzte Zeitreihe wird auf den jährlichen Landwirtschaftsstromverbrauch des Szenarios (z.B. 9,0 TWh in 2012) skaliert, um den Lastverlauf des Sektors abzubilden.

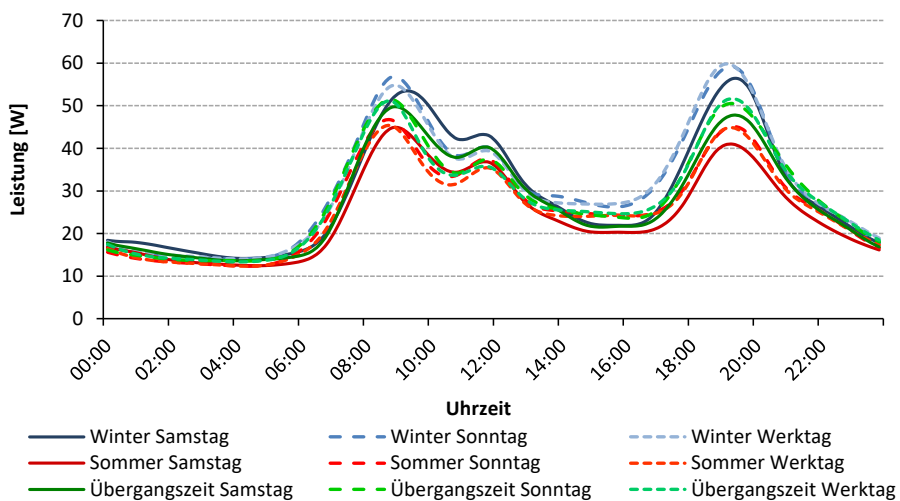


Abbildung 5.13: Standardlastprofil LO für die Landwirtschaft (2012) [217]

Ein deutlich differenziertes Bild ergibt sich für den zeitlichen Verlauf des Standardlastprofils G0 für das allgemeine Gewerbe, dessen Typtage in Abbildung 5.14 dargestellt sind [217]. An Werktagen steigt die Last vormittags stark an und verweilt nach einem Rückgang zur Mittagszeit bis zu den Abendstunden auf einem relativ hohen Niveau. An Samstagen fällt das Lastniveau zum Nachmittag hin ab, was durch die üblichen Öffnungs- und Arbeitszeiten von vielen Dienstleistungsunternehmen und Geschäften bedingt ist. An Sonntagen bleibt die Last entsprechend durchgehend auf einem niedrigen Niveau. Das

Standardlastprofil GO wird im Folgenden lediglich für einen Teil des Stromverlaufs im GHD-Sektor verwendet. Der Verlauf des verbleibenden GHD-Teils ergibt sich wie im Folgenden beschrieben durch die Einbeziehung des Industriesektors.

Für die Modellierung des Lastverlaufs in der Industrie ist es nicht möglich, Standardlastprofile heranzuziehen. Dies liegt unter anderem daran, dass der Stromverbrauch großindustrieller Kunden permanent gemessen und mittels Lastgangzählern abgerechnet wird [216]. Sowohl der Energieversorger als auch der betroffene Netzbetreiber sind über den genauen Lastgang des Kunden informiert und müssen daher nicht auf Standardlastprofile zurückgreifen. Aus diesem Grund existieren auch keine allgemein gebräuchlichen Standardlastprofile wie für die bisher beschriebenen Sektoren. Zudem ist nicht möglich, eine allgemeine Verbrauchscharakteristik für die Industrie abzuleiten, da diese ausgesprochen heterogen strukturiert ist und der Stromverbrauch sehr stark von der jeweiligen Produktionscharakteristik bzw. den Produktionsprozessen und Produktionszyklen abhängt [218].

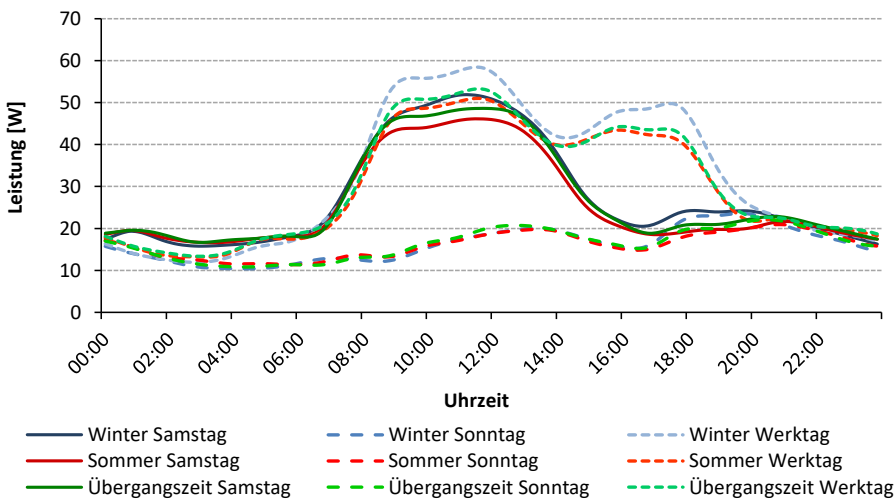


Abbildung 5.14: Standardlastprofil G0 für das allgemeine Gewerbe (2012) [217]

Aus diesen Gründen wird der Lastverlauf der Industrie als Residualgröße modelliert, die sich aus dem korrigierten ENTSO-E-Lastverlauf abzüglich der bereits festgelegten Sektorverläufe ergibt. Dieser Ansatz wird in ähnlicher Form auch in anderen Arbeiten verfolgt, wobei die Industrienachfrage beispielsweise in [219] als alleinstehende Residualgröße aus ENTSO-E-Last abzüglich der bekannten Last in den Sektoren Haushalte, GHD und Landwirtschaft erzeugt wird. Dieser Ansatz hat sich für diese Arbeit jedoch nicht als geeignet erwiesen, da die Lastspitzen der so generierten Industrielastzeitreihe überwiegend zwischen Mitternacht und 4 Uhr morgens liegen und zudem sehr hohe Lastgradienten

im Tagesverlauf auftreten. Außerdem sind bei diesem Ansatz vereinzelt Stunden mit negativer Industrielast zu beobachten, was selbst unter Berücksichtigung einspeisender Industriekraftwerke wenig plausibel erscheint.

In dieser Arbeit wird daher angenommen, dass sich die Residualgröße aus Strommengen des GHD-Sektors und des Industriesektors zusammensetzt. Dem Ansatz liegt die Annahme zugrunde, dass die Übergänge zwischen dem GHD-Sektor und der Industrie zumindest teilweise fließend sind. Hierzu werden von dem korrigierten ENTSO-E-Lastverlauf zunächst die beschriebenen skalierten Verläufe der Sektoren Haushalte und Landwirtschaft subtrahiert. Die verbleibende Residualgröße entspricht demnach dem Verbrauch von Industrie- und GHD-Stromnachfrage.

Der Verlauf der Lastganglinie des GHD-Sektors wird nun aus zwei unterschiedlichen Verläufen zusammengesetzt, deren Jahressumme jeweils der Hälfte der gesamten Jahresstromnachfrage des GHD-Sektors im jeweiligen Szenario (z.B. 139,2 TWh in 2012) entspricht. Der Verlauf des ersten Teils des GHD-Sektors wird durch das bereits beschriebene skalierte Lastprofil G0 für das allgemeine Gewerbe festgelegt. Indem man von dem skalierten ENTSO-E-Lastverlauf den Lastverlauf für die Sektoren Haushalte und Landwirtschaft sowie den ersten Teil des GHD-Sektors subtrahiert, entsteht ein neuer Residuallastverlauf. Dieser wird sowohl für den Verlauf des zweiten GHD-Anteils als auch für den gesamten Industriestromverlauf verwendet. Der resultierende GHD-Verlauf entsteht schließlich durch Summation der beiden modellierten GHD-Teilverläufe.

Die resultierenden Lastverläufe für den GHD-Sektor und die Industrie sind anhand des durchschnittlichen, wöchentlichen Lastverlaufs für das Jahr 2012 in Abbildung 5.15 dargestellt.

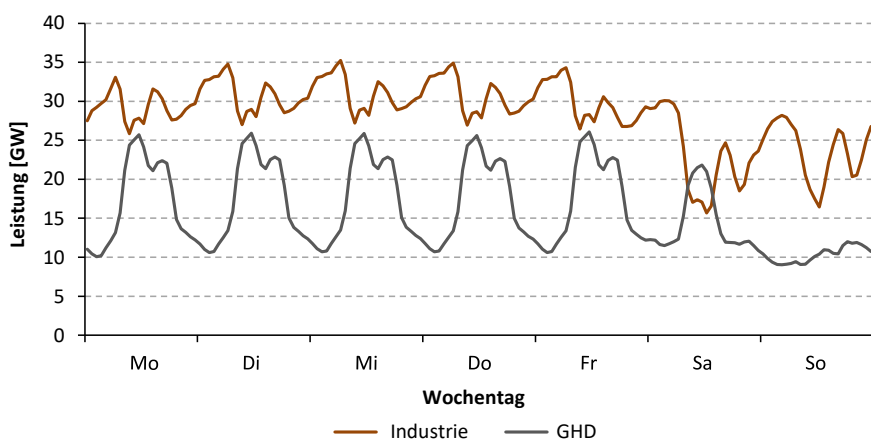


Abbildung 5.15: Durchschnittliche wöchentliche GHD- und Industriestromnachfrage im Jahr 2012

Der Lastgang für den GHD-Sektor weist weiterhin die typischen Eigenschaften des Verlaufs des Standardlastprofils G0 für das Gewerbe auf, d.h. der Lastverlauf enthält die zwei Lastspitzen an Werktagen, eine Lastspitze am Samstag und ein durchgehend niedriges Lastniveau an Sonntagen. Die modellierte Industriestromnachfrage ist charakterisiert durch einen regelmäßig schwankenden Verlauf auf hohem Niveau unterhalb der Woche. Im Gegensatz zum GHD-Lastverlauf verbleibt die Industriestromlast am Wochenende auf einem höheren Niveau, was sich gut mit der über das Wochenende durchlaufenden Produktion vieler Industriebetriebe erklären lässt.

Die Modellierung zukünftiger Lastzeitreihen erfolgt, indem die sektorspezifischen Zeitreihen auf die angenommenen sektoralen Stromverbräuche im betrachteten Jahr skaliert werden. Im Rahmen des integrierten Modellpakets werden hierfür die endogen ermittelten sektoralen Stromnachfragen, die Ergebnis der IKARUS-LP-Rechnung sind, verwendet. Für die Ableitung der Gesamtlast werden die Verbrauchsverläufe der einzelnen Sektoren entsprechend überlagert.

Somit wird zunächst unterstellt, dass sich die spezifischen Verläufe der sektoralen Stromnachfragen in Zukunft zunächst nicht verändern. Dabei ist es allerdings ohne weiteres möglich, die spezifischen Lastzeitreihen im Rahmen von Szenarien zu verändern, um somit sich verändernde Verbrauchsmuster zu analysieren. Der sich verändernde Verlauf der Gesamtnachfrage durch eine sich verschiebende Gewichtung der einzelnen Sektoren wird durch den Ansatz hingegen abgebildet.

5.3.2 Räumliche Entfaltung des Stromverbrauchs in Deutschland

Im nächsten Schritt wird die räumliche Verteilung der Last in Deutschland vorgenommen, wobei die Konsistenz zu den im vorherigen Abschnitt beschriebenen sektoralen Zeitreihen gewahrt bleiben muss.

5.3.2.1 Verteilung der Last im Jahr 2012

Für die regionalen Lastprofile liegen keine flächendeckend verfügbaren Zeitreihen entsprechend der stündlichen Lastzeitreihe für Gesamtdeutschland vor. Im besten Fall existieren aggregierte Jahresenergiebilanzen auf Bundeslandebene [220], die jedoch weder die zeitliche, noch die notwendige räumliche Auflösung für die Zwecke dieser Arbeit aufweisen. Aus diesem Grund wird die Regionalisierung der Last konsistent zum vorherigen Abschnitt anhand der vier betrachteten Verbrauchsgruppen Haushalte, Landwirtschaft, GHD und Industrie vorgenommen, für die jeweils geeignete Indikatoren zur Verteilung der spezifischen Anteile genutzt werden.

Die niedrigste räumliche Ebene, für die die gewählten Indikatoren für die Last verfügbar sind, ist die sogenannte NUTS3¹⁷ Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte in Deutschland, die daher als räumliche Auflösung der Regionalisierung gewählt wird.

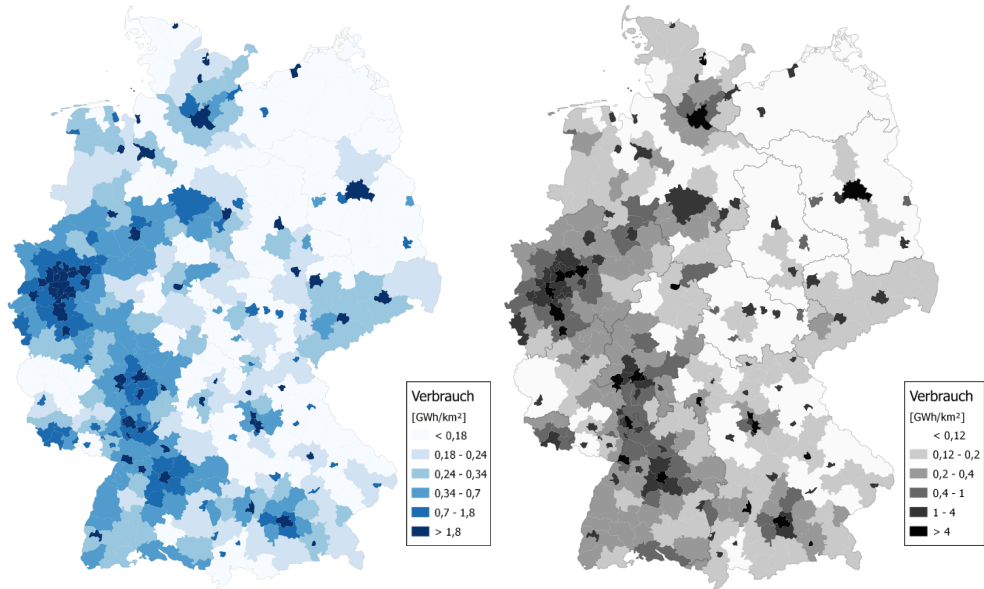


Abbildung 5.16: Regionale Verteilung des Jahresstromverbrauchs 2012 der Sektoren Haushalte (links) und GHD (rechts)

Für den Haushaltsstromverbrauch ist es entscheidend, wie viele Menschen in einer Region leben. Entsprechend wird die Haushaltstromnachfrage wie in Abbildung 5.16 (links) dargestellt proportional zum Bevölkerungsanteil auf die NUTS3 Regionen verteilt. Die Bevölkerungszahlen entstammen der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung der Länder für das Jahr 2012 mit dem Berechnungsstand August 2014 [222]. Die Lastschwerpunkte für den Haushaltsstrom liegen wie zu erwarten in den Ballungsräumen Deutschlands, in denen hohe Bevölkerungsdichten zu beobachten sind. Dazu zählen die Regionen Rhein-Ruhr, Rhein-Neckar und Rhein-Main sowie die großen Städte Deutschlands wie Berlin, Hamburg und München.

¹⁷ Die „Nomenclature des unités territoriales statistiques“ bezeichnet eine Systematik zur einheitlichen Klassifizierung von Gebietseinheiten in der Europäischen Union [221]. Das System ist hierarchisch aufgebaut: Jedes Land, das jeweils einer NUTS0 Region entspricht, wird in bis zu fünf weitere Ebenen (NUTS1-3, LAU 1-2) aufgeteilt. In Deutschland entsprechen die 16 Bundesländer den NUTS1 Regionen, die aus insgesamt 38 Regionen in der NUTS2 Ebene bestehen. Die NUTS3 Ebene besteht aus 402 Regionen und umfasst die Landkreise und kreisfreien Städte.

Die Bestimmung der räumlich verteilten GHD-Nachfrage erfolgt anhand des relativen Anteils der erzielten Bruttowertschöpfung der Dienstleistungsbereiche, wobei angenommen wird, dass die Stromproduktivität dieses Sektors in den verschiedenen Regionen Deutschland vergleichsweise konstant ist. Die Daten für 2012 liegen in der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung der Länder für die Unterkategorien Gewerbe, Handel, öffentliche und sonstige Dienstleistungen sowie Verkehr entsprechend der gewählten Zuordnung auf NUTS3 Ebene vor [222]. Die in Abbildung 5.16 (rechts) dargestellte Verteilung des Stromverbrauchs im Sektor GHD weist große Parallelen zum Haushaltsstromverbrauch auf. Dies liegt nahe, da Dienstleistungen überwiegend in bevölkerungsreichen Regionen erbracht werden. Entsprechend ergeben sich ähnliche Verbrauchsschwerpunkte wie für die Haushalte.

Die regionale Verteilung des Stromverbrauchs im Sektor Landwirtschaft erfolgt ebenfalls anhand der sektorspezifischen Bruttowertschöpfung, die analog zum GHD-Sektor für das Jahr 2012 auf NUTS3 Ebene vorliegt [222]. Entsprechend wird davon ausgegangen, dass die Stromproduktivität der Landwirtschaft in Deutschland vergleichsweise konstant ist. Die Ergebnisse der Verteilung sind in Abbildung 5.17 (links) dargestellt. Die Verbrauchszentren decken sich gut mit den landwirtschaftlich geprägten Regionen im Nordwesten sowie Süden Deutschlands.

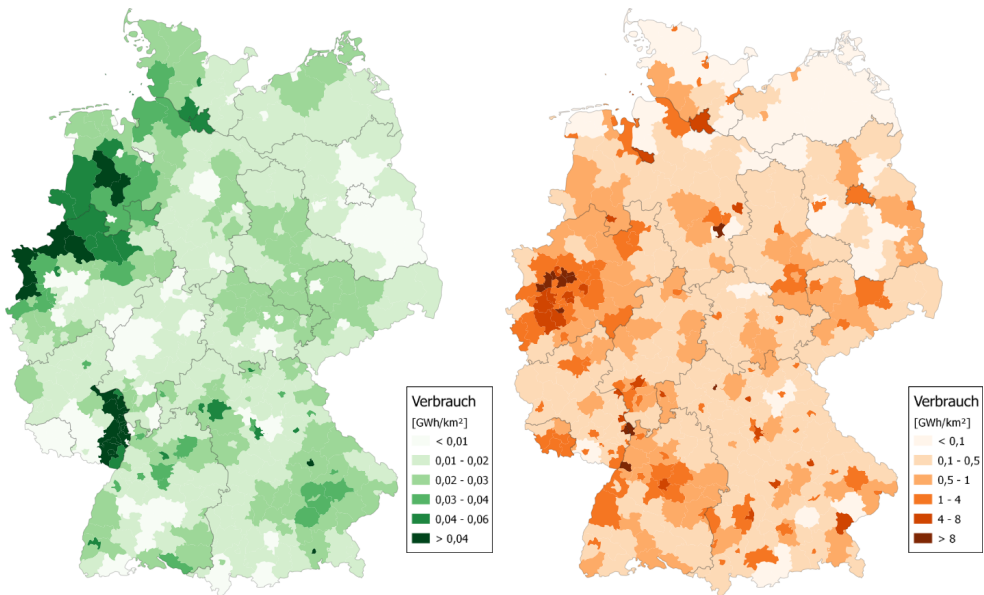


Abbildung 5.17: Regionale Verteilung des Jahresstromverbrauchs 2012 der Sektoren Landwirtschaft (links) und Industrie (rechts)

Im Industriebereich lässt sich die Annahme einer einheitlichen Stromproduktivität aufgrund der vielfältigen Industrieprozesse in den verschiedenen, mehr oder weniger stromintensiven Branchen, die regional sehr unterschiedlich verteilt sein können, nicht aufrechterhalten. Eine alleinige Orientierung

an der Bruttowertschöpfung würde daher stark verfälschte Ergebnisse erzeugen. Stattdessen liegt die Jahresstromnachfrage des verarbeitenden Gewerbes inklusive Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden, die 97 % des gesamten Industriestromverbrauchs umfasst, für das Jahr 2012 für nahezu alle NUTS3 Gebiete statistisch erfasst vor [223]. Lediglich für sechs Regionen wird der Stromverbrauch vermutlich aus Vertraulichkeitsgründen in der Statistik nicht angegeben. Dies betrifft Regionen, in denen große Unternehmen fast alleiniger Nachfrager der Industriestromnachfrage sind, z.B. Wolfsburg mit der Volkswagen AG. Dieser Wert kann jedoch abgeschätzt werden, indem die Statistik der überlagerten NUTS2 Ebene hinzugezogen wird und die Mengendifferenz zwischen NUTS2 Verbrauch und der Summe der unterlagerten NUTS3 Verbräuche den fehlenden NUTS3 Gebieten zugeschlagen wird. Dabei wird die Aufteilung der Restsumme auf die NUTS3 Gebiete wiederum anhand der jeweiligen Anteile an der Bruttowertschöpfung vorgenommen. Ebenso werden die verbleibenden 3 % des nicht vom verarbeitenden Gewerbe abgedeckten Industriestromverbrauchs anteilig entsprechend der Bruttowertschöpfung der restlichen industriellen Wirtschaftszweige auf die NUTS3 Regionen aufgeteilt [223]. Die resultierende Verteilung der Industriestromnachfrage ist in Abbildung 5.17 (rechts) dargestellt.

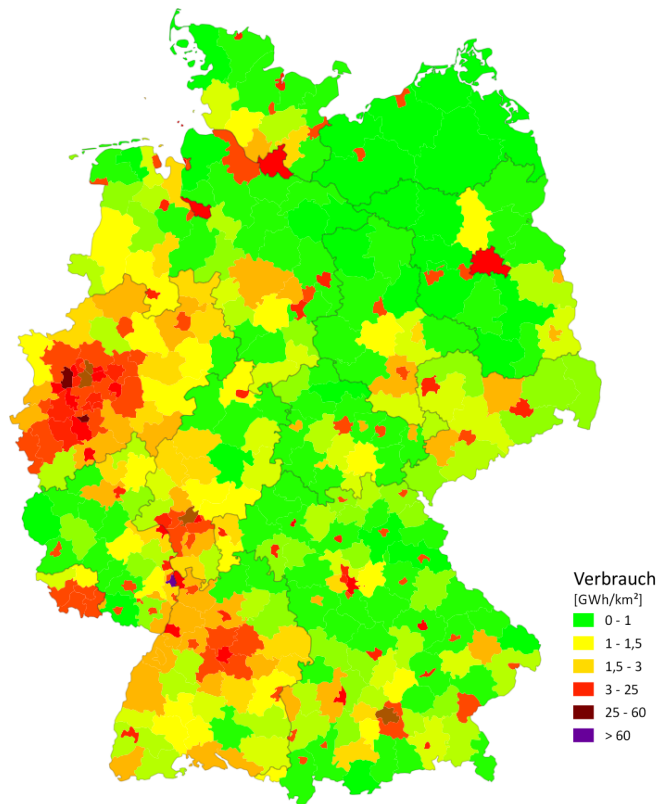


Abbildung 5.18: Modellierte regionale Verteilung des Jahresstromverbrauchs für das Jahr 2012

Lastschwerpunkte befinden sich vor allem im Ruhrgebiet sowie in Süddeutschland. Einzelne Regionen weisen besonders hohe Lastdichten auf. Hierzu zählen z.B. die Städte Leverkusen und Ludwigshafen als Standorte großer Chemieunternehmen sowie die Stadt Duisburg, die das Zentrum der stromintensiven deutschen Stahlindustrie darstellt.

Die resultierende Verteilung der Gesamtstromnachfrage für das Jahr 2012, die sich aus der Überlagerung der vier betrachteten Verbrauchssektoren ergibt, ist in Abbildung 5.18 dargestellt. Die Lastzentren liegen demnach vor allem im Westen und Süden Deutschlands sowie in den Großstädten. Dagegen ist die Lastdichte in den neuen Bundesländern mit Ausnahme einiger großer Städte eher gering.

5.3.2.2 Verteilung der zukünftigen Last

Die Verteilung der Last für zukünftige Jahre erfolgt analog zu dem Vorgehen für das Jahr 2012, wobei die Indikatoren des Jahres 2012 zunächst beibehalten werden. Eine sich ändernde Verteilung der Bevölkerung sowie der relativen sektoralen Bruttowertschöpfung in Deutschland wird zunächst nicht berücksichtigt. Variationen, die z.B. den Einfluss der Urbanisierung untersuchen, sind jedoch ohne weiteres möglich, indem die relativen Verteilungsfaktoren der Indikatoren entsprechend modifiziert werden. Die sich ändernde Verteilung der Last durch sich ändernde sektorale Stromverbräuche ist hingegen explizit berücksichtigt. So ändert sich z.B. die regionale Verteilung der Last, wenn der GHD Sektor gegenüber dem Industriesektor zukünftig stärker an Bedeutung gewinnt.

5.3.2.3 Erzeugung regionaler Lastzeitreihen

Für die Erzeugung regionaler Verbrauchsganglinien werden für jeden der vier Verbrauchssektoren separate Partizipationsfaktoren der NUTS3 Gebiete an der gesamten Sektorstromnachfrage erstellt. Der Lastverlauf in den NUTS3 Gebieten nimmt für jeden Sektor entsprechend den mit dem jeweiligen Partizipationsfaktor multiplizierten Verlauf der sektoralen Gesamtstromnachfrage an. Durch die Überlagerung der vier Verbrauchsgruppen, die sich für jede Region unterschiedlich zusammensetzen, entstehen auf diese Weise individuelle Nachfrageverläufe für jedes NUTS3 Gebiet.

5.3.3 Zeitliche Entfaltung der Stromerzeugung aus EE-Anlagen in Deutschland

Die zeitliche Entfaltung der erneuerbaren Energien in Deutschland basiert auf ex post Einspeisezeitreihen für das Jahr 2012. Je nach Erzeugungstechnologie muss dabei auf unterschiedliche Quellen zurückgegriffen werden, da eine Veröffentlichungspflicht seitens der Übertragungsnetzbetreiber lediglich für die Einspeisung aus Onshore und Offshore Wind- sowie Photovoltaikanlagen besteht.

Für ex post Betrachtungen des Jahres 2012, wie beispielsweise im Rahmen der Validierung des Elektrizitätsmarktmodells in Abschnitt 5.4.6, können die auf die statistischen Jahresmengen angepassten Einspeisezeitreihen direkt herangezogen werden. Diese weisen jedoch insbesondere im Fall von Wind und PV aufgrund des unterjährlichen Kapazitätszubaues in 2012 (Wind: +2,2 GW, PV: +7,6 GW) einen ausgeprägten deterministischen Aufwärtstrend auf. Da dieser keineswegs als typisch für jedes zu betrachtende Jahr anzusehen ist, wird bei ex ante Betrachtungen für alle Einspeisezeitreihen von 2012 zunächst eine Normierung der Einspeisung auf die täglich installierten Kapazitäten vorgenommen. Der deterministische Trend in den Zeitreihen wird somit zunächst entfernt und kann ggf. für Szenarienvariationen mit beliebigen Parametern wiederaufgeprägt werden. Die Ermittlung der tagesscharfen Kapazitäten der erneuerbaren Energien basiert auf einer überarbeiteten EEG-Anlagen-Stammdatenbank, in der jede installierte Anlage mit der Information über den genauen Standort und den Zeitpunkt der Inbetriebnahme erfasst ist [224].

Für die Einspeisung von Onshore Windenergieanlagen werden die in viertelstündlicher Auflösung vorliegenden Einspeisezeitreihen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2012 verwendet [225-228]. Die Zeitreihen für die jeweiligen Regelzonen resultieren aus Hochrechnungen der Einspeisungen repräsentativer Anlagen, was zu einer geringen Abweichung der Jahressumme der Einspeisezeitreihen mit der statistischen Erzeugungsmenge für 2012 führt [212]. Die zugrunde gelegten Einspeisezeitreihen werden daher im Anschluss auf die statistisch ermittelte Jahresmenge des Jahres 2012 skaliert.

Für das Basisjahr 2012 stammt die einzige veröffentlichte Offshore Windeinspeisungszeitreihe vom Übertragungsnetzbetreiber Tennet TSO, die der Einspeisung des in der Nordsee errichteten Windparks Alpha Ventus entspricht. Aufgrund der relativ geringen Anzahl von Windenergieanlagen und der regionalen Beschränkung auf die Nordsee, kann diese Zeitreihe nicht als ausreichend repräsentativ angesehen werden, als dass sie als Skalierungsbasis für zukünftige Szenarien dienen könnte. Aus diesem Grund wird die Einspeisung aus Offshore Windanlagen anhand von Windzeitreihen modelliert, die anschließend in Einspeisezeitreihen umgerechnet werden. Hierzu werden die gemessenen Windzeitreihen der Forschungsplattformen FINO 1 (Nordsee) und FINO 2 (Ostsee) genutzt, die vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie zur Verfügung gestellt werden [229]. Für beide Forschungsplattformen liegen die Windgeschwindigkeiten auf 40 m und 100 m Höhe mit 10-minütiger Auflösung vor. Da die Messhöhe von 100 m in etwa der Nabenhöhe von Offshore Windenergieanlagen entspricht, ist eine Höhenkorrektur der Windgeschwindigkeit, wie sie für Onshore Windenergieanlagen in den Abschnitten 5.3.6 und 5.3.4 durchgeführt wird, nicht notwendig.

Die Umrechnung der Windzeitreihen in Einspeisezeitreihen erfolgt anhand normierter, öffentlich verfügbarer Leistungskennlinien von Windenergieanlagen der Hersteller Vestas und Siemens, die zu den

weltweit führenden Herstellern von Offshore Windenergieanlagen gehören [230, 231]. Die verschiedenen Anlagenkennlinien sind in Abbildung 5.19 dargestellt. Für jeden der Anlagentypen werden auf Basis der stündlich gemittelten Messwerte der Stationen FINO 1 sowie FINO 2 separate Einspeiseverläufe generiert, so dass verschiedene Windparks mit unterschiedlichen Anlagen nachgebildet werden können. Anschließend werden die so gewonnen relativen Einspeisezeitreihen ähnlich des Ansatzes nach [232] leicht zeitversetzt miteinander addiert, um die Ausgleichseffekte großflächiger Offshore Windparks zu simulieren. In Hinblick auf die Regionalisierung in Abschnitt 5.3.4 werden dabei separate Einspeisezeitreihen für die Nord- und Ostsee auf Basis der unterschiedlichen Windzeitreihen generiert.

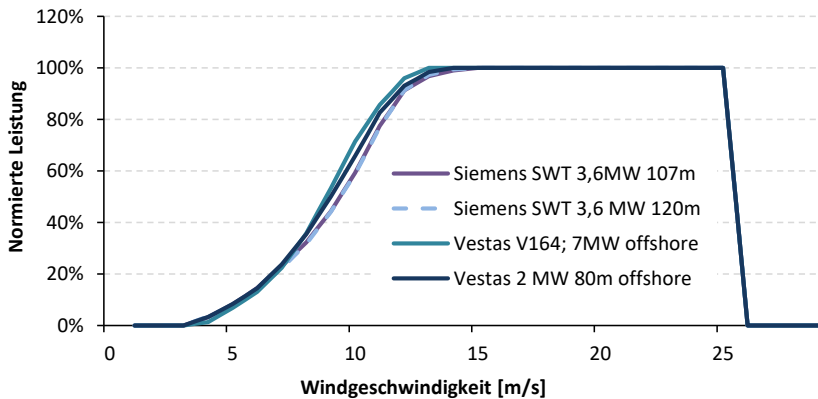


Abbildung 5.19: Leistungskennlinien von Offshore Windenergieanlagen [230, 231]

Bislang enthalten die Einspeisezeitreihen noch keine über die der einzelnen Anlage hinaus gehende Verluste. Diese werden im Folgenden anhand von Verlustfaktoren gemäß [22] berücksichtigt. Die technische Verfügbarkeit der Anlagen wird mit 95 % angesetzt und liegt damit aufgrund der schlechteren Zugänglichkeit auf hoher See etwas niedriger als bei Onshore Windenergieanlagen. Die Verluste durch die gegenseitige Abschattung der Windenergieanlagen werden anhand eines Parkwirkungsgrads von 92 % berücksichtigt. Des Weiteren entstehen Verluste bei der Übertragung der elektrischen Energie zum Festland, die je nach gewählter Übertragungsart und Entfernung zwischen 7 % und 10 % liegen können [22]. In dieser Arbeit wird daher ein Übertragungswirkungsgrad von 92 % angenommen. Die auf diese Weise ermittelten relativen Einspeiseverläufe werden schließlich noch mit der installierten Leistung multipliziert, um die resultierenden Einspeisezeitreihen zu erzeugen.

Die Einspeisezeitreihen für die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen stellen die Übertragungsnetzbetreiber in viertelstündlicher Auflösung zur Verfügung [233-236]. Auch diese Zeitreihen weisen bezüglich der Jahressumme eine geringe Abweichung zu der statistisch ermittelten Menge auf, so dass analog zu der Onshore Windeinspeisungszeitreihe eine Skalierung vorgenommen wird.

Im Falle der Einspeisung aus Biomassekraftwerken sind die Übertragungsnetzbetreiber nicht verpflichtet, Zeitreihen zu veröffentlichen. Für das Jahr 2012 hat lediglich 50Hertz die stündlichen EEG-Stromeinspeisungen in der Regelzone veröffentlicht, jedoch abzüglich der Strommengen, die nach § 33b EEG direkt vermarktet werden [237]. Da die Direktvermarktung von Biomasse jedoch seit Anfang 2012 kontinuierlich zugenommen hat, nimmt der EEG-Einspeiseverlauf im 50Hertz Gebiet im Jahresverlauf ab, obwohl die gesamte Stromerzeugung aus Biomasse in 2012 zugenommen hat. Aus diesem Grund wird die Zeitreihe mit einem deterministischen Aufwärtstrend überlagert und die Einspeisung zudem auf die gesamten Kapazitäten¹⁸ und entsprechenden Erzeugungsmengen in Deutschland hochskaliert. Auf diese Weise bleibt die Verlaufscharakteristik der Stromeinspeisung aus Biomasse hinsichtlich der kurzfristigen Schwankungen bei gleichzeitiger Bereinigung des langfristigen Trends erhalten.

Für die Stromeinspeisung von Wasserkraftwerken stellt 50Hertz ebenfalls eine Zeitreihe zur Verfügung, die jedoch aufgrund der wenigen Wasserkraftwerke in der Regelzone nicht als repräsentativ für ganz Deutschland angesehen werden kann. Aus diesem Grund wird im Bereich der Wasserkraft auf Daten der Strombörse EEX zurückgegriffen, die auf Basis freiwilliger Datenmeldungen Erzeugungszeitreihen veröffentlicht hat [238]. In der Zeitreihe von 2012 sind 28 Laufwasserkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 1,11 GW berücksichtigt, die allesamt den Regelzonen von TenneT TSO und TransnetBW zuzuordnen sind. Da die Stromerzeugung aus Wasserkraft im Jahr 2012 zu über 80 % in diesen beiden Regelzonen verortet ist, wird die Datenbasis als repräsentativ für Deutschland angenommen [239]. Der Einspeiseverlauf wird daher analog zu den anderen Erzeugungstechnologien auf die gesamten Kapazitäten in Deutschland sowie die statistischen Einspeisemengen für 2012 hochskaliert.

EE Einspeisung im Jahr 2012	Inst. Leistung ¹⁹ [MW]	Erzeugte Menge [GWh]	Min. Einspeisung [MW]	Max. Einspeisung [MW]
Wasser ²⁰	5607	21755	1178,0	3238,2
Biomasse	6072	39628	3899,3	4993,3
Onshore Wind	30996	49948	261,8	25448,1
Offshore Wind	308	722	0	230,1
PV	32643	26380	0	20742,7
Insgesamt	75624	396238	6754,7	37001,3

Tabelle 5.5: Eigenschaften der modellierten Einspeisezeitreihen für die erneuerbaren Energien 2012 [212]

¹⁸ Berücksichtigt sind alle Biomassekraftwerke, die mit biogenen Festbrennstoffen, biogenen flüssigen Brennstoffen, Biogas, Klärgas oder Deponiegas befeuert werden.

¹⁹ Die installierten Leistungen beziehen sich auf den Stand vom 31.12.2012.

²⁰ Berücksichtigt sind Laufwasserkraftwerke sowie Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss, wobei lediglich die aus natürlichem Zufluss erzeugten Strommengen enthalten sind.

Die anhand der beschriebenen Ansätze generierten Einspeisezeitreihen weisen die Eigenschaften gemäß Tabelle 5.5 auf und sind für das Jahr 2012 in stündlicher Auflösung in Abbildung 5.20 dargestellt. Während die Erzeugung aus Biomasse- und Wasserkraftwerken relativ gleichmäßig über das Jahr verteilt ist, fluktuiert die Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen sowohl im Stundenbereich als auch über das Jahr hinweg beträchtlich. Erwartungsgemäß tritt die stärkste PV-Einspeisung in den Sommermonaten auf, wohingegen die Windeinspeisung in den Winter- und Übergangsmonaten besonders ausgeprägt ist. Die Einspeisung von Offshore Windenergieanlagen spielt im Jahr 2012 noch keine nennenswerte Rolle.

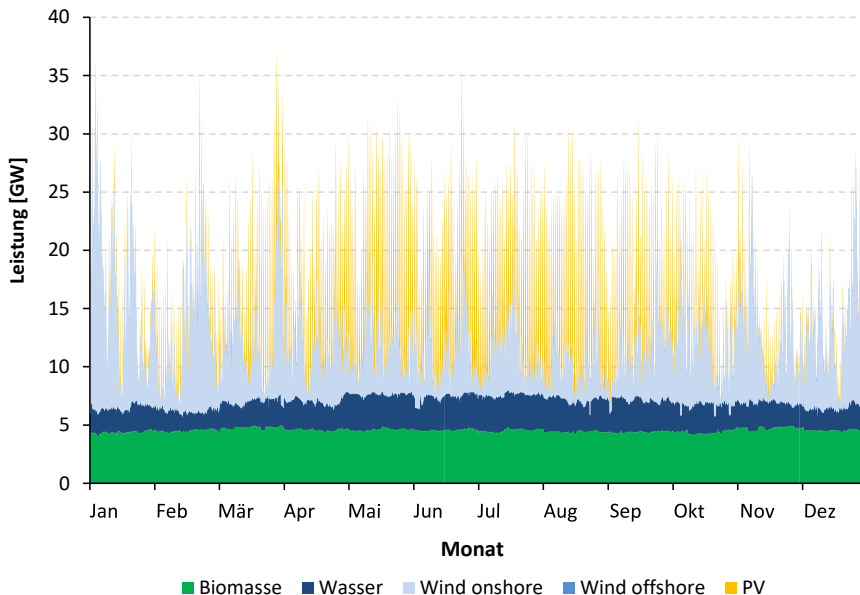


Abbildung 5.20: Stündliche Einspeisung erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2012

5.3.4 Räumliche Entfaltung der Stromerzeugung aus EE-Anlagen in Deutschland

Das Ziel dieses Abschnittes besteht darin, die gesamtdeutschen Einspeisungszeitreihen der erneuerbaren Energien möglichst realistisch auf Deutschland zu verteilen. Für die räumliche Auflösung wird dabei analog zur verteilten Last die NUTS3 Ebene zugrunde gelegt. Ähnlich wie bei der Lastverteilung in Deutschland, liegen keine öffentlich verfügbaren regionalen Einspeiseverläufe vor, so dass die Verteilung anhand eines plausiblen Ansatzes vorgenommen werden muss. Hierzu ist zum einen die Kenntnis darüber erforderlich, an welchen Standorten erneuerbare Energien heutzutage und zukünftig installiert sind. Zum anderen hängt die tatsächliche Einspeisung der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien, also vor allem Wind und PV, von der konkreten Wetterlage ab.

Im ersten Schritt wird daher in Abschnitt 5.3.4.1 zunächst die Verteilung der installierten Leistung im Basisjahr 2012 vorgenommen. Anschließend werden Ansätze präsentiert, mit denen die Verteilung zukünftiger Kapazitäten erfolgt. In Abschnitt 5.3.4.3 wird dann insbesondere für Wind die Erzeugung regionaler Einspeisungszeitreihen auf Basis des Wetterjahres 2012 beschrieben.

5.3.4.1 Verteilung der installierten Leistung im Jahr 2012

Sämtliche Erzeugungsanlagen, die eine Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz erhalten, werden in einer gemeinsamen Datenbank der deutschen Übertragungsnetzbetreiber erfasst [240]. Die Datenbasis enthält u.a. Informationen zu dem Postleitzahlgebiet, in dem sich die Anlage befindet, der Nennleistung sowie dem Tag der Inbetriebnahme. Da diese Datenbank jedoch relativ viele fehlerhafte Information enthält [241], wird im Rahmen dieser Arbeit auf eine überarbeitete Datenbank zurückgegriffen, in der ein Großteil der ursprünglichen Unstimmigkeiten wie z.B. unplausible Leistungswerte bereinigt wurden [242].

Für die Verteilung der installierten Leistungen im Jahr 2012 werden zunächst alle Onshore Wind-, PV- und Biomasse-Anlagen, die bis zum 31.12.2012 ans Netz gegangen sind, den einzelnen NUTS3 Gebieten zugewiesen. Hierzu ist eine Zuordnung der Postleitzahlgebiete zu den NUTS3 Gebieten notwendig, die ohne weiteres möglich ist, da Postleitzahlgebiete eindeutige Untermengen der NUTS3 Gebiete sind. Die so zusammengestellte Datenbasis umfasst 19.114 Windenergieanlagen, 1.289.185 PV-Anlagen sowie 14.241 Biomasse-Anlagen.

Die resultierenden installierten Nettoleistungen liegen teilweise leicht unter den statistisch angegebenen Werten für Ende 2012, die bundesländerscharf in [239] gegeben sind. Aus diesem Grund werden die installierten Kapazitäten in den NUTS3 Gebieten für jedes Bundesland, d.h. also jede NUTS1 Region, unter Beibehaltung der unterlagerten relativen NUTS3 Verteilung separat hochskaliert.

Für Laufwasserkraftwerke bildet die EEG-Anlagenstammdatenbank mit 418 Anlagen bzw. ca. 1,6 GW nur einen Teil der Ende 2012 installierten Leistung ab, da der Großteil der Anlagen nicht förderberechtigt im Sinne des EEG und daher nicht erfasst ist. Aus diesem Grund wird an dieser Stelle zusätzlich auf freiwillige Datenmeldungen von Laufwasserkraftwerksbetreibern zurückgegriffen. Diese werden von der EEX zur Verfügung gestellt und umfassen insgesamt weitere 21 Anlagen mit bekanntem Standort und einer Gesamtleistung von 845 MW [243]. Sämtliche bekannten Kapazitäten können nun den NUTS3 Regionen zugeordnet werden. Anschließend werden die fehlende Kapazitäten auf Basis der bundesländerscharfen Statistik aus [239] auf die Bundesländer verteilt, wobei der Zubau pro NUTS3 Gebiet proportional zur relativen Größe der NUTS3 Fläche zu der des jeweiligen Bundeslands vorgenommen wird.

Die so ermittelten installierten Leistungen aller betrachteten erneuerbaren Energien für Ende 2012 werden in einem letzten Schritt noch an die bundesweite Jahresstatistik aus Tabelle 5.5 angepasst, die in der absoluten Höhe leicht von der Quelle der Bundesländerstatistik abweicht [212]. Dabei werden die ermittelten relativen Verteilungsschlüssel der erneuerbaren Energien aller NUTS3 Gebiete beibehalten.

Die sich für Ende 2012 ergebenden Verteilungen der installierten Onshore Wind- und PV-Leistungen sind in Abbildung 5.21 dargestellt. Der Großteil der installierten Windenergiekapazitäten befindet sich aufgrund der ertragsreicheren Windstandorte (vgl. Abbildung 5.24) in küstennahen Gebieten im Norden und Nordosten Deutschlands, insbesondere in Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Die Verteilung unterscheidet sich entsprechend grundlegend von der Verteilung der Last in Deutschland (vgl. Abbildung 5.18). Ein anderes Bild ergibt sich für die installierten PV-Leistungen. Ein großer Anteil der installierten Leistung liegt in sonnenreichen und somit ertragsreichen Regionen in Süddeutschland. Im Allgemeinen deckt sich die Verteilung der PV-Leistung deutlich besser mit der Verteilung der Last in Deutschland, als dies bei den Windenergiekapazitäten der Fall ist.

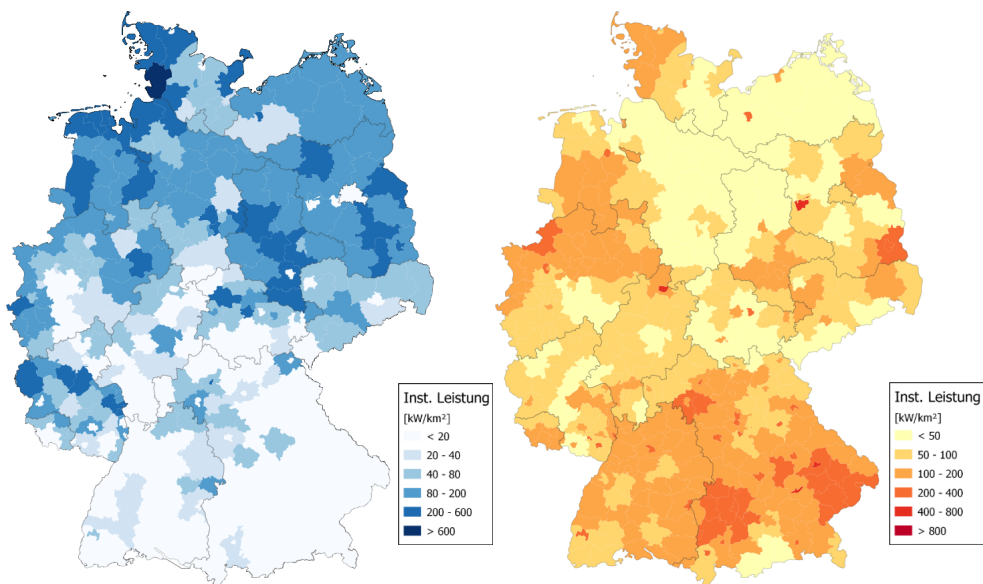


Abbildung 5.21: Verteilung der installierten Leistung von Wind (links) und PV (rechts) im Jahr 2012

Die Verteilungen der installierten Leistungen von Biomasse- und Laufwasserkraftwerken sind in Abbildung 5.22 dargestellt. Während die Biomasse eine weite Verbreitung in den ländlichen Regionen mit Schwerpunkten im Nord-Westen als auch Süden Deutschlands aufweist, konzentriert sich die

installierte Laufwasserleistung vor allem auf Regionen in Bayern und Baden-Württemberg, die vorteilhafte topografische Gegebenheiten und entsprechende Wasserläufe aufweisen.

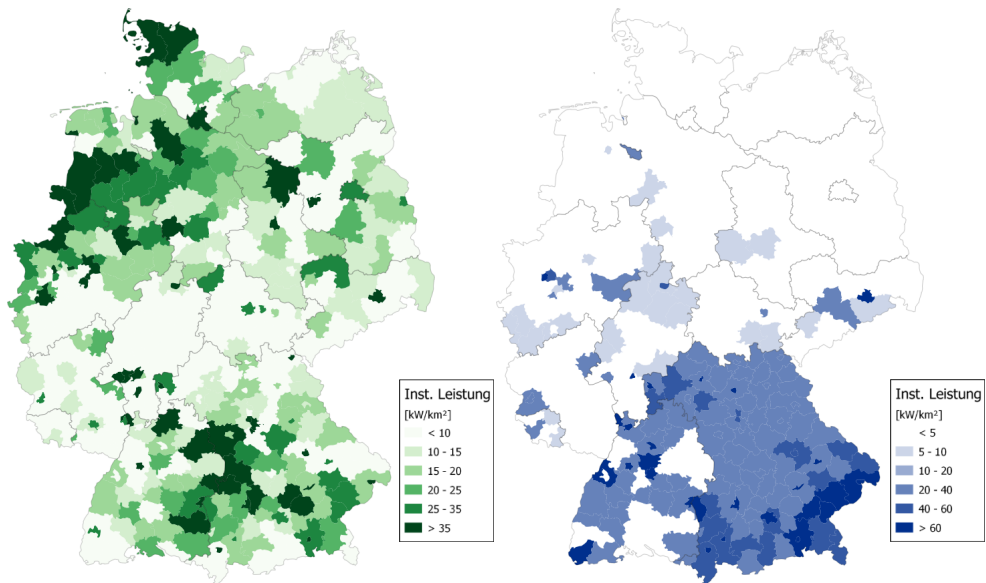


Abbildung 5.22: Verteilung der installierten Leistung von Biomasse (links) und Wasser (rechts) im Jahr 2012

5.3.4.2 Verteilung der zukünftig installierten Leistungen erneuerbarer Energien

Die Entscheidung, an welchen Standorten zukünftig erneuerbare Energien zugebaut und ersetzt werden, beruht auf technischen, ökonomischen sowie gesellschaftlichen Abwägungen und wird von diversen Interessensgruppen beeinflusst. Beispielsweise erfolgt der angenommene Zubau der Kapazitäten erneuerbarer Energien im Netzentwicklungsplan 2013 für jedes Bundesland getrennt auf Basis von Potentialstudien, in die explizit auch die politischen Ausbauziele der einzelnen Bundesländer Eingang finden [244]. Dabei bleibt fraglich, mit welchem Nachdruck diese Ziele in den verschiedenen Bundesländern verfolgt werden und inwieweit die einzelnen Pläne im gesamtdeutschen Elektrizitätssystem zu vereinen sind. Die Methodik dieses Vorgehens wurde daher auch von mehreren Organisationen als wenig transparent kritisiert [245, 246], worauf die Bundesnetzagentur im Rahmen des Genehmigungsverfahrens zum Netzentwicklungsplan 2013 eine alternative Regionalisierungsmethodik eingefordert hat, die im Rahmen einer zusätzlichen Sensitivitätsanalyse untersucht werden sollte [247].

Um diese Transparenz gewährleisten zu können, wird in dieser Arbeit ein von politisch geprägten Zielen losgelöster Ansatz auf Basis von Wetter- und Freiflächenpotentialen zugrunde gelegt, der sich an dem Vorgehen aus einer von der Bundesnetzagentur beauftragten Studie zur Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens orientiert [248].

Das Vorgehen zur Verteilung der zukünftig installierten Windenergieleistungen ist in Abbildung 5.23 dargestellt. Für die Verteilung des Ausbaus an Windleistung wird ausgehend von dem Basisjahr 2012 unterstellt, dass sich dieser zu 50 % an Windpotentialen und zu 50 % an der bereits installierten Leistung orientiert. Der Ansatz ermöglicht einerseits die Zunahme der installierten Leistung an bestehenden Standorten, was in der Realität durch das Ersetzen alter Anlagen durch leistungsstärkere neue Anlagen geschieht (Repowering). Andererseits wird der Ausbau an weiteren Standorten ermöglicht, wobei zusätzlich neben den ertragsreichen Standorten auch Regionen berücksichtigt werden, die etwas weniger gut geeignet sind.

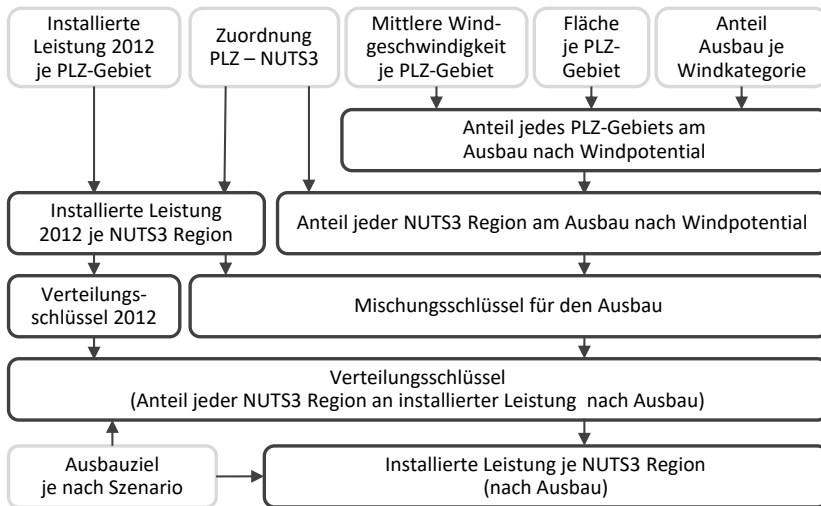


Abbildung 5.23: Verfahrensablauf der Regionalisierung der installierten Windenergieleistung

Die Bemessung der Standorteignung erfolgt anhand der langfristigen mittleren Windgeschwindigkeiten in Deutschland, die der Deutsche Wetterdienst (DWD) für die Höhe von 80 m über dem Boden anhand einer farblich codierten Karte zur Verfügung stellt (vgl. Abbildung 5.24, links) [249]. Mittels des Geoinformationssystems Quantum GIS werden auf Basis dieser Karte zunächst die langfristigen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten in den Postleitzahlgebieten bestimmt (vgl. Abbildung 5.24, rechts). Damit zukünftig neben den sehr ertragsreichen Standorten auch Standorte mittlerer Eignung berücksichtigt werden, teilt sich der an Windpotentialen orientierte Ausbau nach den fünf Windklassen auf, die in Tabelle 5.6 definiert sind. Die Anteile der Windklassen am vorgegebenen Gesamtausbau werden dann auf die den Windklassen zugehörigen Postleitzahlgebiete verteilt, wobei jedes Postleitzahlgebiet proportional zu seiner Grundfläche am Ausbau partizipiert. Im Anschluss werden die Postleitzahlgebiete den NUTS3 Gebieten zugeordnet.

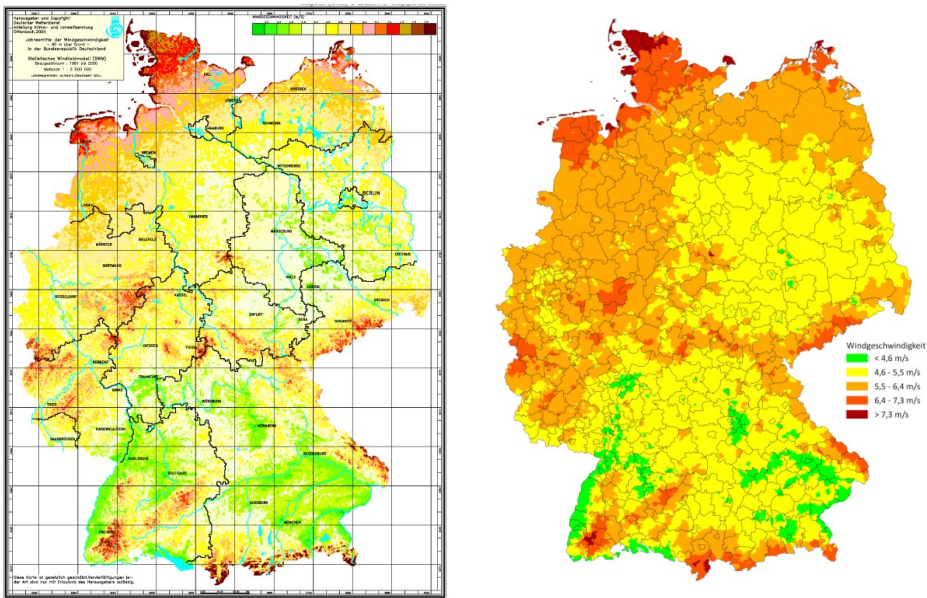


Abbildung 5.24: Mittlere Windgeschwindigkeit der Jahre 1981 bis 2000 (80 m über Grund) [249]

Gemeinsam mit der Verteilung der bereits installierten Leistung, die wie erwähnt zu 50 % ausschlaggebend für den weiteren Ausbau ist, wird dann ein Mischungsschlüssel für den Ausbau abgeleitet. Der endgültige Verteilungsschlüssel für die installierte Leistung im betrachteten Szenario ergibt sich durch den Verteilungsschlüssel der in 2012 installierten Leistung sowie den ermittelten Mischungsschlüssel für den Ausbau. Das Verfahren führt dazu, dass sich die Verteilung der installierten Windenergieanlagen mit zunehmenden Ausbau relativ gesehen stärker an der Windklassenaufteilung orientiert.

Mittlere Windgeschwindigkeit	Anteil des Gesamtzubaus
$\bar{v}_{Wind} > 7,3 \text{ m/s}$	15 %
$6,4 \text{ m/s} < \bar{v}_{Wind} \leq 7,3 \text{ m/s}$	12,5 %
$5,5 \text{ m/s} < \bar{v}_{Wind} \leq 6,4 \text{ m/s}$	10 %
$4,6 \text{ m/s} < \bar{v}_{Wind} \leq 5,5 \text{ m/s}$	7,5 %
$\bar{v}_{Wind} \leq 4,6 \text{ m/s}$	5 %

Tabelle 5.6: Aufteilung des Onshore Windenergieleistungszubaus nach Windklassen

Im Bereich der Offshore Windparks ist eine methodenbasierte Regionalisierung wie bei Onshore Wind nicht nötig, da durch die geplanten Netzanschlusspunkte die Orte der zukünftigen Einspeisungen bereits weitestgehend bekannt sind. Die Standorte geplanter Offshore Windparks in der Nord- und Ostsee sind in Abbildung 5.25 dargestellt [250]. Wie auf den Karten zu sehen ist, kann eine Zuordnung

zu den Netzknoten des Übertragungsnetzmodells in Abschnitt 5.5 ohne Umwege erfolgen. Die berechneten Szenarien im Rahmen dieser Arbeit orientieren sich daher direkt am Offshore Netzentwicklungsplan, aus dem sowohl die Standorte der Windparks als auch die konkreten Netzanschlusspunkte hervorgehen [251].



Abbildung 5.25: Übersichtskarten der Offshore Anbindungen in Nord- und Ostsee (Startnetz) [250]

Das Vorgehen bei der Verteilung der zukünftigen installierten PV-Leistung ist in Abbildung 5.26 dargestellt. Der gewählte Ansatz bezieht zum einen den weiteren Ausbau in Regionen ein, in denen bereits im Jahr 2012 PV-Anlagen installiert waren. Dabei wird davon ausgegangen, dass diese Standorte besonders gut geeignet sind und die Intensität der Nutzung weiter erhöht werden kann. Zum anderen wird zusätzlich die Verfügbarkeit noch freier Flächen berücksichtigt. Als Basis für die Freiflächenpotentiale dienen die vom Statistischen Bundesamt nach NUTS3 Regionen differenziert zur Verfügung gestellten Daten zu Gebäude- und Freiflächen [252].

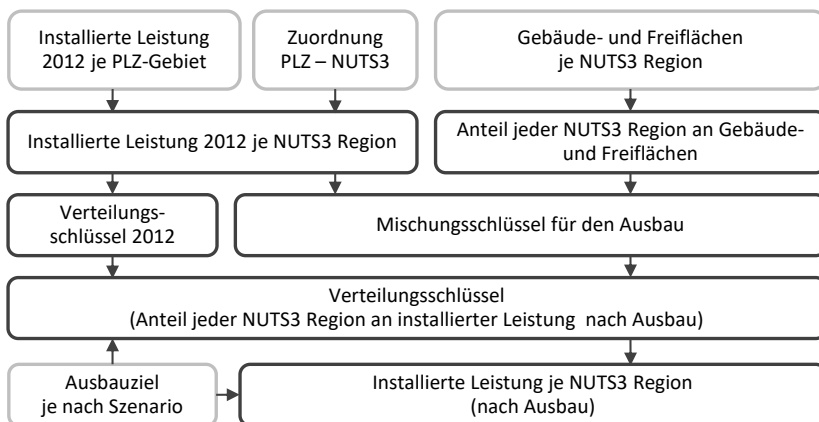


Abbildung 5.26: Verfahrensablauf der Regionalisierung der installierten PV-Leistung

Der gewählte Mischungsschlüssel für den Ausbau orientiert sich dabei zu 50 % an der Verteilung der in 2012 installierten Leistung und zu 50 % an den Freiflächenpotentialen. Analog zu dem Vorgehen bei der Onshore Windenergie, ergibt sich der resultierende Verteilungsschlüssel für jedes Szenario aus der Verteilung der installierten Leistung in 2012 und dem Mischungsschlüssel für den Ausbau. Mit Zunahme der installierten Leistung verliert die bestehende regionale Verteilung aus 2012 daher relativ an Gewicht und die Gebiete mit bestehenden Freiflächen gewinnen an Bedeutung.

Das Vorgehen bei der Regionalisierung zukünftig installierter Biomasse-Leistungen ist in Abbildung 5.27 dargestellt. Der Vergleich der installierten Leistung von Biomassekraftwerken im Jahr 2012 (Abbildung 5.17) mit der auf Basis der Bruttowertschöpfung modellierten Stromnachfrage im Landwirtschaftssektor (Abbildung 5.22) zeigt, dass die Verteilung der Biomassekraftwerke stark mit der landwirtschaftlichen Nutzung korreliert. Aus diesem Grund wird angenommen, dass sich die Stromerzeugung auch zukünftig auf landwirtschaftlich geprägte Regionen konzentriert. Der Ausbau zukünftiger Kapazitäten wird daher daran bemessen, wie hoch der Anteil der landwirtschaftlich genutzten Fläche der einzelnen NUTS3 Regionen an der insgesamt in Deutschland für die Landwirtschaft verwendeten Fläche ist. Die erforderlichen Daten für landwirtschaftliche Nutzflächen werden dabei nach NUTS3 Regionen differenziert vom Statistischen Bundesamt zur Verfügung gestellt [252]. Der Verteilungsschlüssel für die im Szenario installierte Leistung ergibt sich schließlich unter Berücksichtigung der im Jahr 2012 installierten Leistung und des Mischungsschlüssels für den Ausbau.

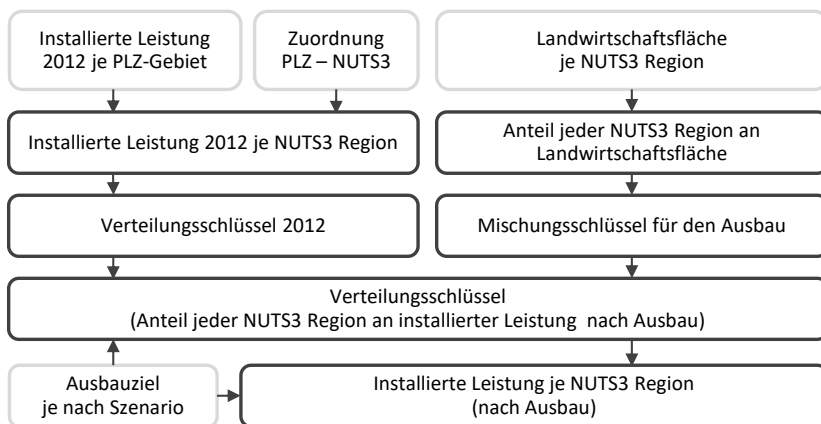


Abbildung 5.27: Verfahrensablauf der Regionalisierung der installierten Biomasse-Leistung

Für die installierte Leistung der Laufwasserkraftwerke sind die bestehenden Potentiale in Deutschland stark begrenzt, so dass hauptsächlich Verbesserungen an bestehenden Kraftwerken vorgenommen werden können, um die Leistung zu erhöhen [253]. Aus diesem Grund wird die bestehende Verteilung der in 2012 installierten Laufwasserkraftwerke gemäß Abbildung 5.28 als gleichbleibender Verteilungsschlüssel für zukünftig installierte Kapazitäten verwendet.

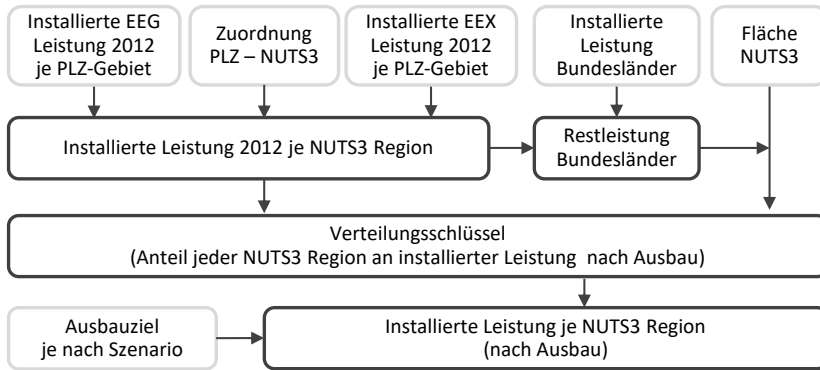


Abbildung 5.28: Verfahrensablauf der Regionalisierung der installierten Laufwasser-Leistung

5.3.4.3 Erzeugung regionaler Einspeisezeitreihen erneuerbarer Energien

Auf Basis der in Abschnitt 5.3.3 beschriebenen gesamtdeutschen Erzeugungszeitreihen für erneuerbare Energien und der im Anschluss beschriebenen Verteilung der installierten Kapazitäten wird im Folgenden die modellierte räumliche und zeitliche Verteilung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Deutschland vorgestellt. Eine alleinige Verteilung der Einspeisung anhand der verteilten Kapazitäten würde dem regional variierenden, stark fluktuierenden Energiedargebot, vor allem im Fall der Windenergie, nicht gerecht werden.

Für die Onshore Windenergie wird daher ein Verteilungsansatz auf Basis gemessener Windzeitreihen aus dem Basisjahr 2012 vorgenommen. Hierzu dienen Windzeitreihen des Deutschen Wetterdienstes, die an insgesamt 257 gleichmäßig über Deutschland verteilten Stationen (vgl. Abbildung 5.29) mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde erfasst wurden [254]. Dabei wurde die Windgeschwindigkeit je nach Messstation in Höhen zwischen 8 und 35 m über dem Boden ermittelt.

Da die durchschnittliche Nabenhöhe von Windenergieanlagen in Deutschland jedoch ca. 100 m beträgt, ist eine Umrechnung der gemessenen Windgeschwindigkeiten auf die entsprechende Höhe erforderlich [255]. Hierzu wird die in Gleichung (5.3.1) beschriebene logarithmische Höhenformel verwendet, die die Windgeschwindigkeitszunahme über das Höhenprofil beschreibt [22].

$$v_H = v_{ref} \cdot \left(\ln \frac{H}{z_0} / \ln \frac{H_{ref}}{z_0} \right) \quad (5.3.1)$$

Dabei stellt die Rauigkeitslänge z_0 ein Maß für den Reibungswiderstand der Geländeoberfläche und die resultierende Abbremsung des Windes dar [256]. Dieser Wert kann der in Abbildung 5.29 dargestellten Karte für Deutschland entnommen werden, aus der über die farbliche Kodierung die Bodenbedeckung und Landnutzung und davon abgeleitet die Rauigkeitslänge für jeden Standort abgelesen

werden kann [257]. Die Zuordnung der Rauigkeitslängen zu den Positionen der Messstationen des DWD erfolgt mittels des Geoinformationssystems Quantum GIS.



Abbildung 5.29: Standorte der Windmessstationen des DWD sowie Bodenbedeckung und Landnutzung [254, 257]

Die anhand von Gleichung (5.3.1) von der Messhöhe H_{ref} auf die Nabenhöhe H umgerechneten Windgeschwindigkeiten v_H werden im Folgenden genutzt, um normierte Einspeisezeitreihen anhand einer mittleren Anlagenkennlinie zu erzeugen. Diese mittlere Kennlinie wird ähnlich zu dem Ansatz in [258] aus den Kennlinien mehrerer Windenergieanlagentypen verschiedener Hersteller gemittelt. Dabei wird die Gewichtung der herstellertypischen Kennlinien anhand der Marktanteile der Hersteller vorgenommen, die in Abbildung 5.30 für das Jahr 2012 gegeben sind.

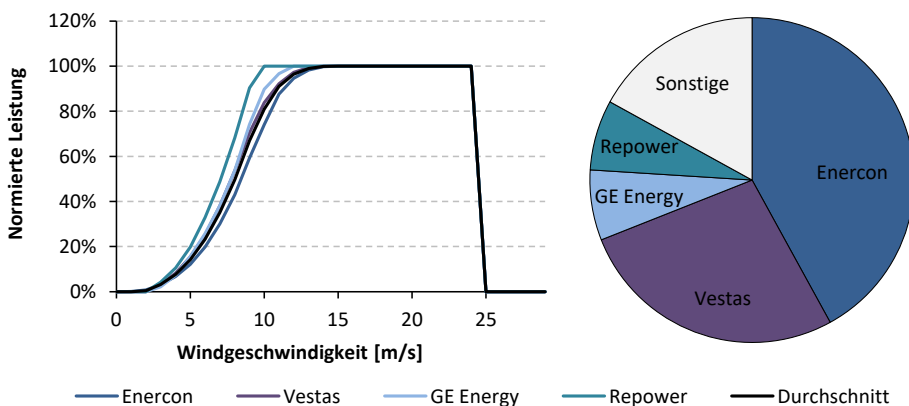


Abbildung 5.30: Leistungskennlinien von WEA und Marktanteile der Anlagenhersteller [230, 231]

Ausgehend von den normierten Einspeisezeitreihen wäre es nun möglich, unter Berücksichtigung der installierten Leistungen Einspeisezeitreihen für alle NUTS3 Gebiete zu erstellen. Hierzu müssten analog zu der in Abschnitt 5.3.3 beschriebenen Einspeisung von Offshore Windenergieanlagen entsprechend die zusätzlichen Verluste berücksichtigt werden, die durch Nichtverfügbarkeiten und Abschattungseffekte auftreten.

An dieser Stelle muss jedoch darauf geachtet werden, dass die bilanzielle Übereinstimmung zu der in Abschnitt 5.3.3 beschriebenen gesamtdeutschen Einspeisezeitreihe exakt gewahrt bleibt. Aus diesem Grund werden die unterschiedlichen normierten Einspeisungen dazu genutzt, für jedes NUTS3 Gebiet relative Anteile an der Onshore Windenergieeinspeisung abzuleiten.

Dazu werden die für jedes NUTS3 Gebiet ermittelten normierten Einspeisezeitreihen mit der installierten Leistung des jeweiligen NUTS3 Gebiets multipliziert. Im Anschluss wird für jede Stunde der Anteil jeder NUTS3 Region an der über alle NUTS3 Gebiete ermittelten, stündlichen Gesamteinspeisung berechnet. Hieraus ergibt sich für jede Stunde ein Verteilungsschlüssel, mit dem schließlich der relative Anteil der NUTS3 Region an der deutschlandweiten Einspeisezeitreihe bestimmt wird. Um die resultierende Einspeisezeitreihe in der NUTS3 Region zu erhalten, muss dieser stündliche Verteilungsschlüssel mit der deutschlandweiten Erzeugungsganglinie multipliziert werden.

Für die Erzeugung der regional verteilten Offshore Windenergiezeitreihen werden zunächst die Netzanschlusspunkte der im Szenario betrachteten Windparks identifiziert. Anschließend werden die angenommenen installierten Windparkleistungen mit den in Abschnitt 5.3.3 erzeugten normierten Einspeisezeitreihen multipliziert. Je nachdem, an welchem Standort sich der Windpark befindet, wird die entsprechende Einspeisezeitreihe für die Nord- oder Ostsee verwendet.

Die Einspeisung der weiteren erneuerbaren Energien wird an dieser Stelle entsprechend der regionalen Verteilung der installierten Leistung vorgenommen, wobei eine gleichmäßige Auslastung für alle Regionen unterstellt wird. Der Grund hierfür liegt einerseits an einer unzureichenden Datenlage und andererseits an dem begrenzten Mehrwert für Lastflussberechnungen im deutschen Übertragungsnetz, die primärer Zweck der vorgenommenen Regionalisierung sind.

Prinzipiell kann die regionale Solareinspeisung anhand von räumlich und zeitlich hoch aufgelösten Zeitreihen der Global- und Diffusstrahlung modelliert werden. Hierbei ist eine detaillierte Betrachtung des regional verteilten Anlagenparks hinsichtlich der Anlagenausrichtungen, Installationsarten, Technologien sowie Leistungsklassen notwendig, um die kumulierte Stromausbeute der Anlagen in dem betrachteten Gebiet abschätzen zu können. Zusätzlichen Einfluss hat die Umgebungstemperatur, da die Wirkungsgrade der Solarzellen mit steigender Temperatur abnehmen. Ein Beispiel für eine auf diese Weise vorgenommene Modellierung befindet sich in [259]. Ein Großteil der benötigten Daten liegt für

diese Arbeit jedoch nicht in dem benötigten Detailgrad vor. Zudem haben Sensitivitätsrechnungen des Netzes bereits in einem frühen Stadium dieser Arbeit gezeigt, dass selbst starke Einspeisungen der PV-Anlagen unabhängig von der momentanen Verteilung nur einen sehr geringen Einfluss auf das Übertragungsnetz haben [5]. Dies liegt insbesondere an der überwiegend lastnahen Erzeugung auf Gebäuden oder aber auf Freiflächen, die sich vielfach in der Nähe von Lastzentren befinden. Die weiträumige Transportaufgabe des Übertragungsnetzes, wie im Fall der Windenergie, stellt sich bei der Solarenergieeinspeisung daher nicht.

Die Stromerzeugung aus Biomassekraftwerken hängt in Deutschland aufgrund der EEG-Förderung und der damit verbundenen vorrangigen Einspeisung vor allem von der Verfügbarkeit des Brennstoffs ab, die für jedes Kraftwerk individuell schwankt. Durch die Mittelung über mehrere Biomassekraftwerke einer Region ergibt sich daher ein gleichmäßiges Einspeiseprofil [260], das in Abbildung 5.20 für Gesamtdeutschland ersichtlich wird. Eine regionale Unterscheidung der Einspeiseverläufe ist daher nicht notwendig, so dass einheitliche, auf die jeweils installierten Leistungen angepasste Einspeiseverläufe angenommen werden.

Die Einspeisung der Laufwasserkraftwerke hängt vom momentanen, lokalen Wasserangebot ab. Prinzipiell ist es daher möglich, anhand modellierter Abflussganglinien die Einspeisungen der Laufwasserkraftwerke, die sowohl vom Wasserzufluss als auch von der Fallhöhe zwischen Ober- und Unterwasser abhängen, abzuschätzen [261]. Die Ausführung jedes einzelnen Kraftwerks hängt dabei stark von den örtlichen Gegebenheiten ab, so dass jedes Kraftwerk individuelle Leistungsdiagramme aufweist [262]. Da die verfügbare Datenlage eine derart genaue regionale Zuordnung aller Kraftwerke nicht zulässt (vgl. Abschnitt 5.3.4.1), wird von einer gleichmäßig verteilten Einspeisung aller Laufwasserkraftwerke in Abhängigkeit der installierten Leistung ausgegangen.

5.3.5 Zeitliche Entfaltung des Stromverbrauchs in Rest-Europa

Für die weiteren Länder Europas ist weder eine Kopplung mit dem Energiesystemmodell IKARUS-LP noch mit dem Übertragungsnetzmodell für Deutschland vorgesehen. Eine sektorale und regionale Aufteilung der Lasten ist daher nicht notwendig, so dass auf nationale Gesamtlastzeitreihen zurückgegriffen werden kann. Hierzu stellt die ENTSO-E für sämtliche, im Elektrizitätsmarktmodell aus Abschnitt 5.4 erfassten Länder, stündliche Lastgänge für das Basisjahr 2012 zur Verfügung [263]. Dabei treten in einzelnen Ländern ähnlich wie bei der Lastzeitreihe für Deutschland Abweichungen von den statistisch erfassten Jahresstromnachfragen auf [211]. Aus diesem Grund werden analog zum Vorgehen in Abschnitt 5.3.1 korrigierende Leistungsbänder unter die Zeitreihen gelegt. Die der Anpassung der Lastzeitreihen zugrunde gelegten, bilanziell korrekten Jahresmengen werden ebenfalls von der ENTSO-E bereitgestellt [263].

5.3.6 Zeitliche Entfaltung der Stromerzeugung aus EE-Anlagen in Rest-Europa

Wie bei den Lastzeitreihen ist eine regionale Aufteilung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für die weiteren Länder Europas nicht notwendig. Für die in Abschnitt 5.4 abgebildeten europäischen Länder werden für die Einspeisezeitreihen der erneuerbaren Energien daher soweit wie möglich öffentlich zugängliche Daten der nationalen Übertragungsnetzbetreiber genutzt. Diese sind für das Basisjahr 2012 jedoch nicht für alle Länder verfügbar, so dass insbesondere für die Wind- und PV-Einspeisung zusätzlich Zeitreihen auf Basis von Wetterdaten modelliert werden müssen.

Die durch die nationalen Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellten Einspeisezeitreihen für Windenergie umfassen die Länder Österreich [264], Tschechien [265], Dänemark [266], Estland [267], Spanien [268], Frankreich [269], Großbritannien [270], Ungarn [271], Litauen [272], Schweden [273] sowie Finnland [274]. Für die weiteren Länder werden lediglich die Monatssummen der Windenergieeinspeisungen von der ENTSO-E zur Verfügung gestellt [275]. Die Erstellung stundenscharfer Einspeisezeitreihen erfolgt für die fehlenden Länder daher auf Basis möglichst repräsentativer Windzeitreihen. Die gewählte kommerzielle Datenbasis stellt hierzu für jedes Land Windzeitreihen bereit, die in einer zentralen Position des jeweiligen Landes in 10 m über dem Erdboden gemessen wurden [276]. Die Messstationen befinden sich damit deutlich unter der durchschnittlichen Nabenhöhe von 100 m, so dass analog zu Abschnitt 5.3.4.3 eine Höhenkorrektur der Windgeschwindigkeiten erforderlich wird. Diesbezüglich steht entsprechend der für Deutschland in Abbildung 5.29 dargestellten Karte der Land- und Bodennutzung eine Karte für ganz Europa zur Verfügung, aus der der zugehörige Wert für jeden Standort abgelesen werden kann [277]. Die Umrechnung der Windgeschwindigkeiten in normierte Einspeisezeitreihen geschieht analog zu Abschnitt 5.3.4.3 anhand der in Abbildung 5.30 dargestellten mittleren Windenergieanlagenkennlinie. Im Anschluss werden die normierten Einspeisezeitreihen für jedes Land auf die statistisch bekannten Monatsmengen anhand von Gleichung (5.3.2) skaliert.

$$P_t^{Wind} = W_m \cdot P_{rel,t}^{Wind} / \sum_{\tau=1}^{T_m} P_{rel,\tau} \quad (5.3.2)$$

Im Bereich der PV-Einspeisung wird soweit verfügbar ebenfalls auf Einspeisezeitreihen der nationalen Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen. Auf diese Weise können die Einspeisungen aus PV-Anlagen der Länder Tschechien [265], Frankreich [269] und Schweden [273] abgebildet werden. Für alle weiteren Länder wird ein auf Wetterdaten basierender Ansatz genutzt, wobei die monatlichen Summenwerte bekannt sind und von der ENTSO-E zur Verfügung gestellt werden [275].

Zur Modellierung der Einspeisung von PV-Anlagen wird ausgenutzt, dass sich die Einspeisung aufgrund der Linearität des zugrundeliegenden photoelektrischen Effekts gemäß Gleichung (2.7) näherungsweise proportional zur eintreffenden Globalstrahlung GHI verhält [24]. Für die Ableitung der stundenscharfen PV-Einspeisung wird daher auf Zeitreihen der Globalstrahlung zurückgegriffen, die aus derselben Quelle stammen, wie die Daten für die Windgeschwindigkeiten [276]. Da die Messwerte auch an denselben Messstationen erfasst wurden, bleiben durch die zugrunde gelegten Daten insbesondere mögliche Korrelationen von Wind- und PV-Einspeisung gewahrt. Die stundenscharfe Einspeisung der PV-Anlagen ergibt sich somit aus Gleichung (5.3.3), wobei Q_m der statistischen Monatserzeugung aus PV-Anlagen gemäß ENTSO-E entspricht.

$$P_t^{PV} = Q_m \cdot GHI_t / \sum_{\tau=1}^{T_m} GHI_{\tau} \quad (5.3.3)$$

Für die europäischen Laufwasserkraftwerke, für die keine Einspeisezeitreihen der nationalen Übertragungsnetzbetreiber verfügbar sind, wird gemäß [278] angenommen, dass diese als Grundlastkraftwerke konstant einspeisen. Die monatlichen Summenwerte aus [275] werden entsprechend als Leistungsband auf die Stunden des Monats verteilt. Gleiches gilt analog für die Einspeisung aus Biomasse-Kraftwerken.

5.3.7 Zeitliche Entfaltung der Residuallasten

Die Residuallasten der einzelnen Länder stellen die Eingangsgrößen des im folgenden Abschnitt beschriebenen Elektrizitätsmarktmodells für Europa dar. Das Vorgehen bei der Bestimmung der Residuallast ist in Abbildung 5.31 schematisch dargestellt. Zunächst wird die Last wie in den Abschnitten 5.3.1 und 5.3.5 beschrieben zeitlich entfaltet und durch die Addition eines Leistungsbandes an die bilanziell korrekten Jahressummen angepasst. Anschließend werden die, gemäß der Abschnitte 5.3.3 und 5.3.6, generierten Einspeisezeitreihen der erneuerbaren Energien von den Lastzeitreihen abgezogen, so dass die resultierenden Zeitreihen den gesuchten Residuallasten in den einzelnen Marktgebieten entsprechen. Dabei wird von einer vorrangigen Einspeisung der erneuerbaren Energien in Europa ausgegangen. Die ebenfalls teilweise vorrangige Erzeugung aus KWK-Kraftwerken wird dagegen an dieser Stelle nicht berücksichtigt, sondern im Elektrizitätsmarktmodell separat abgebildet.

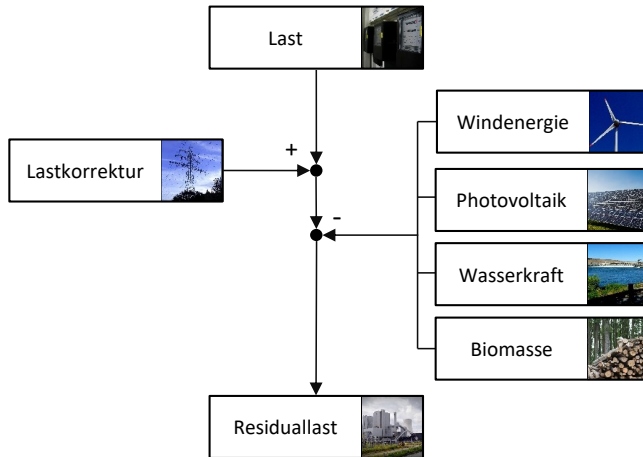


Abbildung 5.31: Ermittlung der Residuallast

Die tagesmittleren Werte für die Einspeisung der erneuerbaren Energien und die Last sind für das Jahr 2012 am Beispiel Deutschlands in Abbildung 5.32 dargestellt. Der grau eingefärbte Bereich entspricht dabei der Residuallast, die von Kraftwerken, Speichern sowie den weiteren Flexibilisierungsoptionen gedeckt werden muss.

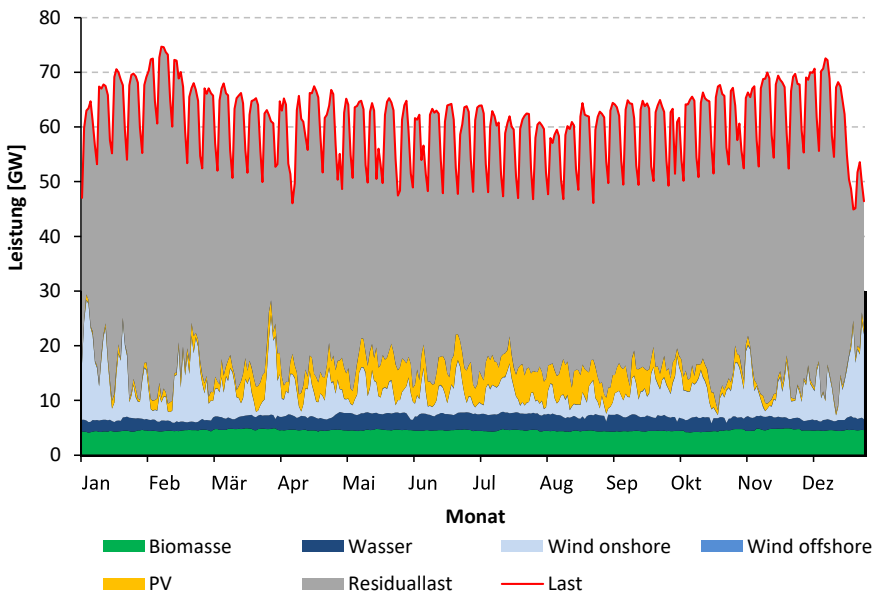


Abbildung 5.32: Einspeisung aus erneuerbaren Energien, Last und Residuallast für Deutschland im Jahr 2012

5.4 Elektrizitätsmarktmodell für Europa

Das Ziel der Entwicklung des Elektrizitätsmarktmodells für Europa ist die Ermittlung des europaweiten Kraftwerks-, Speicher- und Flexibilitätsoptioneneinsatzes zur Deckung der Residuallasten sowie der daraus resultierenden Stromim- und -exporte. Die Bestimmung erfolgt seit der Liberalisierung der europäischen Strommärkte gemäß der in Abschnitt 3.1 beschriebenen Funktionsprinzipien der Elektrizitätsmärkte, wobei die technischen Restriktionen von Elektrizitätssystemen eingehalten werden müssen. Dabei führt das in Abschnitt 3.3 beschriebene Zusammenwachsen der Strommärkte zu einem einzelnen pan-europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt dazu, dass einzelne Marktgebiete nicht mehr losgelöst voneinander betrachtet werden können. Vielmehr müssen zur adäquaten Abbildung der vielfältigen Einflüsse und wechselseitigen Abhängigkeiten sämtliche gekoppelte Marktgebiete abgebildet werden.

5.4.1 Modellierungsansatz und Systembereich

Der im Rahmen dieser Arbeit gewählte Ansatz zur Modellierung des europäischen Elektrizitätsmarktes orientiert sich an der Funktionsweise von Day-ahead-Märkten, wobei die einzelnen Marktgebiete entsprechend Abschnitt 3.2.3 über eine Marktkopplung miteinander gekoppelt sind. Die modellierten Marktgebiete des entwickelten Elektrizitätsmarktmodells sind in Abbildung 5.33 dargestellt.

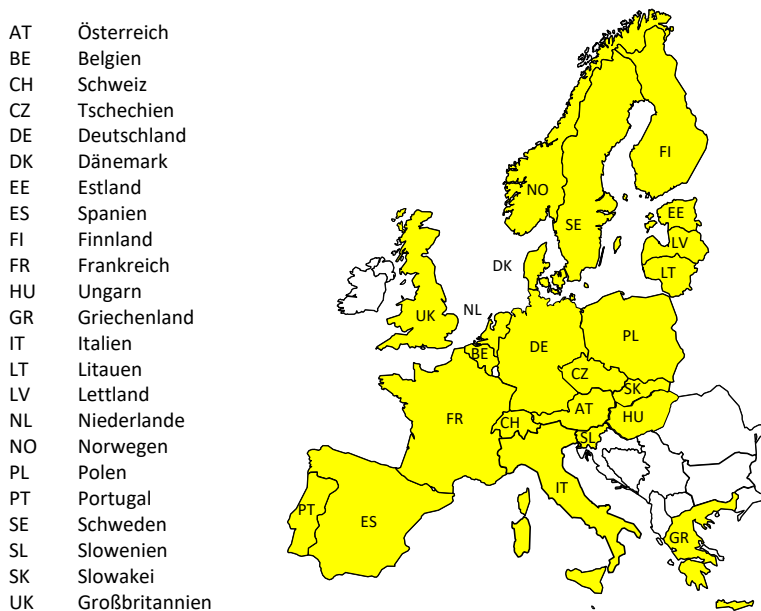


Abbildung 5.33: Abgebildete Marktgebiete im Elektrizitätsmarktmodell

Demnach umfasst das Modell mit Ausnahme einiger Gebiete in Südosteuropa, für die keine ausreichende Datenlage für eine adäquate Modellierung vorliegt, das gesamte zentraleuropäische Verbundnetz zuzüglich der skandinavischen und baltischen Länder sowie Großbritannien. Damit sind nahezu alle Marktgebiete abgebildet, die im Rahmen des in Europa etablierten Multi-Regional Coupling miteinander gekoppelt sind (vgl. Abschnitt 3.3.2). Dabei werden die Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten anhand der NTC vorgegeben, wobei die Ausnutzung der Kapazitäten wie in Abschnitt 3.2.2.2 beschrieben implizit ermittelt wird.

Bei dem gewählten Ansatz wird davon ausgegangen, dass Wettbewerb, Transparenz und Effizienz im europäischen Binnenmarkt in hinreichendem Maße sichergestellt sind und die Markträumung somit dem Prinzip der Wohlfahrtsmaximierung folgt [279, 280]. Diese setzt sich aus der Maximierung der Produzenten- und Konsumentenrente (vgl. Abbildung 3.2) sowie dem Preis von grenzüberschreitender Leistungsübertragung zusammen [281]. Der Ansatz deckt sich entsprechend mit dem im Multi-Regional Coupling eingesetzten Algorithmus EUPHEMIA, der ebenfalls eine Wohlfahrtsoptimierung für alle Marktteilnehmer vornimmt [100].

Für die Konsumentenseite wird angenommen, dass die Nachfrage aufgrund von Vollversorgungsverträgen für die meisten Endverbraucher abgesehen von gesondert abbildbaren Flexibilitätsoptionen kurzfristig unelastisch ist [281]. Hierdurch reduziert sich die Wohlfahrtsmaximierung auf die Minimierung der variablen Kosten auf Produzentenseite, was der Minimierung der variablen Kosten der Stromerzeugung entspricht [281]. Die Ermittlung minimaler Kosten auf der Produzentenseite wird durch die optimale Kraftwerkseinsatzplanung erreicht, mit der die günstigsten Kraftwerke, Speicher und Flexibilitätsoptionen zur Erfüllung der Nachfrage unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen ermittelt werden [282].

Der resultierende kostenminimierende Ansatz unterscheidet sich von spieltheoretischen Ansätzen, bei denen z.B. unterstellt wird, dass Unternehmen durch ihr gewinnmaximierendes Marktverhalten den Marktpreis beeinflussen können [130]. Verschiedene Untersuchungen haben allerdings gezeigt, dass eine Marktmacht einzelner Akteure in bedeutenden europäischen Strommärkten nicht zu beobachten ist [82, 168]. Ein Indiz für die Validität dieser Feststellung sind die niedrigen Großhandelspreise für Elektrizität, die z.B. mit durchschnittlich ca. 29 €/MWh im Jahr 2016 auf dem deutschen Day-ahead-Markt zu beobachten waren [283].

Das Modell ist auf die Berechnung eines gesamten Jahres mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde ausgelegt, was der minimalen Handelsperiode an den europäischen Day-ahead-Märkten entspricht [284]. Dabei verfügt das entwickelte Modell über zwei verschiedene Planungsperioden, deren Ineinandergreifen in Abbildung 5.34 dargestellt ist.

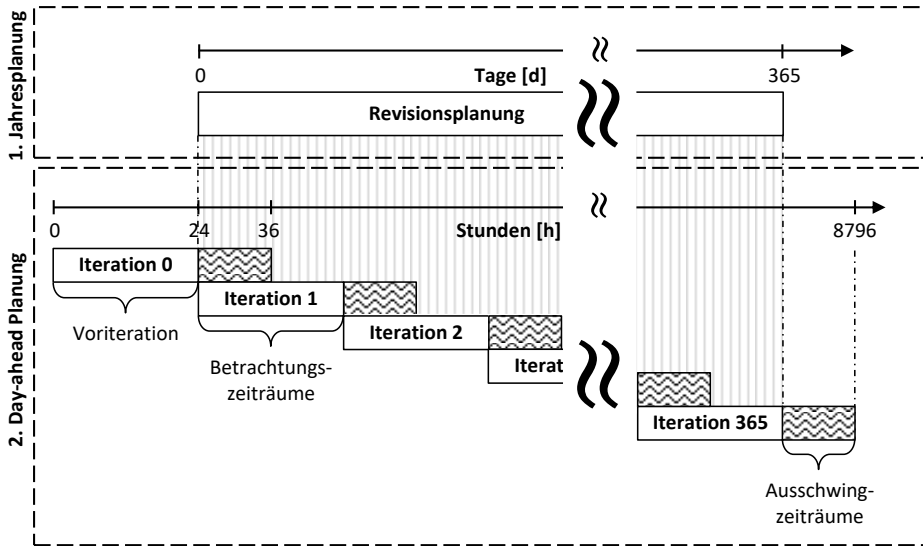


Abbildung 5.34: Vorgeschaltete Jahresplanung und anschließende rollierende Day-ahead Planung

Die erste Planungsperiode umfasst eine Jahresplanung und berücksichtigt langfristige Entscheidungen, die sich auch auf den täglichen Kraftwerks- und Speichereinsatz auswirken. Hierbei wird das ganze Jahr geschlossen, d.h. intertemporal, mit einer zeitlichen Auflösung von einem Tag optimiert. Genutzt wird diese vorgeschaltete Optimierung insbesondere zur Bestimmung der optimalen Revisionszeiten von Kraftwerken. Zusätzlich kann auf dieser Skalenebene aber auch der langfristige Einsatz von Jahresspeichern optimiert werden, worauf im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht weiter eingegangen wird. Im Anschluss an die Berechnung werden sämtliche Variablen fixiert und auf Stunden heruntergebrochen an die zweite Planungsperiode übergeben. Geht beispielsweise ein Kraftwerk in Revision, wird die Betriebsvariable des Kraftwerks für alle Stunden des betreffenden Zeitraums im Jahr vorab zu Null gesetzt.

Die zweite Planungsperiode orientiert sich an dem kurzfristigen Planungshorizont des Day-ahead-Marktes, dem im Rahmen dieser Arbeit mit dem Ansatz einer rollierenden Optimierung auf Stundenbasis Rechnung getragen wird. Hierbei wird für jeden Tag eine geschlossene Optimierung durchgeführt, wobei das Optimierungsfenster mit jeder Iteration sukzessive um einen Tag verschoben wird. Der Optimierungshorizont beträgt jeweils insgesamt 36 Stunden und setzt sich aus dem Betrachtungszeitraum von 24 Stunden und dem Ausschwingzeitraum von 12 Stunden zusammen. Der Ausschwingzeitraum ist insbesondere notwendig, um den Betrieb der Speicher korrekt abzubilden. Diese laufen im Rahmen einer Optimierung normalerweise zum Ende hin leer, sofern die gespeicherte Energie keinen Wert an sich hat. Der Ausschwingzeitraum muss daher wie hier geschehen hinreichend lang gehen.

wählt werden, damit sich der Speicher im Bereich des Betrachtungszeitraums noch im zyklischen Betrieb befindet. Im Anschluss an die Iteration werden sämtliche Variablen der ersten 24 Stunden fixiert, wohingegen die Ergebnisse aus dem Ausschwingzeitraum verworfen werden. Die anschließende Iteration setzt in der Stunde nach dem vorangegangenen Betrachtungszeitraum an. Dabei wird auch auf die fixierten Variablen aus der vorangegangenen Iteration zurückgegriffen, um z.B. Mindeststillstandszeiten korrekt abbilden zu können. Aus diesem Grund ist zudem mindestens eine Voriteration notwendig, in der sich das System einschwingen kann und die initialen Betriebszustände festgelegt werden. Der Ansatz der rollierenden Optimierung eignet sich nicht nur aufgrund des realitätsbezogenen Planungshorizonts, er hat zudem entscheidende Vorteile bei der Wahl des Optimierungsverfahrens, worauf im nächsten Abschnitt näher eingegangen wird.

5.4.2 Mathematische Formulierung des Elektrizitätsmarktmodells

Das dem Elektrizitätsmarktmodell zugrunde liegende Kraftwerkseinsatzproblem ist ein komplexes, großskaliges, gemischt-ganzzahliges und nichtlineares Optimierungsproblem, an dem trotz einer mehr als 40 jährigen Forschungsgeschichte bis zum heutigen Tage intensiv gearbeitet wird [285]. Dies liegt insbesondere an den immer leistungstärkeren Computern, die eine detailliertere Abbildung des Problems und den Einsatz genauerer Lösungsalgorithmen ermöglichen. Das rege Forschungsinteresse erklärt sich auch dadurch, dass durch geringfügige Verbesserungen in der Kraftwerkseinsatzplanung schon für einzelne große Versorger jährliche Kosteneinsparungen im Bereich mehrerer Millionen Euro erzielt werden können [286].

Über die Zeit wurden eine Reihe unterschiedlicher Verfahren zur Lösung des Problems vorgestellt. Die angewandten Lösungstechniken umfassen unter anderem heuristische Verfahren [287-289], Simulated Annealing [290-292], die dynamische Programmierung [293-295], evolutionsbasierte Ansätze [296-299], die Lagrange Relaxation (LR) [300-305] und die gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung (GGLP) [306] [307].

In der näheren Vergangenheit wurde vor allem auf die Lagrange Relaxation zur Lösung des Kraftwerkseinsatzproblems gesetzt [308]. Bei diesem Verfahren wird das gemischt-ganzzahlige Problem durch ein vereinfachtes lineares Problem approximiert, wobei Integritätsverletzungen von Ungleichungen mit Strafkosten belegt werden. Aufgrund der schnellen Lösbarkeit auch großer Systeme wurde es das am häufigsten von Systembetreibern eingesetzte klassische Verfahren zur Kraftwerkseinsatzplanung [309]. Heutzutage setzt sich jedoch zunehmend der Ansatz der gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung durch. So hat beispielsweise der amerikanische und weltweit größte Strommarktbetreiber PJM seine Kraftwerkseinsatzplanung von LR auf GGLP umgestellt [310].

Die GGLP weist gegenüber der Lagrange Relaxation eine ganze Reihe von Vorteilen auf, die in [311, 312] diskutiert werden. Der wichtigste Vorteil liegt vor allem darin, dass das Lösungsverfahren garantiert die optimale Lösung im Rahmen definierter Genauigkeitstoleranzen findet. Zudem ermöglicht das Verfahren vielfältigere und flexiblere Möglichkeiten der Modellierung, wodurch sich das Modell besser an die Problemstellung anpassen lässt, als bei der Lagrange Relaxation [309]. Der wesentliche Nachteil dagegen liegt in der begrenzten Skalierbarkeit auf große Elektrizitätssysteme mit entsprechend vielen Kraftwerken, Speichern und Flexibilitätsoptionen, was auf die kombinatorische Natur des Problems und die damit exponentiell steigenden Rechen- und Arbeitsspeicheranforderungen zurückzuführen ist.

Mit der ständigen Weiterentwicklung der GGLP-Solver und schneller werdenden Computer wird dieser Nachteil jedoch zunehmend beherrschbar. Die Verbesserung der Lösungsalgorithmen und Computer hat dazu geführt, dass sich GGLP Modelle bereits 2011 mehr als 100 Millionen mal schneller lösen ließen als noch 20 Jahre zuvor [313]. Auch in der Folge konnte z.B. der kommerzielle GGLP-Solver Gurobi die Lösungszeiten komplexer Modelle mit jeder neuen Version drastisch verkürzen [314].

Trotz der signifikanten Verbesserungen der Lösungsperformance stellen die Rechendauer und der Speicherbedarf nach wie vor limitierende Faktoren dar, die den zu untersuchenden Systemumfang beschränken [315]. Dieser ist bei der Kraftwerkseinsatzplanung im Wesentlichen durch die Anzahl der zu optimierenden Kraftwerke, Speicher und Flexibilitätsoptionen, der berücksichtigten technischen Restriktionen sowie der betrachteten Zeitschritte gegeben. Im Bereich der vorgeschalteten Revisionsplanung mit einem Zeithorizont von 365 Zeitschritten (Tagen) werden relativ wenige Nebenbedingungen beachtet, so dass eine geschlossene Optimierung für alle Kraftwerke mit akzeptablem Zeitaufwand möglich ist. Für die Kraftwerkseinsatzplanung mit deutlich mehr Zeitschritten im Jahr und einer Vielzahl von Nebenbedingungen ist dies mit handelsüblichen Computern nicht möglich.

Dieses Problem wird in dieser Arbeit durch den Ansatz der an den europäischen Day-ahead-Märkten orientierten rollierenden Optimierung mit lediglich 36 Zeitschritten pro Iteration gelöst, wodurch die Problemkomplexität trotz Berücksichtigung aller relevanten europäischen Kraftwerke und Speicher im notwendigen Rahmen bleibt. Hierzu müssen allerdings auf einige wichtige Aspekte bei der Formulierung des Optimierungsproblems geachtet werden. Um diese Aspekte näher beleuchten zu können, wird kurz die Funktionsweise des in Abschnitt 5.4.3 grundsätzlich beschriebenen Lösungsalgorithmus eingegangen [315, 316]: Bei der GGLP handelt es sich um ein lineares Optimierungsproblem, bei dem einzelne oder mehrere Variablen lediglich diskrete Werte annehmen dürfen. Hieraus ergibt sich ein Lösungsbaum, bei dem die Ausprägung jeder diskreten Variablen einen Knoten darstellt, unter dem sich jeweils ein neues GGLP-Problem mit den Ausprägungen der anderen diskreten Variablen verzweigt. Die heutzutage standardmäßig eingesetzten branch-and-bound bzw. branch-and-cut Algorithmen berechnen im Lösungsprozess zunächst das zugehörige lineare Problem eines solchen Knotens,

wobei die Integritätsbedingungen der unterlagerten diskreten Variablen zunächst relaxiert werden. Die so ermittelte Lösung entspricht dem bestmöglichen Zielfunktionswert (Untere Grenze)²¹, der in der Regel jedoch nicht erreicht werden kann, da Integritätsbedingungen verletzt sind. Auf der anderen Seite ermittelt der Solver z.B. anhand von Heuristiken Lösungen, die zwar die Integritätsbedingungen erfüllen, jedoch einen schlechteren Zielfunktionswert (Obere Grenze) aufweisen. Die Differenz zwischen den so ermittelten oberen und unteren Grenzen entspricht der Optimierungstoleranz, die die Qualität der (Zwischen-)Lösung angibt. Wenn nun ein betrachteter Knoten eine relaxierte Lösung (Untere Grenze) aufweist, die schlechter ist, als eine bereits bekannte integrale Lösung (Obere Grenze) eines anderen Knoten, kann der betrachtete Knoten und das gesamte unterlagerte GGLP-Problem verworfen werden, da garantiert keine bessere Lösung erzielt werden kann. Auf diese Weise wird der Lösungsraum im Laufe des Verfahrens stark reduziert. Während des Lösungsprozesses wird die Differenz zwischen oberer und unterer Grenze stetig verkleinert, indem bessere erlaubte Lösungen z.B. durch Heuristiken oder den in Abschnitt 5.4.3 beschriebenen Simplex-Algorithmus gefunden werden und so die obere Grenze reduziert wird. Derweil wird die untere Grenze erhöht, indem die LP Relaxationen z.B. anhand des Schnittebenenverfahrens (Engl.: cutting planes) verschärft werden.

Die Lösungsperformance hängt vor allem von der Enge (Engl.: tightness) des Problems, die dem Abstand zwischen relaxierter und integrier Lösung entspricht, sowie der Kompaktheit (Engl.: compactness) des Problems, die durch die Anzahl der zu verarbeitenden Daten gegeben ist, ab [315]. Dabei spiegelt die Enge des Systems den Lösungsraum wider, den der Solver zur Auffindung der optimalen integren Lösung durchsuchen muss. Die Kompaktheit hingegen definiert die Geschwindigkeit, mit der der Solver die vielen einzelnen relaxierten Lösungen berechnen kann. Da ein Problem in der Regel dadurch verengt wird, indem zusätzliche Nebenbedingungen eingeführt werden, hat dies zur Folge, dass die Kompaktheit des Modells darunter leidet. Der zu untersuchende Lösungsraum wird dadurch zwar kleiner, die Berechnung jedes einzelnen relaxierten Problems dauert dadurch jedoch länger. Dies gilt ebenso im umgekehrten Fall.

Bei der Entwicklung des Modells muss demnach umso mehr darauf geachtet werden, bereits durch die Formulierung der Gleichungen ein möglichst kompaktes und gleichzeitig eng begrenztes Modell zu entwickeln. Daraus leitet sich die Prämisse ab, sämtliche Nebenbedingungen im Betrieb von Kraftwerken mit möglichst wenigen Binärvariablen zu beschreiben. Die geringere Anzahl von Binärvariablen führt unmittelbar zu einer Reduktion der Knoten, die im branch-and-cut Algorithmus (vgl. Abschnitt 5.4.3) durchsucht werden müssen [307]. Zudem kann durch die geschickte Formulierung von engen

²¹ Hierbei wird von einem Minimierungsproblem ausgegangen. Bei einem Maximierungsproblem würde es sich entsprechend um die obere Grenze handeln.

Nebenbedingungen und der Kombination derselben erreicht werden, dass weniger Gleichungen notwendig sind, als dies bei einfacheren Ansätzen der Fall ist. Auf diese Weise gewinnt das Problem an Kompaktheit. Bei der GGLP überwiegen jedoch zumeist die Vorteile einer engen Formulierung gegenüber einer kompakten Formulierung, so dass eine erhöhte Anzahl von Nebenbedingungen vorteilhaft sein kann.

Im Folgenden wird zunächst die Revisionsplanung beschrieben, die im Vorfeld der rollierenden Optimierung die bestmöglichen Revisionszeitpunkte der Kraftwerke ermittelt. Im Anschluss wird detailliert auf die Modellierung des sehr viel komplexeren Kraftwerkseinsatzproblems eingegangen, bei dem zur Sicherstellung einer überschaubaren Rechenzeit besonderer Wert auf eine enge und kompakte Modellierung gelegt wird.

5.4.2.1 Formulierung des Revisionsproblems

Das Revisionsproblem (Engl.: maintenance scheduling problem) zielt darauf ab, die aus sicherheitstechnischer und ökonomischer Sicht optimalen Revisionszeiträume für Kraftwerke zu ermitteln. Der Planungshorizont umfasst dabei typischerweise den Zeitraum von einem Jahr (vgl. [317]), so dass die der Kraftwerkseinsatzplanung vorgeschaltete Jahresplanung einen geeigneten Rahmen für die Revisionsplanung bietet. Der in dieser Arbeit entwickelte Ansatz für die Revisionsplanung zielt darauf ab, den permanenten Sicherheitsabstand der verfügbaren Kraftwerksleistung zur langfristig prognostizierten Last zu maximieren. Die prinzipielle Funktionsweise des Optimierungsansatzes ist für ein einzelnes Land n in Abbildung 5.35 dargestellt. Die mit KW1 bis KW12 gekennzeichneten Blöcke symbolisieren in Revision gehende Kraftwerke, deren Blockgrößen durch die individuelle Revisionsdauer sowie die Nennleistung gegeben sind.

Der Ansatz stellt sicher, dass trotz Kraftwerksrevisionen jederzeit ausreichend disponible Leistung zur Erfüllung der erwarteten Nachfrage vorhanden ist und zudem Kraftwerksrevisionen in Zeiten niedriger prognostizierter Last, wie dies zum Beispiel vermehrt in der Sommerzeit der Fall ist, stattfinden. Das Optimierungskalkül deckt sich daher auch weitestgehend mit einer ökonomisch orientierten Optimierung, da die zu erwartenden erzielbaren Erlöse in Phasen geringer Last tendenziell niedriger sind, als in Phasen hoher Last. Die Opportunitätskosten der nicht möglichen Stromerzeugung fallen dementsprechend ebenfalls niedriger aus.

Zur Abbildung der Revision eines Kraftwerks wird die Binärvariable $r_{j,d}$ eingeführt, die den Wert Eins annimmt, sofern sich das Kraftwerk j in Revision befindet und ansonsten den Wert Null aufweist. Ähnlich zur der im nächsten Abschnitt detaillierter beschriebenen Abbildung der Betriebslogik von Kraft-

werken (Gleichung (5.4.23)), wird der logische Zusammenhang von Revisionszeit und Nicht-Revisionszeit anhand von Gleichung (5.4.1) beschrieben, in der gleichzeitig der Beginn $r_{j,d}^{Beginn}$ und das Ende $r_{j,d}^{Ende}$ der Revision festgelegt wird.

$$r_{j,d}^{Beginn} - r_{j,d}^{Ende} = r_{j,d} - r_{j,d-1} \quad \forall j, d \quad (5.4.1)$$

Zusätzlich legt Gleichung (5.4.2) fest, dass jedes Kraftwerk im Jahresverlauf genau einmal in Revision geht.

$$\sum_d r_{j,d}^{Beginn} = 1 \quad \forall j \quad (5.4.2)$$

Damit die Optimierung den Revisionsbeginn nicht an das Ende des Optimierungsfensters legt und so die Revision teilweise außerhalb des Optimierungszeitraums stattfindet, erzwingt Gleichung (5.4.3) zudem, dass das Revisionsende ebenfalls innerhalb des Planungshorizonts eintritt.

$$\sum_d r_{j,d}^{Ende} = 1 \quad \forall j \quad (5.4.3)$$

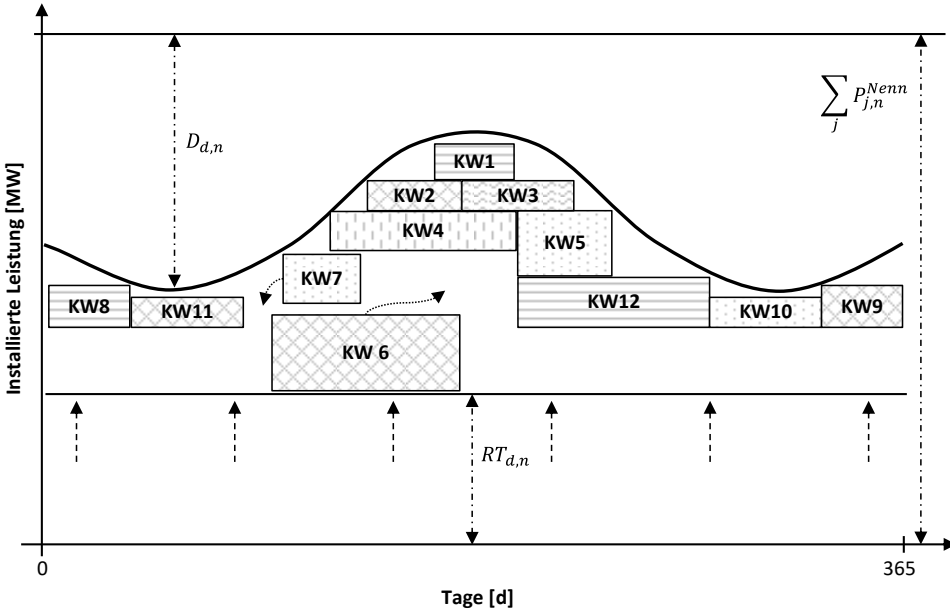


Abbildung 5.35: Funktionsprinzip der Revisionsplanung

Die Einhaltung der individuellen Revisionszeiten TR_j der einzelnen Kraftwerke garantiert Gleichung (5.4.4).

$$r_{j,d}^{Beginn} = r_{j,d+TR_j}^{Ende} \quad \forall j, d \quad (5.4.4)$$

Entscheidend für die Sicherheit des Systems ist, dass zu jedem Zeitpunkt und in jedem Land eine ausreichende Kraftwerksleistung zur Erfüllung der Nachfrage verfügbar bleibt. Dazu wird der Sicherheitsabstand $RT_{d,n}$ zwischen verfügbarer Kraftwerksleistung und prognostizierter Last $D_{d,n}$ eingeführt, der anhand von Gleichung (5.4.5) definiert wird. Für jedes Land und jeden Tag muss die verbleibende Kraftwerksleistung, also die gesamte installierte Leistung minus der insgesamt in Revision befindlichen Leistung, abzüglich der prognostizierten Last größer oder gleich dem minimalen Sicherheitsabstand $RT_{d,n}$ sein.

$$\sum_j P_{j,n}^{Nenn} - D_{d,n} - \sum_j (P_{j,n}^{Nenn} \cdot r_{j,d}) - RT_{d,n} \geq 0 \quad \forall d, n \quad (5.4.5)$$

Das Ziel ist, diesen länderspezifischen minimalen Sicherheitsabstand permanent sicherzustellen und insgesamt zu maximieren. Dazu wird anhand von Gleichung (5.4.6) festgelegt, dass $RT_{d,n}$ zu jedem Zeitpunkt im Jahr den gleichen Wert annimmt.

$$RT_{d,n} = RT_{d+1,n} \quad \forall d, n \quad (5.4.6)$$

Die Sicherheitsabstände werden nun entsprechend der Zielfunktion (5.4.7) maximiert, indem die Summe über alle $RT_{d,n}$ maximiert wird.

$$\text{Maximiere } RT = \sum_{d,n} RT_{d,n} \quad (5.4.7)$$

5.4.2.2 Formulierung des Kraftwerkseinsatzproblems

Die Aufgabenstellung des Kraftwerkseinsatzproblems (Engl.: unit commitment problem) ist die Bestimmung des kostenoptimalen Kraftwerks-, Speicher- und Flexibilitätsoptioneneinsatzes zur Deckung der Stromnachfrage, wobei sämtliche technischen und sicherheitsrelevanten Restriktionen der Betriebsweise der Stromerzeugungsanlagen und des Verbundsystems berücksichtigt werden müssen [282]. Um sicherzustellen, dass die Versorgungssicherheit des modellierten Systems gewährleistet ist, wer-

den daher auch die in den Abschnitten 2.5.5 und 3.1.2 beschriebenen Anforderungen der Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung explizit berücksichtigt. Auf diese Weise ist garantiert, dass die vorgeschriebene Regelleistung jederzeit vom System vorgehalten wird und abrufbar ist.

Der Einsatz der Kraftwerke orientiert sich wie in Abschnitt 3.1.1 beschrieben an dem Merit-order Prinzip, nach dem die Kraftwerke unter Berücksichtigung von Im- und Exporten in der Reihenfolge steigender variabler Kosten zur Deckung länderspezifischen Residuallasten $D_{t,n}$ eingesetzt werden. Bei den Residuallasten handelt es sich um die mit den in Abschnitt 5.3.7 beschriebenen Verfahren erzeugten Residuallastzeitreihen für jedes modellierte Marktgebiet bzw. Land n in Europa und nicht etwa den Gesamtlasten aus Abschnitt 5.4.2.1, bei denen die fluktuierenden erneuerbaren Energien nicht berücksichtigt werden. Die Zielfunktion des Optimierungsproblems in Gleichung (5.4.8) entspricht demnach der Minimierung sämtlicher auftretender variablen Kosten im betrachteten System. Die erste Summe umfasst die variablen Kosten der Kraftwerke j , unterschieden nach den Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten im ersten Term, den weiteren variablen Betriebskosten im zweiten Term sowie den Anfahrkosten im dritten Term. Die zweite Summe beschreibt die variablen Kosten, die durch Ein- und Ausspeichervorgänge in den Speicherkraftwerken i entstehen. Die dritte Summe berücksichtigt etwaige Kosten für grenzübergreifende Übertragungen von Elektrizität. Die letzte Summe ermöglicht es, Überproduktionen von Strom mit zusätzlichen Kosten zu belegen. Auf diese Weise können z.B. Kompensationszahlungen für abgeregelte Windenergieanlagen abgebildet werden.

Minimiere

$$\begin{aligned}
 z = \sum_{j,t,n} & \left(\left(c_{j,t,n}^{Br} + \frac{c_{t,n}^{CO_2}}{H_u^{Br}} \cdot e^{Br} \right) \cdot \vartheta_{j,t,n} + c_{j,t,n}^{Var} \cdot P_{j,t,n} + \sum_{l=1}^{N_L} (c_{j,t,n,l}^{SU} \cdot \delta_{j,t,n,l}) \right) \\
 & + \sum_{i,t,n} \left(c_{i,n}^{Var} \cdot (p_{i,t,n}^{Ein} + \eta_{i,n}^{Aus} \cdot p_{i,t,n}^{Aus}) \right) + \sum_{t,n,m} (c_{t,n,m}^{Transfer} \cdot p_{t,n,m}^{Imp}) \\
 & + \sum_{t,n} (c_{t,n}^{Dump} \cdot p_{t,n}^{Dump})
 \end{aligned} \tag{5.4.8}$$

Die Zielfunktion wird von einer ganzen Reihe von Nebenbedingungen flankiert, auf die im Folgenden detailliert eingegangen wird. Dabei beschreiben die Gleichungen sowohl die bilanziellen und technischen Zusammenhänge im Verbundsystem als auch die Betriebsweise und technischen Restriktionen einzelner Kraftwerke und Speicher.

Wahrung der Leistungsbilanzen

Gleichung (5.4.9) stellt sicher, dass die Leistungsbilanz eines jeden Landes in den in der Rollation R betrachteten Stunden jederzeit ausgeglichen ist. Hierzu muss die Last innerhalb eines Landes n zu

jedem Zeitpunkt t durch die gesamte Erzeugung aus den Kraftwerken j , dem Saldo der Aus- und Einspeicherungsleistung der Speicher i sowie dem Importsaldo gedeckt werden. Dabei ermöglicht die Einführung der Variable $P_{t,n}^{Dump}$ dem System, mehr Strom zu erzeugen, als zur Deckung der Last notwendig wäre. Auf diese Weise werden vorhandene Abregelungspotentiale, z.B. von erneuerbaren Energien, im System modelliert, die nicht explizit Teil der Modellierung sind.

$$\sum_j P_{j,t,n} + \sum_i (\eta_{i,n}^{Aus} \cdot P_{i,t,n}^{Aus}) - \sum_i P_{i,t,n}^{Ein} + \sum_m P_{t,n,m}^{Imp} - \sum_m P_{t,n,m}^{Exp} + P_{t,n}^{Dump} = RL_{t,n} \quad \forall t \in R, n \quad (5.4.9)$$

Zusätzlich zur Leistungsbilanz innerhalb eines Landes muss gewährleistet sein, dass die Leistungsbilanz im gesamten betrachteten System, d.h. länderübergreifend, ausgeglichen ist. Gleichung (5.4.10) stellt entsprechend sicher, dass die systemweit erzeugte Leistung aus Kraftwerken und Speichern die Gesamtlast im System deckt.

$$\sum_{j,n} P_{j,t,n} + \sum_{i,n} (\eta_{i,n}^{Aus} \cdot P_{i,t,n}^{Aus}) - \sum_{i,n} P_{i,t,n}^{Ein} + \sum_n P_{t,n}^{Dump} = \sum_n RL_{t,n} \quad \forall t \in R \quad (5.4.10)$$

Dabei garantieren Gleichung (5.4.11) und Ungleichung (5.4.12) die korrekte Bilanzierung der Strom-austausche sowie die Einhaltung der maximalen Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern. Die Stromimportmenge eines Landes n aus einem Land m muss demnach der Stromexportmenge des Landes m in das Land n entsprechen. Dabei dürfen die Austauschmengen die NTC-Werte zwischen den Ländern nicht überschreiten.

$$P_{t,n,m}^{Imp} - P_{t,m,n}^{Exp} = 0 \quad \forall t \in R, n, m \quad (5.4.11)$$

$$P_{t,n,m}^{Exp} \leq NTC_{t,n,m} \quad \forall t \in R, n, m \quad (5.4.12)$$

Abbildung der Betriebsweise von Kraftwerken

Ein zentraler Aspekt des Kraftwerkseinsatzproblems ist die möglichst realistische Abbildung der Betriebsweise von Kraftwerken. Neben der Einhaltung intertemporaler Nebenbedingungen, liegt besonderes Augenmerk auf der adäquaten Modellierung des nichtlinearen Zusammenhangs von eingesetztem Brennstoff und erzeugter Leistung. Dieser kann gemäß [318] durch eine quadratische Funktion approximiert werden, sofern kleinere Abweichungen, die z.B. beim Öffnen von Dampfventilen bei einer Leistungserhöhung auftreten, vernachlässigt werden. Dabei wird der Bereich unterhalb der Mindestleistung eines Kraftwerks, die u.a. für stabile Verbrennungsprozesse eingehalten werden muss, als unzulässig definiert. Die Brennstoffeinsatzkurve ist als gestrichelte Linie in Abbildung 5.36 dargestellt

[319]. Der Verlauf hängt unmittelbar mit dem Verlauf der Teillastwirkungsgrade eines Kraftwerks über die erzeugte Leistung zusammen (vgl. Abschnitt 5.4.5.3). Die Steigung der Brennstoffeinsatzkurve nimmt tendenziell mit zunehmender Leistung zu, da der Wirkungsgrad mit steigender Auslastung des Kraftwerks weniger stark ansteigt.

Soll das Problem mit den Methoden der gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung gelöst werden, ist eine stückweise Linearisierung der nichtlinearen Brennstoffeinsatzkurve erforderlich [285]. Dabei wird der Approximationsfehler bei einer ausreichenden Anzahl an Segmenten vernachlässigbar klein [307].

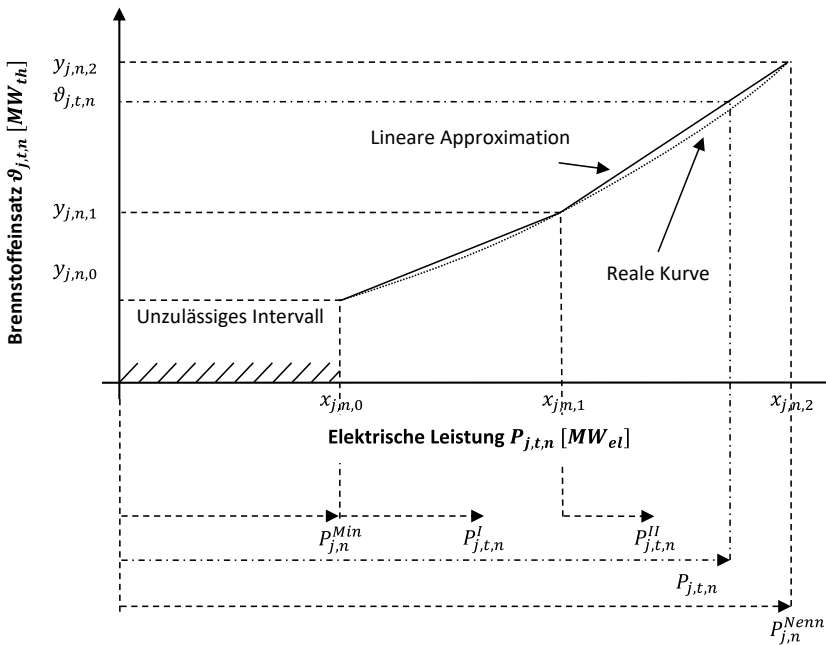


Abbildung 5.36: Stückweise lineare Brennstoffeinsatzkurve [319]

Sofern keine genaue Kenntnis über die Konvexität der realen Kurve vorliegt, ist zur Abbildung der verschiedenen Arbeitsbereiche die Einführung einer separaten Binärvariable für jedes Segment erforderlich [320]. Dann muss sichergestellt werden, dass ein Segment im höheren Leistungsbereich nur dann aktiviert werden kann, sofern das vorherige Segment voll ausgelastet ist. Andernfalls kann es passieren, dass im Rahmen des Optimierungsverfahrens die jeweils günstigsten Segmente in Lösung gehen und die logische Reihenfolge, nach der die Betriebsbereiche eines Kraftwerks durchlaufen werden, verletzt wird. Dabei zeichnen sich die günstigeren Segmente der stückweise linearen Funktion durch niedrigere Steigungen aus, d.h. in diesen Bereichen erfordert eine Erhöhung der erzeugten Leistung weniger zusätzlichen Brennstoff, als in Bereichen mit einer größeren Steigung.

Die Einführung zusätzlicher Binärvariablen würde die Komplexität des Optimierungsproblems allerdings so stark erhöhen, dass realistische Probleme mit tausenden von Kraftwerksblöcken praxisübliche Rechen- und Speicherkapazitäten weit übersteigen. Im Rahmen dieser Arbeit, in der reale Systeme berechnet werden, muss der Zusammenhang von eingesetztem Brennstoff und erzeugter Leistung daher in einer kompakteren Form formuliert werden.

Dabei kann die Einführung zusätzlicher Binärvariablen durch die geschickte Wahl der Stützstellen wie in Abschnitt 5.4.5.3 geschehen vermieden werden. Hierzu muss sichergestellt sein, dass die Steigungen der stückweise linearen Approximationsgeraden wie in Abbildung 5.36 mit steigendem Leistungsbereich immer größer werden. Dies entspricht dann einem konvexen Zusammenhang zwischen erzeugter Leistung und Brennstoffeinsatz und steht im Einklang mit der Annahme einer quadratischen Brennstoffeinsatzkurve [309]. Der Ansatz der Kostenminimierung in Gleichung (5.4.8) führt dann zwangsläufig dazu, dass die Betriebsbereiche der Kraftwerke in der korrekten Reihenfolge durchlaufen werden.

Gleichung (5.4.13) beschreibt die stückweise linear approximierte Leistung aus Kraftwerk j zu dem Zeitpunkt t . Dabei ist die Einführung der binären Betriebsvariablen $u_{j,t,n}$ unter anderen zur Abbildung der Mindestleistung des Kraftwerks notwendig. Im Fall der gewählten Stützstellen in Abbildung 5.36, setzt sich die erzeugte Leistung aus der Mindestleistung $P_{j,t,n}^{Min}$ sowie den Leistungsanteilen $P_{j,t,n}^I$ und $P_{j,t,n}^{II}$ zusammen. Dabei sind die Leistungsbereiche von $P_{j,t,n}^I$ und $P_{j,t,n}^{II}$ durch die Ungleichungen (5.4.14) und (5.4.15) definiert.

$$P_{j,t,n} = u_{j,t,n} \cdot P_{j,t,n}^{Min} + P_{j,t,n}^I + P_{j,t,n}^{II} \quad \forall j, t \in R, n \quad (5.4.13)$$

$$P_{j,t,n}^I \leq u_{j,t,n} \cdot (x_{j,n,1} - x_{j,n,0}) \quad \forall j, t \in R, n \quad (5.4.14)$$

$$P_{j,t,n}^{II} \leq u_{j,t,n} \cdot (x_{j,n,2} - x_{j,n,1}) \quad \forall j, t \in R, n \quad (5.4.15)$$

In die Zielfunktion in Gleichung (5.4.8) geht allerdings nicht die erzeugte Leistung des Kraftwerks ein, sondern der Brennstoffbedarf $\vartheta_{j,t,n}$, der durch Gleichung (5.4.16) gegeben ist:

$$\vartheta_{j,t,n} = u_{j,t,n} \cdot y_{j,t,0} + m_{j,n}^I \cdot P_{j,t,n}^I + m_{j,n}^{II} \cdot P_{j,t,n}^{II} \quad \forall j, t \in R, n \quad (5.4.16)$$

mit

$$m_{j,n}^I = \frac{y_{j,n,1} - y_{j,n,0}}{x_{j,n,1} - x_{j,n,0}} \quad \forall j, n \quad (5.4.17)$$

und

$$m_{j,n}^H = \frac{y_{j,n,2} - y_{j,n,1}}{x_{j,n,2} - x_{j,n,1}}, \quad \forall j, n \quad (5.4.18)$$

Dabei muss wie bereits beschrieben vorab sichergestellt sein, dass $m_{j,n}^H > m_{j,n}^L$ gilt, so dass die Leistungsbereiche des Kraftwerks in der richtigen Reihenfolge durchlaufen werden. Die Stützstellen werden über die Faktoren $\lambda_{j,n,k}$ relativ zur Nennleistung des Kraftwerks definiert:

$$x_{j,n,k} = \lambda_{j,n,k} \cdot P_{j,n}^{Nenn}. \quad \forall j, n, k \in \{0,1,2\} \quad (5.4.19)$$

Der zu den Leistungen an den Stützstellen zugehörige Brennstoffbedarf ist in Gleichung (5.4.20) definiert. Dieser entspricht der erzeugten Leistung geteilt durch den jeweiligen Wirkungsgrad an der betrachteten Stützstelle.

$$y_{j,n,k} = \frac{x_{j,n,k}}{\eta_{j,n,k}} \quad \forall j, n, k \in \{0,1,2\} \quad (5.4.20)$$

Im Folgenden wird auf die intertemporalen Bedingungen beim Betrieb von Kraftwerken eingegangen, wobei insbesondere der begrenzten Flexibilität in der Betriebsweise von Kraftwerken Rechnung getragen wird. Die Ungleichungen (5.4.21) und (5.4.22) stellen zunächst sicher, dass die Zu- bzw. Abnahme der erzeugten Leistungen von einem Zeitschritt zum nächsten in den Grenzen der zulässigen Leistungsgradienten $\Delta P_{j,n}^+$ bzw. $\Delta P_{j,n}^-$ der Kraftwerke erfolgt.

$$P_{j,t,n} - P_{j,t-1,n} \leq \Delta P_{j,n}^+ \quad \forall j, t \in R, n \quad (5.4.21)$$

$$P_{j,t-1,n} - P_{j,t,n} \leq \Delta P_{j,n}^- \quad \forall j, t \in R, n \quad (5.4.22)$$

Des Weiteren können Kraftwerke nicht beliebig schnell ein- und ausgeschaltet werden. Beim Anfahrvorgang entstehen zudem zusätzliche Kosten, da die Kraftwerke zunächst ihre Betriebstemperaturen durch zusätzlichen Brennstoffeinsatz erreichen müssen. Um diese Eigenschaften mathematisch beschreiben zu können, ist zunächst die genaue Kenntnis der aktuellen Betriebszustände der Kraftwerke sowie auftretender Zustandsänderungen erforderlich. Diese werden durch die Betriebslogik festgelegt, die anhand der bereits lange bekannten kompakten Gleichung (5.4.23) formuliert werden kann [321].

$$u_{j,t,n} - u_{j,t-1,n} = v_{j,t,n} - w_{j,t,n} \quad \forall j, t \in R, n \quad (5.4.23)$$

Die Variable $v_{j,t,n}$ nimmt den Wert Eins an, sofern das Kraftwerk im Zeitschritt t eingeschaltet wird, wohingegen $w_{j,t,n}$ den Wert Eins annimmt, sobald das Kraftwerk ausgeschaltet wird. Ändert sich der Betriebszustand des Kraftwerks nicht ($u_{j,t,n} = u_{j,t-1,n}$), bleibt der Wert beider Variablen Null, sofern

diese nur positive Werte annehmen dürfen und anderweitig sichergestellt ist, dass $v_{j,t,n} + w_{j,t,n} \leq 1$ gilt. Die Variablen $v_{j,t,n}$ und $w_{j,t,n}$ können wie Binärvariablen lediglich die Werte Eins und Null annehmen, auch dann, wenn sie als positive kontinuierliche Variablen definiert werden [315]. Auf die Einführung weiterer Binärvariablen kann daher verzichtet werden, so dass sich die Komplexität des Rechenproblems nicht weiter erhöht.

Mit Kenntnis des Zeitpunktes, in dem ein Kraftwerk eingeschaltet wird, lässt sich die Mindestbetriebszeit TU_j eines Kraftwerks gemäß Ungleichung (5.4.24) formulieren [322]²².

$$\sum_{\tau=t-TU_j+1}^t v_{j,\tau,n} \leq u_{j,t,n} \quad \forall j, t \in R, n \quad (5.4.24)$$

Sofern das Kraftwerk in den $TU_j - 1$ vorherigen Zeitschritten eingeschaltet wurde, nimmt die linke Seite der Ungleichung (5.4.24) den Wert Eins an. Entsprechend muss die Binärvariable $u_{j,t,n}$ im Zeitschritt t ebenfalls den Wert Eins annehmen. Das Kraftwerk darf demnach nicht abgeschaltet werden. Kam es in den $TU_j - 1$ vorherigen Zeitschritten zu keinem Anfahren des Kraftwerks, ist ein Abschalten des Kraftwerks hingegen möglich.

Die Einhaltung der Mindeststillstandszeit TD_j eines Kraftwerks wird durch Gleichung (5.4.25) abgebildet [322]. Wurde das Kraftwerk in einem der $TD_j - 1$ vorherigen Zeitschritte runtergefahren, nimmt die linke Seite von Ungleichung (5.4.25) den Wert Eins an. In diesem Fall darf die Binärvariable $u_{j,t,n}$ im Zeitschritt t nicht den Wert Eins annehmen, so dass das Kraftwerk ausgeschaltet bleiben muss.

$$\sum_{\tau=t-TD_j+1}^t w_{j,\tau,n} \leq 1 - u_{j,t,n} \quad \forall j, t \in R, n \quad (5.4.25)$$

Ungleichungen (5.4.24) und (5.4.25) stellen außerdem in kompakter Weise sicher, dass ein Kraftwerk nicht gleichzeitig ein- und ausgeschaltet werden kann, was durch Gleichung (5.4.23) alleine nicht gewährleistet ist. Der Grund dafür sind die sich ableitenden Ungleichheiten $v_{j,t,n} \leq u_{j,t,n}$ und $u_{j,t,n} \leq 1 - w_{j,t,n}$, die in ihrer Kombination die Restriktion $v_{j,t,n} + w_{j,t,n} \leq 1$ vorgeben [315].

²² In Ungleichung (5.4.24) wird für jeden betrachteten Zeitschritt t auf vorherige Zeitschritte τ zurückgegriffen. Aus diesem Grund darf die Gleichung nicht für die ersten Stunden $t \in [1, TU_j - 1]$ definiert sein. Stattdessen müssen die initialen Betriebszustände des Kraftwerks in diesem Bereich vorgegeben werden. Da im Rahmen dieser Arbeit jedoch der rollierende Ansatz gewählt wird, ist für alle $t \in R$ durch die gesonderte Voriteration sichergestellt, dass $t \geq TU_j$ gilt (vgl. Abschnitt 5.4.1). Dies gilt analog für alle weiteren Ungleichungen (z.B. (5.4.25) und (5.4.26)), bei denen auf Zeitschritte zurückgegriffen wird, die vor t liegen.

Die Anfahrkosten eines Kraftwerkes hängen im Wesentlichen davon ab, wie lange das Kraftwerk zuvor stillgestanden hat. Abbildung 5.37 zeigt eine typische exponentielle Anfahrkostenfunktion in Abhängigkeit der vorherigen Stillstandszeit [308].

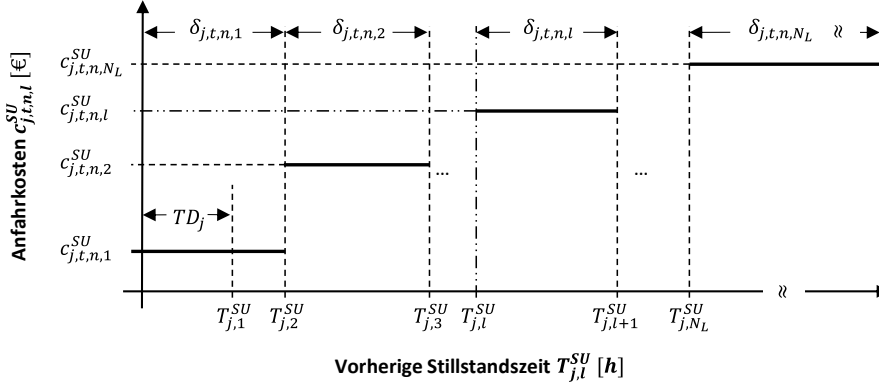


Abbildung 5.37: Anfahrkosten als Funktion der vorherigen Stillstandszeit [308]

Dabei beschreibt l die klassifizierten Anfahrsegmente, z.B. unterschieden nach Heiß- ($l = 1$), Warm- ($l = 2, \dots$) und Kaltstart ($l = 3 = N_L$), denen separate Anfahrkosten $c_{j,t,n,l}^{SU}$ zugeordnet sind. Die Anfahrbereichsvariable $\delta_{j,t,n,l}$ legt fest, in welchem Segment sich das Kraftwerk zum Zeitpunkt des Anfahrens befindet. Die Variable wird durch Ungleichung (5.4.26) aktiviert, wenn das Kraftwerk in dem vorherigen Intervall $[T_{j,l}^{SU}, T_{j,l+1}^{SU})$ runtergefahren wurde. Dabei ist die Ungleichung für alle bis auf das kälteste Anfahrsegment ($l = N_L$) definiert.

$$\delta_{j,t,n,l} \leq \sum_{\tau=T_{j,l}^{SU}}^{T_{j,l+1}^{SU}-1} w_{j,t-\tau,n} \quad \forall j, t \in R, n, l \in [1, N_L) \quad (5.4.26)$$

Gleichung (5.4.27) stellt sicher, dass beim Anfahren exakt ein Anfahrsegment aktiviert wird [308]. Für den Fall, dass das Kraftwerk bereits seit T_{j,N_L}^{SU} vorherigen Zeitschritten oder länger außer Betrieb ist, wird auf diese Weise zugleich $\delta_{j,t,n,N_L} = 1$, also das Kaltstartsegment, aktiviert.

$$\sum_{l=1}^{N_L} \delta_{j,t,n,l} = v_{j,t,n} \quad \forall j, t \in R, n \quad (5.4.27)$$

Die kostenminimierende Zielfunktion in Gleichung (5.4.8) garantiert, dass lediglich der heißeste in Frage kommende Bereich aktiviert wird. Dies ist durch die monoton steigende, konvexe Anfahrkostenfunktion bedingt, bei der der heißeste Startbereich die niedrigsten Anfahrkosten aufweist [319]. Aus

diesem Grund verhalten sich die Anfahrbereichsvariablen $\delta_{j,t,n,l}$ wie Binärvariablen, auch dann, wenn sie als kontinuierliche Variablen definiert sind [308].

Abbildung der Betriebsweise von Speichern

Im Rahmen dieser Arbeit werden Speicher durch Ihre Kapazität, die maximalen Ein- und Ausspeicherleistungen sowie ihren Ein- und Ausspeicherungswirkungsgrad charakterisiert. Die Einspeicherungsleistung, die z.B. bei einem Pumpspeicherkraftwerk der aufgenommenen Generatorleistung im Pumpbetrieb entspricht, kann Werte gemäß Ungleichungen (5.4.28) annehmen [323].

$$u_{i,t,n}^{Ein} \cdot P_{i,n}^{Ein,Min} \leq P_{i,t,n}^{Ein} \leq u_{i,t,n}^{Ein} \cdot \frac{P_{i,n}^{Ein,Max}}{\eta_{i,n}^{Ein}} \quad \forall i, t \in R, n \quad (5.4.28)$$

Bei Pumpspeichern kann je nach Ausführung des Maschinensatzes eine minimale Pumpleistung aufgrund der Einhaltung der Kavitationsgrenze erforderlich sein, was durch die Mindesteinspeicherungsleistung $P_{i,n}^{Ein,min}$ abgebildet wird [324]. In modernen Pumpspeicherkraftwerken werden jedoch zumeist mehrstufige Pumpen in Kombination mit Pelton-Turbinen eingesetzt, so dass mittels eines hydraulischen Kurzschlusses eine stufenlose Leistungsaufnahme im Bereich von 0 - 100 % möglich ist [325].

Die Ausspeicherungsleistung ist durch Ungleichungen (5.4.29) eingegrenzt und entspricht im Beispiel der Pumpspeicherkraftwerke der Leistung, die auf die Turbine einwirkt. Diese muss noch mit dem Ausspeicherungswirkungsgrad multipliziert werden, um die abgegebene Generatorleistung zu erhalten, die letztlich in die Leistungsbilanzen, z.B. in Gleichungen (5.4.9) und (5.4.10), eingeht.

$$0 \leq P_{i,t,n}^{Aus} \leq (1 - u_{i,t,n}^{Ein}) \cdot \frac{P_{i,n}^{Aus,Max}}{\eta_{i,n}^{Aus}} \quad \forall i, t \in R, n \quad (5.4.29)$$

Im Gegensatz zu z.B. [323] wird zur Abbildung des Speicherbetriebs aus Gründen der Kompaktheit lediglich eine binäre Entscheidungsvariable $u_{i,t,n}^{Ein}$ genutzt, die festlegt, ob sich der Speicher im Einspeicherungsmodus ($u_{i,t,n}^{Ein} = 1$) oder im Ausspeicherungsmodus ($u_{i,t,n}^{Ein} = 0$) befindet. Auf diese Weise wird zugleich ausgeschlossen, dass der Speicher gleichzeitig ein- und ausspeichern kann.

Diese Art der Abbildung hat zwar den Nachteil, dass eine eventuelle Mindestleistung beim Ausspeichern nicht berücksichtigt werden kann. Hierzu müsste eine zusätzliche binäre Ausspeichervariable $u_{i,t,n}^{Aus}$ eingeführt werden [323]. In der Regel ist der Anteil der Mindestausspeicherungsleistung an der Nennleistung jedoch sehr gering bis nicht vorhanden. So wird z.B. der Leistungsregelbereich im Turbinenbetrieb des deutschen Pumpspeicherkraftwerks Goldisthal mit 0 bis 100 % angegeben [326].

Aus diesem Grund wird an dieser Stelle auf die Möglichkeit der Abbildung einer Mindestleistung beim Ausspeichern zugunsten eines deutlich reduzierten Rechenaufwands verzichtet.

Die korrekte Bilanzierung der ein- und ausgespeicherten Energie wird durch die Kontinuitätsgleichung (5.4.30) sichergestellt [323]. Zusätzlich gewährleisteten Ungleichungen (5.4.31), dass der minimale bzw. maximale Füllstand des Speichers nicht unter- bzw. überschritten werden kann. Die Kombination der Restriktionen legt zudem indirekt fest, dass ein Speicher im Zeitschritt t nicht mehr Energie ausspeichern kann, als im Speicher zur Verfügung steht ($P_{i,t,n}^{Aus} \leq C_{i,t,n}$).

$$C_{i,t,n} = C_{i,t-1,n} + P_{i,t-1,n}^{Ein} \cdot \eta_{i,n}^{Ein} - P_{i,t-1,n}^{Aus} \quad \forall i, t \in R, n \quad (5.4.30)$$

$$0 \leq C_{i,t,n} \leq C_{i,n}^{Max} \quad \forall i, t \in R, n \quad (5.4.31)$$

Abbildung der Regelleistungsvorhaltung

Im Folgenden wird auf die Abbildung der Regelleistungsvorhaltung von Kraftwerken und Speichern eingegangen. Die zusätzlichen Nebenbedingungen vergrößern einerseits die Komplexität des Problems und wirken so der anvisierten Kompaktheit entgegen, andererseits wird der Lösungsraum jedoch auch zusätzlich verengt, so dass sich der zeitliche Mehraufwand in der Berechnung noch in Grenzen hält.

Gemäß Abschnitt 2.5.5 wird nach den drei verschiedenen Regelleistungsarten Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Tertiärregelleistung (Minutenreserve) unterschieden. Während an der Primärregelleistung teilnehmende Kraftwerke und Speicher gleichermaßen positive und negative Regelleistung in Form eines Primärregelbands vorhalten müssen, können bei der Sekundär- und Tertiärregelleistung unterschiedlich hohe Beiträge zur positiven und negativen Regelleistung erbracht werden [327]. Die Abbildung der Tertiär- und Sekundärregelleistungsvorhaltung von Kraftwerken und Speichern in dieser Arbeit orientiert sich weitestgehend an [323]. Darüber hinaus wird zusätzlich die Vorhaltung von Primärregelleistung durch thermische Kraftwerke abgebildet. Prinzipiell können vereinzelnd auch Energiespeicher wie z.B. Batterien Primärregelleistung anbieten, wobei für diese aufgrund der beschränkten Speicherkapazität und der daraus resultierenden beschränkten Abrufdauer andere Regeln gelten, als für Kraftwerke [72]. Da die hohen technischen Anforderungen der Primärregelleistung jedoch nicht von allen Speichern erfüllt werden können, wird deren Regelleistungsvorhaltung im Rahmen dieser Arbeit auf die Sekundär- und Tertiärregelleistung beschränkt [328]. Für die Frage, welches Kraftwerk bzw. welcher Speicher für welche Regelleistungsarten in Frage kommt, sind vor allem die Präqualifikationsanforderungen hinsichtlich der Aktivierungszeit und der Leistungsgradienten entscheidend. Hieraus resultiert, dass einige Regelleistungsarten typischerweise nur von bestimmten Kraftwerkstypen bzw. Speichern angeboten werden [323].

So muss Primärregelleistung innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktivierbar sein, so dass bei thermischen Kraftwerken nur solche in Frage kommen, die sich bereits gedrosselt in Betrieb befinden (drehende Reserve). Dabei muss das Primärregelband der Erzeugungseinheit größer als $\pm 2\%$ der Nennleistung, mindestens jedoch ± 2 MW, breit sein. Anlagen mit einer Nennleistung größer 100 MW müssen grundsätzlich in der Lage sein, Primärregelleistung zu erbringen.

Vorgehaltene Sekundärregelleistung muss innerhalb von 5 Minuten vollständig abrufbar sein, wobei alle Erzeugungseinheiten eine minimale Leistungsänderungsgeschwindigkeit von mindestens $\pm 2\%$ der Nennleistung pro Minute aufweisen müssen [70]. Die Aktivierungszeit stellt für viele Speicher, insbesondere Pumpspeicher, selbst im betriebsbereiten Stillstand aufgrund entsprechend kurzer Anfahrzeiten kein Problem dar. Dabei verlangen die Präqualifikationsanforderungen zusätzlich eine Leistungsänderungsgeschwindigkeit von mindestens 2% der Nennleistung pro Sekunde, sofern der Speicher aus dem Stillstand heraus Sekundärregelleistung anbieten soll [70]. Bei thermischen Kraftwerken kommen wie bei der Primärregelleistung vor allem Kraftwerke zum Einsatz, die sich bereits gedrosselt im Betrieb befinden. Zwar können besonders schnell startbare Gasturbinen rein technisch betrachtet in der Lage sein, Sekundärregelleistung auch aus dem Stillstand heraus zu erbringen. Da die Sekundärregelleistung jedoch tendenziell einen kontinuierlichen Einsatz eines Kraftwerks bedingt, werden Gasturbinen aufgrund der relativ hohen variablen Kosten eher selten für die Vorhaltung dieser Regelernergieart eingesetzt [329]. Aufgrund der geforderten Leistungsgradienten sind zudem einige trägere Kraftwerkstypen, wie z.B. ältere Braunkohlekraftwerke, technisch nicht in der Lage, Sekundärregelleistung zu erbringen [323].

Die Tertiärregelleistung muss innerhalb von 15 Minuten vollständig aktivierbar sein [71]. Hierzu können neben den gedrosselt in Betrieb befindlichen Kraftwerken (drehende Reserve) auch Kraftwerke mit entsprechend kurzen Anfahrzeiten sowie sämtliche Speichertechnologien eingesetzt werden.

Für die Abbildung der verschiedenen Regelleistungsarten ist die Einführung einiger zusätzlicher Entscheidungsvariablen notwendig. Für die Regelleistungsvorhaltung von thermischen Kraftwerken werden insgesamt fünf neue kontinuierliche Variablen eingeführt, jeweils zwei für die nach positiver und negativer Richtung unterschiedenen Sekundär- und Tertiärregelleistungen und eine für die Primärregelleistung. Bei Speichern muss zusätzlich zwischen dem Ein- und AusSpeicherungsbetrieb unterschieden werden, so dass insgesamt acht zusätzliche kontinuierliche Variablen für die Abbildung der positiven und negativen Sekundär- und Tertiärregelleistung notwendig sind.

Der prinzipielle Zusammenhang zwischen den vorgehaltenen Reserveleistungen und der erzeugten Leistung eines Kraftwerks (links) bzw. der ein- und ausgespeicherten Leistung eines Speichers (rechts) ist unter Verwendung der eingeführten Variablen in Abbildung 5.38 dargestellt. Im Folgenden wird

beschrieben, welche Wertebereiche die dargestellten Variablen in Abhängigkeit der Betriebszustände annehmen dürfen.

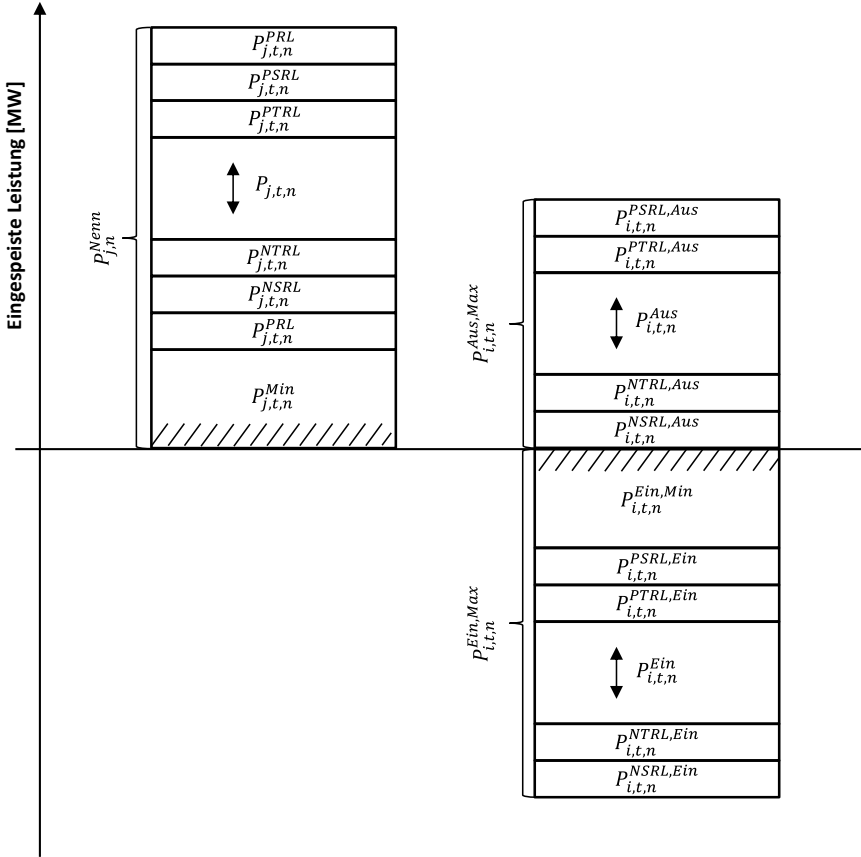


Abbildung 5.38: Regelleistungsvorhaltung eines Kraftwerks (links) und eines Speichers (rechts)

Abbildung des Beitrags zur positiven Tertiärregelleistungsvorhaltung

Ungleichung (5.4.32) stellt sicher, dass die ausgeschriebene positive Tertiärregelleistung $D_{t,n}^{PTRL}$ von den qualifizierten Kraftwerken und Speichern zu jeder Zeit vorgehalten wird.

$$\sum_{j|TA_j > 15\text{min}} P_{j,t,n}^{PTRL} + \sum_{j|TA_j \leq 15\text{min}} P_{j,t,n}^{PTRL} + \sum_i (P_{i,t,n}^{PTRL,Ein} + P_{i,t,n}^{PTRL,Aus}) \geq D_{t,n}^{PTRL} \quad \forall t \in R, n \quad (5.4.32)$$

Da die Präqualifikationsanforderungen bei der Tertiärregelleistung eine maximale Aktivierungszeit von 15 Minuten vorschreiben, wird bei Kraftwerken zwischen schnell startenden Einheiten ($TA_j \leq 15\text{min}$)

und langsam startenden Einheiten ($TA_j \geq 15 \text{ min}$) unterschieden. Letztere müssen sich gemäß Ungleichungen (5.4.33) bereits im Betrieb befinden, um Tertiärregelleistung anbieten zu können.

$$0 \leq P_{j,t,n}^{PTRL} \leq P_{j,n}^{Nenn} \cdot u_{j,t,n} - P_{j,t,n} \quad \forall j | TA_j > 15 \text{ min}, t \in R, n \quad (5.4.33)$$

Kraftwerke mit Anfahrzeiten von unter 15 Minuten können hingegen schnell genug hochgefahren werden, so dass sich diese gemäß Ungleichungen (5.4.34) nicht im Betrieb befinden müssen.

$$(1 - u_{j,t,n}) \cdot P_{j,t}^{Min} \leq P_{j,t,n}^{PTRL} \leq P_{j,n}^{Nenn} - P_{j,t,n} \quad \forall j | TA_j \leq 15 \text{ min}, t \in R, n \quad (5.4.34)$$

Speicher können positive Tertiärregelleistung sowohl im Ein- als auch Ausspeicherungsbetrieb bereitstellen. Im Einspeicherungsmodus ist der Beitrag durch die Drosselung der Einspeicherungsleistung gemäß Ungleichungen (5.4.35) begrenzt, wobei die minimale Einspeicherungsleistung zu berücksichtigen ist. Zusätzlich ist ein Wechsel in den Ausspeicherungsbetrieb möglich. Im selbigen ist der mögliche Beitrag zur positiven Tertiärregelleistung durch Ungleichungen (5.4.36) begrenzt.

$$0 \leq P_{i,t,n}^{PTRL,Ein} \leq P_{i,t,n}^{Ein} - u_{i,t,n}^{Ein} \cdot \frac{P_{i,n}^{Ein,Min}}{\eta_{i,n}^{Ein}} \quad \forall i, t \in R, n \quad (5.4.35)$$

$$0 \leq P_{i,t,n}^{PTRL,Aus} \leq P_{i,n}^{Aus,Max} - \eta_{i,n}^{Aus} \cdot P_{i,t,n}^{Aus} \quad \forall i, t \in R, n \quad (5.4.36)$$

Abbildung des Beitrags zur negativen Tertiärregelleistungsvorhaltung

Ungleichung (5.4.37) stellt sicher, dass qualifizierte Kraftwerke und Speicher zu jedem Zeitpunkt ausreichend negative Tertiärregelleistung vorhalten.

$$\sum_j P_{j,t,n}^{NTRL} + \sum_i (P_{i,t,n}^{NTRL,Ein} + P_{i,t,n}^{NTRL,Aus}) \geq D_{t,n}^{NTRL} \quad \forall t \in R, n \quad (5.4.37)$$

Dabei müssen sich Kraftwerke unabhängig von Ihrer Anfahrzeit in Betrieb befinden, um durch die Leistungsdrosselung bis maximal zur Mindestleistung einen Beitrag gemäß Ungleichungen (5.4.38) erbringen zu können.

$$0 \leq P_{j,t,n}^{NTRL} \leq P_{j,t,n} - P_{j,n}^{Min} \cdot u_{j,t,n} \quad \forall j, t \in R, n \quad (5.4.38)$$

Die Beiträge der Energiespeicher zur negativen Tertiärregelleistung sind unterschieden nach Ein- und Ausspeicherungsmodus durch die Ungleichungen (5.4.39) und (5.4.40) begrenzt. Im Einspeicherungsmodus wird negative Tertiärregelleistung durch eine Erhöhung der Einspeicherungsleistung erbracht,

wohingegen beim Ausspeicherungsbetrieb einerseits zunächst die Ausspeicherungsleistung gedrosselt werden kann und andererseits zusätzlich ein Wechsel in den Einspeicherungsbetrieb möglich ist.

$$(1 - u_{i,t,n}^{Ein}) \cdot \frac{P_{i,n}^{Ein,Min}}{\eta_{i,n}^{Ein}} \leq P_{i,t,n}^{NTRL,Ein} \leq \frac{P_{i,n}^{Ein,Max}}{\eta_{i,n}^{Ein}} - P_{i,t,n}^{Ein} \quad \forall i, t \in R, n \quad (5.4.39)$$

$$0 \leq P_{i,t,n}^{NTRL,Aus} \leq \eta_{i,n}^{Aus} \cdot P_{i,t,n}^{Aus} \quad \forall i, t \in R, n \quad (5.4.40)$$

Abbildung des Beitrags zur positiven Sekundärregelleistungsvorhaltung

Die erhöhten Präqualifikationsanforderungen der Sekundärregelleistung hinsichtlich der Aktivierungszeit führen wie zuvor beschrieben dazu, dass sich konventionelle thermische Kraftwerke grundsätzlich im Betrieb befinden müssen, um Sekundärregelleistungsbeiträge in positive Richtung leisten zu können. Bis auf wenige Ausnahmen, wie z.B. den Druckluftspeichern, sind die meisten Speichertechnologien dagegen in der Lage, die geforderte Regelleistung innerhalb von 5 Minuten bereitzustellen [323]. Für solche Speicher, die zu langsame Anfahrzeiten aufweisen oder aber die geforderten Lastgradienten (6% der Nennleistung pro Sekunde) nicht aufweisen, muss in ähnlicher Form wie für schnelle und langsame Kraftwerke bei der Tertiärregelleistung eine Unterscheidung hinsichtlich schnell und langsam startender Speicher getroffen werden. Grundsätzlich ist darauf zu achten, dass sich die Regelleistungsvorhaltung bei geeigneten Kraftwerken und Speichern sowohl auf die Sekundär- als auch Tertiärregelleistung aufteilen kann. Die ausreichende Vorhaltung von positiver Sekundärregelleistung durch Kraftwerke und Speicher gewährleistet Ungleichung (5.4.41).

$$\sum_j P_{j,t,n}^{PSRL} + \sum_{i|TA_i \leq 5\text{min}} P_{i,t,n}^{PSRL,Aus} + \sum_{i|TA_i > 5\text{min}} P_{i,t,n}^{PSRL,Aus} + \sum_i P_{i,t,n}^{PSRL,Ein} \geq D_{t,n}^{PSRL} \quad \forall t \in R, n \quad (5.4.41)$$

Zunächst stellt Ungleichung (5.4.42) sicher, dass nur Kraftwerke an der Sekundärregelleistung teilnehmen können, die über die geforderten Leistungsgradienten von mindestens 2 % der Nennleistung pro Minute verfügen. Des Weiteren grenzt die rechte Ungleichung in (5.4.43) die Vorhaltung positiver Sekundärregelleistung auf sich bereits in Betrieb befindliche Kraftwerke ein.

$$P_{j,t,n}^{PSRL} \leq 0 \quad \forall j | \frac{\Delta P_{j,n}^+}{P_{j,n}^{Nenn}} < \frac{2\%}{min}, t \in R, n \quad (5.4.42)$$

$$0 \leq P_{j,t,n}^{PSRL} \leq P_{j,n}^{Nenn} \cdot u_{j,t,n} \quad \forall j, t \in R, n \quad (5.4.43)$$

Die Beiträge der verbleibenden Kraftwerke werden durch Ungleichungen (5.4.44) bzw. (5.4.45) beschränkt, wobei aufgrund der möglichen gleichzeitigen Bereitstellung von positiver Tertiärregelleistung nach schnell ($TA_j \leq 15 \text{ min}$) und langsam ($TA_j > 15 \text{ min}$) startbaren Kraftwerken unterschieden wird.

$$(1 - u_{j,t,n}) \cdot P_{j,t,n}^{Min} \leq P_{j,t,n}^{PSRL} + P_{j,t,n}^{PTRL} \leq P_{j,n}^{Nenn} - P_{j,t,n} \quad \forall j | TA_j \leq 15 \text{ min}, t \in R, n \quad (5.4.44)$$

$$0 \leq P_{j,t,n}^{PSRL} + P_{j,t,n}^{PTRL} \leq P_{j,n}^{Nenn} \cdot u_{j,t,n} - P_{j,t,n} \quad \forall j | TA_j > 15 \text{ min}, t \in R, n \quad (5.4.45)$$

Speicher tragen zur Vorhaltung von positiver Sekundärregelleistung in den Grenzen von Ungleichungen (5.4.46) und (5.4.48) bei. Dabei stellt Ungleichung (5.4.47) sicher, dass Speicher im Ausspeichereinsatz mit Anfahrzeiten über 5 Minuten oder zu geringen Leistungsgradienten nur dann positive Sekundärregelleistung vorhalten können, sofern sie sich im Betrieb befinden. Im Einspeicherungsmodus kann positive Reserveleistung ohnehin nur von im Betrieb befindlichen Speichern geleistet werden.

$$0 \leq P_{i,t,n}^{PSRL,Ein} + P_{i,t,n}^{PTRL,Ein} \leq P_{i,t,n}^{Ein} - u_{i,t,n}^{Ein} \cdot \frac{P_{i,n}^{Ein,Min}}{\eta_{i,n}^{Ein}} \quad \forall i, t \in R, n \quad (5.4.46)$$

$$0 \leq P_{i,t,n}^{PSRL,Aus} \leq (1 - u_{i,t,n}^{Ein}) \cdot P_{i,n}^{Aus,Max} \quad \forall i | TA_i > 5 \text{ min} \vee \frac{\Delta P_{i,n}^{Aus}}{P_{i,n}^{Aus,Max}} > \frac{2\%}{\text{sek}}, t \in R, n \quad (5.4.47)$$

$$0 \leq P_{i,t,n}^{PSRL,Aus} + P_{i,t,n}^{PTRL,Aus} \leq P_{i,n}^{Aus,Max} - \eta_{i,n}^{Aus} \cdot P_{i,t,n}^{Aus} \quad \forall i, t \in R, n \quad (5.4.48)$$

Abbildung des Beitrags zur negativen Sekundärregelleistungsvorhaltung

Ungleichung (5.4.49) gewährleistet die ausreichende Vorhaltung von negativer Sekundärregelleistung durch Kraftwerke und Speicher.

$$\sum_j P_{j,t,n}^{NTRL} + \sum_i P_{i,t,n}^{NTRL,Aus} + \sum_{i | TA_i \leq 5 \text{ min}} P_{i,t,n}^{NTRL,Ein} + \sum_{i | TA_i > 5 \text{ min}} P_{i,t,n}^{NTRL,Ein} \geq D_{t,n}^{NTRL} \quad \forall t \in R, n \quad (5.4.49)$$

Analog zur positiven Sekundärregelleistung wird anhand von Ungleichung (5.4.50) zunächst ausgeschlossen, dass Kraftwerke mit einem zu niedrigen Leistungsgradienten negative Sekundärregelleistung bereitstellen.

$$P_{j,t,n}^{NSRL} \leq 0 \quad \forall j \mid \frac{\Delta P_{j,n}^-}{P_{j,n}^{Nenn}} < \frac{-2\%}{min}, t \in R, n \quad (5.4.50)$$

Die weiteren Kraftwerke können gemäß Ungleichung (5.4.51) negative Sekundärregelleistung vorhalten, sofern sie sich im Betrieb befinden.

$$0 \leq P_{j,t,n}^{NSRL} + P_{j,t,n}^{NTRL} \leq P_{j,t,n} - P_{j,n}^{Min} \cdot u_{j,t,n} \quad \forall j, t \in R, n \quad (5.4.51)$$

Für die Vorhaltung negativer Sekundärregelleistung gelten für Speicher die Grenzen gemäß Ungleichungen (5.4.53) und (5.4.54), wobei durch Ungleichung (5.4.52) sichergestellt wird, dass zu träge Speicher nur dann negative Sekundärregelleistung im Einspeicherungsmodus vorhalten können, sofern sie sich bereits im Betrieb befinden. Im Ausspeicherungsbetrieb ist diese Unterscheidung nicht notwendig, da negative Sekundärregelleistung in diesem Modus ohnehin nur dann geleistet werden kann, wenn bereits Leistung ausspeichert wird.

$$0 \leq P_{i,t,n}^{NSRL,Ein} \leq u_{i,t,n}^{Ein} \cdot P_{i,t,n}^{Ein,Max} \quad \forall i \mid TA_i > 5min \vee \frac{\Delta P_{i,n}^{Ein}}{P_{i,n}^{Ein,Max}} > \frac{2\%}{sek}, t \in R, n \quad (5.4.52)$$

$$(1 - u_{i,t,n}^{Ein}) \cdot \frac{P_{i,n}^{Ein,Min}}{\eta_{i,n}^{Ein}} \leq P_{i,t,n}^{NSRL,Ein} + P_{i,t,n}^{NTRL,Ein} \leq \frac{P_{i,n}^{Ein,Max}}{\eta_{i,n}^{Ein}} - P_{i,t,n}^{Ein} \quad \forall i, t \in R, n \quad (5.4.53)$$

$$0 \leq P_{i,t,n}^{NSRL,Aus} + P_{i,t,n}^{NTRL,Aus} \leq \eta_{i,n}^{Aus} \cdot P_{i,t,n}^{Aus} \quad \forall i, t \in R, n \quad (5.4.54)$$

Abbildung des Beitrags zur Primärregelleistungsvorhaltung

Im Folgenden wird auf die Vorhaltung der Primärregelleistung eingegangen, wobei berücksichtigt werden muss, dass beitragende Kraftwerke zusätzlich Tertiär- und Sekundärregelleistung vorhalten können. Die Summe der von den Kraftwerken vorgehaltenen Primärregelleistung muss entsprechend Ungleichung (5.4.55) größer oder gleich der ausgeschriebenen Primärregelleistung sein.

$$\sum_j P_{j,t,n}^{PRL} \geq D_{t,n}^{PRL} \quad \forall t \in R, n \quad (5.4.55)$$

Ungleichung (5.4.56) gewährleistet, dass kein Kraftwerk alleine mehr als 3 % des ENTSOE-weiten Primärregelleistungsbedarfs deckt.

$$P_{j,t,n}^{PRL} \leq 3\% \cdot D_t^{PRL,Ges} \quad \forall j, t \in R \quad (5.4.56)$$

Durch Ungleichungen (5.4.57) ist sichergestellt, dass Kraftwerke mit einer Nennleistung von größer oder gleich 100 MW mindestens 2 % der Nennleistung an Primärregelleistung vorhalten, sofern sie sich im Betrieb befinden. Auf die Abbildung des Mindestbeitrags von 2 MW im Falle der Primärregelleistungsbereitstellung wird an dieser Stelle verzichtet, da dies die Einführung einer Binärvariablen erfordert, was die Rechenkomplexität zu stark erhöhen würde. Im Stillstand befindliche Kraftwerke kommen gemäß den rechten Seiten von Ungleichungen (5.4.57) und (5.4.58) unabhängig von der Leistungs-kategorie nicht für die Primärregelleistungsvorhaltung infrage.

$$2\% \cdot P_{j,n}^{Nenn} \cdot u_{j,t,n} \leq P_{j,t,n}^{PRL} \leq P_{j,n}^{Nenn} \cdot u_{j,t,n} \quad \forall j | P_{j,n}^{Nenn} \geq 100 \text{ MW}, t \in R, n \quad (5.4.57)$$

$$0 \leq P_{j,t,n}^{PRL} \leq P_{j,n}^{Nenn} \cdot u_{j,t,n} \quad \forall j | P_{j,n}^{Nenn} < 100 \text{ MW}, t \in R, n \quad (5.4.58)$$

Analog zu dem vorherigen Vorgehen, wird aufgrund der möglichen simultanen Bereitstellung von Sekundär- und Tertiärregelleistung nach schnell und langsam startbaren Kraftwerken unterschieden. Die Leistungsvorhaltungsbereiche für Regelleistung in positive Richtung ergeben sich entsprechend für Kraftwerke mit Anfahrzeiten über 15 Minuten gemäß Ungleichungen (5.4.59) und für Kraftwerke mit Anfahrzeiten unter 15 Minuten gemäß Ungleichungen (5.4.60).

$$0 \leq P_{j,t,n}^{PRL} + P_{j,t,n}^{PTRL} + P_{j,t,n}^{PSRL} \leq P_{j,n}^{Nenn} \cdot u_{j,t,n} - P_{j,t,n} \quad \forall j | TA_j > 15 \text{ min}, t \in R, n \quad (5.4.59)$$

$$(1 - u_{j,t,n}) \cdot P_{j,t,n}^{Min} \leq P_{j,t,n}^{PRL} + P_{j,t,n}^{PTRL} + P_{j,t,n}^{PSRL} \leq P_{j,n}^{Nenn} - P_{j,t,n} \quad \forall j | TA_j \leq 15 \text{ min}, t \in R, n \quad (5.4.60)$$

Da sämtliche Regelleistung in negative Richtung nur von in Betrieb befindlichen Kraftwerken erbracht werden kann, ist eine Unterscheidung nach Anfahrzeiten in Ungleichungen (5.4.61) nicht erforderlich.

$$0 \leq P_{j,t,n}^{PRL} + P_{j,t,n}^{NTRL} + P_{j,t,n}^{NSRL} \leq P_{j,t,n} - P_{j,n}^{Min} \cdot u_{j,t,n} \quad \forall j, t \in R, n \quad (5.4.61)$$

Abbildung der Einspeisung von Must-run KWK-Anlagen

Sofern ein Kraftwerk als Kraft-Wärme-Kopplungsanlage ausgeführt ist, kann es neben Strom auch Wärme erzeugen. Einige dieser Anlagen sind wärmegeführt und speisen den Strom in Abhängigkeit der Wärmeerzeugung ein, die wiederum von der Wärmenachfrage in der betrachteten Stunde abhängt. Gleichung (5.4.62) stellt sicher, dass der Must-run Anteil der KWK-Stromerzeugung von den betroffenen Kraftwerken erzeugt wird.

$$\sum_{j \in \{MR-KWK\}} P_{j,t,n} \geq D_{t,n}^{MR-KWK} \quad \forall t \in R, n \quad (5.4.62)$$

Abbildung von Flexibilitätsoptionen

Flexibilitätsoptionen wie z.B. Demand-Side-Management, Elektromobilität, Power-to-heat oder auch eine flexible Wasserstoffproduktion (z.B. für Power-to-Gas) können als flexible Nachfrage mit inhärentem virtuellen Speicher aufgefasst werden. Hierzu müssen für die einzelnen abzubildenden Techniken u.a. die virtuell speicherbaren Energiemengen, Entnahme- und Aufnahmeleistungen, Wirkungsgrade sowie variablen Kosten definiert werden. Zusätzlich kann jede Technik über individuelle Nebenbedingungen wie z.B. minimale oder maximale Zeitspannen zwischen virtuellem Ein- und Ausspeichern verfügen. Bei Techniken wie beispielsweise der Elektromobilität muss zudem der kontinuierliche Verlauf des Technikeinsatzes bzw. Nachfrageverlauf berücksichtigt werden, da dies Auswirkungen auf die verfügbare Kapazität des abgebildeten virtuellen Speichers hat. In diesem Fall wird zusätzlich ein energetischer Abfluss berücksichtigt, der im zeitlichen Verlauf dem Nachfrageprofil der Technik entspricht. Ein geeigneter Ansatz für die Abbildung von Demand-Side-Management findet sich z.B. in [330]. Im Rahmen der exemplarischen Ergebnisse dieser Arbeit spielen die genannten Flexibilitätsoptionen aufgrund des mittelfristigen Planungshorizonts jedoch noch eine untergeordnete Rolle, so dass an dieser Stelle auf die detaillierte Beschreibung der Modellierung verzichtet wird. Szenarienanalysen mit hohen Beiträgen von Flexibilitätsoptionen werden mit dem hier vorgestellten Modell u.a. im Rahmen des Virtuellen Instituts NRW – Strom zu Gas und Wärme durchgeführt [331].

5.4.3 Mathematische Lösung des Revisions- und Kraftwerkseinsatzproblems

Sowohl bei der in Abschnitt 5.4.2.1 vorgestellten Revisionsplanung als auch bei der in Abschnitt 5.4.2.2 vorgestellten Kraftwerkseinsatzplanung handelt es sich um gemischt-ganzzahlige, lineare Optimierungsprobleme, die einen Spezialfall der linearen Programmierung darstellen. Die allgemeine Form des als Minimierungsproblem²³ formulierten Problems ist durch Gleichungen (5.4.63) - (5.4.65) gegeben:

$$\text{Minimiere} \quad z = c^T \cdot x \quad (5.4.63)$$

$$\text{so dass} \quad A \cdot x \leq b \quad (5.4.64)$$

$$\text{und} \quad x \geq 0, \quad (5.4.65)$$

wobei einzelne oder alle Variablen x nur ganzzahlige bzw. binäre Werte annehmen dürfen. Gleichung (5.4.63) entspricht der Zielfunktion, die beim Revisionsproblem durch Gleichung (5.4.7) und beim Kraftwerkseinsatzproblem durch Gleichung (5.4.8) gegeben ist. Gleichung (5.4.64) repräsentiert die

²³ Maximierungsprobleme wie das in dieser Arbeit beschriebene Revisionsproblem können durch Multiplizieren der Zielfunktion mit -1 in ein Minimierungsproblem überführt werden.

Nebenbedingungen, die beim Revisionsproblem die Gleichungen (5.4.1)- (5.4.6) und beim Kraftwerkeinsatzproblem die Gleichungen (5.4.9) - (5.4.62) umfassen. Dabei können alle von der dargestellten allgemeinen Form abweichenden Gleichungen durch triviale mathematische Umformungen in die benötigte Form überführt werden.

Vernachlässigt man zunächst die Integritätsbedingungen der ganzzahligen bzw. binären Variablen indem man auch kontinuierliche Werte zulässt, liegt das relaxierte LP vor, das mit den Methoden der linearen Programmierung gelöst werden kann. Die grundlegende Lösung linearer Problem kann anhand des grafischen Beispiels eines zweidimensionalen Optimierungsproblems in Abbildung 5.39 verdeutlicht werden. Der blau eingefärbte Bereich stellt den Lösungsraum dar, der durch die schwarz eingezeichneten Nebenbedingungen begrenzt ist. Die blau dargestellte Gerade entspricht allen möglichen Kombinationen der Variablen x_1 und x_2 , für die die Zielfunktion den gleichen Wert annimmt. Der Zielfunktionswert wird nun solange durch paralleles Verschieben der Geraden verbessert, bis die Gerade den Rand des Lösungsraums erreicht. Der so entstehende Schnittpunkt stellt die optimale Lösung des zweidimensionalen relaxierten Problems dar.

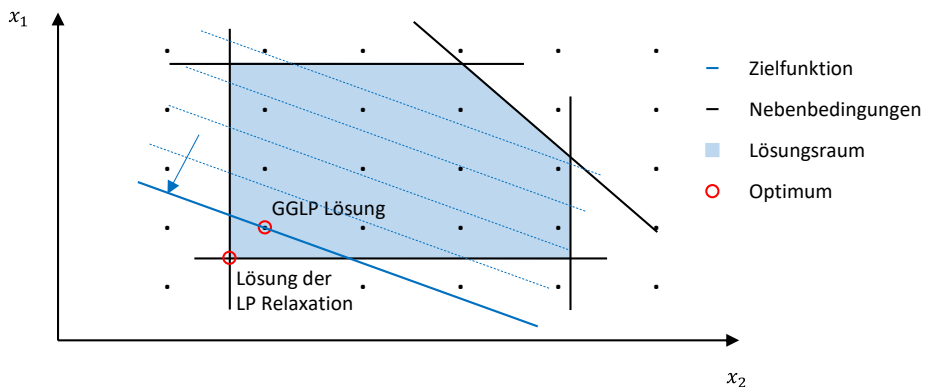


Abbildung 5.39: Grafische Lösung des relaxierten und gemischt-ganzzahligen linearen Problems

An diesem Beispiel können einige grundlegende Eigenschaften veranschaulicht werden, die auch für mehrdimensionale lineare Optimierungsprobleme gelten [332]. Die Lösungen gleicher Zielfunktionswerte liegen auf Hyperebenen, die bei zweidimensionalen Problemen einer Geraden entsprechen. Bei dem Lösungsraum handelt es sich um ein komplexes Polyeder. Das Optimum liegt, sofern es existiert, immer am Rand des Lösungsraums, wobei das Optimum bei einer eindeutigen Lösung in einer Ecke des Polyeders liegt. Sofern die Hyperebene der Zielfunktionswerte und die begrenzende Nebenbedingung parallel zueinander verlaufen, existieren unendlich viele Lösungen entlang der Nebenbedingung. Sollte der Lösungsraum unbeschränkt sein, sind zwei Fälle zu unterscheiden. Erfolgt eine Zielfunktionswertverbesserung durch Verschieben der Zielfunktionsebene in Richtung der unbegrenzten Ecke des

Lösungsraums, existiert kein Optimum, wohingegen bei Verschiebung in Richtung einer begrenzten Ecke ein Optimum vorliegt.

Eine der bis heute effizientesten und verlässlichsten Methoden zur Lösung des Problems ist das Simplex-Verfahren, das George Dantzig im Jahre 1947 vorgestellt hat. Hierbei wird das Problem in ein Gleichungssystem überführt, mit dem die Ecken des Polyeders durch sequentielles Basistauschen nach dem Optimum durchsucht werden. Dabei erfolgt der Übergang von einer zulässigen Basislösung immer zu einer benachbarten Basislösung mit besserem oder gleichem Zielfunktionswert. Sobald durch einen Basistausch nur noch Zielwertverschlechterungen möglich sind, liegt ein garantiertes Optimum vor.

Die Einhaltung der Integritätsbedingungen bei der GGLP führt zu einer deutlichen Erhöhung der Komplexität des Lösungsverfahrens. Der Simplex-Algorithmus alleine ist für die Bestimmung des Optimums nicht mehr ausreichend, da dieser nur die Ecken des Lösungsraums absucht und die optimale gemischt-ganzzahlige Lösung nicht zwingend in einer Ecke liegt [332]. Das Problem kann ebenfalls anhand von Abbildung 5.39 erklärt werden, in der die erlaubten diskreten Zustände der Variablen durch Punkte markiert sind. Im Falle der gemischt-ganzzahligen Lösung kann die Gerade der Zielfunktion nur bis zu dem, der Ecke am nächsten liegendem Punkt verschoben werden, in dem die Integritätsbedingungen für alle Variablen erfüllt sind.

Häufig eingesetzte Verfahren zur Bestimmung dieses Optimums sind das Branch-and-Bound- oder das Branch-and-Cut-Verfahren [333]. Bei dem Branching-Prozess werden die Variablen, die in dem Optimum des relaxierten LP unerlaubte Werte annehmen, durch die jeweils nächstgelegenen erlaubten Werte ersetzt, so dass sich das Problem in mehrere neue Probleme verzweigt. Erfüllt z.B. eine einzelne Variable die Integritätsbedingung nicht, entstehen durch die Verzweigung der Variablen zwei neue GGLP Probleme. Treten in deren relaxierten Lösungen wiederum neue Integritätsverletzungen auf, resultieren weitere Verzweigungen auf darunter liegenden Ebenen, so dass schließlich ein, aus einer Vielzahl von Knoten bestehender Suchbaum gemäß Abbildung 5.40 resultiert, der nach der optimalen Lösung durchsucht werden muss [316].

Im Verlauf des Lösungsverfahrens kann die Untersuchung einzelner Zweige abgebrochen werden (grau eingefärbte Knoten in Abbildung 5.40), wenn z.B. das relaxierte Problem eines Knoten unlösbar wird oder ein anderer Knoten bekannt ist, der bereits eine bessere integrale Lösung aufweist als der betrachtete Knoten. Kommerzielle Solver wie z.B. Gurobi nutzen zur Beschleunigung dieses Lösungsprozesses eine Vielzahl weiterer Heuristiken und Verfahren wie z.B. das Schnittebenenverfahren [316]. Der Lösungsprozess wird in der Regel abgebrochen, sobald eine vorher festgelegte Lösungstoleranz unterschritten wird, die durch den Abstand der besten integren Lösung und der optimalen relaxierten Lösung bestimmt ist.

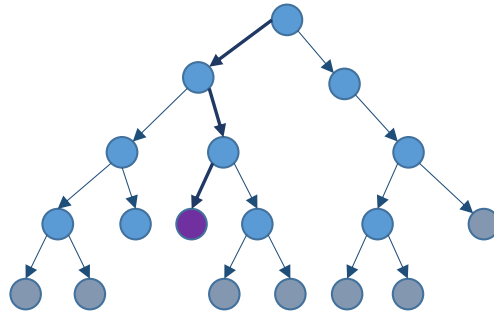


Abbildung 5.40: Branch-and-Bound-Verfahren [316]

5.4.4 Struktur des entwickelten Elektrizitätsmarktmodells

Abbildung 5.41 zeigt den Modellierungs-, Berechnungs- und Analyseablauf des entwickelten Elektrizitätsmarktmodells sowie dessen Einbindung in das Modellpaket. Zunächst werden alle benötigten Daten für das zu berechnende Szenario in verschiedenen Excel-Dateien zusammengeführt. Hierbei handelt es sich um die an die installierten Leistungen des Szenarios angepasste Kraftwerks- und Speicherdatenbank sowie die stündlich aufgelösten Zeitreihen für die Last und die erneuerbaren Energien, die anhand der in Abschnitt 5.1 beschriebenen Verfahren generiert werden. Des Weiteren müssen die dem Rahmenszenario entstammenden Annahmen zu Net Transfer Capacities, Brennstoffpreisen, CO₂-Preis usw. festgelegt werden.

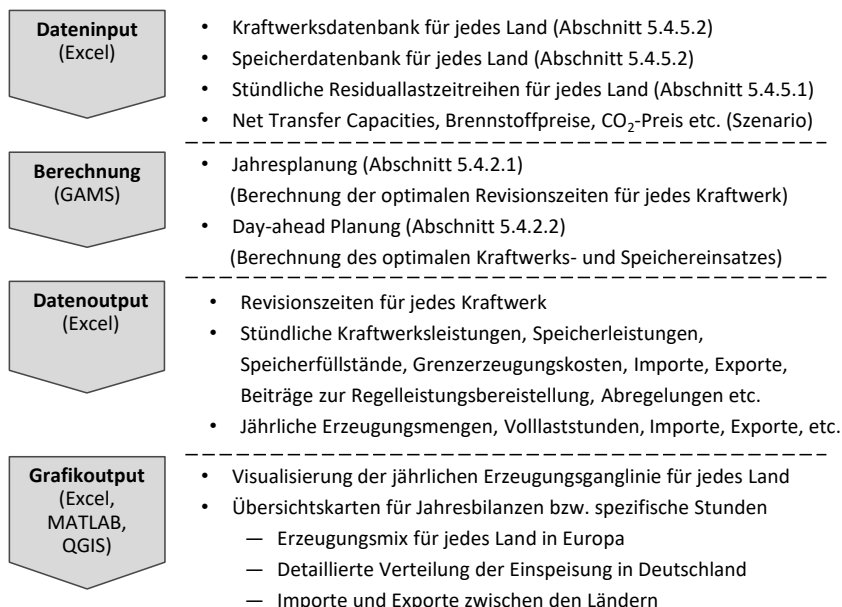


Abbildung 5.41: Einbindung des Elektrizitätsmarktmodells in das Modellpaket

Anschließend wird die Berechnung des Modells in GAMS (General Algebraic Modeling System) durchgeführt, das insbesondere für die mathematische Programmierung und Optimierung großskaliger und komplexer Probleme ausgelegt ist [334]. Die in GAMS aufgestellten Modellgleichungen werden in einem Kompilierungsschritt in ein mathematisches Gleichungssystem überführt, das durch integrierte Solver berechnet werden kann. Als GGLP Solver dient in dieser Arbeit Gurobi 6.5, der für das konkrete Problem die mit Abstand beste Lösungsperformance aller verfügbaren Solver gezeigt hat [335]. Je nach Szenario dauert die Berechnung eines ganzen Jahres zwischen 60 und 70 Stunden, wobei vor allem die Anzahl der berücksichtigten Kraftwerke und Speicher entscheidend für die Rechendauer ist. Rund um die Aufstellung und Lösung des Gleichungssystems ermöglicht GAMS übliche Programmieranweisungen, wie z.B. If-Then- oder Loop-Anweisungen, mit denen der in Abbildung 5.42 dargestellte und im Folgenden beschriebene Programmablauf festgelegt werden kann.

In der an dieser Stelle nicht weiter ausgeführten Prozedur *Datenimport* erfolgt die Deklaration und Zuweisung aller Sets, Variablen, Parameter und Skalare, wobei die Eingangsgrößen aus Excel über das GAMS Programm *xls2gms* eingelesen werden. Entsprechend Abbildung 5.34 wird zunächst die Jahresplanung durchgeführt, in der die optimalen Revisionszeiten der Kraftwerkwerke auf Tagesbasis berechnet werden. Im Anschluss an die Berechnung müssen die Betriebsvariablen $u(j, t)$ der in Revision befindlichen Kraftwerke, also für die $r(j, d)$ den Wert Eins annimmt, für die anschließende Day-ahead Planung auf Stundenbasis zu Null fixiert werden. Dies geschieht anhand der drei Schleifen über die Sets t, d und j . Im Anschluss an die Jahresplanung folgt die Day-ahead Planung, die im Gegensatz zur Jahresplanung aufgrund der notwendigen Voriteration einen Tag vor dem betrachteten Jahr startet. Für jede Iteration wird im ersten Schritt die Menge R mit den Werten t aktualisiert, für die die Gleichungen aus Abschnitt 5.4.2 gelten. Dabei umfasst die Menge 36 Zeitschritte, von denen 24 zu dem Optimierungszeitraum und 12 zu dem Ausschwingzeitraum gehören. Dann wird das Optimierungsproblem gelöst. Im Anschluss an die Berechnung werden die Werte sämtlicher Variablen im Optimierungszeitraum, also den ersten 24 Zeitschritten der aktuellen Iteration, fixiert. Dieses Verfahren wird solange durchgeführt, bis das gesamte Jahr durchgerechnet wurde. Im Anschluss an die Berechnung liegen die optimalen Revisionszeiten der Kraftwerke, stündliche Kraftwerks- und Speicherleistungen, die Grenzerzeugungskosten in jedem Marktgebiet, Im- und Exporte, Speicherfüllstände und eine Vielzahl weiterer Werte vor. Diese werden anhand der an dieser Stelle nicht weiter beschriebenen Prozedur *Datenexport* mittel des GAMS Programms *gms2xls* in verschiedene Excel-Dateien exportiert. Zugleich werden auf Basis der stündlich aufgelösten Größen statistische Auswertungen erstellt und benötigte bilanzielle Aggregationen, z.B. für die Jahresstromerzeugung nach Energieträgern, vorgenommen. Im letzten automatisierten Schritt werden auf Grundlage der erzeugten Datenbasis grafische Auswertungen auf Stunden- und Jahresbasis generiert. Hierzu wird neben Excel auf MATLAB und die Mapping

Toolbox zurückgegriffen [336]. Die Darstellung erfolgt über das frei verfügbare Geoinformationssystem Quantum GIS [337].

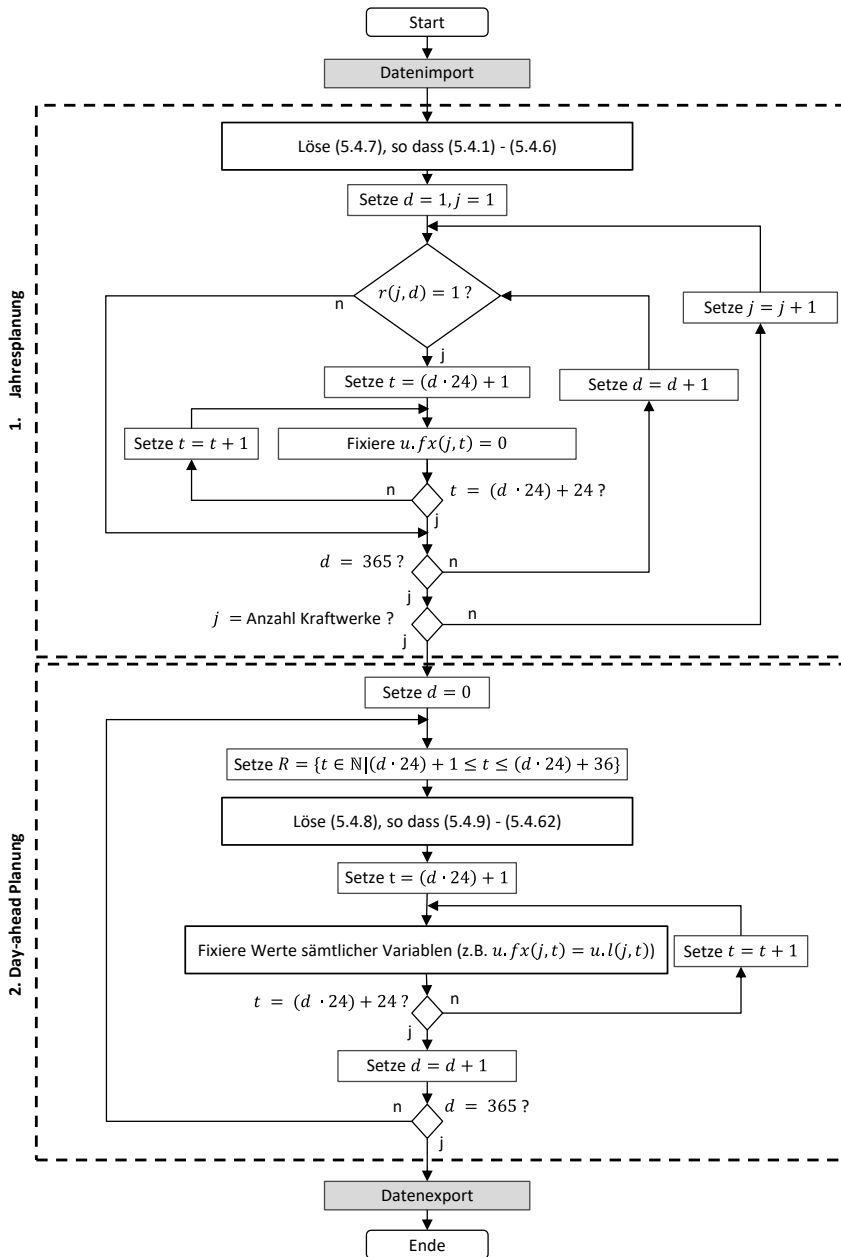


Abbildung 5.42: Programmablauf der Berechnung in GAMS

5.4.5 Datengrundlage und getroffene Modellannahmen

Die Güte des entwickelten Elektrizitätsmarktmodells ist vor allem von der Güte der zugrunde liegenden Datenbasis sowie der getroffenen Annahmen abhängig. Dabei liegen die benötigten Daten nur in Teilbereichen in zusammengetragener Form vor, so dass umfangreiche Recherchen notwendig sind, um eine konsistente Datenbasis auf Basis öffentlich verfügbarer Daten zu erstellen. Im Folgenden wird daher detailliert auf die Entwicklung der umfangreichen Datenbasis eingegangen.

5.4.5.1 Residuallastzeitreihen

Als Eingangsgröße für das Elektrizitätsmarktmodell dienen die in Abschnitt 5.3.7 beschriebenen länderspezifischen Residuallastzeitreihen, die auf Basis der hinterlegten Stromnachfragen und installierten Kapazitäten erneuerbarer Energien für jedes betrachtete Szenario und Stützjahr generiert werden.

5.4.5.2 Europäischer Kraftwerkspark

Die Deckung der Residuallast wird größtenteils durch thermische Kraftwerke und Speicher gewährleistet, für die in dieser Arbeit eine umfassende Kraftwerks- und Speicherdatenbank aus verschiedenen Quellen erstellt wird. Im Ergebnis sind alleine für das Jahr 2012 über 1850 einzelne Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von über 580 GW in den modellierten Marktgebieten erfasst (vgl. Abbildung 5.43). Zusätzlich sind für die einzelnen Länder Pumpspeicherkraftwerke mit einer Nennleistung von insgesamt über 40 GW abgebildet.

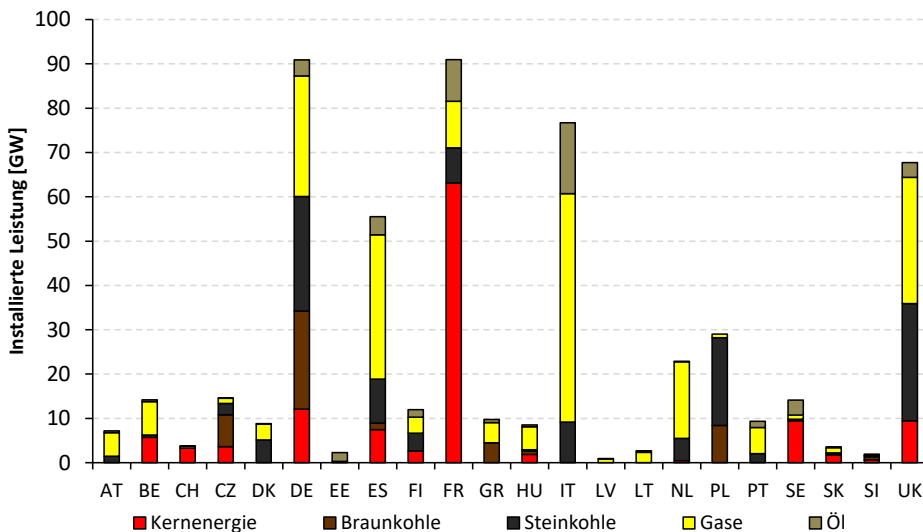


Abbildung 5.43: Im Modell erfasste thermische Kraftwerkskapazitäten für 2012

Für Deutschland hat die Bundesnetzagentur eine umfangreiche Kraftwerksliste veröffentlicht, in der die blockscharfen Kraftwerke und Pumpspeicher mit Informationen zur elektrischen Netto-Nennleistung, zum eingesetzten Primärenergieträger, zum Standort und Netzanschluss, zum Jahr der Inbetriebnahme sowie zu der Möglichkeit der Wärmeauskopplung aufgeführt sind [338]. Eine wesentliche Information, die sich nur in Einzelfällen von der Bezeichnung des Kraftwerks ablesen lässt und ansonsten fehlt, ist der zugrunde liegende Kraftwerksprozess, bei dem im Rahmen dieser Arbeit entsprechend der Abschnitte 2.1.1.1 bis 2.1.1.3 zwischen Dampfkraftwerken (DKW), Gasturbinen (GT) sowie Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) unterschieden wird. Diese Information wird anhand eines Abgleichs mit der IEK-STE Kraftwerksdatenbank für Deutschland sowie durch umfangreiche Recherchen ergänzt [339]. Auch weitere wichtige Kraftwerksparameter wie z.B. die Wirkungsgrade der Kraftwerke sind nicht enthalten, so dass diese mit den in Abschnitt 5.4.5.3 beschriebenen Parametern ergänzt werden müssen. Die so vervollständigte Kraftwerksliste stellt mit über 650 einzelnen Kraftwerksblöcken die Basis des für Deutschland angesetzten Kraftwerkspark dar.

Die europäischen Kraftwerke werden auf Basis der UDI World Electric Power Plants (WEPP) Database mit dem Stand von 2013 ermittelt, die Information zu weltweit über 180.000 Blöcken von über 82.000 Kraftwerken enthält [340]. In dieser Kraftwerksliste sind Daten zum Jahr der Inbetriebnahme, zu der Brutto-Nennleistung, dem Kraftwerksprozess und verwendetem Brennstoff sowie dem Standort zu geplanten und in Betrieb befindlichen Kraftwerken enthalten. Da der Kraftwerkseinsatz in dem entwickelten Modell anhand der Netto-Leistungen ermittelt wird, müssen die Nennleistungen auf Basis der in Tabelle 5.7 aufgeführten Brutto/Netto-Umrechnungsfaktoren zunächst in Netto-Leistungen überführt werden [339]. Diese Faktoren spiegeln den Eigenbedarf der Kraftwerke wider, der für die Stromversorgung von Kraftwerkskomponenten wie z.B. Pumpen und Verdichtern benötigt wird. Auch in dieser Datenbank fehlen eine Vielzahl wichtiger Kraftwerksparameter, die ebenfalls mit den Annahmen aus Abschnitt 5.4.5.3 ergänzt werden.

In die Ableitung des zukünftigen europäischen Kraftwerksparks fließen mehrere Aspekte ein. Für die kurz- bis mittelfristige Perspektive sind viele geplante und in Bau befindliche Kraftwerke bereits bekannt, so dass diese den Kraftwerksdatenbanken zukünftiger Jahre direkt hinzugefügt werden. Ebenso werden geplante Stilllegungen beispielsweise für Deutschland in der Stilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur veröffentlicht, so dass die betroffenen Kraftwerke zum geplanten Zeitpunkt entfernt werden können [341]. Zusätzlich ergeben sich Kraftwerksstilllegungen aufgrund gesetzlicher Beschlüsse, wie beispielsweise beim Kernenergieausstieg oder der Außerbetriebnahme alter Braunkohlkraftwerke in Deutschland (vgl. Abschnitt 6.1.1.1). Für die langfristige Perspektive sind diese Informationen selten gegeben, so dass Annahmen hinsichtlich der Lebensdauer der Kraftwerke getroffen werden

müssen. Die in dieser Arbeit getroffenen Annahmen sind in Tabelle 5.7 unterschieden nach Primärenergieträgern gegeben. Unter Kenntnis der Zeitpunkte der Inbetriebnahme der einzelnen Kraftwerke ist es entsprechend möglich, die voraussichtlichen Zeitpunkte der Außerbetriebnahme abschätzen zu können.

Energieträger	H_u^{Br} [MWh _{th} /t _{Br}]	e^{Br} [t _{CO₂} /t _{Br}]	Brutto/Netto [-]	Lebensdauer [a]
Braunkohle	2,46	1,00	1,088	55
Steinkohle	8,26	2,82	1,089	40
Erdgas	10,36	2,09	1,038	35
Gichtgas	1,16	4,19	1,064	35
Öl	11,23	3,15	1,084	35

Tabelle 5.7: Angenommene untere Heizwerte und CO₂-Emissionsfaktoren der fossilen Energieträger sowie Brutto/Netto-Faktoren und Lebensdauern der zugehörigen Kraftwerke [339, 342]

5.4.5.3 Kraftwerkparameter

Da in den recherchierten Kraftwerkslisten für Europa keine Angaben zu wichtigen, in Abschnitt 5.4.2 abgebildeten Parametern des Elektrizitätsmarktmodells gemacht werden, müssen diese im Folgenden ergänzt werden. Dies betrifft insbesondere Angaben zu den Wirkungsgraden im Nennlast- und Teillastbetrieb sowie zeitliche Betriebsparameter wie z.B. Mindeststillstandszeiten, Mindestbetriebszeiten oder Anfahrzeiten. Bei den Wirkungsgraden der Kraftwerke wird nach dem Kraftwerkstyp bzw. dem zugrunde liegenden Kraftwerksprozess sowie dem Jahr der Inbetriebnahme unterschieden. Ein wesentlicher Unterschied besteht darin, ob ein Kraftwerk lediglich zur Stromerzeugung (EL) eingesetzt wird, oder ob gleichzeitig Wärme mittels Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ausgekoppelt wird. Zwar erhöht die KWK die Gesamtenergieausbeute, die sich aus der elektrischen und in Form von Fern- oder Nahwärme bereitgestellten Energie zusammensetzt, der rein elektrische Wirkungsgrad hingegen nimmt jedoch ab (vgl. Abschnitt 2.1.1.4). Die in Tabelle 5.8 aufgeführten angenommenen elektrischen Wirkungsgrade bei Nennleistung $\eta_{j,n,2}$ unterschieden nach dem Jahr der Inbetriebnahme und Kraftwerksprozess leiten sich aus einer Analyse der IEK-STE Kraftwerksdatenbank ab, in der reale Wirkungsgrade der Kraftwerke erfasst sind [339].

In dieser Arbeit wird besonderer Wert auf die Abbildung des Teillastbetriebs von Kraftwerken und den damit verbundenen Wirkungsgradeinbußen gelegt. Dabei werden gemäß Abbildung 5.36 drei Betriebsbereiche des Kraftwerks unterschieden. Diese entsprechen dem je nach Kraftwerkstyp unterschiedlich großen unzulässigen Bereich unterhalb der Mindestleistung, sowie zwei linearisierten Bereichen, die durch eine Stützstelle aufgeteilt sind. Zur Beschreibung des Wirkungsgradverlaufs über die Betriebs-

bereiche stellen die verminderten Wirkungsgrade bei Mindestleistung die untere Grenze dar. Die zugehörigen Parameter $\eta_{j,n,0}$ sind zusammen mit der dem Kraftwerkstyp zugeordneten Mindestleistung in Tabelle 5.9 gegeben [339, 343].

Kraftwerkstyp	$\eta_{j,n,2} [MWh_{el}/MWh_{th}]$							
	-1965	65-74	75-84	85-94	95-04	05-12	13-20	21-35
KE-DKW-EL	0,300	0,315	0,330	0,350	0,360	0,370	0,370	0,380
BK-DKW-EL	0,280	0,320	0,350	0,350	0,385	0,420	0,435	0,450
SK-DKW-EL	0,290	0,330	0,375	0,405	0,418	0,450	0,460	0,480
ÖL-DKW-EL	0,232	0,264	0,300	0,324	0,334	0,360	0,368	0,384
EG-DKW-EL	0,251	0,286	0,325	0,351	0,362	0,390	0,399	0,416
GG-DKW-EL	0,251	0,286	0,325	0,351	0,362	0,390	0,399	0,416
ÖL-GT-EL	0,250	0,280	0,310	0,350	0,370	0,390	0,390	0,410
EG-GT-EL	0,250	0,280	0,310	0,350	0,370	0,390	0,390	0,410
GG-GT-EL	0,250	0,280	0,310	0,350	0,370	0,390	0,390	0,410
ÖL-GuD-EL	0,400	0,400	0,470	0,510	0,540	0,585	0,600	0,610
EG-GuD-EL	0,400	0,400	0,470	0,510	0,540	0,585	0,600	0,610
GG-GuD-EL	0,400	0,400	0,470	0,510	0,540	0,585	0,600	0,610
KE-DKW-KWK	0,250	0,263	0,275	0,292	0,300	0,309	0,309	0,317
BK-DKW-KWK	0,233	0,267	0,292	0,292	0,321	0,350	0,363	0,375
SK-DKW-KWK	0,226	0,257	0,292	0,315	0,325	0,350	0,358	0,373
ÖL-DKW-KWK	0,193	0,220	0,250	0,270	0,278	0,300	0,307	0,320
EG-DKW-KWK	0,209	0,238	0,271	0,293	0,302	0,325	0,332	0,347
GG-DKW-KWK	0,209	0,238	0,271	0,293	0,302	0,325	0,332	0,347
ÖL-GT-KWK	0,208	0,233	0,258	0,292	0,308	0,325	0,325	0,342
EG-GT-KWK	0,208	0,233	0,258	0,292	0,308	0,325	0,325	0,342
GG-GT-KWK	0,236	0,265	0,293	0,331	0,350	0,369	0,369	0,388
EG-GuD-KWK	0,297	0,297	0,349	0,379	0,402	0,435	0,446	0,454
GG-GuD-KWK	0,186	0,297	0,349	0,379	0,402	0,435	0,446	0,454

Tabelle 5.8: Angenommene elektrische Wirkungsgrade bei Nennleistung [339]

Bei dem Verlauf der Wirkungsgrade zwischen Mindestlast und Nennlast wird zwischen den zugrunde liegenden Kraftwerksprozessen unterschieden. Die Verläufe sind in Abbildung 5.44 für Dampfkraftwerke [344], in Abbildung 5.45 für Gasturbinen [345] und in Abbildung 5.46 für Gas- und Dampfkraftwerke [346] als relativer elektrischer Wirkungsgrad bezogen auf den Bereich zwischen Mindest- und Nennleistung angegeben. Abbildung 5.44 ist beispielsweise so zu verstehen, dass der Teillastwirkungsgrad eines DKW bei einer Leistung von 65 % der Nennleistung 71 % der Wirkungsgraddifferenz zwischen Mindest- und Nennleistung zuzüglich des Wirkungsgrads bei Mindestleistung entspricht. Die in den Abbildungen dargestellten vorgenommenen Linearisierungen werden dabei gezielt so gewählt, dass die in Abschnitt 5.4.2.2 geforderte Konvexität ($m_{j,n}^{II} > m_{j,n}^I$) in allen Bereichen erfüllt ist. Zwar weichen die gewählten Stützstellen ggf. minimal von einer aus mathematischer Sicht korrekten Linea-

risierung (z.B. durch die Minimierung der Fehlerquadrate) ab. Die Vorteile, die die resultierende Konvexität in der Modellierung mit sich bringt, überwiegen jedoch bei weitem die Nachteile der geringen Abweichungen von den ohnehin eher schematisch einzuordnenden Wirkungsgradverläufen.

Kraftwerkstyp	$\frac{P_{j,t,n}^{Min}}{P_{j,n}^{Nenn}}$	$\eta_{j,n,0} [MWh_{el}/MWh_{th}]$							
		-1965	65-74	75-84	85-94	95-04	05-12	13-20	21-35
KE-DKW-EL	0,4	0,270	0,284	0,297	0,315	0,324	0,333	0,333	0,342
BK-DKW-EL	0,4	0,252	0,288	0,315	0,315	0,347	0,378	0,392	0,405
SK-DKW-EL	0,4	0,278	0,317	0,360	0,389	0,401	0,432	0,442	0,461
ÖL-DKW-EL	0,4	0,223	0,253	0,288	0,311	0,321	0,346	0,353	0,369
EG-DKW-EL	0,4	0,241	0,275	0,312	0,337	0,347	0,374	0,383	0,399
GG-DKW-EL	0,4	0,241	0,275	0,312	0,337	0,347	0,374	0,383	0,399
ÖL-GT-EL	0,2	0,200	0,224	0,248	0,280	0,296	0,312	0,312	0,328
EG-GT-EL	0,2	0,200	0,224	0,248	0,280	0,296	0,312	0,312	0,328
GG-GT-EL	0,2	0,200	0,224	0,248	0,280	0,296	0,312	0,312	0,328
ÖL-GuD-EL	0,35	0,380	0,380	0,447	0,485	0,513	0,556	0,570	0,580
EG-GuD-EL	0,35	0,380	0,380	0,447	0,485	0,513	0,556	0,570	0,580
GG-GuD-EL	0,35	0,380	0,380	0,447	0,485	0,513	0,556	0,570	0,580
KE-DKW-KWK	0,4	0,225	0,237	0,248	0,263	0,270	0,278	0,278	0,285
BK-DKW-KWK	0,4	0,210	0,240	0,263	0,263	0,289	0,315	0,326	0,338
SK-DKW-KWK	0,4	0,217	0,246	0,280	0,302	0,312	0,336	0,343	0,358
ÖL-DKW-KWK	0,4	0,186	0,211	0,240	0,259	0,267	0,288	0,294	0,307
EG-DKW-KWK	0,4	0,201	0,229	0,260	0,281	0,289	0,312	0,319	0,333
GG-DKW-KWK	0,4	0,201	0,229	0,260	0,281	0,289	0,312	0,319	0,333
ÖL-GT-KWK	0,2	0,167	0,187	0,207	0,233	0,247	0,260	0,260	0,273
EG-GT-KWK	0,2	0,167	0,187	0,207	0,233	0,247	0,260	0,260	0,273
GG-GT-KWK	0,2	0,189	0,212	0,235	0,265	0,280	0,295	0,295	0,310
EG-GuD-KWK	0,35	0,283	0,283	0,332	0,360	0,381	0,413	0,424	0,431
GG-GuD-KWK	0,35	0,177	0,283	0,332	0,360	0,381	0,413	0,424	0,431

Tabelle 5.9: Angenommene Mindestleistungen und elektrische Wirkungsgrade bei Mindestleistung [339, 343]

Weitere Kraftwerksparameter, die wichtig für die adäquate Abbildung von zeitlichen Restriktionen beim Betrieb von Kraftwerken sind, sind in Tabelle 5.10 aufgeführt [339]. Die maximalen Leistungsgradienten in positive und negative Richtung verstehen sich als Werte, die auf ein im Betrieb befindliches Kraftwerk zu beziehen sind. Dabei wird deutlich, dass sämtliche berücksichtigten Kraftwerkstypen den gesamten Leistungsbereich innerhalb einer Stunde durchfahren können. Ungleichungen (5.4.21) und (5.4.22) in Abschnitt 5.4.2.2 greifen daher bei den betrachteten Technologien nicht. Umso wichtiger sind die Leistungsgradienten jedoch um festlegen zu können, welche Kraftwerke an der Bereitstellung von Reserveleistung beitragen können. Weitere Parameter sind die Mindeststillstandszeiten und Mindestbetriebszeiten, die mit Ausnahme der schnell startbaren Gasturbinen auch bei der betrachteten zeitlichen Auflösung von einer Stunde eine wichtige Rolle spielen.

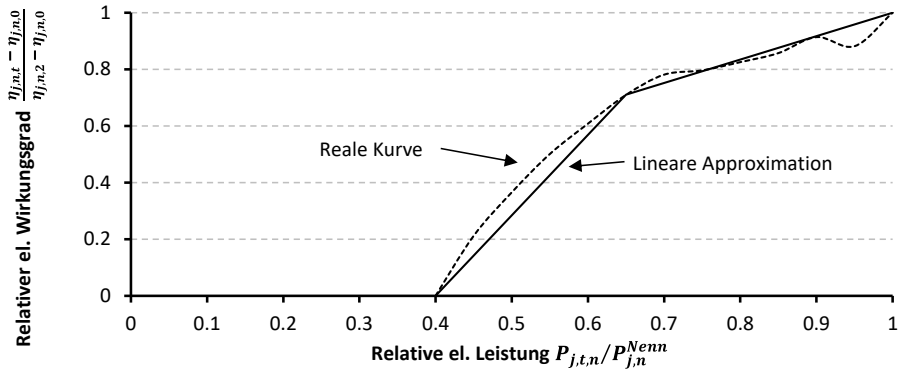


Abbildung 5.44: Relativer elektrischer Wirkungsgrad eines DKW im Teillastbetrieb [344]

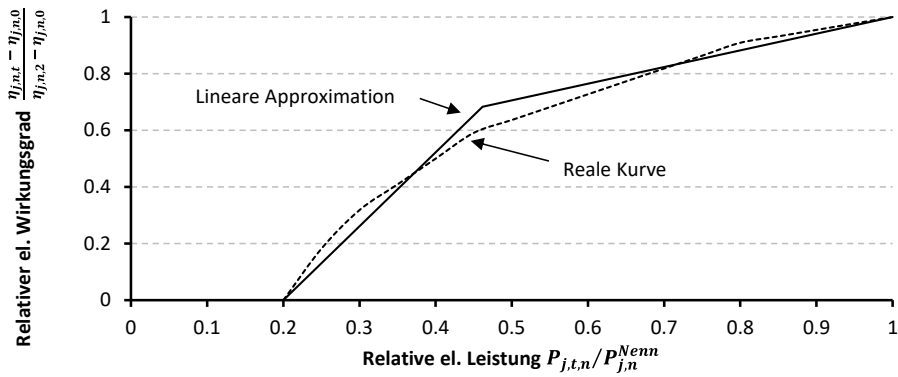


Abbildung 5.45: Relativer elektrischer Wirkungsgrad einer GT im Teillastbetrieb [345]

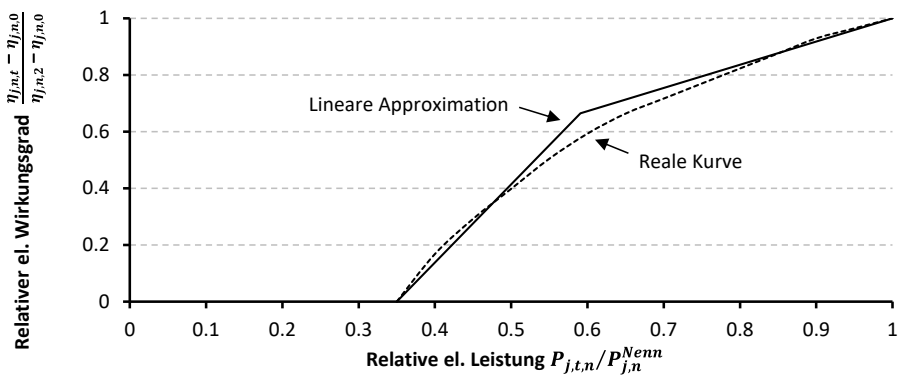


Abbildung 5.46: Relativer elektrischer Wirkungsgrad eines GuD-Kraftwerks im Teillastbetrieb [346]

Ein wichtiger Aspekt in der Betriebsweise von Kraftwerken sind zudem Anfahrvorgänge, bei denen beträchtliche Kosten anfallen, die u.a. vom Kraftwerkstyp und dem Abkühlungsgrad der Anlage abhängen

[347]. Häufig wird je nach Temperatur des Kraftwerks beim Anfahren zwischen Kalt-, Warm- und Heißstarts unterschieden, wobei die in dieser Arbeit gewählten zugehörigen Anfahrzeiten $T_{j,l}^{SU}$ für die verschiedenen Kraftwerkstypen ebenfalls in Tabelle 5.10 gegeben sind.

Kraftwerkstyp	$\Delta P_{j,n}^{+/min}$ [%/min]	$\Delta P_{j,n}^{-/min}$ [%/min]	TU_j [t]	TD_j [t]	TR_j [d]	$T_{j,3}^{SU}$ [t]	$T_{j,2}^{SU}$ [t]	$T_{j,1}^{SU}$ [t]
KE-DKW-EL	3	-3	24	24	35	25	25	3
BK-DKW-EL	2	-5	5	8	40	8	6	4
SK-DKW-EL	3	-5	3	3	47	5	3,75	2,5
ÖL-DKW-EL	4	-5	2	2	47	5	3,75	2,5
EG-DKW-EL	4	-5	2	2	47	5	3,75	2,5
GG-DKW-EL	4	-5	2	2	47	5	3,75	2,5
ÖL-GT-EL	5	-5	0,25	0,25	47	0	0	0
EG-GT-EL	5	-5	0,25	0,25	47	0	0	0
GG-GT-EL	5	-5	0,25	0,25	47	0	0	0
ÖL-GuD-EL	7	-7	1	1	47	3	2	1
EG-GuD-EL	7	-7	1	1	47	3	2	1
GG-GuD-EL	7	-7	1	1	47	3	2	1
KE-DKW-KWK	3	-3	24	24	35	10	6,5	3
BK-DKW-KWK	2	-5	5	8	40	8	6	4
SK-DKW-KWK	3	-5	3	3	47	5	3,75	2,5
ÖL-DKW-KWK	4	-5	2	2	47	5	3,75	2,5
EG-DKW-KWK	4	-5	2	2	47	5	3,75	2,5
GG-DKW-KWK	4	-5	2	2	47	5	3,75	2,5
ÖL-GT-KWK	15	-15	0,25	0,25	47	0	0	0
EG-GT-KWK	15	-15	0,25	0,25	47	0	0	0
GG-GT-KWK	15	-15	0,25	0,25	47	0	0	0
EG-GuD-KWK	7	-7	1	1	47	3	2	1
GG-GuD-KWK	7	-7	1	1	47	3	2	1

Tabelle 5.10: Angenommene Lastgradienten, Mindestbetriebszeiten, Mindeststillstandszeiten, jährliche Nichtverfügbarkeiten sowie Anfahrzeiten (kalt, warm, heiß)[339, 348, 349]

5.4.5.4 Variable Kosten der Stromerzeugung

Die variablen Kosten der Kraftwerke setzen sich gemäß Gleichung (5.4.8) aus den Brennstoffkosten, den CO₂-Emissionszertifikatskosten, den sonstigen variablen Kosten sowie den Anfahrkosten zusammen. Die auf den Brennstoffbedarf bezogenen spezifischen Brennstoffkosten sind Teil des Szenarios und beispielsweise nach Ländern unterschieden für das Jahr 2012 in Tabelle 5.12 gegeben. Dabei umfassen die Brennstoffpreise neben den eigentlichen Weltmarktpreisen des Primärenergieträgers zusätzliche Transportaufschläge, die in Abhängigkeit der Entfernung zu den üblichen Umschlagplätzen der jeweiligen Produkte zum Teil stark variieren können. Der CO₂-Kostenterm ergibt sich aus der emittierten CO₂-Menge, die mit dem CO₂-Emissionszertifikatspreis des jeweiligen Szenarios multipliziert wird. Zur Berechnung der emittierten CO₂-Menge gehen in Gleichung (5.4.8) die unteren Heizwerte

sowie die Emissionsfaktoren der einzelnen Energieträger ein, die in Tabelle 5.7 gegeben sind [342]. Für die sonstigen variablen Kosten werden die Werte aus Tabelle 5.11 angenommen.

Kraftwerkstyp	KF_j^{BR} [–]	KF_j^V [–]	$c_{j,t,n}^{Var}$ [€/MWh _{el}]
KE-DKW-EL	0,5	0,5	3
BK-DKW-EL	0,5	0,5	1,3
SK-DKW-EL	0,5	0,4	1,4
ÖL-DKW-EL	0,25	0,35	1
EG-DKW-EL	0,25	0,35	1
GG-DKW-EL	0,25	0,35	1
ÖL-GT-EL	0	0	0,55
EG-GT-EL	0	0	0,55
GG-GT-EL	0	0	0,55
ÖL-GuD-EL	0,2	0,2	0,875
EG-GuD-EL	0,2	0,2	0,875
GG-GuD-EL	0,2	0,2	0,875
KE-DKW-KWK	0,5	0,5	3
BK-DKW-KWK	0,5	0,5	1
SK-DKW-KWK	0,5	0,4	1
ÖL-DKW-KWK	0,25	0,35	1
EG-DKW-KWK	0,25	0,35	1
GG-DKW-KWK	0,25	0,35	1
ÖL-GT-KWK	0	0	0,55
EG-GT-KWK	0	0	0,55
GG-GT-KWK	0	0	0,55
EG-GuD-KWK	0,2	0,2	1
GG-GuD-KWK	0,2	0,2	1

Tabelle 5.11: Kostenfaktoren bei Anfahrvorgängen und sonstige variable Kosten [339, 347]

Die anfallenden Anfahrkosten lassen sich in Kosten für den Mehrbedarf an Brennstoff und Betriebsmitteln sowie Verschleißkosten aufteilen, wobei die Kosten für den Brennstoffmehrbedarf mit 50 % bis 90 % den Großteil der Anfahrkosten ausmachen [347]. Die Bestimmung der Anfahrkosten geschieht analog zu [347] anhand von Gleichung (5.4.66), in der neben den variablen Brennstoffkosten eines Kraftwerks sowie dessen Anfahrzeit bei einem Kaltstart ein Kostenfaktor für den Mehrbedarf an Brennstoff KF_j^{BR} sowie ein Kostenfaktor für den Verschleiß KF_j^V berücksichtigt wird.

$$c_{j,t,n,l}^{SU} = (1 \cdot \delta_{j,t,n,3} + 0,5 \cdot \delta_{j,t,n,2} + 0,3 \cdot \delta_{j,t,n,1}) \cdot P_{j,t,n}^{Min} \cdot c_{j,t,n}^{Var} \cdot KF_j^{BR} \cdot \frac{T_{j,3}^{SU}}{1 - KF_j^V} \quad \forall j, t, n, l \quad (5.4.66)$$

Beide Parameter sind für die verschiedenen Kraftwerkstypen in Tabelle 5.10 gegeben [347]. Die Koeffizienten der Startbereichsvariablen $\delta_{j,t,n,l}$, von denen jeweils nur eine den Wert Eins annehmen kann, spiegeln die Annahme wider, dass beim Warmstart lediglich 50 % und beim Heißstart nur noch 30 % der Kaltstartkosten anfallen.

5.4.5.5 Austausch mit nicht modellierten Ländern

Einige Marktgebiete am Rand des betrachteten Systembereichs weisen zumeist im geringen Umfang Im- und Exporte mit nicht endogen modellierten Ländern auf. Um diese Strommengen zu berücksichtigen, wird in den betroffenen Ländern die in Abschnitt 5.3.7 hergeleitete Residuallast zusätzlich um die stündlichen Austauschmengen mit diesen Ländern bereinigt. Als Grundlage hierfür dienen die von der ENTSO-E veröffentlichten Im- und Exportzeitreihen aus dem Jahr 2012 [350]. Für Zukunftsszenarien wird angenommen, dass die Im- und Exporte mit den angrenzenden Ländern konstant bleiben.

5.4.6 Grafische Darstellung

Die Rechenergebnisse des Elektrizitätsmarktmodells werden sowohl hinsichtlich der zeitlichen als auch der räumlichen Dimension aufbereitet. Die Erstellung von aggregierten Erzeugungs- und Lastganglinien erfolgt automatisiert im Zusammenspiel von MATLAB und Excel und lässt sich für beliebige Zeiträume als auch beliebige Marktgebiete durchführen. Die Unterscheidung nach Energieträgern bzw. der Art der Stromverwendung erfolgt durch die farblichen Kodierungen entsprechend Abbildung 5.47 (links).

Erzeugung/ Verwendung	Exportsaldo (Jahr) [TWh]	Exportsaldo (Stunde) [GW]
 Biomasse	 Exportsaldo ≤ -40	 Exportsaldo ≤ -15
 Wasser	 $-40 < \text{Exportsaldo} \leq -25$	 $-15 < \text{Exportsaldo} \leq -10$
 Kernenergie	 $-25 < \text{Exportsaldo} \leq -15$	 $-10 < \text{Exportsaldo} \leq -6$
 Braunkohle	 $-15 < \text{Exportsaldo} \leq -10$	 $-6 < \text{Exportsaldo} \leq -3$
 Steinkohle	 $-10 < \text{Exportsaldo} \leq -5$	 $-3 < \text{Exportsaldo} \leq -1$
 Erdgas/Gichtgas	 $-5 < \text{Exportsaldo} \leq -1$	 $-1 < \text{Exportsaldo} \leq -0,5$
 Öl	 $-1 < \text{Exportsaldo} \leq 0$	 $-0,5 < \text{Exportsaldo} \leq 0$
 Müll	 $0 < \text{Exportsaldo} < 1$	 $0 < \text{Exportsaldo} < 0,5$
 Onshore Wind	 $1 \leq \text{Exportsaldo} < 5$	 $0,5 \leq \text{Exportsaldo} < 1$
 Offshore Wind	 $5 \leq \text{Exportsaldo} < 10$	 $1 \leq \text{Exportsaldo} < 3$
 Photovoltaik	 $10 \leq \text{Exportsaldo} < 15$	 $3 \leq \text{Exportsaldo} < 6$
 Ausspeicherung	 $15 \leq \text{Exportsaldo} < 25$	 $6 \leq \text{Exportsaldo} < 10$
 Importe	 $25 \leq \text{Exportsaldo} < 40$	 $10 \leq \text{Exportsaldo} < 15$
 Einspeicherung	 Exportsaldo ≥ 40	 Exportsaldo ≥ 15
 Exporte		
 Überschuss		
 Last		

Abbildung 5.47: Farbliche Kodierung der Erzeugung und Verwendung sowie der Exportsalden

Diese farblichen Kodierungen werden konsistent auch in sämtlichen räumlich aufgelösten Abbildungen verwendet. Zur Darstellung kommt das Geoinformationssystem Quantum GIS zum Einsatz, in dem georeferenzierte Landkarten Europas sowie der deutschen NUTS0 bis NUTS3 Ebene verwendet werden [337]. Sämtliche relevanten Ergebnisse der Elektrizitätsmarktberchnung werden anhand eines

MATLAB Programms in Datenbanken geschrieben, so dass sowohl Karten für die aggregierten Jahressummen als auch Karten für jede einzelne Stunde des Jahres generiert werden können. Dabei wird die Zusammensetzung der Erzeugung bzw. Verwendung der Elektrizität für jedes dargestellte Gebiet anhand von größenskalierten Kuchendiagrammen dargestellt. Zusätzlich wird für jeden Fall die Exportbilanz eines Landes sichtbar gemacht, indem das Land entsprechend farblich hinterlegt wird. Im Fall der Darstellung von Jahressummen erfolgt die Kategorisierung anhand der Legende in Abbildung 5.47 (Mitte), wohingegen die Kategorisierung für Einzelstunden entsprechend der Legende in Abbildung 5.47 (rechts) erfolgt. Zudem werden Im- und Exporte anhand größenskalierter Pfeile dargestellt, die zusätzlich mit den konkreten Werten in den Einheiten GWh (Jahr) bzw. MW (Stunde) beschriftet sind.

5.4.7 Modellvalidierung

Das Ziel des entwickelten Elektrizitätsmarktmodells ist die Ermittlung des europaweiten Einsatzes von Kraftwerken, Speichern und Flexibilitätsoptionen sowie der resultierenden Im- und -exporte zwischen den Marktgebieten. Im Folgenden soll die Eignung des entwickelten Modells anhand einer Validierungsrechnung für das Jahr 2012 gezeigt werden. Dabei muss berücksichtigt werden, dass Modelle, die von einem vollständig effizienten Markt ausgehen, zwangsläufig Abweichungen von der Realität aufweisen. Hierfür gibt es vielfältige Gründe wie z.B. unvollständig informierte bzw. irrationale Marktteilnehmer, langfristig von Kraftwerksbetreibern fixierte Bezugspreise für Primärenergie oder auch vereinbarte Mindestabnahmemengen für Primärenergie (take-or-pay-Verträge), die sich als ineffizient herausstellen. Diese und weitere Unsicherheiten können nur bedingt in einem Modell abgebildet werden. An vereinzelnden Stellen müssen zudem manuelle Eingriffe in der Datenbasis vorgenommen werden, um unvorhersehbare Ereignisse zu berücksichtigen, die in 2012 aufgetreten sind und nicht vom Modell berücksichtigt werden können. Dabei handelt es sich zum Beispiel um längerfristige Ausfälle großer Kraftwerksblöcke wie z.B. den belgischen Kernkraftwerken Doel-3 und Tihange-2, die über weite Phasen von 2012 nicht ins Netz eingespeist haben [351].

Für die Vergleichsrechnungen wird die in den vorherigen Abschnitten vorgestellte Datenbasis für das Jahr 2012 bestehend aus den Residuallastzeitreihen für jedes Marktgebiet (vgl. Abschnitt 5.3.7), der Kraftwerksdatenbank mit den zugehörigen Parameterannahmen (vgl. Abschnitte 5.4.5.2 und 5.4.5.3) sowie den historischen Zeitreihen der Net Transfer Capacities zwischen den Marktgebieten genutzt. Die angenommenen länderspezifischen Brennstoffkosten entsprechen den Werten aus Tabelle 5.12, wobei die den Steinkohle-, Erdgas- und Ölpreisen zugrunde liegende Studie der Europäischen Kommission die unterschiedlichen Preisniveaus in Europa für das Jahr 2012 aufzeigt [352]. Da die Studie keine Braunkohlepreise ausweist, wird für diese Werte auf [353] zurückgegriffen. Der CO₂-Zertifikatspreis

wird auf den durchschnittlich zu beobachteten Wert des Jahres 2012 in Höhe von $6,41 \text{ €}^{12}/\text{t}_{\text{CO}_2}$ festgelegt [354]. Vergleichsbasis der Rechenergebnisse sind die historischen Daten der Stromerzeugung sowie der Im- und -exporte für das Jahr 2012, die von der ENTSO-E bereitgestellt werden [263].

Land	$c_{j,t,n}^{\text{Br}} [\text{€}^{12}/\text{MWh}_{\text{th}}]$				
	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl
AT	-	-	30,72	57,47	69,55
BE	1,16	-	17,88	57,47	68,22
CH	1,16	-	30,72	57,47	69,55
CZ	1,16	4,88	15,59	69,14	67,67
DE	1,16	3,97	15,59	51,18	68,40
DK	-	-	16,05	51,18	67,34
EE	-	-	15,59	68,24	67,89
ES	1,16	5,77	16,05	52,08	69,00
FI	1,16	-	15,13	52,98	67,34
FR	1,16	-	16,51	48,49	68,77
GR	-	5,81	16,97	67,34	69,00
HU	1,16	6,99	13,76	66,44	68,22
IT	-	5,77	17,42	61,95	69,00
LV	-	-	13,76	65,55	68,17
LT	-	-	15,13	75,42	68,44
NL	1,16	-	14,67	48,49	67,67
NO	-	-	28,89	52,98	68,22
PL	-	3,96	13,30	68,24	67,34
PT	-	-	14,21	50,28	67,67
SE	1,16	-	28,89	52,98	68,22
SK	1,16	1,41	17,42	67,34	67,67
SL	1,16	8,53	15,59	81,71	69,55
UK	1,16	-	16,05	47,59	68,11

Tabelle 5.12: Angesetzte Brennstoffkosten in Europa für das Jahr 2012 [352, 353, 355]

Die Ergebnisse der Validierungsrechnung für das Jahr 2012 sind in Abbildung 5.48 dargestellt. Der Vergleich zwischen statistischer Stromerzeugung in 2012 und berechneter Stromerzeugung unterschieden nach Marktgebieten und Primärenergieträgern offenbart eine sehr hohe Übereinstimmung zwischen Realität und Modellergebnis. Vereinzelt Abweichungen sind insbesondere dadurch zu erklären, dass der Anteil von sonstigen Energieträgern (mixed fuels) in den historischen Daten der ENTSO-E für einige Länder, wie z.B. die Tschechische Republik, relativ groß ist. In dem Modell hingegen ist jedem Kraftwerk der vorrangig eingesetzte Primärenergieträger eindeutig zugeordnet, was zu einer schärferen Abgrenzung der eingesetzten Technologien führt. Ähnliches gilt für Deutschland oder auch Italien. Ein weiteres wichtiges Ergebnis der Vergleichsrechnung sind die in Abbildung 5.49 dargestellten Im- und Exporte zwischen den Marktgebieten. Insbesondere für die großen Marktgebiete zeigt sich eine hohe Übereinstimmung von Validierungsrechnung und Realität.

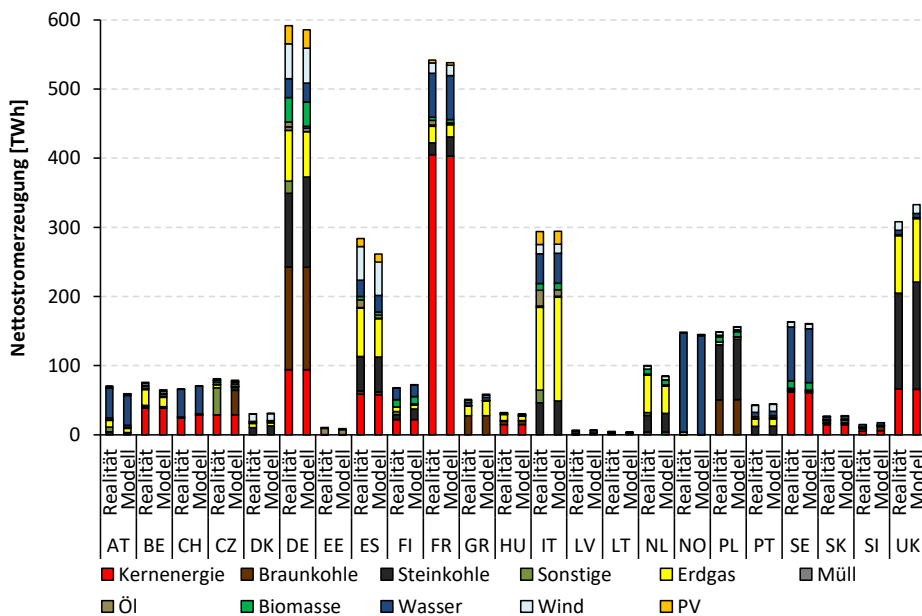


Abbildung 5.48: Ergebnis der Validierungsrechnung für das Jahr 2012 (Nettostromerzeugung)

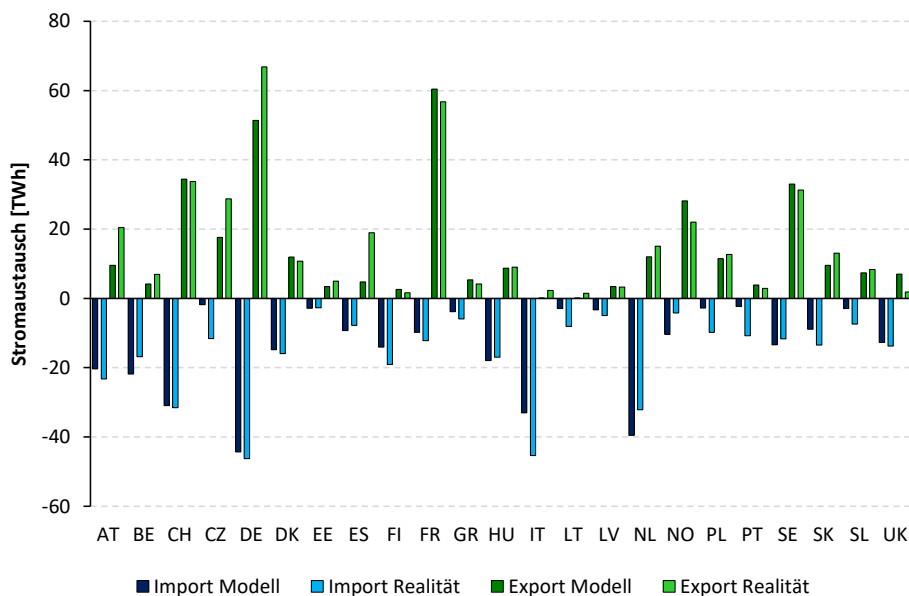


Abbildung 5.49: Ergebnis der Validierungsrechnung für das Jahr 2012 (Im- und Exporte)

Insbesondere die jährlichen Nettoexporte der Länder werden in den allermeisten Fällen gut getroffen. Insgesamt zeigen die Ergebnisse der Validierungsrechnung, dass das entwickelte Modell unter Berücksichtigung der beschriebenen Unsicherheiten die Stromerzeugung jedes Marktgebietes in Europa sowie resultierende Im- und Exporte sehr genau berechnen kann. Die Plausibilität der Modellergebnisse kann zudem anhand detaillierter Analysen des ermittelten Kraftwerks- und Speichereinsatzes nachvollzogen werden, was für die exemplarischen Ergebnisse in Abschnitt 6.1.3 an ausgewählten Beispielen gezeigt wird. Das Modell wird daher als validiert und geeignet für die Berechnung des europäischen Elektrizitätsmarkts angesehen.

5.5 Übertragungsnetzmodell für Deutschland

Neben der Sicherstellung der Ausgeglichenheit von Stromerzeugung und -nachfrage zu jedem Zeitpunkt ist ein wesentlicher Aspekt der Versorgungsaufgabe die sichere und kostengünstige Übertragung und Verteilung der Elektrizität über Stromnetze. Insbesondere den Hoch- und Höchstspannungsnetzen kommen mit ihrer Übertragungs- und Verbundfunktion eine besondere Bedeutung zu, da bei Netzausfällen auch unterlagerte Netzebenen betroffen sind. Dabei ist der Verlauf der Leistungsflüsse zwischen Einspeise- und Entnahmestellen aufgrund der Vermaschung des Übertragungsnetzes nicht mehr unmittelbar nachvollziehbar [37]. Die Vielzahl der Netzkomponenten und ihrer Beziehungen zu einander sowie nichtlineare Abhängigkeiten haben zu einer beachtlichen Komplexität moderner Hoch- und Höchstspannungsnetze geführt [41]. Um herauszufinden, ob und inwieweit die Stromnetze der Versorgungsaufgabe bei sich ändernden Gegebenheiten gewachsen sind, werden daher rechnergestützte Analyseverfahren eingesetzt [41, 356].

Eine wichtige Methode zur Überprüfung der technischen Versorgungssicherheit eines Netzes ist die Lastfluss- bzw. Leistungsflussberechnung anhand eines Netzmodells. Sie ist ein wesentlicher Bestandteil der Netzberechnung und wird sowohl für die kurzfristige Betriebsplanung des Netzes und seiner Komponenten als auch als Grundlage für die langfristige Netzentwicklungsplanung eingesetzt [37]. Die Lastflussberechnung zielt auf die Analyse einer gegebenen Netztopologie im eingeschwungenen, quasistationären Zustand ab. Dabei wird für jeden untersuchten Fall angenommen, dass die Lasten der Verbraucher sowie die Wirkleistungseinspeisungen der Erzeuger bekannt sind und konstant bleiben. Sich ändernde Einspeise- und Lastsituationen sowie veränderte Netzstrukturen werden daher anhand verschiedener Szenarien simuliert, für die jeweils quasistationäres Systemverhalten angenommen wird [357]. Das Ergebnis der Analyse sind Leistungsflüsse in Leitungen und Transformatoren, resultierende Netzverluste sowie sich einstellende Spannungsniveaus an Netzknoten. Hierdurch ergibt sich die

Möglichkeit der Überprüfung, inwieweit technische Randbedingungen (vgl. Abschnitt 2.5) wie die Belastbarkeit der Betriebsmittel oder einzuhaltende Spannungsbänder im jeweiligen Netznutzungsfall eingehalten werden [37]. In der Praxis interessiert insbesondere die Simulation von Netzzuständen, die sich nicht ohne weiteres im normalen Netzbetrieb beobachten lassen. Hierzu gehören vor allem Situationen, in denen Betriebsmittel wie z.B. Leitungen zu- oder abgeschaltet werden sollen oder auch störungsbedingt ausfallen. An der Stelle liefert die Lastflussberechnung und speziell die Ausfallrechnung (vgl. Abschnitt 5.5.4.6) einen wichtigen Beitrag, etwaige Überlastungen des Netzes oder einzelner Betriebsmittel frühzeitig zu erkennen und zu verhindern [358].

Neben der technischen Versorgungssicherheit ist die Wirtschaftlichkeit einer Netzinfrastruktur von hoher Bedeutung. Auch in diesem Zusammenhang stellt die Lastflussberechnung zentrale Bewertungskriterien zur Verfügung. Während in der kurzfristigen Perspektive der Betriebsführung die kostenoptimalen, d.h. insbesondere verlustarme Betriebsweise des Netzes im Vordergrund steht, liegt der Fokus in der langfristigen Planungsperspektive auf der Ermittlung kostenoptimaler Netzstrukturen für zukünftige Versorgungsaufgaben [37].

Zusätzlich zu den technischen und ökonomischen Aspekten spielen ökologische und gesellschaftliche Abwägungen vor allem in stark demokratisierten Ländern eine zentrale Rolle. So wird die in Abschnitt 5.5.5.10 beschriebene Netzentwicklungsplanung in Deutschland in einem geordneten Verfahren durchgeführt, das von einer Vielzahl an öffentlichen, kontrovers geführten Konsultationen begleitet wird [114]. Ein Ziel der aufwendigen Konsultationsprozesse besteht darin, durch die frühzeitige Einbindung aller Interessengruppen eine möglichst hohe Akzeptanz für Ausbauprojekte zu erreichen. Zusätzlich werden die Umweltauswirkungen des geplanten Netzausbaus in einem Umweltbericht untersucht und bei der Ausbauentcheidung berücksichtigt [359]. In diesen Zusammenhängen können Netzberechnungen zur Klärung beitragen, ob umstrittene Stromtrassen, sei es aufgrund von ökologischen Bedenken oder mangelnder gesellschaftlicher Akzeptanz, bezüglich der zukünftigen Versorgungssicherheit wirklich zwingend notwendig sind.

5.5.1 Modellierungsansatz und Systembereich

Im Rahmen dieser Arbeit wird das deutsche Hoch- und Höchstspannungsnetz mit seiner Einbindung in das europäische Verbundnetz modelliert. Teile der Datenaufbereitung, Modellentwicklung und Beschreibung wurden dabei durch eine Masterarbeit unterstützt, die im Rahmen dieser Arbeit betreut wurde [360]. Da das Übertragungsnetz im Normalbetrieb grundsätzlich symmetrisch betrieben wird, kann das Dreiphasensystem zunächst entkoppelt und in ein einphasiges Netz überführt werden [358]. Entsprechend wird die Modellierung der Netzelemente auf Basis der einphasigen Ersatzschaltungen bzw. Ein- und Zweitorgleichungen vorgenommen [37].

Bei der rechnergestützten Analyse großer Netzwerke ist es üblich, mit sogenannten per-unit Größen zu rechnen [356]. Dabei werden physikalische Größen wie z.B. die Spannung $\underline{U}$, die Scheinleistung $\underline{S}$, der Strom $\underline{I}$ oder die Impedanz $\underline{Z}$ auf eine zugehörige, reelle Referenzgröße bezogen [361]. Diese zugrunde gelegte Vorgehensweise bringt vielfältige Vorteile mit sich, unter anderem weisen sämtliche Spannungen im System unabhängig von der jeweiligen Spannungsebene dimensionslose Werte um den Betrag 1 auf [41]. Im Anschluss an die Berechnung werden die absoluten Werte bestimmt, indem der berechnete Wert mit dem zugrunde liegenden Basiswert multipliziert wird.

Prinzipiell kann das Netz als Graph bestehend aus Knoten und (Mehrfach-)Kanten beschrieben werden, bei dem Generatoren eine komplexe elektrische Leistung $\underline{S}_{Gi} = P_{Gi} + jQ_{Gi}$ an Netzknoten einspeisen und Lasten eine komplexe Leistung $\underline{S}_{Di} = P_{Di} + jQ_{Di}$ an Netzknoten entnehmen. Das schematische Ersatzschaltbild eines solchen Netzes mit drei Netzknoten und drei Kanten bzw. Leitungen ist beispielhaft in Abbildung 5.50 dargestellt [357]. Übersteigt die lokal an einem Netzknoten eingespeiste Leistung die entnommene Leistung, wird positive Netto-Leistung vom Netzknoten in das Netz eingespeist. Im umgekehrten Fall bezieht der Netzknoten Netto-Leistung aus dem Netz, so dass der Betrag der Knotenleistung negativ wird [362]. An jedem Netzknoten i stellen sich so die vier zu ermittelnden Größen $P_i, Q_i, |\underline{U}_i|$ und θ_i mit der Wirkleistung $P_i = P_{Gi} - P_{Di}$, der Blindleistung $Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di}$ und der nach Betrag und Phasenwinkel beschriebenen Knotenspannung $\underline{U}_i = |\underline{U}_i| \cdot e^{j\theta_i}$ ein.

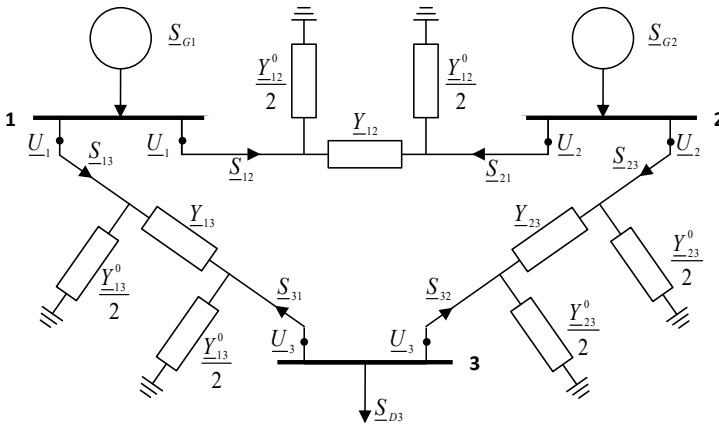


Abbildung 5.50: Ersatzschaltbild eines Übertragungsnetzes mit drei Verteilschienen [357]

Die Netzknoten werden durch Leitungen und Transformatoren miteinander verbunden, die als π -Ersatzschaltungen anhand der Zweigadmittanzen $\underline{Y}_{ik}$ und Queradmittanzen $\underline{Y}_{ik}^0$ modelliert werden [358]. Verglichen mit der theoretisch ebenfalls möglichen Modellierung als T-Ersatzschaltung kann so auf zusätzliche Netzknoten verzichtet werden, wodurch die Ordnung des aufzustellenden Gleichungs-

systems nicht unnötig erhöht wird. Dabei erlaubt das per-unit System aufgrund der relativ beschriebenen Spannungen, dass Transformatoren analog zu Leitungen modelliert werden [41, 357]. Weitere Netzkomponenten wie z.B. Leistungsschalter, Trenner oder Sammelschienen weisen verglichen mit den Leitungen und Transformatoren deutlich geringere Impedanzen auf und werden aus diesem Grund hinsichtlich der Übertragungseigenschaften vernachlässigt [37].

5.5.2 Mathematische Formulierung des Netzmodells

Die Überführung der Netztopologie in Gleichungssysteme geschieht unter Zuhilfenahme der Kirchhoffschen Gesetze. Prinzipiell stehen hierfür das Maschenverfahren sowie das Knotenpunktverfahren nach Kirchhoff zur Verfügung. Im Bereich der Berechnung komplexer Netzstrukturen hat sich das Knotenverfahren weitgehend durchgesetzt, da es die Aufstellung linearer Gleichungssysteme beliebiger Größe ermöglicht. Dabei werden die an dem Knoten gesuchten Größen unmittelbar zueinander in Beziehung gesetzt [41]. Folglich wird im folgenden Abschnitt zunächst auf die Herleitung der Knotenadmittanzmatrix eingegangen, die sich unmittelbar aus dem Knotenpunktverfahren ergibt. Das resultierende lineare Gleichungssystem setzt die Knotenspannungen mit den Knotenströmen in Verbindung [41].

In der Netzberechnung sind jedoch neben den Knotenspannungen auch die Knotenströme in aller Regel nicht bekannt, da sie von der spannungs- und frequenzabhängigen Leistungsaufnahme bzw. Leistungsabgabe der Verbraucher und Erzeuger abhängen [41]. Aus diesem Grund wird im übernächsten Abschnitt auf die Formulierung der nichtlinearen Lastflussgleichungen eingegangen, die die Knotenleistungen und Knotenspannungen zueinander in Beziehung setzen.

5.5.2.1 Formulierung der Knotenadmittanzmatrix

Ausgangspunkt der Bestimmung der Knotenadmittanzmatrix ist das Knotenpunktverfahren nach Kirchhoff, das darauf beruht, dass die Summe aller Ströme an jedem einzelnen der n Netzknoten Null ergibt.

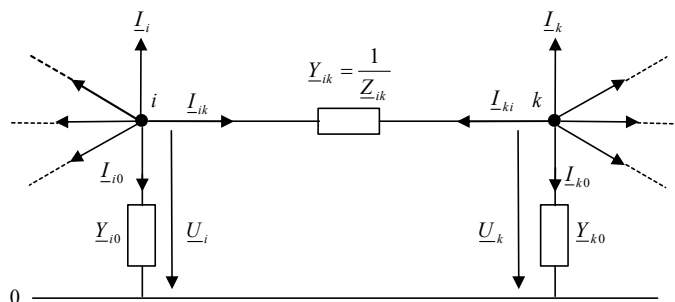


Abbildung 5.51: Netzausschnitt mit den Knoten i und k sowie dem Bezugsknoten 0 [358]

Das Prinzip wird anhand von Abbildung 5.51 erklärt, in der zwei miteinander verbundene Netzknoten sowie ein willkürlicher Bezugsknoten 0 schematisch dargestellt sind [358]. Die Knotenspannungen beziehen sich auf den gemeinsamen Bezugsknoten, der selbst nicht dem Netz angehört, wie es beispielsweise bei einer lokalen Erdung der Fall ist [41]. Gemäß (5.5.1) gilt für jeden der n Netzknoten mit seinen umgebenen Knoten k [41]:

$$\underline{I}_i + \sum_{k=0, k \neq i}^n \underline{I}_{ik} = 0 \quad \text{für } i = 1, \dots, n. \quad (5.5.1)$$

Die Ströme $\underline{I}_i$ und $\underline{I}_k$ bezeichnen die Knotenströme, die von den an den Knoten angeschlossenen Lasten und Einspeisungen aufgenommen bzw. abgegeben werden. Unter Berücksichtigung der Zweigadmittanz $\underline{Y}_{ik} = G_{ik} + jB_{ik} = 1/\underline{Z}_{ik}$, steht der Zweigstrom $\underline{I}_{ik}$ mit den Knotenspannungen $\underline{U}_i$ und $\underline{U}_k$ gemäß (5.5.2) in folgender Beziehung [38]:

$$\underline{I}_{ik} = \underline{Y}_{ik} \underline{U}_{ik} = \underline{Y}_{ik} (\underline{U}_i - \underline{U}_k) = -\underline{I}_{ki}. \quad (5.5.2)$$

Die Ströme zum Bezugsknoten 0 betragen gemäß (5.5.3):

$$\underline{I}_{i0} = \underline{Y}_{i0} \underline{U}_i \quad \text{bzw.} \quad \underline{I}_{k0} = \underline{Y}_{k0} \underline{U}_k. \quad (5.5.3)$$

Dabei steht $\underline{Y}_{i0}$ für die additiv zusammengefassten Querglieder der an den i -ten Knoten angeschlossenen, durch ihre π -Ersatzschaltungen dargestellten Leitungen. Im Beispiel von Abbildung 5.50 gilt dementsprechend $\underline{Y}_{10} = Y_{12}^0/2 + Y_{13}^0/2$. Einsetzen von Gleichung (5.5.3) in Gleichung (5.5.1) ergibt schließlich:

$$\underline{I}_i + \sum_{k=0, k \neq i}^n \underline{Y}_{ik} (\underline{U}_i - \underline{U}_k) = 0 \quad \text{für } i = 1, \dots, n. \quad (5.5.4)$$

Da der betrachtete Knoten i keine Admittanz mit sich selbst besitzt, ist der Index ii in Gleichung (5.5.4) unbelegt. Dies kann dazu genutzt werden, eine kompakte Schreibweise des aufzustellenden Gleichungssystems zu ermöglichen. Dazu wird $\underline{Y}_{ii}$ als die negative Summe aller vom Knoten i ausgehenden Admittanzen entsprechend (5.5.5) definiert (negative Umlaufadmittanz) [41]:

$$-\underline{Y}_{ii} = \sum_{k=0, k \neq i}^n \underline{Y}_{ik} \quad \text{für } i = 1, \dots, n. \quad (5.5.5)$$

In Abbildung 5.52 ist ein symbolisches Netz mit n Knoten und dem Bezugsknoten 0 dargestellt [358]. Bei der Aufstellung von Gleichung (5.5.4) für alle in Abbildung 5.52 gegebenen Netzknoten sowie des

Bezugsknotens ergibt sich unter Berücksichtigung von Gleichung (5.5.5) das Gleichungssystem (5.5.6) bzw. (5.5.7).

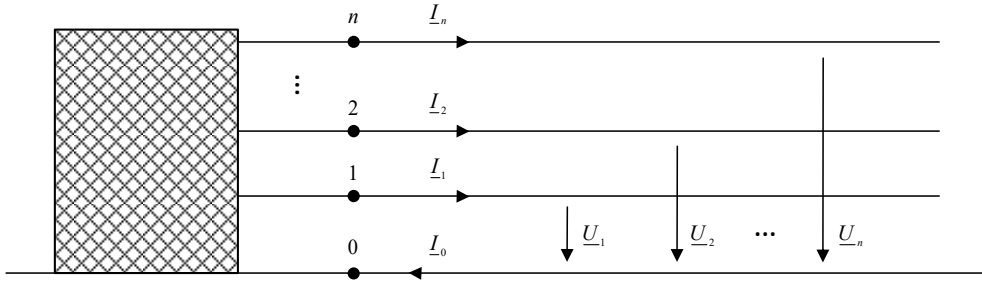


Abbildung 5.52: Symbolische Darstellung eines Netzes mit n Knoten und dem Bezugsknoten 0 [358]

$$\left. \begin{aligned} \underline{Y}_{00}\underline{U}_0 + \underline{Y}_{01}\underline{U}_1 + \underline{Y}_{02}\underline{U}_2 + \dots + \underline{Y}_{0n}\underline{U}_n &= \underline{I}_0 \\ \underline{Y}_{10}\underline{U}_0 + \underline{Y}_{11}\underline{U}_1 + \underline{Y}_{12}\underline{U}_2 + \dots + \underline{Y}_{1n}\underline{U}_n &= \underline{I}_1 \\ \underline{Y}_{20}\underline{U}_0 + \underline{Y}_{21}\underline{U}_1 + \underline{Y}_{22}\underline{U}_2 + \dots + \underline{Y}_{2n}\underline{U}_n &= \underline{I}_2 \\ \vdots & \\ \underline{Y}_{n0}\underline{U}_0 + \underline{Y}_{n1}\underline{U}_1 + \underline{Y}_{n2}\underline{U}_2 + \dots + \underline{Y}_{nn}\underline{U}_n &= \underline{I}_n \end{aligned} \right\} \quad (5.5.6)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{00} & \underline{Y}_{01} & \underline{Y}_{02} & \dots & \underline{Y}_{0n} \\ \underline{Y}_{10} & \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \dots & \underline{Y}_{1n} \\ \underline{Y}_{20} & \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \dots & \underline{Y}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{n0} & \underline{Y}_{n1} & \underline{Y}_{n2} & \dots & \underline{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_0 \\ \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_n \end{bmatrix} \quad (5.5.7)$$

Die gegebene Matrix lässt sich verkürzen, wenn für alle Knotenspannungen der Sternpunkt als Bezugspunkt gewählt wird, so dass die Spannung $\underline{U}_0$ zu Null wird [41]. Der Bezugsknoten 0 kann somit als Erdleiter aufgefasst werden, der über die kapazitiven Queradmittanzen $\underline{Y}_{i0}$ mit dem Netz gekoppelt ist. Dies entspricht der üblichen Sternpunktbehandlung in Hoch- und Höchstspannungsnetzen [62]. Dadurch entfällt sowohl die erste Zeile von Matrix (5.5.7) als auch die erste Spalte, da alle Produkte ihrer Elemente den Wert Null ergeben [41]. Hieraus folgt das folgende Gleichungssystem:

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \dots & \underline{Y}_{1n} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \dots & \underline{Y}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{n1} & \underline{Y}_{n2} & \dots & \underline{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_n \end{bmatrix} \Leftrightarrow \underline{Y}_{\text{bus}} \underline{U} = \underline{I} \quad (5.5.8)$$

Bei der in (5.5.8) aufgeführten Matrix $\underline{Y}_{\text{bus}}$ handelt es sich um die gesuchte Knotenadmittanzmatrix des Netzes, die den Zusammenhang zwischen Knotenströmen und Knotenspannungen beschreibt.

Sind zwei Netzknoten i und k nicht miteinander verbunden, nimmt die Zweigadmittanz $\underline{Y}_{ik}$ den Wert Null an. Da in Übertragungsnetzen Knoten typischerweise nur mit einigen wenigen anderen Knoten verbunden sind, ist $\underline{Y}_{\text{bus}}$ spärlich, das heißt mit vielen Nullen, besetzt [357]. Bei realen Problemen beträgt die Spärlichkeit bis zu über 95% [41]. Zusammengefasst weist die Knotenadmittanzmatrix gemäß [358] die folgenden Eigenschaften auf:

1. $\underline{Y}_{\text{bus}}$ hat eine quadratische Form $n \times n$ (mit $n \triangleq$ Anzahl der Knoten).
2. $\underline{Y}_{\text{bus}}$ ist normalerweise symmetrisch²⁴.
3. $\underline{Y}_{\text{bus}}$ ist nahezu singulär²⁵, da die Querglieder $\underline{Y}_{i0}$ verhältnismäßig klein sind.
4. $\underline{Y}_{\text{bus}}$ ist spärlich besetzt, das heißt viele Nichtdiagonalwerte haben den Wert Null.
5. $\underline{Y}_{\text{bus}}$ kann direkt aus dem Netzplan abgelesen werden und wird unter Berücksichtigung von parallelen Mehrfachleitungen nach dem folgendem Bildungsgesetz aufgebaut:
 - Die Nichtdiagonalelemente $\underline{Y}_{ik}$ für $i \neq k$ entsprechen gemäß (5.5.9) der Summe der m parallelen Zweigadmittanzen $\underline{Y}_{ik,t}$, die sich zwischen den Knoten i und k befinden:

$$\underline{Y}_{ik} = \sum_{t=1}^m \underline{Y}_{ik,t} . \quad (5.5.9)$$

- Die Diagonalelemente $\underline{Y}_{ii}$ entsprechen gemäß (5.5.10) der negativen Summe der n parallelen Queradmittanzen $\underline{Y}_{i0,t}$, die sich zwischen dem Knoten i und Bezugsknoten 0 befinden, sowie der negativen Summe der Nichtdiagonalelemente $\underline{Y}_{ik}$:

$$\underline{Y}_{ii} = - \sum_{t=1}^n \underline{Y}_{i0,t} - \sum_{k=1, k \neq i}^n \underline{Y}_{ik} . \quad (5.5.10)$$

5.5.2.2 Formulierung der Lastflussgleichungen

Die Herleitung der Lastflussgleichungen erfolgt anhand der allgemein gültigen Definition der komplexen Leistung [363]. Hiernach gilt entsprechend (5.5.11) an jedem der n Netzknoten:

$$\underline{S}_i = P_i + j \cdot Q_i = \underline{U}_i \underline{I}_i^* \quad \text{für } i = 1, \dots, n. \quad (5.5.11)$$

Der Zusammenhang zwischen Knotenströmen und Knotenspannungen ist gemäß der im vorherigen Abschnitt hergeleiteten Knotenadmittanzmatrix $\underline{Y}_{\text{bus}}$ (5.5.8) gegeben, wobei für die i -te Komponente

²⁴ Eine quadratische $n \times n$ -Matrix A ist symmetrisch, wenn sie mit ihrer Transponierten A^T identisch ist ($A = A^T$).

²⁵ Eine quadratische $n \times n$ -Matrix A ist singulär, wenn sie nicht invertierbar, d.h. ihre Determinante identisch Null, ist.

Gleichung (5.5.12) gilt. Durch Einsetzen von Gleichung (5.5.12) in Gleichung (5.5.11) ergibt sich schließlich die i -te Knotenpunktleistung in Gleichung (5.5.13).

$$\underline{L}_i = \sum_{k=1}^n \underline{Y}_{ik} \underline{U}_k \quad \text{für } i = 1, \dots, n \quad (5.5.12)$$

$$\underline{S}_i = \underline{U}_i \left(\sum_{k=1}^n \underline{Y}_{ik} \underline{U}_k \right)^* = \underline{U}_i \sum_{k=1}^n \underline{Y}_{ik}^* \underline{U}_k^* \quad \text{für } i = 1, \dots, n \quad (5.5.13)$$

Des Weiteren können die komplexen Knotenspannungen $\underline{U}_i$ und $\underline{U}_k$, die Phasenverschiebung θ_{ik} und das ik -te Element der Knotenadmittanzmatrix $\underline{Y}_{ik}$ durch

$$\begin{aligned} \underline{U}_i &= |\underline{U}_i| \cdot e^{j\theta_i}, \\ \underline{U}_k &= |\underline{U}_k| \cdot e^{j\theta_k}, \\ \theta_{ik} &= \theta_i - \theta_k \\ \text{und } \underline{Y}_{ik} &= G_{ik} + jB_{ik} \end{aligned} \quad (5.5.14)$$

ersetzt und anschließend in Gleichung (5.5.13) eingesetzt werden. Daraus folgt in (5.5.15) die nicht-lineare Gleichung der i -ten Knotenpunktleistung in Euler- bzw. Polarform:

$$\begin{aligned} \underline{S}_i &= \sum_{k=1}^n |\underline{U}_i| |\underline{U}_k| e^{j\theta_{ik}} (G_{ik} - jB_{ik}) \\ &= \sum_{k=1}^n |\underline{U}_i| |\underline{U}_k| (\cos \theta_{ik} + j \sin \theta_{ik}) (G_{ik} - jB_{ik}) \quad \text{für } i = 1, \dots, n. \end{aligned} \quad (5.5.15)$$

Die komplexe Scheinleistung kann nun noch in ihren Real- und Imaginärteil zerlegt werden [364], so dass in (5.5.16) schließlich für jeden der n Knoten die beiden gesuchten realen Lastflussgleichungen für die Wirkleistungsflüsse P_i und die Blindleistungsflüsse Q_i resultieren.

$$\left. \begin{aligned} P_i &= \sum_{k=1}^n |\underline{U}_i| |\underline{U}_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \\ Q_i &= \sum_{k=1}^n |\underline{U}_i| |\underline{U}_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \end{aligned} \right\} \quad \text{für } i = 1, \dots, n. \quad (5.5.16)$$

5.5.2.3 Spezifizierung unterschiedlicher Knotenarten

Gemäß (5.5.16) liegen für die n Netzknoten $2n$ Lastflussgleichungen mit jeweils den vier Größen Wirkleistung P_i , Blindleistung Q_i , Spannungsbetrag $|\underline{U}_i|$ und Phasenwinkel θ_i vor [365]. Entsprechend

ergeben sich Insgesamt $4n$ Größen bei $2n$ Gleichungen, wobei sich bekanntlich lediglich $2n$ Variablen mit $2n$ Gleichungen lösen lassen. Aus diesem Grund müssen im Vorfeld des Lösungsverfahrens zwei Größen für jeden Netzknoten vorgegeben werden, so dass die verbliebenen zwei Variablen ermittelt werden können [364]. Je nachdem welche beiden der vier Größen vorgegeben werden, wird in der Regel gemäß Tabelle 5.13 nach den folgenden drei Knotenarten unterschieden [41]:

Knotenart	Gegeben	Gesucht
Last-, Verbraucher- oder PQ-Knoten	P_i, Q_i	$ \underline{U}_i , \theta_i$
Einspeise-, Generator- oder PV-Knoten	$-P_i, \underline{U}_i $	Q_i, θ_i
Bilanz-, Referenz- oder Slack-Knoten	$ \underline{U}_n , \theta_n = 0$	P_i, Q_i

Tabelle 5.13: Knotenarten in der Lastflussberechnung [41]

Lastknoten

Für Lastknoten wird angenommen, dass die Wirkleistung P_i und die Blindleistung Q_i der an dem Knoten angreifenden Last bekannt sind. Unbekannt hingegen sind der Betrag der anliegenden Knotenspannung $|\underline{U}_i|$ und der Phasenwinkel θ_i [357]. Die überwiegende Teil der Netzknoten (ca. 80 - 90%) wird derart spezifiziert [41].

Bei Lasten im Hoch- und Höchstspannungsnetz handelt es sich zumeist um Leistungsflüsse in unterlagerte Netzebenen, d.h. vor allem in regionale Verteilernetze. Vereinzelt sind auch industrielle Großverbraucher direkt am Übertragungsnetz angeschlossen. Für den Fall, dass lediglich eine Information über den Wirkleistungsbedarf eines Verbrauchers vorliegt, wird der Blindleistungsbedarf über einen geschätzten Leistungsfaktor von beispielsweise 0.85 oder höher von dem Wirkleistungsbedarf abgeleitet [366]. Netzknoten, an denen Kraftwerke eine festgelegte Wirk- und Blindleistung in das Netz einspeisen, können ebenfalls als Lastknoten, jedoch mit umgekehrten Vorzeichen, modelliert werden [358]. Des Weiteren werden passive Knoten als Lastknoten modelliert. Hierbei handelt es sich um sogenannte Null-Last Knoten, an denen weder eine Last, noch eine Einspeisung angeschlossen ist [37].

Einspeiseknoten

Bei Einspeiseknoten liegt die Annahme zugrunde, dass die Wirkleistung P_i sowie der Betrag der Spannung $|\underline{U}_i|$ bekannt sind, während die Blindleistung Q_i und der Spannungswinkel θ_i bestimmt werden müssen [357].

Die Modellierung als Einspeiseknoten kommt in erster Linie bei Netzknoten mit Kraftwerksanbindung in Betracht. Die Wirkleistungseinspeisung eines Kraftwerks ist dabei durch dessen Vermarktung bzw. Kraftwerkseinsatzplanung vorgegeben. Die konstante Lieferung der geplanten Wirkleistung, die aus der mechanischen Antriebsleistung der Dampfturbine resultiert, wird über die geregelte Dampfzufuhr der Turbine (Primärregelung) gewährleistet. Separiert davon wird die Einspeisespannung über den

Spannungs- bzw. Blindleistungsregler vorgegeben [367]. Das Kraftwerk stellt demnach im Rahmen der Blindleistungskapazitäten des Generators Blindleistung zur Verfügung und trägt damit zur Spannungsstabilität des Netzes bei [364]. Zusätzlich können Verbindungsknoten zu unterlagerten Spannungsebenen als Einspeiseknoten modelliert werden, sofern an diesen Knoten ausreichend dimensionierte Blindleistungskompensations-Anlagen für die Spannungsregelung zur Verfügung stehen [364].

Bilanzknoten

Im Vorfeld der Lastflussberechnung ist noch nicht bekannt, wie hoch die Verluste und der Blindleistungsbedarf im betrachteten Netznutzungsfall sein werden. Hieraus resultiert ein Defizit zwischen eingespeister und entnommener Leistung, das in Hinblick auf die mathematischen Lösungsverfahren vermieden werden muss. Aus diesem Grund wird bei der Lastflussberechnung ein als Bilanzknoten bzw. Slack bezeichneter Knoten eingeführt, bei dem die freien Variablen die Wirkleistung P_i und die Blindleistung Q_i sind [364]. Diese können sich dann so einstellen, dass das Gleichgewicht zwischen eingespeisten und entnommenen Leistungen sowie Netzverlusten im Netz gewahrt bleibt [358]. Hieraus folgt, dass die komplexe Knotenspannung nach Betrag $|\underline{U}_i|$ und Winkel θ_i vorgegeben werden muss. Dabei wird für den Spannungsbetrag $|\underline{U}_i|$ für gewöhnlich die übliche Betriebsspannung des Netzes sowie ein Phasenwinkel θ_i von Null gewählt [367].

Da die Wahl des Bilanzknotens die Komplexität der Berechnung beeinflussen kann, sollte dieser sorgsam gewählt werden [364]. Insbesondere muss sichergestellt sein, dass der Knoten über eine gute Netzanbindung verfügt, so dass Slackeinspeisungen problemlos divergiert werden können [37]. In realen Netzen wird die Leistungsbilanz natürlich nicht von einem einzelnen Netzknoten aus sichergestellt. Vielmehr tragen viele, über das Netz verteilte Einspeisungen zum Ausgleich der Leistungsbilanz bei. Dies wird in der Lastflussberechnung durch Verfahrenserweiterungen berücksichtigt, bei denen der Beitrag des Slacks in Folgerechnungen auf mehrere Knoten anhand von Partizipationsfaktoren verteilt wird. Beispiele für verschiedene Ansätze zur Slackverteilung finden sich in [368-372].

Strukturierung der Lastflussgleichungen nach Knotenarten

Mit Kenntnis über die Knotenspezifizierungen kann die allgemeine, nach Knotenarten strukturierte Form des Lastflussproblems gemäß (5.5.17) aufgestellt werden [357]:

$$\begin{array}{ll} \text{Gegeben:} & (P_1, |\underline{U}_1|), \quad \dots, (P_m, |\underline{U}_m|), \quad \underline{S}_{m+1}, \quad \dots, \underline{S}_{n-1}, \quad \underline{U}_n \\ \text{Gesucht:} & (Q_1, \theta_1), \quad \dots, (Q_m, \theta_m), \quad \underline{U}_{m+1}, \quad \dots, \underline{U}_{n-1}, \quad \underline{S}_n \end{array} \quad (5.5.17)$$

Die Knoten $1, \dots, m$ stellen demnach Einspeiseknoten dar, wohingegen die Knoten $m+1, \dots, n-1$ den Lastknoten entsprechen. Der Knoten n steht für den gewählten Bilanzknoten.

5.5.2.4 Randbedingungen des Lastflussproblems

Für den sicheren Betrieb des Netzes muss sichergestellt sein, dass die Betriebsgrenzen des Netzes sowie der eingesetzten Betriebsmittel eingehalten werden. Daraus folgt, dass die vorgegebenen und gesuchten Variablen nur Werte innerhalb festgelegter Grenzen annehmen dürfen. Folgende Bedingungen müssen daher erfüllt sein [373]:

Die Blindleistungsbereitstellung von Generatoren an Einspeiseknoten muss zwischen einer oberen Grenze Q_i^{max} und einer unteren Grenze Q_i^{min} liegen. Ansonsten besteht die Gefahr, dass der Generator außer Tritt fällt oder die Erregerwicklung thermisch überlastet wird [41]. Für die m Einspeiseknoten gilt daher nach (5.5.18):

$$Q_i^{min} < Q_i < Q_i^{max} \quad \text{für } i = 1, \dots, m. \quad (5.5.18)$$

An Lastknoten ist darauf zu achten, dass die Spannungen im Bereich der zulässigen Toleranzbänder der jeweiligen Spannungsebene liegen (vgl. Abschnitt 2.5.4). Ein Betrieb außerhalb der Toleranzen von ca. $\pm (5 - 10\%)$ der üblichen Betriebsspannung würde die sichere Funktionsweise der elektrischen Betriebsmittel gefährden [373]. An den Lastknoten gilt daher gemäß (5.5.19):

$$|\underline{U}_i|^{min} < |\underline{U}_i| < |\underline{U}_i|^{max} \quad \text{für } i = m + 1, \dots, n - 1. \quad (5.5.19)$$

Bezüglich der Leitungen darf insbesondere der thermische Grenzstrom nicht überschritten werden. Gemäß Abschnitt 2.5.2 wird die thermische Belastung ansonsten zu groß, was beispielsweise bei Freileitungen zum unzulässig starken Durchhängen des Leiterseils führt. Zudem resultieren erhöhte Verluste und zu große Spannungsfälle auf der Leitung [51]. Für die Stabilität des Netzes ist es zudem wichtig, dass die Phasenverschiebung $|\theta_i - \theta_k|$ zwischen den Knoten i und k entsprechend (5.5.20) den maximal zulässigen Spannungswinkel der Übertragungsleitung nicht überschreitet [373]:

$$|\theta_i - \theta_k| < |\theta_i - \theta_k|^{max} \quad \text{für } i, k = 1, \dots, n \text{ und } i \neq k. \quad (5.5.20)$$

5.5.3 Mathematische Lösung des Lastflussproblems

Gemäß (5.5.16) sind die Lastflussgleichungen nicht linear, sondern enthalten Produkte der Knotenspannungen. Bei dem Lastflussproblem handelt sich somit um nichtlineare Gleichungssysteme höherer Ordnung, die sich nicht mehr analytisch, sondern nur noch numerisch anhand von iterativen Verfahren lösen lassen [37]. Die Berechnung dieser nichtlinearen Gleichungssysteme wird im Folgenden als AC-Lastflussberechnung bezeichnet und in Abschnitt 5.5.3.1 detailliert behandelt.

Der Rechenaufwand lässt sich deutlich reduzieren, indem die nichtlinearen Lastflussgleichungen zunächst linearisiert und anschließend analytisch gelöst werden [58, 374]. Sofern gewisse Annahmen im Netz erfüllt sind, kann auf diese Weise eine hinreichend genaue Näherungslösung für zahlreiche Fragestellungen ermittelt werden [58]. Diese im Folgenden als DC-Lastflussberechnung bezeichnete Berechnungsmethode wird in Abschnitt 5.5.3.2 vorgestellt.

Eine wichtige Rolle bei der Planung zukünftiger Netzstrukturen spielt die Integration von HGÜ-Leitungen in das AC-Netz [5]. Hieraus ergeben sich bedeutende Fragestellungen bezüglich des Netzbetriebs, da die Leistungsübertragung über die HGÜ-Leitungen im Rahmen der Übertragungskapazität weitestgehend beliebig eingestellt werden kann. Die resultierenden Leistungsflüsse in dem hybriden Netz²⁶ ergeben sich demnach nicht wie bei einem reinen AC-Netz aus den physikalischen Lastflussgleichungen (5.5.16) alleine, sondern hängen zusätzlich wesentlich von den gewählten Betriebsparametern der HGÜ-Leitungen ab. Ein in diesem Zusammenhang erstmalig entwickelter mathematischer Ansatz auf Basis genetischer Algorithmen, der sich zur Berechnung dieser hybriden Netzstrukturen als geeignet erwiesen hat, wird in Abschnitt 5.5.3.3 vorgestellt.

5.5.3.1 AC-Lastflussberechnung

Bei der Berechnung der nichtlinearen Gleichungssysteme aus (5.5.16) wird im Wesentlichen zwischen Stromiterationsverfahren und dem Newton-Raphson-Verfahren unterschieden [41]. Bei Stromiterationsverfahren werden aus den gegebenen Knotenleistungen unter Zuhilfenahme eines Startvektors für die Knotenspannungen zunächst die Knotenströme ermittelt [41]. Anhand des linearen Gleichungssystems (5.5.8) können dann die iterativ verbesserten Knotenspannungen errechnet werden [41]. Der wichtigste Vertreter der Stromiterationsverfahren ist das Gauß-Seidel Verfahren, das im nächsten Abschnitt vorgestellt wird. Bei dem anschließend beschriebenen Newton-Raphson-Verfahren werden die Knotenspannungen iterativ direkt aus den Leistungen ermittelt [41]. Verglichen mit dem Gauß-Seidel Verfahren ist es für große Systeme aufgrund der wesentlich schnelleren Konvergenz deutlich besser geeignet und wird daher heutzutage bevorzugt eingesetzt [366, 375]. Nachteilig ist hingegen die große Abhängigkeit vom Startvektor, der möglichst genau am gesuchten Endergebnis liegen muss, damit das Verfahren in eine plausible Lösung konvergiert.

Das Ergebnis sowohl der Gauß-Seidel Iteration als auch des Newton-Raphson Verfahrens sind die Knotenleistungen und Knotenspannungen für jeden einzelnen Knoten. Im letzten Abschnitt wird daher

²⁶ Mit hybriden Netzen sind Wechselstromnetze gemeint, die um HGÜ-Verbindungen ergänzt werden.

noch auf die anschließende Bestimmung der Leitungsströme, Leistungsflüsse und Netzverluste eingegangen.

Das Gauß-Seidel Verfahren

Für die Herleitung des Gauß-Seidel Verfahrens sei zunächst angenommen, dass $\underline{S}_1, \dots, \underline{S}_{n-1}, \underline{U}_n$ bekannt sind und $\underline{U}_1, \dots, \underline{U}_{n-1}, \underline{S}_n$ gesucht werden [357]²⁷. Demnach fällt die Wahl des Bilanzknotens auf den Knoten n und alle weiteren Knoten werden als PQ-Knoten beschrieben. Das Ziel besteht darin, die Knotengleichung des Knotens i nach der Spannung $\underline{U}_i$ aufzulösen [41]. Ausgangspunkt ist die i -te Knotenpunktleistung nach Gleichung (5.5.13). Danach gilt [357]:

$$\underline{S}_n = \underline{U}_n \left(\sum_{k=1}^n \underline{y}_{nk} \underline{U}_k \right)^* \quad (5.5.21)$$

$$\underline{S}_i = \underline{U}_i \left(\sum_{k=1}^n \underline{y}_{ik} \underline{U}_k \right)^* \quad \text{für } i = 1, \dots, n-1. \quad (5.5.22)$$

Sofern die Werte $\underline{U}_1, \underline{U}_2, \dots, \underline{U}_n$ bekannt sind, lässt sich $\underline{S}_n$ gemäß (5.5.21) explizit lösen [357]. Da die Spannung $\underline{U}_n$ durch die Wahl des Bilanzknotens n als bekannt vorausgesetzt wird, müssen lediglich die Spannungen $\underline{U}_1, \underline{U}_2, \dots, \underline{U}_{n-1}$ ermittelt werden. Somit liegen $n-1$ Unbekannte vor, die mit Hilfe der $n-1$ Gleichungen aus (5.5.22) gelöst werden können [357]. Durch Bestimmung der komplex Konjugierten von (5.5.22) in Gleichung (5.5.23) und weitere Umformungen folgt Gleichung (5.5.24):

$$\underline{S}_i^* = \underline{U}_i^* \sum_{k=1}^n \underline{y}_{ik} \underline{U}_k \quad \text{für } i = 1, \dots, n-1. \quad (5.5.23)$$

$$\frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} = \underline{y}_{ii} \underline{U}_i + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \underline{y}_{ik} \underline{U}_k \quad \text{für } i = 1, \dots, n-1. \quad (5.5.24)$$

Durch Auflösung von Gleichung (5.5.24) nach $\underline{U}_i$ und Einsetzen von $\underline{S}_i^* = P_i - jQ_i$ resultiert:

$$\underline{U}_i = \frac{1}{\underline{y}_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^*} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \underline{y}_{ik} \underline{U}_k \right] \quad \text{für } i = 1, \dots, n-1. \quad (5.5.25)$$

²⁷ Im Gegensatz zu [357] wird aus Konsistenzgründen im Folgenden nicht Knoten 1 sondern Knoten n als Bilanzknoten gewählt.

In (5.5.25) liegen entsprechend $n - 1$ implizite, nichtlineare Gleichungen vor, wobei die unbekannten, komplexen Spannungen $\underline{U}_i$ die allgemeine Form gemäß (5.5.26) aufweisen [357]:

$$\begin{aligned}\underline{U}_1 &= \tilde{h}_1(\underline{U}_1, \underline{U}_2, \dots, \underline{U}_{n-1}) \\ \underline{U}_2 &= \tilde{h}_2(\underline{U}_1, \underline{U}_2, \dots, \underline{U}_{n-1}) \\ \underline{U}_{n-1} &= \tilde{h}_{n-1}(\underline{U}_1, \underline{U}_2, \dots, \underline{U}_{n-1}).\end{aligned}\tag{5.5.26}$$

Die Terme $\tilde{h}_i$ entsprechen der rechten Seite von Gleichung (5.5.25). Definiert man nun einen komplexen Vektor $\mathbf{x}$ mit den Komponenten $x_1 = \underline{U}_1, x_2 = \underline{U}_2, \dots, x_N = \underline{U}_{n-1}$ sowie einen Vektor $\mathbf{h}$ mit den Komponenten $h_1 = \tilde{h}_1, h_2 = \tilde{h}_2, \dots, h_N = \tilde{h}_{n-1}$, erhält man $N \triangleq n - 1$ Gleichungen mit N Unbekannten [357]. In kompakter Vektorschreibweise dargestellt, folgt (5.5.27) [357]:

$$\mathbf{x} = \mathbf{h}(\mathbf{x}).\tag{5.5.27}$$

Gleichung (5.5.27) kann nun anhand folgender Rekursionsformel (5.5.28) gelöst werden [357]:

$$\mathbf{x}^{(v+1)} = \mathbf{h}(\mathbf{x}^{(v)}) \quad \text{für } v = 0, 1, 2, \dots\tag{5.5.28}$$

Wird diese Iterationsregel auf Gleichung (5.5.25) angewandt, ergibt sich die Iterationsvorschrift für die Knotenspannung $\underline{U}_i$ gemäß (5.5.29) [41]:

$$\underline{U}_i^{(v+1)} = \frac{1}{y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^{(v)*}} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n y_{ik} \underline{U}_k^{(v)} \right] \quad \text{für } i = 1, \dots, n-1.\tag{5.5.29}$$

In skalarer Form geschrieben resultiert aus Gleichung (5.5.28) mit $v = 0, 1, 2, \dots$ die sogenannte Gauß Iteration in (5.5.30) [357]:

$$\begin{aligned}x_1^{(v+1)} &= h_1(x_1^{(v)}, x_2^{(v)}, \dots, x_N^{(v)}) \\ x_2^{(v+1)} &= h_2(x_1^{(v)}, x_2^{(v)}, \dots, x_N^{(v)}) \\ &\vdots \\ x_N^{(v+1)} &= h_N(x_1^{(v)}, x_2^{(v)}, \dots, x_N^{(v)})\end{aligned}\tag{5.5.30}$$

Die Gleichungen werden für jeden Rechenschritt nacheinander von oben nach unten gelöst. Da in dieser Form das gesamte Gleichungssystem für einen festen Knotenvektor $\mathbf{x}^{(v)}$ abgearbeitet wird, spricht man vom sogenannten Gesamtschrittverfahren [41].

Dabei kann ausgenutzt werden, dass die Lösung für $x_1^{(v+1)}$ bereits vorliegt, bevor die zweite Gleichung berechnet wird. Da der aktualisierte Wert $x_1^{(v+1)}$ erwartungsgemäß ein besserer Schätzwert ist als $x_1^{(v)}$, ist es sinnvoll, den aktualisierten Wert in der zweiten Gleichung zu berücksichtigen [357]. Dies gilt analog für jede weitere zu lösende Gleichung. Das Vorgehen entspricht schließlich dem Gauß-Seidel Verfahren in (5.5.31), das aufgrund der Aktualisierung der Werte nach jedem Rechenschritt auch Einzelschrittverfahren genannt wird [41, 357]. Verglichen mit dem Gesamtschrittverfahren konvergiert es nicht nur schneller, sondern ist auch effizienter zu implementieren [357].

$$\begin{aligned}
 x_1^{v+1} &= h_1(x_1^{(v)}, x_2^{(v)}, x_3^{(v)}, \dots, x_N^{(v)}) \\
 x_2^{v+1} &= h_2(x_1^{(v+1)}, x_2^{(v)}, x_3^{(v)}, \dots, x_N^{(v)}) \\
 x_3^{v+1} &= h_3(x_1^{(v+1)}, x_2^{(v+1)}, x_3^{(v)}, \dots, x_N^{(v)}) \\
 &\vdots \\
 x_N^{v+1} &= h_N(x_1^{(v+1)}, x_2^{(v+1)}, \dots, x_{N-1}^{(v+1)}, x_N^{(v)})
 \end{aligned} \tag{5.5.31}$$

Ausgangspunkt der Iteration ist ein Startvektor $\mathbf{x}^{(0)}$, der zuvor festgelegt werden muss. Im Normalbetrieb eines Netzes sollten die Knotenspannungsbeträge in erster Näherung nah an der nominellen Betriebsspannung liegen und die Spannungsdifferenzwinkel zwischen den Knoten verhältnismäßig klein sein. Aus diesem Grund bietet sich der sogenannte „Flat Start“ als geeigneter Startvektor an. Hierbei setzt man die Beträge aller Knotenspannungen gleich der Nennspannung ($|\underline{U}_i| = |\underline{U}_{Nenn}|$) und ihre Winkel zu Null ($\theta_i = 0$) [37]. Konvergiert die Sequenz $\mathbf{x}^{(0)}, \mathbf{x}^{(1)}, \mathbf{x}^{(2)}, \dots$ (d.h. $\mathbf{x}^{(v)} \rightarrow \mathbf{x}^*$), liegt gemäß (5.5.32) folgende Lösung vor [357]:

$$\mathbf{x}^* = \mathbf{h}(\mathbf{x}^*). \tag{5.5.32}$$

In der Praxis wird die Iteration bereits abgebrochen, sobald die Änderungen in $\mathbf{x}^{(v)}$ verglichen zur vorherigen Iteration sehr klein werden und eine Konvergenzschranke unterschreiten [357]. Hierzu wird mit $\Delta \mathbf{x}^{(v)} \triangleq \mathbf{x}^{(v+1)} - \mathbf{x}^{(v)}$ eine Fehlernorm

$$\|\Delta \mathbf{x}^{(v)}\| < \varepsilon \tag{5.5.33}$$

definiert, wobei ε einer kleinen positiven Zahl (typischerweise $\varepsilon = 10^{-3}$ oder $\varepsilon = 10^{-4}$) entspricht [357]. Alternativ kann die Anzahl an Iterationen vorgegeben werden, sofern im weiteren Verlauf des Lösungsprozesses ein anderes Verfahren zum Einsatz kommen soll. Der Iterationsverlauf ist in Abbildung 5.53 für zwei Dimensionen schematisch dargestellt [357].

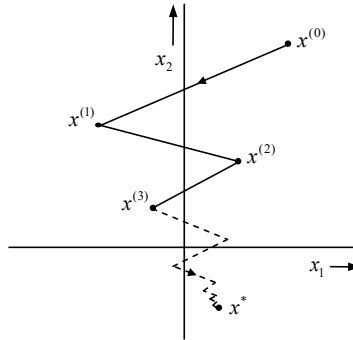


Abbildung 5.53: Iterationsschritte der Gauß-Seidel Iteration [357]

Newton-Raphson Verfahren

Das Newton-Raphson Verfahren ist ein effizienter Algorithmus zum Lösen nichtlinearer Gleichungen [364]. Dabei wird das Verfahren zur Lösung einer nichtlinearen Gleichung zunächst in ein Verfahren der iterativen Nullstellenberechnung linearer Gleichungen überführt [64, 364]. Ausgehend von einem vorgegebenen Startwert wird die nichtlineare Funktion in jedem Iterationsschritt durch eine nach dem ersten Glied abgebrochene Taylor-Reihe approximiert [41]. Anschließend werden die Nullstellen der linearisierten Funktion ermittelt und als neue Eingangswerte für die nächste Iteration übernommen. Zur Verdeutlichung der Vorgehensweise ist eine geometrische Interpretation des Verfahrens für die nichtlineare Funktion $f(x) = 0$ in Abbildung 5.54 dargestellt [376].

Ausgangspunkt des Newton-Raphson Algorithmus sind die aus Gleichung (5.5.16) bekannten realen Wirk- und Blindleistungsgleichungen, deren Lösung das Ziel der Lastflussberechnung ist [357]. Um das Problem in ein Nullstellenproblem überführen zu können, müssen diese zunächst in die Form $\mathbf{F}(\mathbf{X}) = \mathbf{0}$ gebracht werden. Dies geschieht in (5.5.34) durch einfache Umstellung von Gleichung (5.5.16):

$$\left. \begin{aligned} P_i - \sum_{k=1}^n |\underline{U}_i| |\underline{U}_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) &= 0 \\ Q_i - \sum_{k=1}^n |\underline{U}_i| |\underline{U}_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) &= 0 \end{aligned} \right\} \quad \text{für } i = 1, \dots, n. \quad (5.5.34)$$

Durch die Definition

$$\left. \begin{aligned} P_i(\mathbf{X}) &:= \sum_{k=1}^n |\underline{U}_i| |\underline{U}_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \\ Q_i(\mathbf{X}) &:= \sum_{k=1}^n |\underline{U}_i| |\underline{U}_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \end{aligned} \right\} \quad \text{für } i = 1, \dots, n \quad (5.5.35)$$

In diesen Gleichungen sind P_i und Q_i spezifizierte Konstanten, während $P_i(\mathbf{X})$ und $Q_i(\mathbf{X})$ spezifizierte Funktionen der Unbekannten $\mathbf{X}$ sind [357]. Die Unbekannten entsprechen demnach den Knotenspannungsbeträgen $|\underline{U}_i|$ und Knotenwinkeln θ_i , die mit Hilfe des Newton-Raphson Verfahrens ermittelt werden sollen [357].

An dieser Stelle kann die Spezifizierung der Knoten aus Abschnitt 5.5.2.3 zur Reduzierung des Problems genutzt werden, was zu einer signifikanten Verkürzung der benötigten Rechenzeit führt. Demnach sind lediglich für die Lastknoten sowohl die Knotenspannungsbeträge als auch -winkel zunächst unbekannt. Für die Einspeiseknoten hingegen werden die Knotenspannungsbeträge und für den Bilanzknoten sowohl Knotenspannungsbetrag als auch -winkel vorab festgelegt. Die Spezifizierung der Knoten führt dazu, dass für die Einspeiseknoten die Blindleistungsgleichungen und für den Bilanzknoten die Blind- und Wirkleistungsgleichung aus dem Iterationsverfahren gestrichen werden können [364].

Im Iterationsprozess werden zunächst alle unbekannten $|\underline{U}_i|$ und θ_i anhand der verbliebenen Lastflussgleichungen bestimmt. Erst im Nachgang werden die an den Einspeise- und dem Bilanzknoten vorliegenden Wirk- und Blindleistungen explizit bestimmt [364]. Dazu müssen lediglich die ermittelten bzw. bereits spezifizierten Werte für $|\underline{U}_i|$ und θ_i in die verbleibenden Lastflussgleichungen eingesetzt werden [364]. Das Gleichungssystem (5.5.37) kann daher um die rausfallenden Gleichungen gekürzt werden. Hierzu wird konsistent zu dem in Gleichung (5.5.17) strukturiertem Lastflussproblem angenommen, dass m der Anzahl an Einspeiseknoten und $n - m - 1$ der Anzahl der Lastknoten entspricht. Entsprechend steht der Knoten n für den Bilanzknoten. Daraus folgt das reduzierte Gleichungssystem (5.5.38) mit den zu ermittelnden $n - 1$ Variablen θ_i und den $n - m - 1$ Variablen $|\underline{U}_i|$. In Summe handelt es sich somit um $2n - m - 2$ unbekannte Variablen, die mit den $2n - m - 2$ Gleichungen gelöst werden können [364].

$$\tilde{\mathbf{F}}(\mathbf{X}) := \begin{bmatrix} P_1 - P_1(\mathbf{X}) \\ \vdots \\ P_{n-1} - P_{n-1}(\mathbf{X}) \\ \dots\dots\dots \\ Q_{m+1} - Q_{m+1}(\mathbf{X}) \\ \vdots \\ Q_{n-1} - Q_{n-1}(\mathbf{X}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_1(\mathbf{X}) \\ \vdots \\ \Delta P_{n-1}(\mathbf{X}) \\ \dots\dots\dots \\ \Delta Q_{m+1}(\mathbf{X}) \\ \vdots \\ \Delta Q_{n-1}(\mathbf{X}) \end{bmatrix} \quad (5.5.38)$$

$$\text{mit } \mathbf{X} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\theta} \\ |\underline{\mathbf{U}}| \end{bmatrix}, \boldsymbol{\theta} = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_{n-1} \end{bmatrix} \text{ und } |\underline{\mathbf{U}}| = \begin{bmatrix} |\underline{U}_{m+1}| \\ \vdots \\ |\underline{U}_{n-1}| \end{bmatrix}.$$

Durch die Bildung des Taylor-Polynoms erster Ordnung kann nun für jede Iteration v das nichtlineare Gleichungssystem $\tilde{\mathbf{F}}(\mathbf{X}) = 0$ durch folgendes lineare Gleichungssystem (5.5.39) approximiert werden:

$$\tilde{\mathbf{F}}(\mathbf{X}^{(v)}) = \mathbf{J}^{(v)} \Delta \mathbf{X}^{(v)}. \quad (5.5.39)$$

Der Vektor der Wirk- und Blindleistungsabweichungen ist hierbei durch

$$\tilde{\mathbf{F}}(\mathbf{X}^{(v)}) = \begin{bmatrix} P_1 - P_1(\mathbf{X}^{(v)}) \\ \vdots \\ P_{n-1} - P_{n-1}(\mathbf{X}^{(v)}) \\ \dots\dots\dots \\ Q_{m+1} - Q_{m+1}(\mathbf{X}^{(v)}) \\ \vdots \\ Q_{n-1} - Q_{n-1}(\mathbf{X}^{(v)}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_1^{(v)} \\ \vdots \\ \Delta P_{n-1}^{(v)} \\ \dots\dots\dots \\ \Delta Q_{m+1}^{(v)} \\ \vdots \\ \Delta Q_{n-1}^{(v)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P}^{(v)} \\ \Delta \mathbf{Q}^{(v)} \end{bmatrix} \quad (5.5.40)$$

gegeben. Der Vektor der Korrekturwerte in der v -ten Iterationsstufe entspricht:

$$\Delta \mathbf{X}^{(v)} = \begin{bmatrix} \Delta \theta_1^{(v)} \\ \vdots \\ \Delta \theta_{n-1}^{(v)} \\ \dots\dots\dots \\ \Delta |\underline{U}_{m+1}|^{(v)} / |\underline{U}_{m+1}| \\ \vdots \\ \Delta |\underline{U}_{n-1}|^{(v)} / |\underline{U}_{n-1}| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta}^{(v)} \\ (\Delta |\underline{U}| / |\underline{U}|)^{(v)} \end{bmatrix}. \quad (5.5.41)$$

Die Spannungskorrekturen $\Delta |\underline{U}_i|$ werden dabei auf die entsprechenden Knotenspannungen $|\underline{U}_i|$ bezogen ($\Delta |\underline{U}| / |\underline{U}|$), so dass die modifizierten Elemente die gleiche Größenordnung besitzen. Dies bringt entscheidende Vorteile für die numerische Berechnung mit sich [37]. Im Gegenzug müssen die korrespondierenden Elemente der Matrix $\mathbf{J}^{(v)}$ mit $|\underline{U}_i|$ multipliziert werden, damit die Gleichung $\tilde{\mathbf{F}}(\mathbf{X}^{(v)}) = \mathbf{J}^{(v)} \Delta \mathbf{X}^{(v)}$ trotz dieser Manipulation gültig bleibt. Die sogenannte Jacobi-Matrix $\mathbf{J}^{(v)}$ entspricht der Matrix sämtlicher erster partieller Ableitungen der Funktion $\tilde{\mathbf{F}}(\mathbf{X})$ und weist entsprechend die Form gemäß (5.5.42) auf [366].

$$\mathbf{J}^{(v)} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial \Delta P_1}{\partial \theta_1} \right)^{(v)} & \dots & \left(\frac{\partial \Delta P_1}{\partial \theta_{n-1}} \right)^{(v)} & \left(|\underline{U}_{m+1}| \frac{\partial \Delta P_1}{\partial |\underline{U}_{m+1}|} \right)^{(v)} & \dots & \left(|\underline{U}_{n-1}| \frac{\partial \Delta P_1}{\partial |\underline{U}_{n-1}|} \right)^{(v)} \\ \vdots & \mathbf{H}^{(v)} & \vdots & \vdots & \mathbf{N}^{(v)} & \vdots \\ \left(\frac{\partial \Delta P_{n-1}}{\partial \theta_1} \right)^{(v)} & \dots & \left(\frac{\partial \Delta P_{n-1}}{\partial \theta_{n-1}} \right)^{(v)} & \left(|\underline{U}_{m+1}| \frac{\partial \Delta P_{n-1}}{\partial |\underline{U}_{m+1}|} \right)^{(v)} & \dots & \left(|\underline{U}_{n-1}| \frac{\partial \Delta P_{n-1}}{\partial |\underline{U}_{n-1}|} \right)^{(v)} \\ \hline \left(\frac{\partial \Delta Q_{m+1}}{\partial \theta_1} \right)^{(v)} & \dots & \left(\frac{\partial \Delta Q_{m+1}}{\partial \theta_{n-1}} \right)^{(v)} & \left(|\underline{U}_{m+1}| \frac{\partial \Delta Q_{m+1}}{\partial |\underline{U}_{m+1}|} \right)^{(v)} & \dots & \left(|\underline{U}_{n-1}| \frac{\partial \Delta Q_{m+1}}{\partial |\underline{U}_{n-1}|} \right)^{(v)} \\ \vdots & \mathbf{M}^{(v)} & \vdots & \vdots & \mathbf{L}^{(v)} & \vdots \\ \left(\frac{\partial \Delta Q_{n-1}}{\partial \theta_1} \right)^{(v)} & \dots & \left(\frac{\partial \Delta Q_{n-1}}{\partial \theta_{n-1}} \right)^{(v)} & \left(|\underline{U}_{m+1}| \frac{\partial \Delta Q_{n-1}}{\partial |\underline{U}_{m+1}|} \right)^{(v)} & \dots & \left(|\underline{U}_{n-1}| \frac{\partial \Delta Q_{n-1}}{\partial |\underline{U}_{n-1}|} \right)^{(v)} \end{bmatrix} \quad (5.5.42)$$

Aus Gleichung (5.5.42) wird ersichtlich, dass sämtliche Elemente der Jacobi-Matrix für jede Iterationsstufe v neu berechnet werden müssen. Dabei kann die Matrix in die vier Teilmatrizen $\mathbf{H}^{(v)}$, $\mathbf{N}^{(v)}$, $\mathbf{M}^{(v)}$ und $\mathbf{L}^{(v)}$ unterteilt werden. Für die Elemente der vier Teilmatrizen in der v -ten Iterationsstufe folgt aus den Gleichungen (5.5.34), (5.5.35) und (5.5.38) unterschieden nach Diagonal- ((5.5.43)-(5.5.50)) und Nicht-Diagonalelementen ((5.5.51)-(5.5.54)) [364]:

Für $k = i$:

$$\mathbf{H}_{ii} = \frac{\partial \Delta P_i}{\partial \theta_i} = |\underline{U}_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n |\underline{U}_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (5.5.43)$$

$$\mathbf{N}_{ii} = \frac{\partial \Delta P_i}{\partial |\underline{U}_i|} |\underline{U}_i| = -|\underline{U}_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n |\underline{U}_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) - 2|\underline{U}_i|^2 G_{ii} \quad (5.5.44)$$

$$\mathbf{M}_{ii} = \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial \theta_i} = -|\underline{U}_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n |\underline{U}_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (5.5.45)$$

$$\mathbf{L}_{ii} = \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial |\underline{U}_i|} |\underline{U}_i| = -|\underline{U}_i| \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n |\underline{U}_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) + 2|\underline{U}_i|^2 B_{ii} \quad (5.5.46)$$

bzw.

$$\mathbf{H}_{ii} = \frac{\partial \Delta P_i}{\partial \theta_i} = |\underline{U}_i|^2 B_{ii} + Q_i \quad (5.5.47)$$

$$\mathbf{N}_{ii} = \frac{\partial \Delta P_i}{\partial |\underline{U}_i|} |\underline{U}_i| = -|\underline{U}_i|^2 G_{ii} - P_i \quad (5.5.48)$$

$$\mathbf{M}_{ii} = \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial \theta_i} = |\underline{U}_i|^2 G_{ii} - P_i \quad (5.5.49)$$

$$\mathbf{L}_{ii} = \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial |\underline{U}_i|} |\underline{U}_i| = |\underline{U}_i|^2 B_{ii} - Q_i. \quad (5.5.50)$$

Für $k \neq i$:

$$\mathbf{H}_{ik} = \frac{\partial \Delta P_i}{\partial \theta_k} = -|\underline{U}_i| |\underline{U}_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (5.5.51)$$

$$\mathbf{N}_{ik} = \frac{\partial \Delta P_i}{\partial |\underline{U}_k|} |\underline{U}_k| = -|\underline{U}_i| |\underline{U}_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (5.5.52)$$

$$\mathbf{M}_{ik} = \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial \theta_k} = |\underline{U}_i| |\underline{U}_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} + B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (5.5.53)$$

$$\mathbf{L}_{ik} = \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial |\underline{U}_k|} |\underline{U}_k| = -|\underline{U}_i| |\underline{U}_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (5.5.54)$$

Aus diesen Gleichungen werden wichtige Eigenschaften der Jacobi-Matrix direkt ersichtlich: Die Nicht-Diagonalelemente jeder Teilmatrix stehen unmittelbar mit den Zweigadmittanzen $\underline{Y}_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}$ der direkten Leitungen zwischen den entsprechenden Knoten in Verbindung [357]. Sofern zwischen zwei Netzknoten keine direkte Verbindung existiert, ist der Wert der Zweigadmittanz und somit des entsprechenden Elements der Jacobi-Matrix gleich Null [357]. Wie bereits in Abschnitt 5.5.2 erwähnt wurde, sind die Knoten auf Übertragungsnetzebene in der Regel nur mit sehr wenigen anderen Knoten direkt verbunden. Bis zu 95 % aller Einträge der Jacobi-Matrix sind daher gleich Null [357]. Diese Spärlichkeit der Matrix ermöglicht es unter Zuhilfenahme weiterer rechnergestützten Techniken, die Rechengeschwindigkeit des Newton-Raphson Algorithmus weiter zu erhöhen [357].

Kompakt geschrieben ergibt sich für jede Iterationsstufe v folgende Gleichung (5.5.55):

$$\tilde{\mathbf{F}}(\mathbf{X}^{(v)}) = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P}(\mathbf{X}^{(v)}) \\ \Delta \mathbf{Q}(\mathbf{X}^{(v)}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}^{(v)} & \mathbf{N}^{(v)} \\ \mathbf{M}^{(v)} & \mathbf{L}^{(v)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta}^{(v)} \\ (\Delta |\underline{U}| / |\underline{U}|)^{(v)} \end{bmatrix} = \mathbf{J}^{(v)} \Delta \mathbf{X}^{(v)}. \quad (5.5.55)$$

Der Vektor auf der linken Seite der Gleichung beschreibt die Abweichungen der Wirk- und Blindleistungswerte $[\Delta \mathbf{P}(\mathbf{X}^{(v)}), \Delta \mathbf{Q}(\mathbf{X}^{(v)})]^T$ zwischen den bekannten bzw. spezifizierten Werten P_i und Q_i und den ermittelten Werten $P_i(\mathbf{X}^{(v)})$ und $Q_i(\mathbf{X}^{(v)})$ der jeweiligen Iteration [357]. Das Verfahren ist konvergiert, sobald diese Abweichungen eine zuvor definierte Genauigkeitsschranke $\varepsilon > 0$ unterschreiten.

Der Verfahrensablauf gestaltet sich wie folgt: Zunächst muss ein geeigneter Startvektor $\mathbf{X}^{(0)}$ gewählt werden, wobei die Konvergenz des Newton-Raphson Algorithmus wie beschrieben relativ stark von einem guten Startwert abhängt. Der „Flat start“ führt daher nicht zwingend zur Konvergenz. Der Startvektor wird dann in Gleichung (5.5.40) eingesetzt, so dass $[\Delta \mathbf{P}(\mathbf{X}^{(0)}), \Delta \mathbf{Q}(\mathbf{X}^{(0)})]^T$ ermittelt wird. Daraufhin wird das Gleichungssystem (5.5.55) nach $\Delta \mathbf{X}^{(0)}$ aufgelöst. Der ursprüngliche Startvektor muss anschließend um $\Delta \mathbf{X}^{(0)}$ korrigiert werden, um den neuen Näherungsvektor $\mathbf{X}^{(1)} = \mathbf{X}^{(0)} + \Delta \mathbf{X}^{(0)}$ zu

bestimmen. Durch Einsetzen von $\mathbf{X}^{(1)}$ werden dann die Vektoren der Wirkleistungs- und Blindleistungsabweichungen anhand von (5.5.41) sowie die Jacobi-Matrix anhand von (5.5.42) aktualisiert [357]. Das Vorgehen wird so lange wiederholt, bis $\Delta P_i(\mathbf{X}^{(v)})$ und $\Delta Q_i(\mathbf{X}^{(v)})$ hinreichend kleine Werte annehmen und das Verfahren konvergiert ist.

Nach der Iteration liegen alle zuvor unbekannten Spannungsbeträge $|\underline{U}_i|$ und Spannungswinkel θ_i vor. Gemeinsam mit den bereits vorab festgelegten Werten für $|\underline{U}_i|$ und θ_i werden schlussendlich noch die fehlenden Wirk- und Blindleistungen explizit bestimmt, indem die Werte in die verbleibenden Lastflussgleichungen eingesetzt werden.

In Abschnitt 5.5.2.4 wurde bereits erwähnt, dass auf die Einhaltung technischer Restriktionen an den Netzknoten geachtet werden muss. So muss die Blindleistungsbereitstellung an einem Einspeiseknoten zwischen den Grenzwerten $Q_i^{\min}$ und $Q_i^{\max}$ gehalten werden ($Q_i^{\min} < Q_i < Q_i^{\max}$ für $i = 1, \dots, m$). Sollte eine der Grenzen im Verlauf des Iterationsprozesses verletzt werden, kann in den Lösungsprozess eingegriffen werden. Für den betroffenen Knoten wird dazu der überschrittene Blindleistungsgrenzwert $Q_i^{\min}$ bzw. $Q_i^{\max}$ festgesetzt und dafür der Betrag der Knotenspannung $|\underline{U}_i|$ relaxiert [377]. Der Einspeiseknoten wird folglich in einen Lastknoten umgewandelt. Zur Identifizierung des Blindleistungsbedarfs im Netz kann die Verletzung der Blindleistungsgrenzen auch toleriert werden. Die Berechnung kann dann z.B. Aufschluss darüber geben, an welchen Stellen im Netz weitere Blindleistungskompensationsanlagen zur Spannungshaltung benötigt werden.

Bestimmung der Leitungsströme, Leistungsflüsse und Netzverluste

Nach der Bestimmung der vier Variablen $|\underline{U}_i|$, θ_i , P_i und Q_i für alle n Netzknoten mit einem der vorgestellten numerischen Lösungsverfahren, können die Ströme und Leistungsflüsse auf den Leitungen und Transformatoren sowie die Übertragungsverluste bestimmt werden. Die Herleitung lässt sich anhand der in Abbildung 5.55 dargestellten π -Ersatzschaltung einer Leitung zwischen den beiden Knoten i und k verdeutlichen [373].

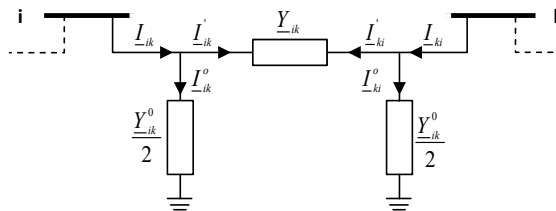


Abbildung 5.55: π -Ersatzschaltung einer Leitung zwischen den Knoten i und k

$\underline{S}_{ik} = P_{ik} + j Q_{ik}$ ist die komplexe Scheinleistung, die vom Knoten i zum Knoten k übertragen wird, $\underline{I}_{ik}$ der von Knoten i in Richtung Knoten k fließende Leitungsstrom sowie $\underline{U}_i$ und $\underline{U}_k$ die Knotenspannung an dem Knoten i bzw. k . Die Leitung ist charakterisiert durch die Zweigadmittanz $\underline{Y}_{ik}$ und die Queradmittanz $\underline{Y}_{ik}^0$. Die Kirchhoffsche Knotenregel ergibt für den Strom $\underline{I}_{ik}$ gemäß Gleichung (5.5.56) [375]:

$$\underline{I}_{ik} = \underline{I}'_{ik} + \underline{I}^0_{ik} = (\underline{U}_i - \underline{U}_k)\underline{Y}_{ik} + \underline{U}_i \frac{\underline{Y}_{ik}^0}{2}. \quad (5.5.56)$$

Für die an Knoten i in die Leitung nach Knoten k eingespeiste Scheinleistung gilt (5.5.57):

$$\underline{S}_{ik} = P_{ik} + j Q_{ik} = \underline{U}_i \underline{I}_{ik}^*. \quad (5.5.57)$$

Durch Einsetzen der komplex Konjugierten von Gleichung (5.5.56) in Gleichung (5.5.57), ergibt sich folglich Gleichung (5.5.58):

$$\underline{S}_{ik} = \underline{U}_i \left((\underline{U}_i^* - \underline{U}_k^*) \underline{Y}_{ik}^* + \underline{U}_i^* \frac{\underline{Y}_{ik}^{0*}}{2} \right). \quad (5.5.58)$$

Analog folgt für die von Knoten k nach Knoten i übertragene Scheinleistung:

$$\underline{S}_{ki} = P_{ki} + j Q_{ki} = \underline{U}_k \underline{I}_{ki}^* = \underline{U}_k \left((\underline{U}_k^* - \underline{U}_i^*) \underline{Y}_{ik}^* + \underline{U}_k^* \frac{\underline{Y}_{ik}^{0*}}{2} \right). \quad (5.5.59)$$

Falls P_{ik} größer ist, als P_{ki} , gibt der i -te Knoten entsprechend Wirkleistung an den k -ten Knoten ab. Im umgekehrten Fall gibt der k -te Knoten Wirkleistung ab, die der i -te Knoten aufnimmt [362]. Der komplexe Leistungsverlust ergibt sich entsprechend (5.5.60) durch von Addition $\underline{S}_{ik}$ und $\underline{S}_{ki}$:

$$\underline{S}_{ik,v} = \underline{S}_{ik} + \underline{S}_{ki} = P_{ik,v} + j Q_{ik,v}. \quad (5.5.60)$$

Die Scheinleistungsverluste setzen sich dabei aus den Wirkleistungsverlusten $P_{ik,v}$ auf der Leitung sowie der Blindleistungsaufnahme $Q_{ik,v}$ der Leitung zusammen [373]. Die gesamten Netzverluste entsprechen gemäß (5.5.61) der Summe aller Verluste auf den NL vorhandenen Leitungen bzw. Transformatoren im Netz:

$$\underline{S}_{ges,v} = \sum_{l=1}^{NL} \underline{S}_{ik,v}. \quad (5.5.61)$$

5.5.3.2 DC-Lastflussberechnung

Der Rechenaufwand des Lastflussproblems lässt sich deutlich reduzieren, indem die nichtlinearen Lastflussgleichungen durch hinreichend genaue Abschätzungen linearisiert und anschließend analytisch gelöst werden [58, 374]. Dies kann z.B. bei rechenintensiven Anwendungen wie Ausfallrechnungen oder im Bereich der in Abschnitt 5.5.3.3 beschriebenen Optimierung des Betriebs der HGÜ Leitungen von Vorteil sein. Sofern die getroffenen Annahmen nicht zu weit von der Realität abweichen, ermöglicht die DC-Lastflussberechnung eine relativ genaue Aussage über die Wirklastflussverteilung im Netz [37]. Die Herleitung der vereinfachten DC-Lastflussgleichung erfolgt ausgehend von den bekannten AC-Lastflussgleichungen aus (5.5.16):

$$\left. \begin{aligned} P_i &= \sum_{k=1}^n |\underline{U}_i| |\underline{U}_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \\ Q_i &= \sum_{k=1}^n |\underline{U}_i| |\underline{U}_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \end{aligned} \right\} \quad \text{für } i = 1, \dots, n.$$

In realen Netzen kann beobachtet werden, dass die Widerstände der Leitungen deutlich geringer sind, als deren Reaktanz. Dieses Verhältnis beträgt in der Regel $X/R \geq 4$ [374]. Gleichung (5.5.62) beschreibt die komplexwertige Admittanz $\underline{Y}$, die sich aus dem Wirkleitwert (Konduktanz) G und dem Blindleitwert (Suszeptanz) B zusammensetzt²⁸:

$$\underline{Y} = G + jB = \frac{R}{R^2 + X^2} + j \frac{-X}{R^2 + X^2}. \quad (5.5.62)$$

Für den Fall, dass X sehr viel größer ist als R , folgt, dass G verglichen zu B sehr klein wird. Dies erlaubt die Approximationen $G \approx 0$ und $B \approx -1/X$. Aus diesem Grund wird angenommen, dass sämtliche Wirkwiderstände R und Leitungskapazitäten C vernachlässigt werden können [378]. Hieraus resultiert allerdings, dass mit diesem Ansatz keine Wirkleistungsverluste berechnet werden. Angewandt auf die Lastflussgleichungen folgt (5.5.63):

$$\left. \begin{aligned} P_i &= \sum_{k=1}^n |\underline{U}_i| |\underline{U}_k| (B_{ik} \sin \theta_{ik}) \\ Q_i &= \sum_{k=1}^n |\underline{U}_i| |\underline{U}_k| (-B_{ik} \cos \theta_{ik}) \end{aligned} \right\} \quad \text{für } i = 1, \dots, n. \quad (5.5.63)$$

²⁸ Wie zuvor beschrieben, handelt es sich bei den Größen G_{ik} und B_{ik} in den Lastflussgleichungen nicht um die Konduktanzen und Suszeptanzen direkt, sondern vielmehr um Elemente der Knotenadmittanzmatrix. Die abgeleiteten Vereinfachungen sind dennoch erlaubt.

Eine weitere Beobachtung in realen Netzen ist, dass die Spannungswinkeldifferenzen $\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$ zwischen zwei Knoten eher gering sind. Im Regelfall nimmt der Spannungswinkel θ_{ik} Werte von deutlich unter 30° an [374]. Hieraus folgt, dass näherungsweise $\sin \theta_{ik} \approx \theta_{ik}$ und $\cos \theta_{ik} \approx 1$ gilt. Dieser Zusammenhang erlaubt gemäß (5.5.64) eine weitere Vereinfachung der Lastflussgleichungen und entfernt die trigonometrischen Terme:

$$\left. \begin{aligned} P_i &= \sum_{k=1}^n |\underline{U}_i| |\underline{U}_k| (B_{ik} \theta_{ik}) \\ Q_i &= \sum_{k=1}^n |\underline{U}_i| |\underline{U}_k| (-B_{ik}) \end{aligned} \right\} \quad \text{für } i = 1, \dots, n. \quad (5.5.64)$$

Des Weiteren wird angenommen, dass im Netz ein einheitliches Spannungsniveau vorherrscht [378]. Da in per-unit Größen gerechnet wird, stellt sich somit ein Betrag von $|\underline{U}_i| = |\underline{U}_k| = |\underline{U}_n| = 1$ ein. Diese Vereinfachung ergibt die lineare Wirkleistungsgleichung (5.5.65):

$$P_i = \sum_{k=1}^n (B_{ik} \theta_{ik}) \quad \text{für } i = 1, \dots, n. \quad (5.5.65)$$

Bei dem Ansatz wird unterstellt, dass die Blindleistungsbilanz an jedem Netzknoten durch lokale Blindleistungskompensation ausgeglichen wird und somit keine Blindleistung im Netz fließt [58]. Die verbleibende Blindleistungsgleichung kann daher vernachlässigt werden.

5.5.3.3 Hybride Berechnung von AC-Netzen mit integrierten HGÜ-Leitungen

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme werden bereits seit mehreren Dekaden eingesetzt, um asynchrone AC-Netze miteinander zu verbinden oder Leistungen über weite Entfernungen zu übertragen. Der Integration in bestehende AC-Netzstrukturen kommt dabei insbesondere in Deutschland zukünftig eine wachsende Bedeutung zu. So sollen HGÜ-Trassen wesentlich dazu beitragen, von Windenergieanlagen in Nord- und Ostdeutschland eingespeiste Leistungen zu den Lastsenken in Süd- und Westdeutschland zu transportieren [5]. Dabei wird vor allem auf die sogenannte VSC²⁹-Technologie gesetzt. Gegenüber der klassischen HGÜ-Technik, bei der in den netzgeführten Umrichtern lediglich ein-, nicht jedoch ausschaltbare Thyristoren zum Einsatz kommen, zeichnet sich die VSC-Technologie durch die Verwendung IGBT³⁰-basierter Leistungsschalter aus, die beliebig ein- und ausgeschaltet werden können [379]. Die Umrichter können somit selbstgeführt betrieben werden. Dadurch

²⁹ VSC - Voltage Source Converter

³⁰ IGBT - Insulated Gate Bipolar Transistor

lassen sich sowohl die Wirk-, als auch die Blindleistungsflüsse im Rahmen der Leistungsgrenzen des Umrichters beliebig und unabhängig voneinander einstellen. Die Umrichter-Station kann entsprechend Blindleistung für das AC-Netz bereitstellen oder aus dem AC-Netz absorbieren und somit einen wichtigen Beitrag zur Spannungsstabilität des Systems liefern.

In Hinblick auf die Betriebsweise des Netzes stellt diese freie Einstellmöglichkeit der HGÜ-Leitungen jedoch zusätzliche Freiheitsgrade dar, die den Lösungsraum für Netzberechnungsverfahren erheblich vergrößern. Das Auffinden der optimalen Betriebspunkte wird so zu einer äußerst komplexen Fragestellung. Zur mathematischen Lösung des resultierenden Optimierungsproblems wird im Rahmen dieser Arbeit erstmals ein Ansatz auf Basis genetischer Algorithmen vorgestellt. Aus diesem Grund wird im folgenden Abschnitt zunächst ein kurzer Überblick über die Grundlagen genetischer Algorithmen gegeben. Anschließend werden die Anpassungen für die Anwendung in der Lastflussberechnung vorgestellt.

Grundlagen genetischer Algorithmen

Genetische Algorithmen basieren auf dem von Charles R. Darwin beschriebenen Evolutionsprozess der Natur, nach dem die am besten, durch die natürlichen Prozesse der Selektion, Rekombination und Mutation angepassten Individuen überleben [380]. Ergeben sich durch zufällige Variationen vorteilhafte Eigenschaften, werden diese durch die natürliche Auslese beibehalten, wohingegen nachteilige Eigenschaften schlechtere Fortpflanzungs- und Vermehrungschancen mit sich bringen.

Zur Beschreibung genetischer Algorithmen werden die in Tabelle 5.14 aufgeführten, bekannten Begrifflichkeiten aus der Biologie verwendet [381-383].

Begriff	Erläuterung
Individuum	Eine mögliche Lösung des Problems
Population	Menge von Lösungen
Fitness	Lösungsqualität bezogen auf Zielfunktion
Generation	Iteration
Gen	Entscheidungsvariable
Genstring	Codierung einer möglichen Problemlösung (Zeichenkette)
Eltern	Zur Reproduktion ausgewählte Lösungen
Kinder, Nachkommen	Aus den Eltern erzeugte Lösungen

Tabelle 5.14: Termini genetischer Algorithmen [381-383]

Genetische Algorithmen sind populationsbasierte Verfahren, bei denen jede Iteration aus einer Vielzahl an individuellen Lösungen bzw. Individuen besteht [383]. Diese Individuen sind durch ihre Genstrings charakterisiert, bei denen das einzelne Gen für die Ausprägung einer Entscheidungsvariablen steht. Die Fitness des Individuums bemisst sich aus der Lösungsqualität hinsichtlich der Zielfunktion, die sich durch Einsetzen der entsprechenden Variablen ergibt. In einem Selektionsprozess werden

geeignete, vor allem einen hohen Fitnesswert aufweisende Individuen einer Generation als Eltern der nächsten Generation ausgewählt. Die Genstrings der neu entstehenden Individuen ergeben sich dann durch eine Kombination der Genstrings der Eltern sowie mögliche Mutationen. Dabei gibt der Grad des Elitismus die Höhe des Selektionsdrucks an, mit dem weniger fitte Individuen vom Fortpflanzungsprozess ausgeschlossen werden.

Der prinzipielle Ablauf des Optimierungsverfahrens ist in Abbildung 5.56 dargestellt [382]. In einem ersten Schritt wird der Algorithmus initialisiert. Hierzu werden die Entscheidungsvariablen zunächst geeignet codiert und in dem Genstring zusammengeführt. Anschließend wird eine Startpopulation generiert, wobei für jedes Individuum zufällige Werte für die einzelnen Entscheidungsvariablen gewählt werden [383]. Zusätzlich kann es auch sinnvoll sein, bekannte Startlösungen mit in die Population aufzunehmen [382].

Der Iterationsprozess startet zunächst mit der Ermittlung der Fitness der einzelnen Individuen und der Bewertung der aktuellen Generation. Danach wird geprüft, ob das Verfahren abgebrochen oder weitergeführt werden soll. Ein häufig genutztes Abbruchkriterium ist beispielsweise eine maximal erlaubte Anzahl an Iterationen ohne Fitnessverbesserung des besten Individuums.

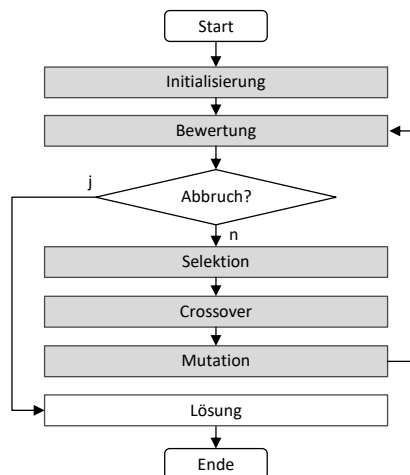


Abbildung 5.56: Verfahrensablauf eines genetischen Algorithmus [382]

Die neue Generation von Individuen wird durch einen Selektionsprozess ermittelt. Dabei gelangen die ausgewählten Individuen der Elterngeneration in den sogenannten „mating pool“ [383]. Dies sind vor allem Individuen mit einem hohen Fitnesswert. Zusätzlich werden jedoch auch Individuen mit geringem Fitnesswert berücksichtigt, um eine Dominanz einiger weniger Individuen und eine dadurch bedingte frühzeitige Konvergenz in einem lokalen Optimum zu vermeiden [382]. In dem als „Crossover“

bezeichnetem Rekombinationsverfahren werden schließlich die neuen Individuen bzw. Nachkommen erzeugt, indem die Genstrings der Elternindividuen aus dem mating pool an zufällig gewählten Stellen aufgetrennt und neu zusammengesetzt werden [382]. Zusätzlich werden in geringerem Maße zufällige Mutationen zugelassen, die zu Veränderungen im Genstring der neu generierten Individuen führen. So lässt sich der Lösungsraum um Bereiche erweitern, die in den vorgegangenen Generationen eventuell noch nicht betrachtet wurden. Diese Vorgehensweise dient ebenfalls dazu, der frühzeitigen Konvergenz in einem lokalen Optimum entgegenzuwirken. Beispiele für die Anwendung der genetischen Operatoren Crossover und Mutation sind in Abbildung 5.57 dargestellt [382].

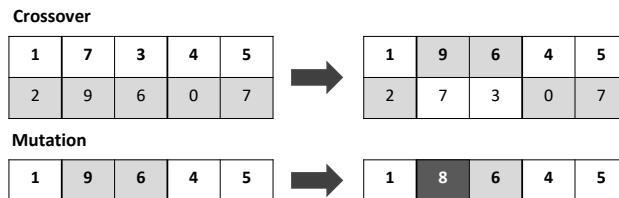


Abbildung 5.57: Funktionsweise der genetischen Operatoren Crossover und Mutation [382]

Je nach Parametrierung des Verfahrens, werden neben den neu erzeugten Individuen auch die jeweils besten Individuen der vorangegangenen Generation Teil der neuen Generation.

Anwendung auf die Lastflussberechnung

Im Rahmen dieser Arbeit werden genetische Algorithmen genutzt, um den Betrieb der einzelnen, in das AC-Netz integrierten HGÜ-Verbindungen zu optimieren. Hierbei wird grundsätzlich ein konkreter Netznutzungsfall betrachtet, d.h. die Einspeisungen und Lasten im AC-Netz sowie dessen Topologie bleiben abgesehen von den Leistungsabgaben bzw. -aufnahmen der HGÜ-Stationen sowie des Slack-knotens konstant. Im Verlauf der Optimierung werden daher lediglich die Leistungsübertragungen der einzelnen HGÜ-Leitungen variiert, was jedoch massiven Einfluss auf den Leistungsfluss im AC-Netz haben kann.

Die Entscheidungsvariablen bzw. Gene sind folglich die Wirkleistungsübertragungen der einzelnen HGÜ-Leitungen, die Werte kleiner oder gleich der maximalen Übertragungskapazität der Leitung annehmen dürfen. Jedes Individuum der Population entspricht dem gesamten Netzmodell und einer individuell angenommenen Betriebsweise der HGÜ-Leitungen, wobei der Genstring des Individuums durch die Sequenz der HGÜ-Leistungsübertragungen beschrieben wird.

Hinsichtlich der Fitness des Individuums kommen grundsätzlich verschiedene Zielfunktionen infrage. Für den Fall, dass HGÜ-Leitungen beispielsweise unterschiedliche Marktgebiete miteinander verbinden, könnten unterschiedliche Preisniveaus für Arbitragegewinne genutzt werden, wobei die Verluste

auf den HGÜ-Leitungen zu berücksichtigen sind. Die Betreiber der Leitungen könnten dann an einem gewinnmaximierenden Betrieb der Leitungen interessiert sein. Stellt die HGÜ-Leitung dagegen eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung innerhalb eines Marktgebietes dar, ergeben sich aufgrund des einheitlichen Preisniveaus keine Möglichkeiten für Arbitragegewinne. In diesem Fall kann sich eine wirtschaftliche Betriebsweise z.B. durch die Minimierung der insgesamt anfallenden Netznutzungsentgelte und damit der insgesamt übertragenen Leistung auszeichnen. Alternativ könnten auch andere Zielfunktionen von Interesse sein, z.B. die Minimierung der insgesamt anfallenden Netzverluste oder aber die Minimierung der Auslastung der am höchsten belasteten AC-Leitung, um Netzengpässe zu beseitigen. Zwar sind alle genannten Strategien im Modell implementiert, im Folgenden wird jedoch standardmäßig die insgesamt im AC-Netz und auf den HGÜ-Leitungen übertragende Leistung minimiert, auch wenn in diesem Fall Überlastungen auftreten sollten. Nach welchen Kriterien zukünftige HGÜ-Leitungen tatsächlich betrieben werden, bleibt eine wichtige offene Forschungsfrage, die z.B. anhand des vorliegenden Modells weitergehend untersucht werden kann.

5.5.4 Struktur des entwickelten Übertragungsnetzmodells

Abbildung 5.58 zeigt den Modellierungs-, Berechnungs- und Analyseablauf des entwickelten Übertragungsnetzmodells sowie dessen Einbindung in das Modellpaket.

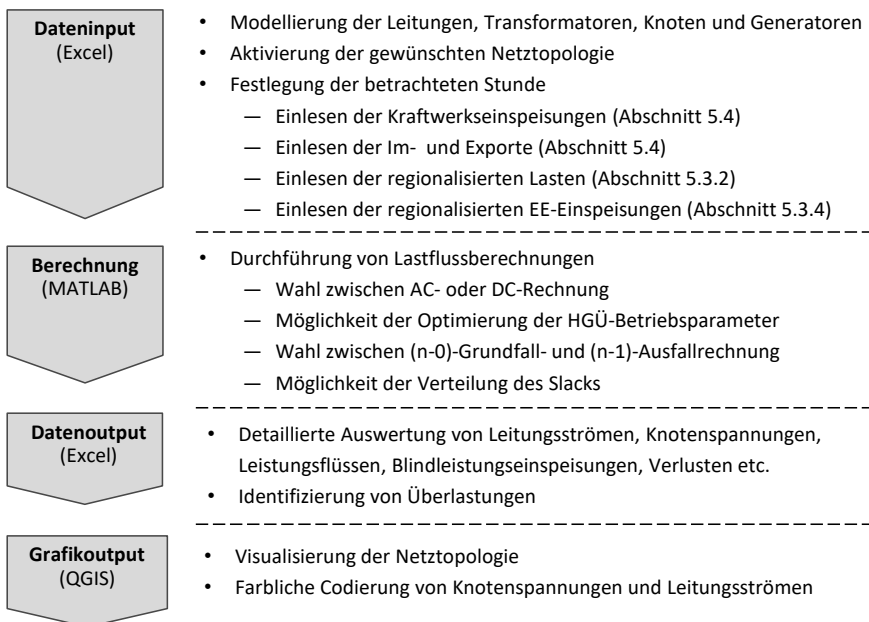


Abbildung 5.58: Einbindung des Übertragungsnetzmodells in das Modellpaket

Die Modellierung der Netztopologie sowie die Aufbereitung sämtlicher Eingangsdaten erfolgt in einer umfangreichen Excel-Datenbank. Die durch die verschiedenen Last- und Einspeisesituationen bestimmten Netznutzungsfälle werden generiert, indem über Schnittstellen auf die Rechenergebnisse des Elektrizitätsmarktmodells (Abschnitt 5.4) sowie der Regionalisierungsmodelle (Abschnitt 5.3) zurückgegriffen wird. Für jede zu berechnende Stunde werden sämtliche Eingangsgrößen entsprechend aktualisiert. Das in MATLAB realisierte Netzberechnungsprogramm, das auf die frei verfügbare Netzberechnungssoftware MATPOWER [384] sowie die Open Genetic Algorithm Toolbox [385] zurückgreift, liest die gewählte Netztopologie und den spezifischen Netznutzungsfall direkt aus der Excel-Datenbank aus. Je nach Nutzereinstellung können eine Vielzahl verschiedener Berechnungen durchgeführt werden, wobei auf den detaillierten Aufbau des Programms in den nächsten Abschnitten ausführlich eingegangen wird.

Die Topologie des Netzes sowie der betrachtete Netznutzungsfall werden durch die Knotenmatrix, die Generatormatrix, die Leitungsmatrix sowie die HGÜ-Leitungsmatrix beschrieben. Die Knotenmatrix enthält sämtliche nach den Knotenarten gemäß Tabelle 5.13 zugeordnete Knoten des Netzes. Die Summe der Lasten sowie die negativ gezählten Einspeisungen der erneuerbaren Energien greifen direkt an den Lastknoten an. Dabei werden auch die Startwerte für die auf per-unit Basis gegebenen Knotenspannungsbeträge und -winkel vorgegeben. Sofern sogenannte Extended-Ward-Ersatznetze zur Abbildung von Randnetzen (vgl. Abschnitt 5.5.5.6) durch konstante Lasten und Einspeisungen charakterisiert sind, fließen diese ebenfalls an dieser Stelle ein. Die Einspeisungen großer Kraftwerke und Speicher, Einspeisungen von Blindleistungskompensationsanlagen, die Austauschleistungen mit dem europäischen Ausland, Einspeisungen von Offshore Windparks sowie die Einspeisungen des Bilanzknotens werden in der Generatormatrix zusammengeführt. Die Generatoren sind durch ihre Wirkleistungseinspeisung, den Sollwert des anliegenden Spannungsbetrags sowie ihre Blindleistungsgrenzen charakterisiert und über eine kurze Leitung mit dem korrespondierenden Einspeiseknoten verbunden. Neben den Verbindungsleitungen von Generatoren zu Einspeisungsknoten enthält die Leitungsmatrix sämtliche Verbindungen zwischen den Netzknoten. Dies sind sowohl Leitungen, Ersatzlängszweige (vgl. Abschnitt 5.5.5.6) als auch Transformatoren, die Knoten unterschiedlicher Spannungsebenen miteinander verbinden. Jeder dieser Zweige ist durch seine Anschlussknoten sowie seine jeweiligen, auf per-unit Basis gegebenen, Wirk- und Blindwiderstände sowie Kapazitäten charakterisiert. Um die Analyse verschiedener Netztopologien zu ermöglichen, lassen sich alle Verbindungen sowie die aus mehreren Leitungen und Transformatoren bestehenden Ausbauprojekte aktivieren und deaktivieren. Von Netzbaumaßnahmen tangierte Leitungen und Transformatoren sind hierzu den Projekten des Netzentwicklungsplans zugeordnet [114]. Die HGÜ-Leitungsmatrix umfasst sämtliche HGÜ-Verbindungen mit Informationen über die prozentualen Verluste der Leitung, die maximalen Wirk- und Blindleistungen an den

Anschlussknoten sowie die ggf. voreingestellten Wirkleistungsübertragungen. Zudem sind die Sollwerte der per-unit Spannungsbeträge an den HGÜ-Stationen angegeben. Auch diese Leitungen lassen sich mühelos aktivieren und deaktivieren.

Im Anschluss an die Berechnung werden die Rechenergebnisse in Excel gespeichert sowie über das frei verfügbare Geoinformationssystem Quantum GIS [337] grafisch anhand von farblich kodierten Netzkarten visualisiert. Die ausgegebenen Daten erlauben eine detaillierte Analyse des Netzes hinsichtlich der Leitungsströme, Knotenspannungen, Leistungsflüsse, Blindleistungseinspeisungen oder auch Verluste und ermöglichen die Identifizierung von etwaigen Überlastungen im Netz.

5.5.4.1 Programmablauf

Der Programmablauf der Berechnung ist in Abbildung 5.59 dargestellt. Insgesamt setzt sich das Programm aus sieben Prozeduren zusammen, die in der Abbildung grau hinterlegt sind. Nach dem Programmstart werden in der Prozedur Datenimport zunächst die Daten und Nutzereinstellungen aus Excel eingelesen.

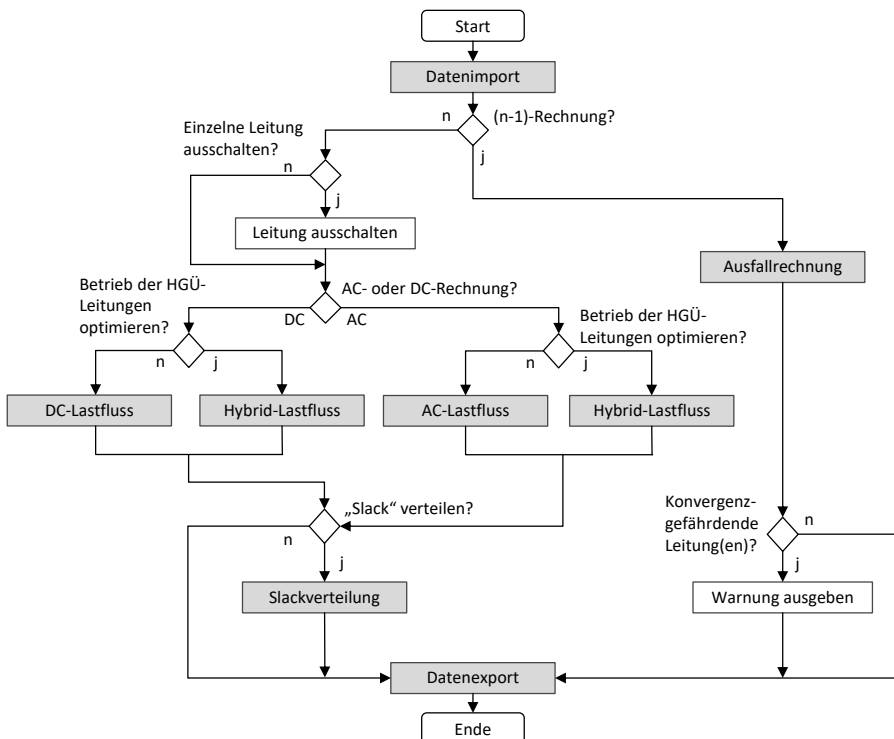


Abbildung 5.59: Programmablauf der Berechnung in MATLAB

Je nach Wahl des Nutzers wird anschließend eine (n-0)-Grundfallrechnung oder eine (n-1)-Ausfallrechnung durchgeführt. Für besondere Analysezwecke hat der Nutzer bei der Grundfallrechnung die Möglichkeit, eine spezifische Leitung zu deaktivieren. Dies kann insbesondere dann sinnvoll sein, wenn der Ausfall einer einzelnen Leitung zu Konvergenzproblemen in der Ausfallrechnung geführt hat und nähere Untersuchungen zum Auffinden der Ursache notwendig sind. Je nach Nutzereinstellung wird dann eine DC-, AC-, oder Hybrid-Lastfluss-Rechnung durchgeführt. Letztere wird gestartet, wenn der Betrieb der HGÜ-Leitungen nicht entsprechend der Voreinstellungen gewählt, sondern anhand des entwickelten Optimierungsverfahrens optimiert werden soll. Sofern der „Slack“, also die Wirkleistungseinspeisung des Bilanzknotens, über mehrere Netzknoten verteilt werden soll, wird im Anschluss die Prozedur Slackverteilung aufgerufen. Abschließend werden die Rechenergebnisse in der Prozedur Datenexport in die Excel-Datenbank und die Datenbank für die Netzkarten geschrieben. Auf den Aufbau der einzelnen Prozeduren wird im Folgenden eingegangen.

5.5.4.2 Datenimport

Abbildung 5.60 zeigt den Verfahrensablauf der Prozedur *Datenimport*.

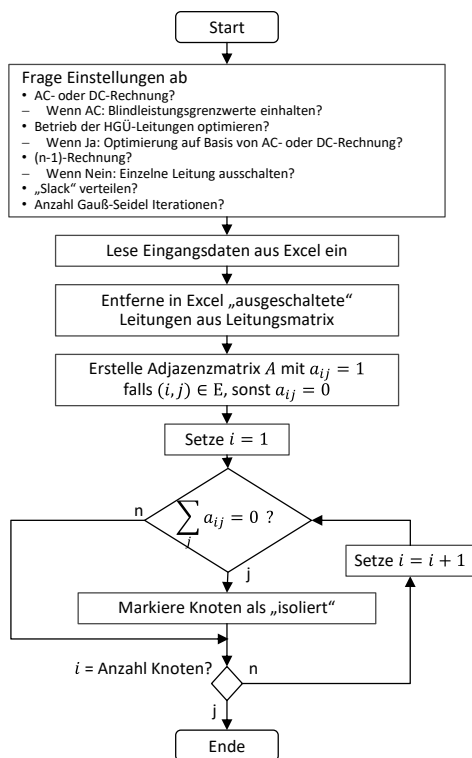


Abbildung 5.60: Verfahrensablauf der Prozedur *Datenimport*

Bevor die Datenmatrizen des Netzmodells aus Excel eingelesen werden, hat der Nutzer die Möglichkeit, verschiedene Einstellungen vorzunehmen. Unter anderem kann vorgegeben werden, ob die Blindleistungsgrenzen der Generatoren gemäß Abschnitt 5.5.2.4 eingehalten werden sollen oder nicht. Zudem lässt sich die Anzahl der Gauß-Seidel Iterationen vorgegeben werden, die dem Newton-Raphson Algorithmus zur Startwertnäherung vorgeschaltet werden sollen (vgl. Abschnitt 5.5.3.1).

Anschließend werden in Excel als deaktiviert markierte Leitungen aus der Leitungsmatrix entfernt. Durch das Entfernen von Leitungen kann es vorkommen, dass einzelne Netzknoten nicht mehr mit dem Netz verbunden sind. In diesem Fall kann z.B. Leistung, die an diesem Knoten eingespeist wird, nicht divergiert werden, so dass es unweigerlich zur Nichtkonvergenz der Rechenverfahren kommt. Aus diesem Grund müssen diese Knoten vorab identifiziert und als isoliert markiert werden. Dazu wird die Adjazenzmatrix A des Netzes erstellt, deren Elemente a_{ij} den Wert 1 annehmen, sofern zwischen i und j eine Verbindung besteht. Beträgt die i -te Zeilensumme Null folgt, dass der i -te Knoten mit keinem anderen Netzknoten verbunden und daher isoliert ist.

5.5.4.3 AC-Lastfluss

Der Verfahrensablauf der zentralen Prozedur *AC-Lastfluss* ist in Abbildung 5.61 dargestellt. Nachdem die Daten in der Prozedur *Datenimport* eingelesen wurden, wird zunächst geprüft, ob die Prozedur selbst aus der Prozedur Hybrid-Lastfluss (vgl. Abschnitt 5.5.4.5) aufgerufen wurde. Sollte dies der Fall sein, werden zunächst die übergebenen Betriebsparameter der HGÜ-Leitungen angepasst. Im Falle einer (n-1)-Rechnung muss zudem die Admittanz der ausgeschalteten Leitung zu Null gesetzt werden. Anschließend wird die Knotenadmittanzmatrix wie in Abschnitt 5.5.2.1 gezeigt aufgestellt.

In Abschnitt 5.5.3.1 wurde bereits beschrieben, dass das Newton-Raphson Verfahren zum Lösen großer AC-Lastflussprobleme wesentlich effizienter ist, als das Gauß-Seidel Verfahren, die Konvergenz jedoch stark von einem guten, relativ nah an der Lösung liegenden Startvektor abhängt. Die Konvergenz des Gauß-Seidel Verfahrens hängt hingegen deutlich weniger stark von der Wahl des Startwertes ab, konvergiert dafür jedoch auch langsamer [41].

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Vorteile beider Verfahren genutzt, indem zunächst eine Startwertapproximation durch Gauß-Seidel vorgenommen wird. Nach wenigen Iterationen wird das Verfahren abgebrochen und das Zwischenergebnis als neuer Startvektor an das Newton-Raphson Verfahren übergeben. Dieses löst das Lastflussproblem dann in der Regel zuverlässig innerhalb von ca. vier bis fünf weiteren Iterationsschritten. Beide Verfahren werden durch die MATPOWER Prozedur *runpf.m* zur Verfügung gestellt.

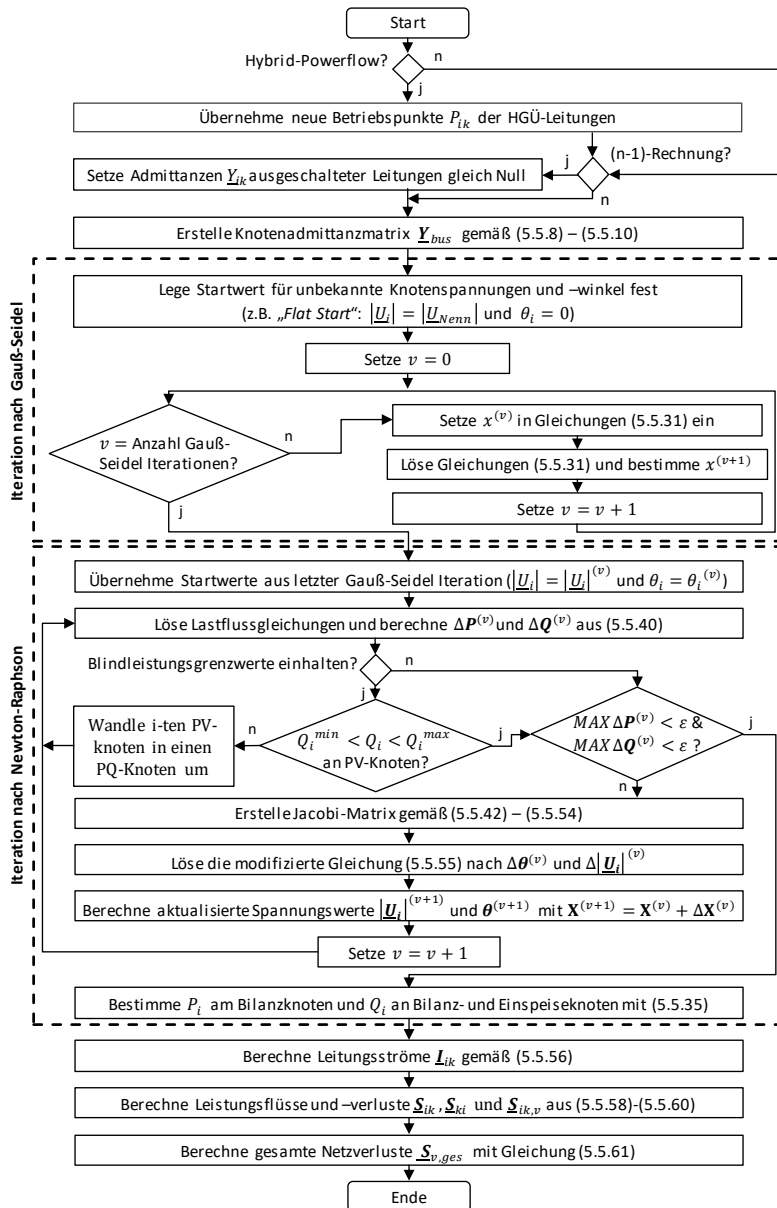


Abbildung 5.61: Verfahrensablauf der Prozedur AC-Lastfluss

Für die Iteration nach Gauß-Seidel werden zunächst die Startwerte festgelegt. Wie bereits in Abschnitt 5.5.3.1 beschrieben, eignet sich der sogenannte „Flat start“ als Startwert, bei dem die Knotenspan-

nungen gleich den Nennspannungen ($|\underline{U}_i| = |\underline{U}_{Nenn}|$) und ihre Winkel zu Null ($\theta_i = 0$) gesetzt werden. Anschließend wird das Gleichungssystem (5.5.31) solange iterativ gelöst, bis die Anzahl v an vorgegebenen Gauß-Seidel Iterationen erreicht ist.

Die so gewonnen Zwischenwerte $|\underline{U}_i|^v$ und θ_i^v werden dann als Startwerte für die Iteration nach Newton-Raphson übernommen. Im ersten Schritt wird Gleichung (5.5.40) gelöst, um die Wirk- und Blindleistungsabweichungen $[\Delta P(\mathbf{X}^{(v)}), \Delta Q(\mathbf{X}^{(v)})]^T$ zu ermitteln. Sofern dies die Nutzereinstellungen fordern, wird dann zunächst die Einhaltung der Blindleistungsgrenzwerte der Generatoren überprüft. Sollte dies nicht der Fall sein, werden die betroffenen Einspeiseknoten (PV-Knoten) in Lastknoten (PQ-Knoten) umgewandelt, wobei für Q_i der überschrittene Grenzwert gewählt wird. Anschließend wird Gleichung (5.5.40) erneut gelöst. Der Vorgang wird solange fortgesetzt, bis keine Blindleistungsgrenzen mehr verletzt werden.

Wie in Abschnitt 5.5.3.1 beschrieben, wird anschließend die Jacobi-Matrix anhand von (5.5.42) aktualisiert, das neu aufgestellte Gleichungssystem (5.5.55) nach $\Delta \mathbf{X}^{(v)}$ aufgelöst, der neue Näherungsvektor $\mathbf{X}^{(v+1)}$ bestimmt und schließlich der neue Abweichungsvektor $[\Delta P(\mathbf{X}^{(v)}), \Delta Q(\mathbf{X}^{(v)})]^T$ ermittelt. Das Iterationsverfahren endet, sobald die Abweichungen $\Delta P_i(\mathbf{X}^{(v)})$ und $\Delta Q_i(\mathbf{X}^{(v)})$ hinreichend kleine Werte annehmen und das Verfahren konvergiert ist. Abschließend werden die Knotengrößen $P_i, Q_i, |\underline{U}_i|, \theta_i$, die Leistungsflüsse $P_{ik}, Q_{ik}, P_{ki}, Q_{ki}$, die Leitungsströme I_{ik} sowie die Leitungsverluste $P_{ik,v}$ und $Q_{ik,v}$ gemäß Abschnitt 5.5.3.1 bestimmt.

5.5.4.4 DC-Lastfluss

Die in Abschnitt 5.5.3.2 beschriebenen Vereinfachungen der nichtlinearen Lastflussgleichungen ermöglichen eine analytische Lösung der DC-Lastflussgleichung, deren Ablauf in Abbildung 5.62 dargestellt ist.

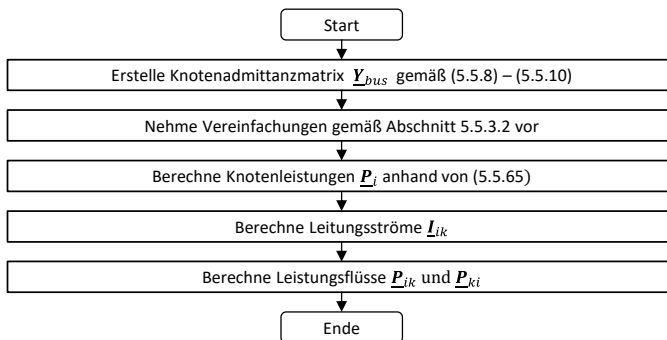


Abbildung 5.62: Verfahrensablauf der Prozedur DC-Lastfluss

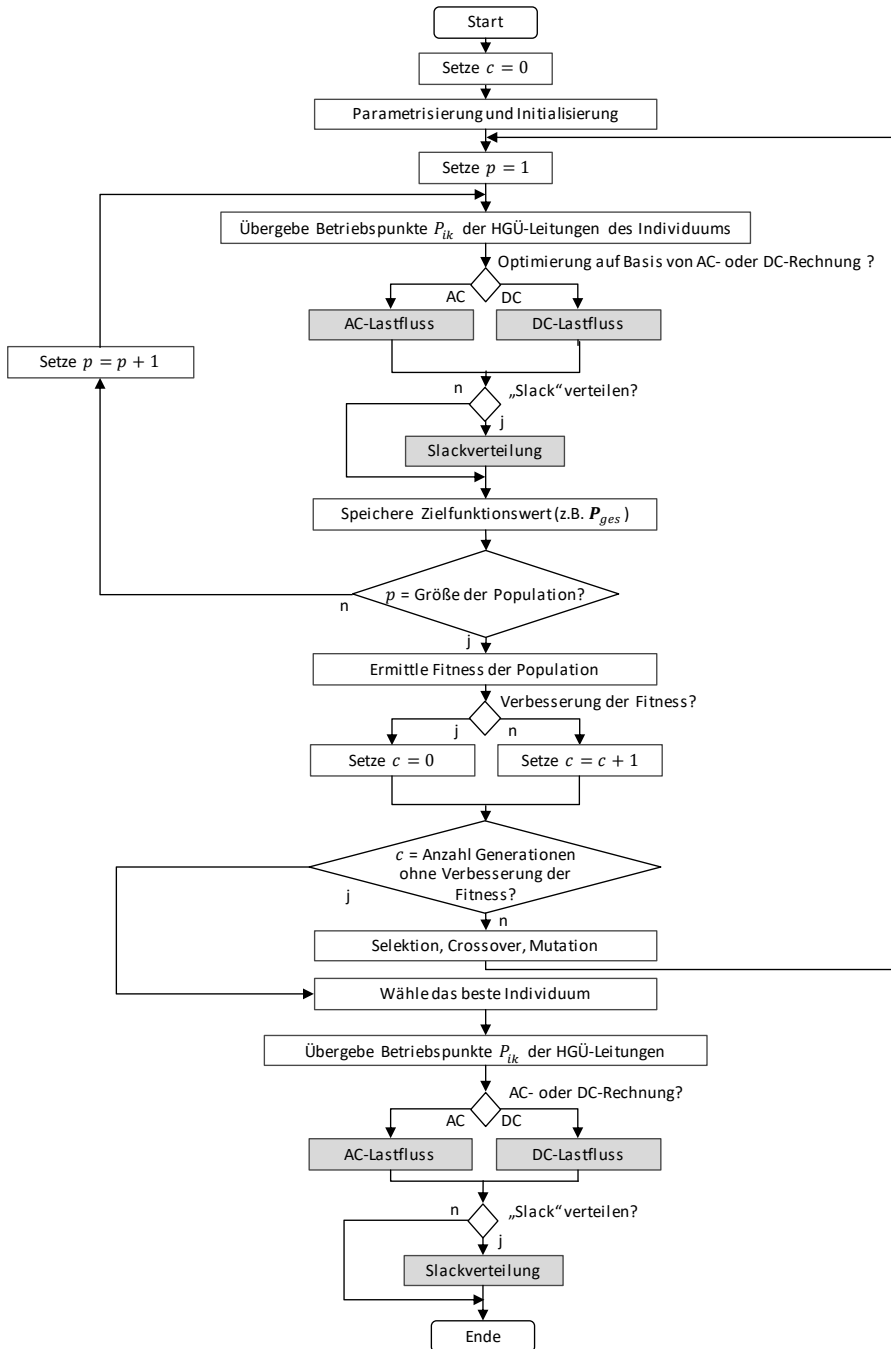
Für die DC-Lastflussberechnung müssen zunächst die Knotenadmittanzmatrix erstellt und anschließend die Gleichungen (5.5.65) gelöst werden. MATPOWER stellt hierfür die Prozedur *rundcpf.m* zur Verfügung. Danach werden die Leitungsströme I_{ik} sowie die Wirkleistungsflüsse P_{ik} und P_{ki} ermittelt. Aufgrund der Vereinfachungen sind sämtliche Spannungsbeträge einer Spannungsebene im Netz konstant. Zudem werden Blindleistungen sowie Verluste vernachlässigt.

5.5.4.5 Hybrid-Lastfluss

Soll der Betrieb der HGÜ-Leitungen optimiert werden, kommt die Prozedur *Hybrid-Lastfluss* zum Einsatz, deren Verfahrensablauf in Abbildung 5.63 dargestellt ist. Das Verfahren greift dabei auf Programmpakete der Open Genetic Algorithm Toolbox [385] zurück. Da es sich bei dem entwickelten Übertragungsnetzmodell um ein Netzmodell für Deutschland handelt und die in Frage kommenden HGÜ-Leitungen innerhalb des deutschen Marktgebiets verlaufen, wird als Zielfunktion die Minimierung der insgesamt im Netz übertragenden Leistung angesetzt.

Im ersten Schritt wird das Verfahren parametrisiert. Hier hat der Nutzer zunächst die Möglichkeit, die Anzahl p der Individuen einer Population vorzugeben. Erfahrungsgemäß hat sich bewährt, etwa fünfmal so viele Individuen zu erzeugen, wie es zu optimierende HGÜ-Leitungen gibt. Des Weiteren können eine Vielzahl weiterer Einstellungen vorgenommen werden, die auch noch während der Optimierung verändert werden können. So lassen sich die Werte für die Mutations-Wahrscheinlichkeit, die Cross-over-Wahrscheinlichkeit, der Grad des Elitismus sowie verschiedene Selektionsverfahren (Roulette Wheel, Tournaments u.a.) vorgeben. Zudem stehen unterschiedliche Abbruchkriterien zur Auswahl. Standardmäßig bricht das implementierte Verfahren ab, sobald eine bestimmte Anzahl c an Iterationen zu keiner weiteren Fitnessverbesserung der Population geführt hat.

Im nächsten Schritt wird die Startpopulation initialisiert, indem für jedes der p Individuen zufällige Auslastungen der HGÜ-Leitungen vorgegeben werden. Jedes dieser Individuen wird dann entweder mittels der Prozedur *AC-Lastfluss* bzw. *DC-Lastfluss* einer Lastflussberechnung unterworfen, wobei jeweils die individuellen HGÜ-Betriebsparameter übergeben werden. Ergebnis der Berechnung ist die Summe der insgesamt im AC-Netz und auf den HGÜ-Leitungen übertragenden Leistung. Je niedriger diese Summe ist, desto höher ist entsprechend die Fitness des Individuums. Wurde die Lastflussberechnung für jedes Individuum durchgeführt, wird anschließend die Fitness der gesamten Population bestimmt, die sich aus der Fitness der einzelnen Individuen ergibt.

Abbildung 5.63 Verfahrensablauf der Prozedur *Hybrid-Lastfluss*

Zur Erzeugung der nächsten Generation kommen die genetischen Operatoren Selektion, Crossover und Mutation zum Einsatz. Zunächst werden entsprechend des gewählten Selektionsverfahrens Individuen als Eltern der nächsten Generation ausgewählt. Im Crossover-Prozess entstehen dann die Nachkommen, die zusammen mit den besten Individuen der Elterngeneration die nächste Generation darstellen. Mutationen erlauben zudem zufällige Variationen im Genstring, d.h. in der Auslastung einzelner HGÜ-Leitungen. Anschließend wird wieder die Fitness dieser neuen Generation ermittelt.

Das Verfahren wird so lange durchgeführt, bis es zu keiner Verbesserung der Fitness über c Generationen hinweg gekommen ist. Das Verfahren gilt dann als konvergiert. Schlussendlich werden die HGÜ-Betriebspunkte des besten Individuums gewählt, um eine abschließende Lastflussberechnung mit den ermittelten, optimalen Betriebsparametern der HGÜ-Leitungen durchzuführen.

5.5.4.6 (n-1)-Ausfallrechnung

Wie bereits in Abschnitt 2.5.1 beschrieben, muss die Betriebssicherheit eines Netzes auch für den Fall gewährleistet sein, dass ein beliebiges Betriebsmittel ausfällt. Der Simulation aller möglichen Stromkreisausfälle kommt daher eine hohe Bedeutung zu. Von besonderem Interesse ist dabei die Einhaltung der Spannungsgrenzen sowie der Strombelastbarkeit der Leitungen. Hierzu dient die Prozedur *Ausfallrechnung*, deren Verfahrensablauf in Abbildung 5.64 dargestellt ist.

Sofern die Betriebsparameter der HGÜ-Leitungen optimiert werden sollen, wird dies vorab in der Prozedur *Hybrid-Lastfluss*, in der keine Betriebsmittel ausfallen, durchgeführt. Die so gewonnenen optimalen Betriebsparameter werden fortan für jede weitere Ausfallrechnung beibehalten.

Zunächst wird überprüft, ob Netzknoten existieren, die lediglich über eine Leitung mit dem restlichen Netz verbunden sind. In dem Fall ist ein Ausfall der entsprechenden Leitung kritisch, da er zur Isolation des Knotens führt und die Konvergenz des Lösungsverfahrens gefährdet. Die Prüfung geschieht anhand der Adjazenzmatrix A des Netzes, wobei in diesem Fall jedes Element a_{ij} durch die Anzahl der Kanten $|K(i, j)|$ zwischen den beiden Knoten i und j gegeben ist. Sofern eine Zeilensumme der Matrix den Wert Eins annimmt, ist der korrespondierende Knoten lediglich mit einer einzelnen Leitung (i, j) verbunden, die daher als „kritisch“ markiert wird. Diese wird zu weiteren Analysezielen separat ausgegeben und in der Ausfallrechnung ausgelassen.

Im weiteren Verlauf werden nacheinander alle verbliebenen AC- und HGÜ-Leitungen ausgeschaltet und Lastflussrechnungen durchgeführt. Dabei werden die sich einstellenden Knotenspannungen und Leitungsbelastungen ermittelt. Je nach Nutzereinstellung wird dazu die Prozedur AC-Lastfluss oder DC-Lastfluss aufgerufen, wobei lediglich die AC-Lastflussberechnung Spannungsunterschiede aufzeigen

kann. Sofern dies eingestellt wurde, erfolgt anschließend noch jeweils die Verteilung des Slacks (vgl. Abschnitt 5.5.4.7).

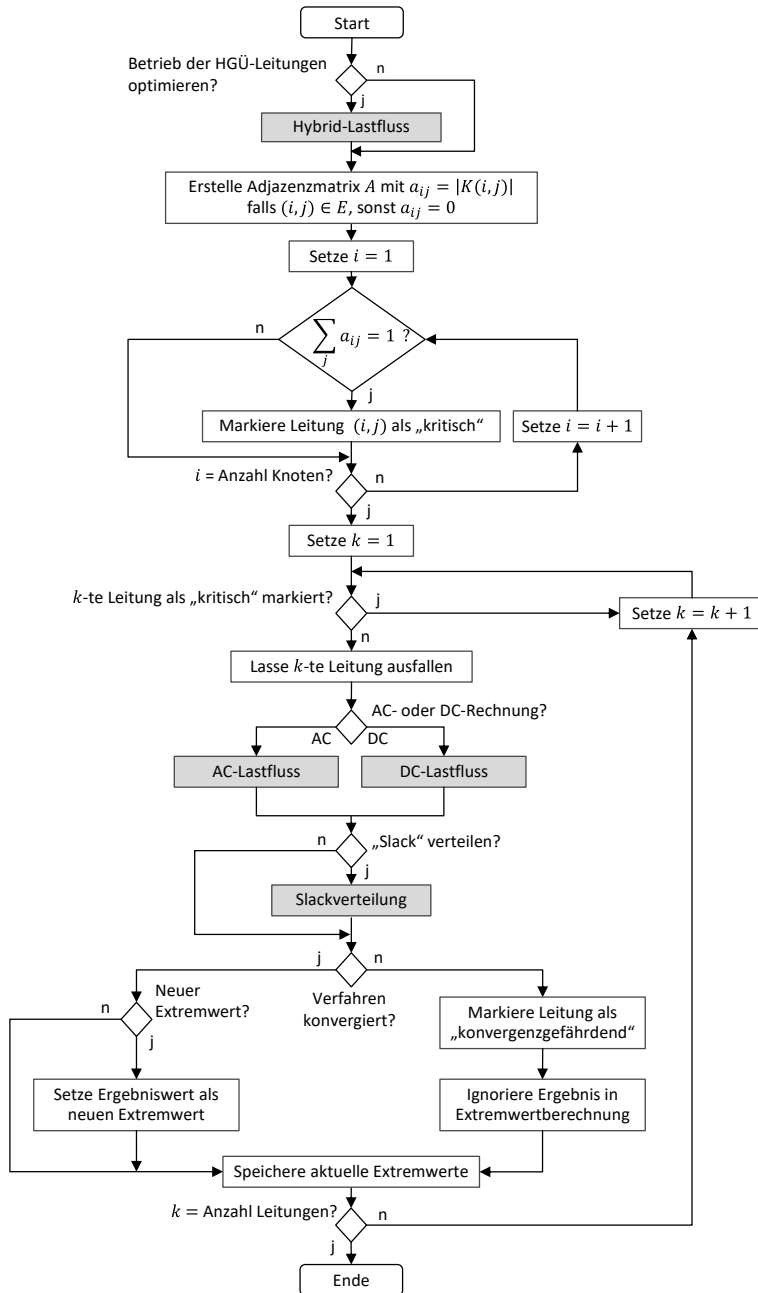


Abbildung 5.64: Verfahrensablauf der Prozedur *Ausfallrechnung*

Bei jedem Rechenlauf wird überprüft, ob im Vergleich zu den vorangegangenen Durchläufen neue Extremwerte hinsichtlich der Spannungen und Leitungsbelastungen vorliegen. Wenn dem so ist, werden die entsprechenden Werte als neue Extremwerte gespeichert. Bei den Leitungen sind dies die maximalen Auslastungen. Bei den Knotenspannungen macht es Sinn, sowohl die jeweils niedrigsten als auch die höchsten Werte zu betrachten. Nachdem alle Stromkreisausfälle simuliert wurden, werden die finalen Extremwerte ausgegeben.

Vereinzelnd kann es vorkommen, dass nach Ausfall einer Leitung die Konvergenz des Lösungsverfahrens scheitert. Dies kann mehrere Gründe haben und Bedarf einer genaueren Untersuchung. Im Anschluss an die Berechnung sollte der Nutzer daher den Grund für die Nichtkonvergenz analysieren. In dem Fall wird die Leitung als „konvergenzgefährdend“ markiert und separat ausgegeben. Da die berechneten Werte in diesem Fall unrealistisch sind, werden sie in der Extremwertbetrachtung ignoriert.

5.5.4.7 Slackverteilung

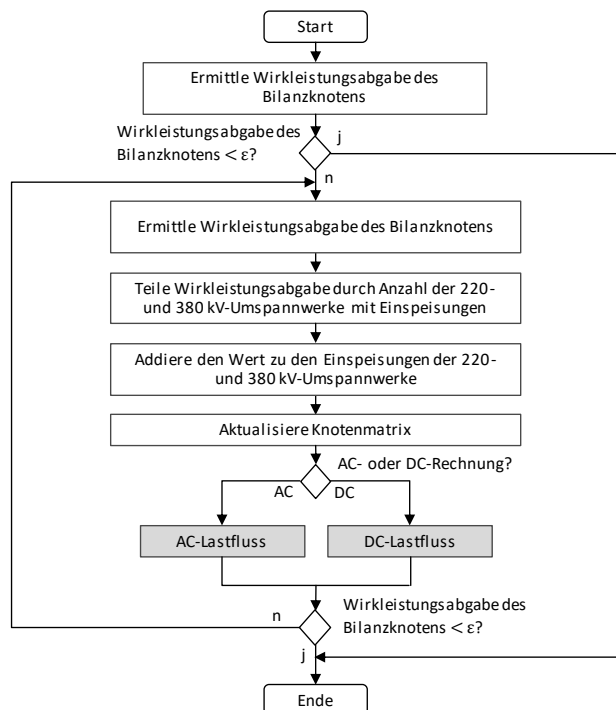


Abbildung 5.65: Verfahrensablauf der Prozedur *Slackverteilung*

Die vorgestellten mathematischen Lösungsverfahren bedingen die Einführung eines Bilanzknotens, der die Ausgeglichenheit der eingespeisten und entnommenen Leistung sowie der zu kompensierenden, im Vorfeld der Berechnung unbekannten Netzverluste sicherstellt. Diese Wahrung der Leistungsbilanz

wird in der Realität jedoch nicht von dem gewählten Bilanzknoten alleine, sondern einer Vielzahl von Einspeiseknoten geleistet.

Die in Abbildung 5.65 dargestellte Prozedur Slackverteilung ermöglicht daher die gleichmäßige Verteilung der vom Bilanzknoten eingespeisten Wirkleistung auf mehrere Netzknoten. Hierzu wird die Wirkleistungsabgabe zunächst durch die Anzahl der an der Slackverteilung teilnehmenden 220 kV- und 380 kV-Umspannwerke geteilt. Dies sind in der Regel Netzknoten mit Kraftwerksanbindung, die in der betrachteten Stunde bereits Einspeisungen vorweisen. Die modellierte Einspeisung wird an den betroffenen Stationen um den ermittelten Quotienten erhöht. Anschließend wird die Lastflussberechnung mit der aktualisierten Knotenmatrix erneut durchgeführt. Das Verfahren wird solange wiederholt, bis die Wirkleistungsabgabe des Slacks unter der geforderten Genauigkeitsschranke liegt.

5.5.4.8 Datenexport

Die in Abbildung 5.66 dargestellte Prozedur Datenexport schreibt sämtliche Rechenergebnisse in die Excel-Datenbank. Zusätzlich werden die Ergebnisse mittels der Mapping-Toolbox von MATLAB in die Datenbanken der Netzkarten geschrieben. Die Auswertungen umfassen sämtliche Knotenparameter $P_i, Q_i, |U_i|, \theta_i$, die Leistungsflüsse $P_{ik}, Q_{ik}, P_{ki}, Q_{ki}$, die Verlustleistungen $P_{ik,v}$ und $Q_{ik,v}$ sowie Leistungsströme I_{ik} . Des Weiteren werden die als isoliert markierten Knoten sowie die als kritisch markierten Leitungen separat ausgewiesen.

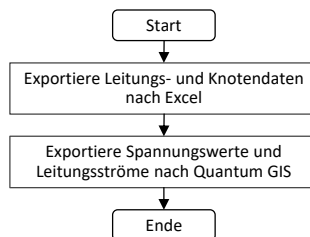


Abbildung 5.66: Verfahrensablauf der Prozedur *Datenexport*

5.5.5 Datengrundlage und getroffene Modellannahmen

Das entwickelte Übertragungsnetzmodell basiert auf einem streng vertraulichen Datensatz der Bundesnetzagentur, der seit der Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes vom 28.7.2011 gemäß §12f Abs. (2) ausgewählten wissenschaftlichen Einrichtungen zur Verfügung gestellt wird. Der herausgegebene Datensatz beschreibt eine Stunde aus Szenario B2022 des in Abschnitt 5.5.5.10 näher beschriebenen Netzentwicklungsplans 2012 [114] und bildet das deutsche 380 kV/220 kV-Übertragungsnetz mit seiner Einbettung in das europäische Verbundnetz sowie die unterlagerten Netzebenen ab [386].

Dabei sind für die Übertragungsnetzebene die realen Daten sämtlicher Leitungen, Transformatoren, Schaltanlagen, Umspannwerke, Kompensationsanlagen, grenzüberschreitenden Kuppelstellen sowie direkt angeschlossener Verbraucher- und Erzeugungseinheiten inklusive der Einspeisepunkte von Off-shore Windparks angegeben.

Das umliegende europäische Netz ist aus Vertraulichkeitsgründen in Form von Netzäquivalenten mathematisch aggregiert abgebildet, so dass grenzüberschreitende Flüsse korrekt abgebildet werden (vgl. Abschnitt 5.5.5.6). Gleichmaßen liegen Ersatzabbildungen der unterlagerten Netzebenen vor, damit horizontale Lastflüsse durch das 110 kV-Netz sowie die weiteren Verteilnetzebenen adäquat berücksichtigt werden. Der Datensatz enthält zusätzlich Blindleistungskompensations-Äquivalente, die an verschiedenen Stellen im Netz zur Spannungshaltung dienen. Diese sind durch Ersatzquerzweige abgebildet, die bedarfsgerecht Blindleistung einspeisen (vgl. Abschnitt 5.5.5.7). Da der Datensatz lediglich aus einem existierenden Netzmodell exportiert wurde, ist eine sehr umfangreiche Datenaufbereitung notwendig. Auf die aus den Rohdaten entwickelte Datengrundlage sowie getroffene Annahmen wird im Folgenden detailliert eingegangen, wobei konkrete Werte aus Vertraulichkeitsgründen nicht angegeben werden können.

5.5.5.1 Netzknoten

Der aufbereitete Datensatz umfasst ca. 2000 Netzknoten, die durch ihren jeweiligen Standort, ihre Schaltanlagenbezeichnung sowie die Spannungsebene charakterisiert sind. Zusätzlich zu den realen Netzknoten befinden sich darunter auch Hilfsknoten, die der Randnetzmodellierung (vgl. Abschnitt 5.5.5.6) dienen. In Abhängigkeit der angeschlossenen Lasten und Einspeisungen ist jeder Knoten als Einspeise- oder Lastknoten klassifiziert. Der festgelegte Bilanzknoten ist über eine virtuelle 380 KV-Leitung mit einem, über diverse Leitungen in das Netz eingebundenen Netzknoten verbunden. Die Wahl des Bilanzknoten hat sich als geeignet erwiesen, um auch extreme Netznutzungsfälle, bei denen hohe Verlustleistungen auftreten, berechnen zu können. Die angebundenen HGÜ-Stationen, Kraftwerke, Pumpspeicher, Kuppelstellen zum Ausland sowie Offshore Windparks sind den realen Netzknoten direkt zugeordnet.

5.5.5.2 Zuordnung der NUTS3 Regionen zu Netzknoten

Sämtliche regionalisierten Größen, die den realen Netzknoten nicht direkt zugeordnet werden können, liegen lediglich für die NUTS3 Regionen vor. Für die Netzberechnungen muss dementsprechend noch eine Zuordnung der NUTS3 Regionen zu den Netzknoten erfolgen, um die knotenscharfen Einspeisungen und Lasten zu erhalten. Dabei hat sich eine eindeutige Zuordnung von NUTS3 Regionen zu einzelnen Netzknoten als ungeeignet herausgestellt, da z.B. in Gebieten mit einer hohen Knotendichte

eine eindeutige Zuordnung aufgrund mehrerer existierender Netzknoten teilweise nicht möglich ist. Stattdessen hat sich die Zuordnung anhand von mehreren Netzknoten als besser geeignet erwiesen. Daher werden jeweils die den Flächenschwerpunkten der NUTS3 Gebiete nächstgelegenen drei Netzknoten berücksichtigt, wobei die anteilige Zuordnung der betrachteten Größe umgekehrt proportional zur Entfernung erfolgt. Je näher ein Netzknoten an dem Flächenschwerpunkt eines Gebiets liegt, desto höher ist entsprechend sein Anteil an den Einspeisungen und Lasten in der Region.

5.5.5.3 AC-Leitungen

Der aufbereitete Datensatz beinhaltet die realen technischen Parameter für den Bemessungsstrom I_r , den Wirkwiderstand R , den Blindwiderstand X und die Leitungskapazität C für sämtliche 380 kV- und 220 kV-Leitungen sowie eine Vielzahl der 110 kV-Leitungen. Insgesamt enthält das Netzmodell ca. 2000 in der Realität existierende Hoch- und Höchstspannungsleitungen, zu denen etwa nochmal so viele Ersatzquerzweige und Ersatzlängszweige zur Randnetzmodellierung (vgl. Abschnitt 5.5.5.6) hinzukommen. Für Leitungen, die im ursprünglichen Datensatz nicht vorhanden sind, werden die Richtwerte für Freileitungsparameter gemäß Abschnitt 2.4.1 verwendet. Ein Vergleich mit den vorliegenden Werten aus dem Datensatz bestätigt dabei die Plausibilität der Standardparameter.

5.5.5.4 HGÜ-Leitungen

Die HGÜ-Verbindungen sind durch ihre beiden Anschlussknoten, die jeweiligen Spannungsebenen, ihre Wirk- und Blindleistungsübertragungskapazitäten, ihre Leitungslängen sowie die auftretenden Verluste spezifiziert. Dabei werden die Verluste über eine lineare Verlustfunktion abgebildet, die anhand der Koeffizienten l_0 für den konstanten Term und l_1 für den linearen Term beschrieben wird [384]. Die Verlustleistung ergibt sich entsprechend aus $P_{ik,v} = l_0 + l_1 P_{ik}$, wobei P_{ik} der Wirkleistungsübertragung der Leitung entspricht. Dabei wird gemäß [387] ein prozentualer Übertragungsverlust von 6 % pro 800 km Leitungslänge unterstellt. Die Wirkleistungsübertragung der einzelnen HGÜ-Leitungen kann vorgegeben werden, wobei der gesetzte Wert nur dann berücksichtigt wird, wenn der Betrieb der HGÜ-Leitungen nicht im Rahmen der Prozedur Hybrid-Lastfluss optimiert werden soll.

5.5.5.5 Transformatoren

Die mehr als 1000 Transformatoren im Datensatz werden durch ihre Bemessungsspannungen U_{r1} und U_{r2} , ihre Bemessungsscheinleistung S_r , die Kurzschlussspannung u_{kr} , die Kurzschluss-Wirkleistung P_{kr} sowie die Anschlusspunkte beschrieben. Für neu hinzu modellierte Transformatoren, die im ursprünglichen Datensatz nicht vorhanden sind, werden aus dem ursprünglichen Datensatz abgeleitete Standardparameter gemäß Tabelle 5.15 verwendet.

$U_1/U_2[kV]$	Typenschilddaten				
	$U_{r1}[kV]$	$U_{r2}[kV]$	$S_r[MVA]$	$u_{kr}[\%]$	$P_{kr}[kW]$
380/220	400	230	400	15,7	924
380/110	400	110	300	18,4	757
220/110	220	110	200	13,3	600

Tabelle 5.15: Abgeleitete Standardparameter für Transformatoren

5.5.5.6 Randnetzmodellierung

Das umgebene europäische Übertragungsnetz sowie die unterlagerten Netzebenen sind in aggregierter, mathematisch äquivalenter Form als sogenanntes Extended-Ward-Ersatznetz [58] modelliert. Dazu wird das gesamte Stromnetz gemäß Abbildung 5.67 gedanklich in drei Teile aufgeteilt: Das interne System, die Systemgrenze mit den Kuppelstellen und das externe System [388].

Das externe System wird über mathematische Reduktionsverfahren in das in Abbildung 5.68 schematisch dargestellte Extended-Ward-Netz überführt [388]. Dabei entsprechen die analog zu gewöhnlichen Leitungen modellierten sogenannten Ersatzlängszweige den mathematisch aggregierten Leitungen des externen Systems und die sogenannten Ersatzquerzweige den an den Kuppelstellen angeschlossenen Ersatzeinspeisungen. Die Reaktion des externen Systems auf Änderungen im internen System wird folglich durch sich ändernde Ersatzeinspeisungen in die Kuppelstellen abgebildet.

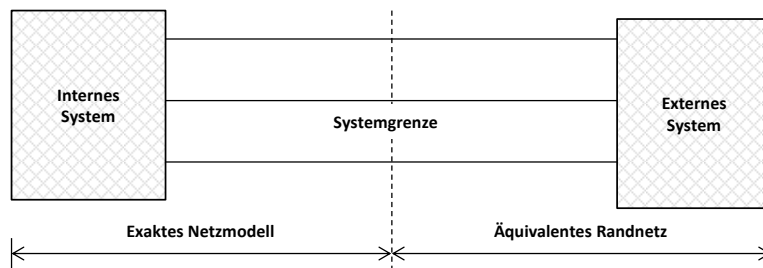


Abbildung 5.67: Internes System, Systemgrenze und externes System [388]

Diese Ersatzeinspeisungen sind in die Leistungsbestandteile $P_{S,konst}$ und $P_{Z,konst}$ sowie $Q_{S,konst}$ und $Q_{Z,konst}$ aufgeteilt. $P_{Z,konst}$ und $Q_{Z,konst}$ werden über Querimpedanzen eingespeist und umfassen den Anteil der injizierten Wirk- und Blindleistung im angenommenen Normalbetrieb des Netzes bzw. bei Nennspannung. $P_{S,konst}$ und $Q_{S,konst}$ beschreiben dagegen die sich ändernde Einspeisung bei abweichendem Zustand des internen Systems, deren Verhalten zusätzlich über einen Primärregelfaktor K_r beschrieben wird. Des Weiteren wird die Blindleistungsantwort des externen Systems bei Änderungen im internen System über Extended-Wards abgebildet. Hierzu werden Ersatzgeneratoren über Ersatzquerzweige mit den Kuppelstellen verbunden, die bedarfsgerecht Blindleistung injizieren bzw.

absorbieren, ohne jedoch Wirkleistung bereitzustellen (vgl. Abschnitt 5.5.5.7). Auf diese Weise kann die Spannungshaltung in Fremdnetzen für die verschiedenen Betriebszustände abgebildet werden. Die Daten für die Ersatzlängszweige und Ersatzquerzweige entstammen laut Netzentwicklungsplan dem beim Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) vorhandenen Netzmodell [114].

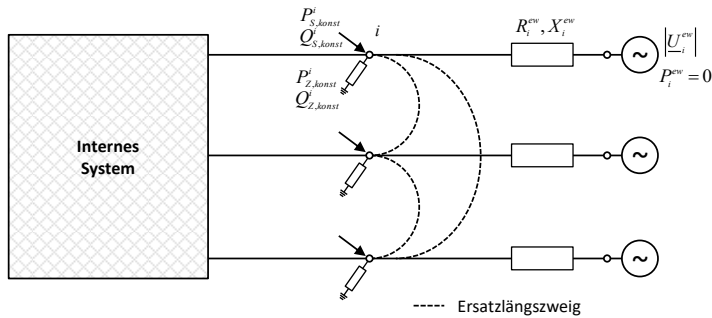


Abbildung 5.68: Extended-Ward-Ersatznetz [388]

5.5.5.7 Blindleistungskompensations-Äquivalente

Blindleistungskompensation-Äquivalente dienen an verschiedenen Stellen im Netzmodell zur bedarfsgerechten Injektion und Absorption von Blindleistung. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass der Blindleistungsbedarf des Netzes und der Lasten in den verschiedenen Netznutzungsfällen gedeckt werden kann. Die Modellierung der Blindleistungskompensation-Äquivalente geschieht wie in Abbildung 5.69 dargestellt anhand von Ersatzquerzweigen, d.h. über spannungsgeregelte Ersatzgeneratoren, die über eine Admittanz an den jeweiligen Netzknoten angeschlossen sind [389].

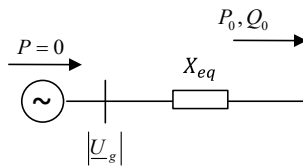


Abbildung 5.69: Blindleistungskompensations-Äquivalent [389]

Im Rahmen ihrer Blindleistungsgrenzen stellen die Generatoren bedarfsgerecht Blindleistung zur Verfügung und halten damit die Spannung des betroffenen Netzknotens auf Höhe der Sollspannung des Generators. Dabei wird keine Wirkleistung in das Netz eingespeist.

5.5.5.8 Blindleistungsbereitstellung von Kraftwerken

Konventionelle Kraftwerke sind in dem entwickelten Netzmodell direkt an die als Einspeiseknoten modellierten Netzknoten angeschlossen. Die Wirkleistungseinspeisung des Kraftwerks richtet sich

dabei nach der Kraftwerkseinsatzplanung, die sich für die betrachtete Situation aus dem in Abschnitt 5.4 beschriebenen Elektrizitätsmarktmodell ergibt. Dabei stellen die Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber gemäß Abbildung 5.70 Mindestanforderungen an die Kraftwerke bezüglich der Bereitstellung von Blindleistung [327]. Sofern das Kraftwerk durch seinen geplanten Einsatz Wirkleistung in das Netz einspeist, wird daher eine mögliche Blindleistungskompensation im Bereich von -41 % bis 33 % der Wirkleistungseinspeisung festgelegt.

Die Modellierung erfolgt analog zu Abschnitt 5.5.5.7 durch einen zusätzlichen, an den Einspeiseknoten angeschlossenen Ersatzquerzweig, wobei die Blindleistungsgrenzen des Ersatzgenerators mit der Wirkleistungseinspeisung des Kraftwerks verknüpft sind.

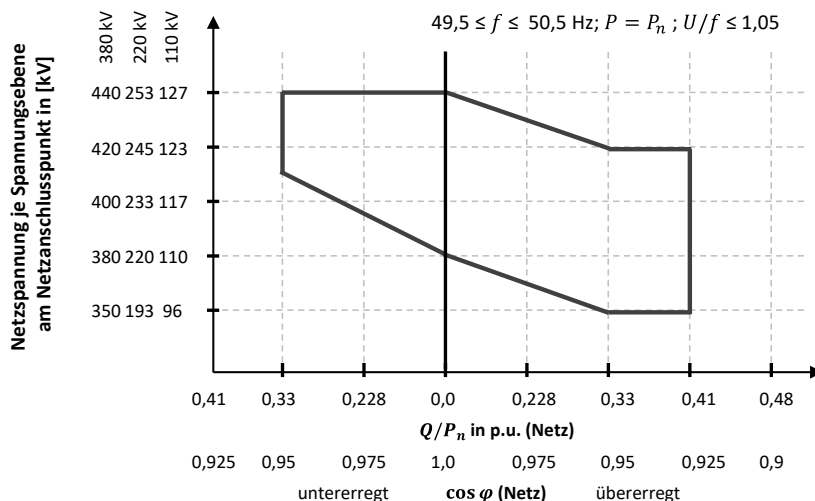


Abbildung 5.70: Mindestanforderung an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungseinheiten für das Netz [327]

5.5.5.9 Wechselstromanbindung von Offshore Windparks

Einige der deutschen Offshore Windparks sind über Drehstromkabel mit dem Festland verbunden. Die Seekabel weisen verglichen mit gewöhnlichen Freileitungen einen deutlich höheren kapazitiven Blindwiderstand auf, der zu einem entsprechend hohen Blindleistungsbedarf für die permanente Auf- und Entladung des Kabels führt. Dieser Blindleistungsbedarf wird in der Praxis über lokale Blindleistungskompensationsanlagen bereitgestellt, die in dem ursprünglichen Datensatz jedoch teilweise unzureichend abgebildet sind. Die fehlende Blindleistungskompensation führt zu hohen Blindleistungsflüssen auf den Leitungen zwischen den nächstgelegenen Blindleistungsquellen bzw. -senken und dem betroffenen Anschlussknoten. Um diese unrealistischen Blindleistungsflüsse zu vermeiden, werden die

Wechselstromanbindungen von Offshore Windparks um Blindleistungskompensations-Äquivalente gemäß Abbildung 5.71 ergänzt [390].

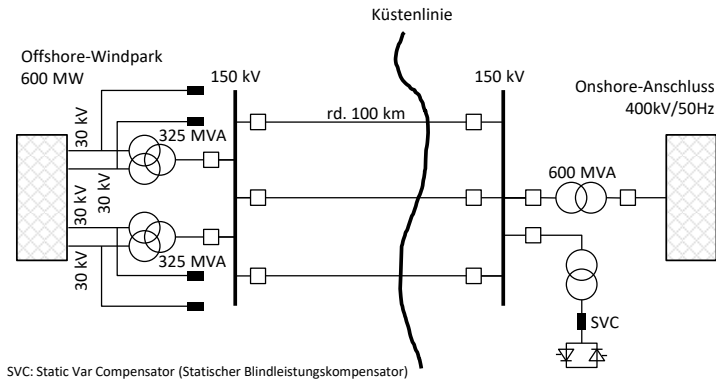


Abbildung 5.71: Drehstrom-Netzanschluss eines Offshore Windparks [390]

5.5.5.10 Entwicklung der Netztopologie

Da im Rahmen dieser Arbeit Zukunftsszenarien mit einem längeren zeitlichen Horizont berechnet werden sollen, ist es notwendig, die Entwicklung des Übertragungsnetzes adäquat zu berücksichtigen und die erwartete Netztopologie für jedes zu simulierende Jahr zu modellieren.

Dabei sieht das Energiewirtschaftsgesetz für die Netzentwicklungsplanung in Deutschland ein geordnetes gesetzliches Verfahren vor [379]. Den Ausgangspunkt bildet ein Szenariorahmen mit Prognosen zu Stromverbrauch und -erzeugung, der von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern erstellt und von der Bundesnetzagentur genehmigt wird. Auf dieser Basis wird der voraussichtliche Bedarf des notwendigen Netzausbaus im sogenannten Netzentwicklungsplan bestimmt [114]. Demnach sollen die ermittelten Zielnetze geeignet sein, hohe Anteile erneuerbarer Energien zu integrieren, Ausbaumaßnahmen in unterlagerten Verteilnetzen effektiv zu reduzieren, ungewünschte Lastflüsse durch Nachbarländer zu verringern und bessere Voraussetzungen für die Etablierung des europäischen Strombinnenmarktes zu schaffen.

Der zur Erstellung des Netzmodells genutzte Datensatz der Bundesnetzagentur liegt eben jenem Netzentwicklungsplan aus dem Jahr 2012 zugrunde. Die Daten stellen jedoch lediglich eine Momentaufnahme des Zielnetzes im Jahr 2022 dar. Aus diesem Grund sind umfangreiche Anpassungen notwendig, um die Netztopologien in den vorherigen und nachfolgenden Jahren abzuleiten. Hierzu ist ein genaues Studium des Netzentwicklungsplans und der dort ermittelten Netzbaumaßnahmen notwendig.

Basierend auf der Netztopologie des Jahres 2012 sieht der Netzentwicklungsplan zunächst die Umsetzung aller zu dem Zeitpunkt der Erstellung bereits geplanten und in Bau befindlichen Maßnahmen vor. Dabei handelt es sich um den Neubau von etwa 700 km Freileitungen auf neuen Trassen, 800 km Freileitungen auf bestehenden Trassen sowie der Ertüchtigung bzw. Verstärkung von 400 km bestehender Freileitungen. Die dann erreichte Topologie wird als Startnetz bezeichnet und ist Ausgangspunkt der sogenannten Ergebnismaßnahmen, die den weiteren Aus- und Umbau des Netzes beschreiben.

Hierbei werden im Netzentwicklungsplan die drei unterschiedlichen Szenarien A, B und C betrachtet, die aufgrund verschiedener Prognosen für Stromverbrauch und -erzeugung zu unterschiedlichen Netzbaumaßnahmen führen. Der größte Unterschied liegt dabei bei den jeweils angenommenen Anteilen erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung. Während die Szenarien A und C lediglich für das Jahr 2022 erstellt wurden, umfasst das als Basisszenario bezeichnete Szenario B die angestrebten Netztopologien für die Jahre 2022 und 2032. Da auch der vorliegende Datensatz dem Szenario B entstammt, werden die Referenznetze für die einzelnen Jahre im Rahmen dieser Arbeit auf Basis dieses Leitszenarios abgeleitet. Darin sind die folgenden weiteren Netzbaumaßnahmen vorgesehen.

Bis zum Jahr 2022 sollen aufbauend auf dem Startnetz 1700 km Freileitungen auf neuen Trassen und 2800 km Freileitungen auf bestehenden Trassen neu errichtet werden. Des Weiteren ist geplant, 1300 km bestehender Freileitungen zu verstärken. Zudem ist die Einrichtung von vier HGÜ-Übertragungskorridoren von Nord- nach Süddeutschland geplant, in denen HGÜ-Leitungen mit einer Gesamtlänge von 2100 km installiert werden sollen. Das Szenario B2032 sieht bis zum Jahr 2032 weitere Ausbaumaßnahmen vor. Unter anderem sollen zusätzlich 1000 km an HGÜ-Verbindungen errichtet werden.

Sämtliche Baumaßnahmen sind in einem Maßnahmenkatalog detailliert aufgeführt. Neben Informationen über den genauen Leitungsverlauf und technische Spezifikationen, lässt sich jedem Bauprojekt ein voraussichtliches Datum der Fertigstellung entnehmen. Unter Zuhilfenahme der vom Verband der Elektrotechnik [46] und dem Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber [391] veröffentlichten Netzpläne ist es daher möglich, aufbauend auf dem für das Jahr 2022 gegebenen Zielnetz die Netztopologien der vorherigen und nachfolgenden Jahre Schritt für Schritt abzuleiten (siehe Abbildung 5.72).

Um das Netz bis auf den Stand von 2012 zurück zu entwickeln, müssen dafür sämtliche Ergebnismaßnahmen aus Szenario B2022 und Startnetzmaßnahmen rückabgewickelt werden. Über den zeitlichen Verlauf der geplanten Inbetriebnahme ist dann auch die Ableitung der Netztopologien für die Jahre 2020 und 2015 möglich. Für die Ableitung der Netztopologien nach 2022 werden die zusätzlichen Maßnahmen aus Szenario B2032 nach und nach hinzugebaut. Auf diese Weise können die Topologien der Jahre 2025, 2030 und 2032 modelliert werden. Da das Zielnetz im Jahr 2032 bereits ein beachtliches

Ausbaustadium erreicht hat und die Umsetzung von großen Infrastrukturprojekten in Deutschland erfahrungsgemäß mit Schwierigkeiten und resultierenden Verzögerungen verbunden ist, wird diese Netztopologie im Rahmen dieser Arbeit auch für das Jahr 2035 angenommen.

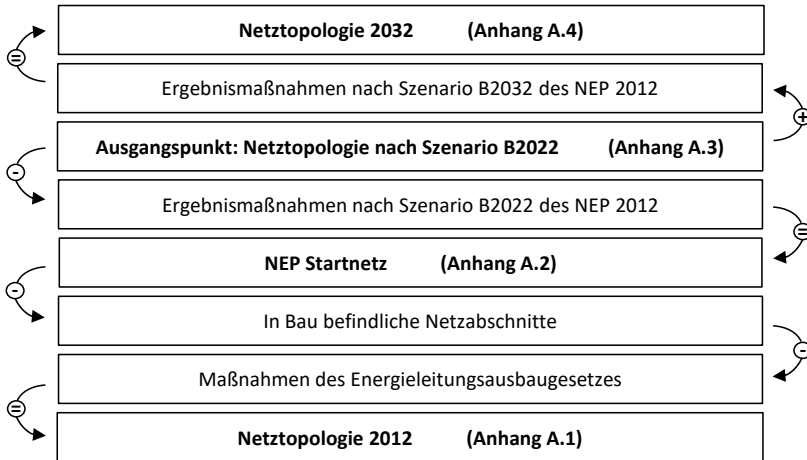


Abbildung 5.72: Vorgehen bei der Modellierung der verschiedenen Netztopologien

Im aufbereiteten Datensatz sind sämtliche Umspannwerke, AC- und HGÜ-Leitungen sowie Transformatoren, die von Baumaßnahmen im Netzentwicklungsplan betroffen sind, mit der jeweiligen Projektbezeichnung markiert. Auf diese Weise lassen sich die einzelnen Maßnahmen bequem aktivieren und deaktivieren. Für die Aktivierung der Netztopologie eines bestimmten Jahres, werden entsprechend ganze Maßnahmenbündel aktiviert und deaktiviert.

5.5.6 Grafische Darstellung

Die grafische Darstellung der Ergebnisse erfolgt anhand von farblich kodierten Netzkarten, auf denen die abgeleiteten Netztopologien für die verschiedenen Jahre dargestellt sind. Dabei kommt für die Erstellung der Karten das Geoinformationssystem Quantum GIS zum Einsatz [337].

Die zugrunde liegende Netztopologie für das Jahr 2012 basiert auf der Karte des Verbandes der Elektrotechnik (vgl. Anhang A.1) [46]. Entsprechend des im vorherigen Abschnitt beschriebenen Netzentwicklungsplans 2012, werden die Netzkarten für die Jahre 2015, 2020, 2022, 2025, 2030 und 2032 durch Hinzufügen bzw. Entfernen der von Baumaßnahmen betroffenen Leitungen erstellt. Als Vorlage für die Verortung neu hinzukommender Leitungen dienen dabei die Karten aus dem Netzentwicklungsplan für die Jahre 2022 und 2032 (vgl. Anhänge A.3 und A.4). Die modellierten Netztopologien für alle betrachteten Jahre sind in den folgenden Abbildungen dargestellt.



Abbildung 5.73: Topologie des modellierten deutschen Übertragungsnetzes für das Jahr 2012

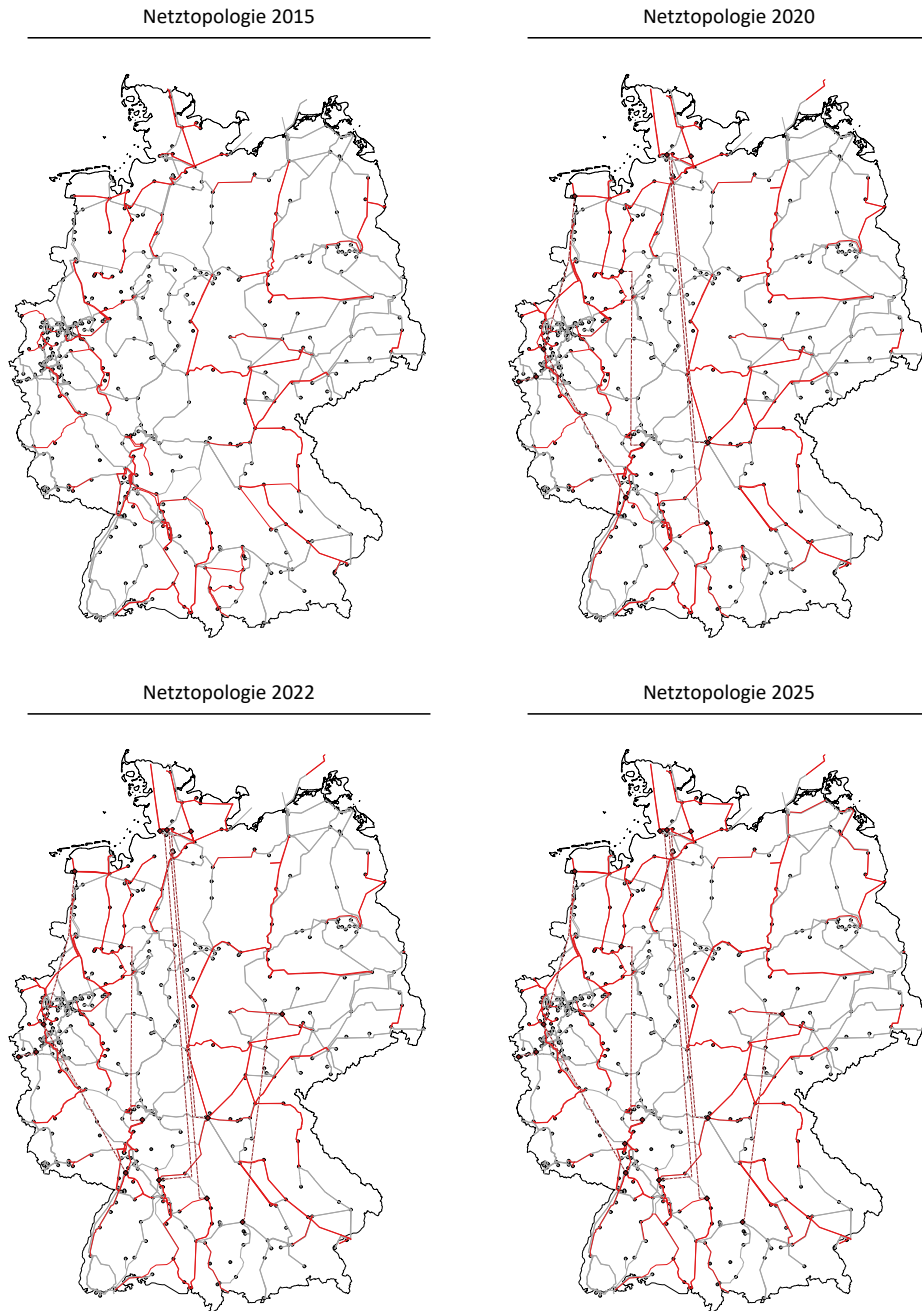


Abbildung 5.74: Entwicklung der Netzttopologie in den Jahren 2015 – 2025 gemäß NEP 2012

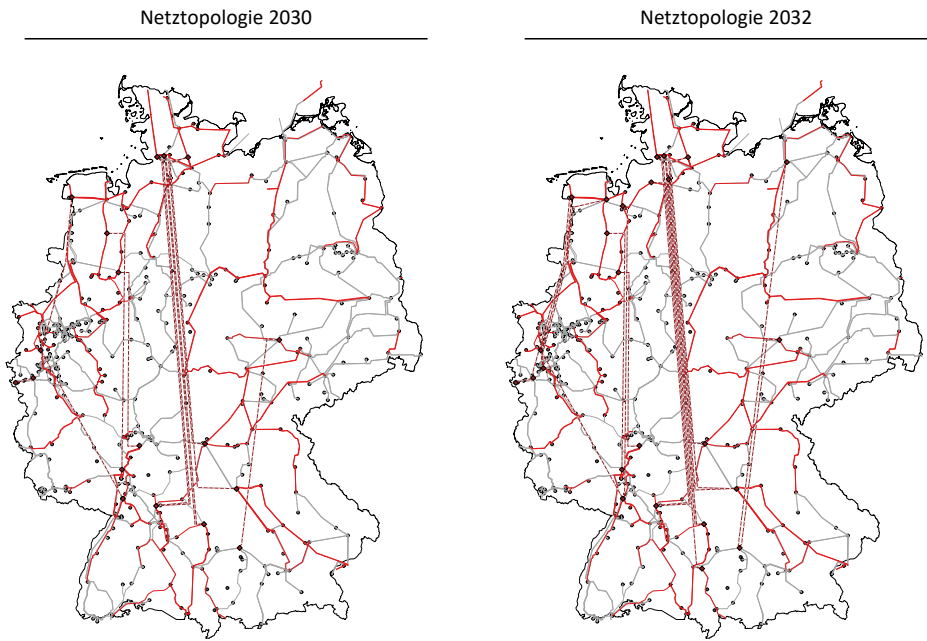


Abbildung 5.75: Entwicklung der Netztopologie in den Jahren 2030 – 2032 gemäß NEP 2012

Die in Abbildung 5.73 blau eingefärbten Leitungen markieren im Jahr 2012 existierende Leitungen, die von Änderungsmaßnahmen im Netzentwicklungsplan betroffen sind. Die rot eingefärbten Leitungen in Abbildung 5.74 und Abbildung 5.75 kennzeichnen Leitungen, die durch die Maßnahmen des Netzentwicklungsplans bis zu dem betrachteten Jahr neu hinzukommen oder verstärkt werden.

Die während des Datenexports (vgl. Abschnitt 5.5.4.8) in die Netzkarten-Datenbanken geschriebenen Ergebnisse der Lastflussberechnungen dienen schließlich als Grundlage für die Einfärbung der Netzkarten. Dabei werden die Knotenspannungen und Leitungsauslastungen anhand der farblichen Kodierungen entsprechend Abbildung 5.76 sichtbar gemacht.

380-kV-Knoten [kV]	220-kV-Knoten [kV]	AC-Leitungen [A]	HGÜ-Leitungen [MW]
● $U > 440$	● $U > 265$	— $I > 1,2 I_n$	— $0,8 P_n < P \leq P_n$
● $430 < U \leq 440$	● $255 < U \leq 265$	— $1,1 I_n < I \leq 1,2 I_n$	— $0,6 P_n < P \leq 0,8 P_n$
● $420 < U \leq 430$	● $245 < U \leq 255$	— $I_n < I \leq 1,1 I_n$	— $0,4 P_n < P \leq 0,6 P_n$
● $390 < U \leq 420$	● $215 < U \leq 245$	— $0,7 I_n < I \leq I_n$	— $0,2 P_n < P \leq 0,4 P_n$
● $380 < U \leq 390$	● $205 < U \leq 215$	— $I \leq 0,7 I_n$	— $P \leq 0,2 P_n$
● $U \leq 380$	● $U \leq 205$		

Abbildung 5.76: Farbliche Kodierung der Knotenspannungen und Leitungsauslastungen

5.5.7 Modellverifikation

Für die realen Lastflüsse im deutschen Übertragungsnetz liegen keine öffentlich verfügbaren Daten vor. Aus diesem Grund ist eine Modellvalidierung anhand der Spiegelung an der Realität wie für das Elektrizitätsmarktmodell (vgl. Abschnitt 5.4.6) nicht möglich. Um dennoch die Eignung des entwickelten Modells nachzuweisen, wird stattdessen eine Modellverifikation anhand eines etablierten Lastflussmodells vorgenommen. Bei dem Referenzmodell handelt es sich um das von der Bundesnetzagentur genutzte Übertragungsnetzmodell, mit dem auch der Netzentwicklungsplan 2012 gerechnet wurde.

Als Basis für die Vergleichsrechnungen dienen die Auslastungen der AC-Leitungen für genau den Netznutzungsfall, der auch dem zur Verfügung gestellten Datensatz aus Abschnitt 5.5.5 zugrunde liegt. Dabei wurde die Auswertung auf Basis aller in Deutschland verorteten Hoch- und Höchstspannungsleitungen vorgenommen. Die simulierte Stunde entspricht einem Vormittag im Januar 2022, der durch eine hohe Last, eine starke Einspeisung von Windenergieanlagen (On- und Offshore) sowie einen starken Export charakterisiert ist (vgl. Tabelle 5.16). Das Ergebnis der Verifikationsrechnung mit dem entwickelten Netzmodell ist in Abbildung 5.77 dargestellt [5].

Größe	Leistung [MW]
Gesamtlast	80.765
Einspeisung	83.759
Konventionell	33.707
Photovoltaik	5.293
Offshore Wind	11.198
Onshore Wind	36.377
Laufwasser	3.192
Biomasse	5.346
Sonstige	1.330
Export (-)	-12.684

Tabelle 5.16: Betrachteter Netznutzungsfall in der Verifikationsrechnung

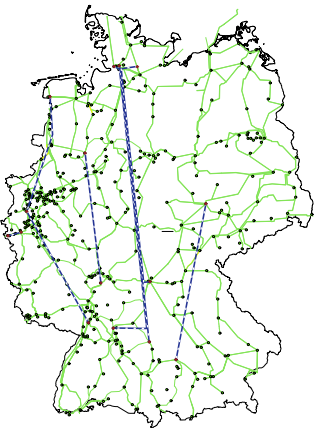


Abbildung 5.77: Ergebnis der Verifikationsrechnung mit dem entwickelten Netzmodell [5]

Der Netznutzungsfall wird von der modellierten Topologie für das Jahr 2022 gut beherrscht. Keine der Leitungen ist überlastet und sämtliche Knotenspannungen bewegen sich im zulässigen Spannungsbereich. Die gesamte Verlustleistung im Netz beträgt 3.961 MW, wobei 2.443 MW auf die AC-Leitungen

entfallen, die durchschnittlich zu 21 % ausgelastet sind. Die HGÜ-Leitungen transportieren 10 GW von Nord- nach Süddeutschland und tragen so wesentlich zur Entlastung des AC-Netzes bei.

Tabelle 5.17 enthält den Vergleich der Rechenergebnisse für das entwickelte Netzmodell und das Referenzmodell der Bundesnetzagentur. Dabei werden an dieser Stelle aufgrund der Vertraulichkeit der Daten aggregierte Werte zur Bewertung herangezogen. Die durchschnittliche Auslastung der Leitungen im Netzmodell der Bundesnetzagentur liegt mit 21,79 % nur unwesentlich höher, als die des entwickelten Modells. Die hohe Übereinstimmung bestätigt sich auch im Hinblick auf die besonders hoch ausgelasteten Leitungen, wobei in beiden Modellen keine Überlastungen auftreten und weniger als 1 % aller Leitungen mehr als 70 % ausgelastet sind. Die Abweichung der Wirkleistungsverluste zwischen beiden Modellen beträgt für den betrachteten Fall 2 %. Dabei kommen verschiedene Gründe in Frage, warum die Auslastungen und Wirkleistungsverluste im entwickelten Modell leicht niedriger sind, als im Referenzmodell. Ein Grund kann z.B. ein leicht unterschiedlicher Ansatz zur Slackverteilung sein.

Leitungsauslastungen im deutschen Übertragungsnetz	Entwickeltes Übertragungsnetzmodell	Übertragungsnetzmodell der Bundesnetzagentur	Relative Abweichung
Durchschnittliche AC-Leitungsauslastung	21,03 %	21,79 %	-3,6 %
Anteil AC-Leitungen mit Auslastung > 70%	0,91 %	0,92 %	-1,0 %
Anteil überlasteter AC-Leitungen	0 %	0 %	0 %
Wirkleistungsverluste auf AC-Leitungen	2.443 MW	2.492 MW	-2,0 %

Tabelle 5.17: Vergleich der Rechenergebnisse zwischen entwickeltem Modell und Referenzmodell

Im Hinblick auf die enorme Komplexität der Modelle sind die Abweichungen jedoch äußerst gering, so dass das entwickelte Model als verifiziert angesehen werden kann.

6 Exemplarische Untersuchungen

In diesem Kapitel wird der Mehrwert des neu entwickelten Modellpakets anhand exemplarischer Untersuchungen dargelegt. Dazu werden zunächst zwei Varianten eines Basisszenarios gerechnet und miteinander verglichen, wobei Gegenstand der Untersuchung jeweils die effiziente Umsetzung der deutschen Energiewende ist. In der ersten Variante des Basisszenarios wird die Berechnung mit dem allein stehenden Energiesystemmodell IKARUS-LP durchgeführt, wohingegen in der zweiten Variante das entwickelte multiskalare Modellpaket zum Einsatz kommt. Im Anschluss an die Berechnung des Basisszenarios werden mit den neu entwickelten Methoden zusätzlich Szenarien hinsichtlich des Einflusses eines verzögerten Netzausbaus in Deutschland (Szenario A) und einer im Ausland veränderten Erzeugungsstruktur (Szenario B) berechnet.

6.1 Basisszenario: Effiziente Umsetzung der Energiewende

Im Basisszenario dieser Arbeit wird die kosteneffiziente Transformation des Energiesystems im Rahmen der Energiewende untersucht, wobei das Erreichen aller formulierten Ziele der Energiewende durch Nebenbedingungen forciert wird. Auf diese Weise wird indirekt auch die Konsistenz und Erreichbarkeit der Ziele geprüft. Das gewählte Szenario weist eine hohe gesellschaftliche Relevanz auf und ist gut geeignet, die Vorteile des entwickelten Modellpakets sowohl gegenüber klassischen Energiesystemmodellen als auch speziellen Elektrizitätssystemmodellen aufzuzeigen.

Dies liegt einerseits darin begründet, dass der dem Szenario zugrundeliegende ambitionierte Ausbau erneuerbarer Energien aufgrund steigender Fluktuationen und sich ändernder Einspeisungsverteilungen einen hohen Detailgrad hinsichtlich der zeitlichen, räumlichen und technologischen Auflösung im Stromsektor erfordert. Zusätzlich muss die zunehmende Integration der europäischen Strommärkte adäquat berücksichtigt werden. Klassische Energiesystemmodelle bilden diese Entwicklungen häufig nur unzureichend ab. Andererseits tangieren die Ziele der Energiewende nicht nur den Stromsektor, sondern praktisch alle Bereiche des Energiesystems. Eine isolierte Betrachtung anhand von reinen Elektrizitätssystemmodellen greift daher ebenfalls zu kurz und vernachlässigt insbesondere intersektorale Abhängigkeiten.

6.1.1 Rahmenszenario und Annahmen

Der berücksichtigte Zeithorizont des berechneten Szenarios reicht bis in das Jahr 2035 und wird anhand von 5-Jahres-Schritten abgedeckt. Für diesen Zeitraum sind die Ziele der Energiewende relativ

klar definiert. Zudem deckt sich der Zeitraum mit dem 20-jährigen Planungshorizont des Netzentwicklungsplans, der die Grundlage der getroffenen Annahmen hinsichtlich des Netzausbaus darstellt.

Im Folgenden werden zunächst das Rahmenszenario sowie die getroffenen Annahmen für Deutschland beschrieben. Anschließend wird auf die Annahmen für die restlichen europäischen Länder eingegangen, die vor allem für die Berechnungen mit dem Modellpaket in der zweiten Variante des Basis-szenarios sowie der Szenarien A und B benötigt werden.

6.1.1.1 Rahmenszenario und Annahmen für Deutschland

Für die wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland wird von einem jährlichen Wirtschaftswachstum von 1,4 % ausgegangen, was zu einer unterschiedlich stark steigenden Bruttowertschöpfung in allen industriellen Sektoren führt. Für die Bevölkerung Deutschlands wird dagegen ein leichter Rückgang auf ca. 80 Millionen Menschen im Jahr 2030 unterstellt. Die angenommene Preisentwicklung der wichtigsten fossilen Primärenergieträger ist in Abbildung 6.1 dargestellt und orientiert sich an den Prognosen der Internationalen Energie Agentur (IEA) [392].

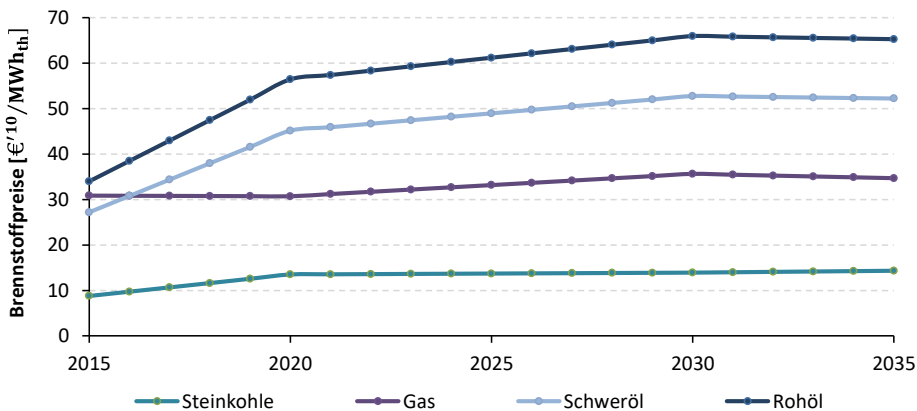


Abbildung 6.1: Angenommene Entwicklung der Primärenergieträgerpreise [392]

Für den Rohölpreis wird ein deutlicher Anstieg auf ca. 65 €/10 MWh_{th} in 2035 angenommen. Für Gas und Kohle werden dagegen nur leichte Preisanstiege unterstellt. Dabei stellt das Current Policies Szenario der IEA die Basis für die Annahmen für das Jahr 2020 dar, wohingegen für die Jahre 2030 und 2035 auf das 450 Szenario der IEA zurückgegriffen wird [392]. Eine Ausnahme bilden die angenommenen Kohlepreise für die Jahre 2030 und 2035, die analog zu [393] auf den Werten des New Policies Szenario basieren [392]. Die Wahl der Szenarien erfolgt insbesondere vor dem Hintergrund niedriger Ölpreise rund um die Jahre 2015 bis 2017, die in der kurzen Frist relativ stark von den Projektionen des 450 Szenarios abweichen und deutlich näher an den Werten des Current Policies Szenarios liegen. In

der langen Frist hingegen steht der Szenariorahmen des 450 Szenarios der IEA in größerem Einklang mit den Zielen der Energiewende, so dass in der Folge dieses Szenario zugrunde gelegt wird. Die Werte für die Zwischenjahre werden jeweils linear interpoliert.

Die ursprüngliche gesetzliche Grundlage der Energiewende ist das aus dem Jahr 2010 stammende Energiekonzept der deutschen Bundesregierung [2]. Ein wesentliches Ziel des Konzepts ist die drastische Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 80 % bis 2050 verglichen mit dem Stand aus dem Jahr 1990. Dies soll vor allem durch den forcierten Einsatz erneuerbarer Energien sowie durch Effizienzsteigerungen in allen energetischen Bereichen erreicht werden. Ein ursprünglicher Aspekt des Energiekonzepts war zudem die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke um durchschnittlich 12 Jahre. Mit dem Reaktorunglück in Fukushima wurde diese Entscheidung jedoch revidiert, so dass die Bundesregierung im Rahmen eines umfangreichen Energiegesetzespakets im Juni 2011 den Kernenergieausstieg bis Ende des Jahres 2022 beschlossen hat [3].

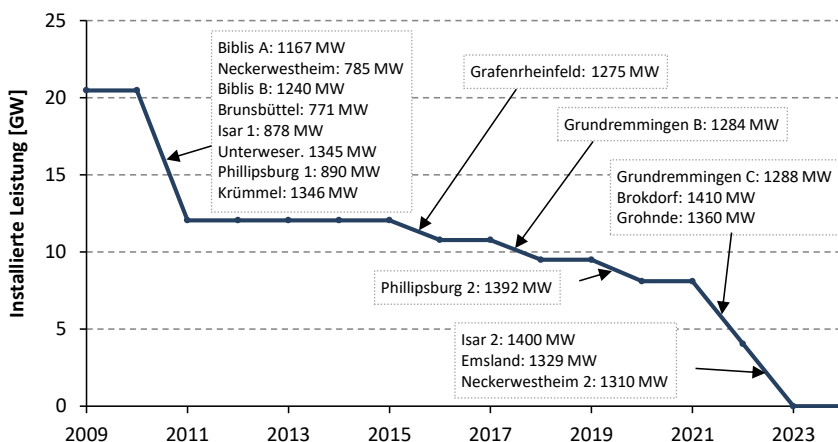


Abbildung 6.2: Angenommene Entwicklung der Kernkraftwerkskapazitäten in Deutschland

Für die Modellierung der Kraftwerkskapazitäten muss der Kernenergieausstieg auf die Abschaltung der einzelnen Reaktorblöcke hinuntergebrochen werden. Hierzu wird der im Einklang zum Ausstiegsbeschluss stehende Ausstiegsfad gemäß Abbildung 6.2 angenommen [3].

Mit Ausnahme der Rolle der Kernenergie haben alle weiteren Ziele des ursprünglichen Energiekonzepts aus dem Jahr 2010 bis heute weitestgehend Bestand. Die wichtigsten zu modellierenden Ziele sind in Tabelle 6.1 zusammengetragen. Wie aus der Tabelle ersichtlich wird, existieren verschiedene, sich teilweise überschneidende Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Diese beziehen sich auf den Primärenergieverbrauch, Bruttoendenergieverbrauch, Bruttostromverbrauch sowie Endenergieverbrauch.

gieverbrauch im Verkehr. Der Stromsektor spielt dennoch eine herausragende Rolle, da die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2050 mindestens 80 % am Bruttostromverbrauch ausmachen soll. Weiterhin sollen Energieeffizienzgewinne sowie Energieeinsparungen zu einer Halbierung des Primärenergieverbrauchs führen, wobei diese im Rahmen dieser Arbeit nur auf die fossilen Energieträger bezogen wird. Der Stromverbrauch soll bis 2030 verglichen mit 2008 um 15 % sinken. Dabei wird in dieser Arbeit angenommen, dass sich diese Stromreduktion nur auf „alte“ Verbraucher bezieht. „Neue“ Stromverbraucher, denen in der Energiewende eine wichtige Rolle zugesprochen wird, wie z.B. Wärmepumpen, Elektrolyseure sowie Elektrofahrzeuge, werden von dem Stromreduktionsziel explizit ausgenommen. Des Weiteren werden hohe Anforderungen an Effizienzsteigerungen im Gebäudebereich gestellt, in dem der Raumwärmebedarf bis 2050 um 80 % verglichen mit 2008 gesenkt werden soll. Zusätzlich soll die Elektromobilität entweder marktgetrieben oder über verschiedene Anreizprogramme derart vorangebracht werden, dass bis 2030 mindestens sechs Millionen Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen vorzufinden sind. Hierbei wird in der Modellierung unterstellt, dass darunter sowohl reine Batteriefahrzeuge als auch Plug-in-Hybrid-Fahrzeuge fallen.

Wesentliche Ziele der Energiewende

Kernenergieausstieg bis 2022

Reduktion der THG-Emissionen um 40% bis 2020, 55 % bis 2030 und 80 % bis 2050 verglichen mit 1990

Anteil der Erneuerbaren am Primärenergieverbrauch mind. 30% bis 2030

Anteil der Erneuerbaren am Bruttoendenergieverbrauch mind. 18 % bis 2020 und 60 % bis 2050

Anteil der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch mind. 35 % bis 2020, 50 % bis 2030 und 80 % bis 2050

Anteil der Erneuerbaren an der Endenergie im Verkehrsbereich 10 % bis 2020

Halbierung des Primärenergieverbrauchs bis 2050 im Vergleich zu 2008

Reduktion des Stromverbrauchs um 10 % bis 2020 und 15 % bis 2030 verglichen mit 2008

Reduktion des Raumwärmebedarfs um 20 % bis 2020 und 80 % bis 2050 verglichen mit 2008

Eine Millionen Elektrofahrzeuge bis 2020 und sechs Millionen Elektrofahrzeuge bis 2030

Tabelle 6.1: Wesentliche Ziele der Energiewende [2, 3]

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung wird in Deutschland über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelt. Die Entwicklung der zukünftigen Kapazitäten der erneuerbaren Energien ist daher nicht Teil der Optimierung, sondern wird stattdessen explizit gemäß Abbildung 6.3 vorgegeben. Der angenommene Ausbaupfad basiert primär auf dem EEG 2014, in dem ein Zielkorridor für jede Technologie vorgegeben wird [394]. Die Ausbauziele decken sich jedoch weitestgehend auch mit den Vorgaben des nachfolgenden EEG 2016, in dem vor allem Änderungen am Marktdesign vorgenommen wurden [395]. Der Gesetzesnivellierung nach erfolgt die Förderung erneuerbarer Energien nicht mehr anhand von festgesetzten Vergütungen für die Einspeisungen, sondern durch wettbewerbliche Ausschreibungen der zu installierenden Kapazitäten. Die Planbarkeit des Ausbaus dürfte aufgrund der festgelegten Ausschreibungsmengen entsprechend deutlich zunehmen.

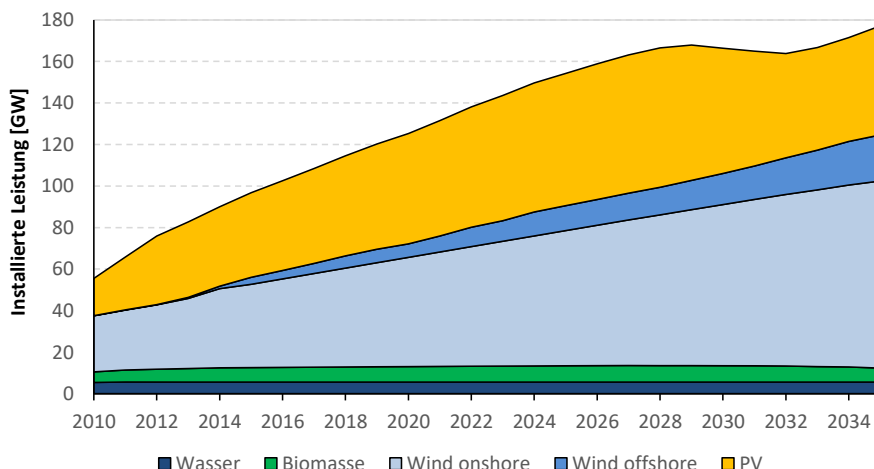


Abbildung 6.3: Angenommene installierte Leistungen der erneuerbaren Energien in Deutschland

Für den Ausbau der Photovoltaik wird ein jährlicher Brutto-Zubau von 2.500 MW angenommen. Die installierte Leistung steigt zunächst relativ stark an und erreicht im Jahr 2028 mit 67 GW ihren Höhepunkt. In der Folge gehen nach 20-jähriger Laufzeit mehr Anlagen vom Netz, als durch den Bruttozubau hinzukommen. Dies führt dazu, dass die insgesamt installierte Leistung bis 2035 wieder auf knapp 53 GW, also in etwa den Stand von 2020, sinkt. Die Verteilung der zukünftigen PV-Kapazitäten erfolgt anhand der in Abschnitt 5.3.4.2 beschriebenen Verfahren und ist in Abbildung 6.4 für die Jahre 2020 (links) und 2035 (rechts) dargestellt. Verglichen zu der Verteilung von 2012 (vgl. Abbildung 5.21, rechts) ist über ganz Deutschland hinweg eine Zunahme der Kapazitäten zu beobachten. Zwischen den Jahren 2020 und 2035 sind dagegen weniger Unterschiede auszumachen. In dem betrachteten Szenario liegt auch zukünftig der Schwerpunkt der Stromerzeugung aus PV-Anlagen in Süddeutschland, wobei auch in Westdeutschland zunehmend Gebäude- und Freiflächenpotentiale genutzt werden.

Für die Onshore Windenergie wird ein jährlicher Netto-Zubau von 2.500 MW angenommen, was das Repowering alter Anlagen mit einschließt. Dies führt zu einem stetigen Ansteigen der installierten Leistung bis auf 90 GW in 2035. Die Verteilung der installierten Kapazitäten mit dem Verfahren aus Abschnitt 5.3.4.2 ist in Abbildung 6.5 für die Jahre 2020 (links) und 2035 (rechts) dargestellt. Verglichen mit dem Ausbauzustand in 2012 (Abbildung 5.21, links) kommt es zu einem deutlichen Ausbau der installierten Leistung in praktisch allen Regionen Deutschlands, so dass ab 2020 auch vermehrt Leistungen in Süddeutschland installiert werden.

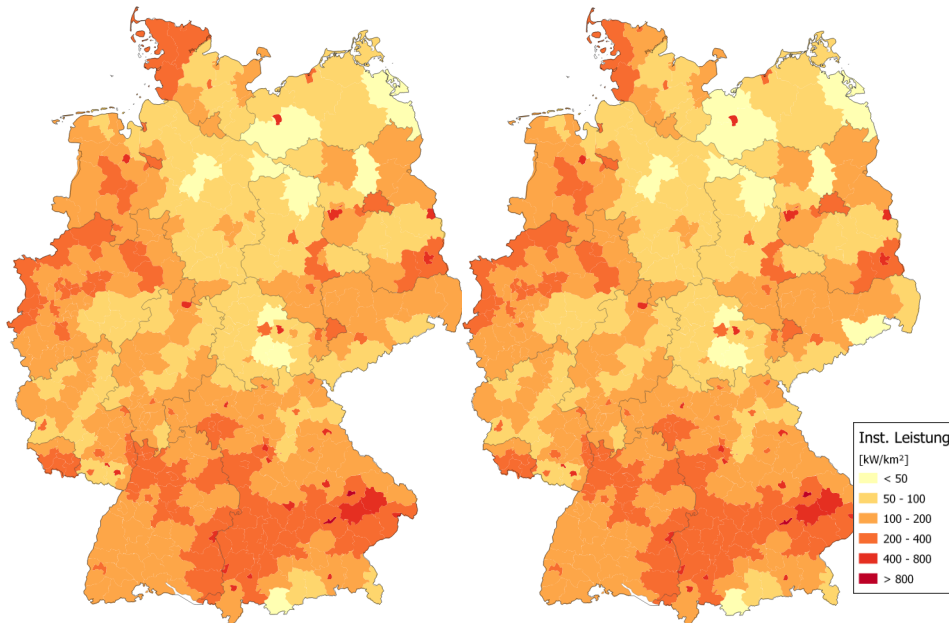


Abbildung 6.4. Verteilung der installierten PV-Leistung 2020 (links) und 2035 (rechts)

Die Annahmen des entwickelten Verfahrens für die Verteilung der installierten Windleistung führen dazu, dass ab dem Jahr 2015 etwa 60 % der bis 2035 zugebauten Leistung in den, in der Nordhälfte Deutschlands liegenden Bundesländern Bremen, Hamburg, Berlin, Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern, installiert wird. Dies deckt sich der Vorgabe der EEG Novelle 2016, nach der maximal 60 % des Zubaus an Windkraftanlagen in dem sogenannten Netzausbaubereich erfolgen darf, das in Norddeutschland³¹ verortet ist und zur Vermeidung von Überlastungen der Stromnetze dienen soll [395]. Der hinterlegte Verteilungsansatz für zukünftige Windkapazitäten erweist sich daher als angemessen.

Für Offshore Windenergie wird eine Steigerung der Kapazitäten auf insgesamt 6.500 MW in 2020, 15.000 MW in 2030 und etwa 22.000 MW in 2035 angenommen [394, 395]. Der zeitlichen Verlauf der Inbetriebnahmen und die regionale Zuordnung der anzuschließenden Kapazitäten aller geplanten Offshore Windparks basiert auf dem Offshore Netzentwicklungsplan 2013 [251]. Die resultierende Entwicklung der installierten Leistungen ist standortscharf in Tabelle 6.2 dargestellt, wobei die in Niedersachsen (NI), Schleswig-Holstein (SH), und Mecklenburg-Vorpommern (MV) verorteten Anlandungspunkte in Abbildung 6.6 farblich markiert sind [397, 398].

³¹ Gemäß des zweiten Entwurfs der Netzausbaubereichsverordnung umfasst das Netzausbaubereich Teile Schleswig-Holsteins, Niedersachsens, Mecklenburg-Vorpommerns sowie Bremen und Hamburg [396].

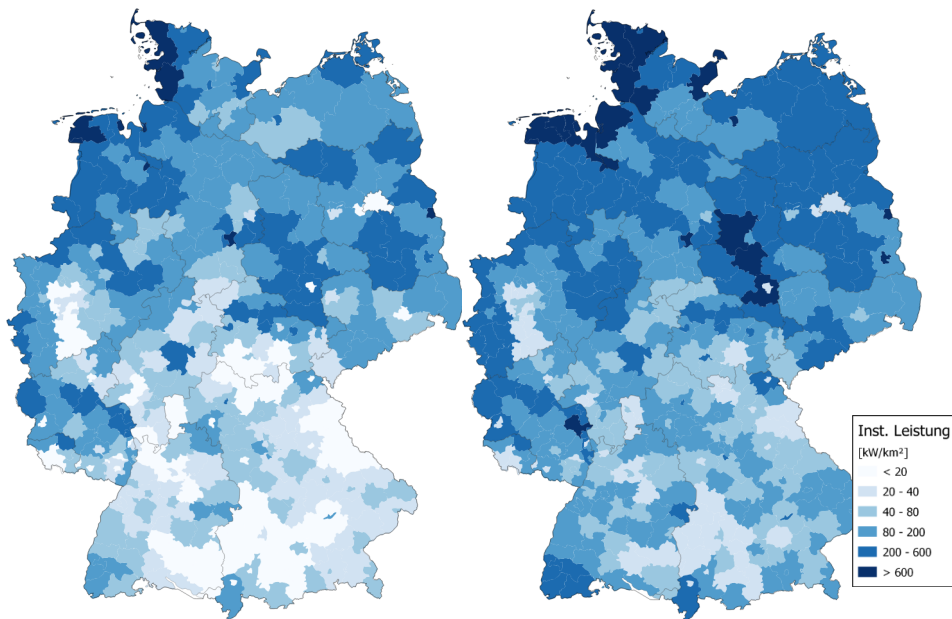


Abbildung 6.5. Verteilung der installierten Onshore Windleistung 2020 (links) und 2035 (rechts)

Standort	Region	Angeschlossene Leistung [MW]				
		2015	2020	2025	2030	2035
Büttel	SH	1550	1550	2130	2130	3030
Bentwisch	MV	336	336	336	336	1336
Lüdershagen	MV	0	0	250	850	1700
Lubmin	MV	0	700	1000	1700	2150
Elsfleth/West	NI	0	0	0	0	900
Unterweser	NI	0	0	0	0	900
Cloppenburg	NI	0	0	1500	2700	2700
Wilhelmshaven	NI	0	0	0	500	2700
Inhausen	NI	0	110	110	110	110
Emden	NI	108	718	1908	1908	1908
Diele	NI	800	1200	1200	1200	1200
Dörpen/West	NI	512	1826	2600	2600	2600
Hagermarsch	NI	60	60	60	60	60
Halbmond	NI	0	0	900	900	900
Summe	DE	3366	6500	11994	14994	22194
Summe	SH	1550	1550	2130	2130	3030
Summe	NI	1480	3914	8278	9978	13978
Summe	MV	336	1036	1586	2886	5186

Tabelle 6.2: Angenommene Verteilung der angeschlossenen Offshore Windleistung in Deutschland

Tabelle 6.2 zeigt, dass der Großteil der Offshore Windleistung in Niedersachsen angeschlossen wird und die aus den hinterlegten Inbetriebnahmen der einzelnen Offshore Windparks resultierenden Gesamtleistungen für Deutschland mit den zeitlichen Zielvorgaben des EEG übereinstimmen.

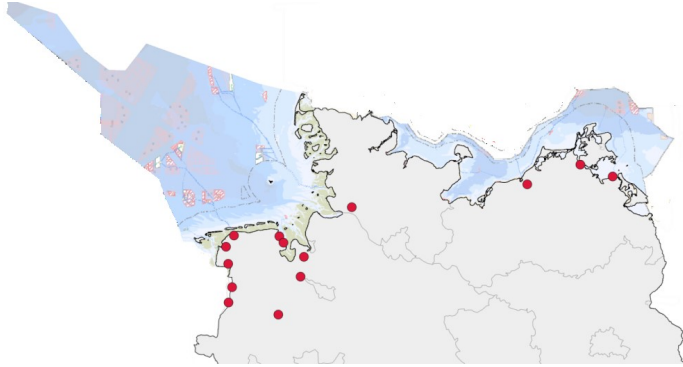


Abbildung 6.6: Standorte der Offshore Netzanbindungen [397, 398]

Für die Entwicklung der installierten Biomasse-Leistungen wird gemäß EEG 2014 ein jährlicher Brutto-Zubau von 100 MW angenommen, was leicht unter dem Kompromiss aus dem EEG 2016 liegt. Die Annahme führt dazu, dass die insgesamt installierte Leistung bis auf 7,92 GW in 2029 steigt und ab dann aufgrund von vom Netz gehender Anlagen bis auf 6,71 GW in 2035 fällt.

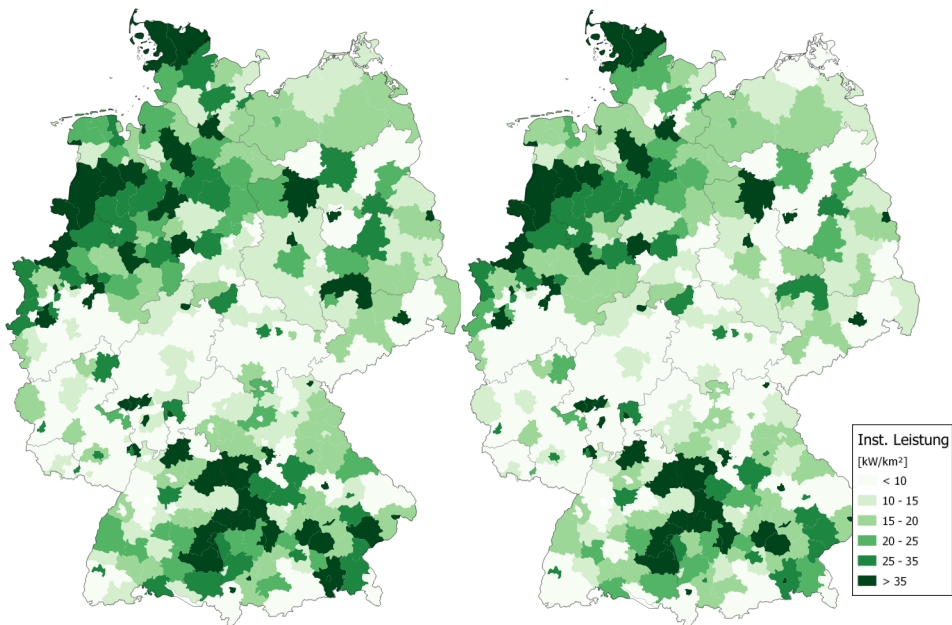


Abbildung 6.7: Verteilung der installierten Biomasseleistung 2020 (links) und 2035 (rechts)

Die Verteilungen der installierten Biomasse-Leistungen sind in Abbildung 6.7 für die Jahre 2020 (links) und 2035 (rechts) dargestellt. Der Vergleich zeigt, wie die insgesamt in Deutschland installierte Leistung leicht zurückgeht.

Die Entwicklung der konventionellen Kapazitäten wird weitestgehend modellbasiert ermittelt und ergibt sich aus den Zeitpunkten der Inbetriebnahme, den Lebensdauern der bestehenden Kraftwerke sowie dem Kraftwerksneubau. Die Datenbasis bildet die in Abschnitt 5.4.5.2 beschriebene Kraftwerksdatenbank für Deutschland, wobei die angenommenen Investitions- und Betriebskosten der verschiedenen Kraftwerkstechnologien auf den Annahmen des World Energy Outlook Modells der IEA basieren [399]. Zu den exogenen Vorgaben gehört hingegen der im Rahmen des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) beschlossene Rückbau von alten Braunkohlekapazitäten [400]. Die vorzeitig vom Netz gehenden Kapazitäten sind in Tabelle 6.3 dargestellt. Zudem werden alle bekannten Kraftwerksstilllegungen berücksichtigt, die auf der Stilllegungsliste der Bundesnetzagentur aufgeführt sind [341].

Kraftwerksblock	Nennleistung [MW]	Überführung in Reserve	Endgültige Stilllegung
Buschhaus	352	2016	2020
Frimmersdorf P	284	2017	2021
Frimmersdorf Q	278	2017	2021
Niederaußem E	298	2018	2022
Niederaußem F	299	2018	2022
Neurath C	292	2019	2023
Jänschwäldes F	465	2018	2022
Jänschwäldes E	465	2019	2023

Tabelle 6.3: Explizit berücksichtigter Rückbau alter Braunkohlekraftwerke [400]

In dem betrachteten Szenario wird außerdem ein Zubau von Kraftwerken mit CCS-Technologie aufgrund der kontrovers geführten Diskussion in Deutschland ausgeschlossen (vgl. [9]). Für das deutsche Übertragungsnetz wird der Netzausbau entsprechend des Netzentwicklungsplans 2012 (vgl. Abschnitt 5.5.5.10) angenommen [114].

6.1.1.2 Rahmenszenario und Annahmen für Rest-Europa

Da es sich bei dem Energiesystemmodell IKARUS-LP um ein nationales Modell für Deutschland handelt, wird das europäische Umfeld durch ein Szenario abgebildet. Hierzu wird auf die „EU energy, transport and GHG emissions, trends to 2050“ - Studie der Europäischen Kommission zurückgegriffen, aus der die Stromnachfragen der einzelnen Länder, die installierten Kraftwerkskapazitäten, die Einspeisungen der erneuerbaren Energien, der KWK-Anteil der Stromerzeugung sowie der CO₂-Zertifikatspreis abgeleitet werden [401].

Die angenommenen Stromnachfragen aller berücksichtigten Länder außer Deutschlands sind in Abbildung 6.8 dargestellt. Diese sind in der Studie nicht explizit angegeben, sondern werden aus der Bruttostromerzeugung abzüglich des Eigenverbrauchs und zuzüglich des Nettostromimports ermittelt. Die Netzverluste sind demnach in der Stromnachfrage berücksichtigt. Dabei zeigt sich, dass in der Studie für fast alle Länder eine Zunahme der Stromnachfrage über die nächsten 20 Jahre erwartet wird.

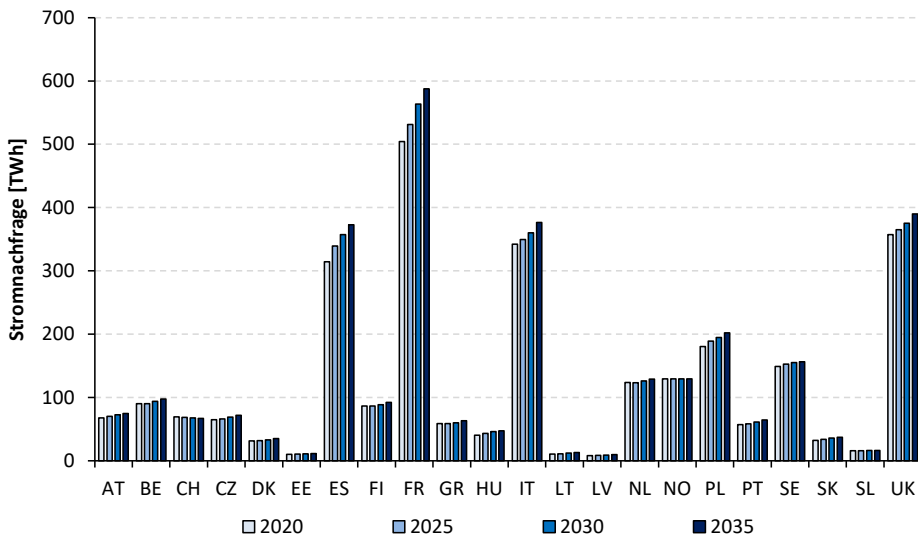


Abbildung 6.8: Angenommene Entwicklung der Stromnachfrage in abgebildeten europäischen Ländern

Die angenommenen installierten Kraftwerkskapazitäten sind in Abbildung 6.9 dargestellt. Hier bietet sich über Europa verteilt ein heterogenes Bild, wobei praktisch in allen Ländern, wenn auch in unterschiedlichem Ausmaß, erneuerbare Energien ausgebaut werden. In einigen Ländern wie Belgien und Frankreich gehen die Kernkraftwerkskapazitäten zurück, in anderen, wie z.B. in Großbritannien, Tschechien oder Finnland, nehmen sie hingegen zu. Da der Ausbau der Kernenergie in Polen in Szenario B (vgl. Abschnitt 6.3) separat untersucht wird, wird in diesem Basisszenario kein Kernkraftwerkszubau in Polen unterstellt.

Im Vergleich zu den ursprünglichen Kapazitäten der Studie müssen bedeutende Anpassungen vorgenommen werden, die in Abbildung 6.9 als schwarz-gelb-gestreifte Gas-Backup-Kapazitäten gekennzeichnet sind. Hierbei handelt es sich bereits um ein vorweg genommenes Rechenergebnis. Betroffen von den Anpassungen sind in größerem Ausmaß vor allem Frankreich, Großbritannien und Spanien. Die hinzugefügten Backup-Kapazitäten sind bei stündlicher Simulation des Systems zwingend notwendig, um alle berücksichtigten Restriktionen hinsichtlich der Versorgungssicherheit erfüllen zu

können. Ohne diese zusätzlichen Kapazitäten wäre die Versorgungssicherheit demnach nicht sichergestellt. Da es sich bei dem in der Studie eingesetzten Modell um ein Energiesystemmodell handelt, das den Kraftwerkseinsatz auf Basis von Jahresdauerlinien und Zeitscheibendurchschnitten berechnet, scheint dieses Problem in den Rechnungen methodenbedingt nicht aufgetreten zu sein. In der Studie werden die benötigten disponiblen Kapazitäten demnach teilweise deutlich unterschätzt.

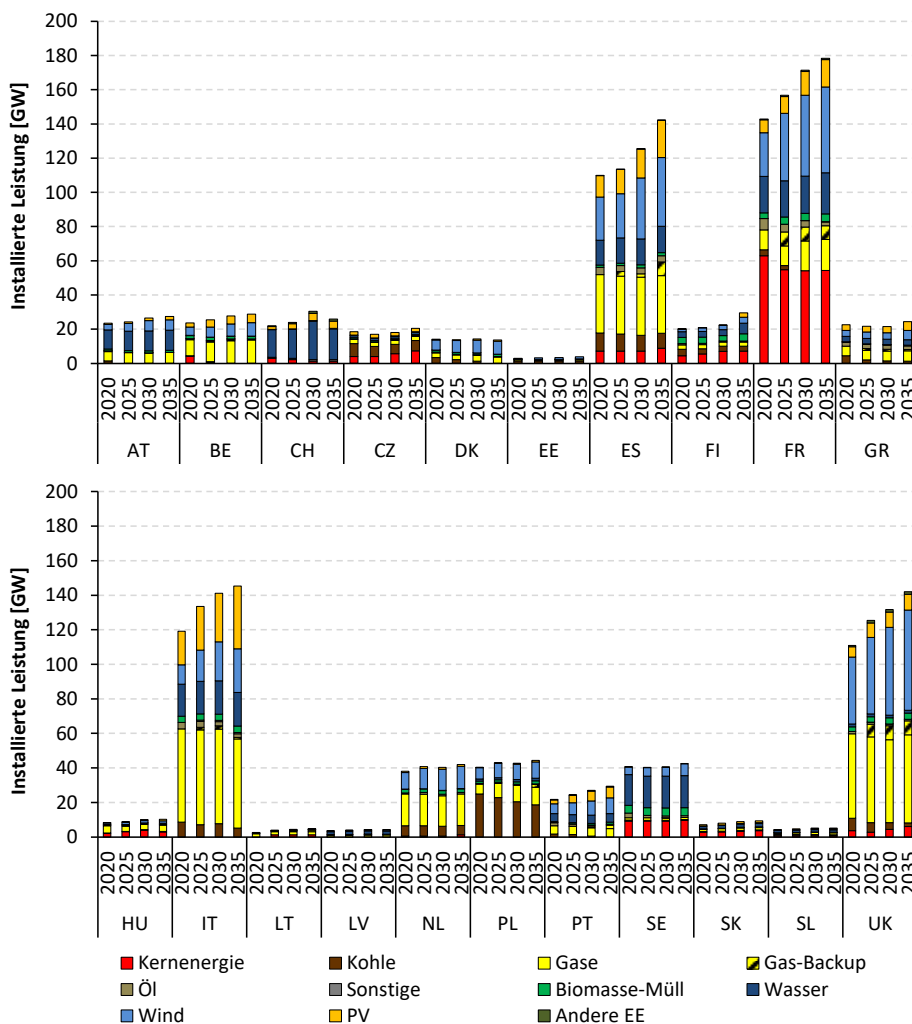


Abbildung 6.9: Angenommene Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in abgebildeten europäischen Ländern

Die angenommenen Brennstoffpreise für die Länder Europas basieren auf den im vorherigen Abschnitt beschriebenen Annahmen für Deutschland, wobei die relativen Preisunterschiede in Europa analog

der Verhältnisse in Tabelle 5.12 berücksichtigt werden. Dabei werden alle europäischen Energieträgerpreise aus der Tabelle auf die zugehörigen Preise für Deutschland normiert, so dass um den Wert Eins schwankende Faktoren entstehen. Diese werden dann für die unterschiedlichen Jahre mit den Annahmen für Deutschland multipliziert, um die länderspezifischen Brennstoffpreise zu erhalten.

Für den CO₂-Zertifikatspreis wird der Verlauf aus der zugrunde liegenden Studie angenommen, der in Abbildung 6.10 dargestellt ist [401]. Da es sich bei dem CO₂-Zertifikatsmarkt um einen europäischen Markt handelt, wird dieser Preis im integrierten Modellpaket auch für den deutschen Elektrizitätsmarkt angenommen. In der IKARUS-LP-Rechnung ergibt sich der CO₂-Preis dagegen modellendogen aus der Beschränkung der inländischen CO₂-Emissionen.

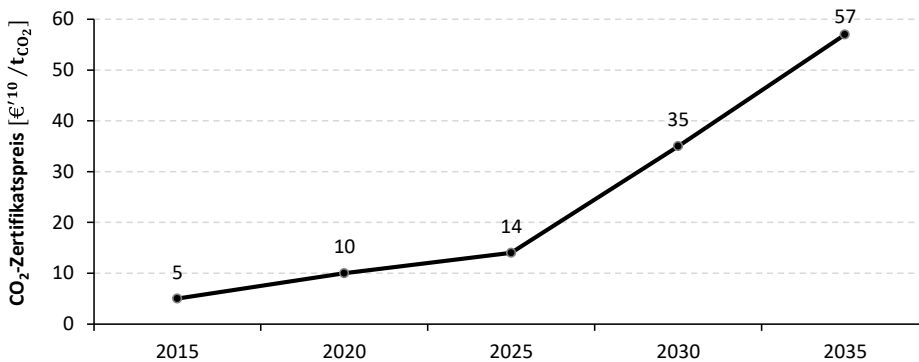


Abbildung 6.10: Angenommene Entwicklung für den CO₂-Zertifikatspreis [401]

Schließlich müssen noch Annahmen hinsichtlich des Ausbaus der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten getroffen werden. Diese basieren bis zum Stützjahr 2030 auf dem Szenario Development Report 2016 der ENTSO-E [393]. Für das Jahr 2035 wird anhand einer linearen Interpolation die Brücke zu den Werten aus dem Small&Local Szenario der E-Highways 2050 Studie der ENTSO-E geschlagen [402].

6.1.2 Variante 1: Rechenergebnisse mit IKARUS-LP

Im Folgenden werden die Ergebnisse des ausschließlich mit IKARUS-LP (vgl. Abschnitt 5.1) berechneten Basisszenarios vorgestellt. Der Fokus der Auswertung liegt auf den Entwicklungen des Primärenergieverbrauchs, des Endenergieverbrauchs, der installierten Kraftwerksleistung, der Stromerzeugung und –verwendung, dem Endenergieverbrauch im Verkehr sowie den CO₂-Emissionen. Zusätzlich ergibt sich eine Vielzahl weiterer Auswertungsmöglichkeiten. So können zum Beispiel auch die in Anhang B.1 aufgeführten Indikatoren ermittelt werden, die z.B. zur Bewertung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen herangezogen werden können.

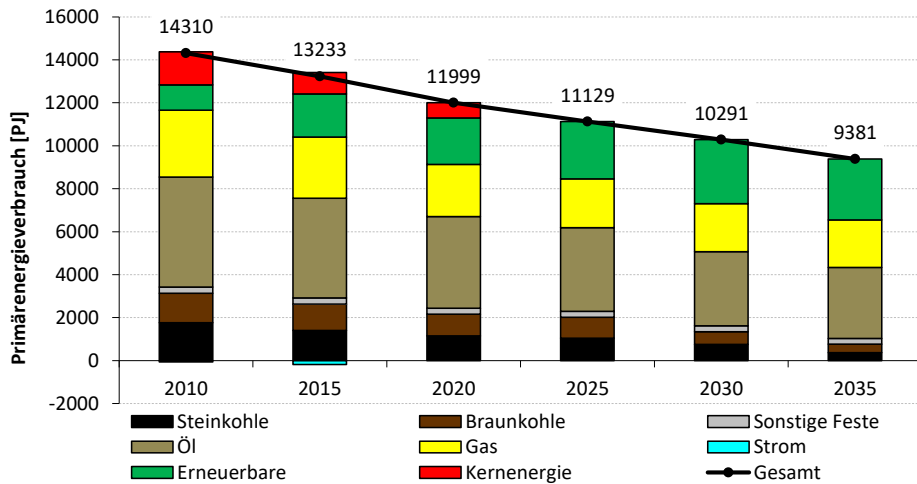


Abbildung 6.11: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern (IKARUS-LP)

Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs ist in Abbildung 6.11 dargestellt. Trotz des Kernenergieausstiegs kommt es bis 2035 zu einer beachtlichen Reduktion des Einsatzes fossiler Energieträger, wobei der Primärenergieverbrauch verglichen mit 2010 um mehr als 34 % sinkt. Getrieben wird diese Entwicklung insbesondere durch die Vorgabe, dass bis zum Jahr 2030 insgesamt 30 % des Primärenergieverbrauchs durch erneuerbare Energieträger gedeckt werden soll. Dazu wird ein Teil des Rückgangs fossiler Energieträger durch den vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energien ausgeglichen. Ein wesentlicher Teil wird jedoch auch durch Effizienzsteigerungen und Energieeinsparungen in den Endenergiesektoren kompensiert, deren Endenergieverbräuche in Abbildung 6.12 dargestellt sind.

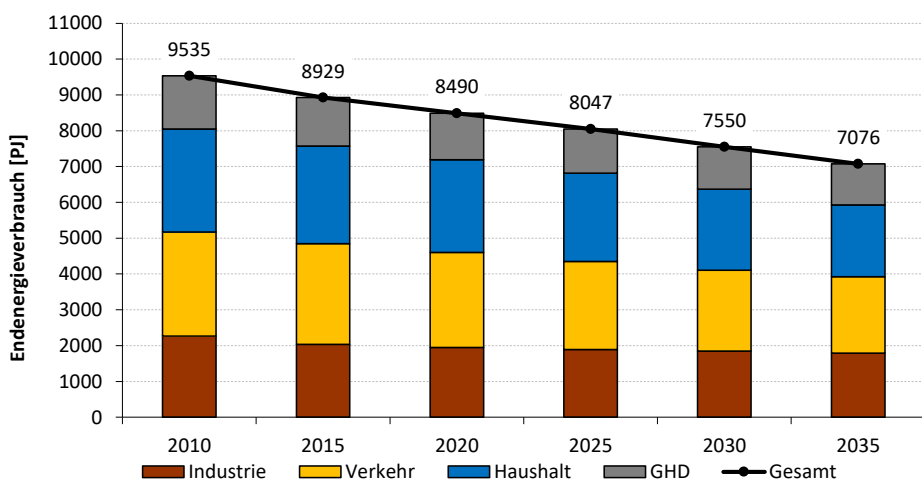


Abbildung 6.12: Endenergieverbrauch nach Sektoren (IKARUS-LP)

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass alle Sektoren durch Effizienzsteigerungen und Energieeinsparungen zu der Entwicklung beitragen. Verglichen zur Industrie sind dies in deutlich höherem Maße die Sektoren Haushalte und Verkehr. Zum einen sind ein Großteil der modellierten kostengünstigen Effizienzgewinne in der Industrie bereits heute realisiert und weitere Einsparungen daher kostenaufwendiger als in anderen Sektoren, zum anderen kommen auch Restriktionen zum Tragen, die zum Beispiel hinsichtlich der Reduktion des Raumwärmebedarfs vor allem Haushalte treffen.

Die Entwicklung der installierten Netto-Kraftwerksleistung ist in Abbildung 6.13 dargestellt. Dem starken Ausbau der erneuerbaren Energien und hierbei insbesondere der Windkraft steht der Rückgang an thermischen Kapazitäten gegenüber, wobei insbesondere der Kernausstieg bis zum Jahr 2022 maßgeblich dazu beiträgt. Zusätzlich gehen jedoch auch die installierten Leistungen von Braun- und Steinkohlekraftwerken zurück.

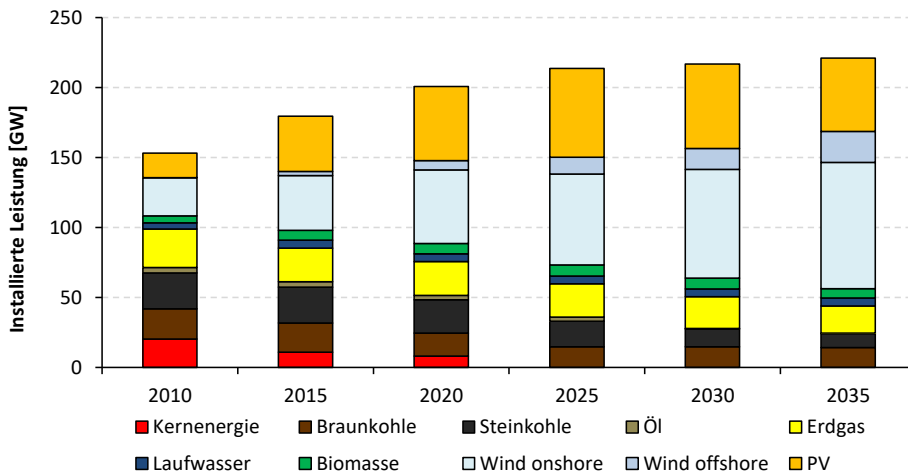


Abbildung 6.13: Installierte Kraftwerksleistung (IKARUS-LP)

Die Netto-Stromerzeugung, der Stromverbrauch sowie die Im- und Exporte sind in Abbildung 6.14 gegeben. In den Stützjahren 2010 und 2015 kommt es aufgrund der statistischen Kalibrierung des Modells noch zu ausgeprägten Im- und Exporten. Ab 2020 gehen in IKARUS-LP dagegen weder Stromimporte noch Stromexporte in Lösung.

Dennoch gelingt es, die Vorgaben des Energiekonzepts hinsichtlich der Reduktion des Stromverbrauchs sowie des Anteils der erneuerbaren Energien einzuhalten. Aufgrund der relativ hohen Brennstoffkosten spielt die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken in den Jahren 2020 und 2025 eine deutlich kleinere Rolle, als noch im Jahr 2015. Ab 2030 gewinnt die Stromerzeugung aus Gas jedoch wieder stark an Bedeutung. Dies ist durch die systemweite CO₂-Minderungsvorgabe bedingt, die zunehmend Kohlekraftwerke aus dem Markt drängt. Der Kernenergieausstieg wird zum Teil durch eine verringerte

Stromerzeugung kompensiert, die durch den wegfallenden Exportüberschuss sowie die vorgegebene Reduktion des Stromverbrauchs ermöglicht wird. Dabei liegt der Stromverbrauch inkl. der „neuen“ Verbraucher bereits nennenswert über dem der „alten“ Verbraucher.

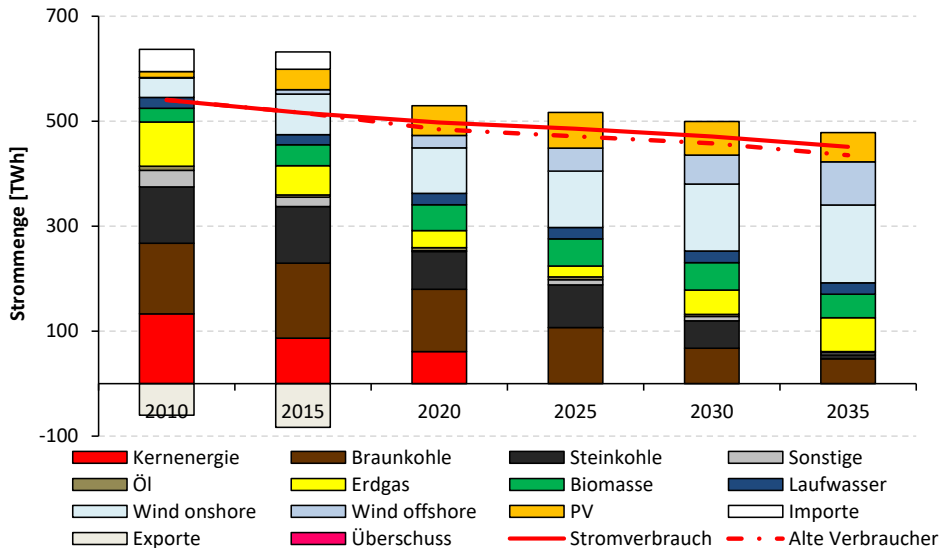


Abbildung 6.14: Netto-Stromerzeugung, Stromtausch und Stromverbrauch (IKARUS-LP)

Ein Teil der Differenz zwischen „neuen“ und „alten“ Verbrauchern fließt in den Verkehrssektor, dessen Endenergieverbrauch in Abbildung 6.15 dargestellt ist. Elektrofahrzeuge zählen zu den „neuen“ Verbrauchern, deren zusätzlicher Stromverbrauch gemäß der getroffenen Annahmen nicht unter die Reduktionsvorgabe für den „alten“ Stromverbrauch fällt. Die vorgegebene steigende Zahl an Elektrofahrzeugen führt zu einem leichten Anstieg des Stromeinsatzes im Verkehrssektor, der bis 2015 praktisch ausschließlich durch den Schienenverkehr gegeben ist. Auch im Verkehrssektor werden erhebliche Energieeinsparungen erreicht, die durch den Einsatz effizienterer Verkehrsmittel zustande kommen. Die treibenden Kräfte dahinter sind sowohl die steigenden Kraftstoffpreise als auch die Vorgabe der Halbierung des gesamten fossilen Primärenergieträgerverbrauchs bis 2050. Zusätzlich bewirkt die Vorgabe tendenziell den steigenden Einsatz von Biokraftstoffen. Wesentlich entscheidender für den Einsatz von Biokraftstoffen sind allerdings die Restriktionen, dass bis 2020 10 % des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor aus erneuerbaren Energien gedeckt werden soll und dass der Anteil der Erneuerbaren am gesamten Primärenergieverbrauch im Jahr 2030 mindestens 30 % betragen soll. Neben Pflanzenöl aus der Ölmühle und Rapsölveresterung kommt vor allem Bio-Diesel zum Einsatz, das mittels der Fischer-Tropsch-Synthese aus Synthesegas hergestellt wird. Das Synthesegas stammt wiederum aus der Vergasung von halm- und holzartiger Biomasse.

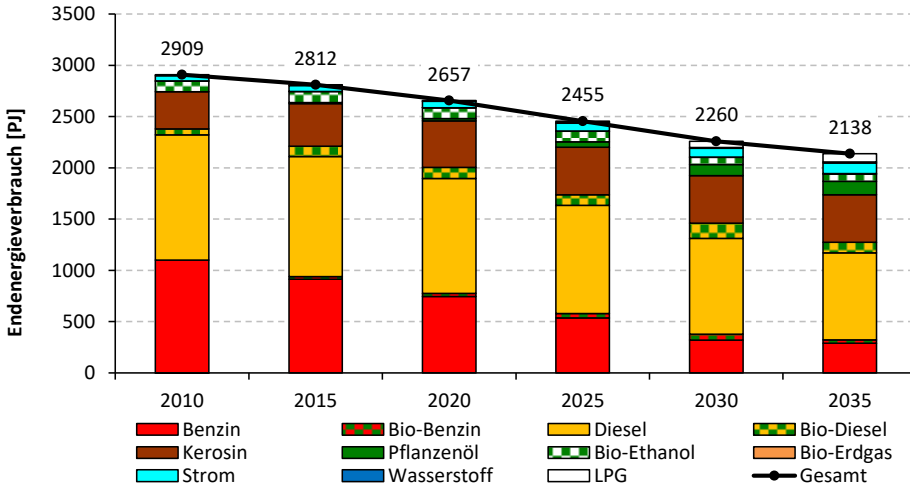


Abbildung 6.15: Endenergieverbrauch des Verkehrssektors nach Energieträgern (IKARUS-LP)

Die Entwicklung der CO₂-Emissionen ist in Abbildung 6.16 dargestellt. Die Vorgaben des Energiekonzepts für die Stützjahre 2020 und 2035 können eingehalten werden. Die wesentlichen Emissionsreduktionen werden im Stromsektor, Verkehrssektor und in geringerem Maße im Haushaltssektor geleistet. Im Jahr 2025 zeigt sich ein etwas weniger starker Rückgang der Emissionen, der vor allem durch den Kernenergieausstieg und damit verbundenen nahezu gleichbleibend hohen Emissionen im Stromsektor verursacht wird.

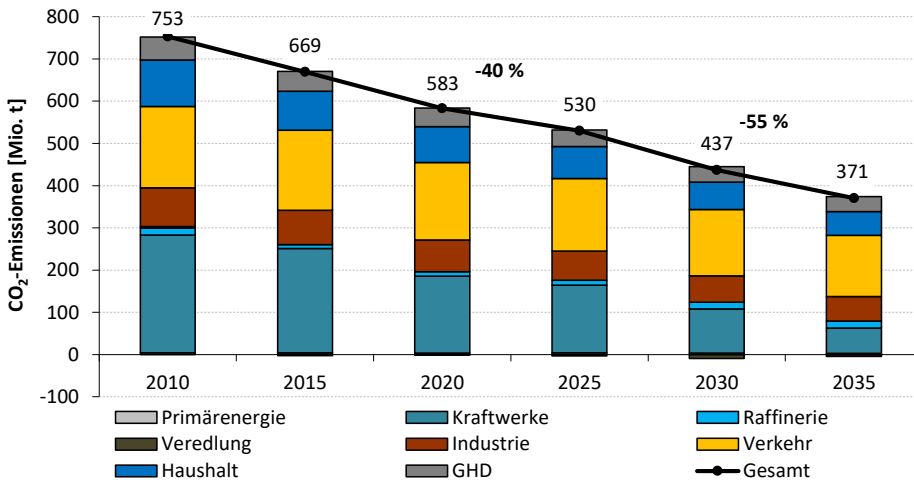


Abbildung 6.16: CO₂-Emissionen nach Sektoren (IKARUS-LP)

Die zugehörigen marginalen CO₂-Kosten, die den Grenzermeidungskosten für die letzte vermiedene Tonne CO₂ und somit dem zu erwartenden CO₂-Zertifikatspreis in einem isoliert betrachteten

deutschen System entsprechen, sind in Abbildung 6.17 dargestellt. Der Verlauf dieser Kurve wird vor allem durch die ansteigenden Kosten der Grenztechnologien zur CO₂-Vermeidung geprägt. Erwartungsgemäß liegen diese Kosten bei vergleichsweise niedrigen Emissionsreduktionsvorgaben mit 30 €/t_{CO₂} in 2020 ebenfalls relativ niedrig und steigen mit strenger werdenden Reduktionsvorgaben bis auf 102 €/t_{CO₂} in 2035 an.

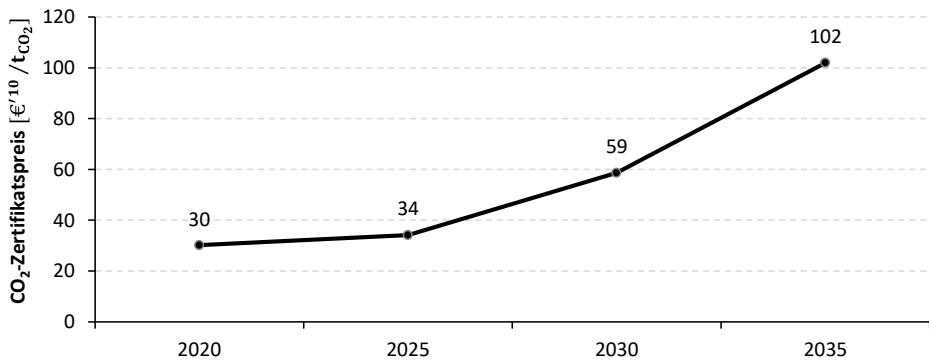


Abbildung 6.17: Marginale CO₂-Kosten (IKARUS-LP)

Eine Tabelle mit verschiedenen Indikatoren, die die Konsistenz des Szenarios mit den Einzelzielen der Energiewende aufzeigen, befindet sich in Anhang B.1. Auf eine detaillierte Auswertung der Indikatoren wird an dieser Stelle jedoch nicht weiter eingegangen.

6.1.3 Variante 2: Rechenergebnisse des integrierten Modellpakets

In Variante 2 des Basisszenarios kommt das neu entwickelte Modellpaket aus Abschnitt 5.1 zum Einsatz. Zunächst werden die Rechenergebnisse auf der neu hinzu gekommenen Skalenebene des europäischen Elektrizitätssystems präsentiert. Anschließend werden die Auswirkungen und Rückwirkungen auf das deutsche Energiesystem beschrieben, wobei zudem eine Differenzbetrachtung zu den Ergebnissen aus dem vorherigen Abschnitt vorgenommen wird. Schlussendlich werden Detailanalysen einzelner Stunden präsentiert, an denen die Implikationen für das deutsche Übertragungsnetz gezeigt werden.

6.1.3.1 Ergebnis der Berechnung des europaweiten Elektrizitätsmarktes

Ein zentrales Ergebnis der Berechnung des europäischen Elektrizitätsmarktes sind die Netto-Stromerzeugungen sowie die Stromimporte und -exporte der einzelnen Länder, die in Abbildung 6.18 dargestellt sind. Wie schon bei den installierten Leistungen (vgl. Abbildung 6.9) ergibt sich für die Stromerzeugung ein heterogenes Bild in Europa, aus dem jedoch einige Trends abzulesen sind. So gewinnen

die erneuerbaren Energien in allen Ländern an Bedeutung. Ebenso ist allgemein ein Rückgang der Kohleverstromung zu beobachten, was nur teilweise mit zurückgehenden Kapazitäten in Verbindung steht. Ein zusätzlicher Grund ist der angenommene Anstieg des CO₂-Preises. Kernenergie stellt weiterhin eine wichtige Säule der Stromversorgung in vielen Ländern Europas dar, so z.B. in Frankreich, Schweden, Spanien, Großbritannien, Tschechien, Ungarn oder auch der Slowakei.

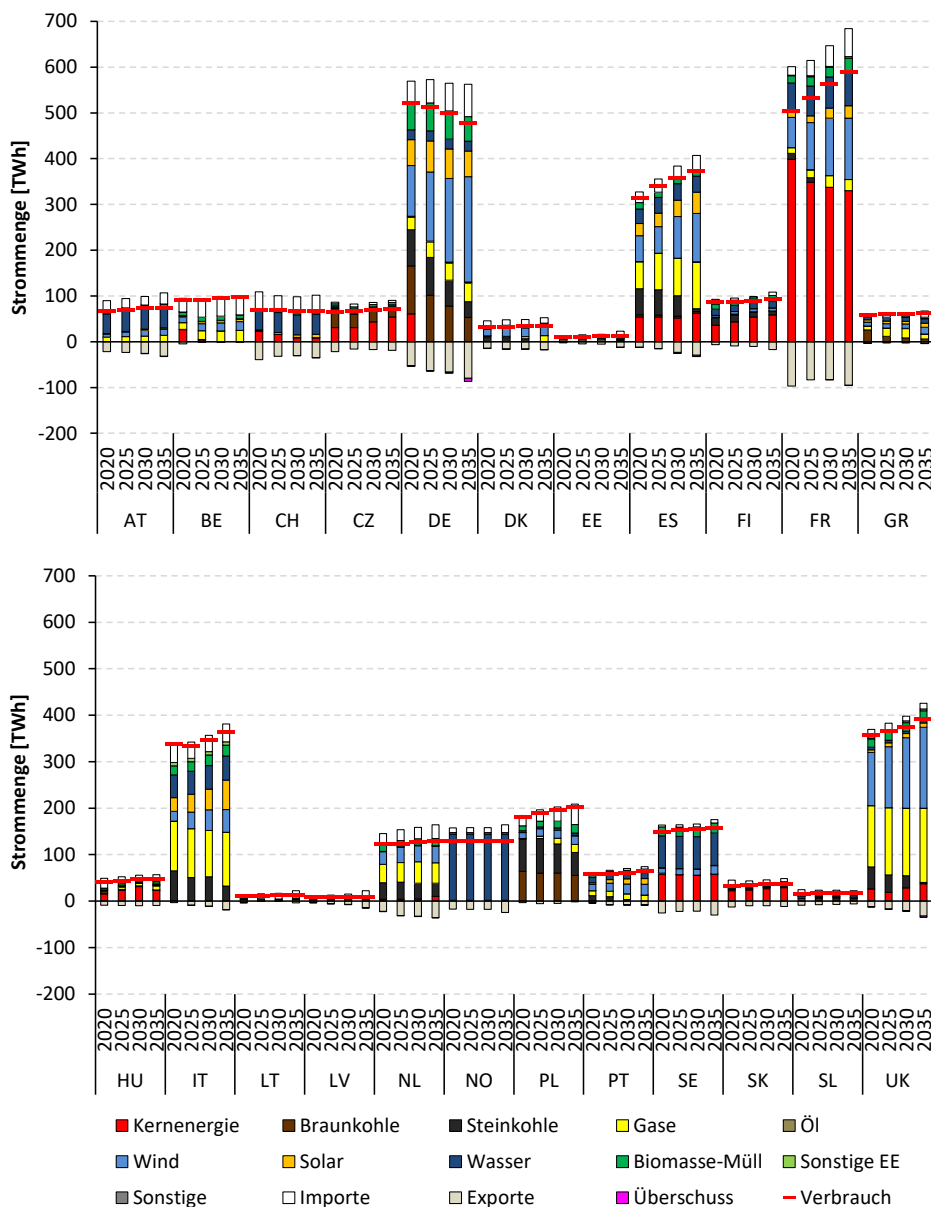


Abbildung 6.18: Nettostromerzeugungen, Strom austausche und Stromverbräuche für die Jahre 2020 bis 2035

Auszüge der geografisch aufbereiteten Ergebnisse sind für Mitteleuropa für die Jahre 2020 bis 2035 in Abbildung 6.19, Abbildung 6.20, Abbildung 6.21 und Abbildung 6.22 dargestellt, wobei die als Kuchen- diagramme dargestellten Jahressummen für die Stromerzeugungen und -verwendungen und die zugehörigen farblichen Kodierungen mit denen aus Abbildung 6.18 übereinstimmen. Die farbliche Hinterlegung der Länder indiziert die Exportbilanz der Länder, wobei Blautöne für Nettoexporte und Rottöne für Nettoimporte stehen (vgl. die Legende in Abbildung 5.47). Gegenüber der kompakten Darstellung anhand der Balkendiagramme in Abbildung 6.18 ist zusätzlich die in der Einheit GWh angegebene Auf- teilung der Im- und Exporte auf die einzelnen Nachbarländer dargestellt. Des Weiteren ist für Deutsch- land die Stromerzeugung und -verwendung maßstabsgetreu auf Bundesländerebene aufgelöst.

Deutschland bleibt über den gesamten Zeitraum des Szenarios hinweg Nettoexporteur, obwohl sich die Struktur und Verteilung der Stromerzeugung innerhalb Deutschlands grundlegend ändert. Die Transformation des Energiesystems äußert sich vor allem durch den Kernenergieausstieg zwischen 2020 und 2025 sowie die deutliche Zunahme der Einspeisung erneuerbarer Energien. Während einzel- ne Bundesländer große Anteile an der Stromerzeugung durch den Kernenergieausstieg oder den Rück- gang konventioneller Stromerzeugung einbüßen, gewinnen andere Länder über den Zuwachs der erneuerbaren Energien deutlich hinzu. So wird Nordrhein-Westfalen im Jahr 2035 als führende Strom- erzeugungsregion Deutschlands von Niedersachsen abgelöst.

Neben Deutschland bleibt weiterhin Frankreich aufgrund der günstigen variablen Kosten der Strom- erzeugung aus Kernenergie dauerhafter Nettoexporteur in Europa. Die Exportbilanzen der Niederlande sowie Großbritanniens drehen ab 2025 ins Positive, was unter anderem durch den angenommenen Kernenergieausstieg in Belgien bedingt ist, das deutlich stärker vom Stromimport abhängig wird. Andere Länder, die dauerhaft mehr Strom importieren als exportieren, sind Polen und Italien. Dabei steigt der Import Polens insbesondere aus Deutschland und der Slowakei deutlich an. Dies ist darin begründet, dass in Polen auch zukünftig die Stromerzeugung aus fossilen Energien dominiert, während in Deutschland die erneuerbaren Energien massiv ausgebaut werden. Dies führt in vielen Stunden im Jahr zu bilanziellen Überschüssen im deutschen Marktgebiet, die u.a. durch den Export nach Polen ausgeglichen werden. Dies wirkt sich bis in die baltischen Staaten aus, die ihrerseits über Litauen Strom aus Polen importieren. Zusätzlich importiert Polen mit der Zeit deutlich mehr Strom aus der Slowakei, in der die Kernenergie ausgebaut wird.

Der zeitliche Verlauf der Einspeisungen, Lasten sowie Im- und Exporte wird exemplarisch für die Länder Deutschland, Frankreich und Polen gezeigt, die alle sehr unterschiedliche Erzeugungsstrukturen auf- weisen und über Deutschland dennoch eng miteinander verbunden sind. In Abbildung 6.22 bzw.

Abbildung 6.24 sind exemplarisch die stündlichen Verläufe für das erste Quartal (Q1) 2030 bzw. das dritte Quartal (Q3) 2030 für Deutschland (oben), Polen (Mitte) und Frankreich (unten) dargestellt.

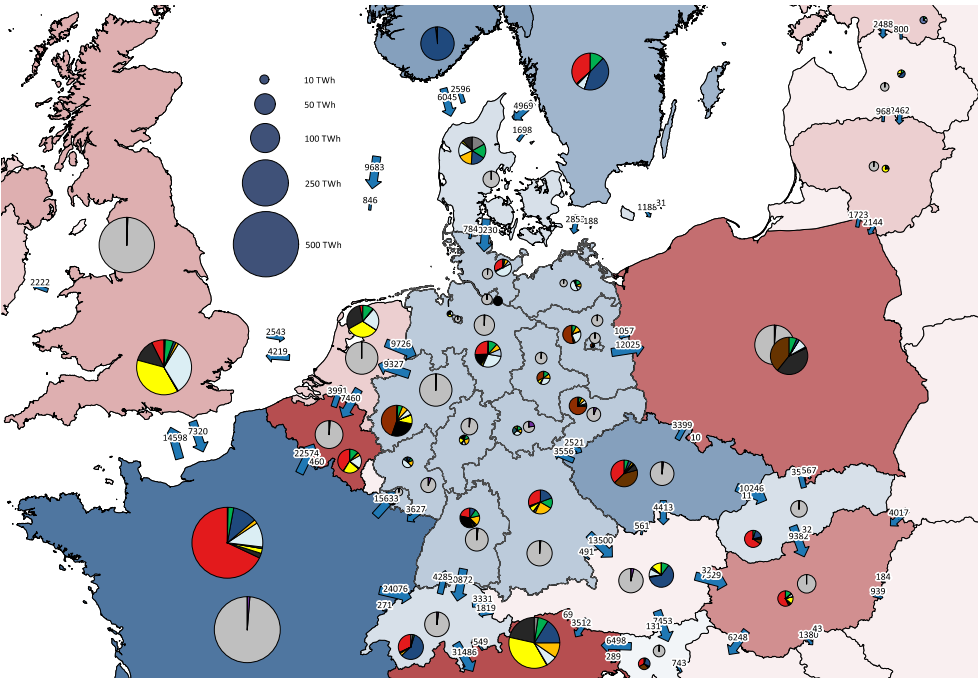


Abbildung 6.19: Jahressummen der Stromerzeugung und-verwendung sowie Im- und Exporte 2020

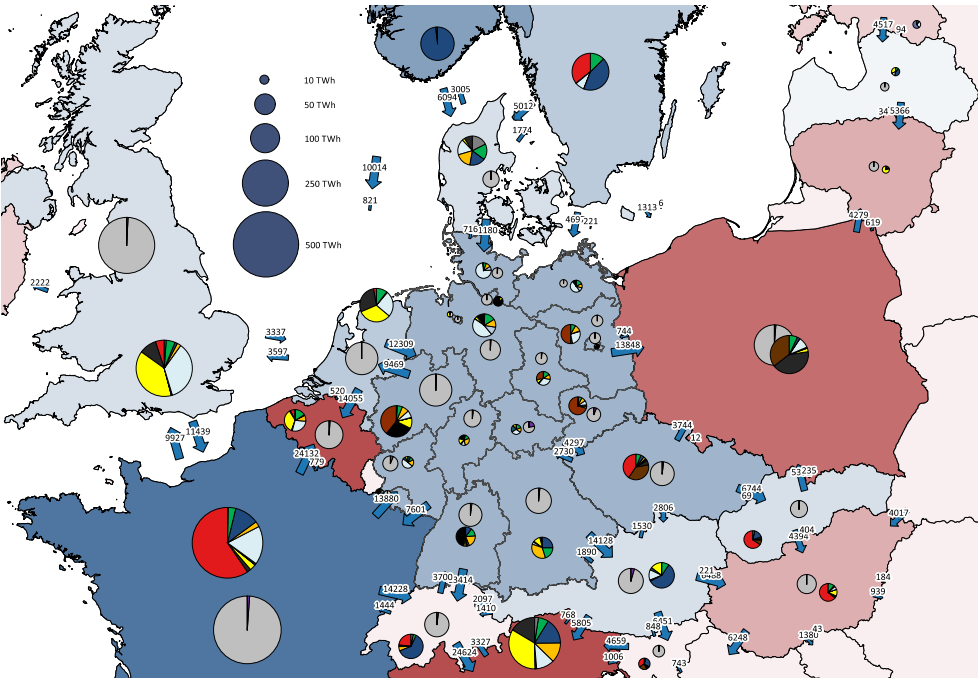


Abbildung 6.20: Jahressummen der Stromerzeugung und-verwendung sowie Im- und Exporte 2025

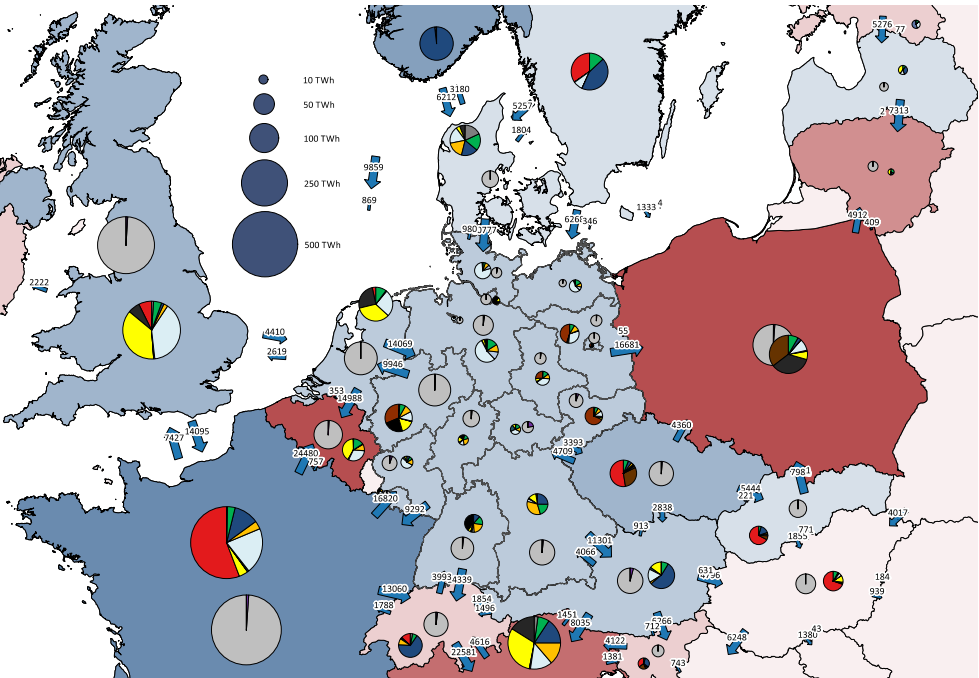


Abbildung 6.21: Jahressummen der Stromerzeugung und-verwendung sowie Im- und Exporte 2030

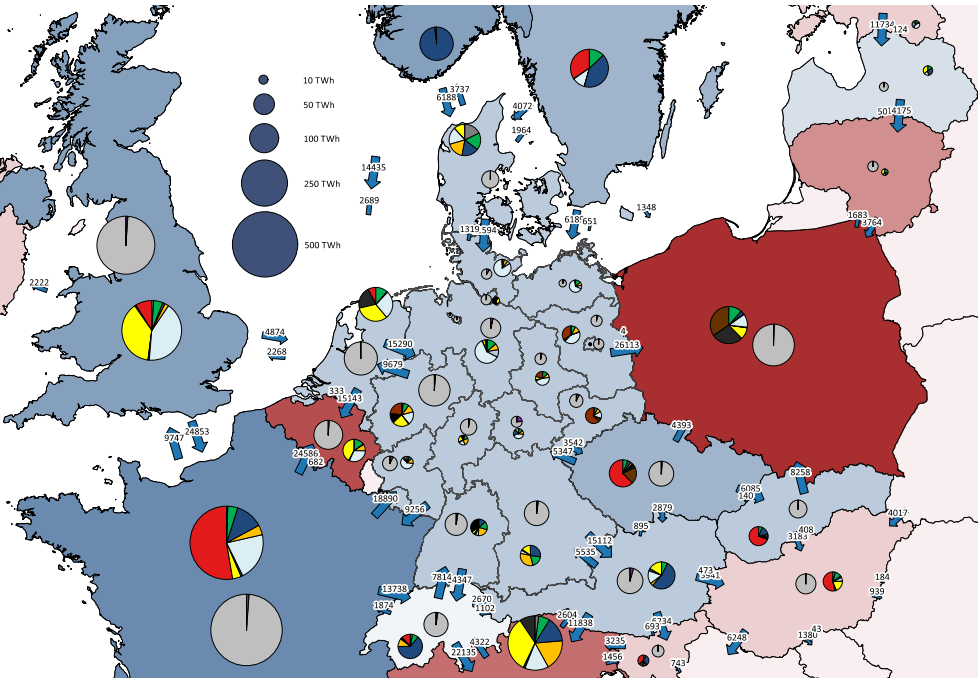


Abbildung 6.22: Jahressummen der Stromerzeugung und-verwendung sowie Im- und Exporte 2035

In den Monaten Januar bis März liegt für alle Länder eine relativ hohe Last vor. Dies gilt in besonderem Maße für Frankreich, wo Höchstlasten von über 110 GW beobachtet werden können. Für genau diese Stunden rund um Stunde 1000 werden die in Abschnitt 6.1.1.2 beschriebenen zusätzlichen Backup-Kapazitäten benötigt. Die hohe Last Frankreichs in den Wintermonaten erklärt sich dabei insbesondere durch den traditionell starken Einsatz von strombetriebenen Heizungen. So konnte bereits im Jahr 2012 eine Höchstlast von 102,1 GW beobachtet werden, wobei nahezu die Hälfte der Last von elektrischen Heizungen herrührte [403].

Für Deutschland sind in den ersten drei Monaten des Jahres hohe Einspeisungen von Windenergie zu beobachten, die z.T. sogar die Ausgleichsmechanismen des betrachteten Systems überfordern und Abregelungen der Windenergieanlagen erfordern. Die Exporte bewegen sich entsprechend in vielen Stunden am Rande der technischen Grenze und erreichen somit die vorgegebenen stündlichen NTC-Werte. Die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen liegt saisonal bedingt auf einem relativ niedrigen Niveau. In einer ganzen Reihe von Stunden mit weniger starker Windeinspeisung kommen weiterhin Steinkohle- und Gaskraftwerke zum Einsatz, wohingegen Braunkohlekraftwerke aufgrund der niedrigsten variablen Kosten soweit wie möglich durchgängig in Betrieb sind.

In Frankreich dominiert die Stromerzeugung aus Kernenergie, wobei insbesondere in den ersten Stunden des Jahres bei schwacher Last ein wesentlicher Teil der Kernkraftwerke im Lastfolgebetrieb gefahren werden muss. Neben der Kernenergie spielen vor allem Wasserkraft, Windenergie und Gaskraftwerke eine wichtige Rolle. Der Stromexport hält sich in den betrachteten Monaten aufgrund der hohen Last in engen Grenzen.

Für Polen zeigt die Abbildung eindrücklich die dominierende Rolle fossiler Energien. Interessant ist der Zusammenhang zwischen hohen Windeinspeisungen in Deutschland und gedrosselter konventioneller Erzeugung in Polen, wie dies zum Beispiel rund um Stunde 1276 oder auch gegen Ende des betrachteten Zeitraums zu beobachten ist. In diesen Stunden wird in Polen vermehrt günstiger Strom aus Deutschland importiert, während die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken zurückgefahren wird.

Für die sommerlichen Monate Juli, August und September des Q3 2030 ergibt sich ein deutlich anderes Bild. Die Last ist in allen betrachteten Ländern niedriger als im ersten Quartal, was im besonderen Maße für Frankreich gilt.

In Deutschland sticht vor allem die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen ins Auge, wobei eine hohe Kongruenz des Einspeiseverlaufs mit dem Lastverlauf zu beobachten ist. Dies führt unter anderem dazu, dass die Stromimporte in diesen Monaten etwas niedriger ausfallen, als im ersten Quartal.

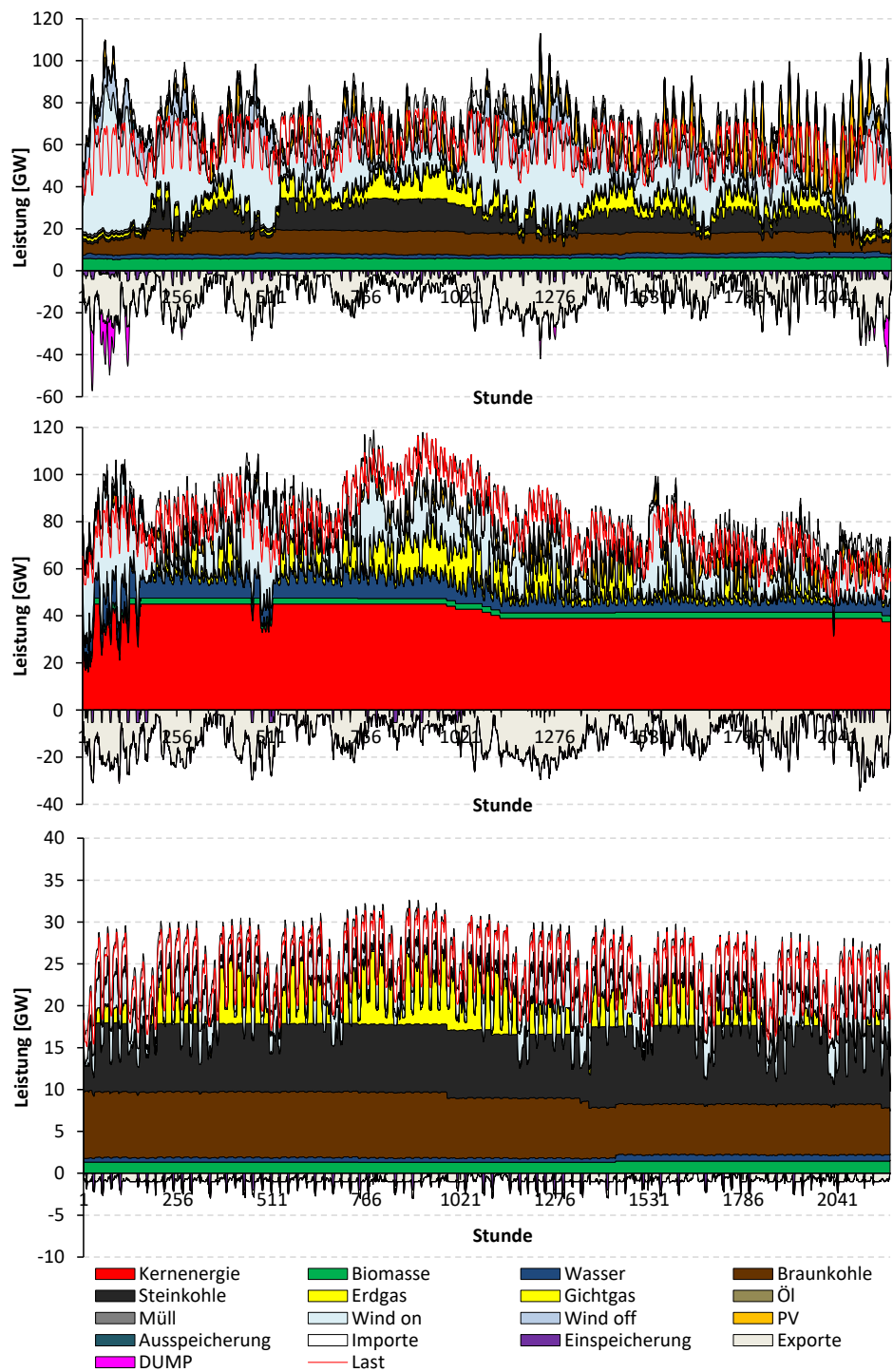


Abbildung 6.23: Nettostromerzeugung, Last sowie Im- und Exporte in Q1 2030 in DE, FR, PL

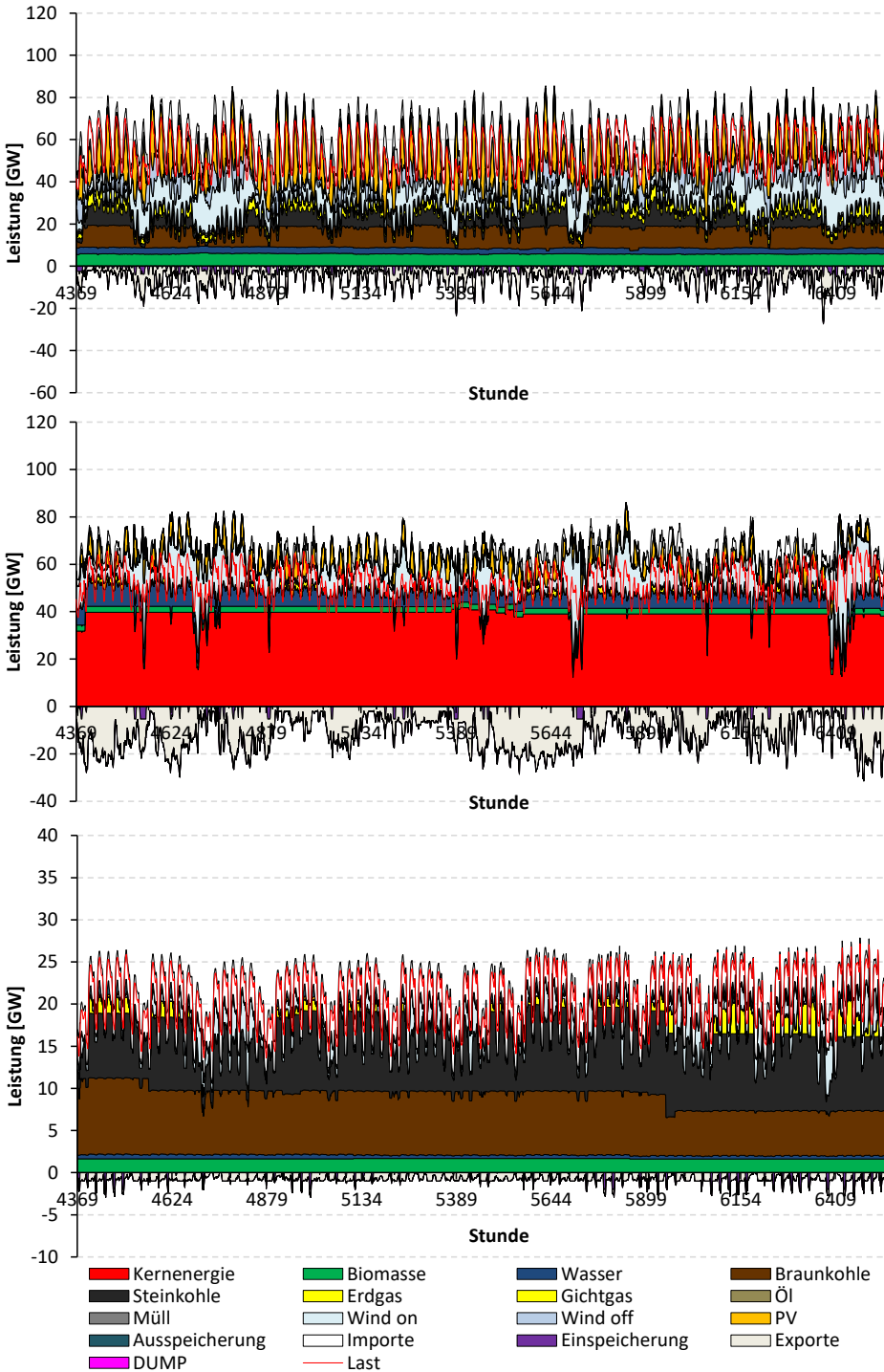


Abbildung 6.24: Nettostromerzeugung, Last sowie Im- und Exporte in Q3 2030 in DE, FR, PL

Dennoch wird auch in Spitzenlastzeiten häufig Strom exportiert, sofern gleichzeitig eine hohe PV-Einspeisung auftritt. Auffällig ist zudem, dass Braunkohlekraftwerke aufgrund der niedrigen Last etwas häufiger in den Teillastbetrieb übergehen müssen, als in den Wintermonaten.

In Frankreich laufen die Kernkraftwerke, soweit dies möglich ist, konstant durch, so dass es in diesen Monaten aufgrund der niedrigen Last zu sehr hohen Exporten kommt. Lediglich in Situationen stark zunehmender Windeinspeisung muss ein Teil der Kernkraftwerke in den Lastfolgebetrieb übergehen.

In Polen dominiert auch in den Sommermonaten die Erzeugung aus Kohle, wobei in Zeiten von großen Kraftwerksrevisionen, wie nach Stunde 6000, auch Gaskraftwerke vermehrt zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Ähnlich wie in den ersten drei Monaten des Jahres importiert Polen nahezu dauerhaft Strom, wobei der Großteil aus Deutschland stammt. Insbesondere die Spitzenlast wird dabei durch Importstrom vor allem aus Deutschland gedeckt, der zeitlich häufig mit starken PV-Einspeisungen in Deutschland zusammenfällt.

6.1.3.2 Rückwirkungen auf die Ergebnisse des gekoppelten Energiesystemmodells

Im Folgenden wird detailliert auf die Entwicklungen im deutschen Energiesystem bei der Berechnung mit dem integrierten Modellpaket eingegangen. Die dargestellten Ergebnisse für den deutschen Stromsektor entsprechen dabei den vorgestellten Ergebnissen aus dem vorherigen Abschnitt 6.1.3.1. Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs ist in Abbildung 6.25 dargestellt. Verglichen mit dem Niveau von 2010 zeigt sich ein deutlicher Rückgang um 34 % bis 2035. Dabei wird etwas mehr Primärenergie verbraucht, als in der IKARUS-LP-Rechnung, was in den betrachteten Stützjahren auf verschiedene Gründe zurückzuführen ist.

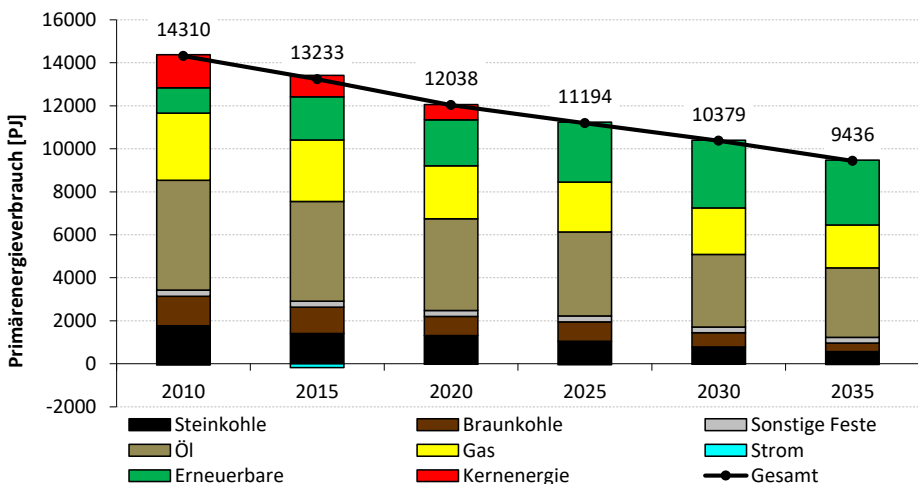


Abbildung 6.25: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern (Modellpaket)

Eine Differenzenbetrachtung zwischen den Primärenergieverbräuchen der Rechnungen mit dem integrierten Modellpaket und IKARUS-LP ist in Abbildung 6.32 dargestellt. Um die sich ergebenden Differenzen besser nachvollziehen zu können, wird jedoch zunächst auf die Entwicklungen in den einzelnen Sektoren eingegangen.

Der nach Sektoren aufgeteilte Endenergieverbrauch ist in Abbildung 6.26 dargestellt. Auch in der Rechnung mit dem integrierten Modellpaket tragen alle Sektoren zu einem reduzierten Endenergieverbrauch bei, wobei der Rückgang insbesondere durch die Sektoren Haushalte und Verkehr geleistet wird.

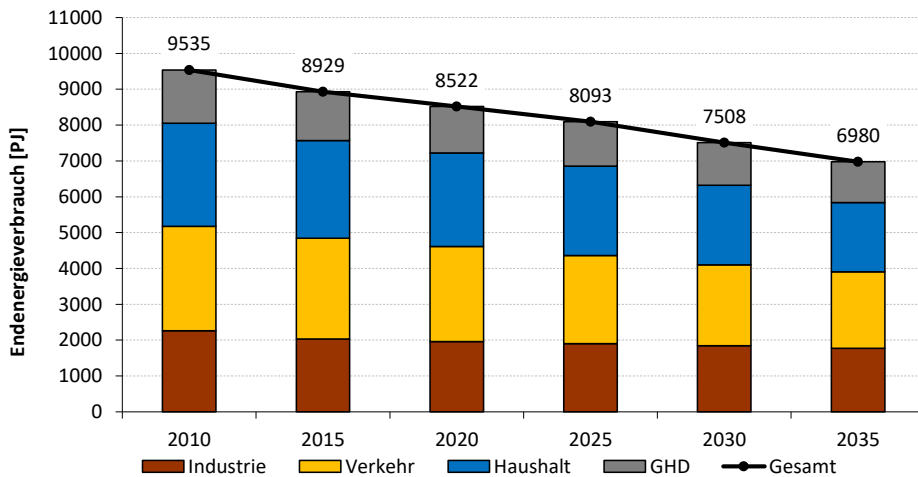


Abbildung 6.26: Endenergieverbrauch nach Sektoren (Modellpaket)

Die auffälligsten Unterschiede zwischen der Rechnung mit dem integrierten Modellpaket und IKARUS-LP zeigen sich im Stromsektor, für den die installierten Leistungen in Abbildung 6.27 dargestellt sind. Verglichen mit der IKARUS-LP-Rechnung aus der ersten Variante des Basisszenarios verbleiben deutlich höhere konventionelle Kapazitäten im System. Im Jahr 2020 beträgt der Unterschied etwa +930 MW an Braunkohlekraftwerkskapazitäten, +3300 MW an Steinkohlekraftwerkskapazitäten und +1560 MW an Gaskraftwerkskapazitäten. Bis 2025 bleiben Braunkohlekraftwerkskapazitäten noch auf einem höheren Niveau und sinken erst in Folge ab, so dass in 2035 ca. 2000 MW weniger Braunkohlekraftwerksleistung installiert ist, als in der IKARUS-LP-Variante des Basisszenarios. Die weiteren konventionellen Kraftwerkskapazitäten verbleiben durchgehend auf einem höheren Niveau. Die unterschiedliche Entwicklung gegenüber der ersten Variante des Basisszenarios rührt aus der blockscharfen Betrachtung der Kraftwerke, für die jeweils ein individueller Zeitpunkt für die Außerbetriebnahme vorgesehen ist. Diese entfallenden Kapazitäten werden IKARUS-LP durch die Modellkopplung vorgegeben,

wobei ein modellendogener Zubau neuer konventioneller Kraftwerke aus IKARUS-LP heraus anschließend nicht erfolgt. Im Bereich der Braunkohlekraftwerke resultiert die Abweichung daher von der durchschnittlich zu langen Betriebszeit der Kraftwerke in der IKARUS-LP-Rechnung, die durch die ungenaue Kenntnis der individuellen Zeitpunkte der Inbetriebnahmen bedingt ist. In der Summe verbleiben die konventionellen Kapazitäten in der Rechnung mit dem integrierten Modellpaket auch deswegen auf einem höheren Niveau, da im Rahmen der stundenscharfen Simulation auch Lastspitzen berücksichtigt werden, für deren sichere Deckung bei gleichzeitiger Berücksichtigung zusätzlicher Reserveleistung höhere installierte Leistungen aus disponiblen Kraftwerken benötigt werden.

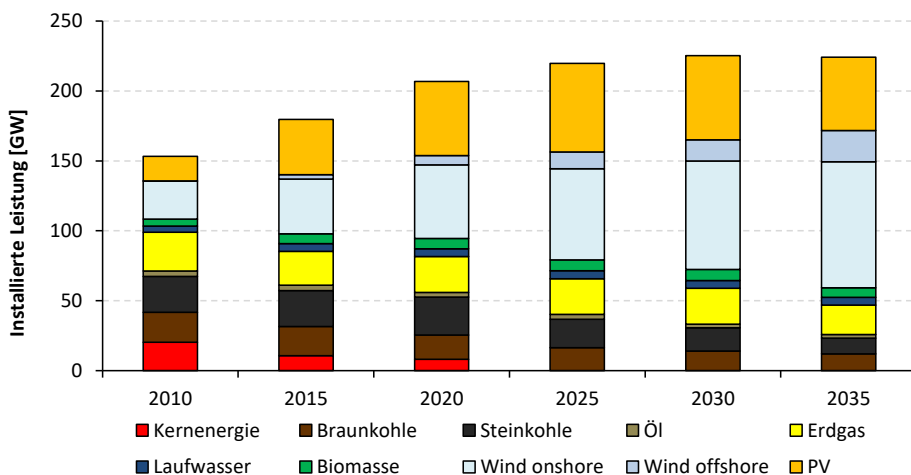


Abbildung 6.27: Installierte Kraftwerksleistung nach Energieträgern (Modellpaket)

Einer der wichtigsten Mehrwerte des integrierten Modellpakets wird aus Abbildung 6.28 ersichtlich, in der die Netto-Stromerzeugung nach Energieträgern sowie Stromverbrauch und -austausch abgebildet sind. Ein wesentlicher Unterschied zur IKARUS-LP-Rechnung sind die berücksichtigten Im- und Exporte ab dem Jahr 2020, die sich weiterhin in bedeutenden Größenordnungen bewegen. Bei den Exporten ist aufgrund des bereits teilweise erfolgten Kernenergieausstiegs ein leichter Rückgang in 2020 zu verzeichnen. Mit der steigenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigen die Exporte allerdings in der Folge wieder an und liegen mit 80 TWh in 2035 in etwa wieder auf dem Niveau von 2015. Die Importe steigen von 2020 bis 2035 ebenfalls kontinuierlich an und erreichen in 2035 den Wert von 70 TWh. Ab 2020 an bewegt sich das Exportsaldo mit Werten bis maximal 12,6 TWh demnach in deutlich niedrigeren Regionen wie noch im Jahr 2015, in dem das Exportsaldo noch 50 TWh beträgt.

Verglichen mit der IKARUS-LP-Rechnung stellt sich außerdem eine völlig unterschiedliche Struktur der Stromerzeugung dar. Dabei ist die Stromerzeugung in der Summe in etwa jeweils um den Betrag des

Exportsaldos erhöht. Das bedeutet auch, dass sich an dem Stromverbrauch der „neuen“ Verbraucher trotz der großen Unterschiede im Stromsektor nicht viel ändert.

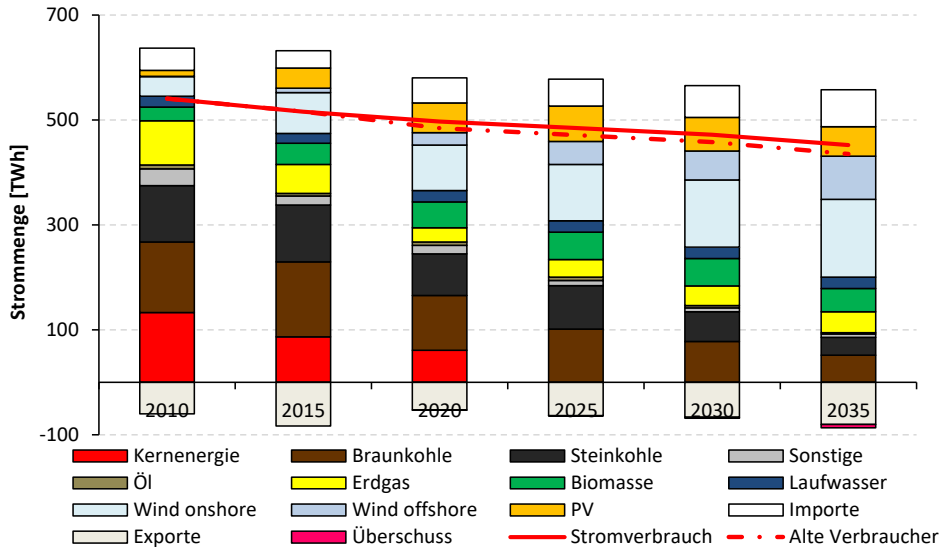


Abbildung 6.28: Netto-Stromerzeugung, Stromverbrauch und Stromaustausch (Modellpaket)

Die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken verbleibt auf einem gleichmäßigeren Niveau, als in der ersten, mit IKARUS-LP berechneten Variante des Basisszenarios. Für das Jahr 2025 liegt die Verstromung von Gas sogar 13,5 TWh höher, was vor allem aus der Berücksichtigung der hohen Flexibilität der Gaskraftwerke im integrierten Modellpaket resultiert. Bei kurzzeitig ansteigenden Lasten greift das Elektrizitätsmarktmodell häufig auf den Einsatz von Gaskraftwerken zurück, die aufgrund der geringen bis nicht vorhandenen Anfahrkosten für diese Situationen trotz höherer Brennstoffkosten niedrigere variable Kosten aufweisen, als anzufahrende Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke. Im Jahr 2020 kann zudem beobachtet werden, dass die Stromerzeugung aus Braunkohle 14 TWh niedriger ausfällt, als in der IKARUS-LP-Rechnung. Dafür wird etwas mehr Steinkohle eingesetzt. Der Grund hierfür liegt wiederum in der zeitlich höher aufgelösten Betrachtung, bei der Braunkohlekraftwerke bereits 2020 häufiger in den Teillastbetrieb übergehen müssen.

Die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken bleibt in den Jahren 2030 und 2035 auf einem deutlich niedrigeren Niveau, als in der IKARUS-LP-Rechnung. Stattdessen wird 2030 und 2035 bis zu 30 TWh mehr Strom aus Kohlekraftwerken erzeugt, wobei der Großteil auf Steinkohlekraftwerke entfällt. Der Grund hierfür liegt in den niedrigen CO₂-Zertifikatskosten, die sich aus der Berücksichtigung des europäischen CO₂-Zertifikatspreises ergeben. Diese liegen gemäß Abbildung 6.10 in 2030 und 2035 jeweils 55 % niedriger als die endogenen CO₂-Grenzvermeidungskosten der IKARUS-LP-Rechnung aus Abbildung 6.17. In der IKARUS-LP-Rechnung wird die Verstromung von Gas in den Jahren 2030 und

2035 entsprechend vor allem als vergleichsweise günstige CO₂-Vermeidungsoption realisiert. Dies ist bei der gesamteuropäischen Systembetrachtung aufgrund der weitaus höheren CO₂-Vermeidungspotentiale und des daraus resultierenden niedrigeren CO₂-Zertifikatspreises noch nicht kosteneffizient.

Ab dem Jahr 2020 fallen in Situationen mit hohen Einspeisungen erneuerbarer Energien zudem Strommengen an, für ein bilanzieller Ausgleich im betrachteten System nicht mehr möglich ist. Dabei handelt es sich um ca. 0,5 TWh in 2025, 2,2 TWh in 2030 und bereits 6,6 TWh in 2035. Im Rahmen des Szenarios und der berücksichtigten Flexibilitätsoptionen handelt es sich somit um „Überschussstrom“. Die Identifikation dieser Überschussstrommengen in einem solchen Basisszenario stellt eine wichtige Analysebasis für Variantenrechnungen dar, in denen beispielsweise die Wirtschaftlichkeit neuer Technologien wie z.B. Power-to-Heat oder Power-to-Gas untersucht werden soll. Je höher diese Überschüsse über das Jahr sind, desto höher ist das sich ergebende wirtschaftliche Potential für neue Nachfragetechnologien.

Die Auswirkungen auf den Verkehrssektor sind in Abbildung 6.29 dargestellt. Entsprechend der Ziele sinkt der Endenergieverbrauch deutlich und Bio-Kraftstoffe gewinnen an Bedeutung. Im Vergleich zu der mit IKARUS-LP berechneten ersten Variante des Basisszenarios werden in den Jahren 2030 und 2035 sogar mehr Biokraftstoffe eingesetzt.

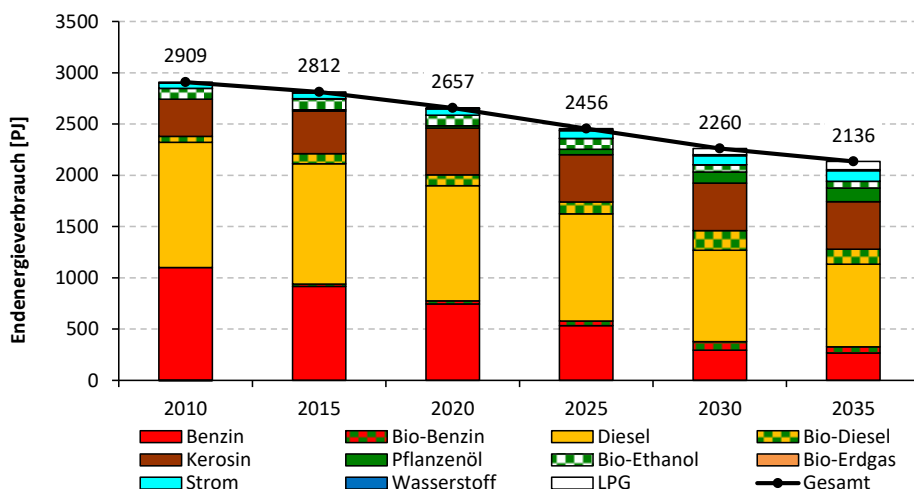


Abbildung 6.29: Endenergieverbrauch des Verkehrssektors nach Energieträgern (Modellpaket)

Dies liegt an der höheren Verstromung fossiler Brennstoffe und den damit verbundenen höheren CO₂-Emissionen im Kraftwerksbereich, was zu einer stärkeren Vermeidung von CO₂-Emissionen im Verkehrsbereich führt. Dies wird durch die beiden nachfolgenden Abbildungen noch deutlicher.

Die CO₂-Emissionen der Rechnung mit dem integrierten Modellpaket sind in Abbildung 6.30 dargestellt, wohingegen Abbildung 6.31 die Differenzen zur IKARUS-LP-Rechnung aufzeigt. Auch in der mit dem integrierten Modellpaket gerechneten Variante können die Emissionsbegrenzungen für Deutschland eingehalten werden, wobei eine veränderte Aufteilung der Emissionen auf die Sektoren und somit eine deutliche Verschiebung zwischen den Sektoren beobachtet werden kann.

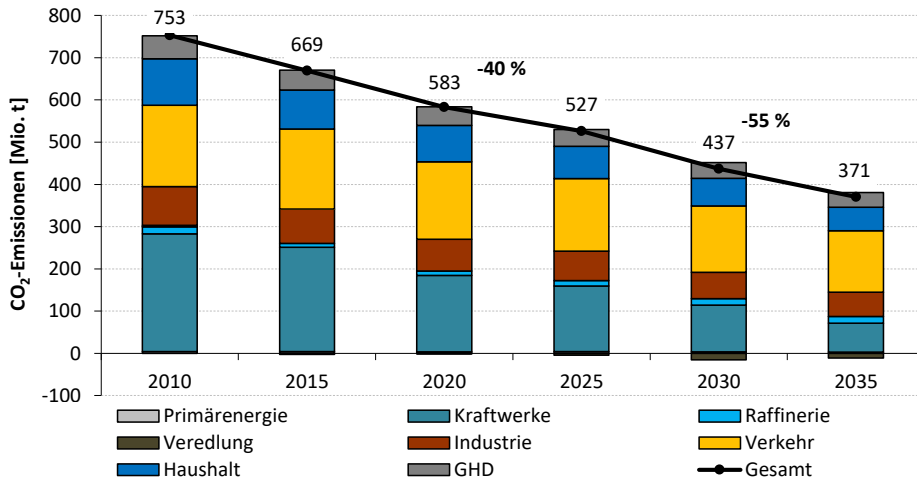


Abbildung 6.30: CO₂-Emissionen nach Sektoren (Modellpaket)

Verglichen mit der IKARUS-LP-Rechnung kommt es bei der Rechnung mit dem integrierten Modellpaket in den Jahren 2020 und 2025 zu weniger CO₂-Emissionen im Kraftwerksbereich, was im Jahr 2020 auf den verminderten Einsatz von Braunkohlekraftwerken und im Jahr 2025 auf den erhöhten Einsatz von Gaskraftwerken zurückzuführen ist. Der beschriebene stärkere Einsatz von Kohlekraftwerken in den Jahren 2030 und 2035 resultiert in der Rechnung mit dem integrieren Modellpaket hingegen in Mehremissionen zwischen 6 und 8 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr.

Diese müssen entsprechend in anderen Bereichen vermieden werden, damit das vorgegebene CO₂-Emissionsreduktionsziel für 2035 erreicht werden kann. Das Modell wählt hierfür vor allem den Verkehrsbereich, in dem wie beschrieben ab 2030 etwas mehr Bio-Kraftstoffe eingesetzt werden. Wie aus Abbildung 6.31 ersichtlich wird, werden diese vermiedenen Emissionen bilanziell als negative Emissionen im Veredlungssektor wirksam, in dem durch die Vergasung von Biomasse über das Fischer-Tropsch-Verfahren Bio-Kraftstoffe erzeugt werden.

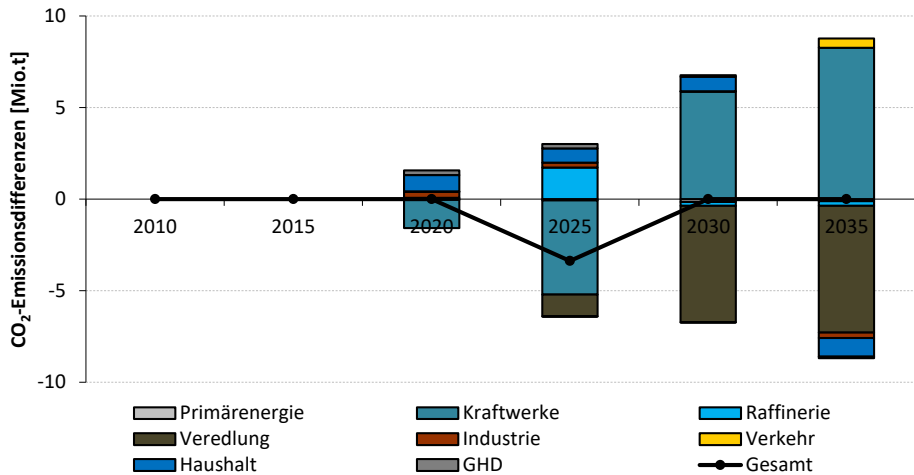


Abbildung 6.31: Differenz der CO₂-Emissionen zwischen Modellpaket- und IKARUS-LP-Rechnungen

Die Auswirkungen der Entwicklungen in den verschiedenen Sektoren auf die Unterschiede im Primärenergieverbrauch zwischen der Rechnung mit dem integrierten Modellpaket und IKARUS-LP fasst Abbildung 6.32 zusammen. Im Jahr 2020 wird wie beschrieben weniger Braunkohle in Kraftwerken eingesetzt, dafür jedoch mehr Steinkohle und Gas. Ab dem Jahr 2025 werden im steigenden Maße erneuerbare Energien eingesetzt, insbesondere in Form von Biomasse für den Veredlungsbereich, in dem Bio-Kraftstoffe für den Verkehrsbereich produziert werden.

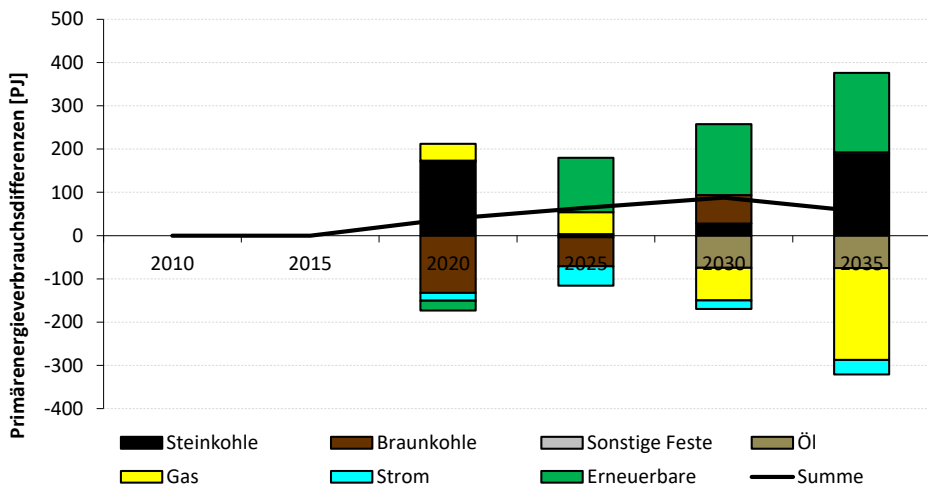


Abbildung 6.32: Differenz der Primärenergieverbräuche zwischen Modellpaket- und IKARUS-LP-Rechnungen

Ab dem Jahr 2030 zeigt sich, dass deutlich weniger Erdgas in Gaskraftwerken und dafür mehr Kohle in Braun- und Steinkohlekraftwerken verbraucht wird. Zudem wird weniger Öl im Verkehrssektor benötigt, das teilweise durch Bio-Kraftstoffe substituiert wird.

Abschließend sind die Differenzen der Systemkosten zwischen beiden Variantenrechnungen in Abbildung 6.33 dargestellt. Die Betrachtung zusätzlicher Restriktionen im Rahmen der gekoppelten Rechnung führt zu deutlich erhöhten Kosten. Diese belaufen sich zwischen 1,5 und 2,9 Mrd. €¹⁰ jährlich. Die Mehrkosten treten im Wesentlichen im Kraftwerksbereich und dem Veredelungssektor auf. Einerseits wird insgesamt mehr Strom erzeugt, andererseits ergibt sich durch die Berücksichtigung der Einflüsse auf Stundenbasis auch ein kostenaufwändigerer Einsatz der Kraftwerke. Dagegen stehen allerdings die eingesparten Kosten für Primärenergie ab 2030, die teilweise aus dem geringeren Gas-einsatz der Kraftwerke resultieren. Die Mehremissionen im Kraftwerksbereich ab 2030 führen dann zu den erhöhten Kosten im Veredelungssektor, die aufgebracht werden müssen, um die CO₂-Restriktionen durch den vermehrten Einsatz von Bio-Kraftstoffen einhalten zu können. Hieraus resultiert jedoch auch der weitere Teil der eingesparten Primärenergiekosten, der den geringeren Kosten für importiertes Rohöl entspricht.

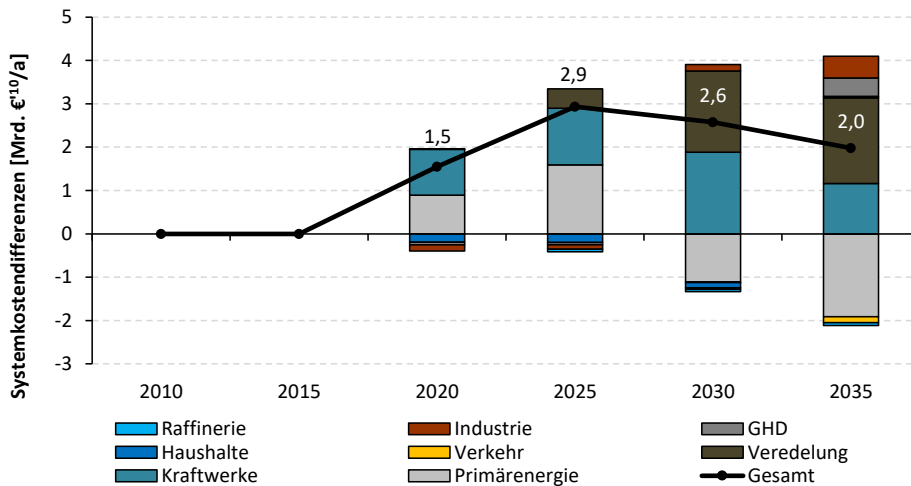


Abbildung 6.33: Differenz der Systemkosten zwischen Modellpaket- und IKARUS-LP-Rechnungen

Weitere Indikatoren des Szenarios sind zusammen mit den Werten für die erste Variante des Basis-szenarios in Anhang B.1 aufgeführt. Diese sind dazu geeignet, die Einhaltung der weiteren Ziele des zugrundeliegenden Energiekonzepts aufzuzeigen. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird an dieser Stelle jedoch darauf verzichtet.

6.1.3.3 Ergebnisse der gekoppelten Netzberechnungen

Im Rahmen des Basisszenarios werden im Folgenden die Auswirkungen der Energiewende auf das deutsche Übertragungsnetz untersucht. Ermöglicht wird dies durch die Erweiterung der durch das integrierte Modellpaket betrachteten Skalenebenen sowohl in zeitlicher, räumlicher als auch technologischer Dimension.

Zur Analyse der unterschiedlichen Auswirkungen auf das Stromnetz bietet es sich an, einzelne Last-Einspeisesituationen (Netznutzungsfälle) zu berechnen, die besonders kritisch für das Netz sind. Auf diese Weise können strukturelle Netzengpässe identifiziert und Aussagen darüber getroffen werden, ob die für das betrachtete Jahr zugrunde gelegte Netztopologie in der Lage ist, diese Netznutzungsfälle sicher zu beherrschen. Dabei muss berücksichtigt werden, dass alle Rechenergebnisse in diesem Abschnitt im Kontext der vorgenommenen Regionalisierung, des zugrundeliegenden Wetterjahres 2012 sowie des angenommenen Netzausbaus zu sehen sind. Für andere Wetterjahre oder eine anders gewählte Verteilung der erneuerbaren Energien können sich entsprechend auch leicht unterschiedliche Resultate ergeben, wobei die grundsätzlichen Zusammenhänge durchaus als robust anzusehen sind.

Bei den ausgewählten Netznutzungsfällen handelt es sich um eine Starkwind-Schwachlast-Stunde (Stunde 27, Abbildung 6.34), eine Starkwind-Starklast-Stunde (Stunde 65, Abbildung 6.34), eine Stark-PV-Starklast-Stunde (Stunde 3494, Abbildung 6.35) sowie die Höchstresiduallast-Stunde (Stunde 7650, Abbildung 6.36). Aus Netzsicht sind durchaus auch noch weitere Stunden im Jahr interessant, wie z.B. die Stunde mit der Mindestresiduallast oder eine Stark-PV-Schwachlast-Stunde. Der Übersichtlichkeit halber beschränkt sich die folgende Analyse jedoch auf die vier genannten Situationen. Die zugehörigen Einspeisungen, Lasten sowie Im- und Exporte der Situationen im Jahr 2020 sind in den folgenden Abbildungen visualisiert und können Tabelle 6.4 entnommen werden.

Sowohl die Starkwind-Starklast-Stunde als auch die Starkwind-Schwachlast-Stunde treten beide in der ersten Woche des Jahres auf, in der durchgehend hohe Windeinspeisungen zu beobachten sind (vgl. Abbildung 6.34). In dieser Januarwoche im Jahr 2020 kommt es bereits zu Abregelungen von Windkraftanlagen (DUMB), da ein bilanzieller Ausgleich im betrachteten System nicht mehr möglich ist.

Ein deutlich anderes Bild zeichnet sich in der Woche mit der auftretenden Stark-PV-Starklast-Stunde im Mai 2020 ab (vgl. Abbildung 6.35). Der Verlauf der PV-Einspeisungen korreliert relativ stark mit dem Lastverlauf, so dass vor allem an Wochentagen hohe PV-Einspeisungen mit hohen Lasten zusammenfallen. Aufgrund der Zeiten ohne PV-Einspeisung, wird durch den ausgleichenden Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke eine gleichmäßigere Einspeisung der Grundastkraftwerke ermöglicht, als dies in der Starkwind-Woche bei dauerhaft hohen Einspeisungen möglich ist.

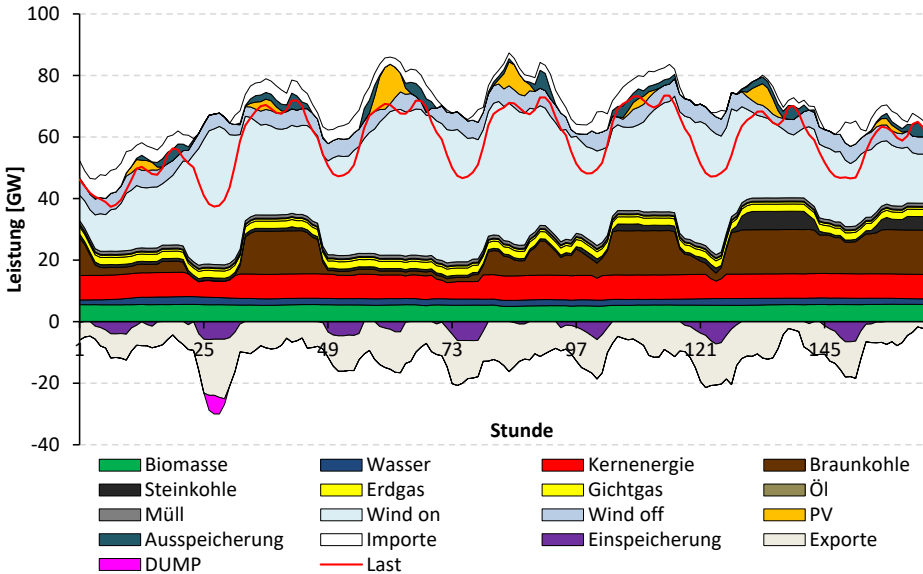


Abbildung 6.34: Woche im Jahr 2020 mit Starkwind-Starklast-Stunde (27) und Starkwind-Schwachlast-Stunde(65)

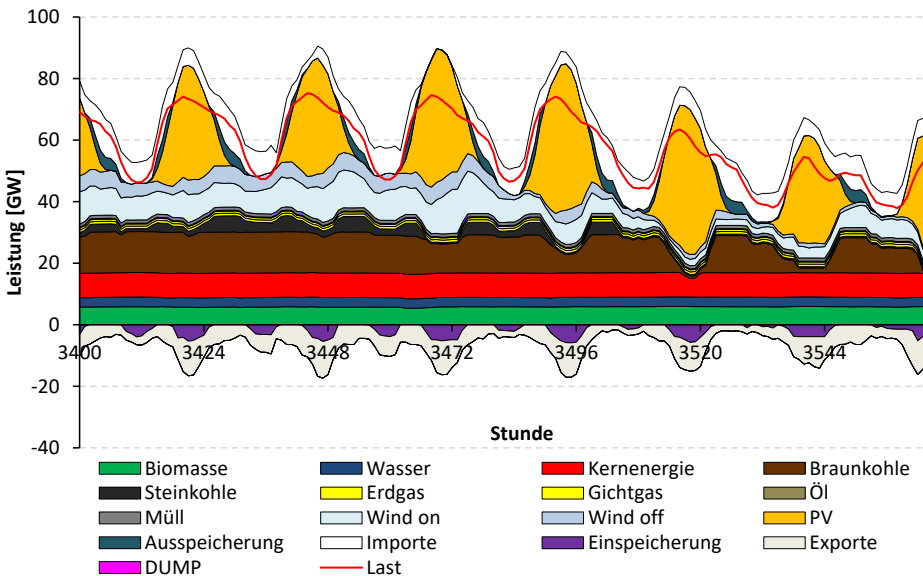


Abbildung 6.35: Woche im Jahr 2020 mit Stark-PV – Starklast-Stunde 3494

Die Woche mit der auftretenden Höchstresiduallast-Stunde im November 2020 ist durch eine nahezu vollständig auf thermischen Kraftwerken basierenden Einspeisung geprägt. Sowohl Kernkraftwerke als auch Braunkohlekraftwerke befinden sich durchgehend im Grundlastbetrieb. Zusätzlich wird in hohem

Maße Strom importiert, der den Einsatz sehr teurer Backup-Kraftwerke (z.B. Ölkraftwerke) weitestgehend verhindert.

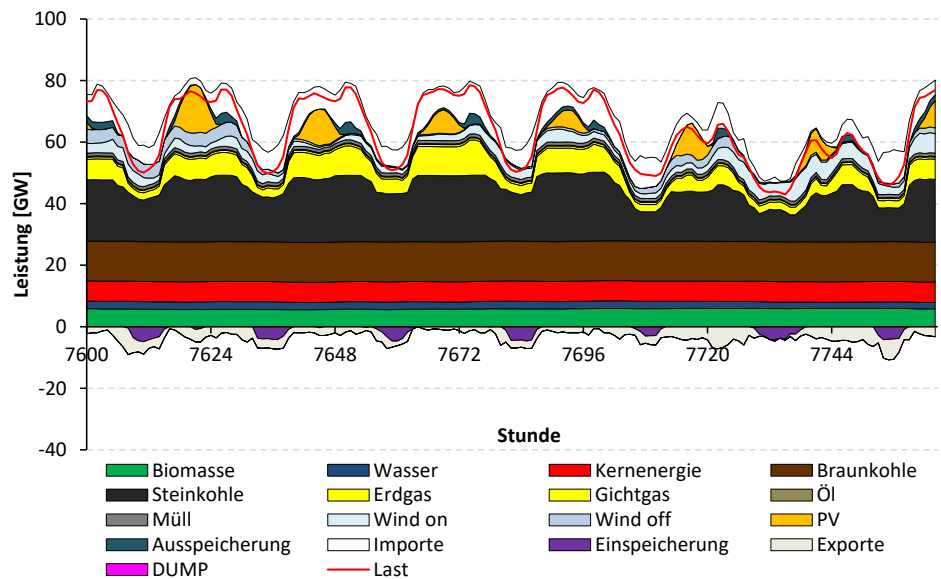


Abbildung 6.36: Woche im Jahr 2020 mit Höchstresiduallast-Stunde 7650

Leistungsgröße [MW]	W+,L- 27	W+,L+ 65	PV+,L+ 3494	RL+ 7650
Last	37376	69077	71460	77742
Kernenergie	5314	7711	7945	6563
Braunkohle	86	1273	5982	12936
Steinkohle	932	786	465	21584
Erdgas	2347	2347	836	9568
Gichtgas	700	700	683	700
Öl	272	272	270	234
Einspeicherung	-5739	0	-5824	0
Ausspeicherung	0	3510	0	3874
Biomasse/Müll	6510	6519	6836	6719
Wind on	44111	46807	6645	1401
Wind off	4765	5681	4482	387
PV	0	154	47613	11
Wasser	2375	2002	3057	2401
Importe	0	4265	3731	13137
Exporte	-18224	-12950	-11259	-1774
DUMP	-6073	0	0	0
Residuallast	-20384	7913	2828	66822

Tabelle 6.4: Einspeisungen und Lasten in den betrachteten Netznutzungsfällen für 2020

Die Ergebnisse der (n-1)-Ausfallrechnungen sind für die vier Netznutzungsfälle in Abbildung 6.37 dargestellt. Die Netzkarten der einzelnen Netznutzungsfälle finden sich zudem in vergrößerter Ansicht in Anhang B.2. Der Übersichtlichkeit halber sind die zugehörigen Legenden mit den farblichen Kodierungen der Leitungsauslastungen, Knotenspannungen, Stromerzeugungen, Stromverwendungen und Exportsalden in Abbildung 5.76. bzw. Abbildung 5.47 gegeben. Die auf den Karten beschrifteten Im- und Exporte sind in der Einheit MW angegeben.

Bei den dargestellten Auslastungen der Leitungen und Knotenspannungen handelt es sich nicht um die Ergebnisse einer einzelnen Lastflussberechnung, sondern vielmehr um eine Überlagerung der Ergebnisse von Hunderten von Lastflussrechnungen. Bei der zugrundeliegenden (n-1)-Ausfallrechnung werden jeweils die höchsten Auslastungen und Spannungen ermittelt, die bei den unterschiedlichen Betriebsmittelausfällen aufgetreten sind. An dieser Stelle werden nicht die (n-0)-Lastflüsse im Normalbetrieb des Netzes gezeigt, da das Auslegungskriterium für Netze ein sicherer Betrieb trotz des Ausfalls eines beliebigen Betriebsmittels ist. Die zugehörigen Netzkarten mit den Ergebnissen für die (n-0)-Lastflüsse befinden sich daher der Übersichtlichkeit halber ausschließlich in Anhang B.2.

Die dargestellten Rechenergebnisse zeigen, dass die angestrebte Netztopologie für 2020 den verschiedenen Anforderungen an das Netz in unterschiedlichem Maße gerecht werden kann. Geringe Netzbelastungen zeigen sich für Situationen, in denen keine starke Einspeisung aus Windenergie zu beobachten ist. So bewegen sich die in Tabelle 6.5 aufgeführten Wirkleistungsverluste der zugehörigen (n-0)-Lastflussrechnungen für den Stark-PV-Starklast- und Höchstresiduallastfall mit Verlustleistungen von 1,25 GW bis 1,27 GW auf einem sehr niedrigen Niveau. Zudem fällt auf, dass die im Betrieb optimierten HGÜ-Leitungen im Höchstresiduallastfall praktisch gar nicht genutzt werden. Dies ist dadurch begründet, dass die konventionelle Erzeugung historisch gewachsen relativ nahe der Last lokalisiert ist, so dass eine weiträumige Übertragung der Leistung kaum notwendig ist. Ebenso wird ein Großteil der PV-Leistung nahe der Last eingespeist, so dass für den Stark-PV-Starklast-Fall mit durchschnittlich 11 % ebenfalls sehr geringe Leitungsauslastungen im Normalbetrieb des AC-Netzes zu beobachten sind. Der Einsatz der HGÜ-Leitungen in dieser Situation ist vornehmlich durch die zusätzliche Einspeisung von Onshore und Offshore Windkraft in Höhe von insgesamt ca. 13,5 GW begründet.

Netzüberlastungen treten vor allem für die beiden Starkwind-Stunden auf. Insbesondere kann die eingespeiste Offshore Windenergie im Nord-Westen Deutschlands nicht divergieren, ohne dass es zu Netzüberlastungen auf der Verbindung zwischen Emden/Ost und Conneforde kommt. An dieser Stelle enthält der Netzentwicklungsplan 2012 das wichtige Ausbauprojekt P69 (vgl. Abbildung 6.38), bei dem der 220 kV Kreis durch eine leistungsstärkere 380 kV Verbindung ersetzt wird [114]. Die Fertigstellung dieser Verbindung ist jedoch erst für das Jahr 2022, also nach dem betrachteten Jahr 2020, vorgesehen, so dass die Engpässe auf der noch angenommenen 220 KV Leitung auftreten.

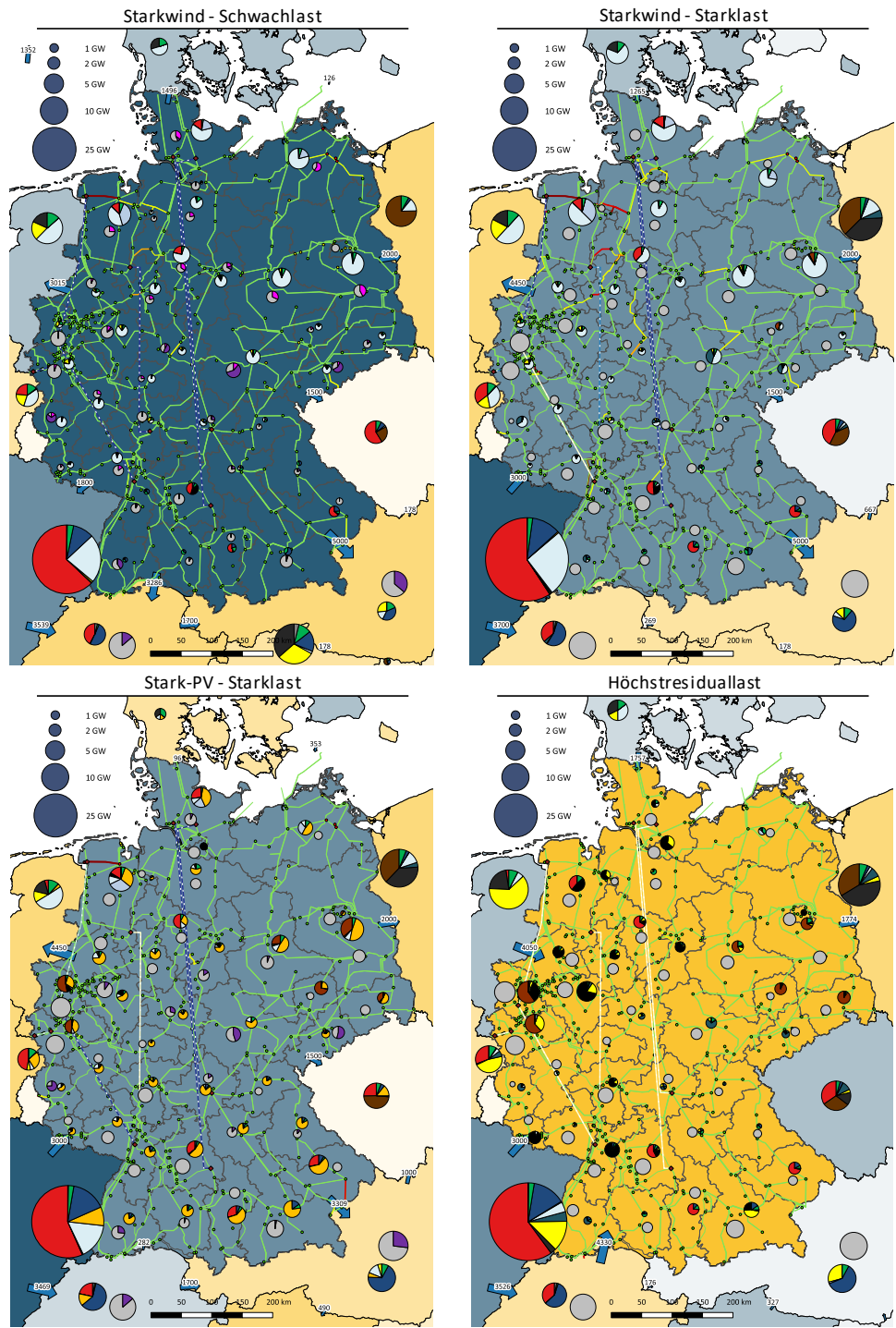


Abbildung 6.37: (n-1)-Ausfallrechnungen für spezifische Stunden im Jahr 2020



Abbildung 6.38: Maßnahme P69 des Netzentwicklungsplans 2012 [114]

In der Starkwind-Starklast-Stunde kommt es darüber hinaus zu weiteren Überlastungen auf AC Leitungen, die von Norddeutschland Richtung der Lastzentren in Nordrhein-Westfalen sowie Süddeutschland verlaufen. Insgesamt sind im (n-1)-Fall 32 Leitungen überlastet, wobei diese Zahl bei knapp 2000 berücksichtigten Leitungen relativ zu sehen ist. Klareres Indiz für die hohe Netzbelastung ist eher die hohe durchschnittliche Leitungsauslastung von 28 % in der (n-1)-Ausfallrechnung sowie die relativ hohe Verlustleistung von 2,8 GW im (n-0)-Fall.

Indikatoren für die Netzbelastung	W+,L-	W+,L+	PV+,L+	RL+
	27	65	3494	7650
Durchschn. Leitungsauslastung (n-0)	14%	18%	11%	14%
Anzahl überlasteter Leitungen (n-0)	3	5	2	6
Wirkleistungsverluste (n-0) [MW]	1.813	2.785	1.272	1.248
- davon auf AC Leitungen [MW]	955	1.458	524	725
- davon in Transformatoren [MW]	48	94	60	85
- davon im Randnetz [MW]	510	1.004	509	430
- davon im HGÜ Netz [MW]	299	229	178	8
Durchschn. Leitungsauslastung (n-1)	22%	28%	19%	23%
Anzahl überlasteter Leitungen (n-1)	9	32	8	24

Tabelle 6.5: Indikatoren für die Netzbelastung der betrachteten Netznutzungsfälle für 2020

Die in Anhang B.2 dargestellten Ergebnisse der (n-0)-Lastflussberechnungen zeigen, dass im Normalbetrieb keine nennenswerten Überlastungen auftreten. Sowohl die Leitungsströme als auch die Knotenspannungen bewegen sich im Rahmen der erlaubten Toleranzen.

Die Ergebnisse der (n-1)-Ausfallrechnungen für das Jahr 2025 sind für die vier betrachteten Netznutzungsfälle in Abbildung 6.39 dargestellt. Die detaillierten Verläufe der Einspeisungen und Lasten, vergrößerte Netzkarten der (n-0)- und (n-1)-Rechnungen sowie die Indikatoren für die Netzbelastungen befinden sich in Anhang B.3.

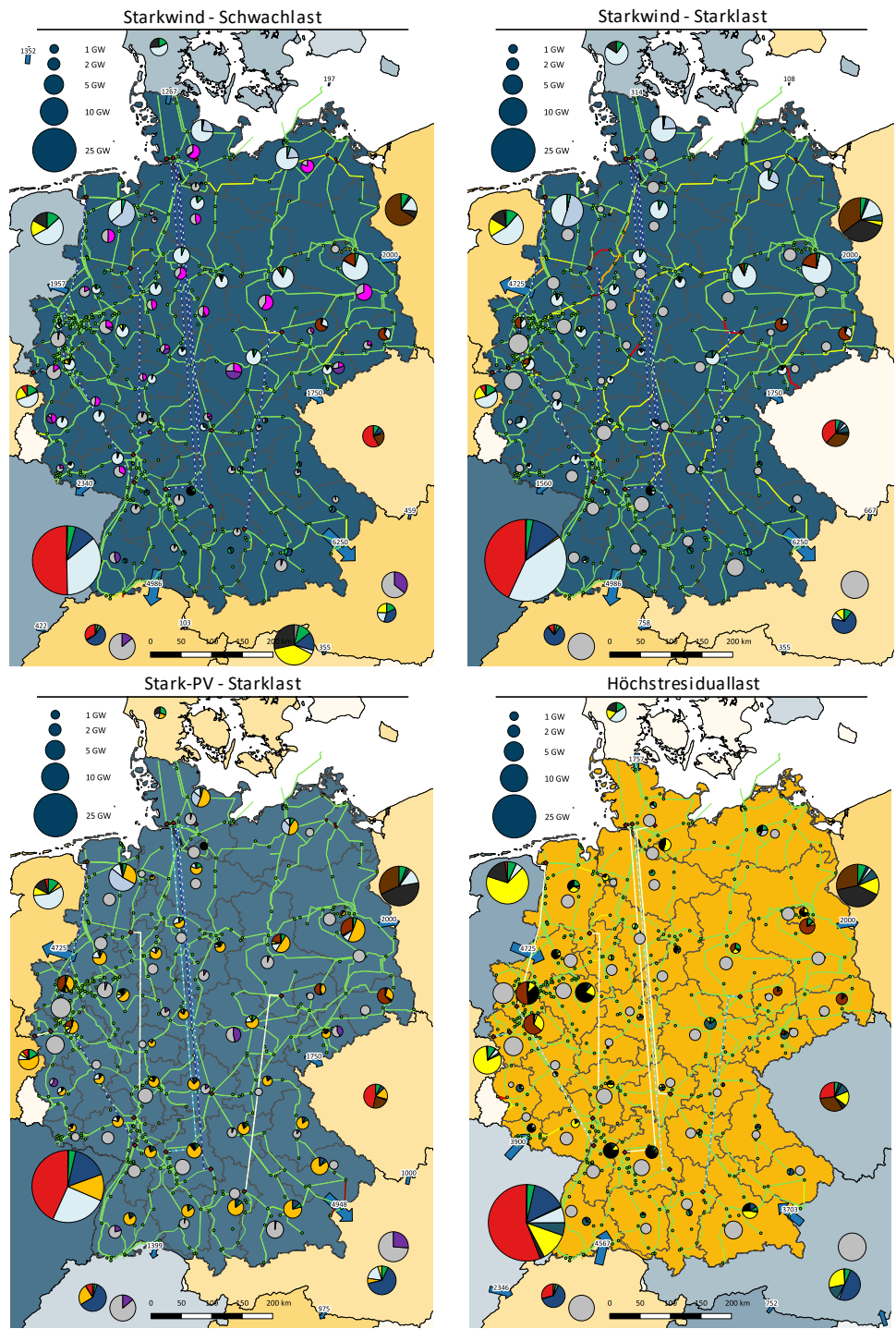


Abbildung 6.39: (n-1)-Ausfallrechnungen für spezifische Stunden im Jahr 2025

Der wesentliche Unterschied zu der Netztopologie des Jahres 2020 besteht in dem deutlichen Ausbau von AC Leitungen und HGÜ-Übertragungskapazitäten, der die typischen Lastflüsse im Übertragungsnetz durchaus grundsätzlich verschiebt. Bei den hinzu gekommenen HGÜ Leitungen handelt es sich um die Verbindungen zwischen Brunsbüttel und Großgartach in Korridor C sowie Lauchstädt und Meitingen in Korridor D (siehe Anhang A.3). Für das Jahr 2025 macht sich der deutliche Ausbau der Windenergie zwischen 2020 und 2025 bemerkbar, wodurch das Netz insbesondere in der Starkwind-Starklast-Situation deutlich stärker gefordert wird, als noch im Jahr 2020. Der Netzausbau hält demnach nicht in vollem Umfang mit der Zunahme der Leistung aus Windenergieanlagen Schritt.

In der Starkwind-Schwachlast-Situation ergibt sich durch die bilanziell erforderliche Abregelung der Windenergieanlagen vor Ort die Situation, dass deutlich weniger Windenergie übertragen werden muss, als eingespeist werden könnte. Daher kommt es nur vereinzelt zu erhöhten Auslastungen, die sich jedoch im zulässigen Rahmen bewegen. In der Starkwind-Schwachlast-Situation fällt bereits eine leicht erhöhte Auslastung der Leitung von Mecklenburg-Vorpommern Richtung Hamburg auf. Hierbei macht sich bereits der Einfluss der hinzukommenden HGÜ Leitungen bemerkbar, da ein Großteil der über diese „Zubringerleitung“ übertragenen Leistung zu den HGÜ Stationen fließt, um von dort in den Süden verschoben zu werden. Eine deutliche Entspannung ist auf der ertüchtigten Trasse zwischen Emden/Ost und Conneforde zu beobachten, auf der im Gegensatz zu der Topologie von 2020 keine Überlastungen mehr auftreten, obwohl die Einspeisung aus Windanlagen sogar noch zugenommen hat. Das Ergebnis zeigt einerseits die Eignung der Maßnahme und verdeutlicht andererseits die Dringlichkeit für deren Umsetzung.

Im Starkwind-Starklast-Fall wird aus bilanzieller Strommarktsicht keine Abregelung der Windenergieanlagen erforderlich, so dass 58 GW Onshore und 6,8 GW Offshore Windenergie im vollen Umfang zu den Lastzentren im Inland und den Kuppelstellen zum Ausland transportiert werden müssen. Dies führt bereits im (n-0)-Fall zu einer starken Belastung des Übertragungsnetzes, wobei insgesamt 4,2 GW Verlustleistung anfallen. Die durchschnittliche AC Leitungsauslastung in allen (n-1)-Ausfallrechnungen beträgt 34 %, was ebenfalls einen sehr hohen Wert darstellt. Im Vergleich zu der Starkwind-Starklast-Situation in 2020 wird deutlich, wie sich die Auslastung auf den Trassen von Norden nach Süden und Richtung Nordrhein-Westfalen nochmals erhöht, so dass im (n-1)-Fall noch mehr AC Leitungen von Überlastungen betroffen sind.

Für die Stark-PV-Starklast- und Höchstresiduallast-Situationen können keine nennenswerten Überlastungen beobachten werden, obwohl auch die Einspeisung aus PV-Anlagen verglichen mit 2020 um fast 10 GW im Stark-PV-Starklast-Fall zunimmt. Einzig in den hinterlagerten Gebieten der Kuppelstellen nach Österreich treten im (n-1)-Fall aufgrund hoher Exporte vereinzelt Überlastungen in der unmittelbaren Umgebung auf.

Im Höchstresiduallastfall ändert auch der Wegfall der Kernenergieeinspeisung in Süddeutschland nichts an der geringen Netzauslastung. Die in Anhang B.3 dargestellten Ergebnisse der (n-0)-Lastflussberechnungen zeigen, dass sich im Normalbetrieb nahezu alle Leitungsauslastungen und Knotenspannungen bei allen Netznutzungsfällen im Rahmen der erlaubten Toleranzen bewegen.

Die Ergebnisse (n-1)-Ausfallrechnungen sind für das Jahr 2030 in Abbildung 6.40 dargestellt. Die detaillierten Verläufe der Einspeisungen und Lasten, vergrößerte Netzkarten der (n-0)- und (n-1)-Rechnungen sowie die Indikatoren für die Netzbelastungen sind Anhang B.4 zu entnehmen. Im Vergleich zur Netztopologie für das Jahr 2025 ist nochmals ein deutlicher Ausbau des Übertragungsnetzes bis 2030 zu verzeichnen. Besonders auffällig sind die neu hinzu gekommenen HGÜ Leitungen. Dabei handelt es sich auf Korridor C um zusätzliche 1,3 GW Übertragungskapazitäten zwischen Brunsbüttel und Großgartach sowie jeweils 1,3 GW neue Übertragungskapazitäten zwischen Wilster und Goldshöfe sowie Kaltenkirchen und Raitersaich. Des Weiteren wird auf Korridor B eine neue 2 GW Verbindung zwischen Cloppenburg/Ost und Bürstadt in Betrieb genommen.

Für die Starkwind-Situationen lässt sich ein interessanter Effekt beobachten, der auch als Braess-Paradoxon bekannt ist [404]. Der Ausbau der HGÜ Leitungen, der eigentlich der Entlastung des AC Netzes dienen soll, führt in vereinzelnden Situationen zu verstärkten Überlastungen im AC Netz, also dem gegenteiligen Effekt. Dieses Paradoxon wurde zuerst von D. Braess im Kontext der Planung neuer Verkehrswege beschrieben [404], wo ein Neubau einer Autobahn zu einer Verschlechterung der Verkehrssituation führen kann. Trotz der erhöhten Verkehrsleistung der Autobahn selbst, kann es durch das erhöhte Verkehrsaufkommen rund um die Autobahnauffahrten insgesamt zu einer Verschärfung der Verkehrsproblematik und einer Erhöhung des gesamten Zeitverlustes für die Autofahrer kommen. Dies ist umso mehr dann der Fall, wenn die Zubringerwege nicht im ausreichenden Maße ausgebaut sind. Dieser Effekt wurde in der Theorie auch für ein vereinfachtes Stromnetzmodell untersucht und bestätigt [405, 406]. Die gezeigten Simulationsergebnisse können nun erstmals als empirische Evidenz für das Braess-Paradoxon in realistischen Stromnetzmodellen heran gezogen werden. Die in dem konkreten Fall betroffene „Zubringerleitung“ zu den HGÜ Stationen zwischen Schwerin Görries und Krümmel bzw. Hamburg Ost ist für die Starkwind-Starklast-Stunde in Abbildung 6.41 vergrößert dargestellt. Durch den Ausbau der HGÜ Kapazitäten verschiebt sich der Lastfluss, der vorher vom Nord-Osten Richtung Süden verlief, verstärkt in Richtung der nord-westlich liegenden HGÜ Stationen. In der Konsequenz für die Netzplanung bedeutet dies, dass vor allem die Zubringerleitungen zu den HGÜ Stationen ausreichend ausgebaut sein müssen, sofern ein unbegrenzter Betrieb der HGÜ Leitungen möglich sein soll. Konkret sollten dann die Leitungen zwischen Görries und Krümmel, aber auch etwas südlicher gelegen zwischen Wolmirstedt und Walle, zusätzlich verstärkt werden.

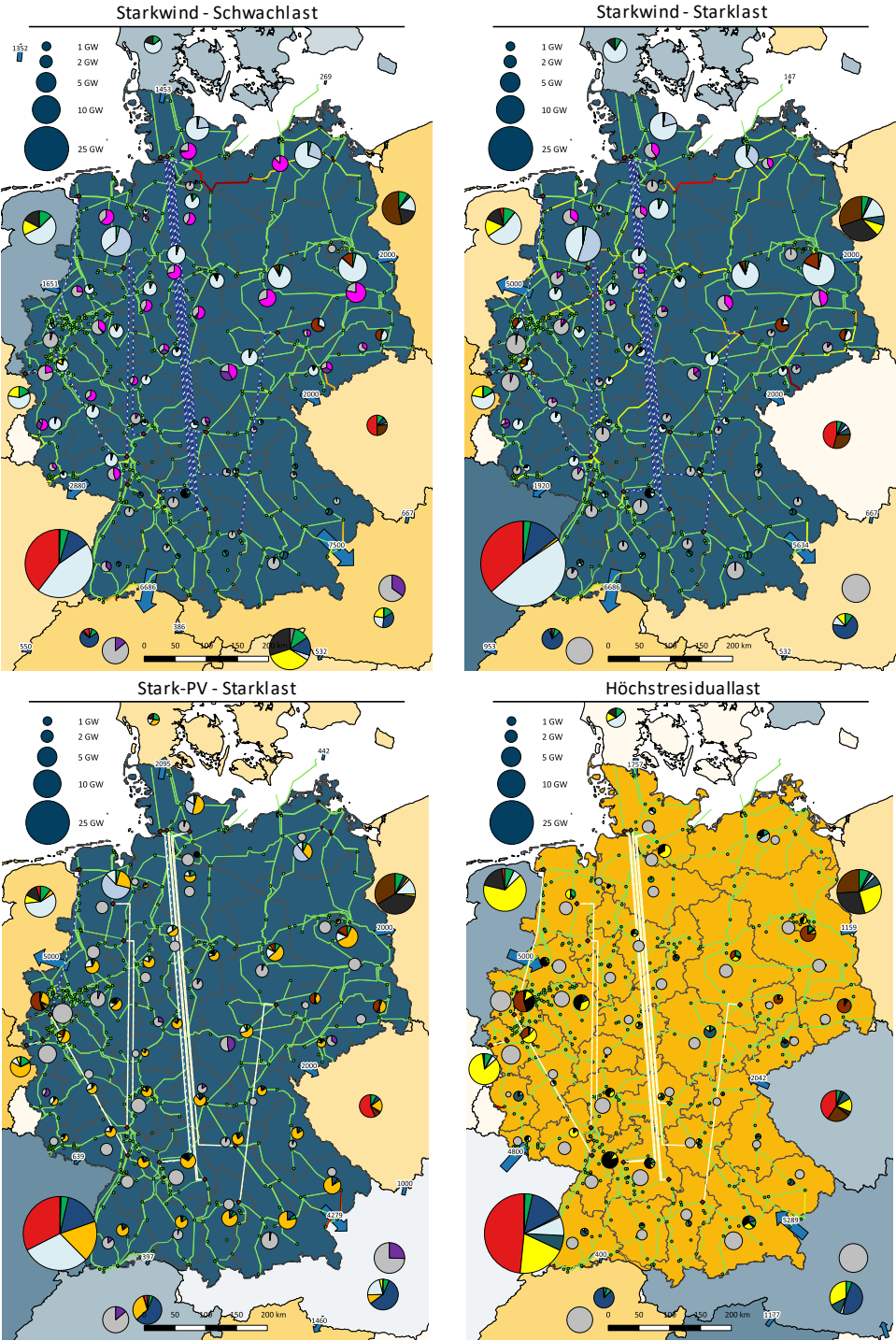


Abbildung 6.40: (n-1)-Ausfallrechnungen für spezifische Stunden im Jahr 2030

Über die beschriebenen Engpässe hinaus ist auch die Leitung von Ohlensehlen nach Wehrendorf am nördlichen HGÜ-Anschlusspunkt von Korridor B von dem Effekt betroffen. Ansonsten lässt sich trotz des starken Ausbaus der Erneuerbaren aufgrund des umfangreichen Netzausbaus keine wesentliche Verschärfung der Netzbelastungen gegenüber 2025 feststellen. Die durchschnittlichen Leitungsauslastungen und Verlustleistungen bewegen sich für alle betrachteten Netznutzungsfälle, insbesondere in der kritischen Starkwind-Starklast-Stunde, auf einem vergleichbaren Niveau wie 2025 (vgl. Anhang B.4). Weiterhin lassen sich im Normalbetrieb keine Überschreitungen der Toleranzen bzgl. der Leitungsauslastungen und Knotenspannungen für die vier Netznutzungsfälle beobachten, was anhand der in Anhang B.4 dargestellten Ergebnisse der (n-0)-Lastflussberechnungen deutlich wird.

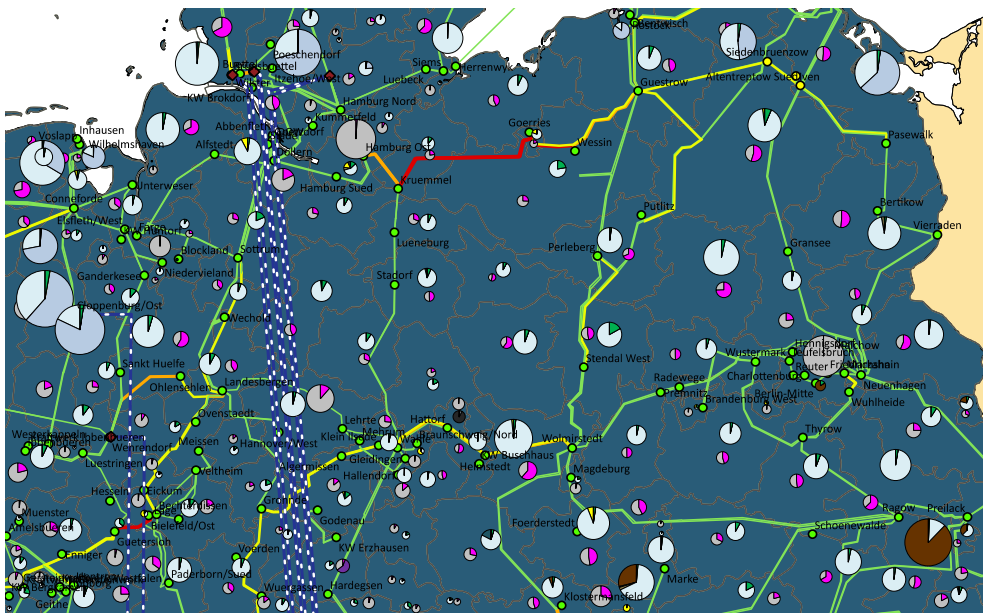


Abbildung 6.41: Strukturelle Engpässe während Starkwind - Starklast Stunde im Jahr 2030

Die Ergebnisse (n-1)-Ausfallrechnungen sind für das Jahr 2035 in Abbildung 6.42 dargestellt. Die detaillierten Verläufe der Einspeisungen und Lasten, vergrößerte Netzkarten der (n-0)- und (n-1)-Rechnungen sowie die Indikatoren für die Netzbelastungen befinden sich im Anhang B.5. Verglichen mit der Netztopologie von 2030 ist ein weiterer Netzausbau sowohl im AC Netz als auch auf den HGÜ Korridoren zu verzeichnen. Auf Korridor A kommen die jeweils auf 2 GW Übertragungsleistung ausgelegten Verbindungen von Emden nach Oberzier sowie Conneforde nach Rommerskirchen hinzu. Auf Korridor B entsteht eine Verbindung mit einer Übertragungskapazität von 2 GW zwischen Elsflth/West und dem vormaligen Kernkraftwerksstandort Phillipsburg. Auf Korridor C kommen zwei weitere jeweils 2 GW starke Leitungen zwischen Stade und Raitersaich sowie Alfstedt und Vöhringen (Baden Württemberg) hinzu.

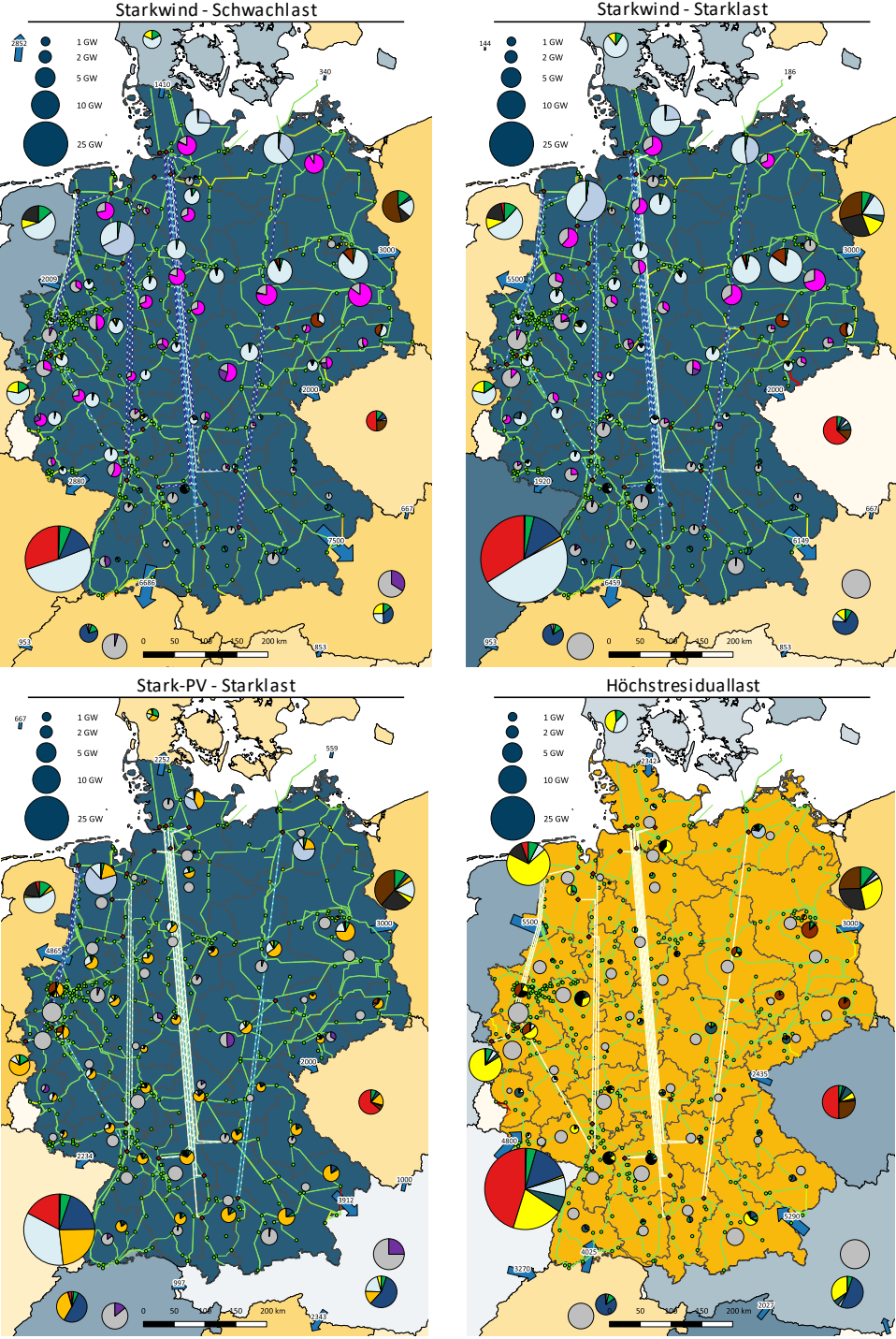


Abbildung 6.42: (n-1)-Ausfallrechnungen für spezifische Stunden im Jahr 2035

Eine neue Trasse wird auf Korridor D erschlossen, die den Korridor für die ebenfalls 2 GW starke HGÜ Verbindung von Güstrow nach Meitingen Richtung Norden verlängert. Der starke Netzausbau führt dazu, dass alle Netznutzungsfälle deutlich besser beherrscht werden, als noch im Jahr 2030. Dabei werden selbst in den Starkwind-Stunden entsprechend des entwickelten Optimierungsansatzes nicht alle HGÜ Leitungen mit der vollen Auslastung betrieben, was insbesondere mit der bilanziell bedingten Abregelung eines Teils der Windenergieanlagen zusammenhängt.

Die für das Jahr 2030 beschriebenen Engpässe zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein bzw. Niedersachsen werden in der Topologie von 2035 weniger stark belastet. Dies ist vor allem auf den verlängerten Korridor D zurückzuführen, von dem ein Teil der Leistung aus Nord-Ost-Deutschland direkt gen Süden abgeführt werden kann. Der strukturelle Engpass ist dennoch nach wie vor vorhanden, so dass sich an der Ausbauempfehlung für das Jahr 2030 nichts ändert.

Zukünftig sollte der Fokus der Netzplanung daher verstärkt auf die Ost-West-Achse in Norddeutschland gelegt werden. Die weiteren, im Jahr 2030 noch zu beobachtbaren Engpässe auf den Nord-Süd- und Nord-West-Achsen, z.B. Richtung Nordrhein-Westfalen, können durch die Netzausbaumaßnahmen dagegen nahezu vollständig behoben werden.

6.2 Szenario A: Verzögerter Netzausbau in Deutschland

In Szenario A werden die Auswirkungen eines verzögerten Netzausbaus in Deutschland untersucht. Als Bewertungsgrundlage dient eine Starkwind-Starklast-Stunde, da sich diese Last-Einspeisesituation bereits im vorherigen Abschnitt als kritischste Situation für das Übertragungsnetz herauskristallisiert hat. Für die Untersuchung wird die in Abbildung 6.43 enthaltene Starkwind-Starklast-Stunde 65 des Jahres 2035 aus dem Basisszenario (vgl. Abschnitt 6.1.3) sukzessive auf die Netztopologien der Jahre 2035, 2030, 2025 und 2020 aufgeprägt. Die Stunde tritt in einer äußerst windstarken Woche auf, wobei die verfügbaren Windeinspeisungen die Stromnachfrage deutlich überschreiten. Dies führt zu massiven Stromexporten und bilanziell notwendigen Abregelungen von Windkraftanlagen. Von den konventionellen Kraftwerken speisen nur noch wärmegeführte KWK-Anlagen ein.

Eine Berechnung auf Basis der AC Lastflussberechnung, wie sie im vorherigen Abschnitt durchgeführt wurde, ist für die weniger ausgebauten Topologien früherer Jahre praktisch kaum mehr möglich. Mit sinkendem Ausbaugrad des Netzes werden die AC Leitungen immer stärker ausgelastet und somit übererregt betrieben. Dies führt zu einem stark ansteigenden Blindleistungsbedarf in den unterschiedlichsten Teilen des Netzes. Um eine Konvergenz des Berechnungsverfahrens zu erreichen, müssten daher umfangreiche Eingriffe wie der Zubau von Blindleistungskompensationsäquivalenten in den

Netztopologien vorgenommen werden. Trotz dieser Maßnahmen wäre eine Konvergenz des Verfahrens keinesfalls für alle Netztopologien gewährleistet. Daher wird für diese Analyse auf die in Abschnitt 5.5.3.2 beschriebene DC Lastflussrechnung zurückgegriffen, die ebenfalls mit dem entwickelten Modell durchgeführt werden kann. In der DC Lastflussrechnung wird ausschließlich der approximierter Wirkleistungsfluss ermittelt, während der Blindleistungsbedarf des Netzes vernachlässigt wird. Anhand der Berechnung lassen sich daher weder Verlustleistungen noch Knotenspannungen bestimmen. Da die der DC Lastflussberechnung zugrunde liegenden Näherungen eigentlich nur für den normalen Betrieb eines Netzes zulässig sind, sind die Ergebnisse zumindest für die Jahre 2020 und 2025 eher qualitativ zu sehen.

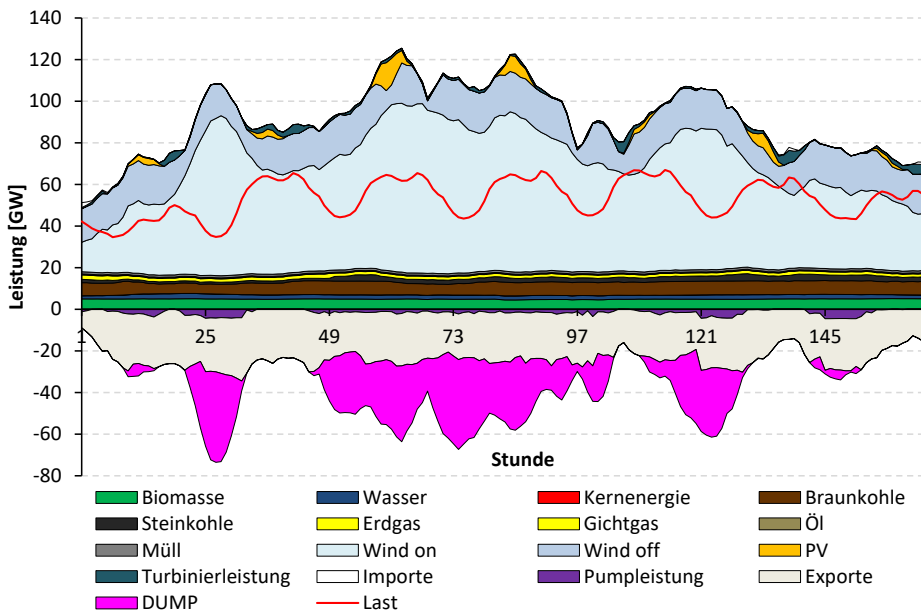


Abbildung 6.43: Woche im Jahr 2035 mit Starkwind - Starklast Stunde 65

Die Ergebnisse der (n-1)-DC-Ausfallrechnungen sind für die verschiedenen Netztopologien in Abbildung 6.44 dargestellt. Die vergrößerten Netzkarten der (n-1)- sowie (n-0)-DC-Rechnungen befinden sich in Anhang C.

Zunächst kann die hohe Güte der genährten (n-1)-DC-Ausfallrechnung anhand eines Vergleichs des Ergebnisses für 2035 mit dem entsprechenden Ergebnis der (n-1)-AC-Ausfallrechnung in Abbildung 6.42 festgestellt werden, da nahezu alle Leitungen vergleichbare Auslastungen aufweisen. Verfahrensbedingt kommt es lediglich zu Abweichungen bei den Knotenspannungen, die bei den DC Lastflussrechnungen jeweils bei der Nennspannung von 220 kV bzw. 380 kV und somit in der Regel unter den Spannungen aus der AC Lastflussberechnung liegen.

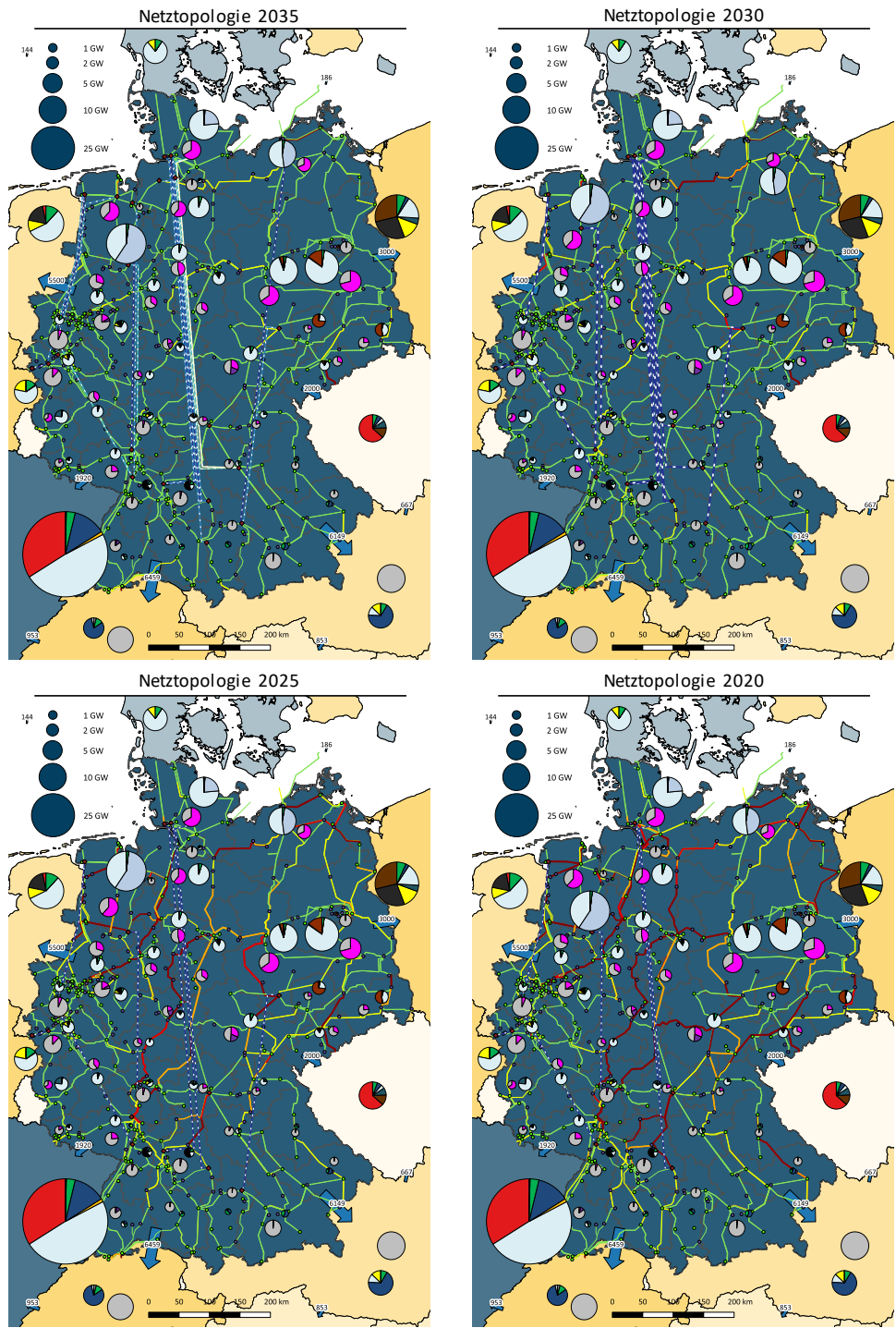


Abbildung 6.44: (n-1)-DC-Ausfallrechnungen für die Starkwind - Starklast Stunde 65 im Jahr 2035

Der um fünf Jahre verzögerte Netzausbau mit der angenommenen Topologie von 2030 zeigt bereits deutliche Netzüberlastungen sowohl in Ost-West- als auch in Nord-Süd-Richtung. Vor allem die bereits diskutierte Leitung zwischen Görries und Krümmel weist eine deutlich höhere Auslastung auf. Dies widerspricht nicht etwa dem Effekt des in Abschnitt 6.1.3.3 beschriebenen Braess-Paradoxons, da die HGÜ-Leitungen des Korridors C in der Topologie von 2030 im Gegensatz zur Topologie von 2035 mit voller Auslastung betrieben werden und die Verlängerung des Korridors D noch nicht existiert, so dass der Engpass sogar noch verschärft wird.

Eine deutliche Verschlechterung der Netzsituation tritt in der Netztopologie 2025 ein. Vor allem der Wegfall eines Großteils der HGÜ Leitungen belastet das AC Netz schwer, was grundsätzlich die enorme Wichtigkeit der HGÜ Leitungen zeigt. Davon sind vor allem die Korridore von Norddeutschland in Richtung Nordrhein-Westfalen, Hessen und Baden-Württemberg betroffen. Aber auch in dem heutzutage häufig überlasteten Netzgebiet zwischen Thüringen und Bayern, z.B. auf der Leitung zwischen Rempendorf und Redwitz, treten kritische Überlastungen auf [407].

Die höchsten Überlastungen treten erwartungsgemäß für die angenommene Netztopologie im Jahr 2020 auf. Dabei liefert die Rechnung weitere Evidenz für das Braess-Paradoxon, da die Leitung zwischen Görries und Krümmel weniger ausgelastet ist, als in den anderen Topologien. Der Grund sind die deutlich geringeren HGÜ Übertragungskapazitäten in den Korridoren A bis C. Auch anhand der weiteren Leitungen in Brandenburg lässt sich erkennen, dass sich der Leistungsfluss in dieser Region wieder weiter in Richtung der Ost-Süd- und südlichen Ost-West-Achse verschiebt.

Die Rechnungen zeigen auch auf, welche Netzregionen im Falle einer hohen Windeinspeisung nur wenig von Überlastungen betroffen sind. Dies sind zum einen südlich der großen Lasten liegende Gebiete in Baden-Württemberg und Bayern, zum anderen aber auch Nordrhein-Westfalen. In Nordrhein-Westfalen weist das Übertragungsnetz historisch bedingt eine sehr hohe Leistungsfähigkeit auf, da in der Vergangenheit große konventionelle Einspeisungen divergiert werden mussten. Diese Leistungsfähigkeit bleibt auch zukünftig erhalten, wobei sich die überregionalen Leistungsflüsse vermehrt umkehren. Als Bundesland mit hoher Stromnachfrage und bedeutender Industrie erfüllt Nordrhein-Westfalen damit zwar eine der Voraussetzungen, zukünftig eine wichtige Rolle bei flexiblen Zukunftstechnologien wie z.B. Power-to-Gas, Power-to-Heat oder Power-to-Chemicals einzunehmen. Die Ergebnisse legen jedoch nahe, dass zusätzliche Stromnachfragen in NRW die identifizierten Netzengpässe von Nord-Osten in Richtung Westen noch verschärfen würden und somit eher kontraproduktiv sind. Inwieweit Engpassregionen in Deutschland durch Flexibilitätsoptionen entlastet werden können, kann anhand von weiter in die Zukunft reichenden Variantenrechnungen untersucht werden. Eine solche Untersuchung erfolgt mittels der in dieser Arbeit vorgestellten Verfahren im Rahmen des Virtuellen Instituts NRW – Strom zu Gas und Wärme [331].

6.3 Szenario B: Neubau eines Kernkraftwerks in Polen

In Szenario B wird der Einfluss des Neubaus eines Kernkraftwerks in Polen auf die europaweite Stromerzeugung sowie die resultierenden Im- und Exporte untersucht. Besonderer Fokus liegt zudem auf den Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen im polnischen Stromsektor.

Vor dem Hintergrund zu hoher CO₂-Emissionen im Kraftwerksbereich und eines veralteten, überwiegend auf Kohlekraftwerken basierenden Kraftwerksparks wird in Polen bereits seit vielen Jahren über den Bau neuer Kernkraftwerke diskutiert. Im Jahr 2014 hat die damalige Regierung unter Ministerpräsident Donald Tusk schließlich einen Plan vorgelegt, nach dem an zwei Standorten neue Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 6000 MW errichtet werden sollten [408]. Ursprünglich sollte der erste Standort mit einer Kraftwerksleistung von 3000 MW bis Ende 2024 in Betrieb gehen. Die Fertigstellung des zweiten Standorts war für das Jahr 2035 geplant. Mit der neuen Regierung und zunehmenden Zweifeln an der Finanzierbarkeit, Wirtschaftlichkeit und gesellschaftlichen Akzeptanz des Vorhabens, haben diese Pläne allerdings deutlich an Dynamik verloren. So verlautbaren Zeitungsberichte, dass mit der Fertigstellung des ersten Kernkraftwerks, sofern es überhaupt noch gebaut wird, erst nach 2030 zu rechnen ist [409, 410].

Für Szenario B wird angenommen, dass ab 2035 ein großer Kraftwerksstandort in Polen mit drei 1250 MW Reaktorblöcken fertiggestellt sein wird. Das Szenario wird daher ausschließlich für das Jahr 2035 betrachtet und basiert abgesehen von dem zusätzlichen Kernkraftwerkskapazitäten in Polen auf der zweiten Variante des Basisszenarios (vgl. Abschnitt 6.1.3). Die Rechenergebnisse für einen weniger umfangreichen Ausbau der Kernenergie in Polen bewegen sich entsprechend in dem aufgespannten Szenariotrichter zwischen Basisszenario und Szenario B.

Im Basisszenario weist Polen für das Jahr 2035 einen starken Nettostromimport von über 42 TWh auf, wobei 26 TWh aus Deutschland, 8 TWh aus der Slowakei, 4,4 TWh aus Tschechien und 3,8 TWh aus Litauen importiert werden (vgl. Abbildung 6.22). Die inländische Stromerzeugung erfolgt zu 64 % aus Kohlekraftwerken, 10 % aus Gaskraftwerken sowie 26 % aus erneuerbaren Energien.

Die Ergebnisse der europaweiten Stromerzeugung sowie der Im- und Exporte für Szenario B sind in Abbildung 6.45 dargestellt. Zusätzlich zeigt Abbildung 6.46 die nach Ländern aufgeschlüsselten Differenzen zum Basisszenario. Polen bleibt auch in Szenario B in starkem Maße Nettoimporteur, wobei sich die Importe aus allen Nachbarländern nur leicht verringern. Insgesamt speisen die drei neuen Reaktorblöcke nahezu 30 TWh Strom ein, wodurch die Einspeisungen älterer polnischer Kohle- und Gaskraftwerke sowie Importe unmittelbar reduziert werden. Während sich hierdurch ein wesentlicher

Wandel im Stromerzeugungsmix Polens ergibt, verändert sich die Stromerzeugung in den weiteren Ländern nur geringfügig.

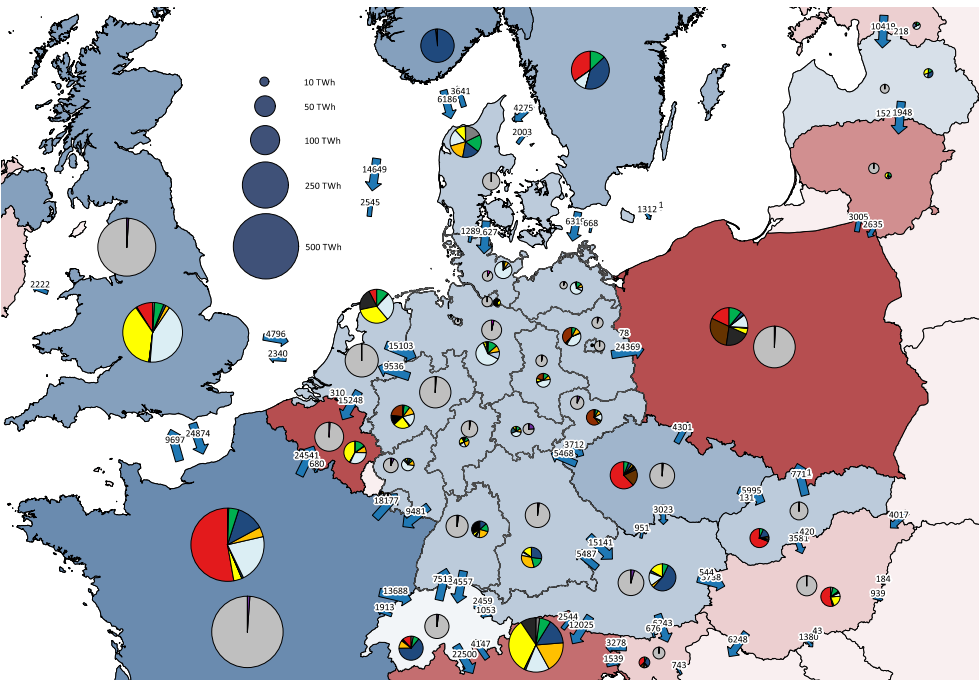


Abbildung 6.45: Jahressummen der Stromerzeugung, -verwendung sowie Im- und Exporte in Szenario B

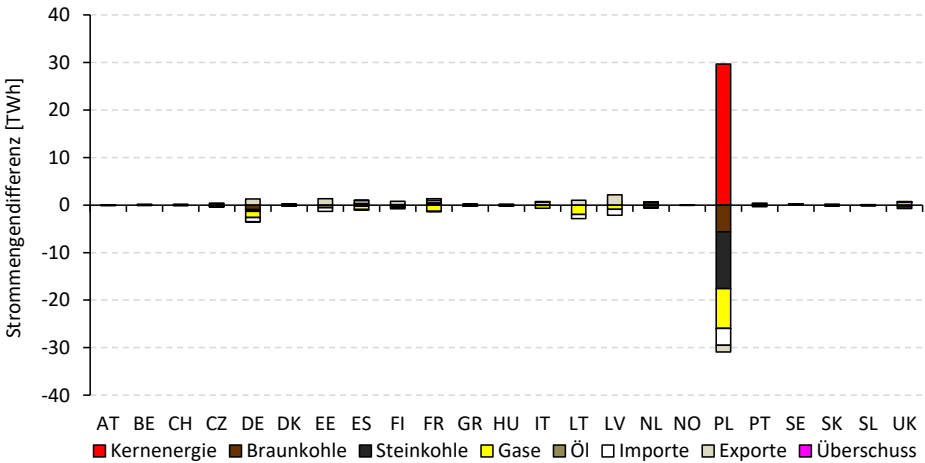


Abbildung 6.46: Differenzen der Nettostromerzeugungen sowie Im- und Exporte zwischen dem Szenario B und dem Basisszenario

Dieser Effekt ist keinesfalls repräsentativ für Kraftwerksneubauten in anderen Ländern. Ein Ausbau von Kraftwerkskapazitäten mit niedrigen variablen Kosten in Ländern mit kompetitiverem Kraftwerkspark hat in der Regel deutlich größere Auswirkungen auf die Erzeugungsmixe der umgebenden Länder. Auch hierin äußert sich der Modernisierungsbedarf im polnischen Stromsektor.

Die Auswirkungen der veränderten Stromerzeugung auf die CO₂-Emissionen der Kraftwerke in Polen sind in Tabelle 6.6 aufgeführt. Insgesamt sinken die CO₂-Emissionen verglichen zum Basisszenario um 23,79 Mio. t. Dies entspricht einem Rückgang um 20 %.

Stromerzeugung und CO ₂ -Emissionen in 2035	Szenario B	Basisszenario	Differenz
Stromerzeugung thermischer Kraftwerke [TWh]	125,40	121,72	+3,68
- Kernenergie	29,64	0	+29,64
- Braunkohle	49,54	55,16	-5,62
- Steinkohle	37,86	49,80	-11,95
- Erdgas	8,36	16,75	-8,39
CO₂-Emissionen der thermischen Kraftwerke [Mio. t]	96,33	120,12	-23,79
- Kernenergie	0	0	0
- Braunkohle	60,21	67,75	-7,54
- Steinkohle	32,89	45,61	-12,72
- Erdgas	3,24	6,75	-3,51

Tabelle 6.6: Auswirkungen des Kernkraftwerkzubaues auf Stromerzeugung und CO₂-Emissionen in Polen

Unter Berücksichtigung des angenommenen CO₂-Zertifikatspreises von 57 €/t¹⁰ (vgl. Abbildung 6.10) ergeben sich für 2035 eingesparte Emissionszertifikatskosten in Höhe von 1,36 Mrd. €¹⁰. Zusätzlich werden unter Berücksichtigung der angenommenen Primärenergiepreise (vgl. Abbildung 6.1) Brennstoffkosten in Höhe von 1,54 Mrd. €¹⁰ eingespart. Diese Werte alleine erlauben natürlich noch keine Aussage über die Wirtschaftlichkeit der Kernenergie. Für eine solche Bewertung müssen sämtliche weiteren Kostenaspekte wie z.B. Investitionskosten und Endlagerungskosten berücksichtigt werden, was an dieser Stelle nicht geschieht. Des Weiteren sei angemerkt, dass z.B. auch der Ausbau erneuerbarer Energien zur Reduktion von CO₂-Emissionen beitragen und ebenso alte Kohle- und Gaskraftwerke aus dem Markt drängen würde.

7 Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Aspekte dieser Arbeit noch einmal zusammengefasst und Ausblicke auf mögliche zukünftige Forschungsfragen gegeben. Zunächst erfolgt im folgenden Abschnitt die Zusammenfassung der vorgenommenen Modellentwicklungen dieser Arbeit. Im Anschluss werden die wesentlichen Ergebnisse der exemplarischen Untersuchungen und abgeleitete Schlussfolgerungen beschrieben. Abschließend folgt ein Ausblick auf methodische Weiterentwicklungen sowie weiterführende Anwendungsgebiete.

7.1 Die Modellentwicklungen dieser Arbeit

Die Transformation des Energiesystems geht mit einem starken Ausbau der erneuerbarer Energien einher. Hieraus resultiert eine zunehmende Stromerzeugung aus fluktuierenden, teilweise lastfernen erneuerbaren Energien, die zu steigenden Anforderungen an die Systemflexibilität und die Transportkapazitäten von Übertragungsnetzen führt. Zudem nehmen intersektorale Abhängigkeiten durch den vermehrten Einsatz von elektrischen Anwendungen in verschiedenen Sektoren zu. Um resultierende Einflüsse und Auswirkungen im integrierten Energie- und Elektrizitätssystem adäquat erfassen zu können, müssen daher verschiedene Systembereiche auf unterschiedlichen Skalen und Skalenebenen simultan betrachtet werden. Der Vergleich bestehender Modelle für Deutschland und Europa zeigt jedoch, dass die derzeitig vorhandenen Ansätze die relevanten Systembereiche sowie zu berücksichtigenden Skalen und Skalenebenen bisher nicht vollständig abdecken.

Das Ziel dieser Arbeit besteht daher in der multiskalaren Modellierung des integrierten Energie- und Elektrizitätssystems, mit der eine simultane und in sich konsistente Betrachtung des Energiesystems im Ganzen und des Elektrizitätssystems im Speziellen ermöglicht wird. Hierzu werden das etablierte Energiesystemmodell für Deutschland IKARUS-LP, neu entwickelte Modelle zur zeitlichen und räumlichen Entfaltung der Residuallast, ein neu entwickeltes Elektrizitätsmarktmodell für Europa und ein neu entwickeltes Übertragungsnetzmodell für Deutschland in einem Modelpaket vereinigt.

Das entwickelte Modelpaket erlaubt durch die Kopplung der Modelle die Erstellung von langfristigen Szenarien, in denen gesamtsystematische Analysen im deutschen Energiesystem mit hoch aufgelösten Untersuchungen des europäischen Elektrizitätsmarkts und des deutschen Übertragungsnetzes einhergehen. Die Konvergenz der Modelle wird dabei durch die Rückkopplung des Elektrizitätsmarktmodells mit dem Energiesystemmodell IKARUS-LP erreicht. Dazu werden die in IKARUS-LP ermittelten Stromnachfragen und installierten Kapazitäten an das Elektrizitätsmarktmodell übergeben, in dem die

Stromerzeugungen sowie Im- und Exporte ermittelt werden. Die berechneten Werte werden in einer weiteren Iteration an IKARUS-LP zurückgegeben und fixiert, woraufhin wiederholt Stromnachfragen und installierte Kapazitäten bestimmt werden. Das iterative Vorgehen wird solange fortgesetzt, bis die Abweichungen der übergebenen Größen verglichen zur vorhergehenden Iteration vernachlässigbar kleine Werte annehmen und das Verfahren konvergiert ist.

Die entwickelten Modelle zur zeitlichen und räumlichen Entfaltung der Residuallast generieren auf Basis von übergebenen Stromnachfragen und installierten Kapazitäten stundenscharfe Lastzeitreihen und Einspeisezeitreihen der erneuerbaren Energien für Deutschland und die weiteren Länder Europas. Dabei wird in allen Modellen auf deterministische Last- und Wetterdaten des als geeignet identifizierten Wetterjahres 2012 zurückgegriffen, das trotz starker unterjährlicher Fluktuationen ein insgesamt durchschnittliches Solar- und Winddargebot aufweist. Die ermittelten Residuallastzeitreihen für die einzelnen Länder Europas haben eine zeitliche Auflösung von einer Stunde und dienen als Eingangsgrößen für das Elektrizitätsmarktmodell für Europa. Für Deutschland werden die Zeitreihen unter Berücksichtigung von abgeleiteten Kapazitäts- und Lastverteilungen sowie des lokalen Winddargebots bis auf die Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte disaggregiert, wobei sich die Lastzeitreihen aus Standardlastprofilen verschiedener Endenergiesektoren zusammensetzen. Die regionalisierten Residuallasten dienen entsprechend als Eingangsgrößen für das Übertragungsnetzmodell für Deutschland.

Das entwickelte Elektrizitätsmarktmodell für Europa bestimmt auf Basis der übergebenden Residuallastzeitreihen den europaweiten Einsatz der Kraftwerke, Speicher und Flexibilitätsoptionen sowie die Im- und Exporte zwischen den Marktgebieten. In dem als gemischt-ganzzahliges Optimierungsmodell ausgelegten Modell wird die Einsatzplanung in einem zweistufigen Verfahren durchgeführt. In einer vorgeschalteten intertemporalen Jahresplanung werden zunächst die optimalen Revisionszeiträume der Kraftwerke bestimmt. In einer nachgeschalteten rollierenden Optimierung erfolgt die Day-ahead-Planung mit stündlicher Auflösung, bei der wichtige technische Restriktionen wie z.B. Leistungsbilanzen, Reserveleistungsvorhaltungen, Mindestleistungen, Teillastwirkungsgrade, Leistungsgradienten, Anfahrprozesse, Mindestbetriebszeiten, Mindeststillstandszeiten und Speicherbedingungen eingehalten werden. Dabei wird besonderer Wert auf eine enge und kompakte Modellierung gelegt, damit die Vielzahl der Kraftwerke, Speicher und Flexibilitätsoptionen im europäischen Elektrizitätsmarkt berücksichtigt werden kann. Im Anschluss an die Berechnung erfolgt die grafische Aufbereitung der Ergebnisse in Bezug auf zeitliche Entwicklungen und räumliche Verteilungen. Die Eignung des Modells zur Berechnung des europäischen Elektrizitätsmarkts wird durch eine Validierungsrechnung für das Jahr 2012 dargelegt, in der eine hohe Übereinstimmung von Modellergebnissen und Realität festgestellt wird.

Das entwickelte Übertragungsnetzmodell bildet das deutsche Hoch- und Höchstspannungsnetz sowie mathematisch äquivalente Ersatzabbildungen unterlagerter und umgebener Netze ab. Bei den zugrunde liegenden Daten handelt es sich um reale Netzdaten, die von der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellt werden. Neben dem derzeitigen Ausbauzustand des Übertragungsnetzes umfasst das Modell die Netztopologien verschiedener Stützjahre des Netzentwicklungsplans, so dass auch für die Zukunft geplante Topologien untersucht werden können. Dabei ermöglicht das Modell AC- und DC-Lastflussberechnungen für den (n-0)-Fall und den (n-1)-Fall. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf der Bestimmung des optimalen Betriebs der HGÜ-Leitungen, die erstmals mittels einer eigens entwickelten Optimierung auf Basis genetischer Algorithmen erfolgt. Die Ergebnisse der Lastflussberechnungen umfassen neben den Leistungsflüssen und Verlustleistungen sämtliche Spannungen, Ströme und Auslastungen im Netz, die anhand von Netzkarten und farblichen Kodierungen visualisiert werden. Basierend auf den verteilten Lasten und Einspeisungen sowie Im- und Exporten aus den gekoppelten Modellen können sämtliche quasistationären Netznutzungsfälle innerhalb eines Stützjahres mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde berechnet werden. Die Eignung des Modells wird dabei anhand einer Modellverifikation dargelegt, bei der gezeigt wird, dass die Ergebnisse einer Vergleichsrechnung in sehr hohem Maße mit den Rechenergebnissen des validierten Modells der Bundesnetzagentur übereinstimmen.

7.2 Ergebnisse der exemplarischen Untersuchungen

Der Mehrwert des entwickelten Modellpakets wird anhand von exemplarischen Szenarienanalysen gezeigt, in denen eine effiziente Umsetzung der Energiewende untersucht wird. Hierzu werden in einem Basisszenario alle politischen Ziele hinsichtlich der Reduktion der Treibhausgasemissionen, des Kernenergieausstiegs, des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie der Effizienzsteigerungen vorgegeben. Die Untersuchung des Basisszenarios erfolgt in zwei Varianten, in denen jeweils unterschiedliche Modellumgebungen zum Einsatz kommen. In der ersten Variante wird das isoliert genutzte Energiesystemmodell IKARUS-LP verwendet. In der zweiten Variante kommt dagegen das neu entwickelte Modellpaket zum Einsatz. Die Unterschiede zwischen den Ergebnissen der beiden Variantenrechnungen zeigen auf, welchen Einfluss die detailliertere Abbildung des Elektrizitätssektors auf die Rechenergebnisse des rückgekoppelten Energiesystemmodells hat. Zudem werden die vielfältigen zusätzlichen Analyseebenen des Modellpakets in der zweiten Variante des Basisszenarios präsentiert. Im Anschluss folgt in Szenario A die Analyse der Auswirkungen eines verzögerten Netzausbaus in Deutschland. Abschließend werden in Szenario B die Effekte eines Neubaus von Kernkraftwerken in Polen untersucht.

Die Ergebnisse der ersten Variante des Basisszenarios zeigen, dass es grundsätzlich möglich ist, alle bis zum Jahr 2035 gesteckten Ziele der Energiewende zu erreichen. Hierzu sind wesentliche Effizienzsteigerungen und Endenergieeinsparungen notwendig, die insbesondere im Haushalts- und Verkehrssektor erzielt werden. Für den Industriesektor zeigt sich, dass viele kostengünstige Effizienzsteigerungsmaßnahmen bereits umgesetzt sind und die Umsetzung weiterer Einsparmaßnahmen relativ teuer ist. Im Elektrizitätssektor kommt es gemäß der Vorgaben des EEG zu einem starken Ausbau an erneuerbaren Energien, wobei die stärksten Zuwächse bei der Windenergie zu verzeichnen sind. In der ersten Variante des Basisszenarios fällt besonders auf, dass ab dem Jahr 2020 keine weiteren Stromim- und -exporte in Lösung gehen. Dies ist im Wesentlichen durch die fehlende Abbildung des europäischen Elektrizitätsmarkts bedingt. Durch die gegenüber dem Jahr 2015 wegfallenden Exportüberschüsse sinkt die Stromerzeugung insgesamt, was sich für die Einhaltung der CO₂-Emissionsgrenzen als kosteneffizient erweist. Hierdurch wird teilweise auch der Kernenergieausstieg kompensiert. Wesentlich tragen dazu jedoch auch die steigenden Anteile erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung sowie zunächst weiterhin hohe Beiträge aus Braun- und Steinkohlekraftwerken bei. Dabei kommt es in den Stützjahren 2020 und 2025 zu einem relativ starken Rückgang bei dem Einsatz von Gaskraftwerken. Ab dem Jahr 2030 führen die strenger werdenden CO₂-Emissionsreduktionsvorgaben wieder zu einer zunehmenden Verdrängung der Kohlekraftwerke durch Gaskraftwerke, was durch die geringeren spezifischen CO₂-Emissionen der Gaskraftwerke bedingt ist. Dabei steigt der modellendogen ermittelte CO₂-Zertifikatspreis bis auf $102 \text{ €}^{10}/t_{\text{CO}_2}$ im Jahr 2035.

In der zweiten Variante des Basisszenarios kommt das entwickelte Modellpaket zum Einsatz. Die Annahmen für die installierten Leistungen und Stromnachfragen außerhalb Deutschlands sowie die CO₂-Zertifikatspreisentwicklung basieren dabei auf einem externen Szenario der Europäischen Kommission. Die europaweite Elektrizitätsmarktberechnung zeigt, dass die erneuerbaren Energien in allen Ländern an Bedeutung gewinnen und trotz zumeist steigenden Stromnachfragen ein allgemeiner Rückgang der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken zu verzeichnen ist. Kernenergie stellt in einigen Ländern wie Frankreich und Großbritannien dagegen weiterhin eine wichtige Säule der Stromerzeugung dar. Deutschland bleibt über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg Nettoexporteur von Elektrizität. Dabei fällt besonders die sich ändernde Verteilung der Stromerzeugung innerhalb Deutschlands auf. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und den Rückgang konventioneller Stromerzeugung wird Nordrhein-Westfalen als größter Stromproduzent im Jahr 2035 von Niedersachsen abgelöst. Die hoch aufgelöste Berechnung des europäischen Elektrizitätsmarkts hat weitreichende Auswirkungen auf die Ergebnisse des rückgekoppelten Energiesystemmodells. Der größte Unterschied zur ersten Variante des Basisszenarios ergibt sich erwartungsgemäß im Stromsektor, in dem auch über das Jahr 2015 hinweg umfangreiche Im- und Exporte von Elektrizität zu beobachten sind. Des Weiteren fällt der Rückgang der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken in den Stützjahren 2020 und 2025 etwas geringer aus,

da die Gaskraftwerke insbesondere in Zeiten sehr hoher Volatilität der erneuerbaren Energien häufiger eingesetzt werden. Verglichen zur ersten Variante des Basisszenarios führt dies insbesondere im Jahr 2025 zu geringeren CO₂-Emissionen im Stromsektor. In den Stützjahren 2030 und 2035 verbleibt der Einsatz von Braun- und Steinkohlekraftwerken dagegen auf einem relativ hohem Niveau, was auf den vergleichsweise niedrigen CO₂-Zertifikatspreis zurückzuführen ist, der in dem hinterlegten Szenario lediglich bis auf 57 €/t_{CO₂} im Jahr 2035 steigt. Dies führt verglichen zur ersten Variante des Basisszenarios zu deutlich höheren CO₂-Emissionen im Elektrizitätssektor, die zur Erfüllung der Emissionsreduktionsziele für Deutschland in anderen Sektoren eingespart werden müssen. Diese Einsparungen werden vor allem im Verkehrsbereich realisiert, in dem mehr Biokraftstoffe eingesetzt werden, als in der ersten Variante des Szenarios. Insgesamt führt die Berechnung im Modellpaket gegenüber der Berechnung mit dem isolierten Modell IKARUS-LP zu jährlichen Mehrkosten, die sich zwischen 1,5 und 2,9 Mrd. €/10 pro Jahr belaufen.

In der zweiten Variante des Basisszenarios werden zudem (n-1)-AC-Lastflussberechnungen für die einzelnen Stützjahre durchgeführt, wobei der ambitionierte Netzausbau gemäß des Netzentwicklungsplans angenommen wird. Dabei werden für jedes Stützjahr mit einer Starkwind-Starklast-, Starkwind-Schwachlast-, Stark-PV-Starklast- und Höchstresiduallast-Stunde jeweils vier verschiedene Netznutzungsfälle betrachtet, die unterschiedliche Anforderungen an das Netz stellen. Insgesamt ist die angenommene Netztopologie im Jahr 2020 weitestgehend geeignet, die verschiedenen Situationen zu beherrschen. In Situationen mit starker Einspeisung aus PV-Anlagen oder konventionellen Kraftwerken sind die Netzauslastungen aufgrund der lastnahen Stromerzeugung generell sehr gering, so dass auch die HGÜ-Leitungen kaum genutzt werden. Hohe Netzauslastungen treten im Wesentlichen nur in Situationen mit hohen Windenergieeinspeisungen auf, in denen die HGÜ-Leitungen mit hoher Auslastung betrieben werden. Aufgrund der hohen Offshore Windenergieeinspeisungen treten auf der 220 kV-Leitung zwischen Emden/ Ost und Conneforde im Jahr 2020 relativ starke Überlastungen auf. Diese Leitung soll jedoch gemäß des Netzentwicklungsplans bis 2022 durch eine 380 kV-Leitung ersetzt werden, was die Engpassproblematik in den Folgejahren wirksam behebt. Verglichen zur Netztopologie im Jahr 2020 liegt im Jahr 2025 ein deutlich ausgebautes Netz vor, wobei auch die installierten Leistungen von Windenergieanlagen weiterhin stark ansteigen. In Starkwind-Schwachlast-Situationen tritt bereits der Fall ein, dass Windenergieanlagen aufgrund von bilanziellen Überschüssen abgeregelt werden müssen. Dies hat zur Folge, dass der Transportbedarf und somit die Netzauslastungen deutlich sinken. In Starkwind-Starklast-Situation steigt der Transportbedarf dagegen deutlich an. Dies macht sich durch Netzengpässe auf zahlreichen Nord-Süd- und Nord-West-Korridoren bemerkbar. Dabei steigen die Verlustleistungen im Übertragungsnetz und den Randnetzen auf bis zu 4,2 GW an. Im Jahr 2030 ist nochmals ein deutlicher Netzausbau gegenüber dem Jahr 2025 zu beobachten. In Starkwind-Situationen tritt ein Effekt auf, der auch als Braess-Paradoxon bekannt ist. Durch den starken Ausbau der HGÜ-

Verbindungen verschiebt sich der aus Lastfluss von Nord-Ost-Deutschland, der heutzutage über Leitungen wie Remptendorf-Redwitz direkt nach Süddeutschland verläuft, zunehmend in Richtung der HGÜ-Stationen im Norden. Hierdurch entstehen trotz bzw. vielmehr aufgrund des Netzausbaus gänzlich neue Engpässe auf Zubringerleitungen zu den HGÜ-Stationen. Konkret ist insbesondere die Leitung zwischen Görries und Krümmel betroffen, die zusätzlich verstärkt werden sollte, wenn zukünftig ein uneingeschränkter Betrieb der HGÜ-Leitungen möglich sein soll. Insgesamt sollte bei der Netzentwicklungsplanung zukünftig verstärktes Augenmerk auf Ost-West-Verbindungen im Norden Deutschlands sowie auf Korridore vom Norden in Richtung Nordrhein-Westfalen gelegt werden. Für das Jahr 2035 ist nochmals ein deutlich stärker ausgebautes Netz zu verzeichnen, was zu merklichen Entlastungen auch in Starkwind-Situationen führt. Insbesondere der verlängerte HGÜ-Korridor D von Nord-Ost-Deutschland nach Bayern entlastet die Ost-West-Verbindungen im Norden maßgeblich.

Szenario A macht eindrücklich deutlich, wie dringend ein ambitionierter Netzausbau in Deutschland vonnöten ist. Die Konsequenzen eines verzögerten Netzausbaus werden anhand von (n-1)-DC-Lastflussrechnungen für die Starkwind-Starklast-Stunde des Jahres 2035 gezeigt, die auf die Netztopologien der verschiedenen Stützjahre aufgeprägt wird. Dabei zeigt sich insbesondere die hohe Wichtigkeit der HGÜ-Leitungen, da deren Wegfall die Netzbelastung im AC-Netz maßgeblich verschärft. Die am stärksten belasteten Korridore bei einem um zehn bis fünfzehn Jahre verzögerten Netzausbau verlaufen von Norddeutschland nach Nordrhein-Westfalen, Hessen und Baden-Württemberg sowie zwischen Thüringen und Bayern. Ein realer Netzbetrieb ist dabei aufgrund der Vielzahl an Überlastungen nicht mehr möglich.

In Szenario B werden schließlich noch die Auswirkungen des Neubaus eines Kernkraftwerks in Polen untersucht. Aufgrund des relativ alten Kraftwerksparks in Polen substituieren die von den Reaktoren eingespeisten 30 TWh Strom einen Teil der inländischen Stromerzeugung aus Gas- und Kohlekraftwerken, ohne dass dies größere Auswirkungen auf die Nachbarländer hat. Dabei werden jährlich ca. 24 Mio. t an CO₂-Emissionen vermieden. Die eingesparten Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten belaufen sich auf insgesamt 2,9 Mrd. €¹⁰ pro Jahr. Die Einsparung der CO₂-Zertifikatskosten und sogar sämtlicher Brennstoffkosten würde allerdings auch durch den Ausbau erneuerbarer Energien wie der Windenergie und Photovoltaik erreicht werden können.

7.3 Methodischer Ausblick und weiterführende Anwendungsgebiete

Aufgrund des technologischen und gesellschaftlichen Fortschritts sowie sich ändernden Fragestellungen ist davon auszugehen, dass Modelle zur Abbildung von Energie- und Elektrizitätssystemen auch zukünftig ständig weiterentwickelt werden müssen. Um die bisherige Betrachtung der europäischen

Ebene von dem Elektrizitätsmarkt auf das gesamte Energiesystem ausweiten zu können, bietet sich der Einsatz eines Energiesystemmodells für Europa an, das ohne größere Anpassungen in das entwickelte Modellpaket integriert werden kann. Ebenso bietet sich eine Erweiterung des Übertragungsnetzmodells für Deutschland auf ganz Europa an. Hierdurch können multilaterale Leistungsflüsse genauer analysiert werden, als dies mit Ansatz des Transportmodells möglich ist. Hierzu müssen allerdings sämtliche Einspeisungen und Lasten europaweit lokal zugeordnet werden, was bei der derzeitigen Datengrundlage teilweise noch mit Schwierigkeiten verbunden ist. Mit einem solchen Modell können z.B. die zukünftigen Kuppelkapazitäten zwischen den Marktgebieten anhand des PDTF-Ansatzes sehr viel genauer ermittelt werden, als dies durch den NTC-Ansatz möglich ist. Auf diese Weise kann eine vollständige Angleichung der Modellierung an die zukünftige Ausgestaltung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes erreicht werden.

Mit weiter steigenden Anteilen von erneuerbaren Energien werden zudem Flexibilitätsoptionen wie Power-to-Gas, Power-to-heat, Power-to-fuels oder Power-to-chemicals an Bedeutung gewinnen, wodurch die intersektoralen Abhängigkeiten im Energiesystem deutlich erhöht werden. Hierbei eignet sich der gewählte Ansatz der Modellkopplung von Energiesystemmodell und Elektrizitätssystemmodell dazu, entsprechende Abhängigkeiten näher zu untersuchen. Die genauere Analyse des Einsatzes von Flexibilitätsoptionen bis zum Jahr 2050 ist daher Gegenstand weiterer Untersuchungen, bei denen die in der vorliegenden Arbeit entwickelten Modelle zum Einsatz kommen [331].

Literaturverzeichnis

- [1] European Commission, COM (2011) 112: A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, in "COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS," 2011, [Online]. Verfügbar: [http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/com/com_com\(2011\)0112_/com_com\(2011\)0112_en.pdf](http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/com/com_com(2011)0112_/com_com(2011)0112_en.pdf), Abgerufen am: 01.04.2018.
- [2] Bundesregierung, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28.10.2010, [Online]. Verfügbar: http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [3] Bundesregierung, Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes, Bundesgesetzblatt Vol. 2011 Part I No. 43, 2011.
- [4] BMWi, Erneuerbare Energien in Zahlen, 2017, [Online]. Verfügbar: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2016.pdf?__blob=publicationFile&v=16, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [5] T. Pesch, H.-J. Allelein, & J.-F. Hake, Impacts of the transformation of the German energy system on the transmission grid, *Eur. Phys. J. Spec. Top.*, vol. 223, no. 12, pp. 2561-2575, 2014.
- [6] Bundesnetzagentur, Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - 2. und 3. Quartal 2017, 2018, [Online]. Verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Quartalsbericht_Q2_Q3_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [7] P. Konstantin, *Praxisbuch Energiewirtschaft*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2009, p. 437.
- [8] K. Strauß, *Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen*, 6., aktualisierte Aufl. ed. Berlin: Springer-Verlag, 2009, pp. XV, 522 S. Ill., graph. Darst.
- [9] W. Kuckshinrichs & J. F. Hake, *Carbon Capture, Storage and Use: Technical, Economic, Environmental and Societal Perspectives*. Springer International Publishing, 2014.
- [10] A. Ziegler & H.-J. Allelein, *Reaktortechnik*. Springer-Verlag, 1984.
- [11] R. Pitz-Paal, Solarthermische Kraftwerke, in Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“, 2015, [Online]. Verfügbar: http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS_Technologiesteckbrief_Solarthermische_Kraftwerke.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [12] C. Clauser, Geothermische Kraftwerke, in "Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“, 2015, [Online]. Verfügbar: http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS_Technologiesteckbrief_Geothermische_Kraftwerke.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [13] H.-J. Allelein & D. Müller, *Energiewirtschaft*, RWTH Aachen, Skriptum zur Vorlesung, 2013.
- [14] R. Zahoransky, H.-J. Allelein, E. Bollin, M. Rimmmler, U. Schelling, & H. Schwarz, *Energietechnik : Systeme zur Energieumwandlung ; Kompaktwissen für Studium und Beruf, 7., überarb. u. erw. Aufl. ed. (Lehrbuch)*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015, pp. XXXI, 664 S., 1 lose Beil.

- [15] E. Doering, H. Schedwill, & M. Dehli, *Grundlagen der Technischen Thermodynamik: Lehrbuch für Studierende der Ingenieurwissenschaften : mit 303 Abbildungen, 45 Tabellen sowie 56 Aufgaben mit Lösungen : Studium*. Vieweg + Teubner, 2008.
- [16] K. Lucas, *Thermodynamik: Die Grundgesetze der Energie-und Stoffumwandlungen*. Springer-Verlag, 2008.
- [17] G. Cerbe & H. Hoffmann, *Einführung in die Thermodynamik* (no. 13). Carl Hanser Verlag, 2002, pp. 3-446.
- [18] C. Kail, Analyse von Kraftwerksprozessen mit Gasturbinen unter energetischen, exergetischen und ökonomischen Aspekten, Dissertation, Universität München, Betreut von: D. Hein & H. Pfost, 1998.
- [19] C.-G. Seydel, Gasturbinen der nächsten Generation, 2012, [Online]. Verfügbar: <http://elib.dlr.de/78973/>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [20] P. Higgins & A. Foley, The evolution of offshore wind power in the United Kingdom, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 37, pp. 599-612, 2014/09/01/ 2014.
- [21] A. Reuter & P. Elsner, Windkraftanlagen, 2016, [Online]. Verfügbar: http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS_Technologiesteckbrief_Windkraftanlagen.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [22] E. Hau, *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. Berlin: Springer-Verlag, 2008.
- [23] A.-C. Agricola, H. Seidl *et al.*, dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Deutsche Energie-Agentur, 2014, [Online]. Verfügbar: <http://www.dena.de/projekte/energiesysteme/dena-studie-systemdienstleistungen-2030.html>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [24] G. Wirth, A. Spring *et al.*, Klassifizierung der Netzeinflüsse durch Photovoltaikanlagen nach meteorologischen Parametern, in *28th Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, Germany*, Kloster Banz, Bad Staffelstein 2013.
- [25] B. Rech & P. Elsner, Photovoltaik, 2016, [Online]. Verfügbar: http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Materialien/ESYS_Technologiesteckbrief_Photovoltaik.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [26] J. Giesecke & S. Heimerl, Grundlagen der Wasserkraftnutzung, in *Wasserkraftanlagen*: Springer, 2014, pp. 27-42.
- [27] G. Fuchs, B. Lunz, M. Leuthold, & D. U. Sauer, Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität, 2012, [Online]. Verfügbar: http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [28] Consentec, Konventionelle Mindesterzeugung – Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung, 2016, [Online]. Verfügbar: <http://www.consentec.de/publikationen/studien>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [29] acatech, Flexibility concepts for the German power supply in 2050 - Ensuring stability in the age of renewable energies, ed. Berlin: acatech – National Academy of Science and Engineering, 2016.
- [30] CE DELFT & Microeconomix, Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility. Study on behalf of Agora Energiewende, 2016.
- [31] H. Kondziella & T. Bruckner, Flexibility requirements of renewable energy based electricity systems – a review of research results and methodologies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53, pp. 10-22, 2016.

- [32] G. Keane, Options for low-carbon power sector flexibility to 2050, A report to the Committee on Climate Change. Pöyry Energy Consulting, 2010.
- [33] J. Michaelis, T. Müller *et al.*, Comparison of the techno-economic characteristics of different flexibility options in the European energy system, in *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2017: IEEE, pp. 1-5.
- [34] P. D. Lund, J. Lindgren, J. Mikkola, & J. Salpakari, Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, no. Supplement C, pp. 785-807, 2015.
- [35] H. Ü. Yilmaz, R. Hartel *et al.*, Analysis of the potential for Power-to-Heat/Cool applications to increase flexibility in the European electricity system until 2030, 2017, [Online]. Verfügbar: https://www.bib.irb.hr/889378/download/889378.PtH_C_final_version_final.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [36] M. Sterner & I. Stadler, *Energiespeicher : Bedarf, Technologien, Integration*, 2. Auflage ed. Springer-Verlag, 2017.
- [37] H.-J. Haubrich, *Elektrische Energieversorgungssysteme: Technische und wirtschaftliche Zusammenhänge ; Skriptum zur Vorlesung "Elektrische Anlagen I & II" an der RWTH Aachen*, 5. Aufl ed. Aachen, 2001, pp. V, 419 S.
- [38] K. Heuck, K.-D. Dettmann, & D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 8., überarb. und aktualisierte Aufl. ed. (Studium). Wiesbaden: Vieweg + Teubner, 2010, pp. XXIII, 783 S.
- [39] H.-P. Beck, Manuskript zur Vorlesung Energiesysteme: Elektrische Energieversorgungssysteme, 2009.
- [40] H. Happoldt & D. Oeding, *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Springer Berlin Heidelberg, 2013.
- [41] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, 3., neubearb. und erw. Aufl. ed. Berlin: Springer, 2012, pp. XXX, 1051 S.
- [42] Agentur für Erneuerbare Energien, *So funktioniert unsere Stromversorgung*, 2011, [Online]. Verfügbar: <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/funktionsweise-der-stromversorgung>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [43] ENTSO-E, Operation Handbook, 2009, [Online]. Verfügbar: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [44] F. Noack, *Einführung in die elektrische Energietechnik*. München [u.a.]: Fachbuchverl. Leipzig im Carl-Hanser-Verl., 2003, p. 344 S.
- [45] S. Altmann & D. Schlayer, *Lehr- und Übungsbuch Elektrotechnik*, 4., aktualisierte Aufl. ed. München [u.a.]: Fachbuchverl. Leipzig im Carl Hanser Verl., 2008, p. 386 S.
- [46] VDE, *Deutsches Höchstspannungsnetz*, 2018, [Online]. Verfügbar: <https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/karte-deutsches-hoechstspannungsnetz>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [47] Amprion GmbH. *Regelzonen und Verbundnetz*, 2018, [Online]. Verfügbar: <https://www.amprion.net/%c3%9cbertragungsnetz/Systemf%c3%bchrung/Verbundnetz/>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [48] R. Rüdenberg, *Elektrische Hochleistungsübertragung auf weite Entfernung*. Springer-Verlag, 2013.
- [49] ENTSO-E, Statistical Factsheet 2015, 2016, [Online]. Verfügbar: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2015_web.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.

- [50] European Commission, HVDC Submarine Power Cables in the World, in "JRC Technical Reports," 2015, [Online]. Verfügbar: <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC97720/Id-na-27527-en-n.pdf>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [51] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*, 3. Aufl. ed. Heidelberg [u.a.]: Springer, 2012.
- [52] W. Schufft & J. Backes, *Taschenbuch der elektrischen Energietechnik*. München: Fachbuchverl. Leipzig im Carl-Hanser-Verl., 2007, p. 544 S.
- [53] B. R. Oswald, *Elektrische Energieversorgung I: Skriptum Freileitungen*. Hannover: Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik (IEH) der Universität Hannover, 2005.
- [54] V. Crastan & D. Westermann, *Elektrische Energieversorgung 3: Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik, FACTS, HGÜ*, 3., bearb. Aufl. ed. Berlin [u.a.]: Springer, 2012.
- [55] R. Kories & H. Schmidt-Walter, *Taschenbuch der Elektrotechnik: Grundlagen und Elektronik*, 8., erw. Aufl. ed. Frankfurt am Main: Deutsch, 2008, pp. XVIII, 777.
- [56] H. Steffen & H. Bausch, *Elektrotechnik: Grundlagen*, 6., überarb. und aktualisierte Aufl. ed. Wiesbaden: Teubner, 2007, p. 310 S.
- [57] H. Bausch & H. Steffen, *Elektrotechnik: Grundlagen*, 5. Aufl. ed. Stuttgart [u.a.]: Teubner, 2004, p. 320 S.
- [58] A. Moser, *Elektrizitätsversorgungssysteme: Skriptum zur Vorlesung*, 1. Aufl. ed. Aachen: Klingenberg Verlag, 2010.
- [59] VDN, TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber Anhang C, 2007, [Online]. Verfügbar: <https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/archiv-technische-richtlinien>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [60] Consentec, EWI, & IAEW, Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung, 2008, [Online]. Verfügbar: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2008/EWI_2008-08-12_Versorgungssicherheit-Gutachten.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [61] G. Hosemann, *Elektrische Energietechnik* (Klassiker der Technik). Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2001, pp. XXV, 826.
- [62] H. Gremmel, *Schaltanlagen*. Düsseldorf: Cornelsen Girardet, 1999.
- [63] H. Brakelmann, Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel ?, Universität Duisburg-Essen/ Campus Duisburg Energie-Transport und -Speicherung, Rheinberg, 2004.
- [64] G. Hosemann, *Elektrische Energietechnik Band 3: Netze*, 30., unveränd. Aufl. ed. Berlin [u.a.]: Springer, 2001, pp. XXV, 825 S.
- [65] FGH, consentec, & IAEW, Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien, 2012, [Online]. Verfügbar: http://www.50hertz.com/Portals/3/Galerien/Studien/1_Studie-Mindesterzeugung-4TSO-20120120.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [66] P. Kundur, N. J. Balu, & M. G. Lauby, *Power system stability and control*. McGraw-hill New York, 1994.
- [67] UCTE, UCTE Operation Handbook, 2004, [Online]. Verfügbar: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/introduction_v25.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.

- [68] E.ON Netz, Grid code - High and extra high voltage, 2006, [Online]. Verfügbar: www.nerc.com/docs/pc/ivgtf/German_EON_Grid_Code.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [69] VDN, TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber Anhang D1, 2007, [Online]. Verfügbar: <https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/archiv-technische-richtlinien>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [70] VDN, TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber Anhang D2, 2007, [Online]. Verfügbar: <https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/archiv-technische-richtlinien>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [71] VDN, TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber Anhang D3, 2007, [Online]. Verfügbar: <https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/archiv-technische-richtlinien>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [72] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, & TransnetBW GmbH, Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung, 2015, vol. 2015 [Online]. Verfügbar: <https://www.regelleistung.net/ext/download/anforderung/Batterien>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [73] 50Hertz Transmission GmbH, Almanach 2015, 2015, [Online]. Verfügbar: http://gb-50hertz.com/betrieb-und-maerkte?file=files/50hertz_2015/files/almanach/50Hertz_Broschuere_Almanach_2015_DE.pdf, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [74] Bundesnetzagentur, Festlegung zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung (BK6-15-158), 2017, [Online]. Verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2015/2015_0001bis0999/BK6-15-158/BK6-15-158_download_Beschluss_vom_13_06_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3, Abgerufen am: 12.07.2017.
- [75] Bundesnetzagentur, Festlegung zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve (BK6-15-159), 2017, [Online]. Verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2015/2015_0001bis0999/BK6-15-159/BK6-15-159_download_Beschluss_vom_13_06_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=2, Abgerufen am: 12.07.2017.
- [76] ENTSO-E, Network Code on Load Frequency Control and Reserves, 2013, [Online]. Verfügbar: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/resources/LCFR/130628-NC_LFCR-Issue1.pdf, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [77] J. Kreusel, Energiewirtschaft in liberalisierten Elektrizitätsmärkten, Skriptum, RWTH Aachen, 2010.
- [78] G. Jäger, Bau und Betrieb von Kraftwerken im Wettbewerbsmarkt, Skriptum, RWTH Aachen, 2011.
- [79] European Energy Exchange, . Produktüberblick , 2018, [Online]. Verfügbar: <https://www.eex.com/de/produkte/produkteueberblick>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [80] H. Voß, *Modellierung des regionalen Erzeugungsangebots auf dem Elektrizitätsmarkt der Europäischen Union*. LIT Verlag Münster, 2012.
- [81] EPEX SPOT, Day-ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/ österreichischen Regelzonen, 2018, [Online]. Verfügbar: <https://www.epexspot.com/de/produkte/auktionshandel/deutschland-oesterreich>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [82] D. J. Swider, I. Ellersdorfer, M. Hundt, & A. Voss, Anmerkungen zu empirischen Analysen der Preisbildung am deutschen Spotmarkt für Elektrizität, *Gutachten im Auftrag des Verbandes der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger in Deutschland (VRE e. V.)*, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart, 2007.

- [83] Energate, Intraday-Handel steigt bei Epex Spot, 2018, [Online]. Verfügbar: <http://www.energate-messenger.de/news/180066/intraday-handel-steigt-bei-epex-spot>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [84] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, & TransnetBW GmbH, regelleistung.net: Markt für Regelleistung in Deutschland, 2016, [Online]. Verfügbar: <https://www.regelleistung.net>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [85] T. Pesch & P. Stenzel, Analysis of the market conditions for storage in the German day-ahead and secondary control market, *2013 10th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pp. 1-8, 2013.
- [86] ETSO, Procedures for Cross-Border Transmission Capacity Assessments, 2001, [Online]. Verfügbar: https://www.eles.si/Portals/0/Documents/entsoe_proceduresCapacityAssessments.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [87] ETSO, Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets: Final Report, 2001.
- [88] M. Strohmaier & H. Stigler, Implikationen von NTC, zonal pricing, nodal pricing, PTDF und ENTSO-E Leitungsausbauvarianten, 2016, [Online]. Verfügbar: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/lf/Session_D3/LF_Strohmaier.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [89] Z. Hu, C. Mao, J. Lu, & M. Chen, Genetic algorithm based control for VSC HVDC, in *Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES*, 2005, pp. 1-5.
- [90] C. L. Duthaler, Power Transfer Distribution Factors: Analyse der Anwendung im UCTE-Netz, Masterarbeit, EEH – Power Systems Laboratory, ETH Zürich, Betreut von: M. Kurzidem & G. Andersson, 2007.
- [91] ETSO & Europex, Development and Implementation of a Coordinated Model for Regional and Inter-Regional Congestion Management, 2009, [Online]. Verfügbar: <https://www.europex.org/wp-content/plugins/download-attachments/includes/download.php?id=637>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [92] R. Baldick, Shift factors in ERCOT congestion pricing, *Department of Electrical and Computer Engineering at the University of Texas at Austin*, 2003.
- [93] TenneT TSO GmbH, Marktintegration: Kopplung der europäischen Strommärkte, 2010, [Online]. Verfügbar: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Corporate_Brochures/Marktintegration_2010.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [94] EPEX SPOT. Marktkopplung: Ein wesentlicher Schritt zur Marktintegration, 2018, [Online]. Verfügbar: <http://www.epexspot.com/de/Marktkopplung>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [95] Powernext, Everything you need to know about TLC, 2009, [Online]. Verfügbar: http://static.epexspot.com/document/3830/Presentation_TLC_en.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [96] W. W. Hogan, Contract networks for electric power transmission, *Journal of Regulatory Economics*, vol. 4, no. 3, pp. 211–242, 1992.
- [97] ERGEG, Safeguarding the move to a single EU energy market - ERGEG Regional Initiatives Progress Report - November 2009, 2009, [Online]. Verfügbar: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/93a10350-55df-0661-92e4-eac22a13ce52>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [98] ACER, Electricity Regional Initiatives, 2018, [Online]. Verfügbar: https://acer.europa.eu/en/Electricity/Regional_initiatives/Electricity_Regional_Initiatives/Pages/Electricity-Regional-Initiatives.aspx, Abgerufen am: 01.04.2018.

- [99] ENTSO-E, 3rd Report on the progress and potential problems with the implementation of Single Day-ahead and Intraday Coupling 2017.
- [100] PCR, EUPHEMIA Public Description - PCR Market Coupling Algorithm, 2016, [Online]. Verfügbar: <https://www.epexspot.com/document/37644/Euphemia%20Public%20Description>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [101] EPEX SPOT, PCR: Price Coupling of Regions, 2018, [Online]. Verfügbar: https://www.epexspot.com/de/Marktkopplung/PCR_Price_Coupling_of_Regions, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [102] T. Mai, J. Logan, N. Blair, P. Sullivan, & M. Bazilian, RE-ASSUME: A Decision Maker's Guide to Evaluating Energy Scenarios, Modeling, and Assumptions, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO., 2013, [Online]. Verfügbar: http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2013/07/RE-ASSUME_IEA-RETD_2013.pdf, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [103] C. Dieckhoff, *Modellierte Zukunft: Energieszenarien in der wissenschaftlichen Politikberatung*. transcript Verlag, 2015.
- [104] L. Emele, S. Gores *et al.*, Politiksznarien für den Klimaschutz VI. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030, Umweltbundesamt, Öko-Institut e.V. - Institut für angewandte Ökologie, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Insitut für Energie- und Klimaforschung - Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE), 2013, [Online]. Verfügbar: <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4412.pdf>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [105] U. Fahl, M. Blesl *et al.*, Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030. Energieprognose 2009, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung an der Universität Stuttgart, Rheinisch-westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, 2010, [Online]. Verfügbar: ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/gutachten/Energieprognose_2009_Hauptbericht.pdf, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [106] T. Klaus, C. Vollmer, K. Werner, H. Lehmann, K. Müschen, & C. Pape, Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, ed: Umweltbundesamt, 2010.
- [107] M. Schlesinger, D. Lindenberger *et al.*, Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforshung mbH, Prognos AG, 2010, [Online]. Verfügbar: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2010/EWI_2010-08-30_Energieszenarien-Studie.pdf, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [108] J. Nitsch, T. Pregger *et al.*, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. „Leitstudie 2010“, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Ingenieurbüro für neue Energien, 2010, [Online]. Verfügbar: <http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/documents/leitstudie2010.pdf>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [109] J. Nitsch, T. Pregger *et al.*, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Abschlussbericht, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Ingenieurbüro für neue Energien, 2012, [Online]. Verfügbar: http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf, Abgerufen am: 01.06.2017.

- [110] M. Schlesinger, P. Hofer *et al.*, Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose, Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH, 2014, [Online]. Verfügbar: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [111] C. Pape, N. Gerhardt *et al.*, Roadmap Speicher. Speicherbedarf für Erneuerbare Energien - Speicheralternativen - Speicheranreiz - Überwindung rechtlicher Hemmnisse, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, 2014, [Online]. Verfügbar: http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/2014_Roadmap-Speicher-Langfassung.pdf, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [112] H. Hermann, L. Emele *et al.*, Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht, Öko-Institut e.V. - Institut für angewandte Ökologie, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, 2015, [Online]. Verfügbar: <http://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [113] J. Völker, B. Höflich *et al.*, Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt, Deutsche Energie-Agentur, 2012, [Online]. Verfügbar: https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9102_Studie_Integration_EE_in_den_d_t-europ._Strommarkt.pdf, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [114] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, & TransnetBW GmbH, Netzentwicklungsplan 2012, 2. Entwurf, <https://www.netzentwicklungsplan.de>, 2012, [Online]. Verfügbar: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/nep_2012_2_entwurf_teil_1_kap_1_bis_8.pdf, Abgerufen am: 01.03.2017.
- [115] H.-J. Ziesing, F. C. Matthes, A. Kirchner, M. Schlesinger, & L. Mohr, Modell Deutschland: Klimaschutz bis 2050. Vom Ziel her denken. Langfassung, World Wide Fund For Nature, Öko-Institut e.V. - Institut für angewandte Ökologie, Prognos AG, 2009, [Online]. Verfügbar: <http://www.oeko.de/oekodoc/971/2009-003-de.pdf>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [116] M. Faulstich, C. Hey, C. Simon, & M. Baron, Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung, Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2010, [Online]. Verfügbar: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_erneuerbaren_Stromversorgung.html, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [117] F. Adamek, T. Aundrup *et al.*, Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050, Verband der Elektrotechnik, 2012, [Online]. Verfügbar: <https://www.vde.com/de/etg/publikationen/studien/etg-vde-studie-energiespeicher-fuer-die-energie-wende>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [118] D. Fuerstenwerth, L. Waldmann *et al.*, Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz, Agora Energiewende, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Institute for Power, Electronics and Electrical Drives RWTH Aachen, Energieforschung im Ruhrgebiet, Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher, 2014, [Online]. Verfügbar: http://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf, Abgerufen am: 01.06.2017.

- [119] M. Sterner & F. Bauer, Weltweit Null-Emissionen bis 2050. Szenarien zur globalen Dekarbonisierung auf Basis erneuerbarer Energien, Sektorenkopplung und Energiespeicher ohne negative Emissionen, Biomasse und CCS, Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher, 2016, [Online]. Verfügbar: http://www.wbgu.de/fileadmin/user_upload/wbgu.de/templates/dateien/veroeffentlichungen/sondergutachten/sg2016/sondergutachten2016_ex02.pdf, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [120] T. Baumgartner & A. Midttun, The Socio-Political Context of Energy Forecasting, *The Politics of energy forecasting: a comparative study of energy forecasting in Western Europe and North America*, p. 11, 1987.
- [121] B. Pfluger, *Assessment of least-cost pathways for decarbonising Europe's power supply: a model-based long-term scenario analysis accounting for the characteristics of renewable energies*. KIT Scientific Publishing, 2014.
- [122] M. Kraus, *Energieprognosen in der Retrospektive: Analyse von Fehlerursachen der Prognose/Ist-Abweichungen von Energiebedarfsschätzungen in der Bundesrepublik Deutschland von 1950 bis 1980*, Karlsruhe, 1988.
- [123] M. Fischedick, Vom Würfel zum Energiemodell, in *Energie im Wandel*: Springer, 2001, pp. 233-240.
- [124] W. Eichhammer, E. Jochem, W. Mannsbart, B. Schlomann, M. Schön, & M. Wietschel, Exkurs: Zum Verständnis von Szenarien in *Langfristszenarien und Handlungsempfehlungen ab 2012 (Politiksznarien III) Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes*: P. Markewitz, H.-J. Ziesing, 2004.
- [125] H. Kosow & R. Gaßner, *Methods of Future and Scenario Analysis : Overview, Assessment, and Selection Criteria*. Bonn, Deutschland, 2008, p. 133.
- [126] P. W. F. van Notten, J. Rotmans, M. B. A. van Asselt, & D. S. Rothman, An updated scenario typology, *Futures*, vol. 35, no. 5, pp. 423-443, 2003/06/01/ 2003.
- [127] J. Alcamo & T. Ribeiro, *Scenarios as tools for international environmental assessments*. European Environment Agency Copenhagen, 2001.
- [128] S. C. Greeuw, M. B. van Asselt et al., Cloudy crystal balls, *European Environment Agency, Copenhagen, Denmark*, 2000.
- [129] N. Van Beeck, *Classification of energy models*. FEW Research Memorandum; : Tilburg University, Faculty of Economics and Business Administration, 1999.
- [130] M. Ventosa, A. Baillo, A. Ramos, & M. Rivier, Electricity market modeling trends, *Energy policy*, vol. 33, no. 7, pp. 897-913, 2005.
- [131] D. Möst & W. Fichtner, Einführung zur Energiesystemanalyse, Möst, D., Fichtner, W., Grundwald, A.: *Energiesystemanalyse*, pp. 11-31, 2009.
- [132] Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland, Methodische Grundlagen der Modellbildung, in *Energiemodelle zum Kernenergieausstieg in Deutschland*, Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland, Ed. (Umwelt und Ökonomie, no. 34). Heidelberg, 2002.
- [133] M. Koch, J. Harnisch, K. Blok, K. ECOFYS Energieberatung und Handelsgesellschaft mbH, & B. Umweltbundesamt, A systematic analysis of the characteristics of energy models with regard to their suitability for practical policy recommendations for developing future strategies to mitigate climate change, *Final Report to R&D project*, vol. 299, no. 97, p. 311, 2001.
- [134] F. Sensfuß, *Assessment of the impact of renewable electricity generation on the german electricity sector: an agent based simulation approach*. VDI-Verlag, 2008.

- [135] C. Böhringer & W. Wiegard, Methoden der angewandten Wirtschaftsforschung: Eine Einführung in die numerische Gleichgewichtsanalyse, ZEW Discussion Papers, 2003, [Online]. Verfügbar: <http://ub-madoc.bib.uni-mannheim.de/353>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [136] A. Eßer, Long-term power plant investment planning in Baden-Wuerttemberg using a GIS-based nodal pricing approach, Dissertation, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Karlsruher Institut für Technologie, Betreut von: W. Fichtner, 2008.
- [137] K. Weber & D. Martinsen, From system cost minimization to sustainability maximization - A new fuzzy program approach to energy systems analysis, *Fuzzy Sets and Systems*, Article vol. 231, pp. 1-25, 2013.
- [138] D. Martinsen & V. Krey, Compromises in energy policy—using fuzzy optimization in an energy systems model, *Energy Policy*, vol. 36, no. 8, pp. 2983-2994, 2008.
- [139] A. M. Held, *Modelling the future development of renewable energy technologies in the European electricity sector using agent-based simulation* (ISI-Schriftenreihe Innovationspotenziale). Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2011.
- [140] D. Möst, W. Fichtner, & A. Grunwald, Energiesystemanalyse, in "Universitätsverlag Karlsruhe, Karlsruhe," 2009, [Online]. Verfügbar: <http://www.itas.kit.edu/pub/v/2009/grun09c.pdf>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [141] D. Huppmann & R. Egging, Market power, fuel substitution and infrastructure – A large-scale equilibrium model of global energy markets, *Energy*, vol. 75, pp. 483-500, 10/1/ 2014.
- [142] W. Medjroubi, U. P. Müller, M. Scharf, C. Matke, & D. Kleinhans, Open Data in Power Grid Modelling: New Approaches Towards Transparent Grid Models, *Energy Reports*, vol. 3, pp. 14-21, 11// 2017.
- [143] K. E. Nygard, S. B. Ghosn, M. M. Chowdhury, D. Loegering, R. McCulloch, & P. Ranganathan, Optimization models for energy reallocation in a smart grid, in *Computer communications workshops (INFOCOM WKSHPS), 2011 IEEE conference on*, 2011: IEEE, pp. 186-190.
- [144] C. C. Gibson, E. Ostrom, & T.-K. Ahn, The concept of scale and the human dimensions of global change: a survey, *Ecological economics*, vol. 32, no. 2, pp. 217-239, 2000.
- [145] D. W. Cash, W. N. Adger *et al.*, Scale and cross-scale dynamics: governance and information in a multilevel world, *Ecology and society*, vol. 11, no. 2, p. 8, 2006.
- [146] S. Pfenninger, Dealing with multiple decades of hourly wind and PV time series in energy models: A comparison of methods to reduce time resolution and the planning implications of inter-annual variability, *Applied Energy*, vol. 197, pp. 1-13, 2017.
- [147] L. Göransson & F. Johnsson, Cost-optimized allocation of wind power investments: a Nordic–German perspective, *Wind Energy*, vol. 16, no. 4, pp. 587-604, 2013.
- [148] F. Wiese, R. Bramstoft *et al.*, Balmore open source energy system model, *Energy Strategy Reviews*, vol. 20, pp. 26-34, 2018/04/01/ 2018.
- [149] T. Boßmann & I. Staffell, The shape of future electricity demand: exploring load curves in 2050s Germany and Britain, *Energy*, vol. 90, pp. 1317-1333, 2015.
- [150] A. Zerrahn & W.-P. Schill, A greenfield model to evaluate long-run power storage requirements for high shares of renewables, in "DIW Berlin Discussion Paper," 2015, vol. 1457.
- [151] W.-P. Schill, Zerrahn, A., May, N., Neuhoﬀ, K., Flexible Nutzung von Nachtspeicherheizungen kann ein kleiner Baustein für die Energiewende sein, *DIW Wochenbericht* vol. 46/2018, pp. 988-995 2018.
- [152] J. Richter, DIMENSION-a dispatch and investment model for European electricity markets, EWI Working Paper, 2011.

- [153] J. Bertsch, S. Hagspiel, & L. Just, Congestion management in power systems: Long-term modeling framework and large-scale application, EWI Working Paper, 2015.
- [154] S. Quoilin, I. Hidalgo Gonzalez, & A. Zucker, Modelling Future EU Power Systems Under High Shares of Renewables: The Dispa-SET 2.1 open-source model, 2017.
- [155] D. J. Swider, C. Weber, & R. Barth, The Value of Wind Energy in the European Electricity Market–Application of a Stochastic Fundamental Model, in *European Wind Energy Conference & Exhibition*, 2004.
- [156] M. Steurer, M. Miller, U. Fahl, & K. Hufendiek, Enabling demand side integration–assessment of appropriate information and communication technology infrastructures, their costs and possible impacts on the electricity system, *SmartER Europe*, 2015.
- [157] M. Steurer, *Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung*. Stuttgart : Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 2017.
- [158] P. Hansen, S. Gores, & F. C. Matthes, *Politiksszenarien für den Klimaschutz VI–Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030: Advances in Systems Analysis 5*. Forschungszentrum Jülich, 2014.
- [159] L. J. de Vries, É. J. Chappin, & J. C. Richstein, EMLab-Generation, tech. rep, 2013, [Online]. Verfügbar: https://www.researchgate.net/publication/262685945_EMLab-Generation_-_An_experimentation_environment_for_electricity_policy_analysis, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [160] EPRI, US-REGEN Unit Commitment Model Documentation, 2015, [Online]. Verfügbar: <https://www.epri.com/#/pages/product/000000003002004748/>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [161] G. J. Blanford, Modeling Renewable Energy in Europe: Cost-Efficient System Integration, präsentiert auf der Konferenz IEA ESAP Workshop, Paris, 08.10.2014, 2014, [Online]. Verfügbar: https://www.iea.org/media/workshops/2014/esapworkshopiii/geoff_blanford.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [162] G. J. W. Blanford, Christoph, A Framework for Modeling the Dynamics of Power Markets – The EU-REGEN Model, in "ifo Working Paper," ifo Institute, 2019, vol. 307 [Online]. Verfügbar: <http://www.ifo.de/DocDL/wp-2019-307-weissbart-blanford-model-power-markets.pdf>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [163] C. Bussar, M. Moos *et al.*, Optimal allocation and capacity of energy storage systems in a future European power system with 100% renewable energy generation, *Energy Procedia*, vol. 46, pp. 40-47, 2014.
- [164] C. Bussar, P. Stöcker, L. Moraes Jr., K. Jacqué, H. Axelsen, & D. U. Sauer, First exemplary results of transformation "The Long-Term Power System Evolution – First Optimisation Results", in *11th International Renewable Energy Storage Conference - IRES 2017* 2017.
- [165] R. Lohwasser & R. Madlener, Simulation of the European electricity market and CCS development with the HECTOR model, *FCN Working Paper No. 6/2009*, 2009.
- [166] R. Lohwasser & R. Madlener, Economics of CCS for coal plants: Impact of investment costs and efficiency on market diffusion in Europe, *Energy Economics*, vol. 34, no. 3, pp. 850-863, 2012.
- [167] R. Lohwasser & R. Madlener, Relating R&D and investment policies to CCS market diffusion through two-factor learning, *Energy Policy*, vol. 52, pp. 439-452, 2013.
- [168] T. Mirbach, Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt, Dissertation, RWTH Aachen, Aachen, 2009.
- [169] T. Drees, Simulation des europäischen Binnenmarktes für Strom und Regelleistung bei hohem Anteil erneuerbarer Energien, Dissertation, RWTH Aachen, Aachen, 2016.

- [170] M. Ketov, Marktsimulationen unter Berücksichtigung der Strom-Wärme-Sektorenkopplung, Dissertation, Lehrstuhl und Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen, Betreut von: A. Moser & V. Hagenmeyer, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, 2018.
- [171] J. Eickmann, A. Moser, & A. Monti, Simulation der Engpassbehebung im deutschen Übertragungsnetzbetrieb, Dissertation / PhD Thesis, Printproduction, Aachen, 2015.
- [172] P. Markewitz & G. Stein, The IKARUS-Project: Energy Technology Perspectives for Germany (Das IKARUS-Projekt: Energietechnische Perspektiven für Deutschland), *Forschungszentrum Jülich GmbH, Jülich*, 2003.
- [173] D. Martinsen, P. Markewitz, D. Müller, S. Vögele, & J.-F. Hake, IKARUS energy scenarios until 2030 (IKARUS-Energieszenarien bis 2030) in *The IKARUS-Project: Energy Technology Perspectives for Germany*, P. Markewitz, Stein, G., Ed. Forschungszentrum Jülich GmbH, 2003, pp. 31-47
- [174] D. Martinsen, P. Markewitz, M. Walbeck, P. Jagodzinski, & D. Müller, Das IKARUS-Optimierungsmodell, *Markewitz et al.: Modelle für die Analyse energiebedingter Klimagasreduktionsstrategien. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt*, vol. 7, pp. 57-138, 1998.
- [175] D. Martinsen, P. Markewitz, V. Krey, & S. Vögele, Das IKARUS-Optimierungsmodell, Forschungszentrum Jülich, Modelldokumentation, 2006.
- [176] J. Többen & T. H. Kronenberg, CONSTRUCTION OF MULTI-REGIONAL INPUT-OUTPUT TABLES USING THE CHARM METHOD, *Economic Systems Research*, vol. 27, no. 4, pp. 487-507, 2015/10/02 2015.
- [177] M. Howells, H. Rogner *et al.*, OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System: An introduction to its ethos, structure and development, *Energy Policy*, vol. 39, no. 10, pp. 5850-5870, 2011/10/01/ 2011.
- [178] H. Henke, The Open Source Energy Model Base for the European Union (OSEMBE), Masterthesis, Aalto University, Betreut von: M. Järvinen & A. Shivakumar, 2017.
- [179] U. Lehr, A. Mönnig, M. I. Wolter, & C. Lutz, Die Modelle ASTRA und PANTA RHEI zur Abschätzung gesamtwirtschaftlicher Wirkungen umweltpolitischer Instrumente - ein Vergleich in "gws Discussion Paper," Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung - GWS, 2011, [Online]. Verfügbar: <http://www.gws-os.com/discussionpapers/gws-paper11-4.pdf>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [180] J. Rosen, The future role of renewable energy sources in European electricity supply : A model-based analysis for the EU-15, Ph.D. thesis, 2008.
- [181] J. P. Deane, Á. Driscoll, & B. P. Ó. Gallachóir, Quantifying the impacts of national renewable electricity ambitions using a North-West European electricity market model, *Renewable Energy*, vol. 80, pp. 604-609, 8// 2015.
- [182] F. Genoese, M. Genoese, & M. Wietschel, Medium-term flexibility options in a power plant portfolio—Energy storage units vs. thermal units, in *European Energy Market (EEM), 2012 9th International Conference on the*, 2012: IEEE, pp. 1-9.
- [183] M. Koch & D. Bauknecht, Integration of renewable energy sources into the electricity system with new storage and flexibility options, in *Operations Research Proceedings 2011: Selected Papers of the International Conference on Operations Research (OR 2011), August 30 - September 2, 2011, Zurich, Switzerland*, D. Klatte, H.-J. Lüthi, & K. Schmedders, Eds. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2012, pp. 153-158.

- [184] M. Koch & F. Flachsbarth, Das Modell „Powerflex Grid“: Inputdaten, Methodik und erwartbare Ergebnisse der Modellierung Öko-Institut, 2014, [Online]. Verfügbar: http://www.transparenz-stromnetze.de/fileadmin/downloads/Koch_Flachsbarth_2014_Powerflex_Grid_Inputdaten_Methodik_und_erwartbare_Ergebnisse.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [185] E3MLab, The PRIMES energy system model, 2004, [Online]. Verfügbar: http://e3modelling.gr/images/files/ModelManuals/PRIMES_MODEL_2016-7.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [186] P. Capros, N. Tasios, A. De Vita, L. Mantzos, & L. Paroussos, Model-based analysis of decarbonising the EU economy in the time horizon to 2050, *Energy Strategy Reviews*, vol. 1, no. 2, pp. 76-84, 9// 2012.
- [187] E3M3Lab, PRIMES MODEL VERSION 6, 2016 -2017, 2017, [Online]. Verfügbar: <http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/PRIMES%20Manual/The%20PRIMES%20MODEL%202016-7.pdf>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [188] T. Brown, J. Hörsch, & D. Schlachtberger, PyPSA: Python for power system analysis — Version 0.7.1, 2016, [Online]. Verfügbar: <https://pypi.python.org/pypi/pypsa/0.7.1>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [189] DLR, Energiesystemmodell REMix, 2016, [Online]. Verfügbar: http://www.dlr.de/Portaldat/41/Resourcen/dokumente/institut/system/Modellbeschreibungen/DLR_Energiesystemmodell_REMix_Kurzbeschreibung_2016.pdf, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [190] H. C. Gils, Y. Scholz, T. Pregger, D. Luca de Tena, & D. Heide, Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe, *Energy*, vol. 123, pp. 173-188, 3/15/ 2017.
- [191] H.-M. Henning & A. Palzer, ENERGIESYSTEM DEUTSCHLAND 2050, 2013, [Online]. Verfügbar: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/presseinformationen/2013/Fraunhofer-ISE_Energiesystem-Deutschland-2050.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018
- [192] F. Wiese, *renpass-Renewable Energy Pathways Simulation System-Open source as an approach to meet challenges in energy modeling*. Shaker, 2015.
- [193] C. Kost, T. Junne *et al.*, Renewable energy expansion and interaction in Europe: High resolution of RES potentials in energy system modeling, in *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2015, pp. 1-6.
- [194] C. Kost, N. Hartmann, C. Senkpiel, T. Schlegl, M. Zampara, & P. Capros, Towards an energy system in Europe based on renewables - model based analysis of Greece and Germany by coupling a European wide demand and supply model (PRIMES) with a regional and temporal high resolution bottom-up investment and unit-commitment model (RESlion), 2016, [Online]. Verfügbar: <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-435554.html>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [195] J. Welsch & M. Blesl, Analysis of the role of energy storages in Germany with TIMES PanEU – methodology and results, in *ETSAP Workshop Madrid*, 2016.
- [196] U. Remme, Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell, 2006.
- [197] D. Martinsen, V. Krey, P. Markewitz, & S. Vögele, A time-step energy process model for Germany - model structure and results, *Energy Studies Review*, vol. 14, pp. 35-57, 2006.
- [198] P. Hansen & F. C. Matthes, *Politiksznarien für den Klimaschutz V - auf dem Weg zum Strukturwandel, Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030*. F. Chr. Matthes, 2010.
- [199] D. Martinsen, J. Linssen, P. Markewitz, & S. Vögele, CCS: A future CO₂ mitigation option for Germany?—A bottom-up approach, *Energy policy*, vol. 35, no. 4, pp. 2110-2120, 2007.

- [200] D. Martinsen, V. Krey, & P. Markewitz, Implications of high energy prices for energy system and emissions—The response from an energy model for Germany, *Energy Policy*, vol. 35, no. 9, pp. 4504-4515, 2007.
- [201] D. Martinsen, C. Funk, & J. Linssen, Biomass for transportation fuels—A cost-effective option for the German energy supply?, *Energy Policy*, vol. 38, no. 1, pp. 128-140, 2010.
- [202] J. Linssen, S. Bickert, W. Hennings, & A. Schulz, *Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen: NET-ELAN. Advances in Systems Analyses 1* (Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt 150). Jülich: Forschungszentrum Jülich, 2012.
- [203] D. Martinsen, H. Heinrichs, P. Markewitz, & W. Kuckshinrichs, The system value of CCS technologies in the context of CO2 mitigation scenarios for Germany, in *Carbon Capture, Storage and Use: Technical, Economic, Environmental and Societal Perspectives*, 2015, pp. 201-220.
- [204] P. Markewitz, R. Heckler et al., *Modelle für die Analyse energiebedingter Klimagasreduktionsstrategien*. Forschungszentrum Jülich, 1998.
- [205] I. Staffell & S. Pfenninger, Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output, *Energy*, vol. 114, pp. 1224-1239, 2016/11/01/ 2016.
- [206] S. Pfenninger & I. Staffell, Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data, *Energy*, vol. 114, pp. 1251-1265, 2016/11/01/ 2016.
- [207] T. Pesch, S. Schröders, H. J. Allelein, & J. F. Hake, A new Markov-chain-related statistical approach for modelling synthetic wind power time series, *New Journal of Physics*, vol. 17, no. 5, p. 055001, 2015.
- [208] A. Vieten, Regionalisierung der Residuallast zur Erweiterung eines Kraftwerkseinsatz- und Stromnetzmodells, Masterarbeit, Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik, RWTH Aachen, Betreut von: T. Pesch & H. J. Allelein, 2013.
- [209] B. Gillessen, Modellgestützte Analyse der grenzüberschreitenden Elektrizitätsflüsse im europäischen Stromnetz, Masterarbeit, Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik, RWTH Aachen, Betreut von: T. Pesch & H. J. Allelein, 2013.
- [210] ENTSO-E, Country Pack DE 2012, [Online], Verfügbar: <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/#production-data>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [211] ENTSO-E, Load and consumption data: Specificities of member countries, [Online], Verfügbar: <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [212] BMWi, Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi, 2014, [Online]. Verfügbar: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [213] Consentec & IAEW, Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO), 2012.
- [214] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, & TransnetBW GmbH, Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG §12 Abs. 4 und 5, 2013, [Online]. Verfügbar: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/leistungsbilanbericht-2013.html>, Abgerufen am: 01.03.2017.
- [215] Destatis - Statistisches Bundesamt, Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008 (WZ 2008), 2007, [Online]. Verfügbar: https://www.destatis.de/DE/Methoden/Klassifikationen/GueterWirtschaftsklassifikationen/klassifikationenwz2008.pdf?__blob=publicationFile, Abgerufen am: 01.04.2018.

- [216] VDEW, Lastprofilverfahren zur Belieferung und Abrechnung von Kleinkunden in Deutschland. VDEW Materialien M-02/2000, 2000, [Online]. Verfügbar: <https://www.allgaeunetz.com/download/vdewm022000lastprofilverfahrenzurbelieferungun.pdf>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [217] E.ON Westfalen Weser AG, Synthetisches Verfahren - Lastprofile 2012, 2014, [Online]. Verfügbar: <https://ww-netz.com/synthetisches-verfahren-strom.html>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [218] M. Mohr, A. Ziolek, D. Gernhardt, M. Skiba, H. Unger, & A. Ziegelmann, *Zukunftsfähige Energietechnologien für die Industrie. Technische Grundlagen, Ökonomie, Perspektiven*. Berlin: Springer-Verlag, 1998.
- [219] P. Wrobel, Y. Schulz, & N. Roloff, Analyse des lokal aufgelösten Energieausgleichsbedarfs in Deutschland, präsentiert auf der Konferenz 12. Symposium Energieinnovation, Graz, 2012. [Online]. Verfügbar: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2012/files/lf/LF_Wrobel.pdf.
- [220] LAK, *Energiebilanzen der Länder, 2016*, [Online]. Verfügbar: <http://www.lak-energiebilanzen.de>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [221] Eurostat, Regionen: Systematik der Gebietseinheiten für die Statistik - NUTS, 1999, [Online]. Verfügbar: <http://ec.europa.eu/eurostat/ramon/statmanuals/files/CA-22-99-442-1F-I-EN.pdf>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [222] DESTATIS - Statistisches Bundesamt, VGR der Länder - Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den kreisfreien Städten und Landkreisen der Bundesrepublik Deutschland - Reihe 2 Band 1 - 1992 und 1994 bis 2012, ed, 2014.
- [223] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Regionaldatenbank Deutschland: Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden - Jahressumme -regionale Tiefe: Kreise und Krfr. Städte, 2014, [Online]. Verfügbar: <https://www.regionalstatistik.de>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [224] DGS. EEG-Anlagenregister [Online] Verfügbar: <http://www.energymap.info/>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [225] Amprion GmbH, Windenergieeinspeisung 2012, 2014, [Online]. Verfügbar: <http://www.amprion.net/windenergieeinspeisung>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [226] 50Hertz Transmission GmbH, Windenergieeinspeisung 2012, 2014, [Online] Verfügbar: <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Windenergie>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [227] TenneT TSO GmbH, Windenergieeinspeisung 2012, 2014, [Online]. Verfügbar: <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [228] TransnetBW GmbH, Windenergieeinspeisung 2012, 2014, [Online]. Verfügbar: <http://www.transnetbw.de/de/kennzahlen/erneuerbare-energien/windenergie>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [229] BSH. FINO-Datenbank [Online] Verfügbar: <http://fino.bsh.de/>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [230] IWES, Wind energy report Germany 2012, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 2013, [Online]. Verfügbar: <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-246718.html>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [231] WindPower. The wind turbine database [Online] Verfügbar: [http://www.wind-power-program.com/Downloads/Databasepowercurves\(December2012\).zip](http://www.wind-power-program.com/Downloads/Databasepowercurves(December2012).zip), Abgerufen am: 01.04.2018.

- [232] T. Grosse-Böckmann, *Hohe Anteile von Solar-und Windstrom unter Berücksichtigung hoher zeitlicher Auflösung von Angebot und Nachfrage* (Energie und Nachhaltigkeit). Berlin: Lit-Verlag, 2010.
- [233] Amprion GmbH, Photovoltaikeinspeisung 2012, 2014, [Online]. Verfügbar: <http://www.amprion.net/photovoltaikeinspeisung>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [234] TenneT TSO GmbH, Photovoltaikeinspeisung 2012, 2014, [Online]. Verfügbar: http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-solarenergieeinspeisung_land?lang=de_DE, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [235] 50Hertz Transmission GmbH, Photovoltaikeinspeisung 2012, 2014, [Online] Verfügbar: <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Photovoltaik>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [236] TransnetBW GmbH, Photovoltaikeinspeisung 2012, 2014, [Online]. Verfügbar: <http://www.transnetbw.de/de/kennzahlen/erneuerbare-energien/fotovoltaik>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [237] 50Hertz Transmission GmbH. Biomasseinspeisung 2012, 2014, [Online] Verfügbar: <http://www.50hertz.com/de/EEG/Veroeffentlichung-EEG-Daten/Verlauf-EEG-Stromeinspeisung>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [238] European Energy Exchange AG. Ex-Post-Informationen über die Erzeugung des Vortages - inklusive Erzeugungseinheiten < 100MW Netto-Nennleistung. [Online] Verfügbar: <https://www.eex-transparency.com/>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [239] BDEW, Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014) [Online]. Verfügbar: https://www.bdew.de/media/documents/20140224_Foliensatz-Energie-Info-Erneuerbare-Energien-und-das-EEG-2014.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [240] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, & TransnetBW GmbH, EEG Anlagenstammdaten zum 31.12.2012 Gesamtdeutschland [Online] Verfügbar: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [241] DGS, Motivation für das EEG Anlagenregister, 2013, [Online]. Verfügbar: <http://energymap.info/download.html>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [242] DGS, EEG-Anlagenregister, 2013, [Online] Verfügbar: http://energymap.info/download/eeg_anlagenregister_2013.02.utf8.csv.zip, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [243] European Energy Exchange AG, Meldende Unternehmen, 2013, [Online]. Verfügbar: <https://www.eex-transparency.com/>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [244] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, & TransnetBW GmbH, Netzentwicklungsplan 2013, 2. Entwurf, 2013, [Online]. Verfügbar: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/nep_2013_2_entwurf_teil_1_kap_1_bis_9.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [245] dena, Stellungnahme der Deutschen Energie-Agentur (dena) zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2013., Deutsche Energie-Agentur, 2013, [Online]. Verfügbar: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/konsultation/file/1531>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [246] BDEW, Stellungnahme: Netzentwicklungsplan Strom 2013, 2013, [Online]. Verfügbar: <https://www.netzentwicklungsplan.de/konsultation/file/1330>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [247] Bundesnetzagentur, Genehmigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2013, 2012, [Online]. Verfügbar: <https://www.netzausbau.de/>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [248] Consentec GmbH & IAEW, Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO), 2012, [Online]. Verfügbar: https://data.netzausbau.de/2022/NEP/NEMO_I.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.

- [249] DWD, Windkarte 1981-2000 Deutschland (1 km-Raster in 80 Meter). Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 80 Meter über Grund, 2004, [Online]. Verfügbar: https://www.dwd.de/DE/leistungen/windkarten/deutschland_und_bundeslaender.html, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [250] BMWi, Übersicht Offshore-Netzanbindungen, 2016, [Online]. Verfügbar: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Offshore-Projekte/Netzanbindungen/netzanbindungen.html>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [251] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, & TransnetBW GmbH, Offshore-Netzentwicklungsplan 2013, 1. Entwurf, 2013, [Online]. Verfügbar: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/onep_2013_1_entwurf_teil_1.pdf, Abgerufen am: 01.03.2017.
- [252] Destatis - Statistisches Bundesamt. Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung - Stichtag 31.12. - regionale Tiefe: Kreise und kreisfreie Städte [Online] Verfügbar: <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [253] P. Anderer, A. Ruprecht, U. Wolf-Schumann, & S. Heimerl, Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie, Im Auftrag des BMU, Aachen, 2010, [Online]. Verfügbar: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/schlussbericht-potentialermittlung-wasserkraftnutzung-kurzfassung.pdf>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [254] DWD. WebWerdis: Weather Request and Distribution System [Online] Verfügbar: https://werdis.dwd.de/werdis/start_js_JSP.do, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [255] IWES, Windenergie Report Deutschland 2011, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 2012, [Online]. Verfügbar: <http://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Windreport-2011-de.pdf>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [256] A. Albers & K. Penner. (1995) Untersuchung zur Genauigkeit von prognostizierten Energieerträgen von Windenergieanlagen mit dem Programm WASP. *DEWI-Magazin*. Verfügbar: https://www.dewi.de/dewi_res/fileadmin/pdf/publications/Magazin_07/11a.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [257] DLR, CORINE Land Cover: Bodenbedeckungsdaten für Deutschland, 2010, [Online]. Verfügbar: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/boden-landwirtschaft/flaechensparen-boeden-landschaften-erhalten/corine-land-cover-clc>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [258] G. Schubert, Modellierung der stündlichen Photovoltaik- und Windstromeinspeisung in Europa (Vortragsfolien), in "12. Symposium Energieinnovation," Graz, 2012, [Online]. Verfügbar: <http://docplayer.org/30266041-Modellierung-der-stuendlichen-photovoltaik-und-windstrom-einspeisung-in-europa.html>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [259] S. Bofinger, T. Degener, T. Glotzbach, Y.-M. Saint-Drenan, M. Braun, & T. Erge, Welche Wertigkeit hat Solarstrom? Studie: Rolle der Solarstromerzeugung in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen., Institut für Solare Energieversorgungstechnik - ISET, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, meteocontrol GmbH, 2008, [Online]. Verfügbar: http://renknownet2.iese.fraunhofer.de/pages/photovoltaics/data/20080527_Wert_PV-Strom_Kurzfassung_final.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [260] F. Sensfuss & M. Ragwitz, Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, *Fraunhofer Institut System-und Innovationsforschung, Karlsruhe*, 2011.
- [261] T. Strobl & F. Zunic, *Wasserbau: Aktuelle Grundlagen - Neue Entwicklungen*. Berlin: Springer-Verlag, 2006.

- [262] J. Giesecke & E. Mosonyi, *Wasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb*. Berlin: Springer-Verlag, 2009.
- [263] ENTSO-E, ENTSO-E Transparency Platform, 2013, [Online]. Verfügbar: <https://transparency.entsoe.eu/> Abgerufen am: 01.04.2018.
- [264] Austrian Power Grid, Marktinformationen - Windenergie, 2017, [Online]. Verfügbar: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [265] ČEPS, Renewable Sources Generation, 2017, [Online]. Verfügbar: <http://www.ceps.cz/ENG/Data/Vsechna-data/Pages/odhad-vyroby-obnovitelnych-zdroju.aspx>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [266] Energinet, Market Data, 2017, [Online]. Verfügbar: <https://en.energinet.dk/Electricity/Energy-data>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [267] Elering, Electricity System, 2017, [Online]. Verfügbar: <https://elering.ee/en/electricity-system>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [268] Red Electrica de Espana, Electricity demand tracking in real time, 2017, [Online]. Verfügbar: <https://demanda.ree.es/demandaGeneracionAreasEng.html>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [269] RTE, Téléchargement de données, 2017, [Online]. Verfügbar: <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix-telechargement>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [270] Elexon, Portal, 2017, [Online]. Verfügbar: <https://www.elexonportal.co.uk/>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [271] MAVIR, Wind production, 2017, [Online]. Verfügbar: <http://www.mavir.hu/web/mavir-en/wind-production>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [272] LitGrid, Dashboard, 2017, [Online]. Verfügbar: <http://www.litgrid.eu/index.php/dashboard/wind-parks-generation/639>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [273] Kraftnät, MIMER- Produktionsstatistik för hela Sverige, 2017, [Online]. Verfügbar: <https://mimer.svk.se/ProductionConsumption/ProductionIndex>, Abgerufen am: 08.08.2017.
- [274] T. Wilhelms, Wind power time series for Finland, E-Mail-Korrespondenz mit Finnish Energy zur Windenergieeinspeisung Finnlands ed, 2013.
- [275] ENTSO-E, Monthly Production, 2013, [Online]. Verfügbar: <https://www.entsoe.eu/db-query/production/monthly-production-for-a-specific-year/>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [276] SoDa, Times series of radiation data for registered users [Online]. Verfügbar: http://www.soda-is.com/eng/services/services_radiation_pay_eng.php, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [277] European Environment Agency, Corine Land Cover 2006 raster data, 2013, [Online]. Verfügbar: <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/corine-land-cover-2006-raster-2>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [278] R. Zahoransky, *Energietechnik: Systeme zur Energieumwandlung ; Kompaktwissen für Studium und Beruf*, 2., überarb. und erw. Aufl ed. (Vieweg Studium : Technik). Wiesbaden: Vieweg, 2004, pp. XXVIII, 456 S.
- [279] M. Fritsch, *Marktversagen und Wirtschaftspolitik: Mikroökonomische Grundlagen staatlichen Handelns*. Vahlen, 2014.
- [280] F. Herrmann, *Integration und Volatilität bei Emerging Markets*. Deutscher Universitätsverlag, 2005.
- [281] C. Baumann, *Simulation der europäischen Märkte für Erdgas und Strom* (ABEV Aachener Beiträge zur Energieversorgung). 2016.

- [282] G. Morales-España, A. Ramos, & J. García-González, An MIP formulation for joint market-clearing of energy and reserves based on ramp scheduling, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 476-488, 2014.
- [283] EPEX SPOT, Prices - EPEX Spot Market Auction - Germany/Austria, 2016, [Online]. Verfügbar: <https://www.epexspot.com/en/market-data>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [284] V. Grimm, A. Ockenfels, & G. Zöttl, Ein Vergleich ausgewählter europäischer Strombörsen, *ZfE Zeitschrift für Energiewirtschaft*, no. 3, pp. 162–170, 2008.
- [285] A. Frangioni, C. Gentile, & F. Lacalandra, Tighter Approximated MILP Formulations for Unit Commitment Problems, *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 24, no. 1, pp. 105-113, 2009.
- [286] N. P. Padhy, Unit commitment-a bibliographical survey, *IEEE Transactions on power systems*, vol. 19, no. 2, pp. 1196-1205, 2004.
- [287] C. Pang & H. Chen, Optimal short-term thermal unit commitment, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 95, no. 4, pp. 1336-1346, 1976.
- [288] C.-A. Li, R. B. Johnson, & A. J. Svoboda, A new unit commitment method, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 1, pp. 113-119, 1997.
- [289] T. Senjyu, K. Shimabukuro, K. Uezato, & T. Funabashi, A fast technique for unit commitment problem by extended priority list, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 882-888, 2003.
- [290] F. Zhuang & F. Galiana, Unit commitment by simulated annealing, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 1, pp. 311-318, 1990.
- [291] A. Mantawy, Y. L. Abdel-Magid, & S. Z. Selim, A simulated annealing algorithm for unit commitment, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 1, pp. 197-204, 1998.
- [292] G. Purushothama & L. Jenkins, Simulated annealing with local search-a hybrid algorithm for unit commitment, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 1, pp. 273-278, 2003.
- [293] W. L. Snyder, H. D. Powell, & J. C. Rayburn, Dynamic programming approach to unit commitment, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 2, no. 2, pp. 339-348, 1987.
- [294] W. J. Hobbs, G. Hermon, S. Warner, & G. Shelbe, An enhanced dynamic programming approach for unit commitment, *IEEE Transactions on Power systems*, vol. 3, no. 3, pp. 1201-1205, 1988.
- [295] Z. Ouyang & S. Shahidehpour, An intelligent dynamic programming for unit commitment application, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 3, pp. 1203-1209, 1991.
- [296] S. A. Kazarlis, A. Bakirtzis, & V. Petridis, A genetic algorithm solution to the unit commitment problem, *IEEE transactions on power systems*, vol. 11, no. 1, pp. 83-92, 1996.
- [297] K. Juste, H. Kita, E. Tanaka, & J. Hasegawa, An evolutionary programming solution to the unit commitment problem, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 4, pp. 1452-1459, 1999.
- [298] J. M. Arroyo & A. J. Conejo, A parallel repair genetic algorithm to solve the unit commitment problem, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 4, pp. 1216-1224, 2002.
- [299] I. G. Damousis, A. G. Bakirtzis, & P. S. Dokopoulos, A solution to the unit-commitment problem using integer-coded genetic algorithm, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 2, pp. 1165-1172, 2004.
- [300] A. Merlin & P. Sandrin, A new method for unit commitment at Electricite de France, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 5, no. PAS-102, pp. 1218-1225, 1983.
- [301] F. Zhuang & F. D. Galiana, Towards a more rigorous and practical unit commitment by Lagrangian relaxation, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 763-773, 1988.

- [302] C. Wang & S. Shahidehpour, Ramp-rate limits in unit commitment and economic dispatch incorporating rotor fatigue effect, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 3, pp. 1539-1545, 1994.
- [303] C. Wang & S. Shahidehpour, Optimal generation scheduling with ramping costs, in *Power Industry Computer Application Conference, 1993. Conference Proceedings, 1993*: IEEE, pp. 11-17.
- [304] S.-Y. Lai & R. Baldick, Unit commitment with ramp multipliers, *IEEE Transactions on power systems*, vol. 14, no. 1, pp. 58-64, 1999.
- [305] W. Ongsakul & N. Petcharak, Unit commitment by enhanced adaptive Lagrangian relaxation, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 1, pp. 620-628, 2004.
- [306] T. S. Dillon, K. W. Edwin, H.-D. Kochs, & R. Taud, Integer programming approach to the problem of optimal unit commitment with probabilistic reserve determination, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 6, no. PAS-97, pp. 2154-2166, 1978.
- [307] M. Carrión & J. M. Arroyo, A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem, *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 21, no. 3, pp. 1371-1378, 2006.
- [308] G. Morales-Espana, J. M. Latorre, & A. Ramos, Tight and compact MILP formulation of start-up and shut-down ramping in unit commitment, in *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE, 2013*, pp. 1-1.
- [309] C. K. Simoglou, P. N. Biskas, & A. G. Bakirtzis, Optimal Self-Scheduling of a Thermal Producer in Short-Term Electricity Markets by MILP, *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 25, no. 4, pp. 1965-1977, 2010.
- [310] A. L. Ott, Evolution of computing requirements in the PJM market: Past and future, in *IEEE PES General Meeting, 2010*, pp. 1-4.
- [311] X. Guan, Q. Zhai, & A. Papalexopoulos, Optimization based methods for unit commitment: Lagrangian relaxation versus general mixed integer programming, in *Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE, 2003*, vol. 2: IEEE.
- [312] D. Streiffert, R. Philbrick, & A. Ott, A mixed integer programming solution for market clearing and reliability analysis, in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005, 2005*: IEEE, pp. 2724-2731.
- [313] T. Koch, T. Achterberg *et al.*, MIPLIB 2010, *Mathematical Programming Computation*, vol. 3, no. 2, pp. 103-163, 2011.
- [314] Gurobi, Gurobi 6.5 Performance Benchmarks, 2016, [Online]. Verfügbar: <http://www.gurobi.com/pdfs/benchmarks.pdf>, Abgerufen am: 01.08.2016.
- [315] G. Morales-Espana, J. M. Latorre, & A. Ramos, Tight and Compact MILP Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem, *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 28, no. 4, pp. 4897-4908, 2013.
- [316] Gurobi, Mixed-Integer Programming (MIP) - A Primer on the Basics, 2016, [Online]. Verfügbar: <http://www.gurobi.com/resources/getting-started/mip-basics>, Abgerufen am: 01.08.2016.
- [317] C. Baslis, P. Biskas, & A. Bakirtzis, Price-based annual generation maintenance scheduling of a thermal producer, in *2012 9th International Conference on the European Energy Market, 2012*: IEEE, pp. 1-8.
- [318] A. J. Wood & B. Wollenberg, *POWER GENERATION OPERATION & CONTROL, 2ND ED (With CD)*. Wiley India Pvt. Limited, 2006.

- [319] A. J. Wood & B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation, and Control*, 2nd ed ed. New York [u.a.]: Wiley, 1996, pp. XV, 569 S.
- [320] J. M. Arroyo & A. J. Conejo, Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market, *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 15, no. 3, pp. 1098-1104, 2000.
- [321] L. L. Garver, Power Generation Scheduling by Integer Programming-Development of Theory, *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 81, no. 3, pp. 730-734, 1962.
- [322] D. Rajan & S. Takriti, Minimum up/down polytopes of the unit commitment problem with start-up costs, *IBM Res. Rep.*, 2005.
- [323] F. Genoese, Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland, Dissertation, KIT Scientific Publishing, Betreut von: M. Wietschel & S. Nickel, Karlsruhe, 2013.
- [324] H. Schlunegger & A. Thöni, 100-MW-Vollumrichter im Pumpspeicherwerk Grimsel 2, *Bulletin*, vol. 03/2014, 2014.
- [325] H. Jaberg, Stufenlose Regelung von Pumpspeicher-Wasserkraftwerken, in *13. Symposium Energieinnovation*, TU Graz, 2014.
- [326] VDE, Bericht - Exkursion in das Pumpspeicherwerk Goldisthal / Thüringer Wald 2006, [Online]. Verfügbar: <https://www.vde-kassel.de/resource/blob/1508750/55c87a81c939c6bcb7a115c4c69d0dc/teil-1-vattenfall-2006-07-12-stand-2016-12-30-data.pdf>, Abgerufen am: 01.03.2017.
- [327] VDN, TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW, Berlin, 2007, [Online]. Verfügbar: <https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/archiv-technische-richtlinien>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [328] Ffe, Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken, 2014, [Online]. Verfügbar: http://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwivt/Themen/Energie_und_Rohstoffe/Dokumente_und_Cover/2014-Pumpspeicher-Rentabilitaetsanalyse.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [329] D. J. Swider, *Handel an Regelernergie- und Spotmärkten: Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Netz- und Kraftwerksbetreiber*. Deutscher Universitätsverlag, 2008.
- [330] D. Kleinhans, Towards a systematic characterization of the potential of demand side management, *arXiv preprint arXiv:1401.4121*, 2014.
- [331] Gas-und Wärme-Institut Essen, EWI Energy Research & Scenarios gGmbH et al., Virtuelles Institut NRW – Strom zu Gas und Wärme, 2017, [Online]. Verfügbar: <http://strom-zu-gas-und-waerme.de>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [332] H.-J. Zimmermann, *Operation Research*, 2. Auflage ed. Vieweg, 2008.
- [333] L. A. Wolsey & G. L. Nemhauser, *Integer and Combinatorial Optimization*. New York: Wiley, 1999.
- [334] GAMS, General Algebraic Modeling System (24.6.0 ed.), 2016, [Online]. Verfügbar: <https://www.gams.com/>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [335] Gurobi, Gurobi MILP solver (6.5 ed.), 2016, [Online]. Verfügbar: <http://www.gurobi.com/>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [336] MATLAB, MATLAB und Mapping Toolbox (2015a ed.), 2015, [Online]. Verfügbar: <https://de.mathworks.com/products/matlab.html>, Abgerufen am: 01.04.2018.

- [337] QGIS, Quantum GIS Project, 2016, [Online]. Verfügbar: <http://www.qgis.org/>, Abgerufen am: 07.01.2016.
- [338] Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste, 2013, [Online]. Verfügbar: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [339] Forschungszentrum Jülich - IEK-STE, Kraftwerksdatenbank, ed. Jülich, 2016.
- [340] Platts, Database Description and Research Methodology UDI World Electric Power Plants Data Base, 2013 [Online]. Verfügbar: <http://www.platts.com/IM.Platts.Content/downloads/udi/wepp/descmeth.pdf>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [341] Bundesnetzagentur, Liste der Kraftwerksstilllegungsanzeigen, 2016, [Online]. Verfügbar: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html, Abgerufen am: 01.08.2016.
- [342] VIK, Energie für die Industrie: Statistik der Energiewirtschaft Ausgabe 2014, 2014.
- [343] B. Hasche, R. Barth, & D. J. Swider, Verteilte Erzeugung im deutschen Energiesystem, *Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart*, 2006.
- [344] F. Adrian, C. Quittek, & E. Wittchow, *Fossil beheizte Dampfkraftwerke*. Gräefeling; Köln: Technischer Verlag Resch TUV Rheinland, 1986, pp. xxiii, 703.
- [345] T. S. Kim & S. H. Hwang, Part load performance analysis of recuperated gas turbines considering engine configuration and operation strategy, *Energy*, vol. 31, no. 2, pp. 260–277, 2006.
- [346] J. Muñoz de Escalona, D. Sánchez, R. Chacartegui, & T. Sánchez, Part-load analysis of gas turbine & ORC combined cycles, *Applied Thermal Engineering*, vol. 36, pp. 63–72, 2012.
- [347] J. Schröter, *Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf den Kraftwerkeinsatz in Deutschland*. TU Berlin, 2004.
- [348] IWES & IEH, Virtuelles Stromversorgungssystem - Komplettsimulation zukünftiger Stromversorgungssysteme, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik (IEH), 2013, [Online]. Verfügbar: <https://doi.org/10.2314/GBV:877831882>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [349] IAEA, Energy Availability Factor, 2016, [Online]. Verfügbar: <https://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/ThreeYrsEnergyAvailabilityFactor.aspx>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [350] ENTSO-E, Cross-Border Physical Flows 2012, 2012, [Online]. Verfügbar: <https://transparency.entsoe.eu>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [351] IAEA, Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 2012, International Atomic Energy Agency, Vienna, 2013, [Online]. Verfügbar: <http://www-pub.iaea.org/books/IAEABooks/10597/Operating-Experience-with-Nuclear-Power-Stations-in-Member-States-in-2012>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [352] S. Alberici, S. Boeve *et al.*, Subsidies and costs of EU energy - Annex 4-5, Ecofys, 2014, [Online]. Verfügbar: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/DESNL14583%20Final%20report%20annexes%204%205%20v3.pdf>, Abgerufen am: 01.06.2017.
- [353] H. Heinrichs, Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund, Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Betreut von: W. Fichtner & D. Möst, 2013.

- [354] European Energy Exchange AG, Market Data, 2013, [Online]. Verfügbar: <http://www.eex.com/en/market-data/power>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [355] WNA, The Economics of Nuclear Power, 2013, [Online]. Verfügbar: <http://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [356] L. L. Grigsby, *Power Systems: Electric Power Engineering Handbook*, 2. ed. Boca Raton, Fla. [u.a.]: CRC Press, 2007, pp. XII, getr. Zählung.
- [357] A. R. Bergen & V. Vittal, *Power Systems Analysis*, 2. ed ed. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall, 2000, pp. XII, 619 S.
- [358] D. Oeding & B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, 7. Aufl. ed. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2011.
- [359] Bundesnetzagentur, Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan, 2012, [Online]. Verfügbar: http://data.netzausbau.de/2022/UB/Entwurf/Umweltbericht2012_Entwurf.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [360] D. Küsters, Entwicklung eines Netzmodells zur Abbildung und Optimierung von Lastflüssen im deutschen Übertragungsnetz, Masterarbeit, Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik, RWTH Aachen, Betreut von: T. Pesch & H. J. Allelein, 2013.
- [361] J. D. Glover, M. S. Sarma, & T. J. Overbye, *Power System Analysis and Design*, 5. ed. Stamford: CENGAGE Learning, 2012, pp. XX, 827 S.
- [362] N. V. Ramana, *Power System Analysis*. Pearson Education, 2010, p. 456.
- [363] W. Weißgerber, *Elektrotechnik für Ingenieure 2: Wechselstromtechnik, Ortskurven, Transformator, Mehrphasensysteme*, 6. Aufl. ed. [s.l.]: Vieweg+Teubner (GWV), 2007, pp. Online Ressource (7718 KB, 384 S.).
- [364] X.-F. Wang, Y.-H. Song, & M. Irving, *Modern power systems analysis*. New York, NY: Springer, 2008, pp. XI, 559 S.
- [365] D. P. Kothari & I. J. Nagrath, *Modern Power System Analysis*. Boston, Mass. {[u.a.]: McGraw-Hill, 2008, pp. XIV, 694.
- [366] J. J. Grainger & W. D. Stevenson, *Power System Analysis*, Internat. ed ed. New York [u.a.]: McGraw-Hill, 1994, pp. XIX, 787 S.
- [367] K. Heuck, K.-D. Dettmann, & D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung : Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*; vollst. überarb. und erw. Aufl. ed. Wiesbaden: Vieweg, 2007, pp. XXIII, 762.
- [368] T. Shiqiong & K. N. Miu, A network-based distributed slack bus model for DGs in unbalanced power flow studies, *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 20, no. 2, pp. 835-842, 2005.
- [369] T. Shiqiong & K. N. Miu, A participation factor model for slack buses in distribution systems with DGs, in *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES*, 2003, vol. 1, pp. 242-244 Vol.1.
- [370] W. Yang, X. Yang, J. Duan, X. Wan, & F. Yue, Power flow calculation in distribution networks containing distributed generation, in *Electricity Distribution, 2008. CIGRE 2008. China International Conference on*, 2008, pp. 1-5.
- [371] S. Joong-Rin & Y. Han-Suck, An extended approach for NR load flow with power loss correction method, in *TENCON '93. Proceedings. Computer, Communication, Control and Power Engineering. 1993 IEEE Region 10 Conference on*, 1993, pp. 402-405 vol.5.

- [372] T. Shiqiong, M. Kleinberg, & K. Miu, A distributed slack bus model and its impact on distribution system application techniques, in *Circuits and Systems, 2005. ISCAS 2005. IEEE International Symposium on*, 2005, pp. 4743-4746 Vol. 5.
- [373] D. P. D. J. S. Kothari, *Power System Optimization*, 2nd edition ed. New Delhi: Prentice Hall of India Private Ltd, 2011.
- [374] D. Van Hertem, J. Verboomen, K. Purchala, R. Belmans, & W. L. Kling, Usefulness of DC power flow for active power flow analysis with flow controlling devices, in *AC and DC Power Transmission, 2006. ACDC 2006. The 8th IEE International Conference on*, 2006, pp. 58-62.
- [375] D. Das, *Electrical Power Systems*. New Delhi: New Age International (P) Ltd., 2006.
- [376] A. v. Meier, *Electric Power Systems: A Conceptual Introduction*. Hoboken, NJ: Wiley-Interscience, 2006.
- [377] L. P. Singh, *Advanced Power System Analysis and Dynamics*, 4. ed ed. New Delhi: New Age International, 2006, pp. XII, 466 S.
- [378] B. Stott, Effective starting process for Newton-Raphson load flows, *Electrical Engineers, Proceedings of the Institution of*, vol. 118, no. 8, pp. 983-987, 1971.
- [379] P. Markewitz, H. Heinrichs, J. Linssen, & T. Pesch, Energietransport und -verteilung, *BWK*, vol. 65, no. 4, p. 70, 2013.
- [380] C. Darwin, *On the Origin of Species by Means of Natural Selection, Or, The Preservation of Favoured Races in the Struggle for Life*. J. Murray, 1859.
- [381] J. Biethahn, A. Lackner, & M. Range, *Optimierung und Simulation*. Oldenbourg, 2004.
- [382] H.-C. G. Maurer, Integrierte Grundsatz- und Ausbauplanung für Hochspannungsnetze, Dissertation, RWTH Aachen University, Betreut von: H.-J. Haubrich, Aachen, 2004.
- [383] V. Nissen, *Einführung in Evolutionäre Algorithmen: Optimierung nach dem Vorbild der Evolution* (Computational Intelligence). Vieweg+Teubner Verlag, 1997.
- [384] R. D. Zimmerman, S. Murillo, C. E., & R. J. Thomas, MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education, *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, no. 1, pp. 12-19, 2011.
- [385] A. de Freitas, Open Genetic Algorithm Toolbox (1.12 ed.), 2012, [Online]. Verfügbar: <http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/37998-open-genetic-algorithm-toolbox>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [386] Bundesnetzagentur, Netzdaten: Study Model B 2022 - Version 26.07.2012, 2012.
- [387] Siemens, HGÜ-Factsheet, 2011, [Online]. Verfügbar: <http://www.siemens.com/press/pool/de/events/2011/energy/2011-09-mallorca/factsheet-hvdc-d.pdf>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [388] K. L. Lo, L. J. Peng, J. F. Macqueen, A. O. Ekwue, & N. H. Dandachi, Extended Ward equivalent of external system for on-line security analysis, in *Advances in Power System Control, Operation and Management, 1993. APSCOM-93., 2nd International Conference on*, 1993, pp. 54-59 vol.1.
- [389] R. A. M. Van Amerongen & H. P. Van Meeteren, A Generalised Ward Equivalent for Security Analysis, *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-101, no. 6, pp. 1519-1526, 1982.
- [390] D. Wensky, Netzanbindung von Offshore-Windparks – Planung unter Systemgesichtspunkten, *ew*, no. Heft 19-20, pp. 42-49, 2004.
- [391] ENTSO-E, ENTSO-E Grid Map 2012, 2013, [Online]. Verfügbar: <https://www.entsoe.eu/data/map/downloads/>, Abgerufen am 01.04.2018.

- [392] IEA, Scenarios and projections, 2016, [Online]. Verfügbar: <https://www.iea.org/publications/scenariosandprojections/>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [393] ENTSO-E, Scenario Development Report 2016, 2015, [Online]. Verfügbar: <https://www.entsoe.eu/publications/tyndp/tyndp-2016/>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [394] *Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014*, 2014.
- [395] *Erneuerbare-Energien-Gesetz 2016*, 2016.
- [396] *Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung und zur Einrichtung und Ausgestaltung eines Netzausbaugebiets*, 2017.
- [397] BSH, Ostsee: Offshore-Windparks, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 2013, [Online]. Verfügbar: <http://www.bsh.de/>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [398] BSH, Nordsee: Offshore-Windparks, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 2013, [Online]. Verfügbar: <http://www.bsh.de/>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [399] IEA, WEO-2016 Power Generation Assumptions, International Energy Agency, 2016, [Online]. Verfügbar: <http://www.worldenergyoutlook.org/weomodel/investmentcosts/>, Abgerufen am: 04.01.2017.
- [400] *Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)* 2016.
- [401] P. Capros, A. De Vita *et al.*, EU energy, transport and GHG emissions: trends to 2050, reference scenario 2013, 9279337289, 2013, [Online]. Verfügbar: <https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/media/publications/doc/trends-to-2050-update-2013.pdf>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [402] e-Highway2050, e-Highway2050: Results, 2015, [Online]. Verfügbar: <http://www.e-highway2050.eu/results/>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [403] RTE, Bilan prévisionnel 2016, 2016, [Online]. Verfügbar: <http://www.rte-france.com/bp2016>, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [404] D. Braess, A. Nagurny, & T. Wakolbinger, On a paradox of traffic planning, *Transportation science*, vol. 39, no. 4, pp. 446-450, 2005.
- [405] D. Witthaut & M. Timme, Braess's paradox in oscillator networks, desynchronization and power outage, *New Journal of Physics*, vol. 14, no. 8, p. 083036, 2012.
- [406] S. Blumsack, L. B. Lave, Ili, x, & Marija, A Quantitative Analysis of the Relationship Between Congestion and Reliability in Electric Power Networks, *The Energy Journal*, vol. 28, no. 4, pp. 73-100, 2007.
- [407] Bundesnetzagentur, Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13, 2013, [Online]. Verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/130620_Netzbericht_Winter2012-2013.pdf?__blob=publicationFile&v=9, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [408] Ministerstwo Gospodarki, Polish Nuclear Power Programme, 2014, [Online]. Verfügbar: http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Umweltpruefungen/polnische_kernenergie_programm_en_bf.pdf, Abgerufen am: 01.04.2018.
- [409] A. Barteczko & A. Koper, Poland's nuclear project pushed back at least another two years: sources, in *Reuters*, ed. WARSAW: Reuters, 2015.
- [410] A. Easton, Polish nuclear capacity will not be built before 2030: PGE, in *Platts*, ed. 2016.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Komponenten einer Dampfturbinenanlage	10
Abbildung 2.2: Idealer Clausius-Rankine-Prozess im h,s -Diagramm	11
Abbildung 2.3: Komponenten einer Gasturbinenanlage	13
Abbildung 2.4: Idealer Joule-Prozess im T,s -Diagramm	13
Abbildung 2.5: Gas- und Dampfturbinenprozess im T,s -Diagramm	16
Abbildung 2.6: Ausspeicherdauern und Speicherkapazitäten verschiedener Energiespeicher	21
Abbildung 2.7: Ersatzschaltung der verlustlosen Drehstromfreileitung bei symmetrischem Betrieb	22
Abbildung 2.8: Prinzipieller Aufbau von HGÜ-Anlagen	23
Abbildung 2.9: Ebenen eines elektrischen Energieversorgungsnetzes	24
Abbildung 2.10: Deutsches Höchstspannungsnetz und die vier Regelzonen Deutschlands	27
Abbildung 2.11: Verbundnetze der ENTSO-E	28
Abbildung 2.12: π -Ersatzschaltbild einer elektrisch kurzen Leitung	30
Abbildung 2.13: Schaltanlage als Knotenpunkt im Netz	33
Abbildung 2.14: Umspannwerk in einem elektrischen Energieversorgungsnetz	34
Abbildung 2.15: Akzeptierte Defizitdauern in den verschiedenen Netzebenen	35
Abbildung 2.16: Regelleistungsarten und deren zeitliches Ineinandergreifen	40
Abbildung 3.1: Strukturierung der Großhandelsmärkte für Elektrizität	44
Abbildung 3.2: Preisbildung im Auktionshandel des Day-ahead-Marktes	45
Abbildung 3.3: Schematische Darstellung der Merit-order	46
Abbildung 3.4: NTC-Modell nach ETSO	48
Abbildung 3.5: Marktkopplung ohne Engpass	52
Abbildung 3.6: Marktkopplung mit Engpass	53
Abbildung 3.7: Sieben ERI-Regionen nach der Definition aus dem Jahr 2006	54
Abbildung 3.8: Stand der pan-europäischen Day-ahead-Markt-Kopplung im Juli 2017	55

Abbildung 4.1: Multiskalarität der Energiesystemmodellierung.....	71
Abbildung 5.1: Abgebildete Skalen und Skalenebenen des Energiesystems (IKARUS-LP)	87
Abbildung 5.2: Abgebildete Skalen und Skalenebenen des Elektrizitätsmarktes	88
Abbildung 5.3: Abgebildete Skalen und Skalenebenen des Übertragungsnetzes.....	89
Abbildung 5.4: Struktur des entwickelten Modellpakets	91
Abbildung 5.5: Abgebildete Skalen und Skalenebenen des integrierten Energie- und Elektrizitätssystems	94
Abbildung 5.6: Struktur des Energiesystemmodells IKARUS-LP	96
Abbildung 5.7: Abbildung des Stromsektors in IKARUS-LP	98
Abbildung 5.8: Das Platzhalterkonzept am Beispiel eines modernen Steinkohlekraftwerks	99
Abbildung 5.9: Abbildung einer Stromerzeugungstechnologie im Stromsektor.....	99
Abbildung 5.10: Jahresdurchschnitte der relativen Erzeugung von Onshore Wind- und PV- Anlagen in Deutschland.....	103
Abbildung 5.11: Schematische Darstellung der vorgenommenen Lastkorrektur	104
Abbildung 5.12: Standardlastprofil H0 für Haushalte (2012)	106
Abbildung 5.13: Standardlastprofil L0 für die Landwirtschaft (2012)	107
Abbildung 5.14: Standardlastprofil G0 für das allgemeine Gewerbe (2012)	108
Abbildung 5.15: Durchschnittliche wöchentliche GHD- und Industriestromnachfrage im Jahr 2012	109
Abbildung 5.16: Regionale Verteilung des Jahresstromverbrauchs 2012 der Sektoren Haushalte (links) und GHD (rechts)	111
Abbildung 5.17: Regionale Verteilung des Jahresstromverbrauchs 2012 der Sektoren Landwirtschaft (links) und Industrie (rechts)	112
Abbildung 5.18: Modellierte regionale Verteilung des Jahresstromverbrauchs für das Jahr 2012	113
Abbildung 5.19: Leistungskennlinien von Offshore Windenergieanlagen	116
Abbildung 5.20: Stündliche Einspeisung erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2012	118
Abbildung 5.21: Verteilung der installierten Leistung von Wind (links) und PV (rechts) im Jahr 2012	120

Abbildung 5.22: Verteilung der installierten Leistung von Biomasse (links) und Wasser (rechts) im Jahr 2012	121
Abbildung 5.23: Verfahrensablauf der Regionalisierung der installierten Windenergieleistung	122
Abbildung 5.24: Mittlere Windgeschwindigkeit der Jahre 1981 bis 2000 (80 m über Grund)	123
Abbildung 5.25: Übersichtskarten der Offshore Anbindungen in Nord- und Ostsee (Startnetz)	124
Abbildung 5.26: Verfahrensablauf der Regionalisierung der installierten PV-Leistung.....	124
Abbildung 5.27: Verfahrensablauf der Regionalisierung der installierten Biomasse-Leistung.....	125
Abbildung 5.28: Verfahrensablauf der Regionalisierung der installierten Laufwasser-Leistung.....	126
Abbildung 5.29: Standorte der Windmessstationen des DWD sowie Bodenbedeckung und Landnutzung.....	127
Abbildung 5.30: Leistungskennlinien von WEA und Marktanteile der Anlagenhersteller.....	127
Abbildung 5.31: Ermittlung der Residuallast.....	132
Abbildung 5.32: Einspeisung aus erneuerbaren Energien, Last und Residuallast für Deutschland im Jahr 2012	132
Abbildung 5.33: Abgebildete Marktgebiete im Elektrizitätsmarktmodell	133
Abbildung 5.34: Vorgeschaltete Jahresplanung und anschließende rollierende Day-ahead Planung.....	135
Abbildung 5.35: Funktionsprinzip der Revisionsplanung.....	140
Abbildung 5.36: Stückweise lineare Brennstoffeinsatzkurve.....	144
Abbildung 5.37: Anfahrkosten als Funktion der vorherigen Stillstandszeit.....	148
Abbildung 5.38: Regelleistungsvorhaltung eines Kraftwerks (links) und eines Speichers (rechts).....	152
Abbildung 5.39: Grafische Lösung des relaxierten und gemischt-ganzzahligen linearen Problems	159
Abbildung 5.40: Branch-and-Bound-Verfahren	161
Abbildung 5.41: Einbindung des Elektrizitätsmarktmodells in das Modellpaket	161
Abbildung 5.42: Programmablauf der Berechnung in GAMS	163
Abbildung 5.43: Im Modell erfasste thermische Kraftwerkskapazitäten für 2012	164
Abbildung 5.44: Relativer elektrischer Wirkungsgrad eines DKW im Teillastbetrieb	169

Abbildung 5.45: Relativer elektrischer Wirkungsgrad einer GT im Teillastbetrieb	169
Abbildung 5.46: Relativer elektrischer Wirkungsgrad eines GuD-Kraftwerks im Teillastbetrieb	169
Abbildung 5.47: Farbliche Kodierung der Erzeugung und Verwendung sowie der Exportsalden.....	172
Abbildung 5.48: Ergebnis der Validierungsrechnung für das Jahr 2012 (Nettostromerzeugung)	175
Abbildung 5.49: Ergebnis der Validierungsrechnung für das Jahr 2012 (Im- und Exporte)	175
Abbildung 5.50: Ersatzschaltbild eines Übertragungsnetzes mit drei Verteilschienen.....	178
Abbildung 5.51: Netzausschnitt mit den Knoten i und k sowie dem Bezugsknoten 0	179
Abbildung 5.52: Symbolische Darstellung eines Netzes mit n Knoten und dem Bezugsknoten 0	181
Abbildung 5.53: Iterationsschritte der Gauß-Seidel Iteration	191
Abbildung 5.54: Geometrische Interpretation des Newton-Raphson Verfahrens.....	192
Abbildung 5.55: π -Ersatzschaltung einer Leitung zwischen den Knoten i und k	197
Abbildung 5.56: Verfahrensablauf eines genetischen Algorithmus.....	202
Abbildung 5.57: Funktionsweise der genetischen Operatoren Crossover und Mutation.....	203
Abbildung 5.58: Einbindung des Übertragungsnetzmodells in das Modellpaket	204
Abbildung 5.59: Programmablauf der Berechnung in MATLAB	206
Abbildung 5.60: Verfahrensablauf der Prozedur <i>Datenimport</i>	207
Abbildung 5.61: Verfahrensablauf der Prozedur <i>AC-Lastfluss</i>	209
Abbildung 5.62: Verfahrensablauf der Prozedur <i>DC-Lastfluss</i>	210
Abbildung 5.63 Verfahrensablauf der Prozedur <i>Hybrid-Lastfluss</i>	212
Abbildung 5.64: Verfahrensablauf der Prozedur <i>Ausfallrechnung</i>	214
Abbildung 5.65: Verfahrensablauf der Prozedur <i>Slackverteilung</i>	215
Abbildung 5.66: Verfahrensablauf der Prozedur <i>Datenexport</i>	216
Abbildung 5.67: Internes System, Systemgrenze und externes System	219
Abbildung 5.68: Extended-Ward-Ersatznetz	220
Abbildung 5.69: Blindleistungskompensations-Äquivalent.....	220
Abbildung 5.70: Mindestanforderung an die netzseitige Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungseinheiten für das Netz.....	221

Abbildung 5.71: Drehstrom-Netzanschluss eines Offshore Windparks.....	222
Abbildung 5.72: Vorgehen bei der Modellierung der verschiedenen Netztopologien.....	224
Abbildung 5.73: Topologie des modellierten deutschen Übertragungsnetzes für das Jahr 2012.....	225
Abbildung 5.74: Entwicklung der Netztopologie in den Jahren 2015 – 2025 gemäß NEP 2012.....	226
Abbildung 5.75: Entwicklung der Netztopologie in den Jahren 2030 – 2032 gemäß NEP 2012.....	227
Abbildung 5.76: Farbliche Kodierung der Knotenspannungen und Leitungsauslastungen.....	227
Abbildung 5.77: Ergebnis der Verifikationsrechnung mit dem entwickelten Netzmodell	228
Abbildung 6.1: Angenommene Entwicklung der Primärenergieträgerpreise.....	232
Abbildung 6.2: Angenommene Entwicklung der Kernkraftwerkskapazitäten in Deutschland	233
Abbildung 6.3: Angenommene installierte Leistungen der erneuerbaren Energien in Deutschland	235
Abbildung 6.4: Verteilung der installierten PV-Leistung 2020 (links) und 2035 (rechts).....	236
Abbildung 6.5: Verteilung der installierten Onshore Windleistung 2020 (links) und 2035 (rechts)...	237
Abbildung 6.6: Standorte der Offshore Netzanbindungen	238
Abbildung 6.7: Verteilung der installierten Biomasseleistung 2020 (links) und 2035 (rechts).....	238
Abbildung 6.8: Angenommene Entwicklung der Stromnachfrage in abgebildeten europäischen Ländern	240
Abbildung 6.9: Angenommene Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in abgebildeten europäischen Ländern.....	241
Abbildung 6.10: Angenommene Entwicklung für den CO ₂ -Zertifikatspreis.....	242
Abbildung 6.11: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern (IKARUS-LP).....	243
Abbildung 6.12: Endenergieverbrauch nach Sektoren (IKARUS-LP)	243
Abbildung 6.13: Installierte Kraftwerksleistung (IKARUS-LP).....	244
Abbildung 6.14: Netto-Stromerzeugung, Stromaustausch und Stromverbrauch (IKARUS-LP)	245
Abbildung 6.15: Endenergieverbrauch des Verkehrssektors nach Energieträgern (IKARUS-LP).....	246
Abbildung 6.16: CO ₂ -Emissionen nach Sektoren (IKARUS-LP)	246
Abbildung 6.17: Marginale CO ₂ -Kosten (IKARUS-LP)	247

Abbildung 6.18: Nettostromerzeugungen, Stromaustausche und Stromverbräuche für die Jahre 2020 bis 2035	248
Abbildung 6.19: Jahressummen der Stromerzeugung und-verwendung sowie Im- und Exporte 2020.....	250
Abbildung 6.20: Jahressummen der Stromerzeugung und-verwendung sowie Im- und Exporte 2025.....	250
Abbildung 6.21: Jahressummen der Stromerzeugung und-verwendung sowie Im- und Exporte 2030.....	251
Abbildung 6.22: Jahressummen der Stromerzeugung und-verwendung sowie Im- und Exporte 2035.....	251
Abbildung 6.23: Nettostromerzeugung, Last sowie Im- und Exporte in Q1 2030 in DE, FR, PL.....	253
Abbildung 6.24: Nettostromerzeugung, Last sowie Im- und Exporte in Q3 2030 in DE, FR, PL.....	254
Abbildung 6.25: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern (Modellpaket)	255
Abbildung 6.26: Endenergieverbrauch nach Sektoren (Modellpaket).....	256
Abbildung 6.27: Installierte Kraftwerksleistung nach Energieträgern (Modellpaket)	257
Abbildung 6.28: Netto-Stromerzeugung, Stromverbrauch und Stromaustausch (Modellpaket)	258
Abbildung 6.29: Endenergieverbrauch des Verkehrssektors nach Energieträgern (Modellpaket).....	259
Abbildung 6.30: CO ₂ -Emissionen nach Sektoren (Modellpaket)	260
Abbildung 6.31: Differenz der CO ₂ -Emissionen zwischen Modellpaket- und IKARUS-LP-Rechnungen.....	261
Abbildung 6.32: Differenz der Primärenergieverbräuche zwischen Modellpaket- und IKARUS-LP-Rechnungen.....	261
Abbildung 6.33: Differenz der Systemkosten zwischen Modellpaket- und IKARUS-LP-Rechnungen.....	262
Abbildung 6.34: Woche im Jahr 2020 mit Starkwind-Starklast-Stunde (27) und Starkwind-Schwachlast-Stunde(65)	264
Abbildung 6.35: Woche im Jahr 2020 mit Stark-PV – Starklast-Stunde 3494	264
Abbildung 6.36: Woche im Jahr 2020 mit Höchstresiduallast-Stunde 7650.....	265
Abbildung 6.37: (n-1)-Ausfallrechnungen für spezifische Stunden im Jahr 2020	267

Abbildung 6.38: Maßnahme P69 des Netzentwicklungsplans 2012	268
Abbildung 6.39: (n-1)-Ausfallrechnungen für spezifische Stunden im Jahr 2025	269
Abbildung 6.40: (n-1)-Ausfallrechnungen für spezifische Stunden im Jahr 2030	272
Abbildung 6.41: Strukturelle Engpässe während Starkwind - Starklast Stunde im Jahr 2030	273
Abbildung 6.42: (n-1)-Ausfallrechnungen für spezifische Stunden im Jahr 2035	274
Abbildung 6.43: Woche im Jahr 2035 mit Starkwind - Starklast Stunde 65.....	276
Abbildung 6.44: (n-1)-DC-Ausfallrechnungen für die Starkwind - Starklast Stunde 65 im Jahr 2035.....	277
Abbildung 6.45: Jahressummen der Stromerzeugung, -verwendung sowie Im- und Exporte in Szenario B.....	280
Abbildung 6.46: Differenzen der Nettostromerzeugungen sowie Im- und Exporte zwischen dem Szenario B und dem Basisszenario	280
Abbildung A.1: Netztopologie 2012	329
Abbildung A.2: Startnetzmaßnahmen des Netzentwicklungsplans 2012	330
Abbildung A.3: Netzbaumaßnahmen in Szenario B2022 des Netzentwicklungsplans 2012	331
Abbildung A.4: Netzbaumaßnahmen in Szenario B2032 des Netzentwicklungsplans 2012	332
Abbildung B.1: (n-0)-Lastfluss für Stunde 27 des Jahres 2020 im Basisszenario	336
Abbildung B.2: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 27 des Jahres 2020 im Basisszenario	337
Abbildung B.3: (n-0)-Lastfluss für Stunde 65 des Jahres 2020 im Basisszenario	338
Abbildung B.4: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 65 des Jahres 2020 im Basisszenario	339
Abbildung B.5: (n-0)-Lastfluss für Stunde 3494 des Jahres 2020 im Basisszenario	340
Abbildung B.6: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 3494 des Jahres 2020 im Basisszenario.....	341
Abbildung B.7: (n-0)-Lastfluss für Stunde 7650 des Jahres 2020 im Basisszenario	342
Abbildung B.8: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 7650 des Jahres 2020 im Basisszenario.....	343
Abbildung B.9: Woche im Jahr 2025 mit Starkwind - Starklast (27) und Starkwind - Schwachlast (65) Stunde.....	344
Abbildung B.10: Woche im Jahr 2025 mit Stark-PV - Starklast Stunde 3494.....	345
Abbildung B.11: Woche im Jahr 2025 mit Höchstresiduallast Stunde 7650.....	345

Abbildung B.12: (n-0)-Lastfluss für Stunde 27 des Jahres 2025 im Basisszenario.....	347
Abbildung B.13: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 27 des Jahres 2025 im Basisszenario	348
Abbildung B.14: (n-0)-Lastfluss für Stunde 65 des Jahres 2025 im Basisszenario.....	349
Abbildung B.15: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 65 des Jahres 2025 im Basisszenario	350
Abbildung B.16: (n-0)-Lastfluss für Stunde 3494 des Jahres 2025 im Basisszenario.....	351
Abbildung B.17: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 3494 des Jahres 2025 im Basisszenario	352
Abbildung B.18: (n-0)-Lastfluss für Stunde 7650 des Jahres 2025 im Basisszenario.....	353
Abbildung B.19: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 7650 des Jahres 2025 im Basisszenario	354
Abbildung B.20: Woche im Jahr 2030 mit Starkwind - Starklast (27) und Starkwind - Schwachlast (65) Stunde	355
Abbildung B.21: Woche im Jahr 2030 mit Stark-PV - Starklast Stunde 3494	356
Abbildung B.22: Woche im Jahr 2030 mit Höchstresiduallast Stunde 7650	356
Abbildung B.23: (n-0)-Lastfluss für Stunde 27 des Jahres 2030 im Basisszenario.....	358
Abbildung B.24: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 27 des Jahres 2030 im Basisszenario	359
Abbildung B.25: (n-0)-Lastfluss für Stunde 65 des Jahres 2030 im Basisszenario.....	360
Abbildung B.26: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 65 des Jahres 2030 im Basisszenario	361
Abbildung B.27: (n-0)-Lastfluss für Stunde 3494 des Jahres 2030 im Basisszenario.....	362
Abbildung B.28: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 3494 des Jahres 2030 im Basisszenario	363
Abbildung B.29: (n-0)-Lastfluss für Stunde 7650 des Jahres 2030 im Basisszenario.....	364
Abbildung B.30: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 7650 des Jahres 2030 im Basisszenario	365
Abbildung B.31: Woche im Jahr 2035 mit Starkwind - Starklast (27) und Starkwind - Schwachlast (65) Stunde	366
Abbildung B.32: Woche im Jahr 2035 mit Stark-PV - Starklast Stunde 3494	367
Abbildung B.33: Woche im Jahr 2035 mit Höchstresiduallast Stunde 7650	367
Abbildung B.34: (n-0)-Lastfluss für Stunde 27 des Jahres 2035 im Basisszenario.....	369
Abbildung B.35: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 27 des Jahres 2035 im Basisszenario	370
Abbildung B.36: (n-0)-Lastfluss für Stunde 65 des Jahres 2035 im Basisszenario.....	371
Abbildung B.37: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 65 des Jahres 2035 im Basisszenario	372

Abbildung B.38: (n-0)-Lastfluss für Stunde 3494 des Jahres 2035 im Basisszenario	373
Abbildung B.39: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 3494 des Jahres 2035 im Basisszenario	374
Abbildung B.40: (n-0)-Lastfluss für Stunde 7650 des Jahres 2035 im Basisszenario	375
Abbildung B.41: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 7650 des Jahres 2035 im Basisszenario	376
Abbildung C.1: (n-0)-DC-Lastfluss für h65 im Jahr 2035 aufgeprägt auf die Netztopologie für 2035.....	377
Abbildung C.2: (n-1)-DC-Rechnung für h65 im Jahr 2035 aufgeprägt auf die Netztopologie für 2035.....	378
Abbildung C.3: (n-0)-DC-Rechnung für h65 im Jahr 2035 aufgeprägt auf die Netztopologie für 2030.....	379
Abbildung C.4: (n-1)-DC-Rechnung für h65 im Jahr 2035 aufgeprägt auf die Netztopologie für 2030.....	380
Abbildung C.5: (n-0)-DC-Rechnung für h65 im Jahr 2035 aufgeprägt auf die Netztopologie für 2025.....	381
Abbildung C.6: (n-1)-DC-Rechnung für h65 im Jahr 2035 aufgeprägt auf die Netztopologie für 2025.....	382
Abbildung C.7: (n-0)-DC-Rechnung für h65 im Jahr 2035 aufgeprägt auf die Netztopologie für 2020.....	383
Abbildung C.8: (n-1)-DC-Rechnung für h65 im Jahr 2035 aufgeprägt auf die Netztopologie für 2020.....	384

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Bilaterale HGÜ-Seekabel in Europa (ohne Inselanbindungen)	29
Tabelle 2.2: Richtwerte für Freileitungsparameter	30
Tabelle 2.3: Anforderungen an die Regelleistungsqualitäten in Deutschland	39
Tabelle 4.1: Berücksichtigte Energie- und Elektrizitätssystemmodelle für Deutschland und Europa	74
Tabelle 4.2: Kriterien für die Eingruppierung der Modelle (Betrachtungsbereiche und Systemgrenzen)	75
Tabelle 4.3: Betrachtungsbereiche und Systemgrenzen der berücksichtigten Modelle	76
Tabelle 4.4: Kriterien für die Eingruppierung der Modelle (Zeitliche Skalenebenen)	78
Tabelle 4.5: Abgebildete zeitliche Skalenebenen der berücksichtigten Modelle	79
Tabelle 4.6: Kriterien für die Eingruppierung der Modelle (Räumliche Skalenebenen)	80
Tabelle 4.7: Abgebildete räumliche Skalenebenen der berücksichtigten Modelle	80
Tabelle 5.1: Branchen des Industriesektors	100
Tabelle 5.2: Branchenaufteilung des GHD-Sektors	101
Tabelle 5.3: Jahressummen sowie Extremwerte der Last	105
Tabelle 5.4: Netto-Stromverbrauch Deutschlands im Jahr 2012	105
Tabelle 5.5: Eigenschaften der modellierten Einspeisezeitreihen für die erneuerbaren Energien 2012	117
Tabelle 5.6: Aufteilung des Onshore Windenergieleistungszubaus nach Windklassen	123
Tabelle 5.7: Angenommene untere Heizwerte und CO ₂ -Emissionsfaktoren der fossilen Energieträger sowie Brutto/Netto-Faktoren und Lebensdauern der zugehörigen Kraftwerke	166
Tabelle 5.8: Angenommene elektrische Wirkungsgrade bei Nennleistung	167
Tabelle 5.9: Angenommene Mindestleistungen und elektrische Wirkungsgrade bei Mindestleistung	168
Tabelle 5.10: Angenommene Lastgradienten, Mindestbetriebszeiten, Mindeststillstandszeiten, jährliche Nichtverfügbarkeiten sowie Anfahrzeiten (kalt, warm, heiß)	170

Tabelle 5.11: Kostenfaktoren bei Anfahrvorgängen und sonstige variable Kosten	171
Tabelle 5.12: Angesetzte Brennstoffkosten in Europa für das Jahr 2012	174
Tabelle 5.13: Knotenarten in der Lastflussberechnung.....	184
Tabelle 5.14: Termini genetischer Algorithmen	201
Tabelle 5.15: Abgeleitete Standardparameter für Transformatoren	219
Tabelle 5.16: Betrachteter Netznutzungsfall in der Verifikationsrechnung	228
Tabelle 5.17: Vergleich der Rechenergebnisse zwischen entwickeltem Modell und Referenzmodell	229
Tabelle 6.1: Wesentliche Ziele der Energiewende	234
Tabelle 6.2: Angenommene Verteilung der angeschlossenen Offshore Windleistung in Deutschland.....	237
Tabelle 6.3: Explizit berücksichtigter Rückbau alter Braunkohlekraftwerke.....	239
Tabelle 6.4: Einspeisungen und Lasten in den betrachteten Netznutzungsfällen für 2020.....	265
Tabelle 6.5: Indikatoren für die Netzbelastung der betrachteten Netznutzungsfälle für 2020.....	268
Tabelle 6.6: Auswirkungen des Kernkraftwerkzubaues auf Stromerzeugung und CO ₂ -Emissionen in Polen.....	281
Tabelle B.1: Indikatoren für beide Varianten des Basisszenarios	334
Tabelle B.2: Einspeisungen und Lasten in den betrachteten Netznutzungsfällen für 2020.....	335
Tabelle B.3: Indikatoren für die Netzbelastung der betrachteten Netznutzungsfälle für 2020.....	335
Tabelle B.4: Einspeisungen und Lasten in den betrachteten Netznutzungsfällen für 2025.....	344
Tabelle B.5: Indikatoren für die Netzbelastung der betrachteten Netznutzungsfälle für 2025.....	346
Tabelle B.6: Einspeisungen und Lasten in den betrachteten Netznutzungsfällen für 2030.....	355
Tabelle B.7: Indikatoren für die Netzbelastung der betrachteten Netznutzungsfälle für 2030.....	357
Tabelle B.8: Einspeisungen und Lasten in den betrachteten Netznutzungsfällen für 2035.....	366
Tabelle B.9: Indikatoren für die Netzbelastung der betrachteten Netznutzungsfälle für 2035.....	368

A Anhang zur Entwicklung der Netztopologie

A.1 Netztopologie 2012



Abbildung A.1: Netztopologie 2012 [46]

A.2 Startnetztopologie des Netzentwicklungsplans 2012

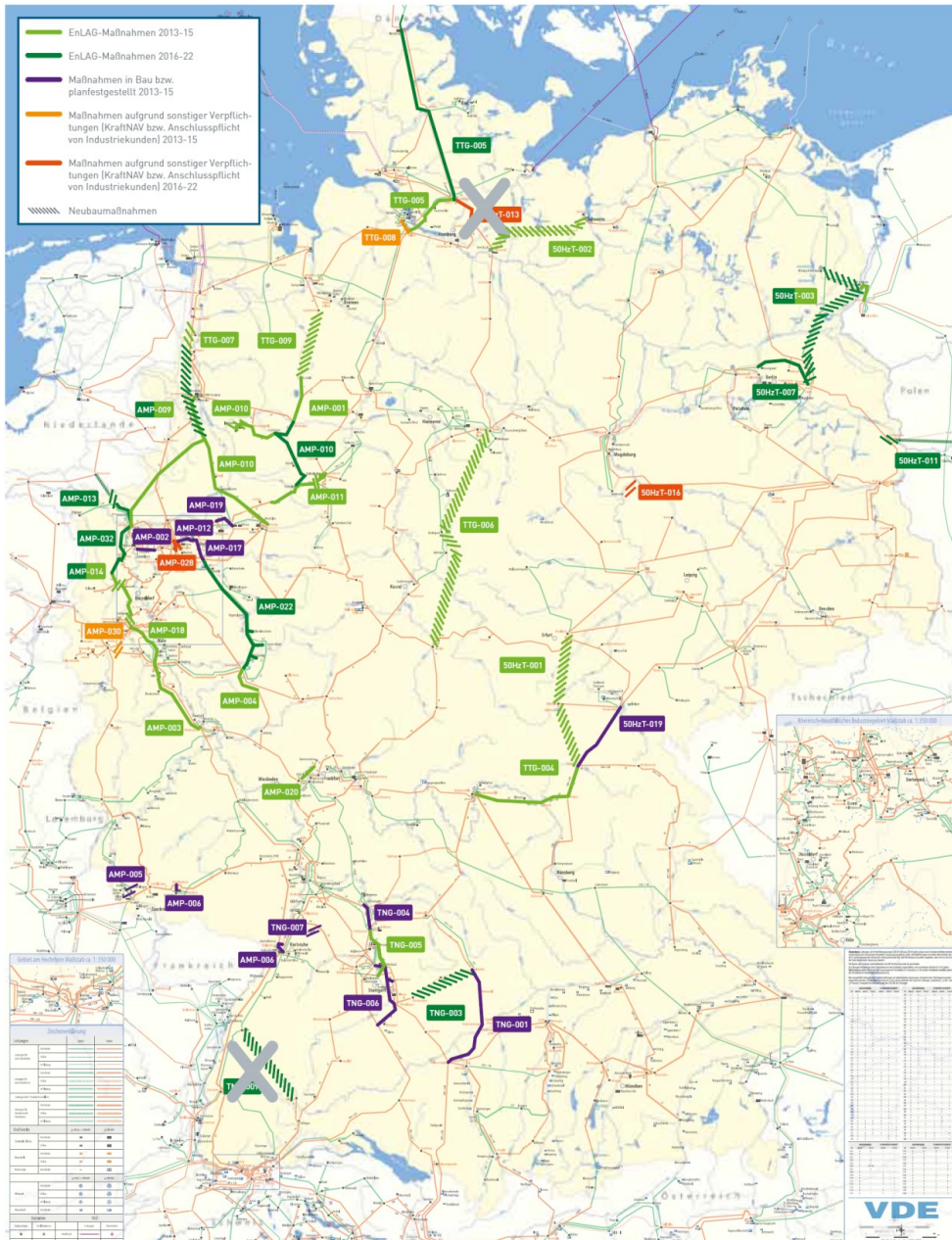


Abbildung A.2: Startnetzmaßnahmen des Netzentwicklungsplans 2012 [114]

A.3 Leitszenario B 2022 des Netzentwicklungsplans 2012

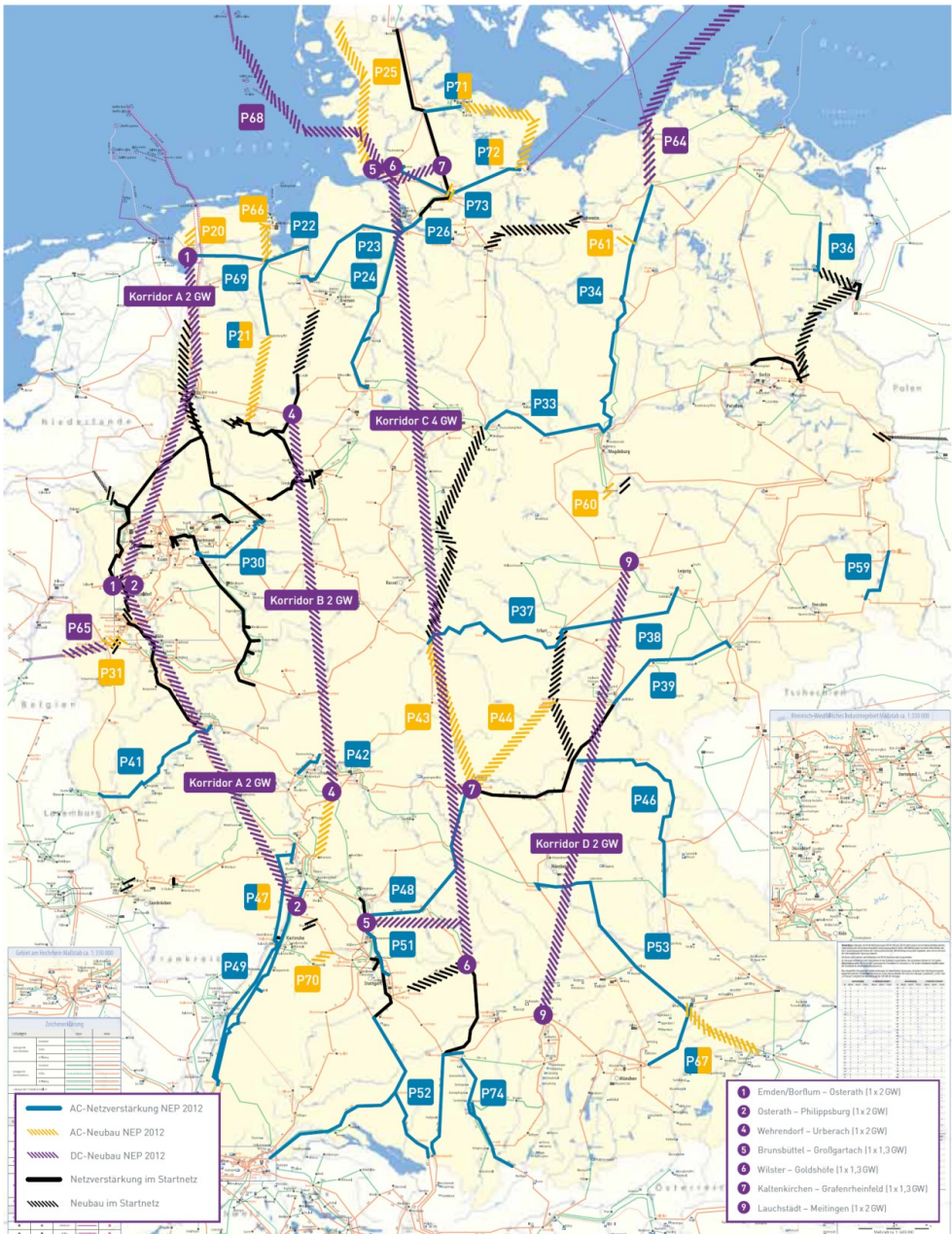


Abbildung A.3: Netzbaumaßnahmen in Szenario B2022 des Netzentwicklungsplans 2012 [114]

A.4 Leitszenario B 2032 des Netzentwicklungsplans 2012

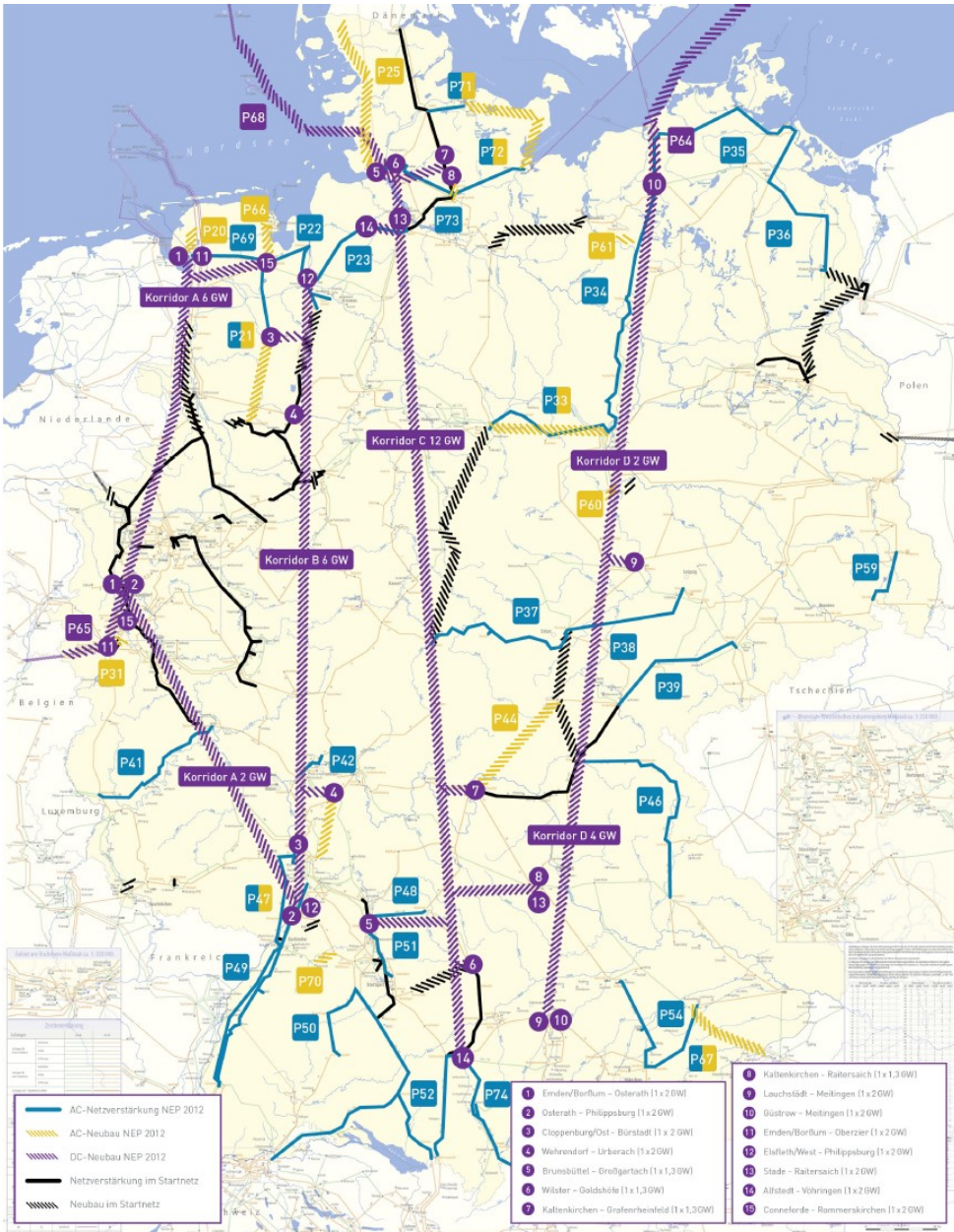


Abbildung A.4: Netzbaumaßnahmen in Szenario B2032 des Netzentwicklungsplans 2012 [114]

B Anhang zu den Ergebnissen des Basisszenarios

B.1 Indikatoren zur Bewertung des Energiesystems

Indikator	2015	2020	2025	2030	2035
Anteil fossiler Energieträger am Primärenergieverbrauch [%]					
IKARUS-LP	77,60	74,92	74,80	69,74	68,43
Integriertes Modellpaket	77,60	75,34	74,23	68,61	66,92
Anteil nicht-fossiler Energieträger am Primärenergieverbrauch [%]					
IKARUS-LP	22,40	25,08	25,20	30,26	31,57
Integriertes Modellpaket	22,40	24,66	25,77	31,39	33,08
Anteil erneuerbarer Energieträger am Primärenergieverbrauch [%]					
IKARUS-LP	16,21	19,19	25,20	30,26	31,57
Integriertes Modellpaket	16,21	18,94	25,77	31,39	33,08
Importanteil am Primärenergieverbrauch [%]					
IKARUS-LP	69,23	66,01	59,80	58,51	60,21
Integriertes Modellpaket	69,23	68,99	61,58	59,32	61,73
Primärenergieverbrauch pro Bruttoinlandsprodukt [MJ/€¹⁰]					
IKARUS-LP	4,5147	3,8187	3,3042	2,8502	2,4237
Integriertes Modellpaket	4,5147	3,8310	3,3268	2,8740	2,4393
CO₂-Emissionen pro Bruttoinlandsprodukt [kg/€¹⁰]					
IKARUS-LP	0,2283	0,1856	0,1573	0,1210	0,0958
Integriertes Modellpaket	0,2283	0,1856	0,1566	0,1210	0,0958
CH₄-Emissionen pro Bruttoinlandsprodukt [g/€¹⁰]					
IKARUS-LP	0,0438	0,0197	0,0185	0,0167	0,0148
Integriertes Modellpaket	0,0438	0,0198	0,0186	0,0163	0,0144
N₂O-Emissionen pro Bruttoinlandsprodukt [g/€¹⁰]					
IKARUS-LP	0,0135	0,0110	0,0098	0,0078	0,0061
Integriertes Modellpaket	0,0135	0,0111	0,0098	0,0079	0,0063
CO₂-Emissionen pro Primärenergieverbrauch [kg/GJ]					
IKARUS-LP	50,5695	48,5969	47,6124	42,4526	39,5154
Integriertes Modellpaket	50,5695	48,4399	47,0733	42,1015	39,2614
CH₄-Emissionen pro Primärenergieverbrauch [g/GJ]					
IKARUS-LP	9,6959	5,1720	5,6141	5,8495	6,0991
Integriertes Modellpaket	9,6959	5,1648	5,5878	5,6731	5,8871
N₂O-Emissionen pro Primärenergieverbrauch [g/GJ]					
IKARUS-LP	2,9901	2,8816	2,9667	2,7504	2,4967
Integriertes Modellpaket	2,9901	2,8796	2,9486	2,7315	2,5740
Primärenergieverbrauch pro Kopf [MJ/Kopf]					
IKARUS-LP	160,7930	146,3256	136,5577	127,0553	117,1180
Integriertes Modellpaket	160,7930	146,8000	137,4924	128,1148	117,8757
CO₂-Emissionen pro Kopf [t/Kopf]					
IKARUS-LP	8,1312	7,1110	6,5018	5,3938	4,6280
Integriertes Modellpaket	8,1312	7,1110	6,4722	5,3938	4,6280
CH₄-Emissionen pro Kopf [kg/Kopf]					
IKARUS-LP	1,5590	0,7568	0,7666	0,7432	0,7143
Integriertes Modellpaket	1,5590	0,7582	0,7683	0,7268	0,6939
N₂O-Emissionen pro Kopf [kg/Kopf]					
IKARUS-LP	0,4808	0,4217	0,4051	0,3495	0,2924

Indikator	2015	2020	2025	2030	2035
Integriertes Modellpaket	0,4808	0,4227	0,4054	0,3499	0,3034
Endenergieverbrauch pro Bruttowertschöpfung Industrie [MJ/€¹⁰]					
IKARUS-LP	3,6203	3,2113	2,8943	2,6319	2,4023
Integriertes Modellpaket	3,6203	3,2278	2,9057	2,6240	2,3794
Endenergieverbrauch pro Personenkilometer Personenverkehr [MJ/Pkm]					
IKARUS-LP	1,6290	1,4641	1,2613	1,1058	1,0224
Integriertes Modellpaket	1,6290	1,4642	1,2617	1,1063	1,0209
Endenergieverbrauch pro Tonnenkilometer Güterverkehr [MJ/tkm]					
IKARUS-LP	1,5191	1,4178	1,3670	1,2649	1,1774
Integriertes Modellpaket	1,5191	1,4178	1,3670	1,2649	1,1774
Endenergie pro Kopf Haushalt [GJ/Kopf]					
IKARUS-LP	33,1126	31,5580	30,2705	27,8779	24,9598
Integriertes Modellpaket	33,1126	31,7855	30,5741	27,4342	24,2823
Raumwärmebedarf pro m² Wohnfläche (alle Haushalte) [kWh/m²]					
IKARUS-LP	136,5544	128,6792	117,4909	102,0579	86,6938
Integriertes Modellpaket	136,5544	128,6792	117,4909	102,0579	86,6709
CO₂-Emissionen pro m² Wohnfläche (alle Haushalte) [kg/m²]					
IKARUS-LP	26,4040	23,7097	20,7821	17,4813	14,9397
Integriertes Modellpaket	26,4040	23,9579	20,8549	17,6207	14,5940
Endenergiebedarf pro Beschäftigte in Gewerbe, Handel, Dienstleistungen [GJ/Beschäftigte]					
IKARUS-LP	42,7002	41,0345	39,7820	39,0730	39,1872
Integriertes Modellpaket	42,7002	41,1503	39,9033	39,1694	38,8888
CO₂-Emissionen pro Beschäftigte in Gewerbe, Handel, Dienstleistungen [t/Beschäftigte]					
IKARUS-LP	1,4812	1,3855	1,2684	1,2171	1,2026
Integriertes Modellpaket	1,4812	1,3939	1,2763	1,2202	1,2000
Anteil erneuerbarer Energieträger an der Stromerzeugung [%]					
IKARUS-LP	30,68	44,92	56,61	64,25	73,69
Integriertes Modellpaket	30,68	44,67	55,53	63,60	72,40
Anteil fossiler Energieträger an der Stromerzeugung [%]					
IKARUS-LP	54,86	43,52	43,39	35,75	26,31
Integriertes Modellpaket	54,86	43,84	44,47	36,40	27,60
CO₂-Emissionen pro Bruttowertschöpfung Industrie [kg/€¹⁰]					
IKARUS-LP	0,1442	0,1240	0,1060	0,0889	0,0779
Integriertes Modellpaket	0,1442	0,1245	0,1064	0,0889	0,0777
CO₂-Emissionen pro Pkw pro Kilometer [g/km]					
IKARUS-LP	148,3600	133,8056	113,0987	94,8179	87,1760
Integriertes Modellpaket	148,3600	133,8181	113,1271	90,6014	84,2909
CO₂-Emissionen pro Lkw pro Kilometer [g/km]					
IKARUS-LP	417,4342	404,1505	385,0695	314,0162	298,2130
Integriertes Modellpaket	417,4342	404,2066	385,0511	295,4969	279,2762
CO₂-Emissionen pro Pkw pro Personenkilometer [g/Pkm]					
IKARUS-LP	105,2789	95,9303	81,9093	69,2391	64,1794
Integriertes Modellpaket	105,2789	95,9393	81,9299	66,1601	62,0553
CO₂-Emissionen pro Lkw pro Tonnenkilometer [g/tkm]					
IKARUS-LP	113,7026	104,9470	98,7455	80,4533	76,7101
Integriertes Modellpaket	113,7026	104,9615	98,7407	75,7085	71,8389

Tabelle B.1: Indikatoren für beide Varianten des Basisszenarios

B.2 Netzberechnungen für das Basisszenario 2020

Leistungsgröße [MW]	W+,L- 27	W+,L+ 65	PV+,L+ 3494	RL+ 7650
Last	37376	69077	71460	77742
Kernenergie	5314	7711	7945	6563
Braunkohle	86	1273	5982	12936
Steinkohle	932	786	465	21584
Erdgas	2347	2347	836	9568
Gichtgas	700	700	683	700
Öl	272	272	270	234
Einspeicherung	-5739	0	-5824	0
Ausspeicherung	0	3510	0	3874
Biomasse/Müll	6510	6519	6836	6719
Wind on	44111	46807	6645	1401
Wind off	4765	5681	4482	387
PV	0	154	47613	11
Wasser	2375	2002	3057	2401
Importe	0	4265	3731	13137
Exporte	-18224	-12950	-11259	-1774
DUMP	-6073	0	0	0
Residuallast	-20384	7913	2828	66822

Tabelle B.2: Einspeisungen und Lasten in den betrachteten Netznutzungsfällen für 2020

Indikatoren für die Netzbelastung	W+,L- 27	W+,L+ 65	PV+,L+ 3494	RL+ 7650
Durchschn. Leitungsauslastung (n-0)	14%	18%	11%	14%
Anzahl überlasteter Leitungen (n-0)	3	5	2	6
Wirkleistungsverluste (n-0) [MW]	1.813	2.785	1.272	1.248
- davon auf AC Leitungen [MW]	955	1.458	524	725
- davon in Transformatoren [MW]	48	94	60	85
- davon im Randnetz [MW]	510	1.004	509	430
- davon im HGÜ Netz [MW]	299	229	178	8
Durchschn. Leitungsauslastung (n-1)	22%	28%	19%	23%
Anzahl überlasteter Leitungen (n-1)	9	32	8	24

Tabelle B.3: Indikatoren für die Netzbelastung der betrachteten Netznutzungsfälle für 2020

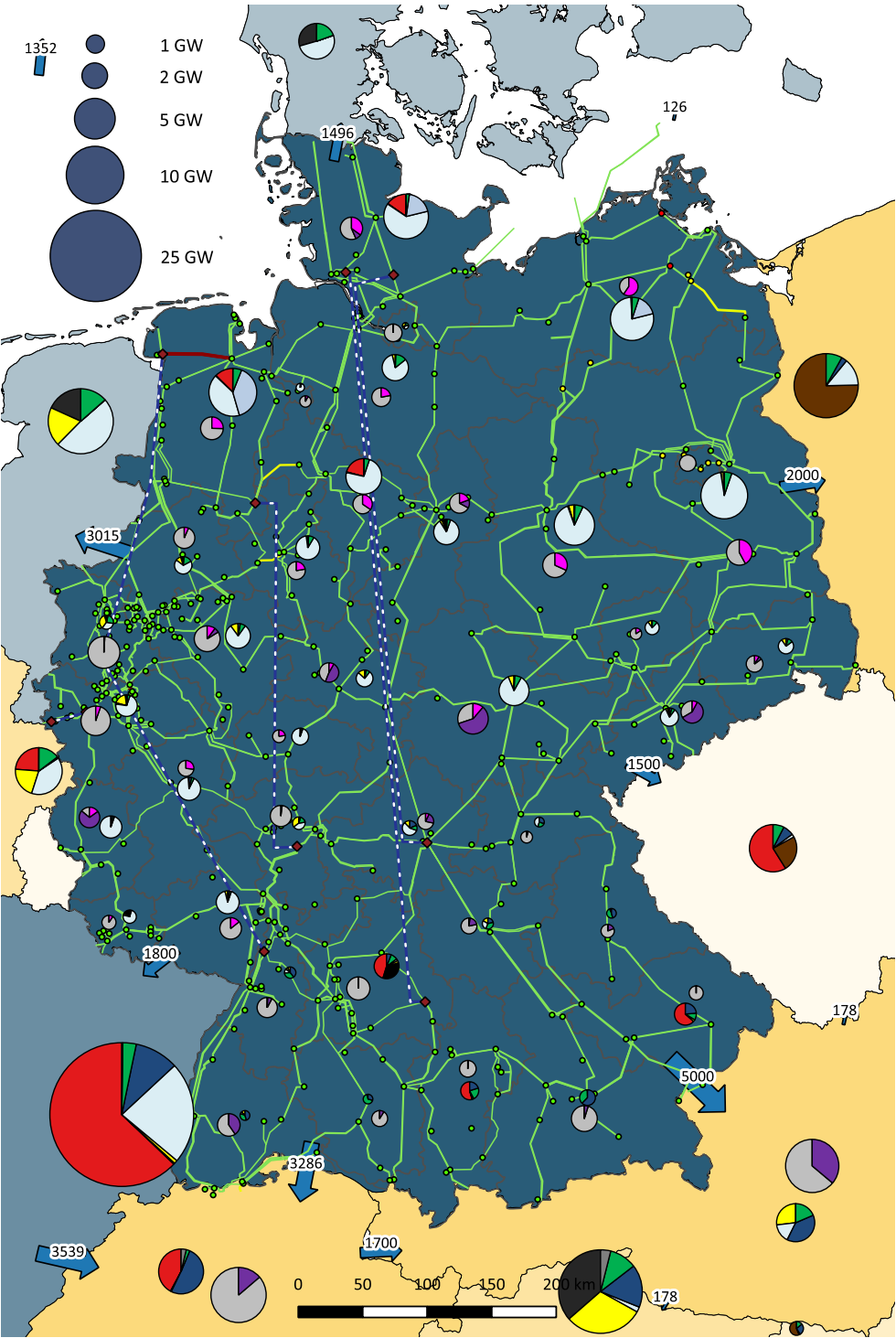


Abbildung B.1: (n-0)-Lastfluss für Stunde 27 des Jahres 2020 im Basisszenario

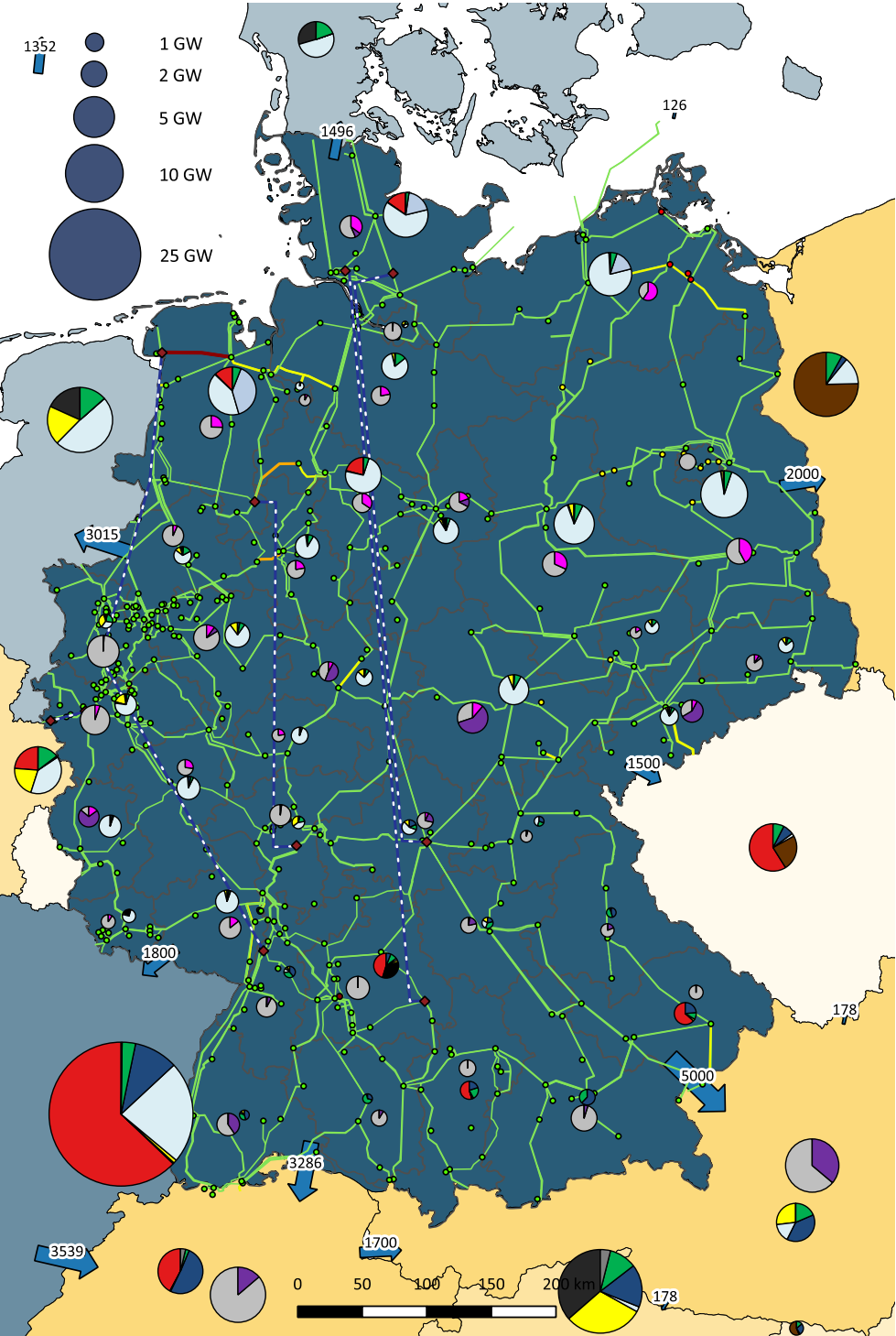


Abbildung B.2: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 27 des Jahres 2020 im Basisszenario

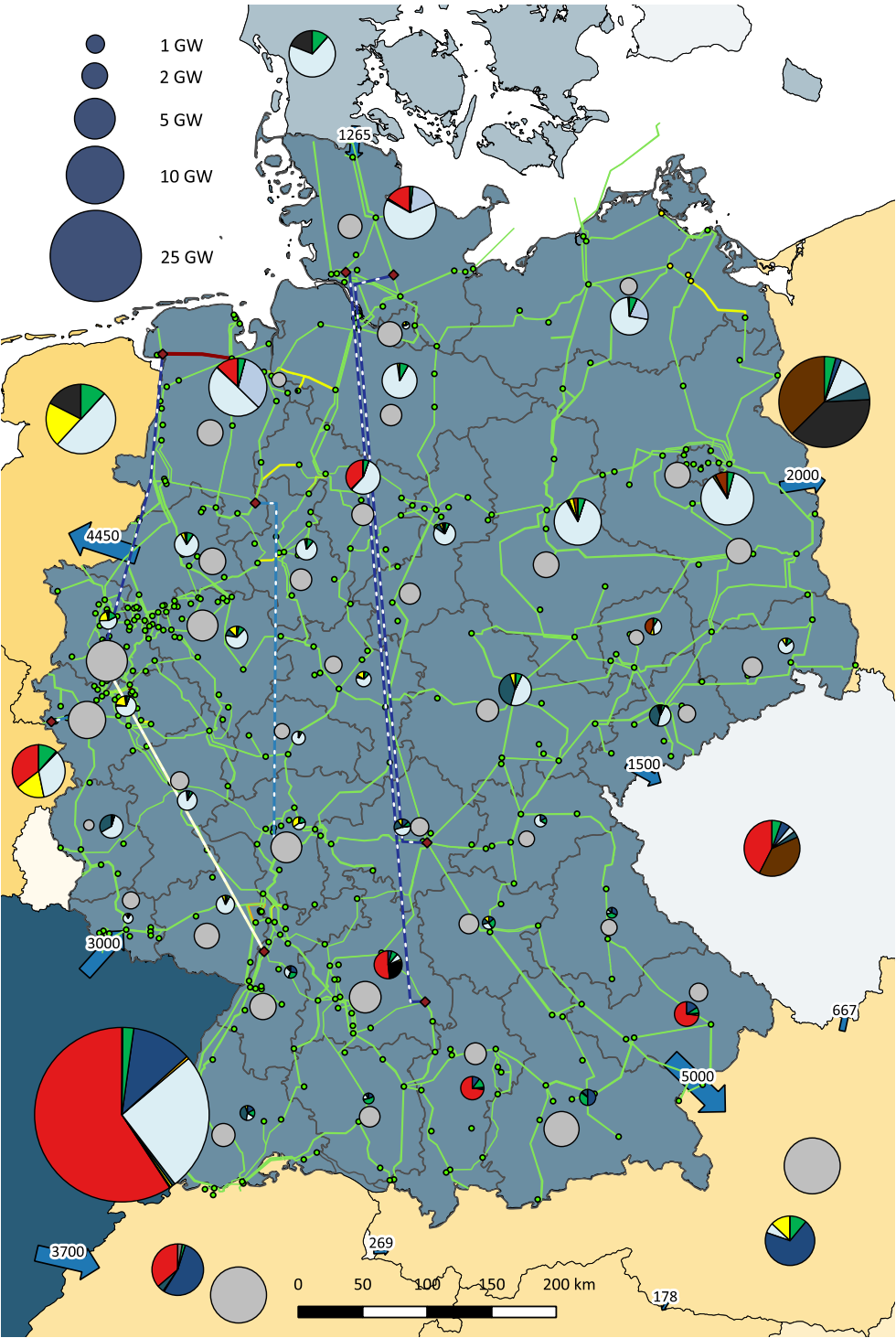


Abbildung B.3: (n-0)-Lastfluss für Stunde 65 des Jahres 2020 im Basisszenario

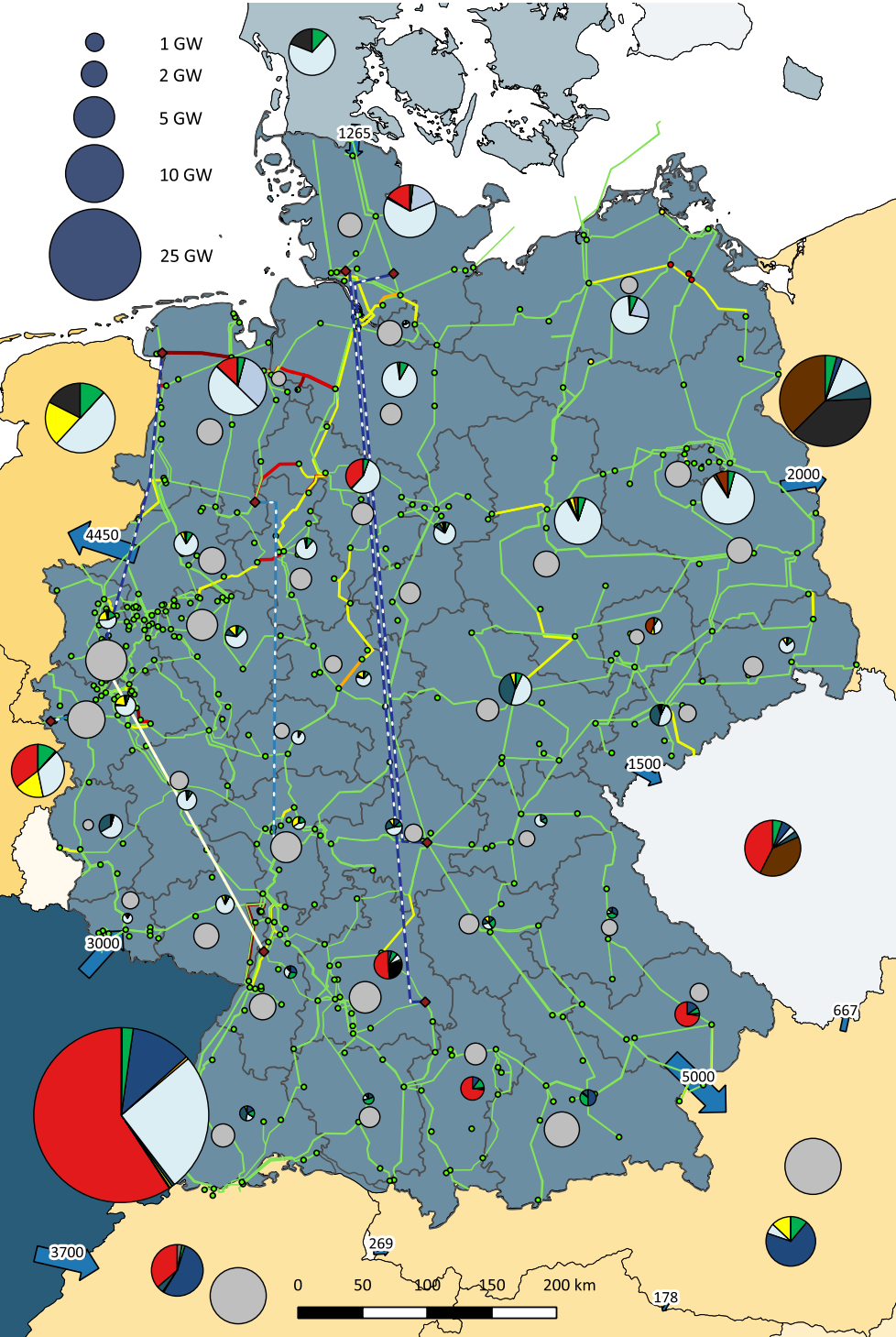


Abbildung B.4: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 65 des Jahres 2020 im Basisszenario

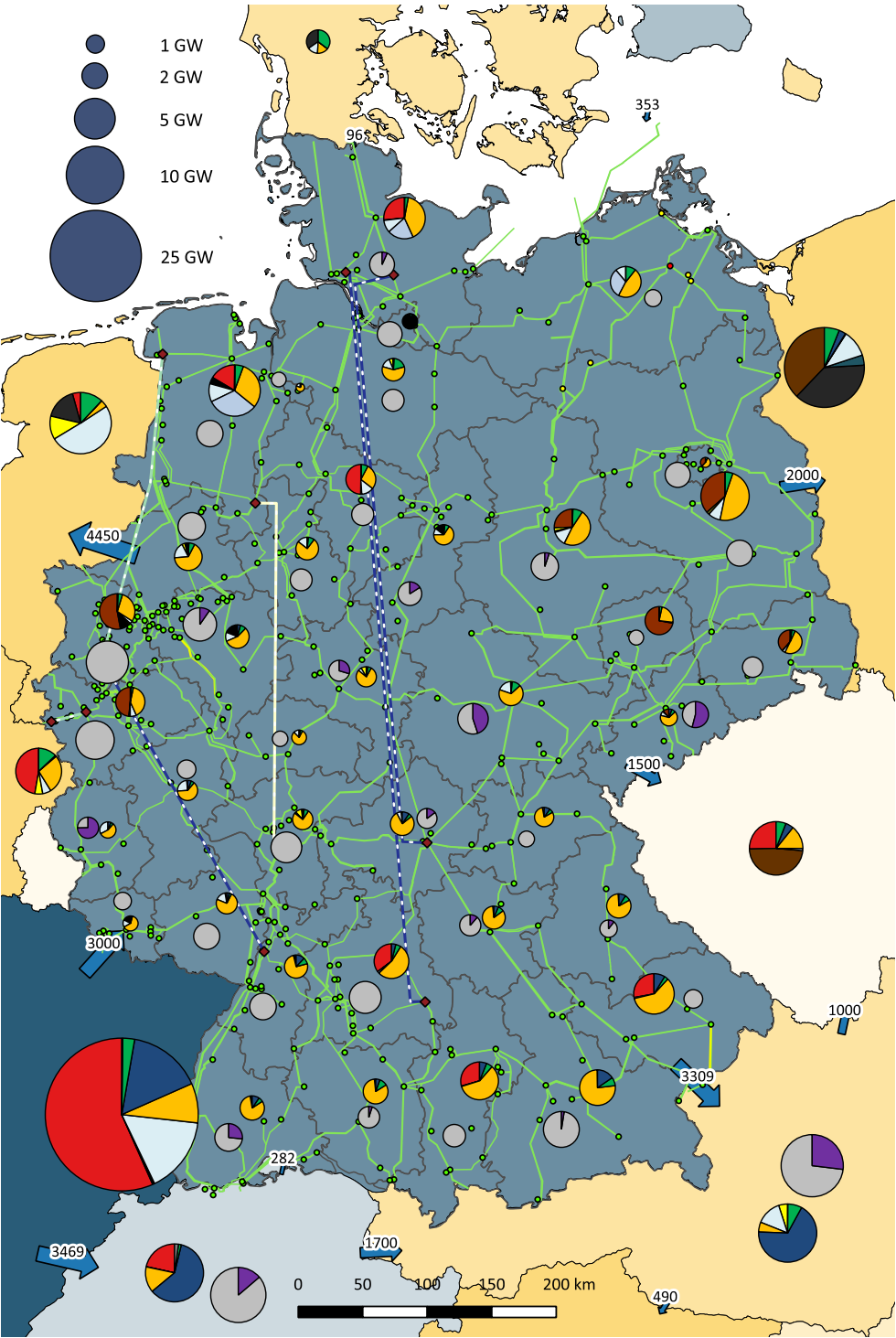


Abbildung B.5: (n-0)-Lastfluss für Stunde 3494 des Jahres 2020 im Basisszenario

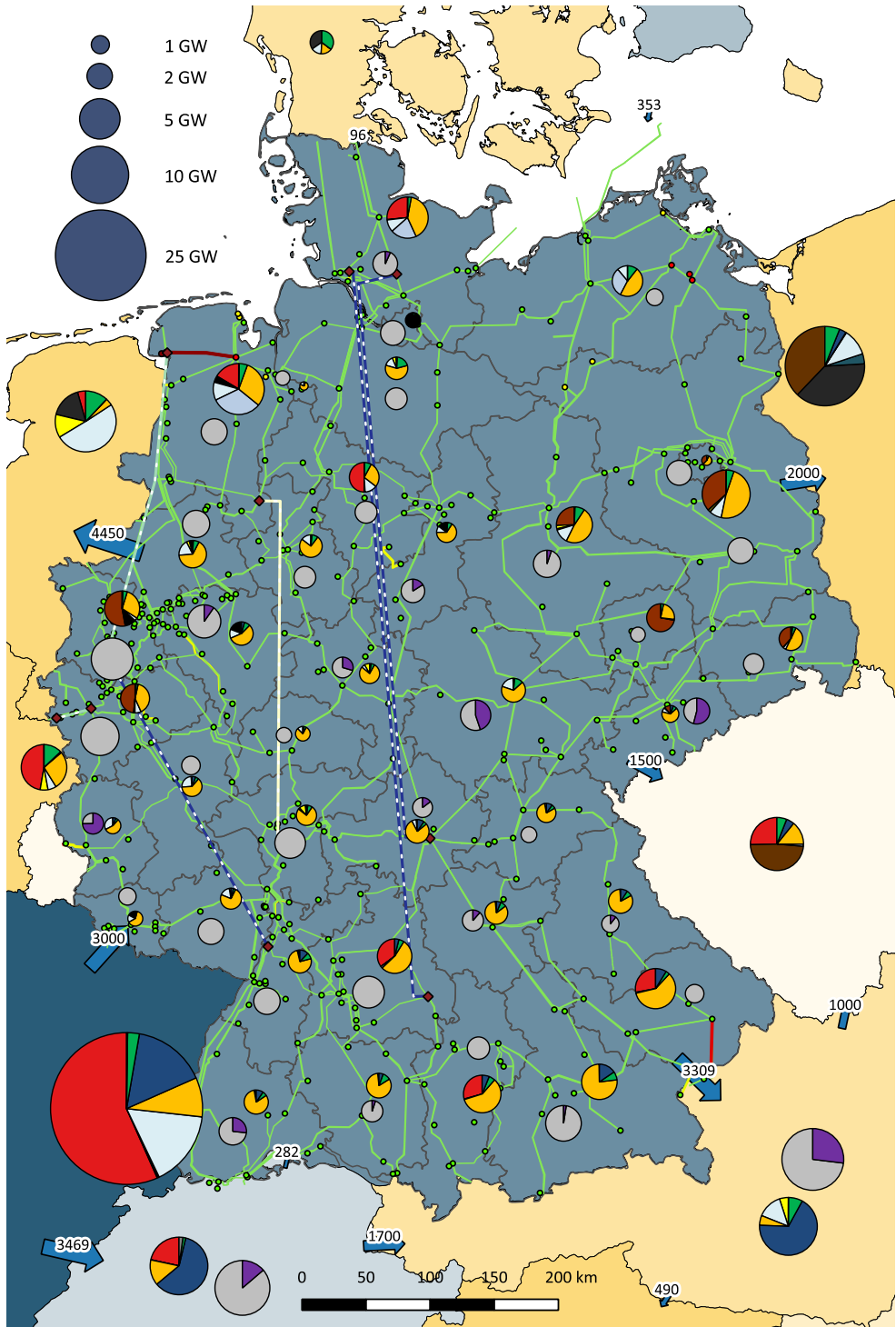


Abbildung B.6: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 3494 des Jahres 2020 im Basisszenario

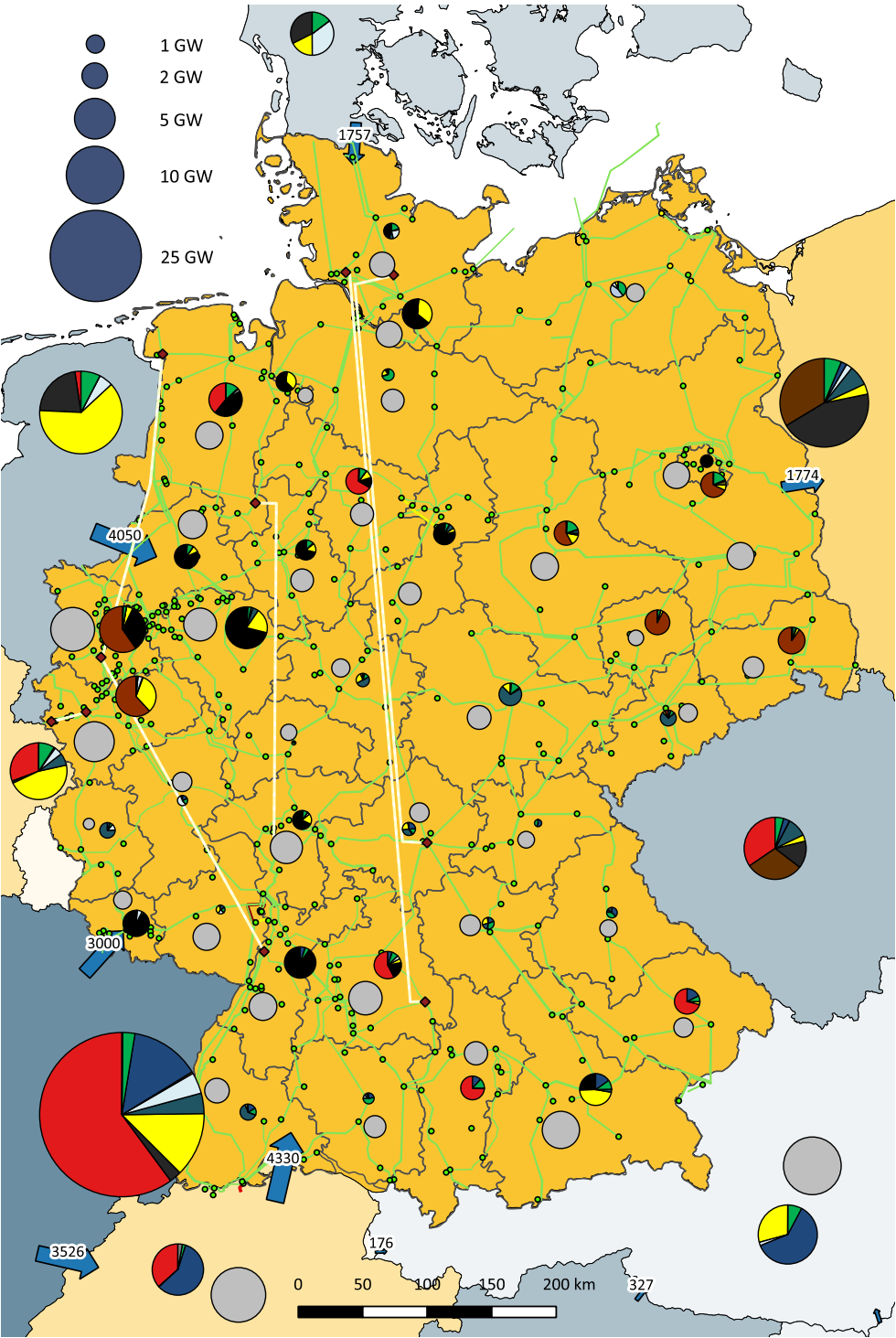


Abbildung B.7: (n-0)-Lastfluss für Stunde 7650 des Jahres 2020 im Basisszenario

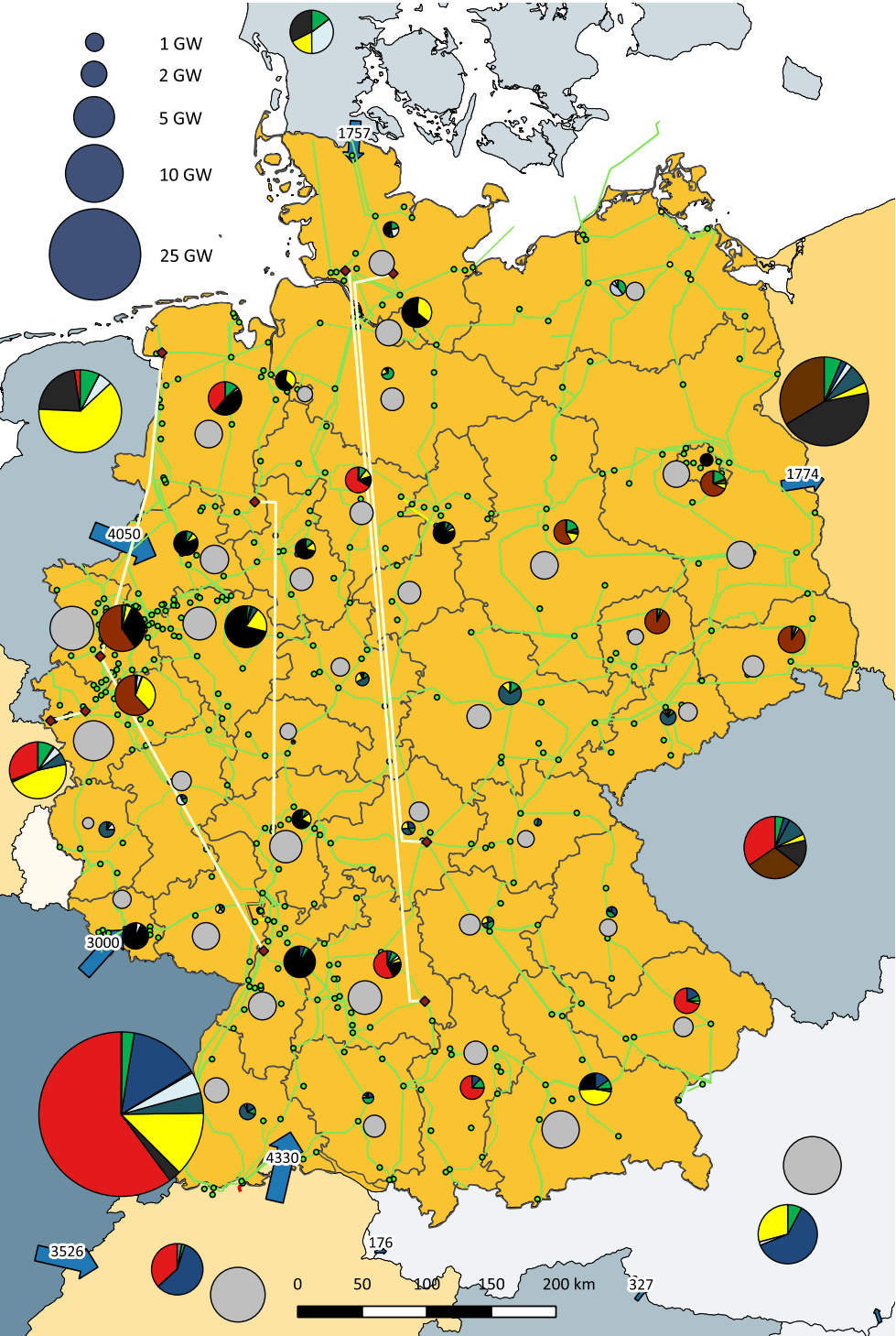


Abbildung B.8: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 7650 des Jahres 2020 im Basisszenario

B.3 Netzberechnungen für das Basisszenario 2025

Leistungsgröße [MW]	W+,L-	W+,L+	PV+,L+	RL+
	27	65	3494	7650
Last	36623	68222	70398	76679
Kernenergie	0	0	0	0
Braunkohle	5067	6816	1535	12695
Steinkohle	979	979	853	15582
Erdgas	1285	1250	2367	15086
Gichtgas	629	629	700	413
Öl	181	181	272	90
Einspeicherung	-5391	0	-4214	0
Ausspeicherung	0	2018	0	4377
Biomasse/Müll	6805	6815	7149	7026
Wind on	54592	57927	8223	1734
Wind off	8738	10483	8205	609
PV	0	184	57074	14
Wasser	2375	2002	3057	2401
Importe	0	314	0	18651
Exporte	-20748	-21379	-14823	-2000
DUMP	-17889	0	0	0
Residuallast	-35886	-9190	-13310	64896

Tabelle B.4: Einspeisungen und Lasten in den betrachteten Netznutzungsfällen für 2025

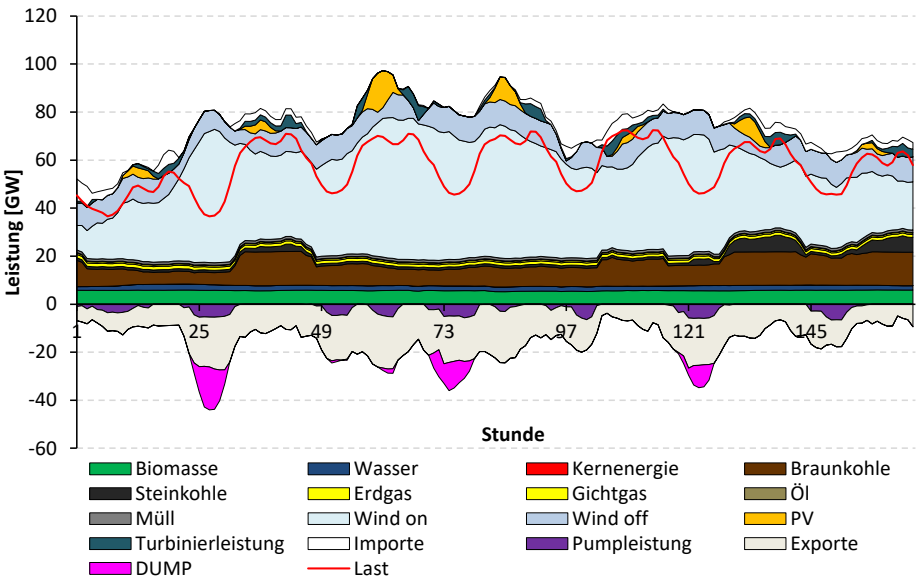


Abbildung B.9: Woche im Jahr 2025 mit Starkwind - Starklast (27) und Starkwind - Schwachlast (65)
Stunde

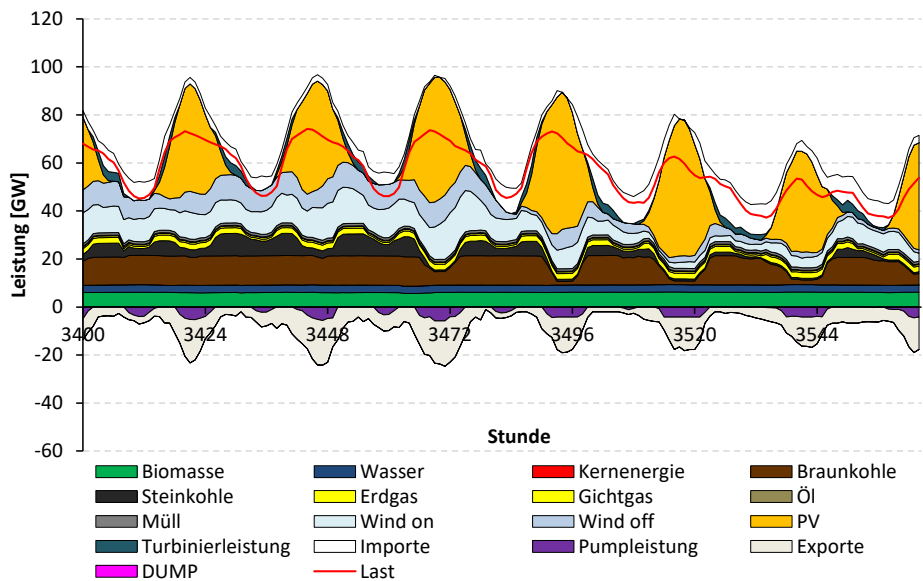


Abbildung B.10: Woche im Jahr 2025 mit Stark-PV - Starklast Stunde 3494

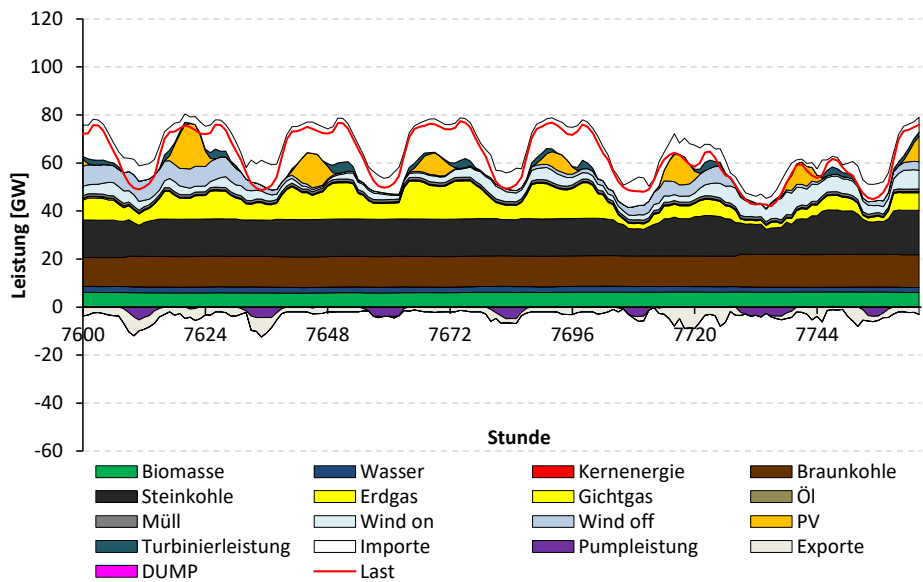


Abbildung B.11: Woche im Jahr 2025 mit Höchstresiduallast Stunde 7650

Indikatoren für die Netzbelastung	W+,L- 27	W+,L+ 65	PV+,L+ 3494	RL+ 7650
Durchschn. Leitungsauslastung (n-0)	14%	22%	11%	14%
Anzahl überlasteter Leitungen (n-0)	2	3	3	4
Wirkleistungsverluste (n-0) [MW]	2,077	4,193	1,229	1,245
- davon auf AC Leitungen [MW]	1,016	2,275	468	672
- davon in Transformatoren [MW]	41	107	60	77
- davon im Randnetz [MW]	579	1,370	438	432
- davon im HGÜ Netz [MW]	441	441	263	65
Durchschn. Leitungsauslastung (n-1)	22%	34%	17%	22%
Anzahl überlasteter Leitungen (n-1)	5	36	7	12

Tabelle B.5: Indikatoren für die Netzbelastung der betrachteten Netznutzungsfälle für 2025

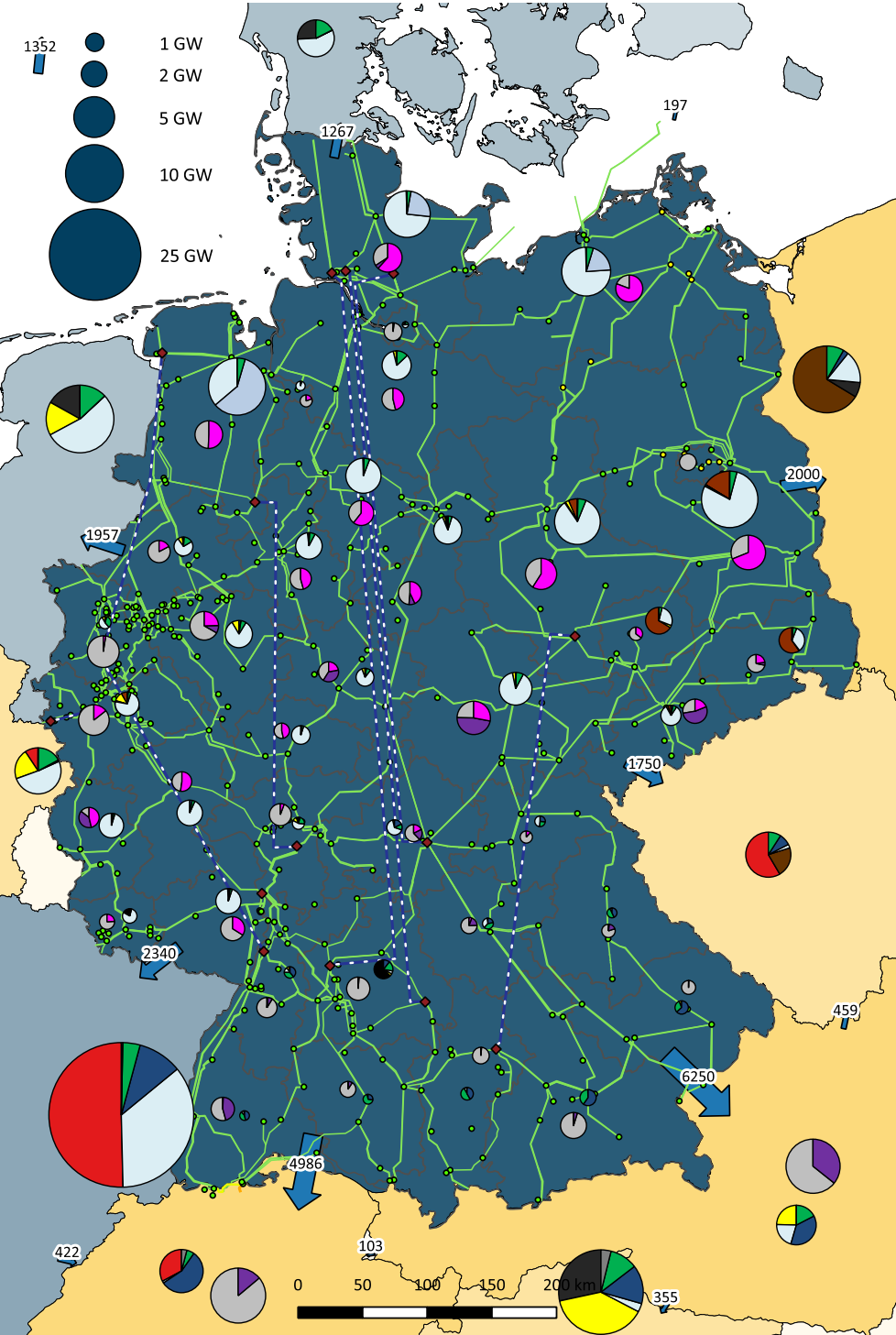


Abbildung B.12: (n-0)-Lastfluss für Stunde 27 des Jahres 2025 im Basisszenario

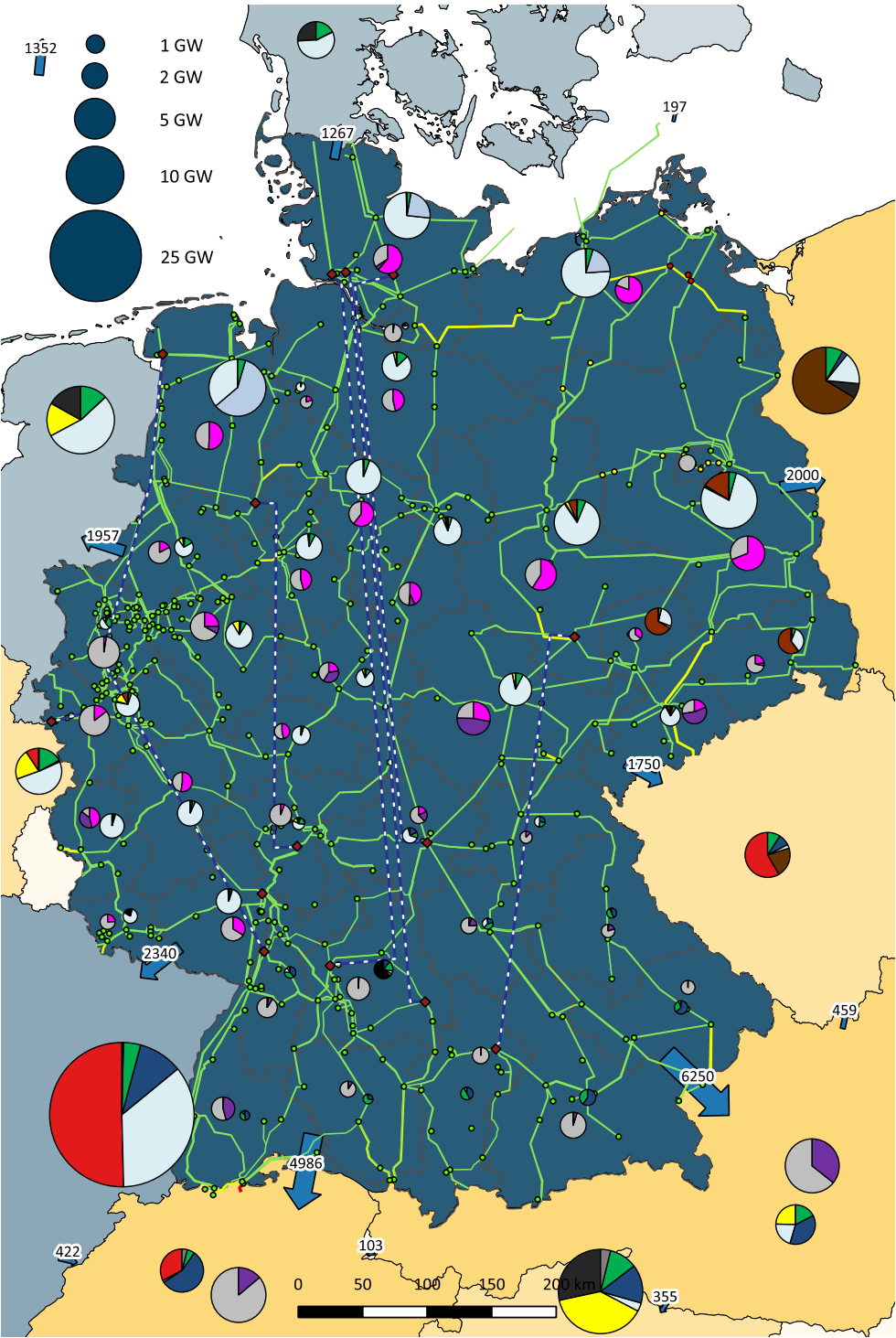


Abbildung B.13: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 27 des Jahres 2025 im Basisszenario

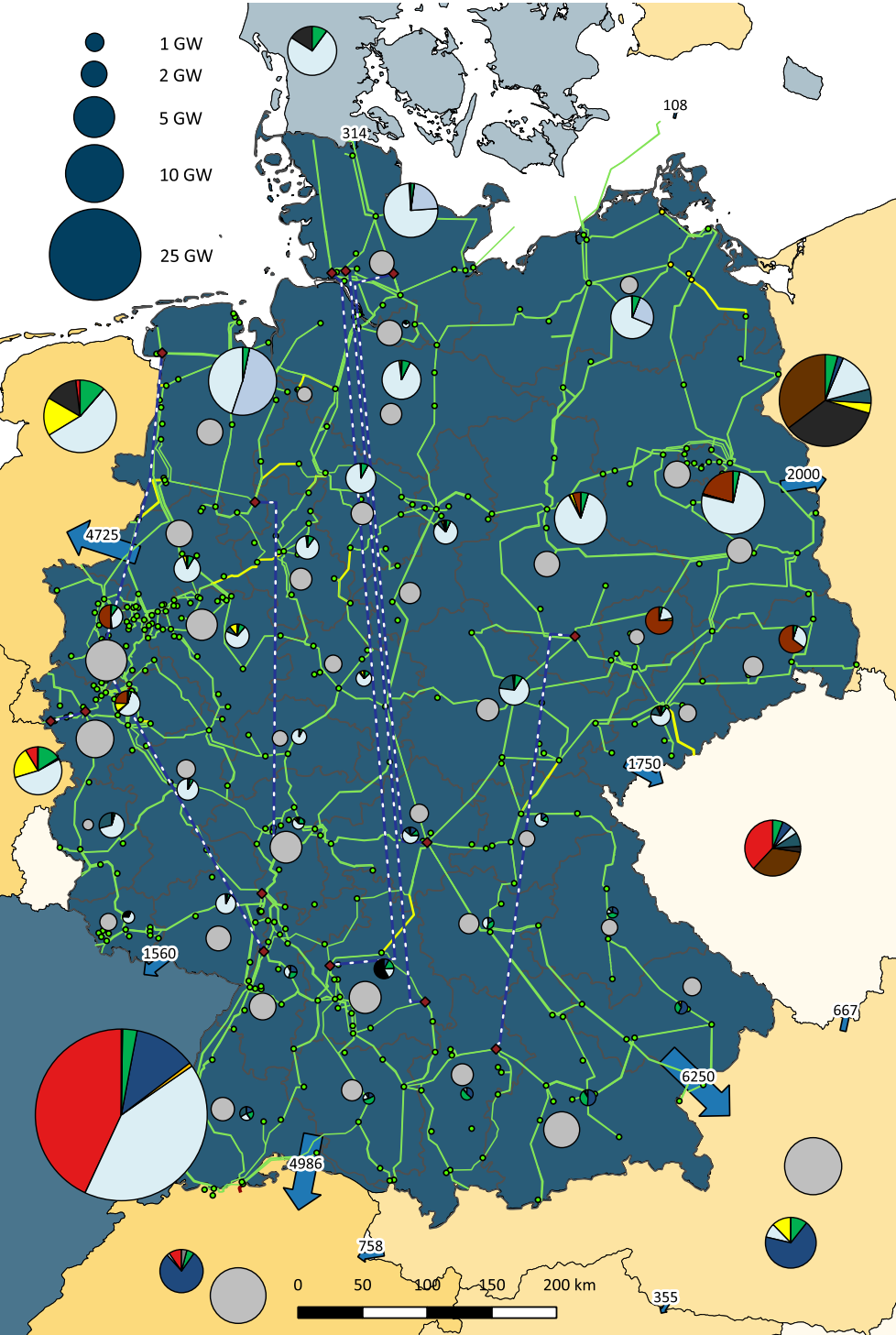


Abbildung B.14: (n-0)-Lastfluss für Stunde 65 des Jahres 2025 im Basisszenario

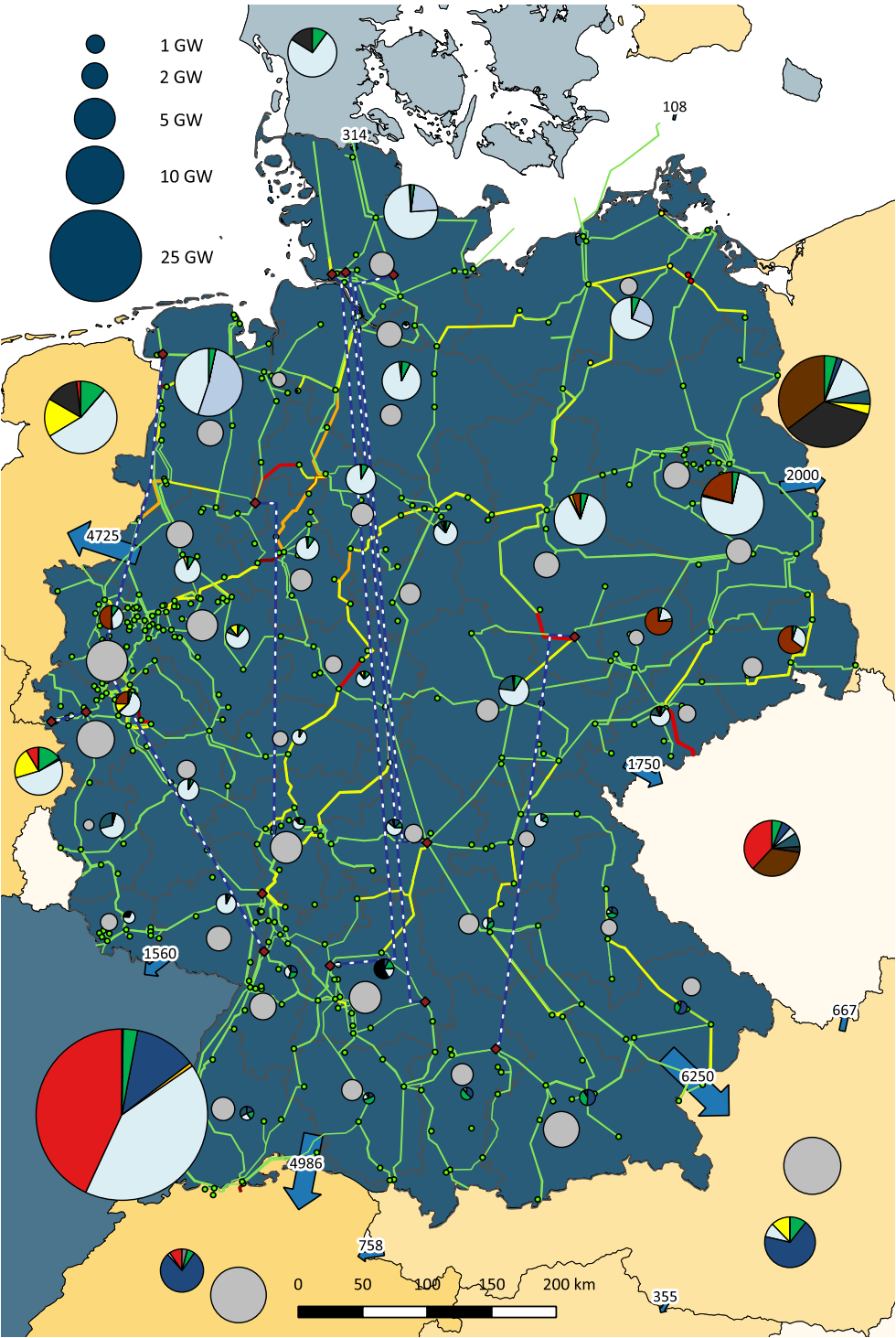


Abbildung B.15: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 65 des Jahres 2025 im Basisszenario

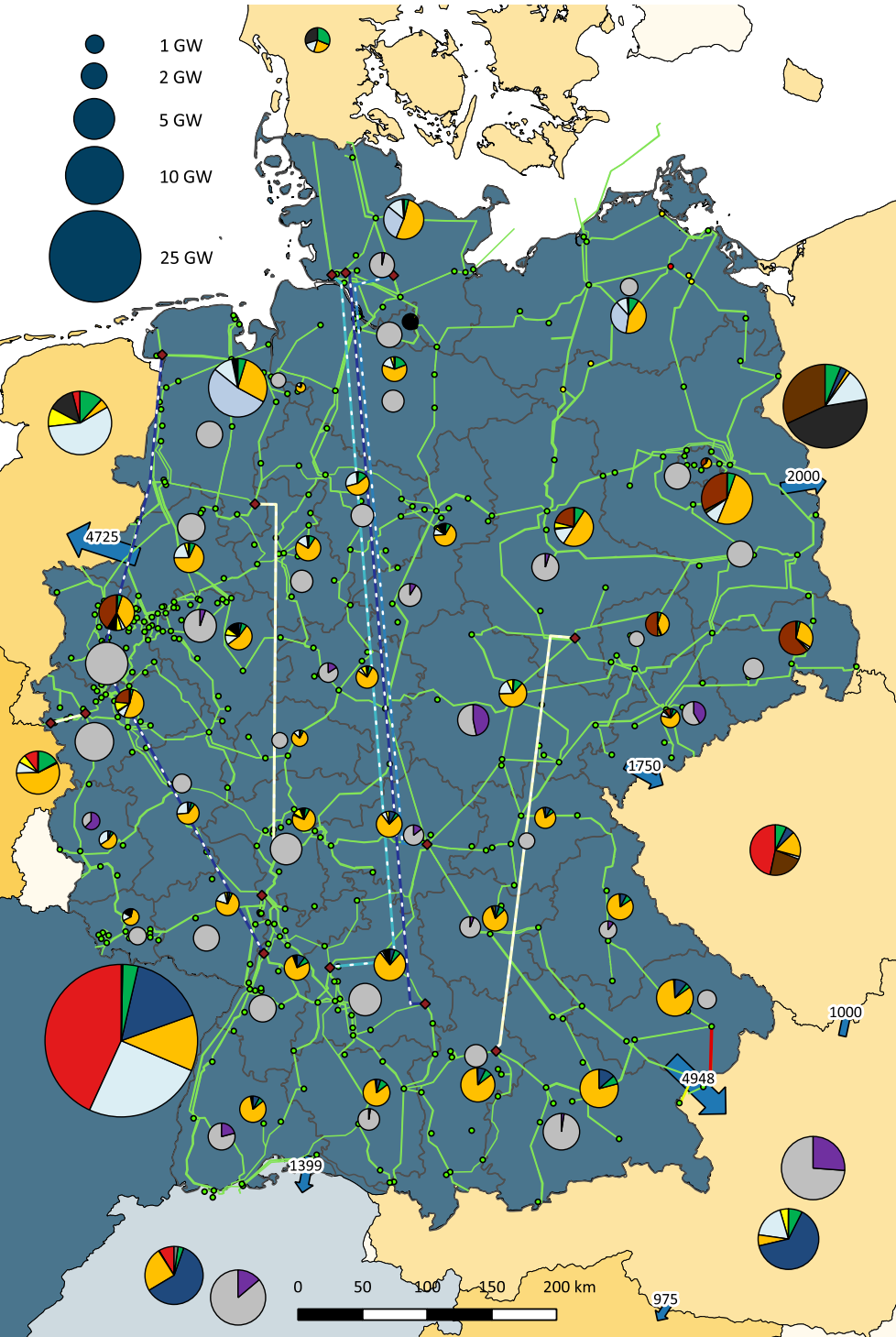


Abbildung B.16: (n-0)-Lastfluss für Stunde 3494 des Jahres 2025 im Basisszenario

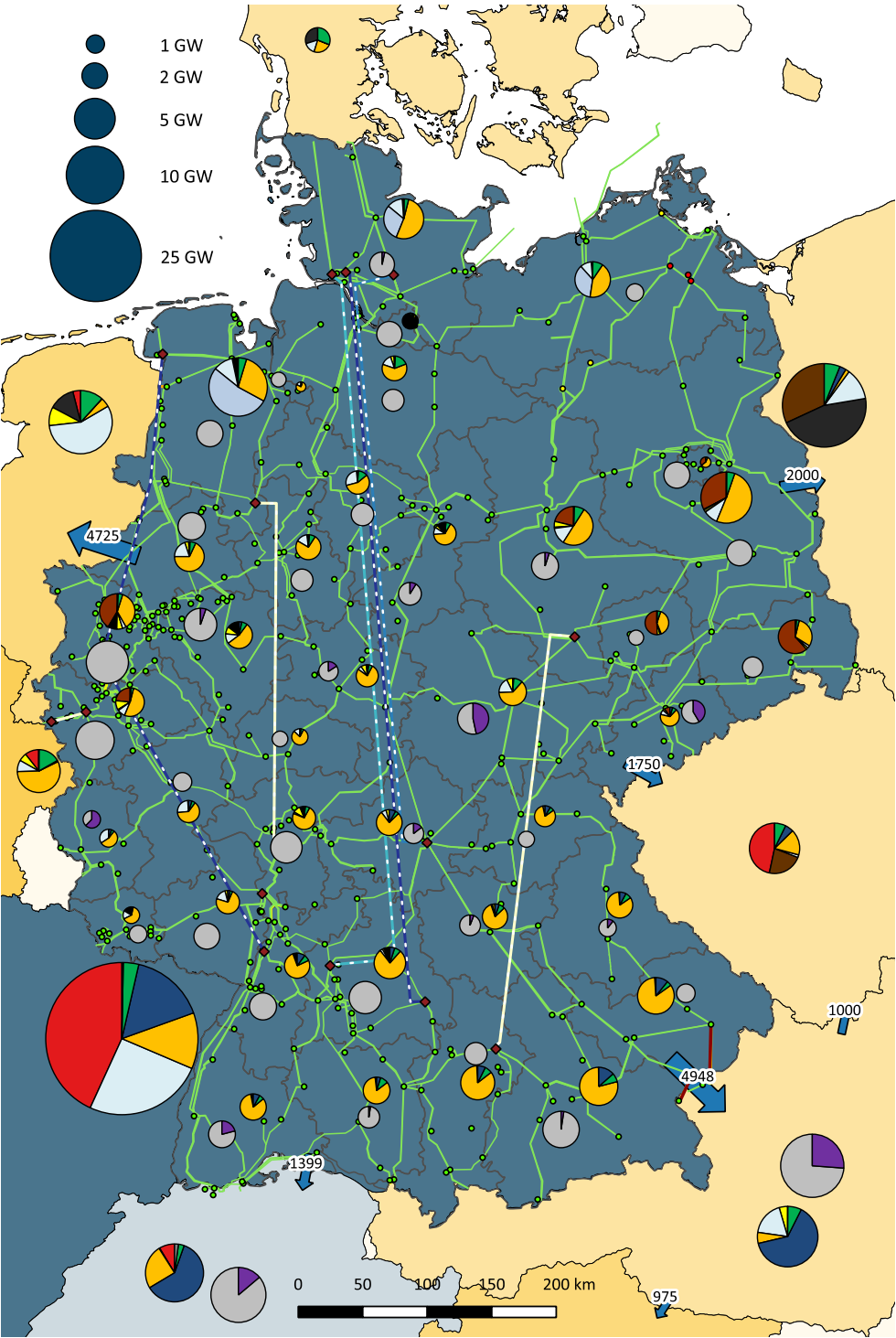


Abbildung B.17: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 3494 des Jahres 2025 im Basisszenario

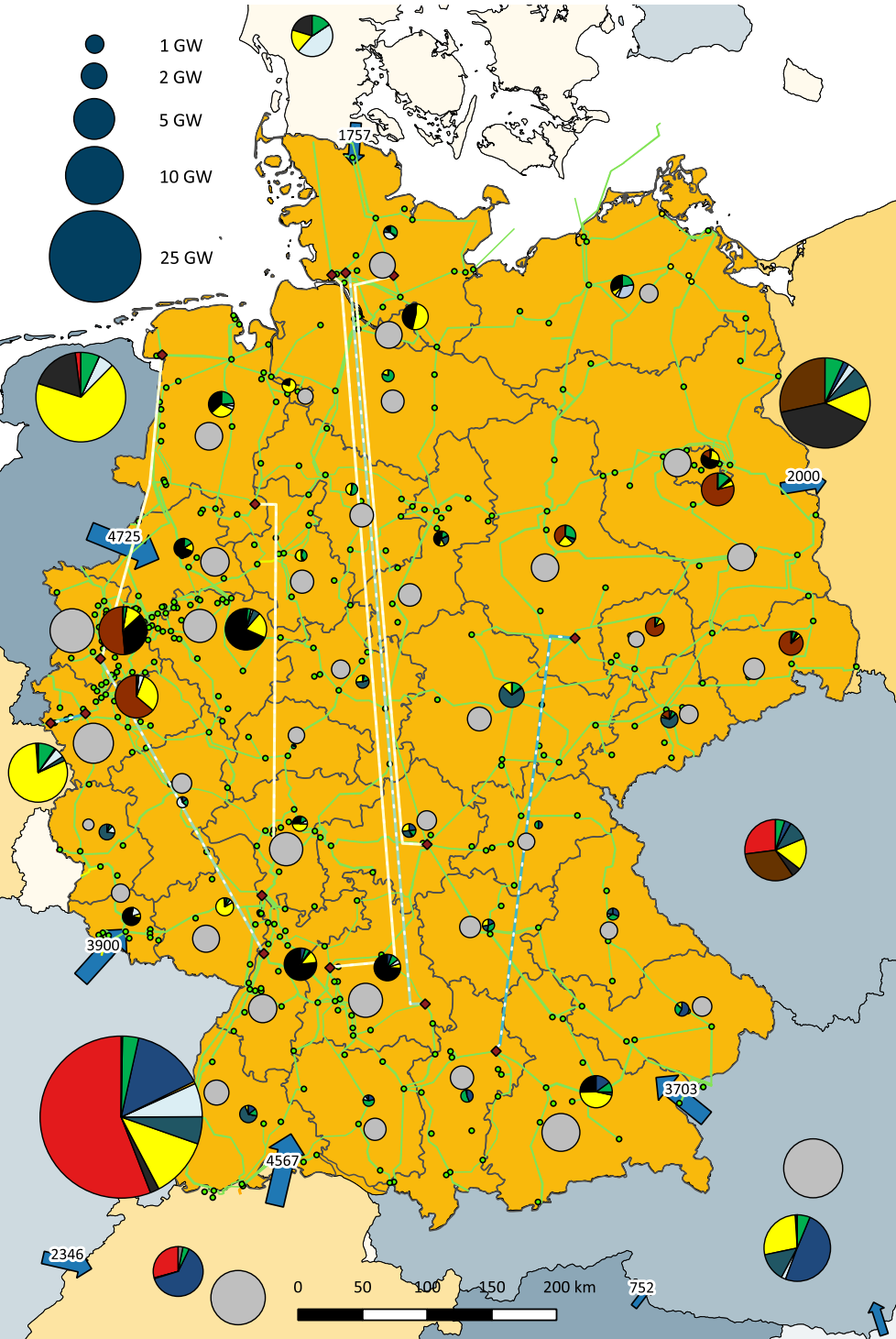


Abbildung B.18: (n-0)-Lastfluss für Stunde 7650 des Jahres 2025 im Basisszenario

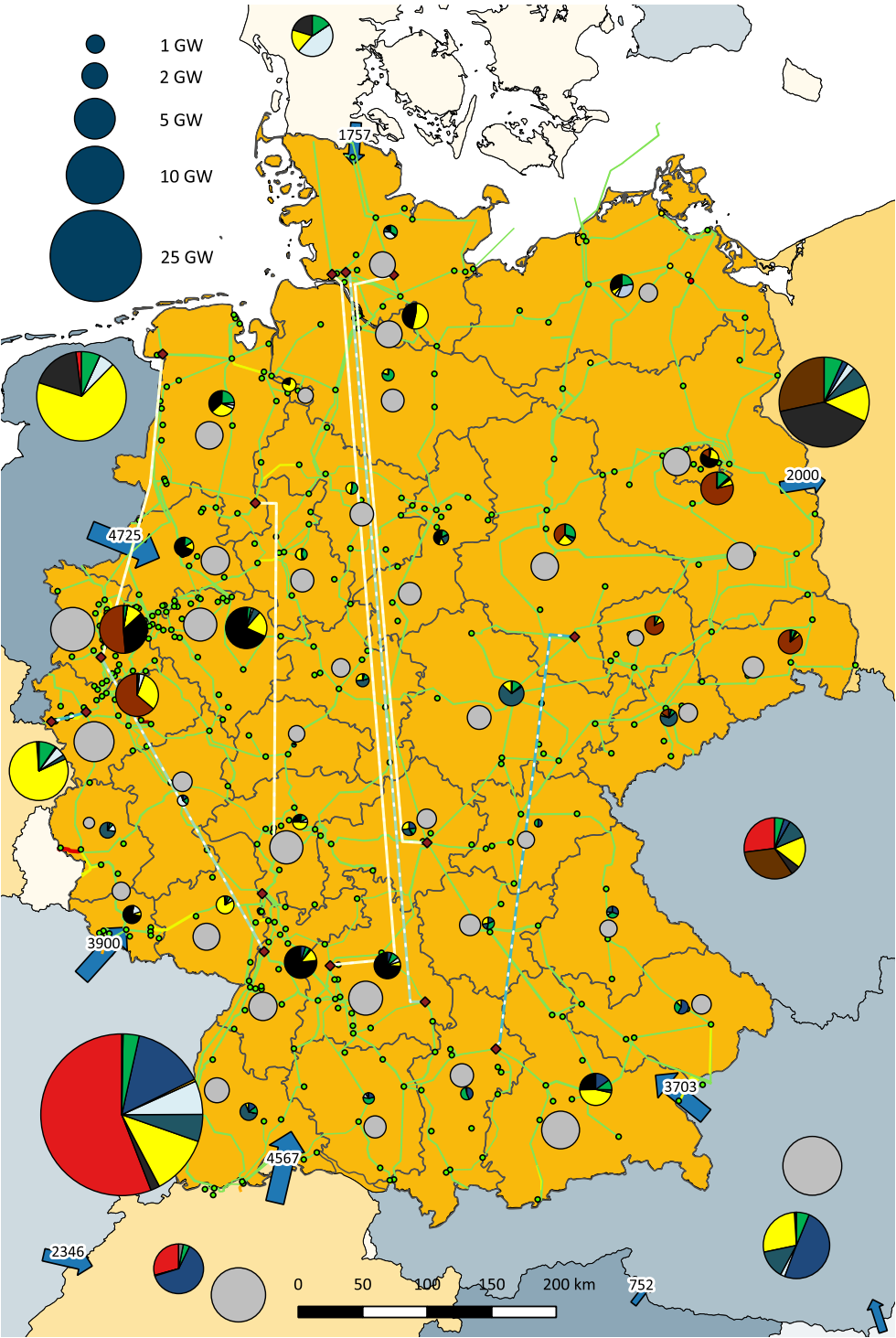


Abbildung B.19: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 7650 des Jahres 2025 im Basisszenario

B.4 Netzberechnungen für das Basisszenario 2030

Leistungsgröße [MW]	W+,L- 27	W+,L+ 65	PV+,L+ 3494	RL+ 7650
Last	35959	66245	68561	74600
Kernenergie	0	0	0	0
Braunkohle	4542	6222	339	10578
Steinkohle	1116	1102	1185	12700
Erdgas	1513	1493	2303	15263
Gichtgas	489	489	700	435
Öl	162	162	272	112
Einspeicherung	-4113	-1505	-3887	0
Ausspeicherung	0	717	0	4804
Biomasse/Müll	6823	6833	7167	7044
Wind on	65072	69048	9802	2067
Wind off	11073	13105	10438	1052
PV	0	175	54038	13
Wasser	2375	2002	3057	2401
Importe	0	0	0	19288
Exporte	-24439	-23387	-16852	-1159
DUMP	-28654	-10210	0	0
Residuallast	-49384	-24918	-15941	62022

Tabelle B.6: Einspeisungen und Lasten in den betrachteten Netznutzungsfällen für 2030

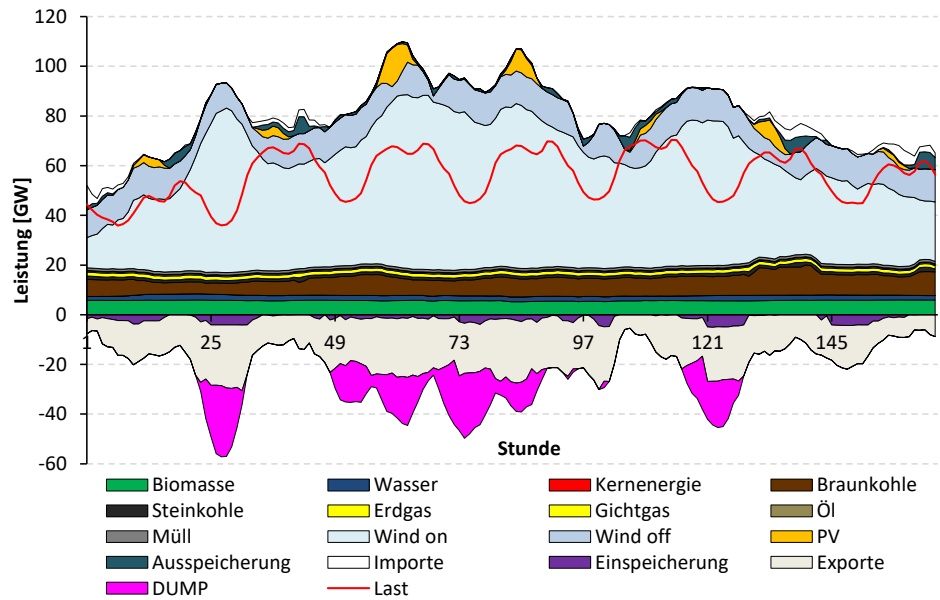


Abbildung B.20: Woche im Jahr 2030 mit Starkwind - Starklast (27) und Starkwind - Schwachlast (65) Stunde

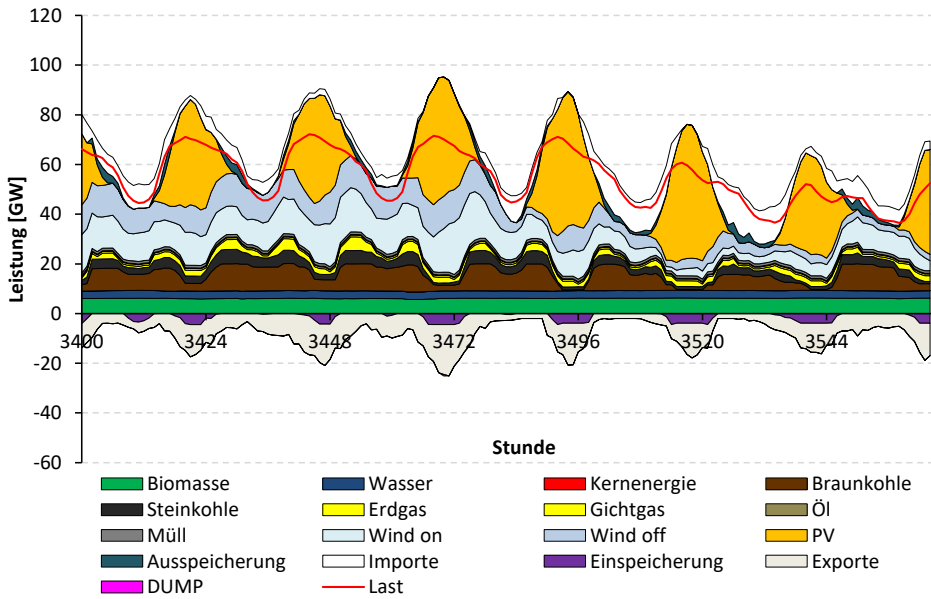


Abbildung B.21: Woche im Jahr 2030 mit Stark-PV - Starklast Stunde 3494

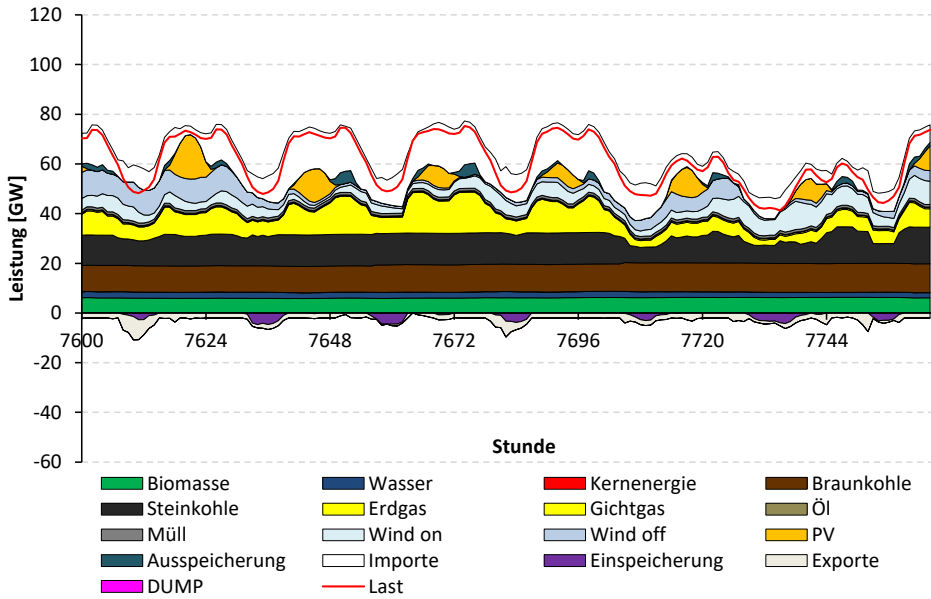


Abbildung B.22: Woche im Jahr 2030 mit Höchstresiduallast Stunde 7650

Indikatoren für die Netzbelastung	W+,L-	W+,L+	PV+,L+	RL+
	27	65	3494	7650
Durchschn. Leitungsauslastung (n-0)	15%	21%	11%	12%
Anzahl überlasteter Leitungen (n-0)	7	5	5	4
Wirkleistungsverluste (n-0) [MW]	2,623	4,248	1,090	993
- davon auf AC Leitungen [MW]	1,211	2,107	484	517
- davon in Transformatoren [MW]	44	108	58	74
- davon im Randnetz [MW]	599	1,264	419	396
- davon im HGÜ Netz [MW]	769	769	129	7
Durchschn. Leitungsauslastung (n-1)	24%	33%	17%	19%
Anzahl überlasteter Leitungen (n-1)	24	37	9	18

Tabelle B.7: Indikatoren für die Netzbelastung der betrachteten Netznutzungsfälle für 2030

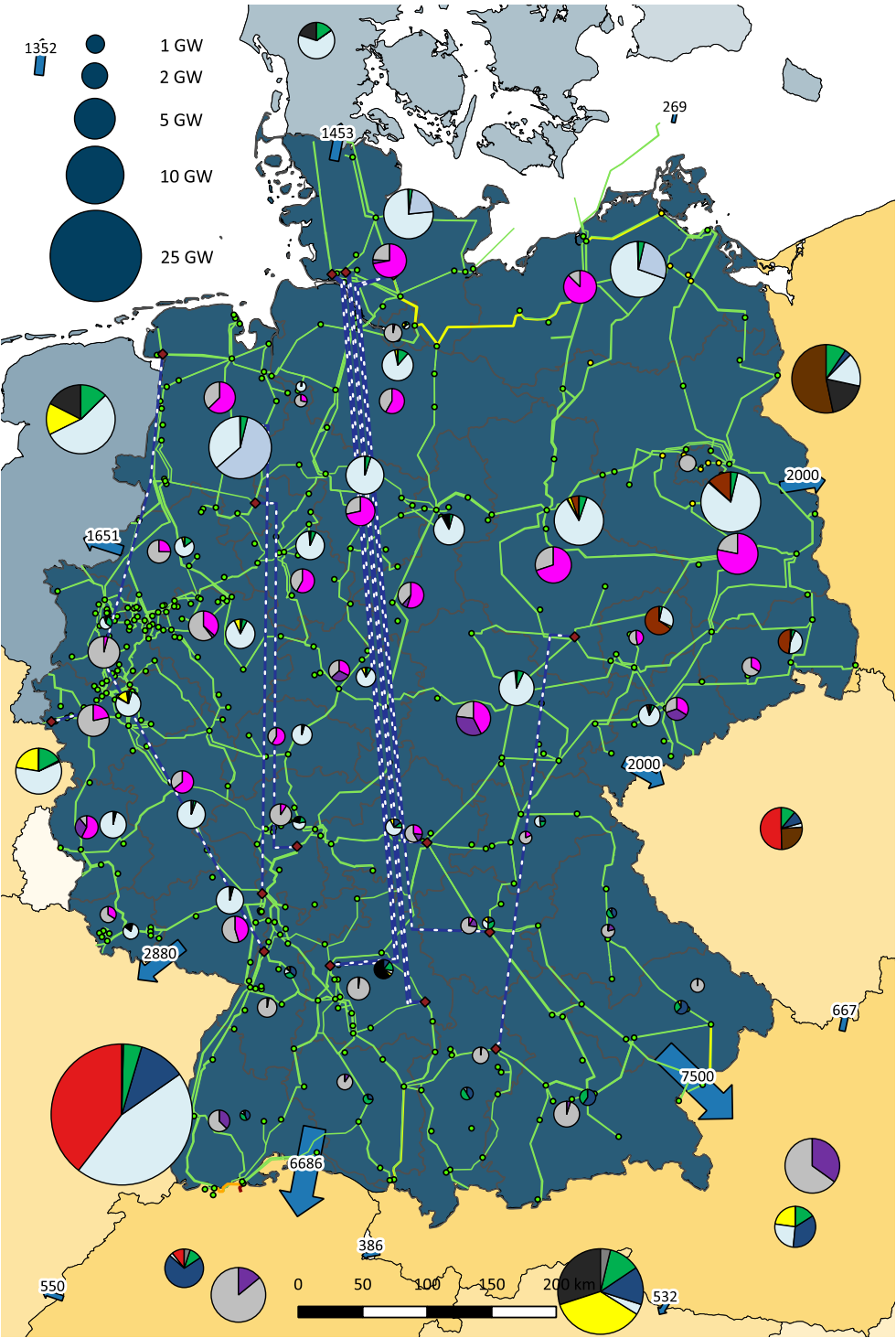


Abbildung B.23: (n-0)-Lastfluss für Stunde 27 des Jahres 2030 im Basisszenario

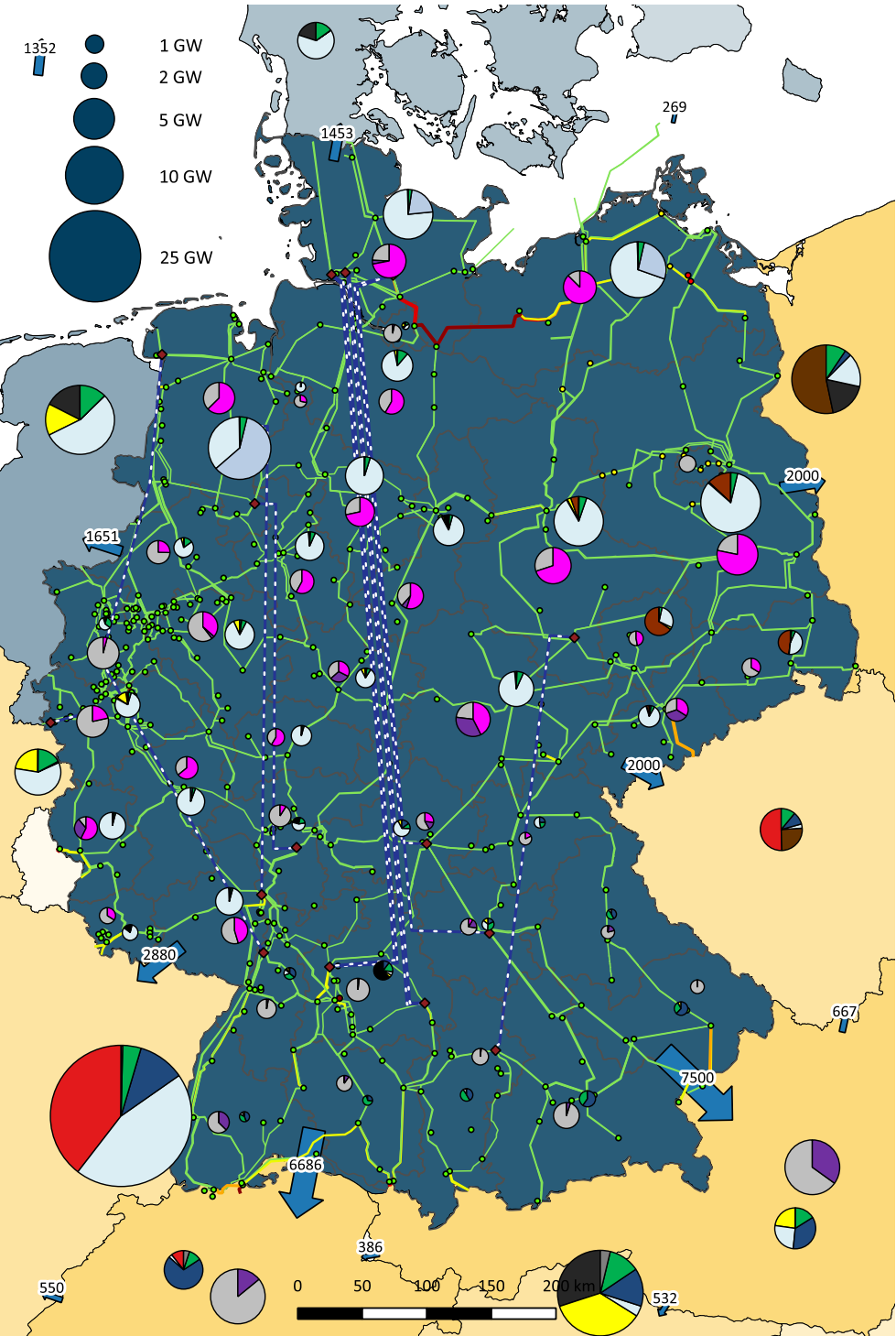


Abbildung B.24: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 27 des Jahres 2030 im Basisszenario

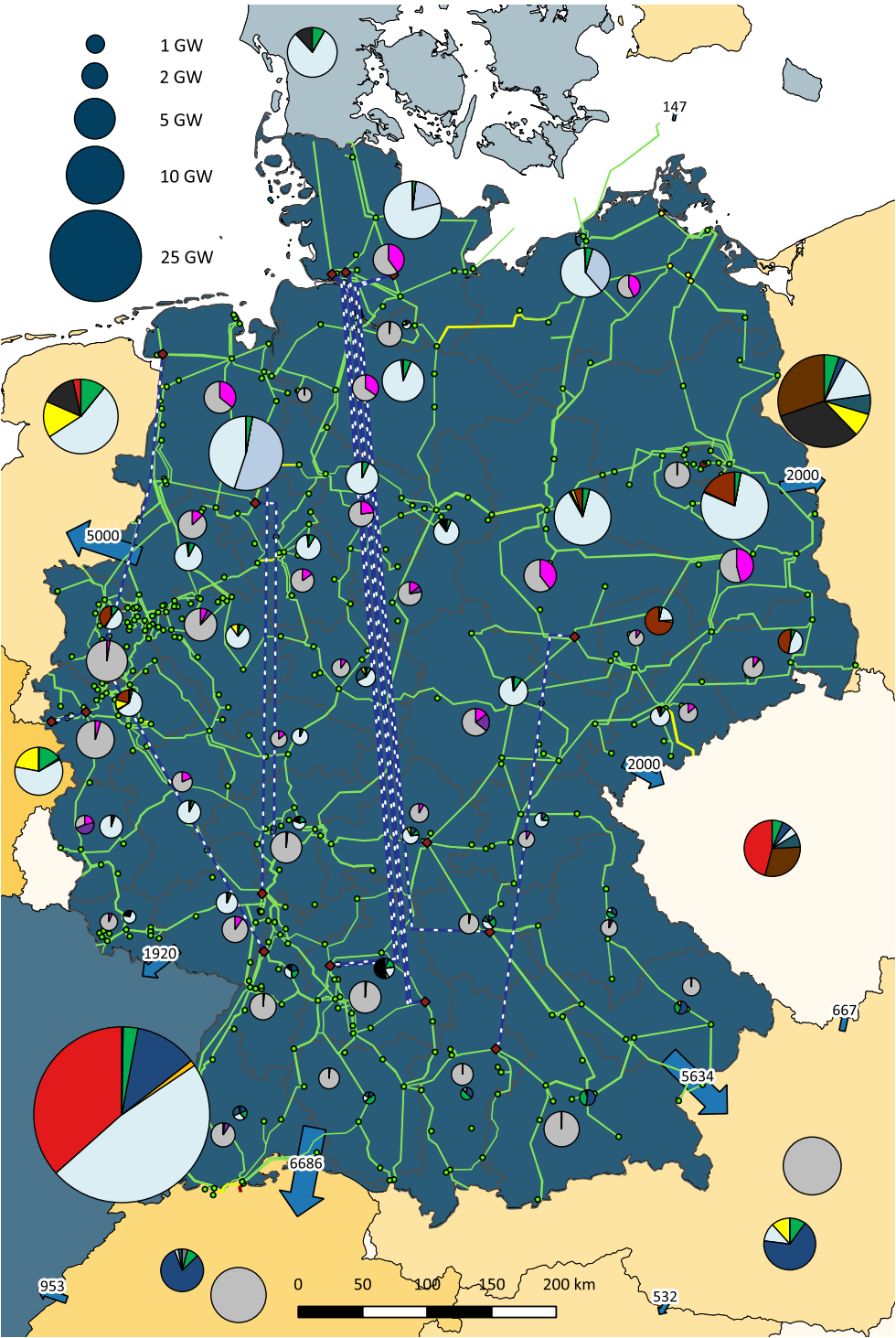


Abbildung B.25: (n-0)-Lastfluss für Stunde 65 des Jahres 2030 im Basisszenario

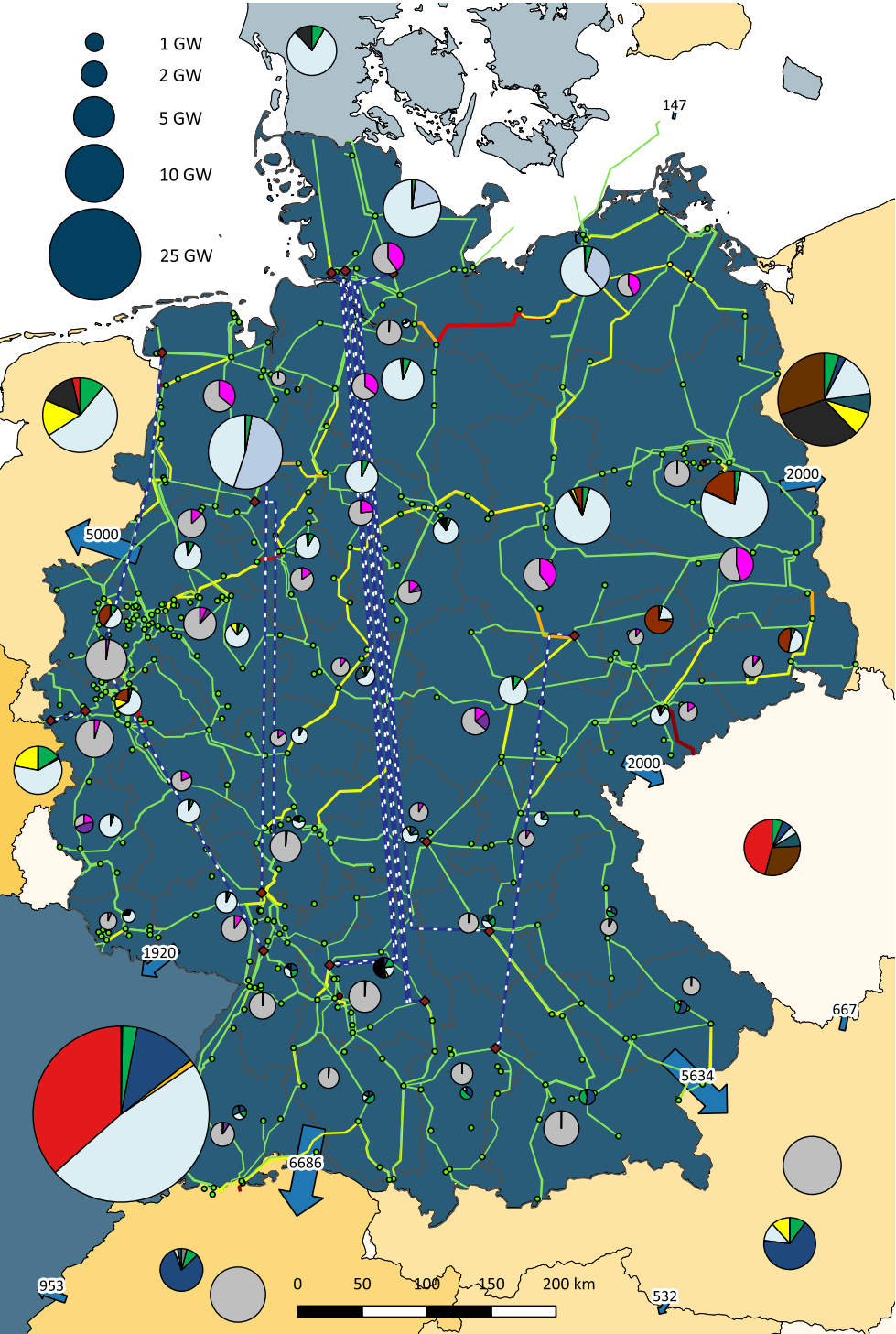


Abbildung B.26: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 65 des Jahres 2030 im Basisszenario

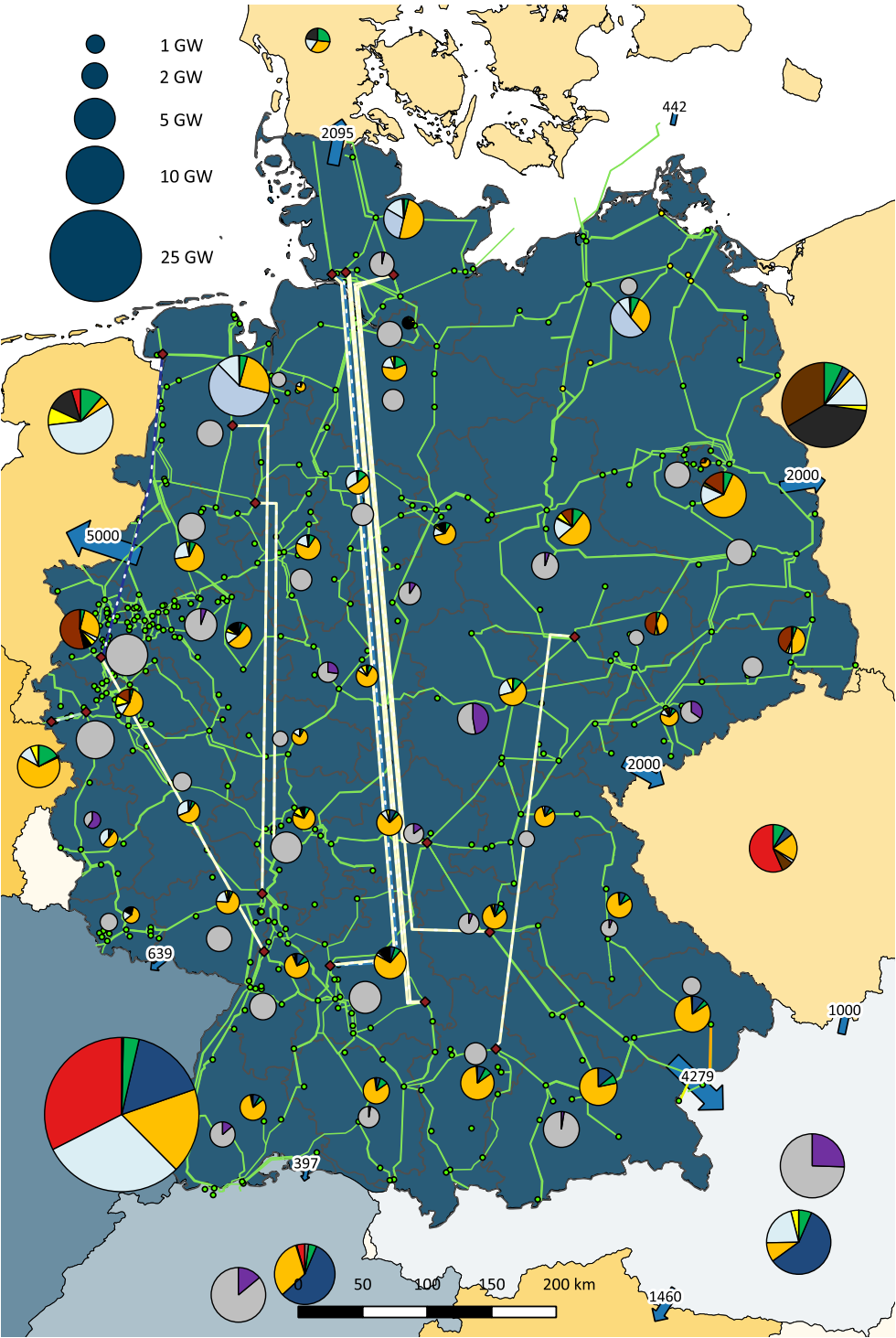


Abbildung B.27: (n-0)-Lastfluss für Stunde 3494 des Jahres 2030 im Basisszenario

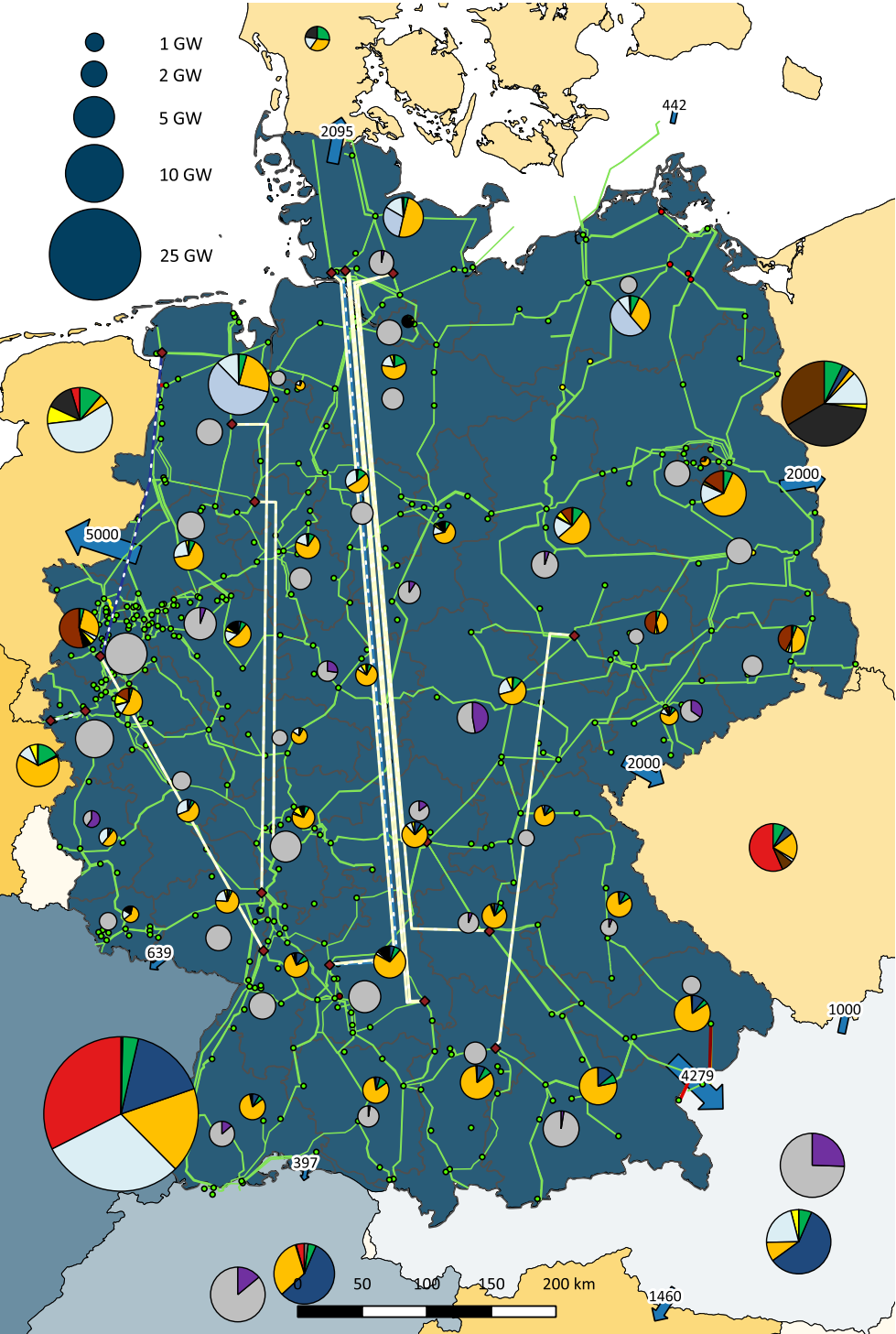


Abbildung B.28: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 3494 des Jahres 2030 im Basisszenario

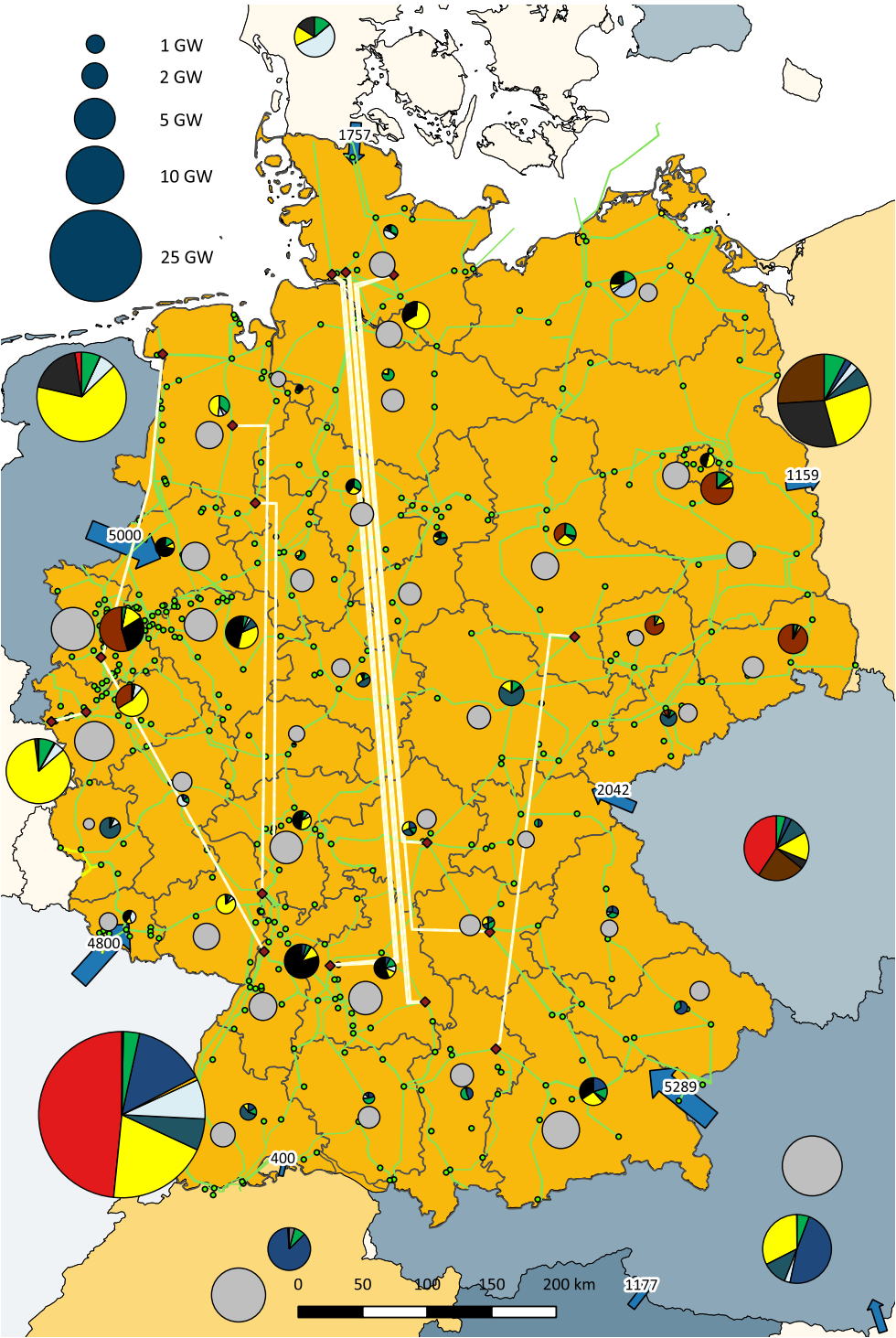


Abbildung B.29: (n-0)-Lastfluss für Stunde 7650 des Jahres 2030 im Basisszenario

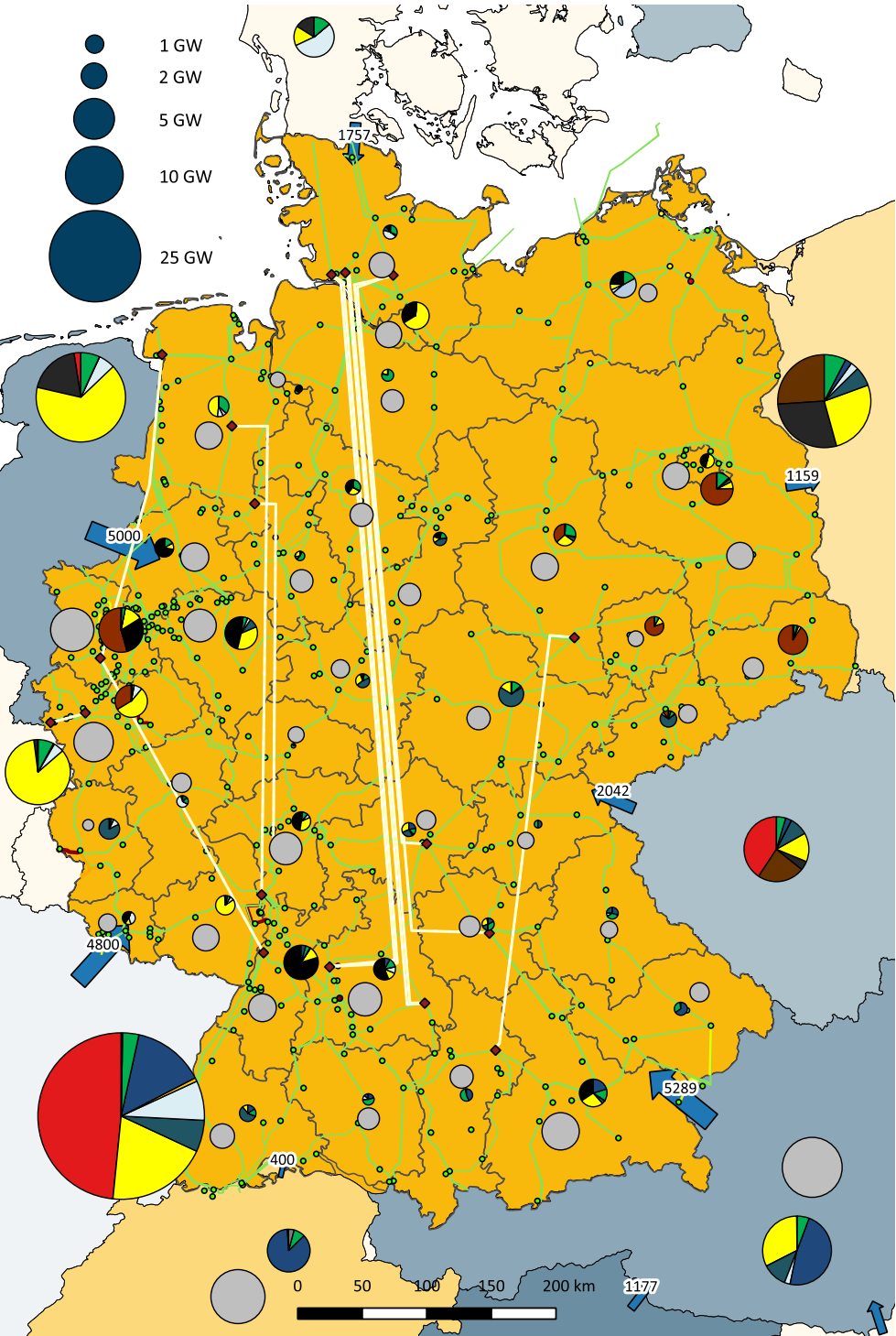


Abbildung B.30: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 7650 des Jahres 2030 im Basisszenario

B.5 Netzberechnungen für das Basisszenario 2035

Leistungsgröße [MW]	W+,L-	W+,L+	PV+,L+	RL+
	27	65	3494	7650
Last	34737	63321	65591	71421
Kernenergie	0	0	0	0
Braunkohle	4696	5381	352	8129
Steinkohle	1031	2033	903	9324
Erdgas	1586	1586	2675	14600
Gichtgas	289	289	700	617
Öl	197	160	272	112
Einspeicherung	-4291	-1408	-3887	0
Ausspeicherung	86	815	0	4414
Biomasse/Müll	5978	5987	6273	6168
Wind on	75552	80168	11381	2399
Wind off	16542	19398	15633	1852
PV	0	152	47055	11
Wasser	2375	2002	3057	2401
Importe	0	0	0	24392
Exporte	-25825	-25215	-18822	-3000
DUMP	-43478	-28026	0	0
Residuallast	-65710	-44386	-17808	58589

Tabelle B.8: Einspeisungen und Lasten in den betrachteten Netznutzungsfällen für 2035

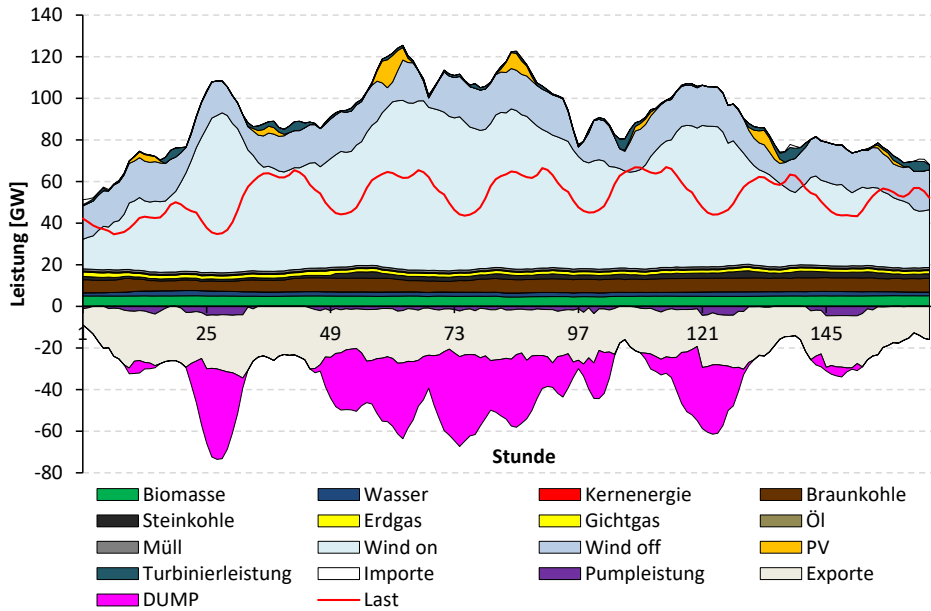


Abbildung B.31: Woche im Jahr 2035 mit Starkwind - Starklast (27) und Starkwind - Schwachlast (65) Stunde

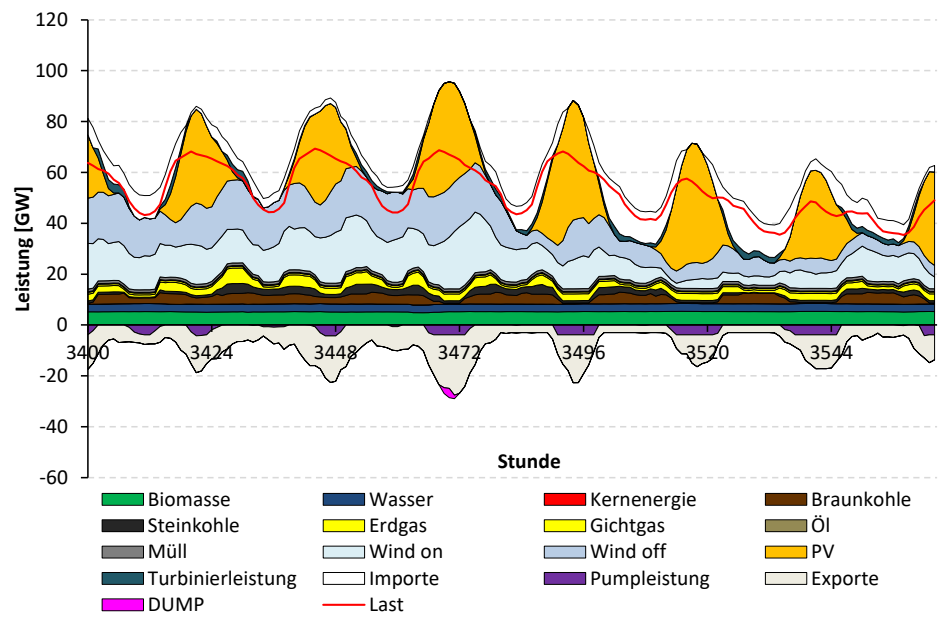


Abbildung B.32: Woche im Jahr 2035 mit Stark-PV - Starklast Stunde 3494

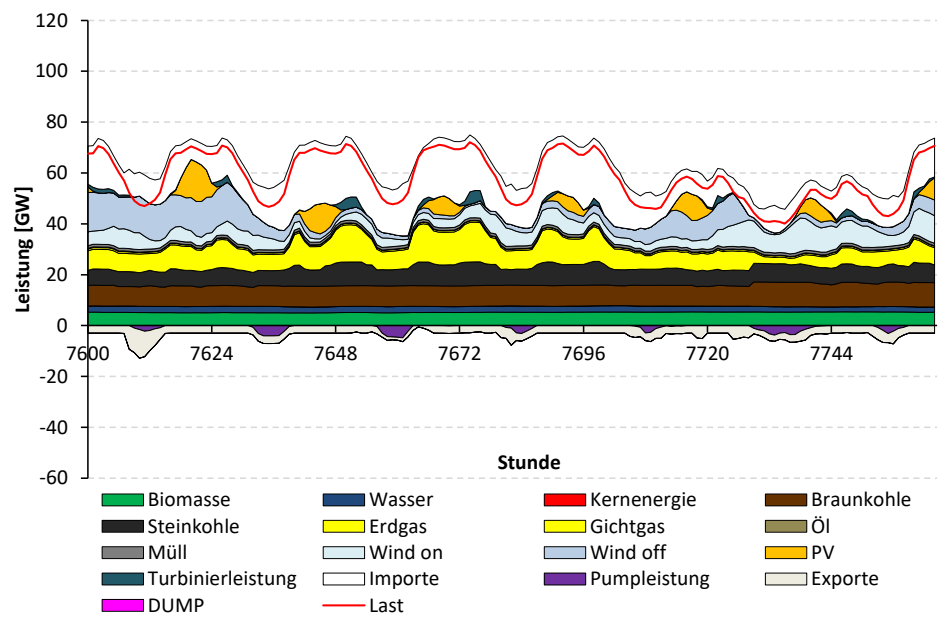


Abbildung B.33: Woche im Jahr 2035 mit Höchstresiduallast Stunde 7650

Indikatoren für die Netzbelastung	W+,L-	W+,L+	PV+,L+	RL+
	27	65	3494	7650
Durchschn. Leitungsauslastung (n-0)	14%	19%	11%	12%
Anzahl überlasteter Leitungen (n-0)	6	6	5	5
Wirkleistungsverluste (n-0) [MW]	2,676	3,695	1,545	1,156
- davon auf AC Leitungen [MW]	1,074	1,692	549	557
- davon in Transformatoren [MW]	41	96	56	66
- davon im Randnetz [MW]	518	994	365	393
- davon im HGÜ Netz [MW]	1,043	913	576	140
Durchschn. Leitungsauslastung (n-1)	22%	30%	18%	19%
Anzahl überlasteter Leitungen (n-1)	19	26	10	17

Tabelle B.9: Indikatoren für die Netzbelastung der betrachteten Netznutzungsfälle für 2035

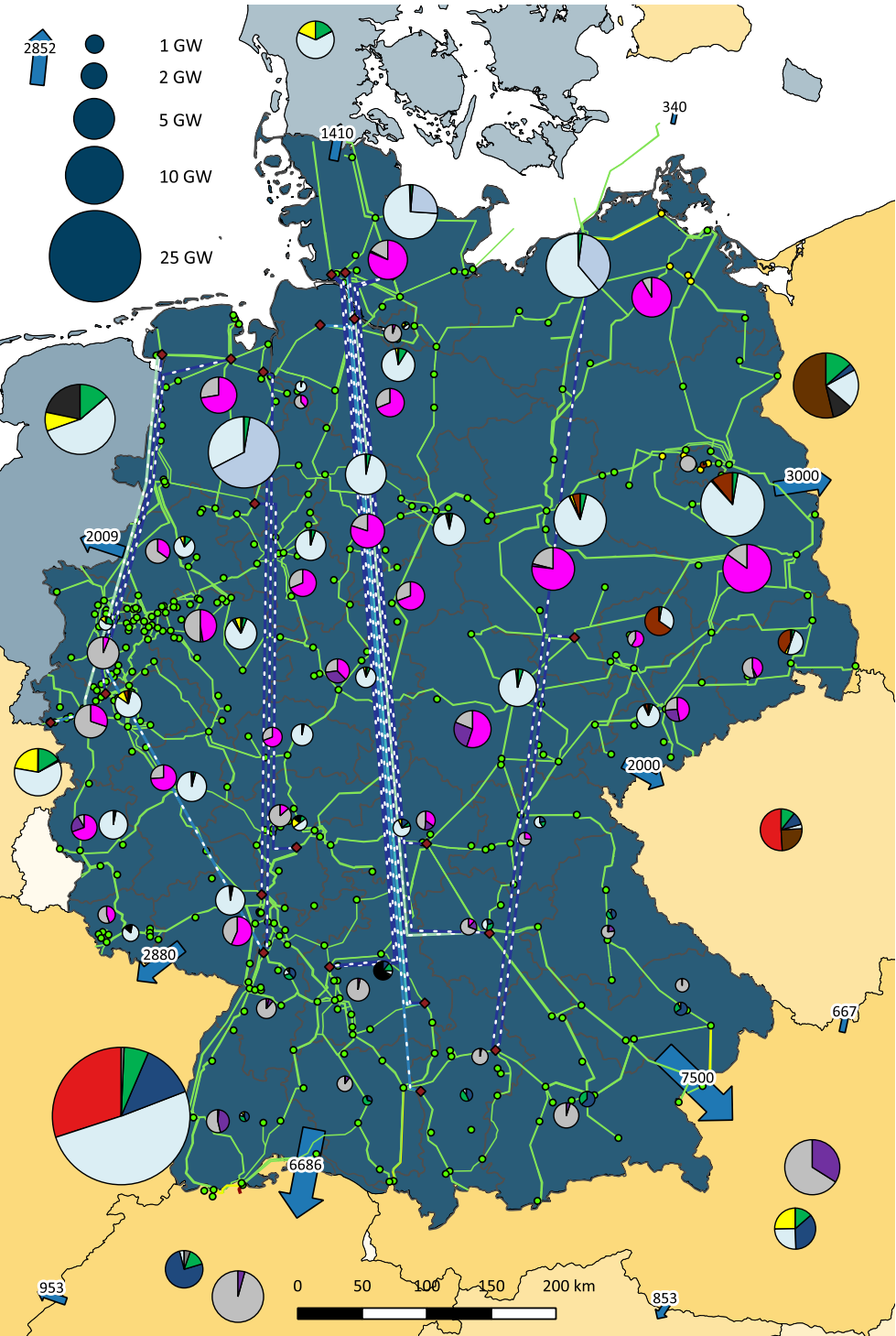


Abbildung B.34: (n-0)-Lastfluss für Stunde 27 des Jahres 2035 im Basisszenario

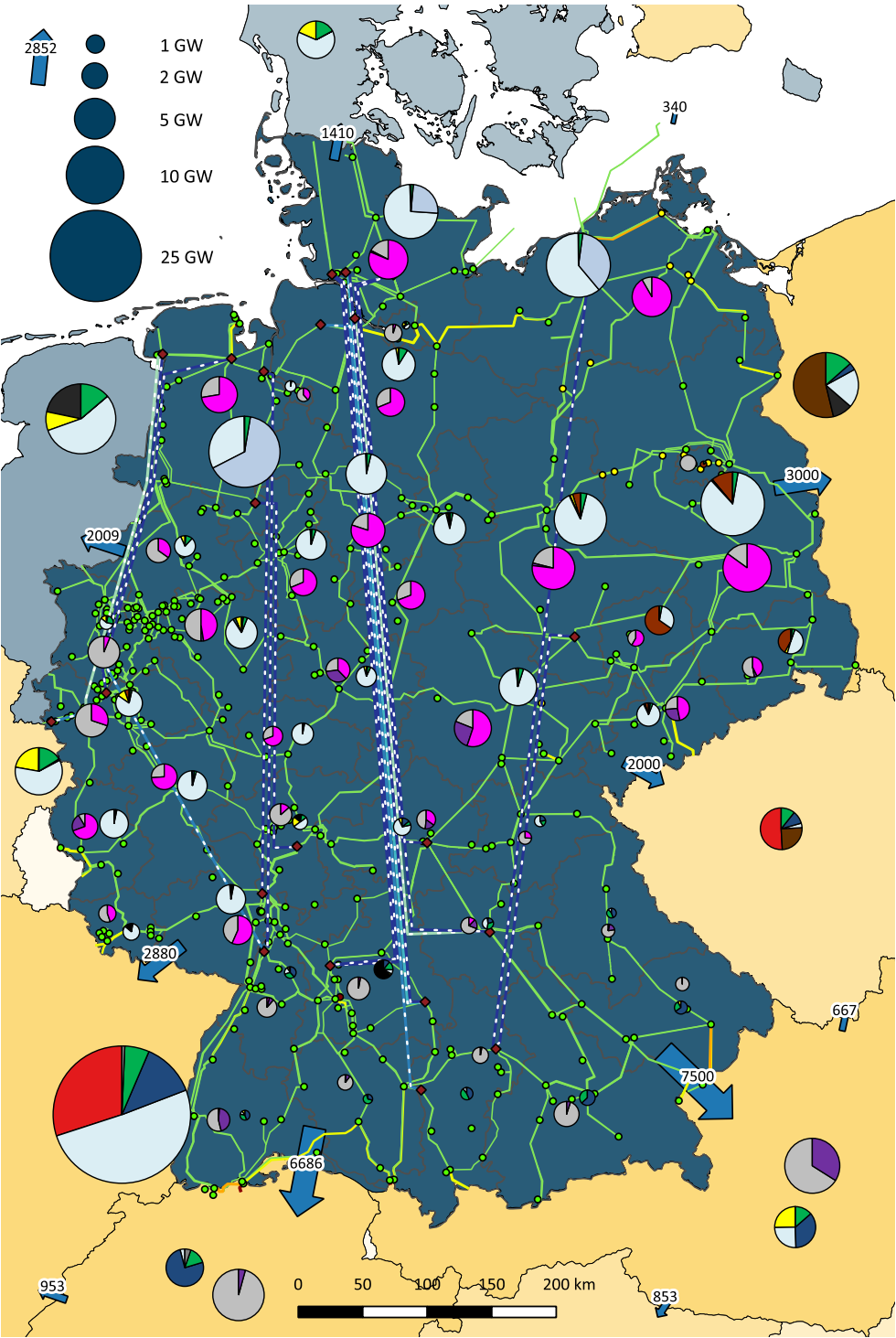


Abbildung B.35: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 27 des Jahres 2035 im Basisszenario

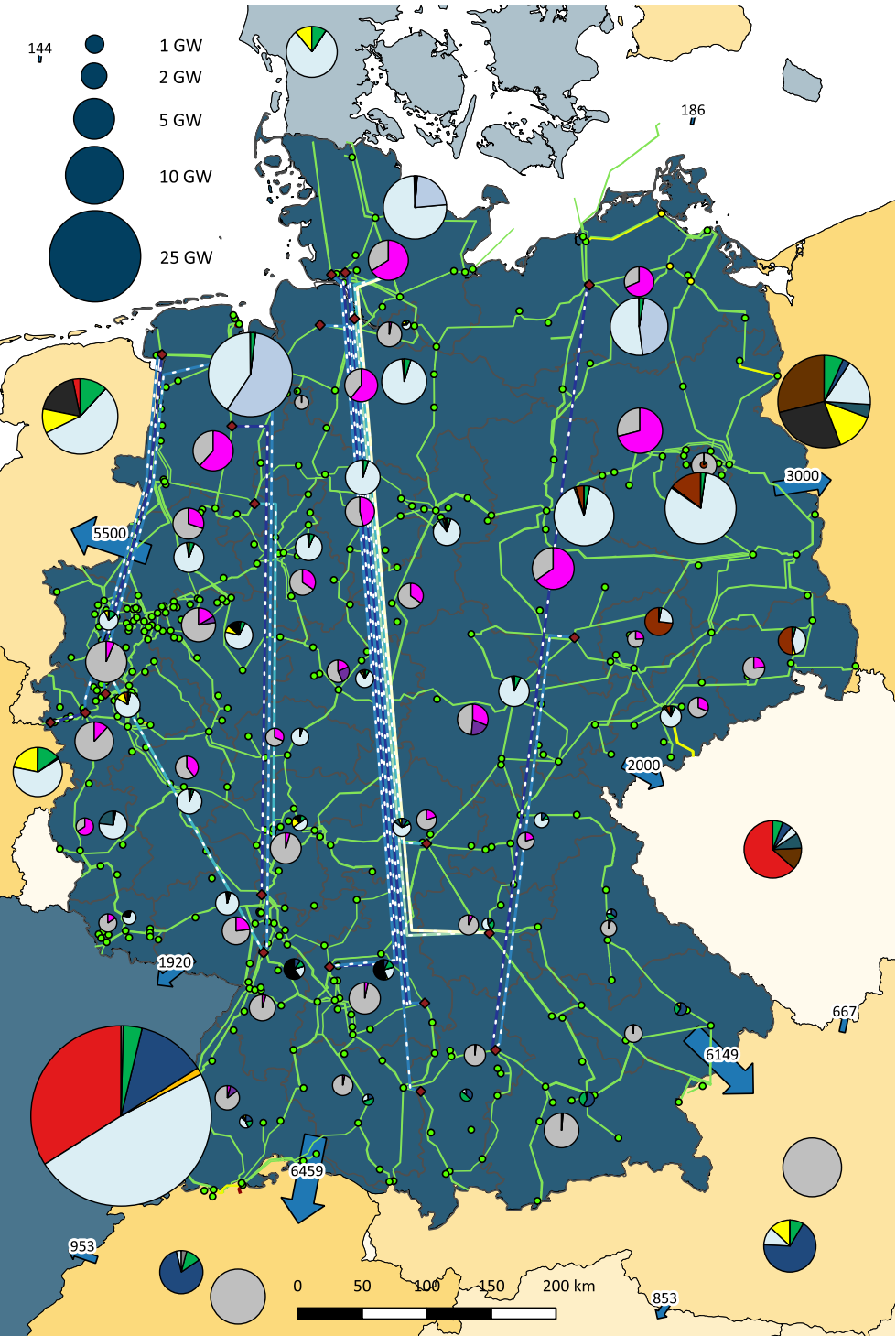


Abbildung B.36: (n-0)-Lastfluss für Stunde 65 des Jahres 2035 im Basisszenario

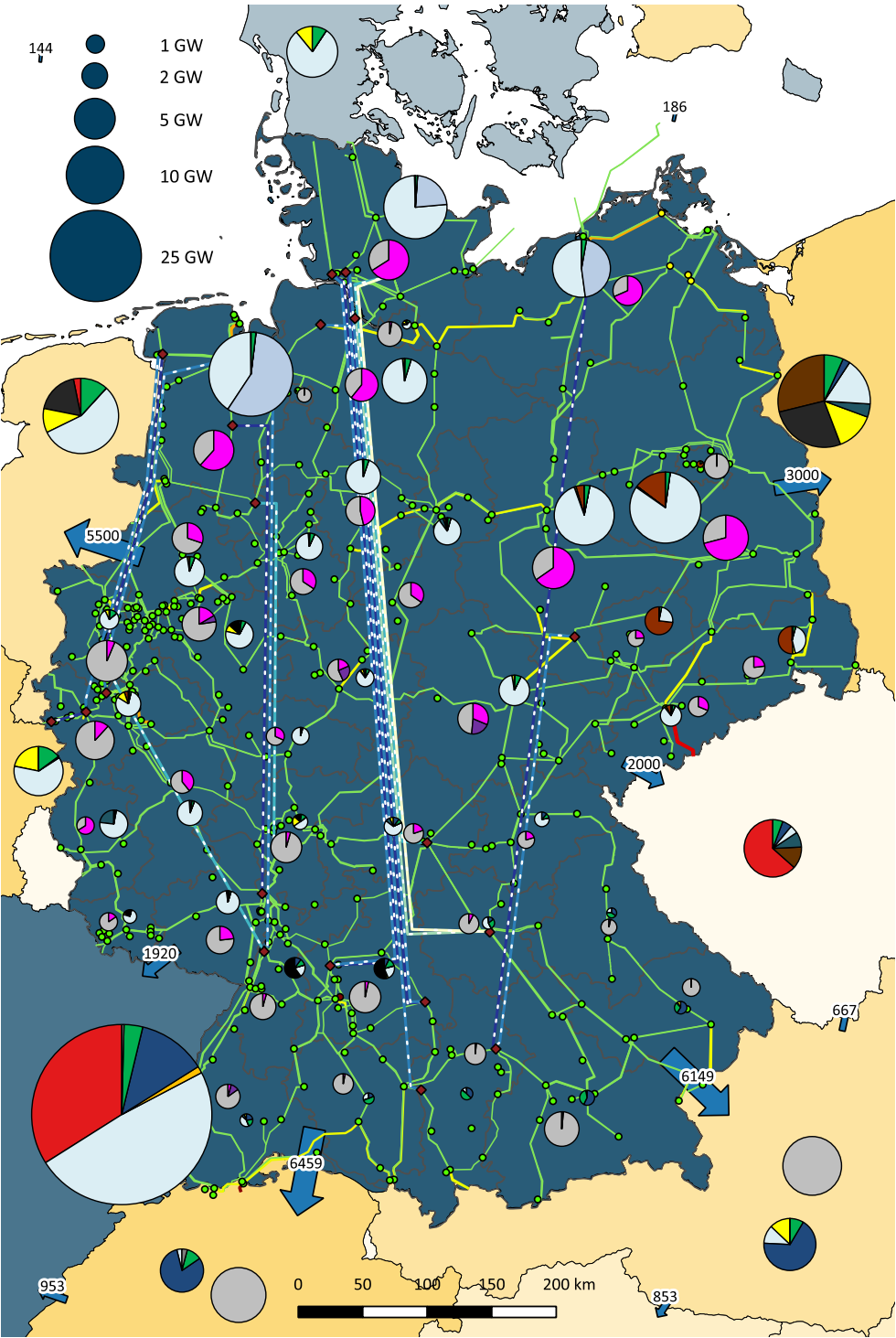


Abbildung B.37: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 65 des Jahres 2035 im Basisszenario

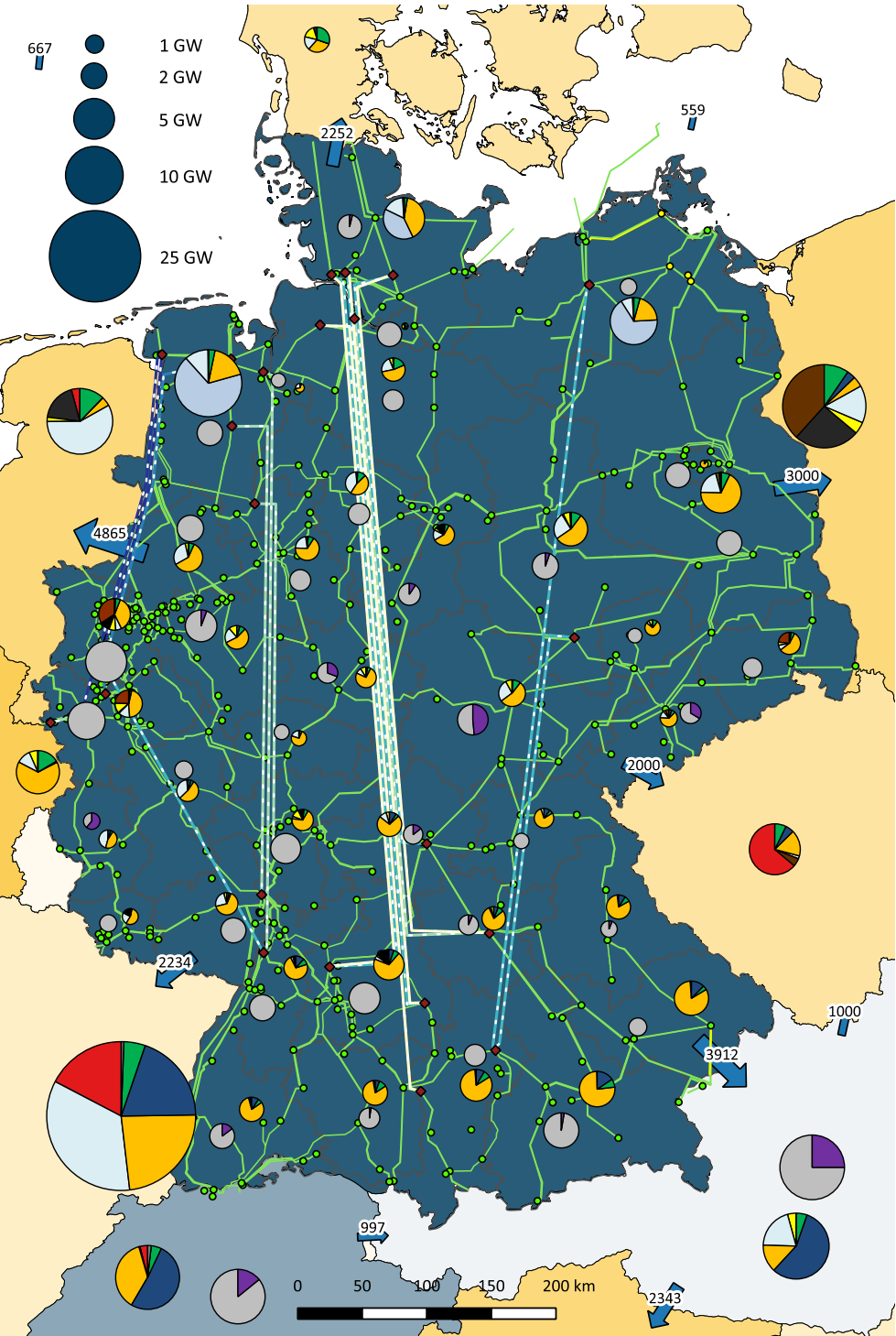


Abbildung B.38: (n-0)-Lastfluss für Stunde 3494 des Jahres 2035 im Basisszenario

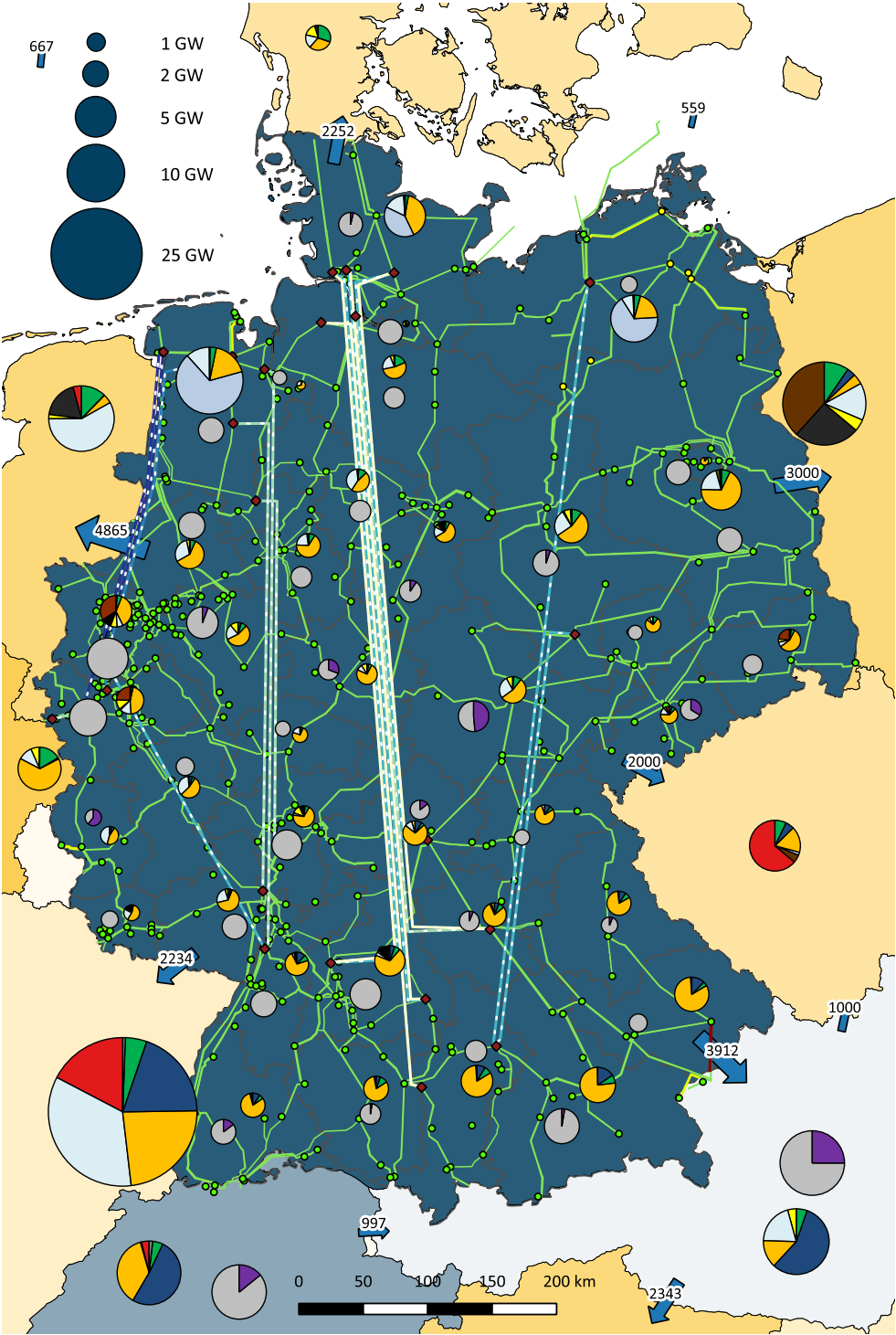


Abbildung B.39: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 3494 des Jahres 2035 im Basisszenario

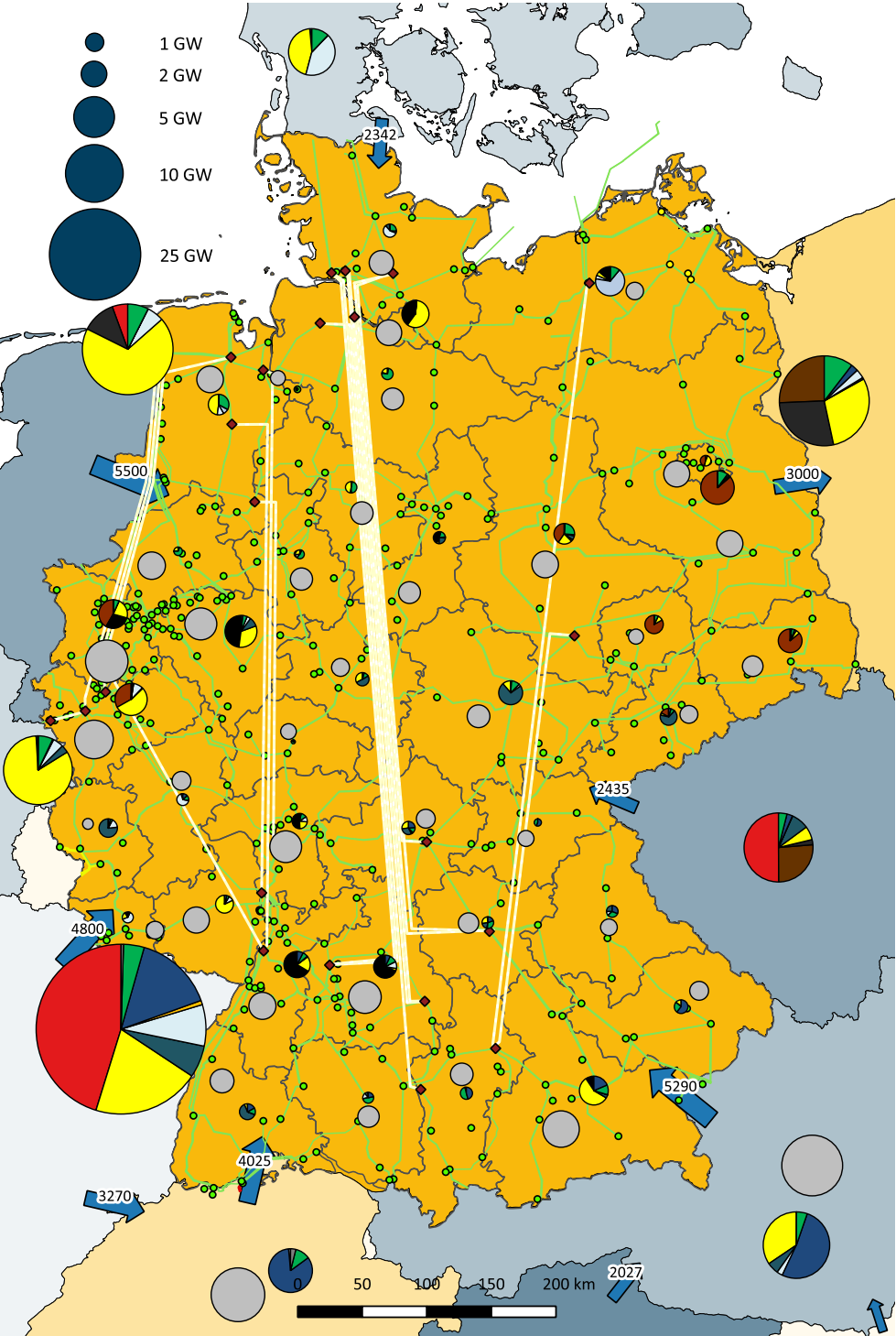


Abbildung B.40: (n-0)-Lastfluss für Stunde 7650 des Jahres 2035 im Basisszenario

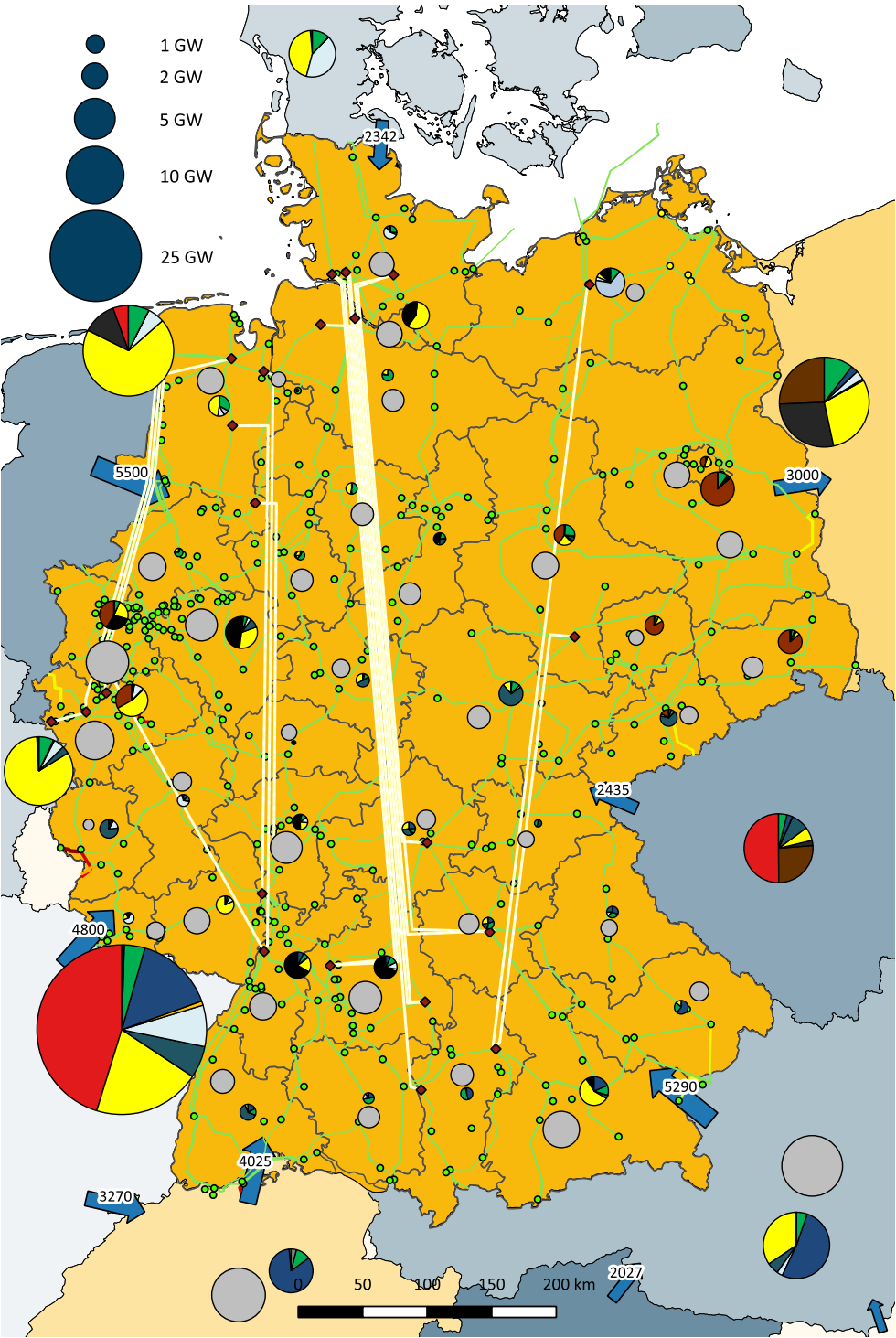


Abbildung B.41: (n-1)-Ausfallrechnung für Stunde 7650 des Jahres 2035 im Basisszenario

C Anhang zu den Ergebnissen des Szenarios A

C.1 Netzberechnungen zu Szenario A

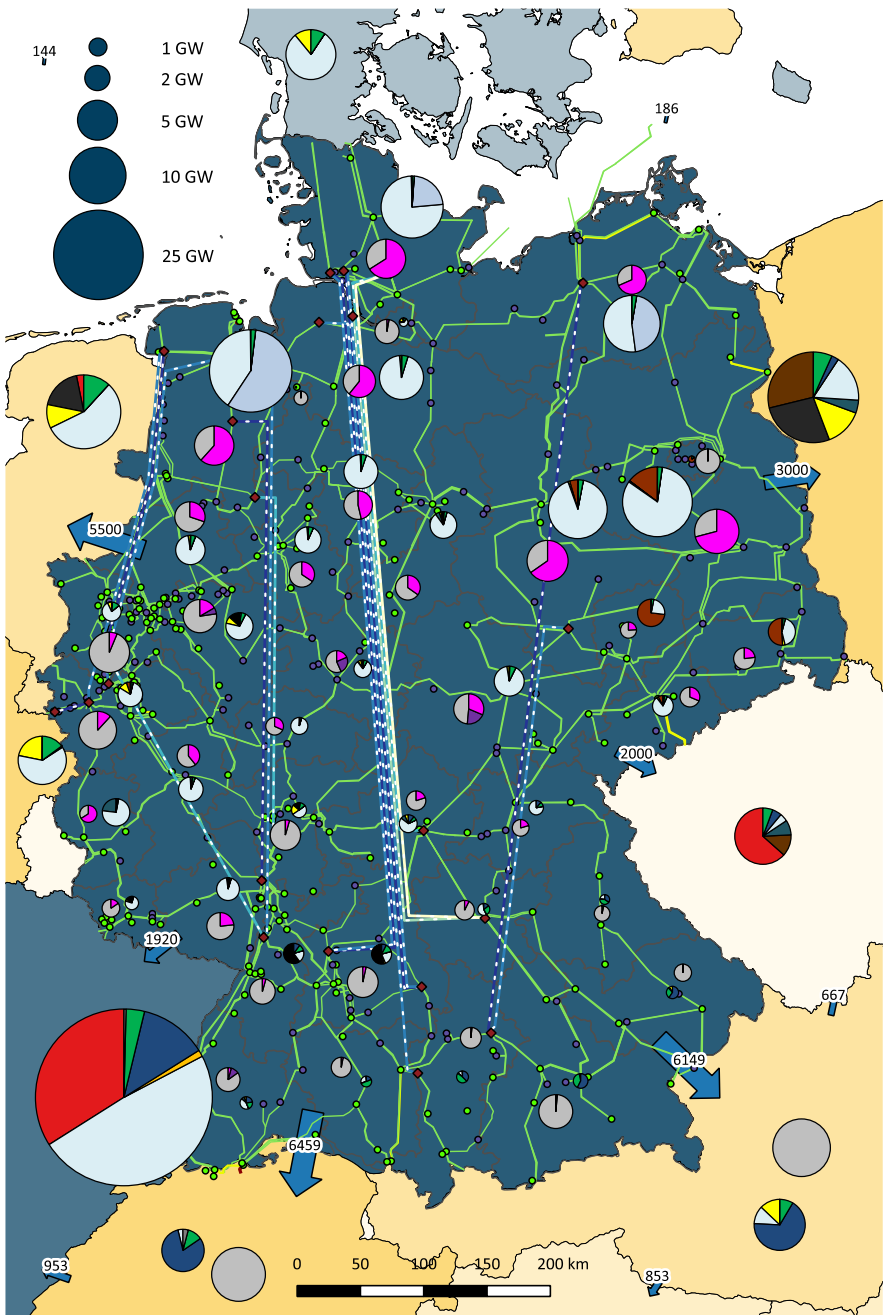


Abbildung C.1: (n-0)-DC-Lastfluss für h65 im Jahr 2035 aufgebracht auf die Netztopologie für 2035

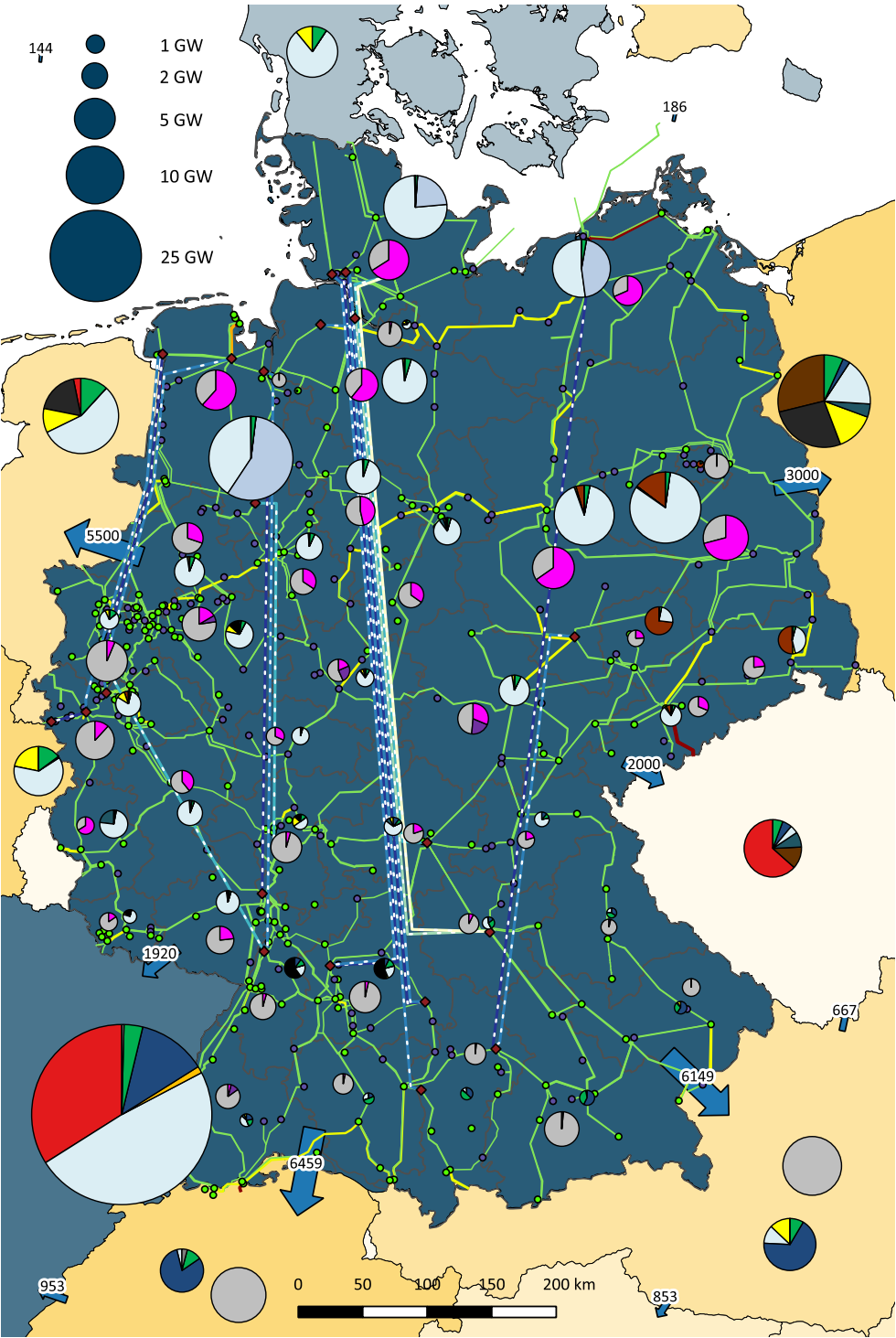


Abbildung C.2: (n-1)-DC-Rechnung für h65 im Jahr 2035 aufgeprägt auf die Netztopologie für 2035

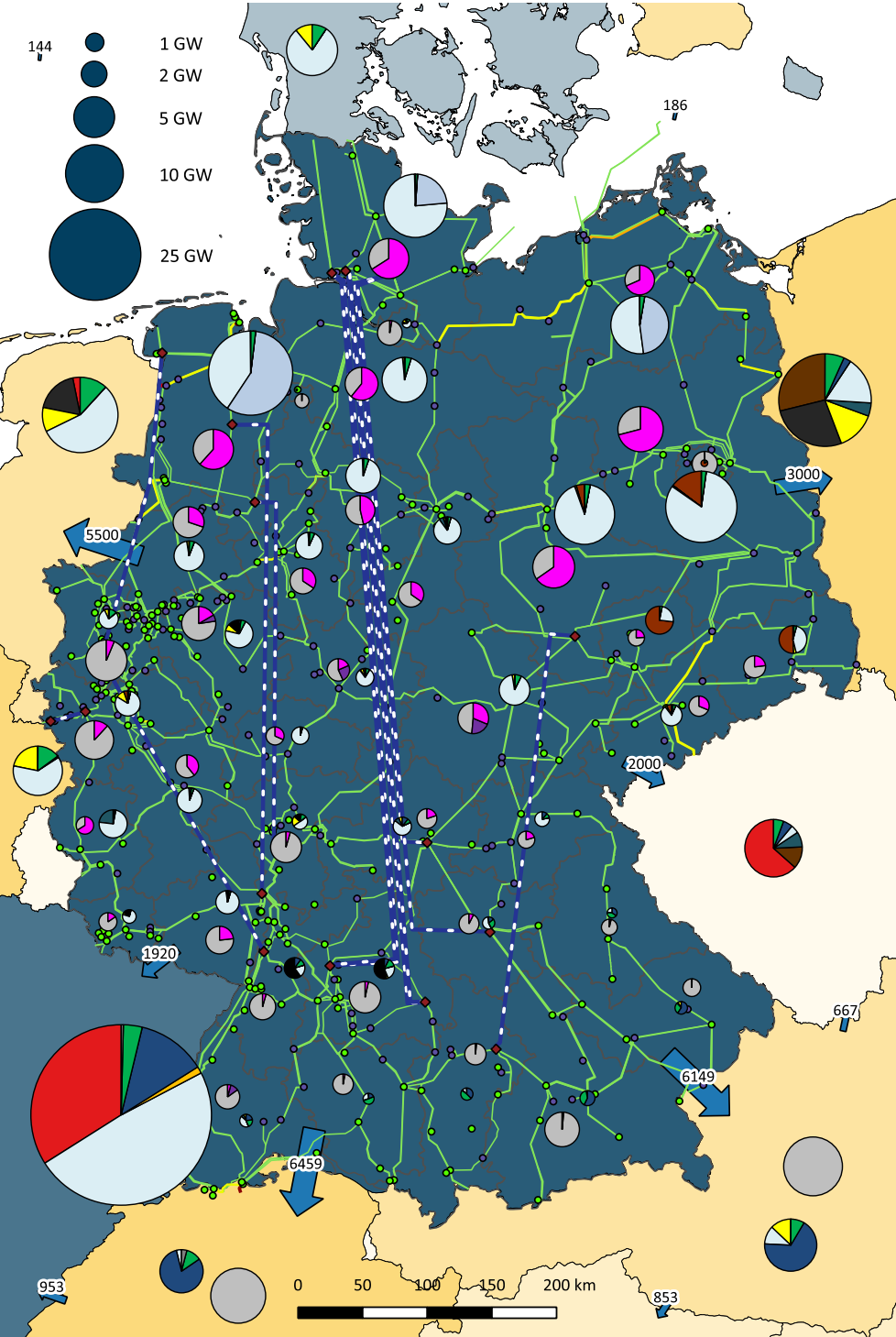


Abbildung C.3: (n-0)-DC-Rechnung für h65 im Jahr 2035 aufgelegt auf die Netztopologie für 2030

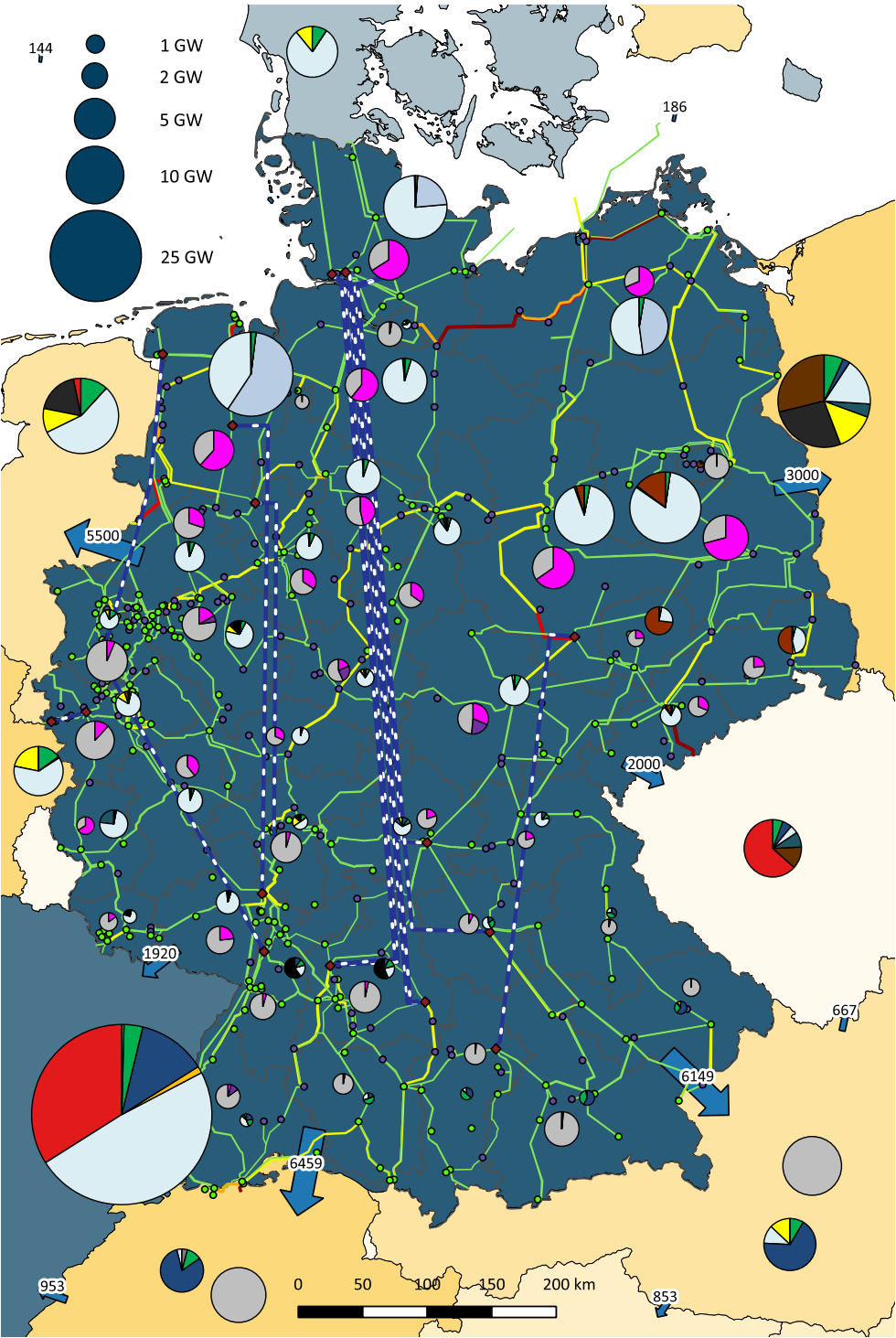


Abbildung C.4: (n-1)-DC-Rechnung für h65 im Jahr 2035 aufgeprägt auf die Netztopologie für 2030

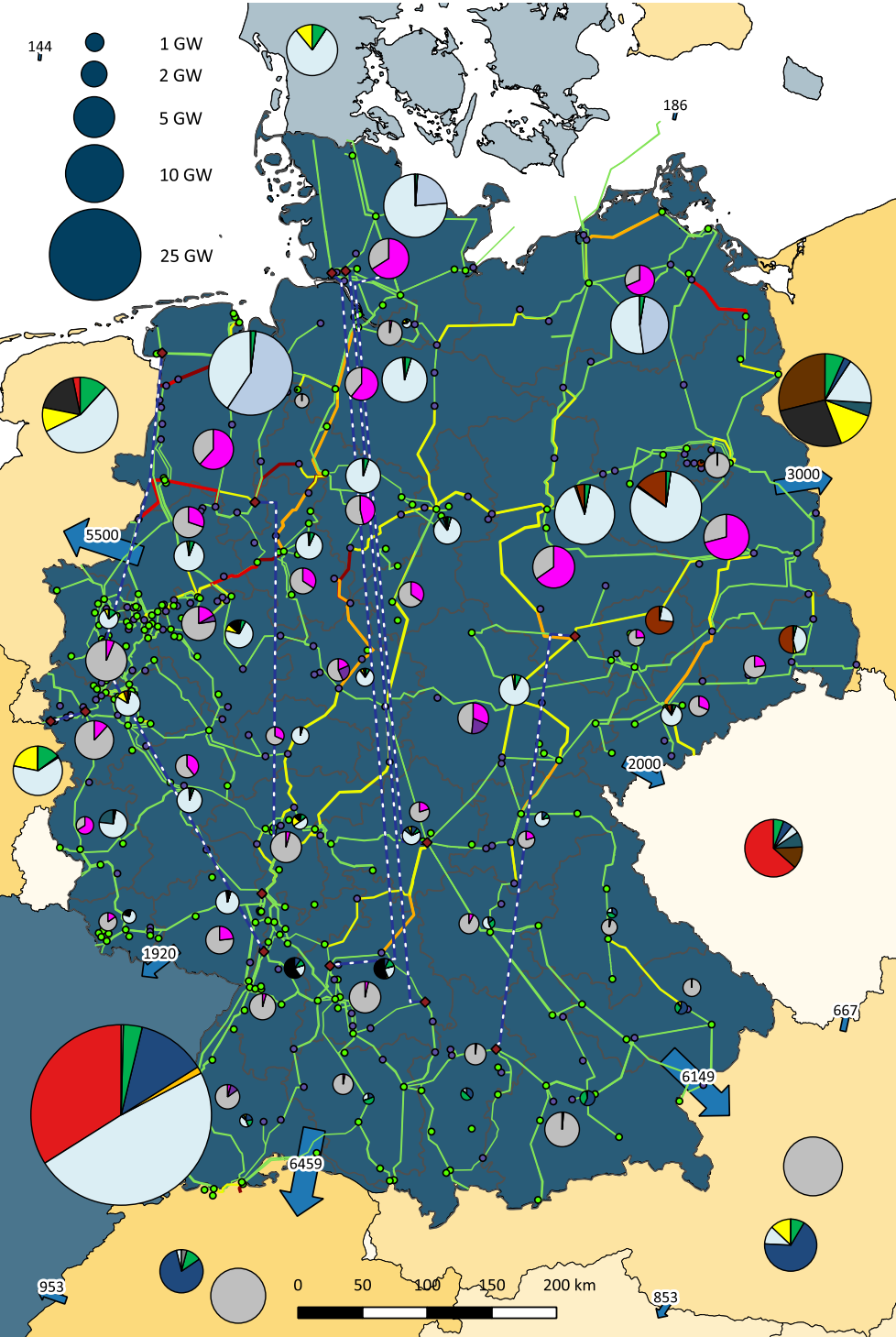


Abbildung C.5: (n-0)-DC-Rechnung für h65 im Jahr 2035 aufgeprägt auf die Netztopologie für 2025

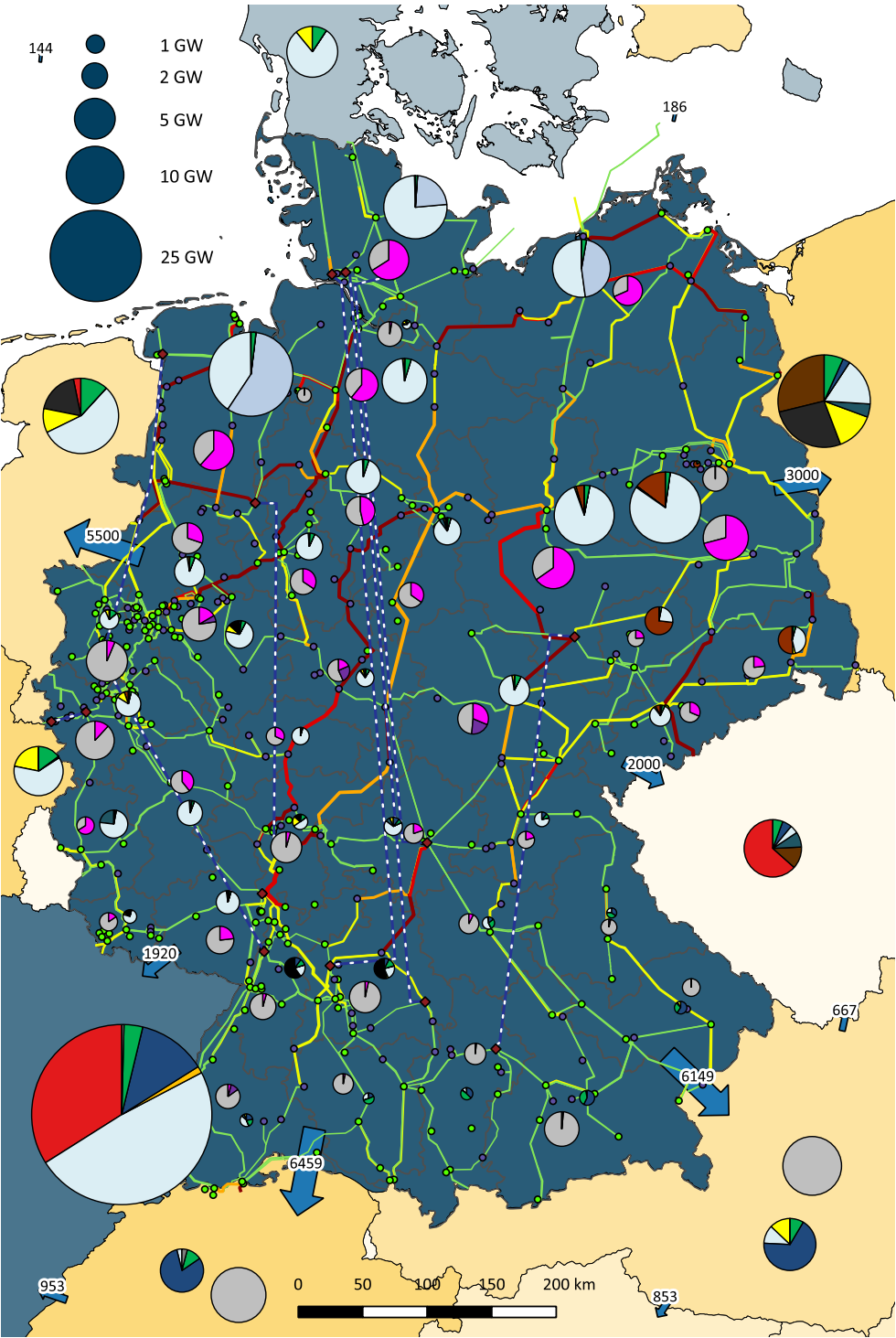


Abbildung C.6: (n-1)-DC-Rechnung für h65 im Jahr 2035 aufgeprägt auf die Netztopologie für 2025

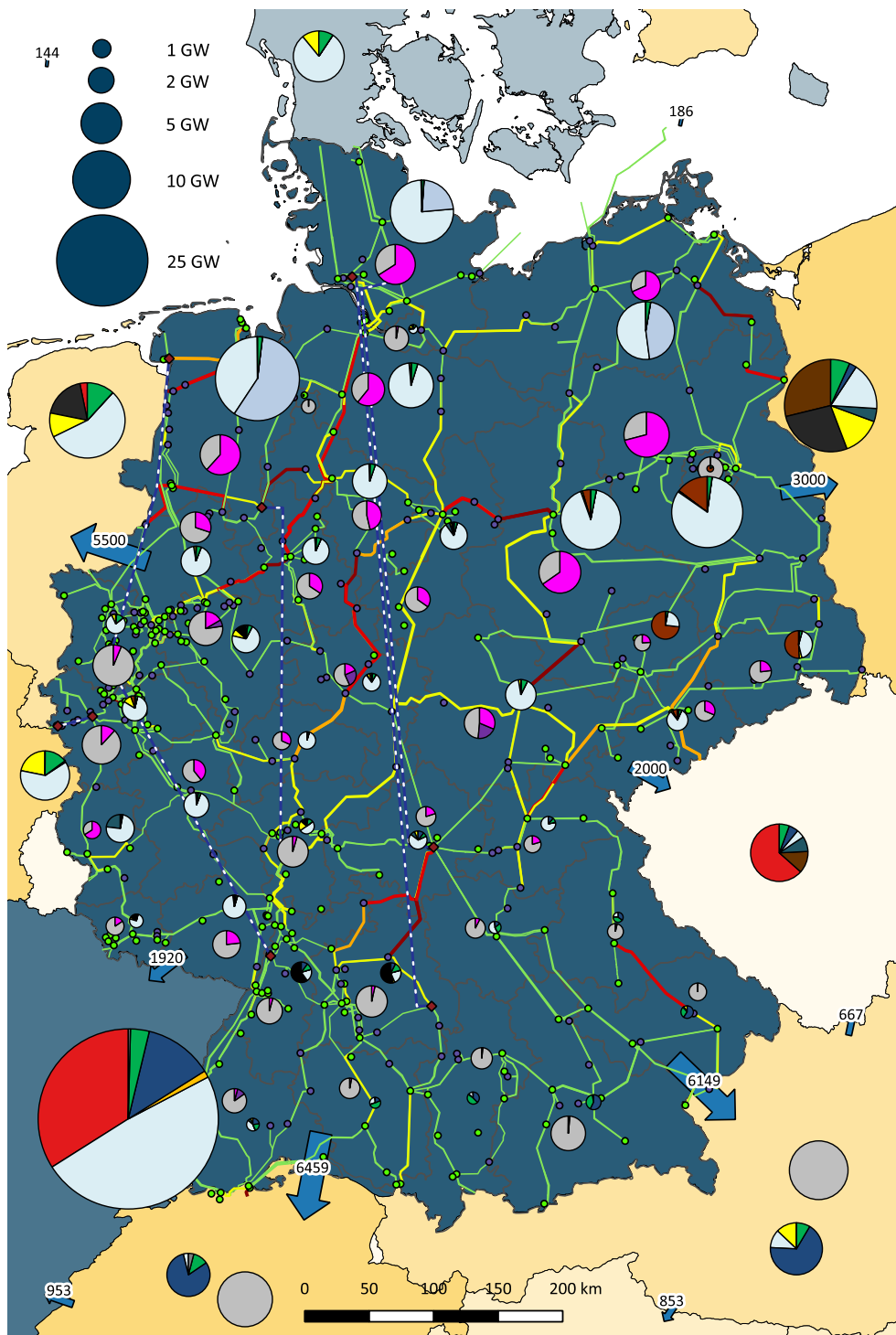


Abbildung C.7: (n-0)-DC-Rechnung für h65 im Jahr 2035 aufgeträgt auf die Netztopologie für 2020

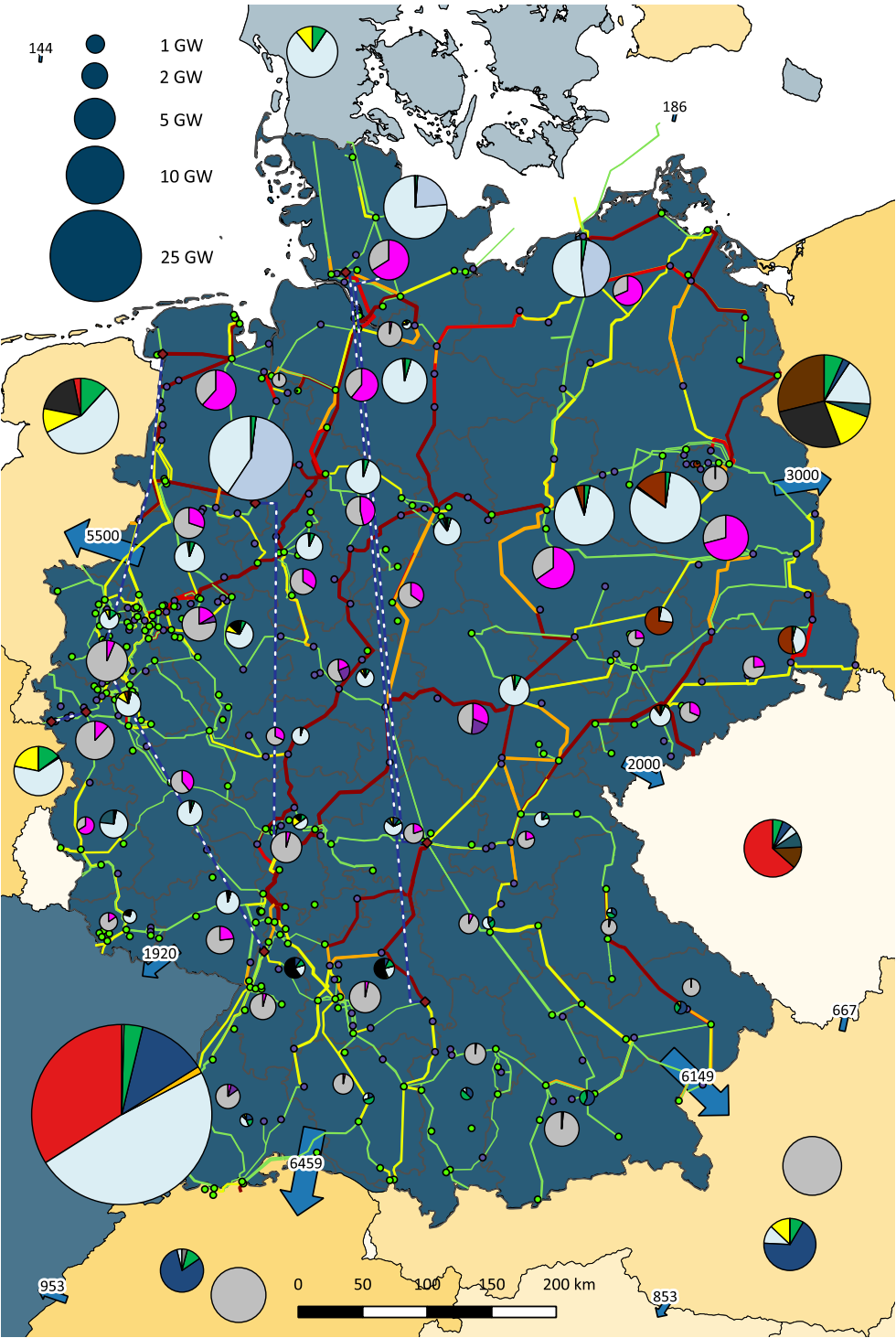


Abbildung C.8: (n-1)-DC-Rechnung für h65 im Jahr 2035 aufgeprägt auf die Netztopologie für 2020

Band / Volume 471

Entwicklung von korrosionsstabilen Schutzschichten für oxidische Faserverbundwerkstoffe

C. S. Gatzert (2019), II, 143 pp

ISBN: 978-3-95806-422-5

Band / Volume 472

Coatings for Metallic Bipolar Plates in High-Temperature Polymer Electrolyte Fuel Cells

R. Li (2019), II, 119 pp

ISBN: 978-3-95806-425-6

Band / Volume 473

Thermochemische Eigenschaften von kombinierten Katalysator- und Sauerstoffträgersystemen für die partielle Oxidation von Teeren aus der Biomassevergasung

M. Ma (2019), VII, 157 pp

ISBN: 978-3-95806-426-3

Band / Volume 474

Einfluss der klimatischen Fertigungsumgebung auf die Mechanik und Rissstrukturierung der elektrodenbeschichteten Membran einer PEM-Brennstoffzelle

B. Wienk-Borgert (2019), IV, 141 pp

ISBN: 978-3-95806-428-7

Band / Volume 475

Reversible wasserstoffbetriebene Festoxidzellensysteme

M. H. Frank (2019), 187 pp

ISBN: 978-3-95806-430-0

Band / Volume 476

Partitioning of carbon dioxide exchange in rapidly and slowly changing ecosystems

P. Ney (2019), xvi, 95 pp

ISBN: 978-3-95806-431-7

Band / Volume 477

Massentransportphänomene in Schichtsystemen eines Elektrolyseurs

U. Panchenko (2019), 107 pp

ISBN: 978-3-95806-433-1

Band / Volume 478

Mechanische Eigenschaften von Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzellen

P. Irmischer (2019), vii, 177 pp

ISBN: 978-3-95806-435-5

Band / Volume 479

**Morphology and Degradation of High Temperature
Polymer Electrolyte Fuel Cell Electrodes**

S. Liu (2019), III, 162 pp

ISBN: 978-3-95806-436-2

Band / Volume 480

**Structural uptake and retention of safety relevant radionuclides by
cementitious materials**

S. Lange (2019), 133 pp

ISBN: 978-3-95806-437-9

Band / Volume 481

**Quantifying the Impact of Inhomogeneity, Transport and
Recombination in Emerging Thin-Film Solar Cells**

P. Kaienburg (2019), vii, 258 pp

ISBN: 978-3-95806-440-9

Band / Volume 482

**Studies of oxidation resistant tungsten alloys
at temperatures of 1100K to 1475K**

F. Klein (2019), 158 pp

ISBN: 978-3-95806-444-7

Band / Volume 483

**Impact Assessment of Land-Use Change and Agricultural Treatments on
Greenhouse Gas Emissions from Wetlands of Uganda and Tanzania**

K. X. X. Wagner (2019), 144 pp

ISBN: 978-3-95806-447-8

Band / Volume 484

IEK-3 Report 2019

Tailor-Made Energy Conversion for Sustainable Fuels

D. Stolten, B. Emonts (Eds.) (2020), 162 pp

ISBN: 978-3-95806-451-5

Band / Volume 485

Multiskalare Modellierung integrierter Energie- und Elektrizitätssysteme

T. C. Pesch (2019), XXV, 384 pp

ISBN: 978-3-95806-452-2

Weitere **Schriften des Verlags im Forschungszentrum Jülich** unter
<http://www.zbw1.fz-juelich.de/verlagextern1/index.asp>

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 485
ISBN 978-3-95806-452-2