



Dipl.-Ing. Gernot Nischler

**Zukunftsorientierte
elektrizitätswirtschaftliche
Netzentwicklung**

DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der technischen Wissenschaften

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Univ.-Prof. Mag.rer.soc.oec. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler
Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Technische Universität Wien

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

AFFIDAVIT

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Dissertation identisch.

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present doctoral dissertation.

Datum / Date

Unterschrift / Signature

DANKSAGUNG

Mein größter Dank gebührt meinen Lehrerinnen und Lehrern.

Mein besonderer und herzlicher Dank gilt Herrn Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stigler. In unzähligen wissenschaftlichen Gesprächen hat er durch seine fachliche Kompetenz - stets den Blick für das Wesentliche wahrend - einen bedeutenden Beitrag zur gedeihlichen Entwicklung und Qualität der vorliegenden Arbeit geleistet. Zudem ist es mir ein Anliegen, mich auch dafür zu bedanken, dass ich im Zuge meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Universitätsassistent an vielen interessanten Projektaufträgen und Forschungsvorhaben mitwirken durfte.

Ebenfalls bedanken möchte ich mich bei Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik für die Zweitbegutachtung der vorliegenden Arbeit. Ein besonderer Dank gebührt Herrn Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner für seine positiven Impulse und seine konstruktiven Anregungen zum ziel führenden Fortschritt dieser Arbeit. Ebenso förderlich waren zahlreiche Diskussionen mit Führungskräften aus der Praxis, allen voran jene mit Herrn Dipl.-Ing. Herbert Popelka.

Ein besonderer Dank gilt auch meinen Arbeitskolleginnen und -kollegen am Institut. Namentlich erwähnen möchte ich im Besonderen Daniel Hütter, Thomas Nacht und Andreas Schüttel sowie Udo Bachhiesl, Gerald Feichtinger, Christoph Gutsch, Christoph Huber und Wilhelm Süssenbacher. Die konstruktive Zusammenarbeit sowie die fachlichen Diskussionen in einem offenen Gesprächsklima werden mir stets in guter Erinnerung bleiben. Ebenfalls bedanke ich mich bei Andrea Moser, der guten Seele des Institutes. Auch bei meinen Diplomandinnen und Diplomanden bedanke ich mich für ihr persönliches Engagement und ihre förderliche Mitarbeit.

Mein innigster Dank gebührt jedoch meinen Eltern Rosina und Josef, meiner Schwester Rebecca und meiner Freundin Barbara. Es liegt mir am Herzen, mich bei diesen lieben Menschen für ihren langjährigen und bedingungslosen Rückhalt zu bedanken. Sie waren und sind mir stets ein gutes Vorbild für Wertehaltung und Zielstrebigkeit und durch ihre uneingeschränkte Unterstützung war es möglich, den eingeschlagenen Weg strebsam zu verfolgen.

Quidquid agis, prudenter agas et respice finem.

(Äsop, Fabulae 9 Halm 45)

KURZFASSUNG

Zu Beginn der 1930er Jahre entstand der Gedanke eines europäischen Verbundnetzes mit dem Zweck die Kraftwerksreserve zu minimieren, sich bei Bedarf gegenseitig durch Energielieferungen zu unterstützen und die optimale Nutzung vorhandener Primärenergieressourcen herbeizuführen. Mit Beginn der Energieliberalisierung stiegen auch die Anforderungen an das Verbundnetz. Neben der Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung begründete der zunehmende grenzüberschreitende Stromhandel ein neues Aufgabenfeld für das Übertragungsnetz. Die Umsetzung energiepolitischer Ziele (z.B. EU 20-20-20) und die damit einhergehenden hohen Durchdringungsraten erneuerbarer Energien stellen die dritte Kernanforderung an das Netz: die Integration erneuerbarer Energien. Im Zuge der europäischen Energiewende vollzieht sich ein Paradigmenwechsel von einem vorwiegend bedarfsgerechten und bedarfsnahen Erzeugungssystem hin zu einem dargebotsabhängigen und lastfernen Aufbringungssystem. Dieser Paradigmenwechsel erfordert für eine robuste Netzentwicklung eine fundierte elektrizitätswirtschaftliche Rahmenplanung mit langfristigem Planungshorizont, welche zusätzlich zu den technischen Planungsgrundsätzen wie z.B. (n-1)-Rechnungen das Gesamtsystem bestehend aus Erzeugung, Verbrauch, Speicherung und Netz berücksichtigt. Dieser planerische Ansatz erfordert dementsprechende gesamtsystemische Planungsinstrumente, wie z.B. das Simulationsmodell ATLANTIS. Im Kern beinhaltet ATLANTIS den Kraftwerkspark, den Verbrauch je Netzknoten und das 220/380-kV-Netz in Kontinentaleuropa. Der Modellkern besteht aus Marktmodell sowie eine darauf aufbauende DC-OPF-Rechnung. Die für den Netzausbau wesentlichen Ergebnisse sind das zukünftige Import/Export-Verhalten, grenzüberschreitende Lastflüsse, potenzielle Netzauslastungen, Kraftwerkseinsätze und Knotenbilanzen. Diese können für unterschiedliche Situationen und in zeitlicher Entwicklung erhoben werden.

Der bereits erwähnte Paradigmenwechsel führt zu einem Anstieg des Transportbedarfs. Dies kann verschiedenen Untersuchungen zufolge durch steuerbare Netzelemente wie z.B. HGÜ-Leitungen bedient werden. Ziel dieser Arbeit ist es, derartige Netzelemente auch in der elektrizitätswirtschaftlichen Netzentwicklung zu berücksichtigen. Im Rahmen dieser Arbeit wird eine Methode gezeigt, welche steuerbare Korridore im lastflussbasierten Market Coupling Modell und im DC-OPF-Modell abbildet. Zudem wird eine Methode zur Bestimmung elektrizitätswirtschaftlich vorteilhafter Anschlussknoten steuerbarer Korridore an das Höchstspannungsnetz entwickelt. Diese basiert auf der ökonomischen Interpretation von Schattenpreisen.

Die Funktionsweise der im methodischen Teil dieser Arbeit entwickelten und beschriebenen Optimierungsmodelle wird am Beispiel des deutschen Netzentwicklungsprozesses und unter Berücksichtigung des kontinentaleuropäischen Verbundsystems demonstriert. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass steuerbarer HGÜ-Korridore eine geringere Auslastung des Drehstromnetzes bedeuten und damit größere Reserven zur Bewältigung künftiger Anforderungen an den Netzbetrieb bewirken. Zudem reduzieren steuerbare Korridore den Bedarf an Redispatch (d.h. den Eingriff in den Kraftwerkseinsatz, Produktionseinschränkungen RES). Sie verringern außerdem Ringflüsse über das Netz im benachbarten Ausland. Diese Ergebnisse sind auch bei netzoptimierter Standortwahl neuer bedarfsgerechter Kraftwerke robust, wenngleich der Standort neuer effizienter Kraftwerke einen erheblichen Einfluss auf Redispatch und in weiterer Folge auf den Netzausbau haben kann.

Die langen Vorlaufzeiten für Planung und Genehmigung des Netzausbaus und die sich im Gegensatz dazu sehr dynamisch verändernde Umgebung (EE-Ausbau, Marktorganisation, usw.) stellen die Netzausbauplanung vor große Herausforderungen. Zusätzlich zu technischen Planungsgrundlagen wird daher eine zeitlich rollierende elektrizitätswirtschaftliche Rahmenplanung für die Festlegung robuster Schritte zunehmend bedeutsamer.

ABSTRACT

The first planning steps towards an interconnected network in Europe were made at the beginning of the 1930s. This European electricity network was designed with the focus on being a backup-system for cross-border energy transports with the additional intention to minimise the required generation capacity and to maximise the optimal utilisation of primary energy resources over Europe. The requirements of the European electricity network increase with the energy liberalisation. Besides the original objective of increasing the security of supply, the cross border exchanges of electrical energy open up an additional field of application for the interconnected network. The third challenge for the European transmission network is the integration of the renewable energy sources (RES), attended by the EU energy and climate policy (e.g. the 20-20-20 goals). Whereas until now generation was located close to load centres and production schedules were able to follow the system load curve, high shares of RES cause a system change to a generation with a highly volatile character and high distances between production and consumption centres. This paradigm shift requires, in addition to conventional technical planning principles (e.g. n-1 security criterion), an overall planning approach. This electricity-economic planning process, which should consider the entire electricity system consisting of generation, consumption, storage and transmission, calls for an appropriate planning instrument. Such a planning tool is the simulation model ATLANTIS. The model database contains the generation system, the consumption at a node level and the 220/380-kV-network in continental Europe amongst others. The main results, based on a Europe-wide market coupling and DC-OPF-model, are the future development of import-export-balances, cross-border load flows, generation schedules, node balances etc. for different scenarios and cases.

The paradigm shift also leads to an increase in transport demand in the electricity network. Different studies confirm that the demand for high energy transfers over long distances could be achieved by using HVDC connections. Therefore this thesis shows different methods for the appropriate consideration of HVDCs in a strategic, long-term electricity-economic planning approach for the future electricity grid. These methods show approaches for load-flow-based market coupling and DC-OPF-modelling in networks with overlay structures in HVDC technology. Furthermore a method to determine optimal and suitable nodes for HVDC connections is developed as part of this thesis. This method is based on the economic interpretation of shadow prices.

The advantage of HVDC transmission corridors in the future electricity system in Germany is demonstrated by adopting the developed planning methods on the continental European interconnection network. Due to the HVDC connections the average loading of the 220/380-kV-network and loop flows over neighbouring countries will be reduced. Furthermore a reduction of redispatch and a higher system integration of RES generation can be observed. Even when a network optimised localisation of future conventional power plants is implemented, the calculated results are robust; although the location of new efficient power plants can have a strong impact on the amount of grid expansion.

The long procedures for planning and permitting of new network projects and in the contrary the highly dynamic evolution of the electricity system (e.g. RES development, market organisation etc.) results in new challenges for the planning process of an robust future electricity grid. An overall economic planning approach under consideration of electricity-economic issues with a rolling planning horizon and in addition to conventional technical planning principles becomes more and more important.

INHALTSVERZEICHNIS

1	EINLEITUNG.....	1
2	LITERATURÜBERBLICK ZUR STRATEGISCHEN NETZAUSBAUPLANUNG.....	5
2.1	Die Historie des europäischen Verbundnetzes	5
2.2	Ten-Year Network Development Plan (ENTSO-E).....	12
2.3	Regional Transmission Expansion Plan (PJM)	14
2.4	Tools for economically optimal transmission development plans (CIGRE)	16
2.5	Regulatory investment test for transmission application guidelines (AER).....	18
3	ENTWICKLUNG VON METHODEN ZUR STRATEGISCHEN ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFTLICHEN	
	NETZENTWICKLUNG.....	21
3.1	Elektrizitätswirtschaftliche Netzentwicklung mit ATLANTIS	23
3.2	DC-Lastflussrechnung und DC optimized power flow Modell.....	27
3.2.1	Ableitung der PTDF-Matrix.....	28
3.2.2	Zur Anwendbarkeit des DC-Lastflusses für elektrizitätswirtschaftliche Analysen.....	30
3.2.3	Umsetzung des DC-OPF-Ansatzes im Simulationsmodell ATLANTIS.....	33
3.2.4	Analysen zur Quantifizierung und Bestimmung der Sicherheitsmarge.....	35
3.3	Abbildung steuerbarer Korridore im DC-OPF-Modellansatz	37
3.3.1	Aktuelle Forschungen zur Abbildung von DC-Systemen im DC-OPF	37
3.3.2	Einbindung von HGÜ-Leitungen in den DC-OPF von ATLANTIS	40
3.3.3	Vergleich der Methoden	43
3.4	Bestimmung vorteilhafter Verknüpfungspunkte zwischen dem AC-Netz und DC-Leitungen aus elektrizitätswirtschaftlichen Gesichtspunkten	44
3.4.1	Aktuelle Forschungen zur Bestimmung von Anschlussknoten für DC-Systeme.....	44
3.4.2	Exkurs: Lineare Optimierung und Theorie der Schattenpreise.....	46
3.4.3	Methode zur Bestimmung optimaler Anschlussknoten für DC-Systeme basierend auf der Theorie der Schattenpreise.....	54
3.5	Methodischer Ansatz zur Bestimmung der Wirkung von steuerbaren Transportkorridoren in hochvermaschten Höchstspannungsnetzen	73
3.6	NTC-basiertes Market Coupling.....	73
3.7	Lastflussbasiertes Market Coupling	74
3.7.1	Implementierung in das Market Coupling Modell von ATLANTIS	75
3.8	Abbildung steuerbarer Korridore im lastflussbasierten Market Coupling.....	78
3.8.1	Modellierung steuerbarer Korridore als variable Einspeisung	78
3.8.2	Modellierung steuerbarer Korridore in einer variablen PTDF-Matrix	80
3.8.3	Gegenüberstellung der gezeigten Methoden	82
3.9	Anwendung der Market Coupling Methoden auf ein IEEE Testnetz	83
3.10	Kopplung von Market Coupling Modell und DC-OPF-Modell	85
4	ANWENDUNG DER METHODEN ZUR ZUKUNFTSORIENTIERTEN ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFTLICHEN	
	NETZENTWICKLUNG.....	89
4.1	Präambel.....	89
4.2	Anwendung und Umsetzung der entwickelten Methoden und Instrumente am Beispiel des deutschen Netzentwicklungsprozesses	89
4.2.1	Szenarioraum für die elektrizitätswirtschaftlichen Analysen	90
4.3	Einbindung steuerbarer Transportkorridore in das Höchstspannungsnetz.....	98
4.3.1	Analyse des Transportbedarfs für das Jahr 2032.....	99
4.3.2	Bestimmung vorteilhafter Anschlussknoten für DC-Leitungen in Deutschland.....	101
4.3.3	Wirkung von steuerbaren Transportkorridoren am Beispiel von Deutschland.....	107
4.4	Ergebnisse der strategischen Netzentwicklungsplanung mit ATLANTIS am Beispiel von Deutschland	110
4.4.1	Beschreibung der durchgeführten Szenariorechnungen mit ATLANTIS	111
4.4.2	Ergebnisse der Szenariorechnungen mit ATLANTIS	113

4.4.3	Beschreibung der durchgeführten Extremfallrechnungen mit ATLANTIS	124
4.4.4	Ergebnisse der Extremfallrechnungen mit ATLANTIS	126
4.5	Einfluss des Standortes konventioneller Kraftwerke auf den Netzausbau	133
4.5.1	Hintergrund der Analysen	133
4.5.2	Methodische Vorgangsweise	135
4.5.3	Ergebnisse für 2022 und Ausblick auf 2032	138
4.5.4	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	142
5	ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK	143
6	ANHANG	153
A-I.	Das Simulationsmodell ATLANTIS.....	153
A-II.	IEEE 14-bus Test System	159
A-III.	Modifiziertes IEEE 30-bus Test System	161
A-IV.	Einflussfaktoren auf die Entwicklung von Szenarien für den Netzentwicklungsprozess.....	164
A-V.	Anwendungsbeispiel von Schattenpreisen in der Planung von Datennetzen.....	166
7	VERZEICHNISSE	167
7.1	Abbildungsverzeichnis	167
7.2	Tabellenverzeichnis	170
7.3	Abkürzungsverzeichnis	172
7.4	Quellen- und Literaturverzeichnis.....	173

1 Einleitung

Ausgangslage – Situationsanalyse für das europäische Verbundnetz

Dem ursprünglichen Verbundnetzgedanken mit Grenzkuppelleitungen zwischen nationalen Stromnetzen liegen das Ziel der Minimierung von Kraftwerksreserven und die Möglichkeit von Ausgleichslieferungen bei Störfällen zugrunde. Diese Netze sind anfänglich nicht für grenzüberschreitenden Stromhandel im Ausmaß, wie es der europäische Binnenmarkt erfordert, geplant und ausgebaut worden. Neben der Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch das Verbundnetz ist im Zuge der Energieliberalisierung in der EU als zusätzliches Aufgabenfeld für das Verbundnetz die Vollendung des Strombinnenmarktes (Netzzugang aller Marktteilnehmer, grenzüberschreitender Stromhandel) in den Fokus gerückt. Die Energiewende bzw. die Stromwende in Europa und der damit verbundene forcierte Ausbau dargebotsabhängiger, erneuerbarer Energien eröffnet das dritte Aufgabenfeld für das Verbundnetz: die Integration erneuerbarer Energien.

Aktuell befindet sich das Elektrizitätssystem in Europa in einer massiven Umbruchphase. Der rasant voranschreitende Ausbau der dargebotsabhängigen und volatilen Erzeugung vor allem aus Windkraft und Photovoltaik sowie der gesetzlich beschlossene Ausstieg bzw. Rückzug aus der Nutzung der Kernenergie (z.B. in Deutschland, Belgien, Schweiz) leiten einen Paradigmenwechsel in der Stromversorgung ein. Dieser Paradigmenwechsel von einem vorwiegend bedarfsgerechten und bedarfsnahen Erzeugungssystem hin zu einem dargebotsabhängigen und lastfernen Aufbringungssystem, bestehend aus dezentralen, nicht-steuerbaren Kraftwerken, erfordert einen umfangreichen Umbau des Verbundnetzes hin zu einem Netz, welches zunehmend die Anforderungen an einen gerichteten und steuerbaren Transport erfüllen muss. Das künftige Übertragungsnetz ist demnach maßgeblich davon beeinflusst, in welchen, zum Teil schwer prognostizierbaren Entwicklungspfaden sich bspw. die Förderung erneuerbarer Energiequellen, Marktorganisation, Speichertechnologien und Verbrauch (Flexibilisierungsmaßnahmen wie z.B. power demand side management, Energiedienstleistungsspeicher usw.) in den kommenden Jahren verändern. Die Energiespeicherung ermöglicht es, die zeitliche Ungleichmäßigkeit zwischen EE-Erzeugungsdargebot und Strombedarf in einem gewissen Ausmaß auszugleichen. Diese Speicherung erneuerbarer Energien wiederum bedingt ein entsprechendes Übertragungsnetz, welches die örtliche Trennung zwischen EE-Erzeugung, (Zwischen-)Speicherung und letztendlichem Verbrauch bewältigt. Unbestritten ist die physikalisch bedingte schwierige Steuerbarkeit der Lastflüsse im 220/380-kV-Drehstromnetz. Bei den erwarteten Durchdringungsraten lastferner Einspeisung aus erneuerbaren Energien ist daher der gerichtete Stromtransport durch steuerbare Transportkorridore (z.B. mit HGÜ-Leitungen) zielführend. Auch für die Speicherung erneuerbarer Energieerzeugung (z.B. aus Windkraft in der Nordsee) bedarf es eines entsprechenden Stromnetzes zu den Speicheranlagen (z.B. Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen). Neben den genannten Aufgaben als Transportnetz bzw. Übertragungsnetz sind auch zukünftig hohe Anforderungen an ein „echtes“ Verbundnetz mehr denn je gestellt. Neben der Bedienung des Transportbedarfs ist der sichere und zuverlässige Netzbetrieb von höchster Bedeutung. Auch grenzüberschreitende, europäische Leistungsflüsse werden sich, geprägt von nationalen Entscheidungen (z.B. Energiewende in Deutschland), künftig verändern.

Während jedoch der Ausbau der erneuerbaren Energien auf Basis politisch motivierter sowie gesetzlich verankerter Entwicklungspfade rasant voranschreitet, gibt es beim Ausbau notwendiger Netzinfrastuktur massive Verzögerungen und damit einhergehend die zunehmende Gefährdung für den nach-

haltigen Erfolg der Stromwende. Hinzu kommen die in den nationalen Fördersystemen für erneuerbare Energien z.T. fehlenden bzw. in unzureichendem Ausmaß vorhandenen Anreize für einen netzorientierten Zubau neuer Kraftwerke, als zusätzlicher Standortparameter¹ für den Neubau von Kraftwerken. Dies betrifft erneuerbare Anlagen ebenso wie bedarfsgerechte Kraftwerke. Die Planung neuer Kraftwerke erfolgt weitestgehend unabhängig von daraus resultierenden Netzausbaumaßnahmen. Auch die Herangehensweise an die nationale sowie internationale Netzentwicklungsplanung beruht meist auf der Festlegung eines Szenariorahmens, welcher die Entwicklung von Kraftwerkskapazität (Leistung und Netzanschlussknoten) sowie die Verbrauchsentwicklung (Leistung und Netzanschlussknoten) prognostiziert. Darauf aufbauend, und damit in reagierender Rolle, erfolgt mit der Bestimmung notwendiger Netzum- und -ausbaumaßnahmen die eigentliche Netzentwicklungsplanung. Die angewendeten, international anerkannten Planungsgrundsätze sind vorwiegend technischer Natur (z.B. n-1-Kriterium, Spannungsstabilität, Kurzschlussleistung usw.). Für eine zukunftsorientierte Netzentwicklungsplanung mit langfristigem Planungshorizont werden künftig vermehrt ökonomische, elektrizitätswirtschaftliche Kenngrößen (z.B. Integration erneuerbarer Energien, CO₂-Emissionen, Wirtschaftlichkeit und Einsatz von Kraftwerken usw.) eine Rolle spielen.

Das Stromnetz stellt für die Bestandteile des Gesamtsystems (Erzeugung, Verbrauch, Speicherung, etc.) das physikalisch notwendige Substrat dar. Daher ist der gezeigten Gesamtsystemgebundenheit der Elektrizitätsversorgung in der Netzentwicklungsplanung die angemessene Berücksichtigung einzuräumen. Zum Vorteil einer ökologisch nachhaltigen, ökonomisch effizienten sowie technisch sicheren Stromversorgung darf das Prinzip der Entflechtung von Erzeugung, Übertragung und Verteilung im strategischen, langfristigen Netzentwicklungsansatz keine unbewegliche Rahmenbedingung darstellen. Auch politisch gilt es zweckmäßige Rahmenbedingungen für den Netzausbau zu schaffen, um eine synchrone Entwicklung von Systemveränderungen (z.B. EE-Ausbau) und Netzausbau zu erwirken und einen ökologisch nachhaltigen sowie ökonomisch effizienten Netzausbau zu gewährleisten. Dieser gesamtsystemische Planungsansatz dient letzten Endes insbesondere dafür, die Akzeptanz für Netzausbau in der Bevölkerung zu steigern.

Zielsetzung und Aufbau der Arbeit

Ziel dieser Arbeit ist es, elektrizitätswirtschaftliche Planungsansätze für die Netzentwicklung zu erarbeiten bzw. Methoden und dazugehörige Planungsinstrumente zu entwickeln. Dafür sind Instrumente notwendig, welche das Gesamtsystem und insbesondere dessen zeitliche Entwicklung in Form von Szenarien abbilden. Das Simulationsmodell ATLANTIS bietet mit seiner umfassenden Daten- und Modellbasis ein derartiges Planungsinstrumentarium. Das Modell ATLANTIS ermöglicht es, die für den Netzausbau relevanten Einflussgrößen wie z.B. Kraftwerkseinsatz, Dargebot erneuerbarer Energien, Verbrauch, Speicher, Marktorganisation, Methode für Engpassmanagement (NTC und lastflussbasiert) usw. zu verändern und deren Auswirkungen auf das Netz darzustellen.

Das zweite Kapitel zeigt zunächst eine kurze Zusammenfassung der Historie des europäischen Verbundnetzes sowie gesamtsystemische Planungsansätze früher Pioniere des Gedankens eines europäischen Stromnetzes. Anschließend werden verschiedene Ansätze für die ökonomische Netzausbauplanung gezeigt. Neben wirtschaftlich geprägten Planungsansätzen der ENTSO-E in Europa, PJM in

¹ Weitere Standortparameter sind bspw. das Potenzial bzw. das Dargebot des jeweiligen Primärenergieträgers.

den USA und AER in Australien wird abschließend auch der Planungsansatz des Energie Zentrums Graz diskutiert.

Mit dem Paradigmenwechsel einhergehend stellt sich zunehmend die Frage nach der Notwendigkeit steuerbare Netzelemente wie z.B. HGÜ-Leitungen zur Bewältigung des künftigen Transportbedarfs (hohe Leistungen über lange Distanzen). Für eine umfassende Beantwortung dieser Frage ist es notwendig, derartige Netzelemente in der elektrizitätswirtschaftlichen Netzentwicklungsplanung entsprechend zu berücksichtigen. Dazu werden im dritten Kapitel Methoden zu den folgenden Aspekten entwickelt und diskutiert:

- Wie können steuerbare Korridore in lastflussbasierten Marktmodellen für grenzüberschreitenden Stromhandel (Market Coupling) abgebildet werden?
- Wie können steuerbare Korridore in DC-Lastflussmodellen (DC-OPF) abgebildet werden?
- Wie können elektrizitätswirtschaftlich vorteilhafte Anschlussknoten für DC-Komponenten im AC-Netz bestimmt werden?
- Welche elektrizitätswirtschaftliche Kenngrößen zur Beschreibung der Wirkungen von Netzausbau (z.B. steuerbare Korridore, Freileitungsmonitoring) auf das Gesamtsystem bestehend aus Erzeugung, Verbrauch und Netz können mit dem Modell ATLANTIS ermittelt werden?

Im Rahmen dieses Kapitels werden Methoden beschrieben, welche diese Forschungsfragen behandeln. Für das DC-OPF-Modell wird die Einbindung steuerbarer Korridore gezeigt. Darauf aufbauend wird eine Methode zur Bestimmung optimaler Anschlussknoten steuerbarer Netzelemente erläutert. Diese basiert auf der Theorie der ökonomischen Interpretation von Schattenpreisen linearer Optimierungsprobleme. Das bestehende Marktmodell (NTC-basiert) wird für die Anforderungen an lastflussbasiertes Engpassmanagement umformuliert. Diesbezüglich werden weiterführend zwei Optimierungsmethoden entwickelt und verglichen, welche die Abbildung steuerbarer Netzkorridore im lastflussbasierten Stromhandelsmodell ermöglichen.

Das vierte Kapitel zeigt die anwendungsorientierte Umsetzung der im Rahmen dieser Arbeit entstandenen Methoden zur elektrizitätswirtschaftlichen Netzentwicklung. Dabei wird insbesondere die Frage nach der Notwendigkeit und der Wirkung steuerbarer Korridore in Deutschland untersucht. Abschließend wird im Zuge aktueller Diskussionen über die Investitionsunsicherheiten für den Neubau konventioneller Kraftwerke der Einfluss des Standortes geplanter Kraftwerksanlagen auf den Netzausbau analysiert.

Das fünfte Kapitel bietet eine Zusammenfassung wesentlicher Ergebnisse dieser Arbeit mit Schlussfolgerungen und Ausblick.

Kapitel sechs beinhaltet als Anhang eine Beschreibung des Simulationsmodells ATLANTIS, Dateninformationen über verwendete IEEE-Testnetze und einen kurzen Exkurs zu Schattenpreisen in der Telekommunikation.

2 Literaturüberblick zur strategischen Netzausbauplanung

Dieser Abschnitt gibt zunächst einen historischen Abriss der Entwicklung des europäischen Verbundnetzes und daran anschließend eine kurzgefasste Übersicht über verschiedene Herangehensweisen an die Netzausbauplanung.

2.1 Die Historie des europäischen Verbundnetzes

Das europäische Höchstspannungsnetz ist eine historisch gewachsene Infrastruktur, welche über Jahrzehnte hinweg primär zur Gewährleistung der (nationalen) Versorgungssicherheit betrieben und ausgebaut wurde. So ist beispielsweise im Jahr 1926 ein Gutachten über einen *Elektrizitätsversorgungsplanes für ganz Deutschland* in Auftrag gegeben worden.

„Man wollte damit die maßgebenden wirtschaftlichen Erwägungen zur Geltung bringen, um die in der letzten Zeit im mehr hervortretenden politischen Gesichtspunkte zurückzudrängen und Fehlinvestitionen zu vermeiden. Eine rationelle Elektrizitätswirtschaft sollte die günstigsten Kraftquellen nicht nur innerhalb einer Provinz, sondern im ganzen Reiche zusammenfassen und über ein Hochspannungsnetz dem Konsum zuführen.“ (Ornig, 1930a)²

Der mit dem Gutachten beauftragte deutsche Bauingenieur und Pionier der Energiewirtschaft Oskar von Miller beschreibt die Herangehensweise an die Planung eines solchen Netzes folgendermaßen:

„Hierbei tauchte der Gedanke auf, besonders billige Kräfte zusammenzufassen und sie nicht nur einer einzelnen Provinz, sondern dem ganzen Lande zugute kommen zu lassen, ein Gedanke, der erstmals in ausgesprochenster Form im Bayernwerk verwirklicht wurde. Die Fortschritte im Ausbau großer Kräfte und deren Verteilung durch Leitungen mit höchster Spannung wiesen seit Jahren darauf hin, eine ähnliche Ordnung der Elektrizitätswirtschaft für ganz Deutschland herbeizuführen. [...].“

Sobald der Konsum feststand, war zu ermitteln, welche Stromerzeugungsanlagen zur Befriedigung desselben nötig sind, welche Leistung zweckmäßig in Wasserkräften und welche Leistung in Wärmekräften installiert wird. Es konnte angegeben werden, wie groß die aus dem Ausland zu beziehenden Leistungen gewählt werden können und wie groß demnach die Reserven sein müssen, die in Deutschland selbst bei Ausfall der außerdeutschen Stromerzeugung zur Verfügung stehen müssen. [...].“

Nachdem einerseits die Verteilung des Konsums, andererseits die zu verwendenden Kräfte bestimmt waren, konnte das Leitungsnetz zur Verbindung der Konsumschwerpunkte mit den Kräften entworfen werden. Hierbei wurde eine Hauptverteilung über das ganze Reich für 200000 bzw. 380000 Volt und eine Unterverteilung für 100000 und 60000 Volt in möglichster Anpassung an die bereits bestehenden Leitungstrecken vorgeschlagen [...].“

Es ist nicht nötig, daß die beschriebenen Anlagen, wie sie dem Endzustand entsprechen, von Anfang an als ein einheitliches Werk errichtet werden; sie sind vielmehr je nach dem allmählich steigenden Konsum schrittweise auszuführen. Dabei können Verschiebungen im Konsum,

² Ornig, J.: *Energiewirtschaft - Deutsche Elektrizitätsversorgung*. Erschienen in der Zeitschrift *Elektrotechnik und Maschinenbau*, 48. Jahrg., 1930, Heft 27 (6. Juli 1930): S. 666 – 667.

Verbesserungen im Bau von Kraftwerken und Leitungsanlagen sowie auch örtliche Verhältnisse von Fall zu Fall berücksichtigt werden, ohne daß hierdurch der Grundgedanke einer einheitlichen Elektrizitätsversorgung des Ganzen Reichsgebietes eine Beeinträchtigung erfährt.“ (Miller, 1930)

Der Grazer Ingenieur Josef Ornig fasste die Ergebnisse Millers folgendermaßen zusammen und formuliert damit den Gedanken des hydrothermischen Verbundbetriebs:

„Eine ringförmige Hauptsammelschiene mit entsprechenden Ausläufern und einer Spannung von 220 kV, erweiterbar auf 380 kV, verbindet die Hauptkraftstellen mit dem Hauptkonsumgebieten, leitet vor allem die im Süden nicht voll ausnutzbaren Wasserkräfte nach dem Norden und deckt umgekehrt den Rückgang der Wasserkraftleistung im Winter im entgegengesetzten Fluß, aus den Kohlengebieten.“ (Ornig, 1930a)

Die im Oskar von Miller Plan vorgesehene Auslandsbeteiligung zur Leistungsdeckung in Deutschland nahm der Ingenieur Josef Ornig im Jahr 1930 zum Anlass die Analysen Millers auf Österreich auszuweiten (Ornig, 1930b)³.

Unter Darstellung des verbundwirtschaftlichen Systems von 1930 in Südostdeutschland und Österreich (Abbildung 1) formuliert Ornig den Gedanken des Verbundnetzes folgendermaßen:

„Wenn wir uns noch die kaum 50km weite Lücke zwischen Partenstein und dem Kachletwerk geschlossen denken und zunächst die Übertragungsfähigkeit der einzelnen Leitungen außer acht lassen, so wäre damit über Süddeutschland eine „äußere Verbindungslinie“ geschaffen, die unter Zuhilfenahme des süddeutschen Netzes einen indirekten Austausch unserer West- und Ostgruppe ermöglichen würde.“ (Ornig, 1930b, S.1121)

An den Plan von Oskar von Miller knüpfte in weiterer Folge der Ingenieur Oskar Oliven mit seinem *Vorschlag eines europäischen Höchstspannungsnetzes* an, welcher im Rahmen der zweiten Weltkraftkonferenz 1930 in Berlin vorgestellt wurde. In einem Artikel in der Zeitschrift des Vereines Deutscher Ingenieure⁴ ist die Arbeit von Oskar Oliven zusammengefasst dargestellt.

„Aber heute, wo beim Bau von Leitungen von rd. 200 kV schon dafür gesorgt wird, daß sie mit ungefähr der doppelten Spannung betrieben werden können, [...], dürfen wir nicht örtlich begrenzte wirtschaftliche Momente bei der Lieferung und beim Austausch von Strom über die Grenzen benachbarter Länder zugrunde legen, [...].

Wir dürfen aber keine Bedenken haben, daß allmählich kleinere Kraftwerke überflüssig werden [...]. Noch lange Jahre werden aber kleinere Kraftquellen als höchst willkommene Spitzen- und Aushilfswerke dienen können und helfen, das Baukapital neuer Werke niedrig zu halten.“ (Oliven, 1930, S.875)

³ Ornig, J.: *Miller Reichsversorgungsplan und Österreich – Grundsätzliches zur Ausführfrage*. Erschienen in der Zeitschrift Elektrotechnik und Maschinenbau, 48. Jahrg., 1930, Heft 51 (21. Dezember 1930): S. 1117 - 1125.

⁴ Oskar Oliven: *Europas Großkraftlinien - Vorschlag eines europäischen Höchstspannungsnetzes*. Erschienen in der Zeitschrift des Vereines Deutscher Ingenieure Band 74, Nr. 25 (21. Juni 1930): S. 875-879.

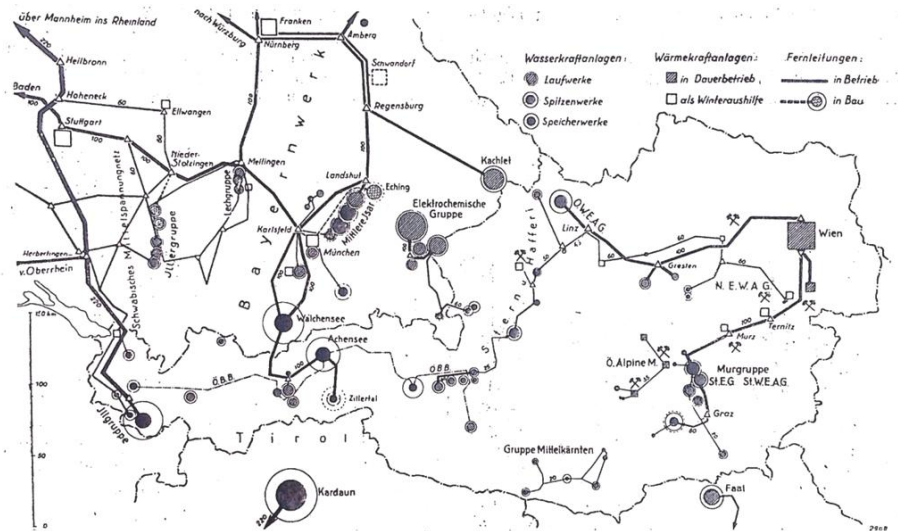


Abbildung 1: verbundwirtschaftlicher Bestand in Südostdeutschland und Österreich mit Ende 1930 (Ornig, 1930b)

Während Oliven technische und bauliche Probleme bei der Umsetzung seines Planes ausschließt, äußert er Überlegungen zu wirtschaftlichen und zeitlichen Schwierigkeiten folgendermaßen:

„Viel ernster liegt die Frage der Wirtschaftlichkeit. Bei der Übertragung großer Leistungen auf weite Entfernungen treten Verluste auf, die auch die anwendbare Spannung vorläufig auf 400 kV beschränken.“

Es besteht ferner kein Zweifel, daß eine lange Anlaufzeit nötig sein wird, um das Europeanetz mit den für eine Rentabilität notwendigen Mengen elektrischer Energie auch wirklich zu belasten.“(Oliven, 1930, ff.875 - 876)

Die Vorteile seiner Vision eines europäischen Verbundnetzes unter Berücksichtigung des Gesamtsystems aus Erzeugung, Speicherung, Verbrauch und Netz formuliert Oliven unter anderem wie folgt:

„Da ist vor allem der Ausgleich in der Stromerzeugung und im Stromverbrauch, beides von ausschlaggebender Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit der elektrischen Kraftübertragung über das Netz [...]. Eine elektrische Verbindung zwischen den verschiedenen Wasserkraftquellen: den Alpenwasserkraften hohen Gefälles, die im Sommer infolge der Schneeschmelze ihren Höchstwert erreichen, den noch auszubauenden Laufwasserkraften, z. B. der Donau am Eisernen Tor, und ferner den Hochdruckwasserkraften der adriatischen Küste, wo atmosphärische Niederschläge im Winter hauptsächlich als Regen zu Tal gehen, schafft einen Ausgleich, der es möglich machen wird, große Stauanlagen zu vermeiden oder doch auf eine späte Zukunft zu verschieben.“

[...] und wenn man diese natürliche Kraftreserve zu richtiger Zeit und an den richtigen Stellen ausnutzen und durch unser Höchstspannungsnetz an den gegebenen Stellen einsetzen kann, werden wir bei verringertem Baukapital unsre Werke ganz erheblich besser ausnutzen können als jetzt. Hinzu kommt, daß wir auch die vorhandenen Wärmekraftwerke in dieses System eingliedern werden und auch sie auf die wirtschaftlich günstigste Stromerzeugung durch richtige Lastverteilung einstellen können. [...]

[...] abgesehen von denjenigen Kraftquellen, die bereits ausgebaut, aber nicht genügend ausgenutzt sind, können neue Kraftquellen, die bisher nicht erschließbar waren, weil sie von den Zentren des Verbrauchs zu weit entfernt liegen, ihrer Verwertung zugeführt werden. [...]

Solche Energiequellen wird man durch das europäische Großkraftliniennetz erfassen können und sie dort, wo Großkraftlinien nicht unmittelbar vorbeiführen, durch Stichleitungen an das Netz heranbringen. [...]

Ein weiterer nicht unwichtiger Vorteil ist folgender: Wir können durch unser großes Netz die Belastungsspitzen, die ja überall die Wirtschaftlichkeit unsrer Werke beeinträchtigen, auf Grund der astronomischen Zeitverhältnisse stark abflachen. [...]. In Wien beträgt der Unterschied gegen Rostow 1h 30min, in Zürich 2h, in Barcelona 2h 30min und in Lissabon 3h 10min. [...]. Welchen hohen wirtschaftlichen Wert hätte es, wenn man die Spitzen Berlins, die die Jahresbenutzungsdauer der Höchstlast auf 3140h herunterdrücken, vom West und vom Osten abfangen könnte.“ (Oliven, 1930, S.876)

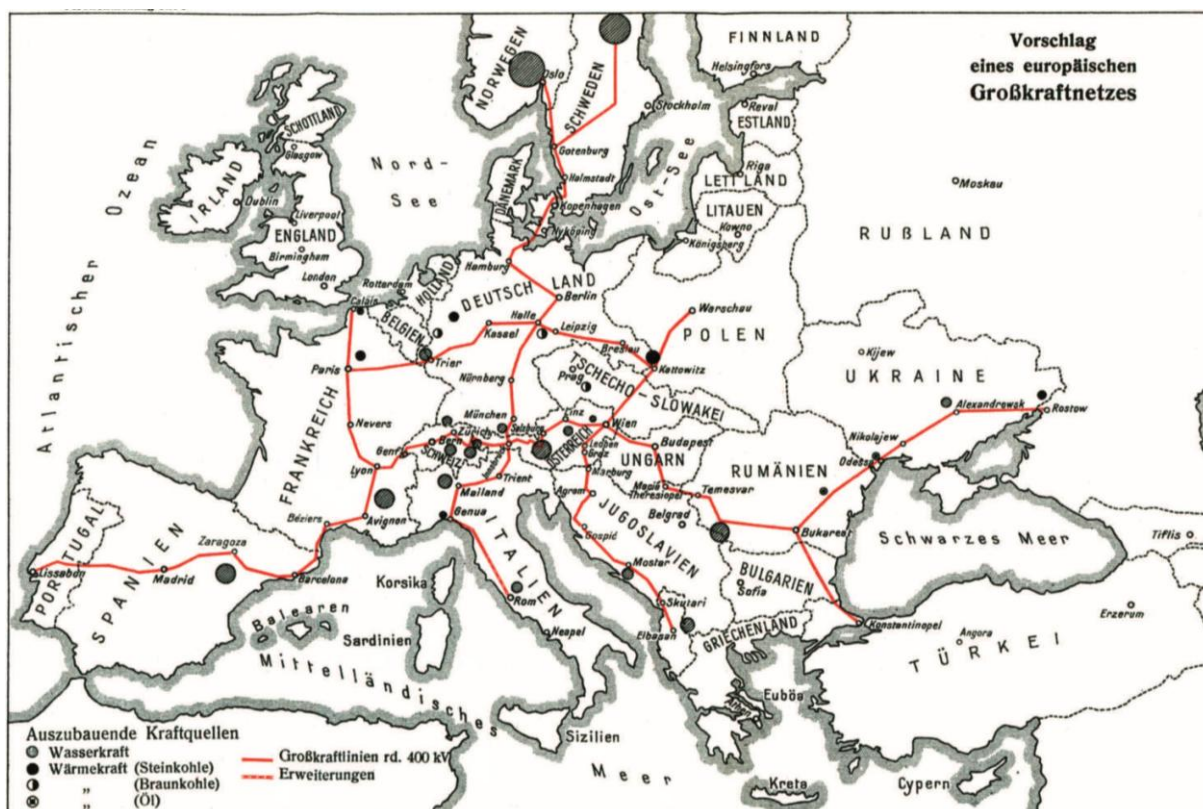


Abbildung 2: Vorschlag eines europäischen Großkraftnetzes aus dem Gesamtbericht über die Zweite Weltkraftkonferenz zu Berlin 1930, Band XIX, Berlin 1931. (Streeruwitz, 1931)

Der in Abbildung 2 dargestellte Vorschlag eines europäischen Großkraftnetzes (sog. Oliven Plan) wird von Oliven folgendermaßen begründet:

„Für das übrige Europa ergab sich aus der Erfahrung und der Überlegung, daß das Höchstspannungsnetz die Schwerpunkte des Verbrauchs, d.h. Industriebezirke und Großstädte, mit den bestehenden und noch auszubauenden Kraftquellen verbinden müßte und daß man die Landesnetze der von Natur nicht so begünstigten Länder mit geringen Energiequellen und geringem Stromverbrauch, wofür Spannungen von 110 kV genügen, durch Umspannwerke an das Europa-netz anschließen könnte.“ (Oliven, 1930, S.877)

Die geplante Linienführung argumentiert Oliven überwiegend durch die Verbindung von Kraftquellen und Konsumschwerpunkten. Eine zentrale Nord-Süd-Linie bspw. verbinden zum einen die Wasser-

kräfte (der Hochalpen und jene Norwegens und Schwedens) mit dem mitteldeutschen Braunkohlegebiet und Städten wie Hamburg, Berlin, Genua und Rom. Eine weitere Nord-Süd-Linie verbindet Calais, „wo ein großes Wärmekraftwerk auf Grund billiger Kohlefracht aus England, Nordfrankreich und Belgien gedacht ist“ mit Paris und Lyon und südwärts mit den „Wasserkraften im Rhonegebiet“ sowie Barcelona und den Wasserkraften von Zaragossa und endet schließlich in Lissabon, „das für europäische Kohle günstig liegt“. Die dritte Nord-Süd-Leitung verläuft von „Warschau über deutsch-polnische Kohlevorkommen Oberschlesiens durch die Tschechoslowakei“. Von dort weiter über Wien und die Wasserkraften Österreichs in Richtung Südosteuropa zu den „Wasserkraften an der dalmatinischen Küste“. In Ost-West Richtung sieht der Oliven Plan zwei Linien vor. Die erste schließt an die östlichste Nord-Süd-Linie im Bereich des „*oberschlesischen Kohlenrevier(s)*“ und verläuft „über die nord-schlesischen Kohlenfelder zur mitteldeutschen Braunkohle [...], wo sie sich mit der Nord-Südlinie von Norwegen nach Italien kreuzt, dann nach Westdeutschland über Koblenz, zum Anschluss an den westdeutschen Stein- und Braunkohlenbezirk, weiter über Trier nach Paris“ verläuft und „wo sie in die Linie Calais – Lissabon mündet“. Die zweite Ost-West-Linie beginnt im Donez-Kohlegebiet bei Rostow und verläuft über die Dnjepr-Wasserkraften nach Odessa und „dann nach Rumänien mit seinen Ölvorkommen bis Bukarest. [...] Die südliche Ost-Westlinie läuft von Bukarest weiter über die großen, noch unausgebauten Wasserkraften der Donau am Eisernen Tor und sodann über Budapest nach Wien, wo sie Anschluß an die dritte Nord-Süd-Linie erhält.“ In weiterer Folge verläuft die Linie Richtung Westen über die „Wasserkraften der österreichischen Alpen und durch das ganze Alpengebiet der Schweiz und Frankreich bis nach Lyon, wo sie wieder Anschluß an die Linie Calais – Lissabon“ findet. Die ungefähre Länge des gesamten geplanten Netzes schätzt Oliven auf etwa 10.000 km, als Spannungsebene nennt er den Bereich 380 bis 400 kV. Die Verluste schätzt er bei Übertragungslängen von 1000 km und Leistungen von etwa 450.000 kW auf etwa 20vH⁵ ein. Zudem sieht Oliven vor, „in nicht zu großen Abständen an den Hauptleitungen Phasenschieberstationen für die Kompensierung der Blindleistung zu errichten“. (Oliven, 1930, S.878)

Zudem beschäftigt sich Oliven ausgiebig mit der Wirtschaftlichkeit seines Planes unter Berücksichtigung von Baukosten, Jahresbetriebskosten und Kapitalzinssätzen. Daraus leitet er einen energiebezogenen Nutzungstarif für das Höchstspannungsnetz ab und berücksichtigt überdies den Gewinn, welcher durch höhere Benutzungsdauern in bestehenden Kraftwerken bei Umsetzung des Netzplans resultieren würde. (Oliven, 1930, ff.878 - 879). Abschließend fassen Oliven und sein Mitarbeiter Kromer wie folgt zusammen:

„Die Vorteile des europäischen Hochspannungsnetzes: Austausch und Ausgleich der elektrischen Energie, bessere Ausnutzung bestehender Kraftanlagen, Erfassung bisher nicht erschlossener Kraftquellen und Belieferung weitester Gebiete mit billigem elektrischen Strom sind so erheblich, daß die Lösung dieser großen Aufgabe zu einer brennenden Frage der Gegenwart werden muß. Wenn ohne weiteren Beweis an dieser Stelle behauptet werden darf, daß die Ausnutzung und Anwendung elektrischer Energie einer der stärksten Faktoren der Weltwirtschaft geworden ist und daß gerade unsre alte europäische Kultur den geeignetsten Boden für Elektroverbundwirtschaft bietet, so erscheint es sicher, daß der erste und wahrscheinlich entschei-

⁵ vH...von Hundert (Prozent)

dende Schritt hierzu die Schaffung eines europäischen Groß-Kraftliniennetzes ist, die in den Rahmen einer ganz großen Organisation gefaßt werden sollte“ (Oliven, 1930, S.879)

Weitere Vorschläge für ein europäisches Stromnetz unterbreiteten auch der Franzose George Viel im Jahr 1929 in seiner Schrift „*Étude d'un réseau 400000 volts*“ in der *Revue Générale de l'Électricité* sowie der Schweizer Ernst Schönholzer in „*Ein elektrowirtschaftliches Programm für Europa*“ in *Schweizerische Technische Zeitschrift* des Jahrgangs 1930.

Bereits im Jahr 1925 wurde von Italien, Frankreich und Belgien die UNIPEDE⁶ als Verbandsorganisation der Stromerzeugungs- und Transportunternehmen gegründet und in den nachfolgenden Jahren kamen weitere Mitgliedsländer dazu. Nach dem Ende des Zweiten Weltkrieges gab es verschiedene Initiativen für die Zusammenarbeit bzgl. der Stromerzeugung und Stromverteilung. Auch im Zuge des Marshallplanes gab es Bestrebungen für die innereuropäische Zusammenarbeit der Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Dies führte dazu, dass die Regierungen der acht Länder Belgien, Bundesrepublik Deutschland, Frankreich, Italien, Luxemburg, Niederlande, Österreich und Schweiz im Jahr 1951 die UCPTTE⁷ gründeten. Die ursprüngliche Mission der UCPTTE war es, die effiziente Nutzung der Primärenergiequellen durch ein Verbundnetz herbeizuführen und damit die wirtschaftliche Entwicklung zu fördern. Im Jahr 1959 veröffentlichte die UCPTTE folgende Stellungnahme:

„In the field of electricity production and distribution, the UCPTTE [...] has already achieved the ideal of the Common Market and the European Economic Community. The forging of closer links between Western European countries in a move towards economic union will increasingly become a practical reality.“ (UCTE, 2011)

Der Ausbau des 380-kV-Netzes schreitet ab den 1950er Jahren voran und damit auch die gegenseitige Hilfe der Staaten bei Versorgungsempässen durch Primärregelung. Zudem entwickelten die UCPTTE ein umfassendes Informationssystem zwischen (z.B. Wasserdargebot, Speicherreserven, verfügbare thermische Kraftwerke, Wartungspläne, Informationen über geplante Kraftwerke, etc.) den Mitgliedsstaaten. In den darauffolgenden Jahren entstand schrittweise ein umfangreiches Regelwerk für den Ausbau und den Betrieb des Systems aus Erzeugung und Netz. So wurde im Jahr 1957 festgelegt, dass die Mitgliedsstaaten im Abstand von zwei Jahren einen Plan für die wichtigsten Netzprojekte entwerfen. Von besonderer Bedeutung für die Netzentwicklung war die eingeräumte Möglichkeit benachbarter Staaten Langfristverträge für die Nutzung von Energieressourcen abzuschließen. Gegen Ende der 1960er Jahre war ein beachtlicher Vermaschungsgrad im 380-kV-Netz erreicht und erste Ringschlüsse (z.B. Frankreich, Italien, Schweiz) waren vollzogen. Die Übertragungskapazität zwischen den acht Gründerstaaten der UCPTTE hatte sich seit den frühen 1950er Jahren verzehnfacht und erreichte 1974 mit dem Wert von 32.200 MW rund 27% der Jahreshöchstlast in der UCPTTE. Die ausgetauschte Energiemenge erreichte 1974 einen Wert von 38,7 TWh und damit 5% des Bedarfs in der UCPTTE. Die Ölpreiskrisen in den 1970er Jahren und die Entwicklung von Kernkraftwerken beeinflussten maßgeblich die Erzeugungsseite im Netz der UCPTTE. Ein wahrer Hätetest für das bis dahin entwickelte System in der UCPTTE sollte der Jänner 1985 werden. Die Kälteperiode über Europa führte zu einer knapp 15% höheren Höchstlast als im Jahr 1984 bei gleichzeitigen Erzeugungsempässen in Wasserkraftwerken und thermischen Anlagen. Dennoch konnten alle Verbraucher versorgt werden. Ab Mitte

⁶ Union of Producers and Distributors of Electrical Energy (UNIPEDE)

⁷ Union for the Coordination of Production and Transmission of Electricity (UCPTTE)

der 1980er Jahre expandierte das UCPTE Gebiet und Länder wie bspw. Dänemark, Albanien, Skandinavien, das Vereinigte Königreich, Spanien, Portugal, Griechenland und das frühere Jugoslawien wurden in das System integriert. Mit der Gliederung von Ex-Jugoslawien in fünf Staaten wurde die UCPTE mit 16 Mitgliedsstaaten zum weltweit größten synchronen Netzgebiet. Ebenso wurde das Netz der COMECON⁸ bzw. CDO-IPS⁹ mit HGÜ-Verbindungen bzw. Gleichstromkurzkupplungen mit dem UCPTE-Netz verbunden. Im Jahr 1992 gründeten Tschechien, die Slowakei, Ungarn und Polen die CENTREL, mit dem Zweck eine synchrone Verbindung mit dem UCPTE Netz herbeizuführen, welcher schließlich 1995 erfüllt wurde. Auch die ehemalige DDR wurde 1995 als Teil der Bundesrepublik Deutschland synchronisiert. Organisatorisch bedeuteten die Liberalisierungspläne der Europäischen Union mit der Entflechtung von Erzeugung, Übertragung und Verteilung einen maßgeblichen Einschnitt in die Zweckwidmung der UCPTE. Dies führte dazu, dass im Jahr 1999 aus der UCPTE der Bereich der Produktion ausschied und in weiterer Folge nur mehr das Übertragungsnetz im Fokus der nunmehr als UCTE bezeichneten Organisation lag. Noch im selben Jahr wurde die UCTE in die ETSO¹⁰ eingegliedert. Neben technischen Gesichtspunkten gewannen zunehmend auch Aspekte des Marktes an Bedeutung und es galt die Anforderungen an den sicheren Netzbetrieb einerseits und den Wettbewerb andererseits zu erfüllen. Übertragungskapazitäten wurden zunehmend zum Instrument für den Stromhandel, woraus eine neue Anforderung an die UCTE entstand. Auch der rasante Ausbau der erneuerbaren Energien, vor allem der Windkraft (Deutschland, Spanien usw.), stellte die UCTE vor die Herausforderung, Regelwerke für eine erfolgreiche Netzintegration derartiger Erzeugung zu entwickeln. Neben der UCTE existierten mit NORDEL, UKTSOA, ATSOI und BALTSO auch weitere Netzverbundorganisationen im Rahmen der ETSO. Basierend auf dem dritten Energieliberalisierungspaket der Europäischen Union wurden diese 2008 durch Gründung der ENTSO-E in einer gemeinsamen Organisation zusammengeführt. (UCTE, 2011).

Eine der Kernfunktionen der ENTSO-E ist die Netzplanung des europäischen Verbundnetzes, welche im Wesentlichen von den drei Rahmenbedingungen

- Integration erneuerbarer Energien,
- Sicherstellung der Versorgungssicherheit und
- Vollendung des europäischen Binnenmarktes

geprägt ist. Dabei sind in der Netzausbauplanung technische Planungsgrundlagen¹¹ international anerkannt und seit vielen Jahren in Anwendung. Dazu gehören unter anderem das (n-1)-Kriterium, Common-Model-Fehler, Stabilitätskriterien (Spannungs- und Frequenzstabilität), Kurzschlussberechnungen, Analysen zur Spannungsqualität usw. Im Rahmen ihrer Netzausbauplanung misst die ENTSO-E zusätzlich zu diesen technischen Aspekten zunehmend auch ökonomischen und ökologischen Planungsgrundlagen große Bedeutung bei (vgl. Abschnitt 2.2).

⁸ Council for Mutual Economic Assistance (COMECON). Rat für gegenseitige Wirtschaftshilfe unter der Führung der Sowjetunion. (UCTE, 2011)

⁹ Central Dispatching Organization of the Interconnected Power Systems (CDO-IPS). Pendant der osteuropäischen Länder zur UCPTE.

¹⁰ Association of European Transmission System Operators (ETSO)

¹¹ (Haß et al., 1981), (Kundur et al., 2004), (Baldick et al., 2008), (NERC, 2014), (ENTSO-E, 2013e) und andere.

2.2 Ten-Year Network Development Plan (ENTSO-E)

Gemäß der Richtlinie 2009/72/EG (Europäische Union, 2009a) bzw. der Verordnung 714/2009/EG über (Europäische Union, 2009b) soll die ENTSO-E

„einen nicht bindenden gemeinschaftsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan („gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan“) erstellen, veröffentlichen und regelmäßig aktualisieren.“
(Europäische Union, 2009b, S.L211/16)

Dieser sogenannte Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) ist im Jahr 2010 (ENTSO-E, 2010) erstmals als Pilotplan erschienen. Der erste offizielle TYNDP ist jener des Jahres 2012 (ENTSO-E, 2012b). Das Erscheinungsdatum des TYNDP-2014 wird von ENTSO-E mit Dezember 2014 angegeben.

Die methodische Herangehensweise an die Netzausbauplanung im TYNDP-2012 ist in Abbildung 3 dargestellt. Für den festgelegten Szenariorahmen erfolgen Marktstudien, deren primäres Ergebnis Marktzonebilanzen (Erzeugung, Last je Marktzone und Austauschmengen zwischen den Zonen) sind. Dabei werden unter anderem ökonomische, politische und meteorologische Einflussparameter berücksichtigt. Die ENTSO-E verwendet im TYNDP-2012 unterschiedliche Marktmodelle, welche jeweils spezielle regionale Eigenschaften modellhaft abbilden. Das Übertragungsnetz wird in den Marktstudien vorwiegend als Single-Node-Modell abgebildet. (ENTSO-E, 2012b, S.34)

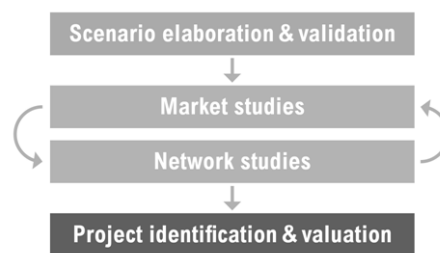


Abbildung 3: Methodische Herangehensweise an die Netzausbauplanung im TYNDP-2012 (ENTSO-E, 2012b, S.33)

Im nächsten Schritt werden die ermittelten Kraftwerkseinsätze nach Handel einer Netzanalyse (z.B. einer n-1-Rechnung) in unterschiedlichen Planungsfällen (sog. planning cases) unterzogen. Im Anhang 3 (Abschnitt 12.3) des TYNDP-2012 (ENTSO-E, 2012b, S.179ff) behandelt die ENTSO-E anerkannte Planungsgrundlagen für die Netzausbauplanung. Die von den nationalen Übertragungsnetzbetreibern festgelegten Planungsgrundlagen (z.B. (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012c)) sind zumeist technischer Natur. Eine übergeordnete Einführung von Beurteilungskriterien für Netzausbauprojekte auf europäischer Ebene ist notwendig (ENTSO-E, 2012b, S.180). Eine derartige Kategorisierung der Notwendigkeit potenzieller Netzmaßnahmen erfolgt im TYNDP-2012 basierend auf einer Multi-Kriterien-Analyse (Abbildung 4). Diese umfasst technische Aspekte, Kosten, Kenngrößen zur ökologischen und sozialen Verträglichkeit, Versorgungssicherheit, soziale und ökonomische Wohlfahrtseffekte (Binnenmarkt), Nachhaltigkeit (Effizienz, CO₂ und RES-Integration im Sinne der 20-20-20-Ziele der EU). (ENTSO-E, 2012b, S.192)

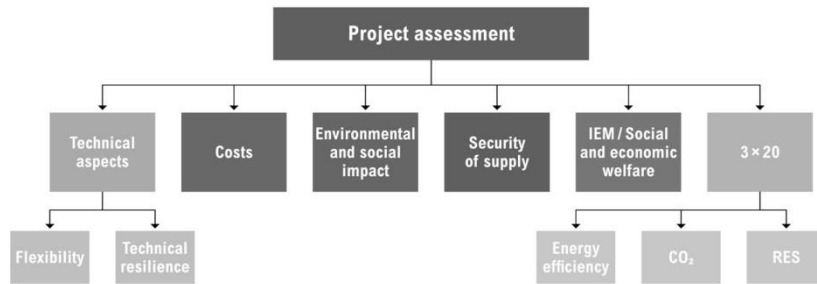


Abbildung 4: Bewertungskriterien der Multi-Kriterien-Analyse im TYNDP-2012 (ENTSO-E, 2012b, S.192)

Demzufolge wendet die ENTSO-E neben technischen Bewertungskriterien auch ökologische und ökonomische (elektrizitätswirtschaftliche) Kriterien an.

Basierend auf der EU-Richtlinie 347/2013 (Europäische Union, 2013) wird im TYNDP-2014 eine umfassende und standardisierte Kostennutzenanalyse (cost-benefit-analysis, CBA) zur Bewertung der Netzausbauprojekte angewendet. Neben der einheitlichen Bewertungsmethode aller Netzprojekte dient die CBA-Methode zudem zur Bestimmung sogenannter PCI¹² (Europäische Kommission, 2014). Die Methode baut dabei auf der im TYNDP-2012 angewendeten Multi-Kriterien-Analyse auf. Nachfolgend werden jene Nutzen kurz beschrieben, welche aus der Gesamtsystemgebundenheit von Erzeugung, Netz und Verbrauch resultieren und damit elektrizitätswirtschaftliche Indikatoren für Netzausbau sind.

- *Social and economic welfare*: Die soziale bzw. ökonomische Wohlfahrt wird in der Methode der ENTSO-E entweder auf Basis der Reduktion der Erzeugungskosten (generation approach) oder auf Basis der Veränderung von Produzenten-, Konsumenten- und Engpassrente (surplus approach) berechnet. In beiden Fällen ergibt sich eine Veränderung basierend auf der mit dem untersuchten Netzprojekt einhergehenden Erhöhung der Transportleistung (sog. GTC¹³). Der Bewertungsprozess umfasst dabei zwei Analyseschritte. Im ersten Schritt wird das untersuchte Netzprojekt berücksichtigt, während im zweiten ohne das Projekt gerechnet wird. Die Differenz der (stündlich aufsummierten) Kraftwerkseinsatzkosten (generation approach) bzw. Wohlfahrtskomponenten (surplus approach) zwischen der Berechnung mit und jener ohne dem Netzprojekt beziffert den Wert des Projektes in Geldeinheiten. Die Berechnung erfolgt dabei mit dem Marktmodell, lediglich netzinterne Redispatchkosten werden basierend auf Netzmodellen durchgeführt. Als weiteres Ergebnis dieser Analyse zeigen sich eine ggf. veränderte RES-Integration (in Leistungs- bzw. Energieeinheiten) sowie die Veränderung der CO₂-Emissionen durch die Umsetzung des untersuchten Netzprojektes. (ENTSO-E, 2013a, ff.31-35)
- *RES-Integration*: Das Kriterium „RES-Integration“ wird in zwei Indikatoren unterteilt. Der erste Indikator beschreibt als Leistung (MW) den unmittelbaren Netzanschluss von erneuerbaren Energien. Der zweite Indikator beschreibt die Energiemenge (MWh) aus erneuerbaren Quellen, welche durch den Netzausbau zusätzlich in das Stromnetz integriert werden kann. (ENTSO-E, 2013a, ff.36-37)
- *Veränderung der CO₂-Emissionen*: Ähnlich wie die Erzeugungskostenreduktion durch Netzausbau kann auch die Veränderung der CO₂-Emissionen bestimmt werden. Kommt es durch Netzausbau zu einem anderen Kraftwerkseinsatz, so verändern sich auch die CO₂-Emissionen.

¹² Project of Common Interest (Projekt von gemeinsamem Interesse) gemäß EU-Verordnung Nr. 347/2013

¹³ Grid Transfer Capability in MW (ENTSO-E, 2012b, S.196)

Neben diesem Substitutionseffekt berücksichtigt die ENTSO-E auch etwaige CO₂-Reduktion durch verringerte Netzverluste. Die CO₂-Reduktionsmenge wird in Kilotonnen pro Jahr erhoben (ENTSO-E, 2013a, S.38)

Wie in Abbildung 5 dargestellt, werden die für jedes Netzprojekt quantifizierten Indikatoren farblich codierten Klassen zugeordnet. Zudem werden Sensitivitätsanalysen einzelner Indikatoren bspw. auf Brennstoffpreisentwicklung, CO₂-Preisentwicklung, Verbrauchswachstum, Inbetriebnahmejahr des Netzprojektes usw. durchgeführt. Abschließend erfolgt eine Kosten-Nutzen-Abwägung, wobei auch externe Kosteneffekte (wie z.B. ökologische Begleitkosten) nicht vernachlässigt werden dürfen. Dabei ist insbesondere auf eine objektive Kostenbestimmung Bedacht zu nehmen. (ENTSO-E, 2013a, ff.43-44) (ENTSO-E, 2013b, ff.6-8)

Internal Grid Transfer Capability Increase	Cross-border Grid Transfer Capability Increase	Contribution to 10% Interconnection	Social and Economic Welfare [€]	Security of Supply [MWh]	RES Integration [MWh]	CO2 emissions variation [kt]	Losses variation [€]	Technical Resilience (++)	Flexibility (++)	Costs [€]	Environmental Impact	Social Impact
MW Generation and/or MW Demand	MW A to B and/or MW B to A	%									Km	Km

Abbildung 5: Beispielmatrix der Multi-Kriterien-Analyse (ENTSO-E, 2013a, S.24)

2.3 Regional Transmission Expansion Plan (PJM)

Der PJM-Markt (Pennsylvania, New Jersey, Maryland) ist mit mittlerweile insgesamt dreizehn Mitgliedsstaaten einer der größten Strommärkte weltweit. Als regionaler Übertragungsnetzbetreiber¹⁴ ist PJM neben dem Systembetrieb¹⁵ auch für die Ausbauplanung des Netzes zuständig. Dieser sogenannte *Regional Transmission Expansion Plan* (RTEP) wird basierend auf regionalen PJM-Standards bzw. nationalen Planungsstandards der NERC^{16,17} bzw. der FERC¹⁸ durchgeführt. (PJM, 2014b).

Standard	Category	Contingencies
TPL-001	A	All Facilities in Service
TPL-002	B	Fault with Normal Clearing – Loss of all Facilities Associated with a Single Contingency
TPL-003	C1	Bus Section Faults
	C2	Breaker Failure
	C3	Fault with Normal Clearing Followed by Re-Dispatch Followed by a Second Fault with Normal Clearing (N-1-1 Contingency)
	C5	Multiple Circuit Tower Line
TPL-004	D	Extreme Events

Abbildung 6: NERC Standards und deren Beschreibung (PJM, 2013a, S.28)

¹⁴ Regional Transmission Organisation (RTO) als Independent System Operator (ISO) mehrerer Bundesstaaten.

¹⁵ Als RTO betreibt PJM umfänglich den Großhandelsmarkt (mit Energie-, Regelenergie-, Kapazitätsmarkt, Demand Response, Übertragungsrechte etc.) und das Höchstspannungsnetz. Die Langfristplanung des Netzes gehört ebenso zu den Kernaufgaben des RTO.

¹⁶ Die NERC ist eine Non-Profit Organisation für die Zuverlässigkeit des Nordamerikanischen Stromsystems und unterliegt der Energieregulierungsbehörde FERC.

¹⁷ z.B. "Reliability Standards Development Plan" (NERC, 2013)

¹⁸ z.B. Order No.1000: "Transmission Planning and Cost Allocation by Transmission Owning and Operating Public Utilities". (FERC, 2014)

Netzausbauplanung ist laut PJM die Summe aus Zuverlässigkeits- und Wirtschaftlichkeitsplanung. Daher verfolgt der RTEP-Prozess für den Planungshorizont von 5 (near term) bzw. 15 Jahren (long term) mehrere Planungspfade. Die beiden bedeutendsten sind dabei die Zuverlässigkeitsanalyse (reliability planning) und die Wirtschaftlichkeitsanalyse (economic planning). Die Zuverlässigkeitsanalyse erfolgt für definierte Standards (sog. TPL, Transmission Planning) der NERC (Abbildung 6). Der Standard TPL-002 (Kategorie B) beschreibt z.B. den (n-1)-Ausfall. (PJM, 2013a)(PJM, 2014a)

Abbildung 7 zeigt am Beispiel des RTEP aus dem Jahr 2012 die durchgeführten Netzberechnungen je NERC-Standard im Rahmen der Zuverlässigkeitsanalyse. Diese umfassen unter anderem (n-1-1)-Rechnungen, Spannungsstabilitätsanalysen, Common-Mode-Fehler, Kurzschlussberechnungen usw.

Test	TPL-001	TPL-002	TPL-003
Normal System Analysis	X		
Single Contingency Analysis		X	
Multiple Contingency Analysis			X
NERC Category C3 "N-1-1" Analysis			X
Generator Deliverability Analysis	X	X	
Common Mode Outage Analysis			X
Load Deliverability Analysis	X	X	
Stability Analysis	X	X	X
Voltage Stability Analysis	X	X	X
15 Year Planning Analysis	X	X	X*

* Tower Contingencies Only

Abbildung 7: Zuverlässigkeitsanalysen, welche im Rahmen des RTEP-Prozesses 2012 durchgeführt werden. (PJM, 2013b, S.3)

Die Wirtschaftlichkeitsrechnungen (Market Efficiency Analysis) im Rahmen des RTEP-Prozesses verfolgen das Ziel, den wirtschaftlichen Nutzen von Maßnahmen im Netz zu bestimmen. Dieser Nutzen kann vorwiegend durch die Verringerung von Engpässen generiert werden. Im Rahmen des RTEP-Prozesses werden Simulationen¹⁹ (Abbildung 8) mit und ohne das untersuchte Netzprojekt vollzogen. Aus der Differenz dieser Simulationen kann ein etwaiger ökonomischer Nutzen quantifiziert werden. Unterschieden werden mit dem Istnetz („as is“) und dem zukünftigen Netz („as planned“) zwei Netztopologien. In den unterschiedlichen Simulationen wird die Wirkung des untersuchten Netzprojektes in beiden Topologien und bei jeweils gleicher Erzeugungs- bzw. Lastsituation untersucht. Mit der „Benefit-to-Cost Threshold“ führt PJM eine transparente Bewertungsgröße für Netzausbauprojekte ein. In das Nutzen-Kosten-Verhältnis fließt der Barwert (Kosten- und Nutzenseite) der ersten 15 Betriebsjahre des untersuchten Netzprojektes ein. Die Kostenseite umfasst die Gesamtkosten des untersuchten Netzprojektes in den ersten 15 Betriebsjahren. Die Nutzenseite setzt sich aus zwei Komponenten zusammen, dem sog. „energy market benefit“ (Energemarkt) und dem sog. „reliability pricing model benefit“ (Kapazitätsmarkt). Der Nutzen im Energiemarkt basiert auf einem stündlichen Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen¹⁹ für ausgewählte zukünftige Jahre. Durch Differenzbildung der Kosten aus Simulationen mit und ohne das untersuchte Netzprojekt lässt sich der jährliche Nutzen quantifizieren. Dieser wird auf die ersten 15 Betriebsjahre des Projektes

¹⁹ Anwendung des Modells PROMOD mit Kraftwerkseinsatzoptimierung unter Berücksichtigung der Netzsicherheit (security constrained generation commitment and dispatch) in stündlicher Auflösung. (PJM, 2013a, S.41)

extrapoliert. Die in der Barwertmethode eingesetzte (jährliche) Nutzenseite setzt sich im Verhältnis 70:30 aus den durch das Netzprojekt veränderten Produktionskosten (Brennstoffkosten, variable Betriebs- und Wartungskosten und Emissionskosten) und den veränderten Engpassmanagementkosten (zonale Energie multipliziert mit Zonenpreis²⁰) zusammen. Die zweite Komponente der Nutzenseite beruht auf Auswirkungen des untersuchten Netzprojektes auf den Kapazitätsmarkt (reliability market). Die in der Barwertmethode eingesetzte (jährliche) Nutzenseite setzt sich im Verhältnis 70:30 aus den durch das Netzprojekt veränderten Systemkapazitätskosten (total system capacity costs) und den Lastkapazitätszahlungen (load capacity payments) zusammen. Die Systemkapazitätskosten ergeben sich aus der Kostendifferenz der zugeschlagenen Kapazität²¹ im Kapazitätsmechanismus zwischen der Simulation ohne Netzprojekt und jener mit dem Netzprojekt. Die Lastkapazitätszahlungen sind das Produkt aus zonaler Last und zonalen Kapazitätspreisen des Kapazitätsmechanismus. Jene untersuchten Netzprojekte, welche ein Nutzen-Kosten-Verhältnis (Benefit-to-Cost Threshold) von mindestens 1,25 aufweisen sind aus ökonomischer Sicht genehmigungsfähig. Damit berücksichtigt der RTEP-Prozess neben rein technischen Netzausbaukriterien auch ökonomische Planungsgrundlagen. (PJM, 2013a, S.41ff.) (PJM, 2014a, S.87ff.)

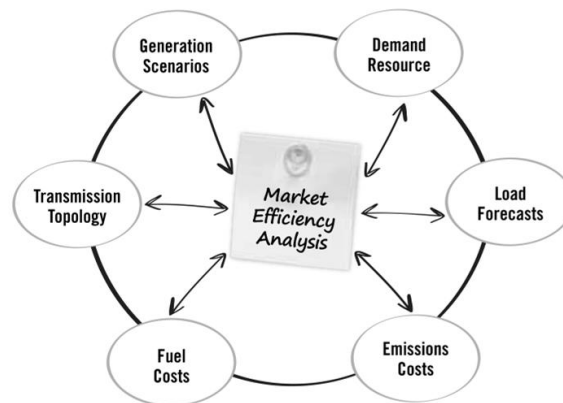


Abbildung 8: Einflussfaktoren auf die Simulationen zur Bestimmung der ökonomischen Effektivität von Netzprojekten im RTEP-Prozess (PJM, 2013a, S.44)

2.4 Tools for economically optimal transmission development plans (CIGRE)

Die Working Group C1.24 der CIGRE ist Herausgeber einer technischen Broschüre über ökonomisch optimale Netzausbauplanung (CIGRE, 2014). Die Autoren weisen darauf hin, dass vor der Liberalisierung eine ökonomisch optimale Gesamtsystemplanung aus Erzeugung und Netz in den vertikal integrierten Unternehmen vollzogen wurde. Mit der Liberalisierung ist eine direkte Verbindung zwischen Investitionsentscheidungen in Erzeugungskapazitäten und jenen in Netzkapazitäten nicht mehr gegeben. Dennoch gilt es Marktorganisation, Marktmacht, Regulierung usw. im Prozess der Netzausbauplanung abzubilden. Der Anspruch, ökonomische Auswirkungen der Netzinvestitionen in der Netzplanung zu berücksichtigen, nimmt angesichts der Herausforderungen an eine robuste Netzplanung zu. Auch die Möglichkeit der Abwägung bzw. die Reihungsmöglichkeit alternativer Netzprojekte hinsichtlich deren Wirkungen und deren Kosten gewinnen zunehmend an Bedeutung. Ähnlich dem Ansatz von ENTSO-E (vgl. Abschnitt 2.2) werden zunächst, z.B. für den langfristigen Planungshorizont (z.B. 25 Jahre), Szenarien definiert (Abbildung 9). Diese umfassen die erwartete Entwicklung von Erzeugung

²⁰ Locational Marginal Price (LMP)

²¹ Base Residual Auction im Reliability Pricing Model im PJM-Markt (PJM, 2014c)

(Zubau und Sterbelinien des Kraftwerksparks), Last sowie Import/Export-Verhalten. Beeinflusst wird das Szenario unter anderem von ökonomischen, politischen und regulatorischen Erwartungshaltungen an die Zukunft. Für jedes konsistente Szenario wird zunächst bei gegebenem Bestandsnetz eine Schwachstellenanalyse durchgeführt (doing nothing option) und anhand von Planungskriterien evaluiert. Diese beinhalten neben anerkannten technischen Planungsgrundlagen (n-1-Rechnungen) auch ökonomische Kriterien. Daraus resultieren mögliche erste Lösungen, welche unter Bedacht unterschiedlicher Technologien (HVDC, FACTS etc.) einem tiefergehenden Abwägungsprozess (Kosten-Nutzen-Analyse) unterzogen werden. (CIGRE, 2014, S.19ff.)

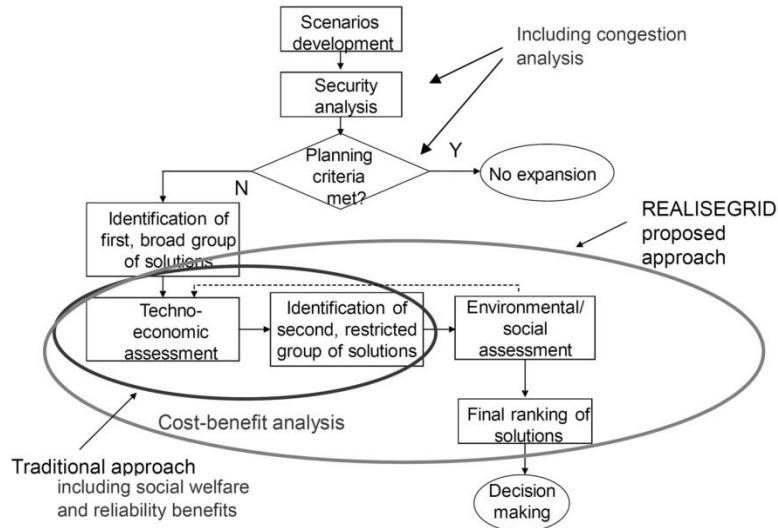


Abbildung 9: Basisablauf für den Netzausbauprozess (CIGRE, 2014, S.23)²²

Diese Kosten-Nutzen-Analyse hat den Zweck, eine Vergleichbarkeit potenzieller Netzausbaumaßnahmen herbeizuführen und diese, gemessen an ihrem ökonomischen Nutzen, in eine Reihenfolge zu bringen. Sozial-ökonomische Bewertung kann als zusätzlicher Schritt bedacht werden. (CIGRE, 2014, S.23ff.)

Expansion benefit	Key Indicator	Impact assessment
Reliability increase	VOLL	$\text{abs}(VOLL_{\text{with}} - VOLL_{\text{without}})$
Congestion reduction (substitution effect)	SW	$(SW_{\text{with}}^{\text{costs}} - SW_{\text{without}}^{\text{costs}})$
Market competitiveness increase (strategic effect)	SW	$(SW_{\text{with}}^{\text{strategies}} - SW_{\text{with}}^{\text{costs}}) + (SW_{\text{without}}^{\text{costs}} - SW_{\text{without}}^{\text{strategies}})$
System losses reduction	L	$\text{abs}(L_{\text{with}} - L_{\text{without}})$
Better utilisation of renewable generation	UF ΔP	$(UF_{\text{with}} - UF_{\text{without}})$ or $(\Delta P_{\text{with}} - \Delta P_{\text{without}})$
Emission savings	E	$\text{abs}(E_{\text{with}} - E_{\text{without}})$
External costs reduction	Ext	$\text{abs}(Ext_{\text{with}} - Ext_{\text{without}})$
Fossil fuel costs reduction	FFcost	$\text{abs}(FFcost_{\text{with}} - FFcost_{\text{without}})$
Capital deferral	CAPEX	$\text{abs}(CAPEX_{\text{without}} - CAPEX_{\text{with}})$

Abbildung 10: Nutzenfaktoren der Kosten-Nutzen-Analyse (CIGRE, 2014, S.27)

²² Die Kosten-Nutzen-Analyse war Gegenstand der Forschung im Rahmen des EU-Projektes REALISEGRID (<http://realisegrid.rse-web.it/>).

Abbildung 10 zeigt die Nutzenfaktoren der Kosten-Nutzen-Analyse im Planungsansatz lt. (CIGRE, 2014). Vergleicht man diese mit Abbildung 4 bzw. Abbildung 5 in der Kosten-Nutzen-Analyse lt. (ENTSO-E, 2012b) bzw. (ENTSO-E, 2013a) zeigen sich erwartungsgemäß dieselben technischen, ökonomischen und ökologischen Parameter um die Wirkung von Netzausbau umfassend zu beschreiben.

2.5 Regulatory investment test for transmission application guidelines (AER)

Die australische Energieregulierungsbehörde AER²³ schreibt für die Netzausbauplanung den sogenannten RIT-T²⁴ vor. Dabei handelt es sich um eine Kosten-Nutzen-Rechnung, welche gemäß der Vorschrift vom Netzbetreiber in der Planung für Netzprojekte²⁵ angewendet werden muss. Diese Kosten-Nutzen-Analyse dient zur Abwägung alternativer baulicher Maßnahmen im Stromnetz und schlussendlich zur Bestimmung der wirtschaftlichsten Lösung. Damit kommt neben der technischen Bewertung²⁶ auch eine elektrizitätswirtschaftliche Planungskomponente basierend auf langfristigen Szenariorechnungen hinzu. Der RIT-T lässt sich in sechs, nachfolgend angeführte Schritte zusammenfassen, wobei das Regelwerk des Regulators jede Komponente der Analyse umfassend festlegt. (AER, 2010b, S.8ff.) (AER, 2010a)

1. *Identifizieren einer notwendigen Maßnahme im Netz.* Dabei wird zunächst ein Investitionsbedarf identifiziert (z.B. Probleme mit Spannungshaltung). Die konkrete Maßnahme (z.B. Kompensationseinrichtung im Umspannwerk) zur Behebung der Schwachstelle wird noch nicht definiert. Die Notwendigkeit der Behebung der Schwachstelle kann sowohl technisch als auch (wohlfahrts-)ökonomisch begründet werden. So kann beispielsweise der identifizierte Bedarf mit einem Anstieg der Wohlfahrt interpretiert werden²⁷.
2. *Identifizieren alternativer Optionen.* In diesem Schritt werden denkbare Alternativen zur Behebung der identifizierten Schwachstellen definiert. Jede Option muss für sich technisch möglich und wirtschaftlich sein. Dabei müssen ggf. auch Maßnahmen bedacht werden, welche nicht netzgebunden sind. Die Anzahl notwendiger Optionen ist dabei proportional zu den maximalen Kosten einer Option zur Behebung der Schwachstelle. Damit wird sichergestellt, dass kostenintensive Schwachstellen durch mehrere Optionen im RIT-T geprüft werden.
3. *Festlegen denkbarer Szenarien.* Die Anzahl der konsistenten Szenarien wird an die Optionen angepasst. Berücksichtigt werden Verbrauchswachstum, Entwicklung der Erzeugungskosten, Entwicklung von Maßnahmen zur Lastflexibilisierung (Demand Side Management), usw.
4. *Quantifizieren der Kosten jeder Option.* Barwert der Kosten der untersuchten Option zur Behebung der Schwachstelle. Dieser beinhaltet Investitionskosten, Betriebs- und Wartungskosten während der technischen Lebensdauer der Option, administrative Kosten (z.B. Genehmigungen usw.).

²³ Australian Energy Regulator (AER)

²⁴ Regulatory investment test for transmission (RIT-T)

²⁵ Dabei gibt es auch definierte Ausnahmeregelungen. (AER, 2010b, S.5ff.)

²⁶ z.B. (n-1)-Analysen, Spannungs- und Frequenzstabilität etc. (Transgrid, 2013, S.74 (Appendix A1.2))

²⁷ Der Bedarf des Projektes Heywood Interconnector zwischen South Australia und Victoria wird bspw. folgendermaßen definiert: „*The ‘identified need’ for the proposed investment is an increase in the sum of producer and consumer surplus, i.e., an increase in net market benefit.*“ (AEMO; ElectraNet, 2013, S.I).

5. *Quantifizieren des Nutzens jeder Option.* Barwert des Nutzens der untersuchten Option zur Behebung der Schwachstelle Im RIT-T werden die erhobenen Alternativen (Schritt 2) für unterschiedliche Szenarien (Schritt 3) mit einem Basisfall verglichen. Gegebenenfalls wird die Eintrittswahrscheinlichkeit der Szenarien als Gewichtungsfaktor der Kosten- bzw. Nutzenseite berücksichtigt. Die Nutzenseite (market benefits) umfasst bspw. Veränderungen bei den Kraftwerkseinsatzkosten, Veränderungen im Bereich geplanter und ungeplanter Verbrauchseinschränkungen, Folgekosten für Dritte (z.B. Veränderung der Inbetriebnahme neuer Kraftwerke), Änderung der Netzverlustkosten, Veränderung der Systemdienstleistungskosten sowie Kosten durch Verfehlung von RES-Zielen.
6. *Quantifizieren des Nettonutzens.* Der Nettonutzen berechnet sich aus der Differenz von Nutzen (Schritt 5) und Kosten (Schritt 4). Somit ist eine anschließende Reihung der Netzausbauvorhaben möglich.

Der gesamte RIT-T ist als dreistufiger Prozess mit öffentlichen Konsultationsphasen konzipiert. Ein praktisches Anwendungsbeispiel des RIT-T ist der *Heywood Interconnector* zwischen South Australia und Victoria. (AEMO; ElectraNet, 2013)

Option	Description	Costs	Market benefit	Net market benefit	Ranking under RIT-T
Option 1a	3 rd Heywood transformer + 100 MVar capacitor + 132 kV works	57.8	222.2	164.4	4
Option 1b	3 rd Heywood transformer + series compensation + 132 kV works	79.8	270.5	190.8	=1
Option 2a	Option 1a + 3 rd South East transformer	70.7	227.5	156.8	6
Option 2b	Option 1b + 3 rd South East transformer	92.7	270.4	177.7	3
Option 3	New Krongart-Heywood 500 kV interconnector + 275 kV works	212.2	303.0	90.8	8
Option 4	132 kV works + 100 MVar capacitor	30.6	155.6	125.0	7
Option 5	200 MW DM + Option 1b	147.1	304.1	156.9	5
Option 6a	Control schemes + 500 kV bus tie	17.6	18.5	1.8	9
Option 6b	Control schemes + Option 1b minus 3 rd Heywood transformer	64.1	253.1	190.0	=1

Abbildung 11: Vergleich alternativer Optionen für *Heywood Interconnector* (AEMO; ElectraNet, 2013, S.V)

Abbildung 11 zeigt für den Handlungsbedarf zwischen Victoria und South Australia die Ergebnisse des RIT-T für verschiedene definierte Alternativlösungen. Basierend auf dem Nettonutzen aus Differenz zwischen Kosten und Nutzen erfolgt eine Reihung der Optionen.

3 Entwicklung von Methoden zur strategischen elektrizitätswirtschaftlichen Netzentwicklung

Die Netzausbauplanung hängt maßgeblich von der zukünftigen Entwicklung des Gesamtsystems ab. Dieses aus Erzeugung, Verbrauch, Speicher und Stromnetz bestehende Gesamtsystem verändert sich im Zuge der Energie- bzw. Stromwende rasant in Richtung bedarfsferner und dargebotsabhängiger Aufbringung. Der Effekt dieses Strukturwandels auf das Höchstspannungsnetz zeigt sich zeitweise bereits heute im Netzbetrieb. Der Umfang an Redispatch als operative Maßnahme des Engpassmanagements hat in den vergangenen Jahren stark zugenommen (Monopolkommission, 2013, S.173) (Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt, 2013). Am Beispiel der Regelzone 50hertz kann der Zusammenhang von Redispatchumfang²⁸ und vertikaler Netzlast beobachtet werden (Abbildung 12). Geringe oder negative vertikale Netzlasten treten in Zusammenhang mit hohen Einspeisungen erneuerbarer Energien (in den unterlagerten Netzebenen) in Erscheinung. Durch Redispatch erfolgt eine Netzentlastung indem marktfähige Kraftwerke in deren Produktion eingeschränkt und in gleichem Leistungsumfang Kraftwerke hinter (strukturellen bzw. situativen) Engpässen hochgefahren werden.

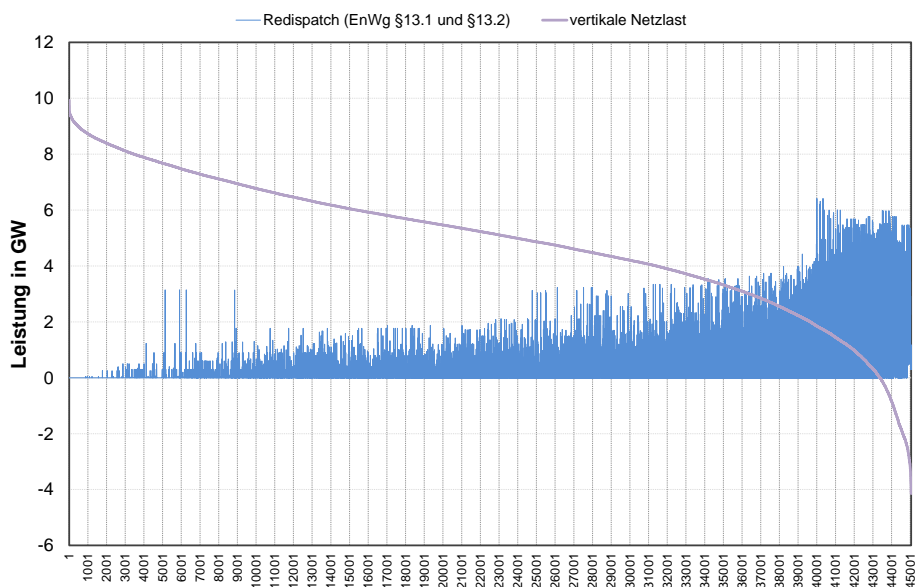


Abbildung 12: Dauerlinie der vertikalen Netzlast im Zeitraum 01.2013 bis 04.2014 und Anpassungen nach §13 EnWG in der Regelzone 50hertz. (Datenquelle für Redispatch: (50hertz; Amprion; TenneT; TrasnetBW, 2013); Datenquelle für die vertikale Netzlast: (50hertz, 2014b))

Gemeinsam mit der Umsetzung des europäischen Binnenmarktes und dem Ausbau grenzüberschreitender Netzverbindungen steigen auch die grenzüberschreitenden Stromflüsse (Abbildung 13). Zusammen mit dem Strukturwandel auf der Aufbringungsseite entsteht zunehmend die Notwendigkeit einer elektrizitätswirtschaftlichen Netzentwicklung unter Berücksichtigung des Gesamtsystems und in Ergänzung zur klassischen und von technischen Planungsgrundlagen geprägten Netzausbauplanung. Das elektrizitätswirtschaftliche Simulationsmodell ATLANTIS (Anhang A-I) ermöglicht mit seiner umfassenden Daten- und Modellbasis elektrizitätswirtschaftliche Analysen der künftigen europäischen Elektrizitätswirtschaft.

²⁸ Maßnahmen entsprechend EnWG §13.1 und §13.2

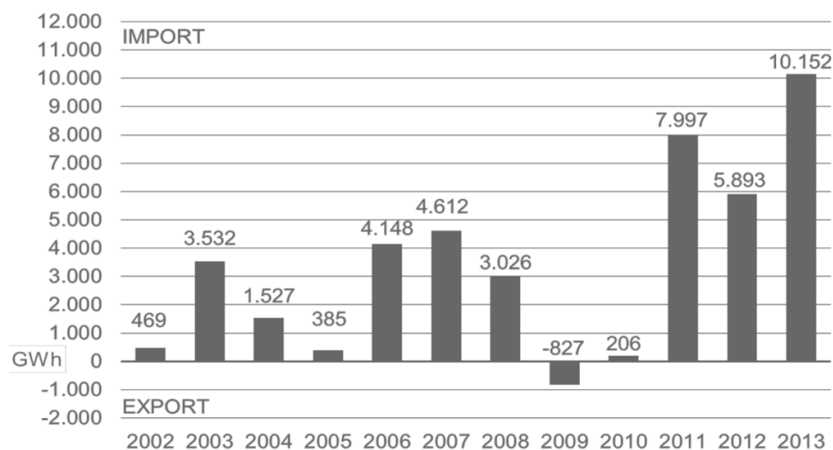


Abbildung 13 Import-Export-Saldo der Regelzone APG im Zeitverlauf 2002 bis 2013 (Kaschnitz, 2014)

In Abschnitt 3.1 wird die grundlegende Herangehensweise an die zukunftsorientierte elektrizitätswirtschaftliche Netzentwicklung mit dem Simulationsmodell ATLANTIS gezeigt. Daran anschließend erfolgt in Abschnitt 3.2 eine Darstellung der DC-Lastflussrechnungen und eine Abhandlung über die Anwendbarkeit des DC-OPF-Ansatzes (DC optimized power flow) und dessen Integration in das Simulationsmodell ATLANTIS (Nacht, 2010). Im Rahmen dieser Arbeit werden neue Methoden und Algorithmen gezeigt, welche die Überlegungen zur Integration von steuerbaren Transportkorridoren in den Fokus des elektrizitätswirtschaftlichen Aspektes der Netzentwicklungsplanung stellen. Unter dem Begriff „steuerbarer Stromtransport“ wird der Einsatz eines (gerichteten) Netzelements verstanden, welches in Höhe und Richtung des Lastflusses über das Maß herkömmlicher Netzelemente hinausgehend beeinflussbar ist. Die Systemintegration von Netzkorridoren, welche im bestehenden Höchstspannungsnetz den gerichteten und steuerbaren Stromtransport ermöglichen, wird im Rahmen dieser Arbeit unter Berücksichtigung der nachfolgend angeführten Aspekte umfassend betrachtet:

- Abbildung von DC-Systemen im DC-OPF-Modellansatz (Abschnitt 3.3)
- Bestimmung von elektrizitätswirtschaftlich vorteilhaften Anschlussknoten für steuerbare Transportkorridore (Abschnitt 3.4)
- Wirkung von steuerbaren Korridoren auf das 220/380-kV-Netz (Abschnitt 3.5)

Im Abschnitt 3.6 wird das Marktmodell basierend auf dem NTC-Ansatz (Nischler, 2009) erläutert. Der dann folgende Abschnitt 3.7 behandelt eine Methode zur Umsetzung von lastflussbasiertem und implizitem Market Coupling basierend auf dem Ansatz von *Power Transfer Distribution Factors* (PTDF), wobei in weiterer Folge zwei Methoden zur Einbindung von steuerbaren Korridoren in das lastflussbasierte Engpassmanagement gezeigt werden (Abschnitt 3.8). Abschnitt 3.9 vergleicht die Methoden am Beispiel einer IEEE-Testnetzstruktur. In Abschnitt 3.10 wird die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Kooperationsschnittstelle zwischen Marktmodell und DC-Lastflussmodell beschrieben. Dadurch wird der Import/Export-Handelsfahrplan einer Regelzone auf die physikalische Ebene des Lastflusses transferiert und eine genauere Abbildung der Realität im Simulationsmodell ATLANTIS erreicht. Eingangs eines jeden Abschnittes wird, sofern relevant, eine kurze Darstellung bisheriger Forschungen bezüglich der jeweiligen Fragestellung vorgenommen.

3.1 Elektrizitätswirtschaftliche Netzentwicklung mit ATLANTIS

In diesem Abschnitt wird die Netzentwicklungsplanung mit dem Simulationsmodell ATLANTIS dargestellt. Wie in Anhang A-I beschrieben, umfasst die Datenbasis von ATLANTIS den Kraftwerkspark, den Verbrauch je Netzknoten und das 220/380-kV-Höchstspannungsnetz für das kontinentaleuropäische Verbundsystem (Abbildung 14). Diese Datenbasis beinhaltet neben dem Bestand auch konsistente Szenarien für die mögliche Systementwicklung (Kraftwerkspark, Verbrauch, Netz, Brennstoffpreise, CO₂-Preise usw.) in den kommenden 20 Jahren.

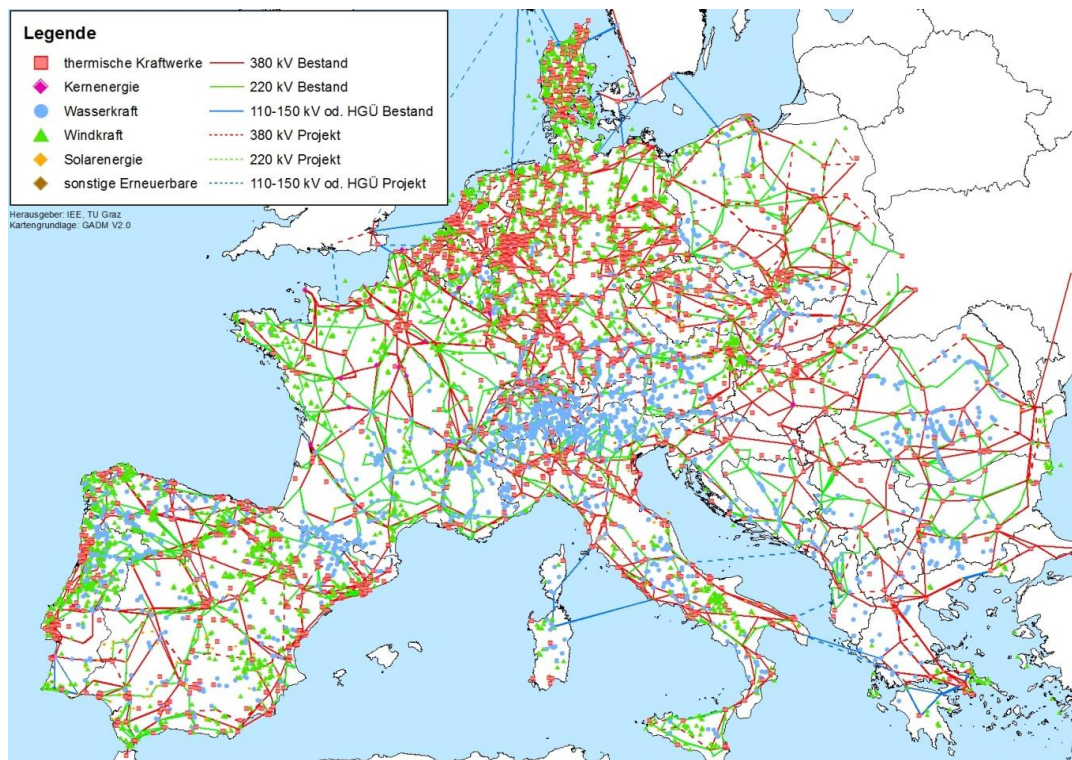


Abbildung 14: kontinentaleuropäischer Kraftwerkspark und Höchstspannungsnetz in ATLANTIS im Jahr 2012²⁹

Die Konsistenz der Szenarien wird dabei über die Verwendung öffentlich konsultierter, politisch festgelegter und z.T. auch rechtlich verankerter Systementwicklungspfade der einzelnen im Modell abgebildeten Staaten herbeigeführt ohne dabei europäische (z.B. 20-20-20-Ziele, Kyoto-Protokoll usw.) und globale (Rohstoffpreisentwicklung, Wirtschaftswachstum, usw.) Entwicklungstendenzen außer Acht zu lassen. Der Modellkern von ATLANTIS (Abbildung 15) besteht aus einem Marktmodell (Abschnitt 3.6) sowie eine darauf aufbauende DC-Lastflussrechnung mit optimiertem Kraftwerkseinsatz (Abschnitt 3.2 und 3.10). Diese Kombination aus Szenariodaten, Marktmodell und DC-OPF-Modell ermöglicht die zukunftsorientierte und gesamtsystemische Netzentwicklung mit langfristigem Planungshorizont. Aus den Simulationen folgen Indikatoren für die Netzentwicklung, welche zudem mit den folgenden wesentlichen Säulen der europäischen Energie- und Klimapolitik korrespondieren:

- Integration von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien,
- Reduktion der CO₂-Emissionen und
- Vollendung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes.

²⁹ Das im Rahmen dieser Arbeit verwendete Rohkartenmaterial (Ländergrenzen, administrative Grenzen usw.) stammt aus (GADM, 2012) bzw. aus (DIVA-GIS, 2012).

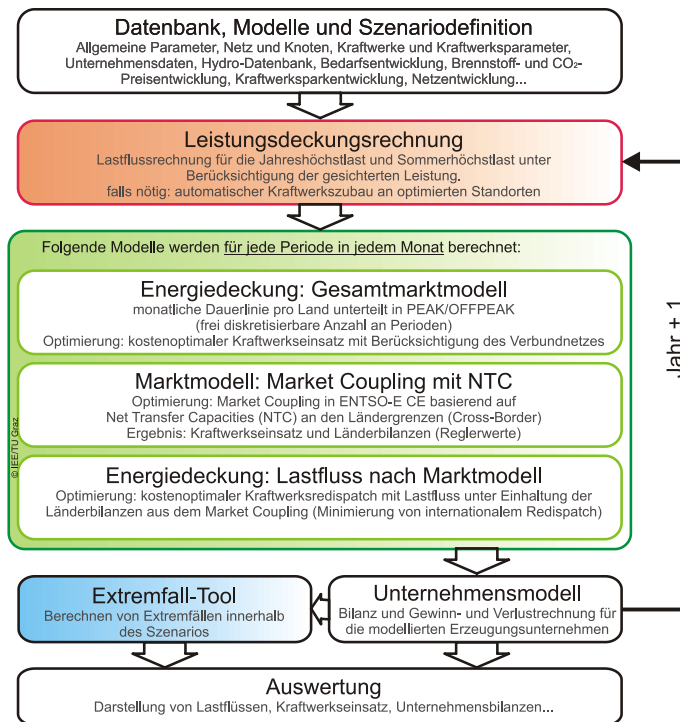


Abbildung 15: vereinfachtes Blockflussbild des Simulationsmodells ATLANTIS

Die bedeutendsten Ergebnisse aus ATLANTIS sind folgende:

- die Entwicklung von Import/Export-Bilanzen zwischen Regelzonen (Abbildung 16) und die Handelsflüsse zwischen den Marktzone als Ergebnis aus dem Stromhandelsmodell (z.B. NTC-basiertes Market Coupling);
- die physikalischen Lastflüsse, welche unmittelbar aus dem DC-OPF (Abbildung 17) folgen;
- der Kraftwerkseinsatz nach Markt (Kupferplatte mit NTC-Werten zwischen den Regelzonen) und der Kraftwerkseinsatz nach DC-OPF (mit Berücksichtigung von Netzrestriktionen). Mit der Berechnung des Kraftwerkseinsatzes lassen sich zudem folgende Parameter quantifizieren:
 - der Integrationsumfang erneuerbarer Energien (in Energie- oder Leistungseinheiten);
 - die Entwicklung der netzsicherheitsbedingten Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz gegen den Marktpreis (sog. Redispatch);
 - die Entwicklung der CO₂-Emissionen aus dem Betrieb konventioneller Kraftwerke;
 - die Entwicklung der Vollaststunden konventioneller Kraftwerke (u.a. notwendig für Wirtschaftlichkeitsanalysen, Standortanalysen usw.);
- Knotenbilanzen (saldierte Einspeisung und Last) an den 220/380-kV-Netzknoten

Für eine robuste Netzplanung ist insbesondere die zeitliche Entwicklung der genannten Parameter unter Beachtung möglicher Gesamtsystementwicklungen, welche in ATLANTIS durch konsistente Szenarien abgebildet werden, von großer Bedeutung.

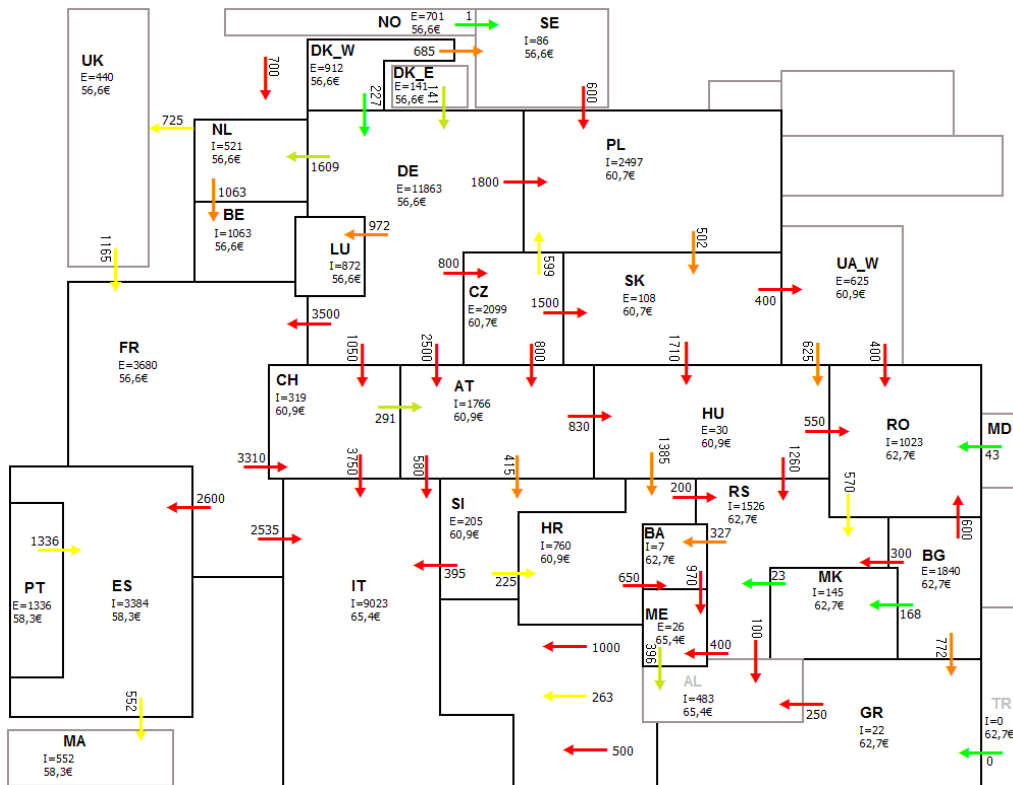


Abbildung 16: Darstellung eines Handelsergebnisses (NTC-basiertes Market Coupling) aus ATLANTIS. Grenzüberschreitende Handelsflüsse (rote Pfeile...vollständige Nutzung der angenommenen Handelskapazität).³⁰

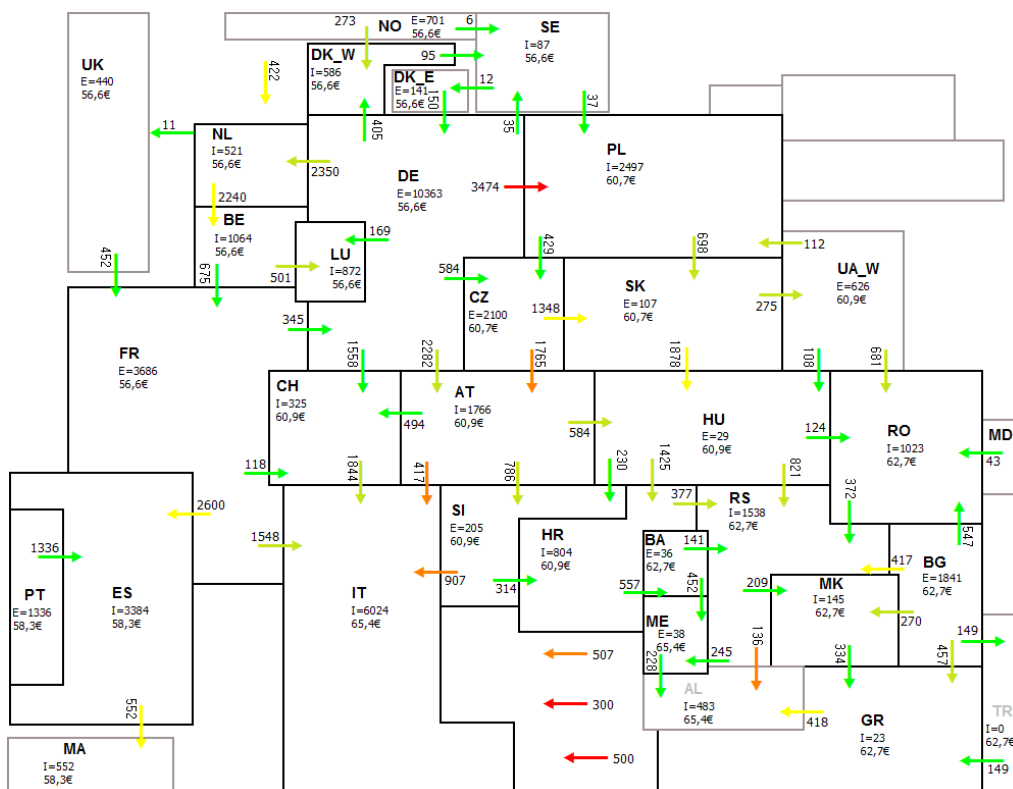


Abbildung 17: Darstellung der physikalischen Summenlastflüsse (DC-Lastfluss) zwischen den Regelzonen in ATLANTIS. Grenzüberschreitende Leistungsflüsse (rote Pfeile...vollständige Nutzung der angenommenen (n-1)-Kapazität der grenzüberschreitenden Leitungen).³⁰

³⁰ Die Darstellung beruht auf einer Simulation einer Starkwindsituation in Nordeuropa bei gleichzeitig geringer Wasserführung im Alpenraum für das Jahr 2015.

In Ergänzung bzw. aufbauend auf den Ergebnissen dieser gesamtsystemischen, elektrizitätswirtschaftlichen Analysen kann in weitere Folge mit AC-Lastflussberechnungsprogrammen die technisch notwendige Netzausbauplanung unter Anwendung international anerkannter Planungsgrundsätze vollzogen werden. Gegenstand dieser Analysen sind bspw. die Lastflussaufteilung, die Betriebsmittelauslastung, das Spannungsniveau, der Blindleistungshaushalt und die Netzsicherheit ((n-1)-Kriterium, Common-Mode-Fehler) (Sillaber & Renner, 2007). Ein derartiger Ansatz wurde beispielsweise im Zuge der Erstellung des Gutachtens *zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz* (Stigler et al., 2012a) gemeinsam vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation und dem Institut für Elektrische Anlagen³¹ angewendet (Abbildung 18) (Nischler et al., 2013). Das Simulationsmodell ATLANTIS liefert dabei Inputdaten für die AC-Lastflussberechnung mit NEPLAN. Daraus wiederum werden notwendige Netzoptimierungs-, Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen im Drehstromnetz unter Anwendung technischer Planungsgrundlagen (z.B. (n-1)-Analysen) ermittelt und für weitere Berechnungen mit ATLANTIS herangezogen. Zudem folgen aus dem Modell ATLANTIS quantifizierbare Aussagen über die Wirkung und den Nutzen von Netzmaßnahmen (z.B. HGÜ-Leitungen, Freileitungsmonitoring usw.) auf das Gesamtsystem (vgl. Abschnitt 4.4 und 4.5). Eine umfassende Beschreibung der Methodik zur Nutzenquantifizierung von Leitungsausbau (RES-Integration, CO₂-Emissionen, Kosten der Stromerzeugung) erfolgte zudem bereits in (Nischler et al., 2012).

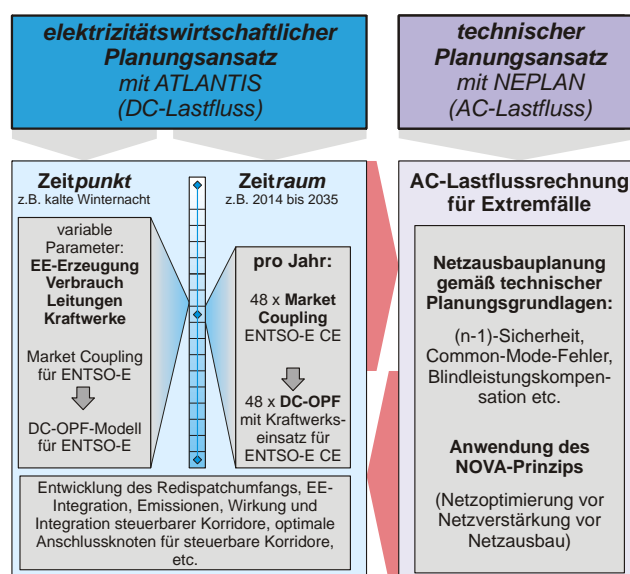


Abbildung 18: Methodik der Netzentwicklungsplanung am Energie Zentrum Graz. vgl. (Stigler et al., 2012a)

In den nachfolgenden Abschnitten werden der Modellkern bestehend aus DC-OPF-Modell und Marktmodell und die im Rahmen dieser Arbeit entstandenen Methoden und Optimierungsmodelle für die elektrizitätswirtschaftliche Netzentwicklung mit ATLANTIS diskutiert.

³¹ beide Technische Universität Graz

3.2 DC-Lastflussrechnung und DC optimized power flow Modell

Im Kern basiert jedes DC-OPF-Modell auf der Gleichstromlastflussberechnung (DC-Lastfluss) wie sie bspw. in (Oeding & Oswald, 2011, S.526) oder (Stott et al., 2009) dargestellt ist. DC-OPF-Modelle³² werden in vielerlei Hinsicht und in unterschiedlicher Ausprägung³³ für die Optimierung des Kraftwerkeinsatzes unter Berücksichtigung des Netzes eingesetzt. Die Gleichungen (3-1) und (3-2) stellen zunächst die AC-Lastflussgleichungen dar.

$$P_k = \frac{U_k^2}{Z_{kk}} \cos(\psi_{kk}) - \frac{U_k U_m}{Z_{km}} \cos(\Theta_k - \Theta_m + \psi_{km}) \quad (3-1)$$

$$Q_k = \frac{U_k^2}{Z_{kk}} \sin(\psi_{kk}) - \frac{U_k U_m}{Z_{km}} \sin(\Theta_k - \Theta_m + \psi_{km}) \quad (3-2)$$

$$\frac{1}{Z_{kk}} = \left| \frac{1}{R_{km} + jX_{km}} + G_k + jB_k \right| \quad \psi_{kk} = \arg(Z_{kk}) \quad (3-3)$$

$$\frac{1}{Z_{km}} = \left| \frac{1}{R_{km} + jX_{km}} \right| \quad \psi_{km} = \arg(Z_{km}) \quad (3-4)$$

k, m	Netzknoten
P_k	Wirkleistungsfluss von Knoten k nach m, am Knoten k [p.u.]
Q_k	Blindleistungsfluss von Knoten k nach m, am Knoten k [p.u.]
Θ_k	Knotenspannungswinkel am Knoten k [rad]
R_{km}	Realteil der Längsimpedanz (Wirkwiderstand) zwischen k und m [p.u.]
X_{km}	Imaginärteil der Längsimpedanz (Blindwiderstand) zwischen k und m [p.u.]
Ψ_{km}	Winkel der Längsimpedanz Z_{km} zwischen k und m
G_k	Realteil der Queradmittanz (Wirkleitwert) am Knoten k [p.u.]
B_k	Imaginärteil der Queradmittanz (Blindleitwert) am Knoten k [p.u.]
Ψ_k	Winkel der Querimpedanz Z_k am Knoten k

Ausgehend von den AC-Lastflussgleichungen (3-1) und (3-2) in (Renner, 2013, S.43) kann durch folgende Vereinfachungen der DC-Lastfluss abgeleitet werden.

- Vernachlässigung der Wirkverluste ($R_{km}=0$, $\Psi_{km}=\pi/2$)
- Vernachlässigung der Querelemente ($G_k=B_k=0$)
- Annahme eines kleinen Leitungsspannungswinkels, so dass $\sin(\Theta_k - \Theta_m) \approx \Theta_k - \Theta_m$ und $\cos(\Theta_k - \Theta_m) \approx 1$ gilt
- Flaches Spannungsprofil mit Nennspannung an allen Knoten ($U_k=U_m=1$ p.u.)

Mit den Vereinfachungen ergibt sich

$$\frac{1}{Z_{kk}} = \frac{1}{Z_{km}} = \frac{1}{X_{km}} = Y_{km} \quad \psi_{kk} = \psi_{km} = \frac{\pi}{2} \quad (3-5)$$

³² DC optimized power flow (DC-OPF)

³³ Eine umfassende Übersicht über verschiedenste Anwendungsbeispiele eines DC-Lastflusses gibt (Stott et al., 2009). Stellvertretend für eine Vielzahl an Anwendungsbeispielen eines DC-OPF-Modells stehen zudem (Zimmermann et al., 2011), (Farahmand et al., 2010), (Jacobo & De Roure, 2008) oder (Overbye et al., 2004).

und in weiterer Folge

$$P_k = Y_{km} \cdot (\Theta_k - \Theta_m) = \frac{\Theta_k - \Theta_m}{X_{km}} \quad (3-6)$$

k, m Netzknoten
 P_k Wirkleistungsfluss von Knoten k nach m, am Knoten k [p.u.]
 Θ_k Knotenspannungswinkel am Knoten k [rad]
 X_{km} Längsreaktanz der Leitung zwischen k und m [p.u.]

Erweitert auf ein ganzes Netz lässt sich die Beziehung (3-6) zu der DC-Lastflussgleichung in Matrizen-schreibweise darstellen (Gleichung (3-7)), wobei \mathbf{P} der Vektor der Knotenleistungen, $\mathbf{\Theta}$ der Vektor der Knotenspannungswinkel und \mathbf{Y} die Knotenadmittanzmatrix ist. Letztere wird unter Anwendung der oben angeführten Vereinfachungen aus den Imaginärteilen der Längsimpedanzen und unter Vernachlässigung der Queradmittanzen erstellt.

$$\mathbf{P} = [\mathbf{Y}] \cdot \mathbf{\Theta} \quad (3-7)$$

Für den Wirkleistungsfluss entlang einer Leitung ergibt sich durch die getroffenen Annahmen der lineare Zusammenhang in (3-6) bzw. (3-7), welcher aufgrund der Analogie zum ohmschen Gesetz³⁴ auch als DC-Lastfluss bezeichnet wird.

3.2.1 Ableitung der PTDF-Matrix

Basierend auf den Ausführungen von (Duthaler, 2007) erfolgt nachfolgend die Ableitung der PTDF-Matrix für den DC-Lastfluss. Der Power Transfer Distribution Factor (PTDF, PTD-Faktor) beschreibt die Änderung des Leistungsflusses auf einem Netzelement k, wenn an einem Knoten n Leistung eingespeist und am Referenzknoten r entnommen wird (Duthaler, 2007) (Gleichung (3-8)).

$$PTDF_{k,i \rightarrow r} = \frac{\Delta P_k}{\Delta P_i} \quad (3-8)$$

k Netzelement (Flowgate)
 i Knoten mit Einspeisung (Exportzone)
 r Referenzknoten mit Entnahme (Importzone)
 ΔP_k zulässige Lastflussänderung auf Netzelement k (Handelsfluss auf Flowgate k)
 ΔP_i Einspeiseänderung in Knoten i (Handelsänderung in Marktzone i)

Ausgehend von Gleichung (3-7) wird ein Referenzknoten gewählt und aus der Matrix $[\mathbf{Y}]$ gestrichen (Spalte und Zeile). Dadurch ergibt sich die nicht-singuläre Matrix $[\mathbf{Y}^*]$, die invertiert werden kann. Die sogenannte Inzidenzmatrix $[\mathbf{H}]$ hat die Dimension k mal i, wobei k die Anzahl der Netzzweige und i die Anzahl der Netzknoten darstellt. Die Bestimmung der Matrixelemente von $[\mathbf{H}]$ ist in (3-9) dargestellt (Duthaler, 2007). Gemäß dem gewählten Referenzknoten wird auch in Gleichung (3-10) die entsprechende Spalte bzw. die mit dem Referenzknoten korrespondierenden Elemente aus den Vektoren \mathbf{P}_k und $\mathbf{\Theta}_k$ gestrichen und man erhält aus Gleichung (3-11) mit der reduzierten Inzidenzmatrix $[\mathbf{H}^*]$ den Leistungsfluss auf dem Netzelement k. (Duthaler, 2007, S.112)

³⁴ P analog zu I, Θ analog zu U und X analog zu R.

$$\mathbf{H}(k, i) = \frac{1}{x_{ij}} \quad \mathbf{H}(k, j) = -\frac{1}{x_{ij}} \quad \mathbf{H}(k, m) = 0 \quad \text{für } m \neq i, m \neq j \quad (3-9)$$

$$\mathbf{P}_k = [\mathbf{H}] \cdot \boldsymbol{\Theta}_k \quad (3-10)$$

$$\mathbf{P}'_k = [\mathbf{H}'] \cdot \boldsymbol{\Theta}'_k \quad (3-11)$$

- P_k Leistungsfluss auf dem Netzelement k (Vektor) [MW]
- Θ_k Winkeldifferenz über das Netzelement k (Vektor) [rad]
- k Netzelement k mit der definierten Richtung i nach j (gerichteter Graph)
- i Startknoten des Elementes k
- j Endknoten des Elementes k
- m jeder andere Knoten im Netz

Aus den Gleichungen (3-7) und (3-11) kann für den Leistungsfluss auf dem Netzelement k der in Gleichung (3-12) dargestellte Zusammenhang abgeleitet werden.

$$\mathbf{P}'_k = [\mathbf{H}'] \cdot \boldsymbol{\Theta}'_k = [\mathbf{H}'] \cdot [\mathbf{Y}']^{-1} \cdot \mathbf{P}' = [\mathbf{SENS}] \cdot \mathbf{P}' \quad (3-12)$$

Die sogenannte Sensitivitätsmatrix **[SENS]** ergibt sich aus dem Produkt der reduzierten Inzidenzmatrix und der Inversen der reduzierten Knotenadmittanzmatrix. Die Sensitivitätsmatrix entspricht dabei bereits der PTDF-Matrix für Einspeisungen an den Knoten i und Entnahmen am gewählten Referenzknoten. Für das zugrundeliegende DC-Lastflussmodell gilt die Linearität der PTDF-Matrix hinsichtlich der übertragenen Leistungen. Zudem gilt die sogenannte Transitivität der PTDF-Matrix (Duthaler, 2007, S.49). Um jede mögliche Einspeise-Entnahme-Situation darzustellen, kann die in Gleichung (3-13) abgebildete Rechenvorschrift angewendet werden. Die Zeilen der PTDF-Matrix beschreiben die Leitungen bzw. Handelswege (Flowgates), deren Spalten die möglichen Handelstransaktionen. Zudem folgt unmittelbar daraus die in Gleichung (3-14) dargestellte Beziehung.

$$PTDF_{k,i \rightarrow j} = PTDF_{i \leftrightarrow j, i \rightarrow j} = SENS_{k,i} - SENS_{k,j} \quad (3-13)$$

$$PTDF_{k,i \rightarrow j} = -PTDF_{k,j \rightarrow i} \quad (3-14)$$

- k Netzelement zwischen den Knoten i und j ($i \leftrightarrow j$)
- i Knoten i bzw. Exportzone i
- j Knoten j bzw. Importzone j
- $i \rightarrow j$ Handelstransaktion zwischen Exportzone i und Importzone j

Eine Methode zur Einbindung von PTDF-Matrizen in lastflussbasiertes, implizites Market Coupling wird in Abschnitt 3.7.1 dargestellt und diskutiert.

Annahmen zur Berechnung in bezogenen Größen

Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten und angewendeten Methoden basierend auf dem DC-OPF-Modellansatz sind für die Berechnung in bezogenen Größen definiert. Die Bezugsleistung P_{Base} wird mit 100 MW angenommen. Daraus resultiert für 220-kV-Netzelemente eine Normreaktanz von 484 Ω bzw. für 380-kV-Netzelemente eine Normreaktanz von 1.444 Ω .

3.2.2 Zur Anwendbarkeit des DC-Lastflusses für elektrizitätswirtschaftliche Analysen

Die Anwendbarkeit und Qualität des DC-Lastflussansatzes für technoökonomische Zwecke und elektrizitätswirtschaftliche Analysen wird unter anderem von (Overbye et al., 2004) und (Purchala et al., 2005b) umfassend untersucht. Letztere kommen zu dem Schluss, dass mit der DC-Lastflussrechnung im untersuchten Testnetz (belgisches Hoch- und Höchstspannungsnetz³⁵) eine gute Näherung der Wirkleistungsflüsse erreicht werden kann, wenngleich auf einzelnen Leitungen Fehler über 5% auftreten können. Dabei wird für die Fehlerberechnung die Differenz zwischen AC-Wirkleistungsfluss und DC-Leistungsfluss auf den AC-Wirkleistungsfluss bezogen. Insbesondere für die 220/380-kV-Leitungen im untersuchten Testnetz liegen die durchschnittlichen Abweichungen zwischen AC-Wirkleistungsfluss und DC-Leistungsfluss (bezogen auf den AC-Wirkleistungsfluss) unter 5%. Dies ist auf das günstige Verhältnis zwischen dem induktiven und ohmschen Anteil an der Längsimpedanz und das in stabilen Netzsituationen schmale Spannungsband im Höchstspannungsnetz zurückzuführen. (Purchala et al., 2005b)

Die Anwendung des DC-Lastflussmodells wird auch in (Stott et al., 2009) umfassend diskutiert. Von den Autoren wird festgestellt, dass unter anderen folgende Vorteile für die Anwendung eines DC-Lastflusses sprechen:

- nicht-iterativer Lösungsweg
- einfache Umsetzung als Optimierungsproblem (auch mit Netzsicherheitsanalyse)
- geringer Datenaufwand
- die genäherten Wirkleistungsflüsse sind angemessen genau

Des Weiteren hält (Stott et al., 2009) folgendes fest:

“However, it seems that a dc model’s performance on a non-small network can only be assessed experimentally, by comparing the MW flows obtained from dc and ac power flow solutions.” (Stott et al., 2009, S.1291)

Die Qualität des DC-Lastflusses untersucht (Stott et al., 2009) am Beispiel von sechs Testsystemen, wobei unter anderem ein europäisches Testsystem mit rund 5.000 Knoten überwiegend im Hoch- und Höchstspannungsbereich Teil der Analysen ist.

	region	bus count, by kV range			G W	loss %	load level	
		total	%LV < 115	%HV ≥ 345				
1	N Amer. E	48K	53	44	3	675	2.5	H
2	N Amer. W	14K	51	47	2	160	3.6	H
3	N Amer. S	5K	45	51	4	53	2.2	H
4	W Europe	5K	7	65	28	160	1.8	M
5	Brazil	4K	45	44	11	70	5.8	H
6	Brazil	4K	45	44	11	42	4.7	L

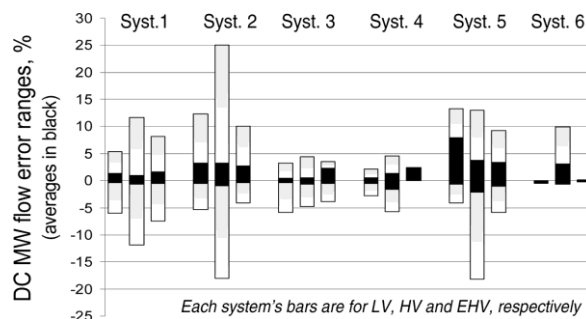


Abbildung 19: Testsysteme (links) und Fehlerbandbreiten des DC-Lastflusses (rechts, graue Balken beschreiben den maximalen Fehler, während die schwarzen Balken den mittleren Fehler darstellen) (Stott et al., 2009)

³⁵ Testnetz mit insgesamt 950 Leitungen in den Spannungsebenen 70 kV, 150 kV, 220 kV und 380 kV. (Purchala et al., 2005b, S.2)

Abbildung 19 zeigt die Testsysteme (links) und rechts die Fehlerbandbreite der DC-Lastflussrechnung aus einer sog. „cold-start“³⁶ Modellierung. Die Fehlerangabe in Prozent bezieht sich auf den AC-Wirkleistungsfluss entsprechend einer exakten AC-Lastflussrechnung. Dabei wird der Fehler jedoch nur für jene Netzelemente erhoben, welche Auslastungen über 70% des jeweiligen thermischen Limits aufweisen und zudem mit mehr als 50 MW belastet sind (Stott et al., 2009, S.1295). Wie zu erkennen ist, zeigt sich auch in (Stott et al., 2009), mit der Ausnahme für das Testsystem 5, ein durchschnittlicher Fehler im Bereich von $\pm 5\%$. Einzelne Netzelemente können allerdings nicht unerhebliche Abweichungen bis zu 25% aufweisen. Wobei sich insbesondere für jene Testsysteme mit einem signifikanten Anteil an Knoten mit Nennspannungen unter 115 kV vergleichsweise große Abweichungen zwischen DC-Lastfluss und AC-Lastfluss ergeben.

Unterstützend zu den Berechnungen von (Purchala et al., 2005b) und den Ausführungen von (Stott et al., 2009) wird für eine mitteleuropäische Regelzone ein Vergleich zwischen gemessenen (tatsächlichen) Wirklastflüssen und mit dem DC-Lastflussmodell in ATLANTIS berechneten Lastflüssen gezogen. Für eine Stichprobe von in etwa 220 Leitungen und Transformatoren des betrachteten Höchstspannungsnetzes zeigt Abbildung 20 den Vergleich zwischen gemessenem Wirkleistungsfluss P_{AC} und berechneten Lastfluss P_{DC} (DC-Lastfluss) für einen Höchstlastzeitpunkt im Winter. Jeder Punkt im Diagramm (Abbildung 20) stellt dabei eines der rund 220 Netzelemente im untersuchten Netzgebiet dar. Das hohe Bestimmtheitsmaß von 0,9958 bestätigt die Anwendbarkeit des DC-Lastflusses für elektrizitätswirtschaftliche Simulationsmodelle wie ATLANTIS mit einem langfristigen Planungshorizont.

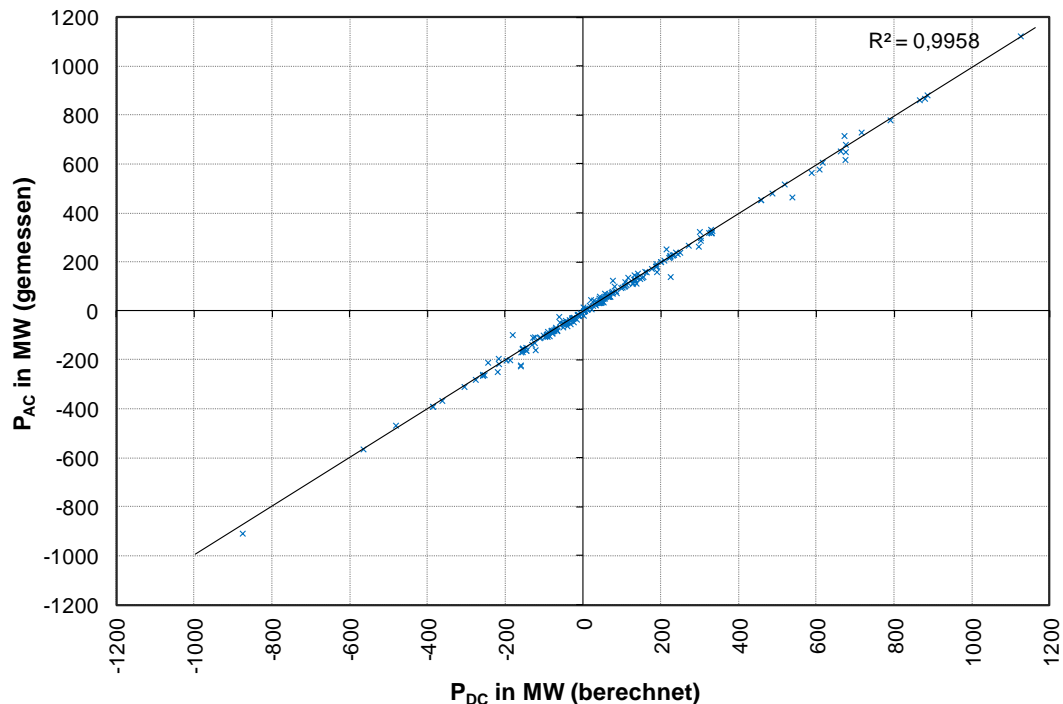


Abbildung 20: Gegenüberstellung des gemessenen Wirkleistungsflusses und des berechneten DC-Lastflusses

³⁶ Als cold-start model wird ein Modellansatz verstanden, bei dem der DC-Lastfluss nicht auf einem bestehenden AC-Lastflussergebnis (Arbeitspunkt) berechnet wird. (Stott et al., 2009, S.1293)

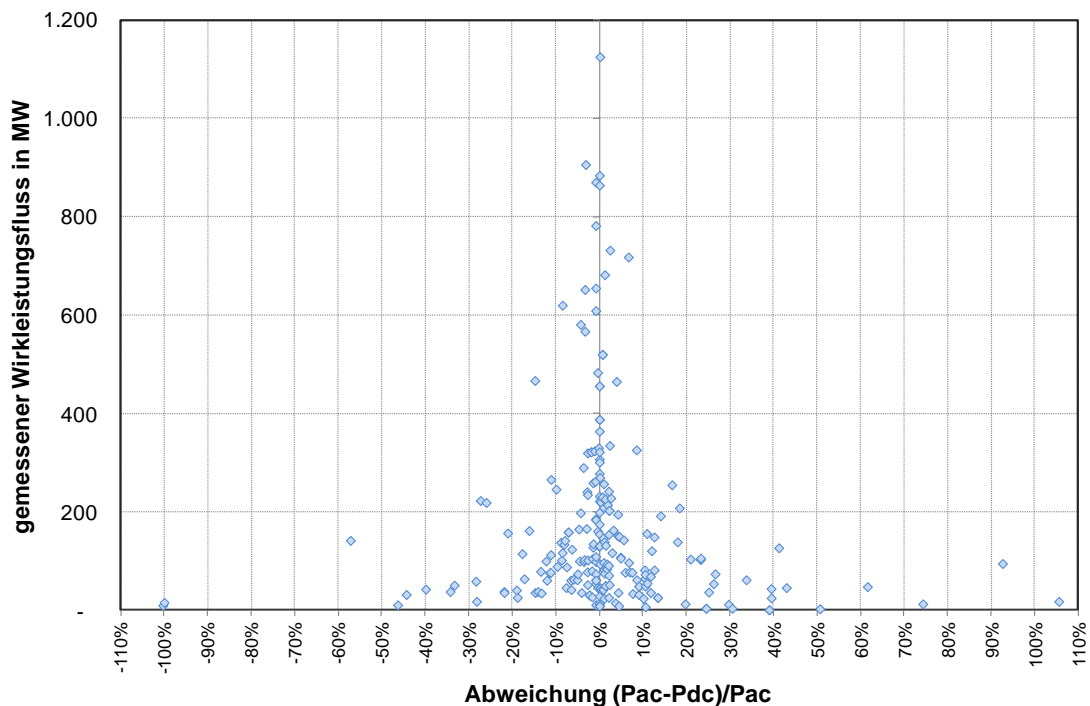


Abbildung 21: Gegenüberstellung der Abweichung zwischen DC- und AC-Lastfluss mit dem gemessenen Wirkleistungsfluss im untersuchten Lastflussfall (jeder Punkt repräsentiert ein Netzelement im Testnetz)

Bezieht man für jedes Leitungselement die Differenz zwischen berechneter DC-Wirkleistung und gemessenem AC-Wirkleistungsfluss auf den AC-Wirkleistungsfluss erhält man den von (Purchala et al., 2005b, S.3) definierten Fehler der DC-Lastflussrechnung. Im untersuchten Fall liegt die maximale Abweichung zwischen gemessenem und berechnetem Wirkleistungsfluss bei +105% bzw. bei -100% (Abbildung 21). Derartige Abweichungen lassen sich bspw. an Transformatoren mit Längsregelung beobachten, welche im DC-Lastfluss aufgrund der Annahme eines flachen Spannungsprofils nicht abgebildet werden. Ebenso hohe Abweichungen zeigen Leitungen, welche im untersuchten Lastflussfall nur gering belastet sind (Abbildung 21). Die durchschnittliche Abweichung über alle Leitungen und Transformatoren im Testnetz liegt jedoch deutlich unter der 5%-Grenze bei 1,2%.

Für DC-Lastflusssimulationen im Rahmen eines DC-OPF-Modells ist auch von Interesse wie groß die zu erwartenden Abweichungen zwischen AC- und DC-Lastfluss bezogen auf das thermische Übertragungslimit einer Leitung sind. So kann die Abweichung zwischen AC- und DC-Lastfluss bemessen am AC-Lastfluss durchaus über der 5%-Grenze liegen, wenn zugleich die Abweichung bemessen am thermischen Limit gering ist und dadurch nicht systembegrenzend für den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz wird. Insbesondere für die Netzentwicklungsplanung sind geringe Abweichungen bezogen auf das thermische Limit anzustreben. Abbildung 22 zeigt die Abweichung zwischen gemessenem und berechnetem Lastfluss bezogen auf die thermische Übertragungsgrenze für jedes betrachtete Netzelement im untersuchten Testnetz. Die blaue Kurve bezieht sich auf den gemessenen Wirkleistungsfluss, während für die violette Kurve die gemessene Scheinleistung als Vergleichsbasis herangezogen wird. Im Vergleich mit dem gemessenen Wirkleistungsfluss P_{AC} zeigt sich, dass 97% aller untersuchten Netzelemente in einem Bereich von $\pm 5\%$ liegen. Für rund 88% der Stichprobenwerte kann die Abweichung bezogen auf das thermische Limit im Intervall von $\pm 2\%$ gehalten werden.

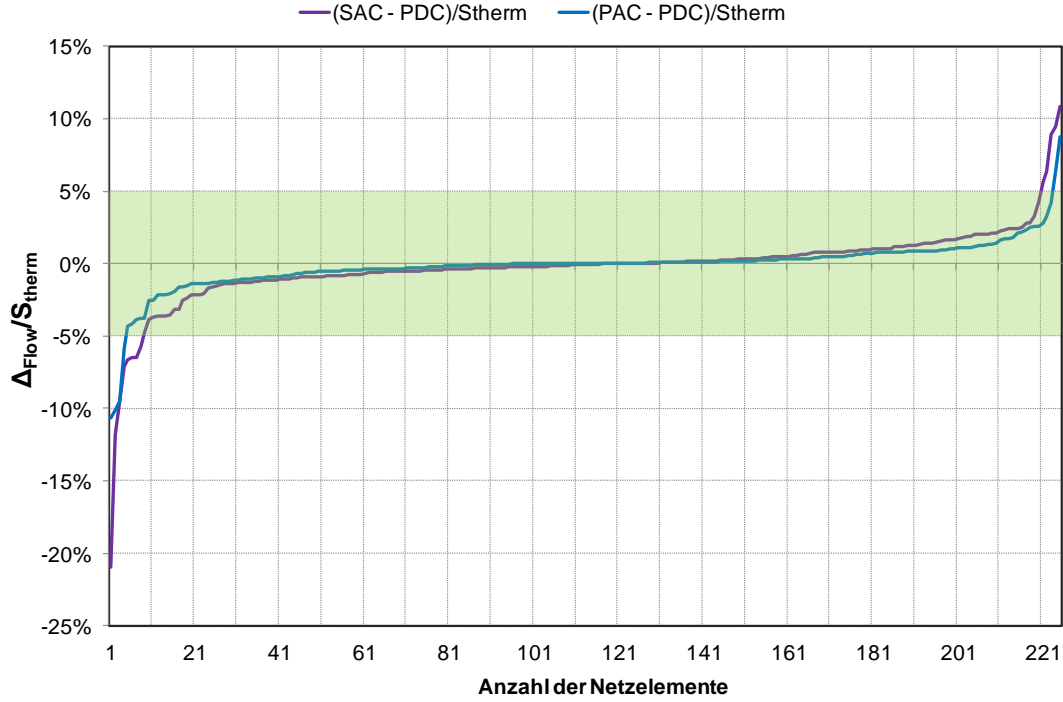


Abbildung 22: Abweichungen zwischen gemessenem Wirkleistungsfluss (blaue Linie) bzw. gemessener Scheinleistung (violette Linie) und berechnetem DC-Lastfluss bezogen auf die thermische Übertragungsgrenze.

Die Analysen zeigen, dass der DC-Lastflussansatz für elektrizitätswirtschaftliche Anwendungen und Modellrechnungen im Höchstspannungsnetz (z.B. das Modell ATLANTIS) ausreichend genau ist.

3.2.3 Umsetzung des DC-OPF-Ansatzes im Simulationsmodell ATLANTIS

Die grundlegende Formulierung des DC-OPF-Modells für ATLANTIS in Form eines gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblems (MIP) erfolgte bereits in (Nacht, 2010) und dient im Rahmen dieser Arbeit als Basis für weiterführende Entwicklungen (z.B. Abschnitte 3.4 und 3.10).

$$\text{Zielfunktion: } \min \left\{ \sum_G c_{var,G} \cdot P_G \cdot P_{BASE} + \sum_l \lambda \cdot \sigma_{l,PST}^+ - \sum_l \lambda \cdot \sigma_{l,PST}^- \right\} \quad (3-15)$$

s. t.

$$\text{NB1: } \sum_G P_{G,n} - \sum_D P_{D,n} = \sum_m flow_{n \rightarrow m} - \sum_m flow_{m \rightarrow n} \quad (3-16)$$

$$\text{NB2: } \sum_G P_G = \sum_D P_D \quad (3-17)$$

$$\text{NB3: } flow_{n \rightarrow m} = \frac{\theta_n - \theta_m + \sigma_{l,PST}}{X_{nm}} \quad (3-18)$$

$$\text{NB4: } P_{min,G} \leq \beta \cdot P_G \leq P_{max,G} \quad \beta \in \{0,1\}_{\mathbb{Z}} \quad (3-19)$$

$$\text{NB5: } -P_{therm,l} \cdot (1 - TRM) \leq flow_{l=n \rightarrow m} \leq P_{therm,l} \cdot (1 - TRM) \quad (3-20)$$

$$\text{NB6: } -\theta_{max,l=n \rightarrow m} \leq \theta_n - \theta_m \leq \theta_{max,l=n \rightarrow m} \quad (3-21)$$

$$\text{NB7: } -\sigma_{max,PST} \leq \sigma_{l,PST} \leq \sigma_{max,PST} \quad (3-22)$$

$$\text{NB8: } \sigma_{l,PST} = \sigma_{l,PST}^+ + \sigma_{l,PST}^- \quad (3-23)$$

G Kraftwerke
D Nachfrage
$c_{var,G}$ variable Erzeugungskosten der Kraftwerke [€/MWh]
$P_{G,n}$ (optimierte) Leistung des Kraftwerks im Knoten n [p.u.]
$P_{D,n}$ nachgefragte Leistung bzw. Deckungsbedarf im Knoten n [p.u.]
P_{Base} Bezugsleistung für die Berechnung in bezogenen Einheiten (per unit, p.u.) [MW]
λ spezifische Kosten für den Einsatz von Regeltransformatoren (Phasenschieber) [€/rad]
$\sigma_{i,PST}$ (optimierter) Winkel eines Regeltransformators [rad]
$\sigma_{max,PST}$ maximaler Stellwinkel eines Regeltransformators [rad]
$flow_{n \rightarrow m}$ Wirkleistungsfluss auf Leitung l von Knoten n nach Knoten m [p.u.]
Θ_n Spannungswinkel in Knoten n [rad]
Θ_{max} maximaler Spannungswinkel zwischen Knoten n und m (entlang der Leitung l) [rad]
X_{lm} Längsreaktanz auf der Leitung/des Transformators zwischen den Knoten n und m [p.u.]
β binäre Variable zum Ein- bzw. Ausschalten eines Kraftwerks [-]
$P_{min,G}$ minimale Leistung des Kraftwerks G [p.u.]
$P_{max,G}$ maximale Leistung des Kraftwerks G [p.u.]
$P_{therm,l}$ thermische Grenzleistung der Leitung l [p.u.]
TRM transmission reliability margin (Sicherheitsreserve) [-]

Die Nebenbedingung NB1 stellt das Gleichgewicht aus Knoteneinspeisung, Knotenlast und der zum Knoten hin- bzw. wegführenden Leistungsflüsse her. Das systemweite Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch wird durch Nebenbedingung NB2 herbeigeführt. Nebenbedingung NB3 stellt die DC-Lastflussgleichung dar, wobei für Phasenschiebertransformatoren zusätzlich der (variable) Phasenwinkel berücksichtigt wird, welcher auch Teil der Zielfunktion ist. Die Restriktion NB4 stellt sicher, dass jedes Kraftwerk entweder gar nicht oder zwischen einer definierten minimalen und maximalen Leistung einspeist. Nebenbedingung NB5 gewährleistet, dass der Lastfluss auf jedem Netzelement maximal das durch die Sicherheitsmarge TRM definierte Limit (bemessen am thermischen Limit) erreicht. Über Nebenbedingung NB6 kann eine maximal zulässige Knotenspannungswinkeldifferenz festgelegt werden, während Nebenbedingung NB7 gewährleistet, dass Regeltransformatoren nur innerhalb ihres maximalen Steuerwinkels einstellbar sind. Nebenbedingung NB8 summiert den positiven und den negativen Steuerungsbereich eines Regeltransformators, wobei nur jeweils einer der beiden Werte ungleich von Null ist. Dies ist notwendig, damit Phasenschieber mit negativem Winkel durch ein negatives Vorzeichen in der Zielfunktion (Minimierung) berücksichtigt werden und damit wiederum einer Minimierung entsprochen wird. Die Einsatzstrategie der Phasenschieber ist durch diese mathematische Formulierung darauf ausgerichtet, den Kraftwerksredispach zu minimieren. Damit es zu keinem unnötigen Einsatz der Phasenschieber kommt, wird in der Zielfunktion deren Einsatz durch eine Strafzahlung (penalty weight) bepreist und damit minimiert. Der Wert für diese Strafzahlung ist so gering gewählt, dass die Erzeugungskosten jedenfalls überwiegen. Damit kann sichergestellt werden, dass der Einsatz von Regeltransformatoren jedenfalls einem kostenintensiveren und damit weniger optimaleren Kraftwerks(re-)dispatch vorgezogen wird. (Nacht, 2010)

Unter Einhaltung der angeführten Nebenbedingungen werden die Einsatzkosten der Kraftwerke minimiert, wobei zusätzlich ein koordinierter Einsatz der Phasenschiebertransformatoren und querregelfähigen Transformatoren Teil der Optimierung ist. Die Modellierung von lastflusssteuernden Netzelementen wie bspw. Phasenschiebertransformatoren im DC-Lastfluss wird unter anderem von (Van Hertem et al., 2006) und (Stott et al., 2009, S.1294) diskutiert.

3.2.4 Analysen zur Quantifizierung und Bestimmung der Sicherheitsmarge

Die Berücksichtigung einer Sicherheitsreserve (TRM) für den maximalen Lastfluss auf einem Netzelement beruht auf dem Gedanken des (n-1)-Prinzips in hochvermaschten Netzen. Zur vereinfachten Berücksichtigung des (n-1)-Sicherheitskriteriums im DC-OPF-Modell darf die maximale Belastung einen über die TRM definierten maximalen Anteil am thermischen Limit eines Betriebsmittels nicht übersteigen. Im Netzentwicklungsplan 2012 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber wird diesbezüglich folgendes festgehalten:

„[...] erfahrungsgemäß ist das (n-1)-Kriterium nicht mehr erfüllt, wenn bereits im Grundfall die Betriebsmittelbelastung größer als 70 % der Nennbelastbarkeit ist,“ (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012a, S.102).

Im Masterplan 2030 des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers APG (APG, 2013) wird in analoger Weise argumentiert:

„Um die (n-1)-Sicherheit einhalten zu können, dürfen einzelne Leitungen im vermaschten Übertragungsnetz abhängig von der Netztopologie in der Regel zu 50 % bis maximal 70 % ausgelastet werden – die restliche Stromtragfähigkeit muss als Reserve für Ausfälle vorgehalten werden. Für die vorliegende Topologie des APG-Übertragungsnetzes hat sich als (n-1)-Grenze der 60-%-Wert der thermischen Belastungsgrenze als durchschnittlich geeigneter Wert herausgestellt.“ (APG, 2013, S.21)

Die Wahl der im DC-OPF-Modell von ATLANTIS angewendeten Sicherheitsreserve (TRM) stützt sich zudem auf Analysen, welche im Rahmen dieser Arbeit entstanden sind. Die methodische Herangehensweise zur Ermittlung der für den (n-1)-sicheren Netzbetrieb notwendigen Reserve für jedes Leitungselement ergibt sich aus der einfachen Betrachtung eines Netzstiches bestehend aus zwei parallelen und identischen Systemen. Damit beim Ausfall eines Systems (bei Anwendung des (n-1)-Kriteriums) dennoch der Netzbetrieb aufrechterhalten werden kann, darf jedes der beiden Systeme zum Zeitpunkt des Ausfalls maximal zu 50% der thermischen Leistung ausgelastet sein um im (n-1)-Fall auch die 50% des ausgefallenen Systems transportieren zu können. Bei dem hohen Vermaschungsgrad im kontinentaleuropäischen Verbundnetz stellt sich nun die Frage, wie hoch die Sicherheitsreserve bemessen sein muss. Basierend auf repräsentativen Lastflussfällen werden im Rahmen dieser Arbeit Analysen für unterschiedliche Sicherheitsmargen durchgeführt. Für jeden Analyseschritt wird eine unterschiedliche TRM zwischen 0% und 50% des thermischen Limits zugrunde gelegt. Für einen gegebenen Lastflussfall bei Jahreshöchstlast wird sukzessive ein Netzelement entnommen ((n-1)-Ausfall simuliert) und erneut der DC-Lastfluss berechnet. Diese Vorgangsweise entspricht im wesentlichen jener zur Erhebung von Line Outage Distribution Factors (LODF) (Guo et al., 2009). In weiterer Folge wird untersucht, ob mindestens ein Leitungselement unzulässig, d.h. über 100% seines thermischen Limits, belastet ist. Anschließend wird das Leitungselement wieder zugeschaltet und das nächste entnommen. Wird diese Analyse für alle Netzelemente wiederholt, ergibt sich für das untersuchte Netzgebiet Kontinentaleuropa (ENTSO-E CE) und für die jeweilige Sicherheitsmarge die Anzahl der (n-1)-Fälle, bei denen mindestens ein Leitungselement unzulässig überlastet wäre. Das Ergebnis dieser Analyse ist in Abbildung 23 dargestellt. Bei einer Sicherheitsreserve von 30% (TRM 30) ist in 3,8% der (n-1)-Fälle eine Überlastung von mindestens einem Netzelement über 100% zu beobachten.

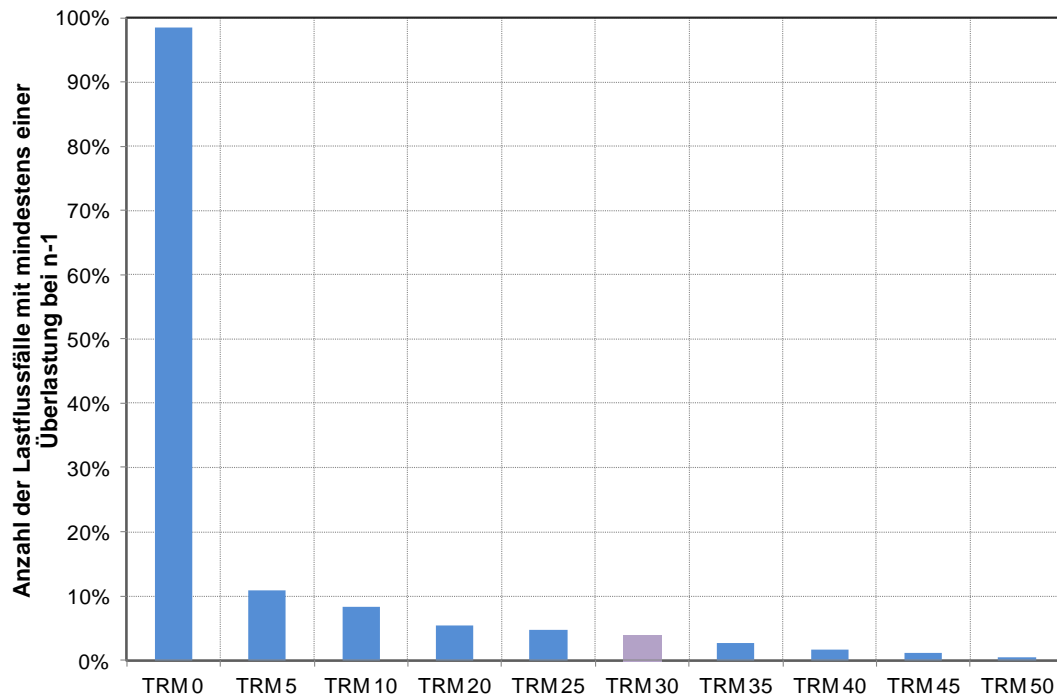


Abbildung 23: Auswertung der (n-1)-Analyse mit dem DC-Lastfluss zur Bestimmung einer adäquaten Sicherheitsmarge (TRM) für elektrizitätswirtschaftliche Analysen und bei Anwendung eines DC-OPF-Modells

Die nachfolgend dargestellte Auswertung einer (n-1)-Rechnung für einen europäischen Netzbereich unterstreicht die bislang gezeigten Analyseergebnisse sowie die von anderen Regelzonenführern (z.B. (APG, 2013) und (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012a)) angegebenen Sicherheitsreserven im vermaschten Höchstspannungsnetz. Abbildung 24 zeigt die Auswertung der (n-1)-Analyse für den betrachteten Netzbereich. Die Größe ΔS entspricht der Differenz zwischen dem Leistungsfluss auf einer Leitung im (n-1)-Fall und dem Grundfall (n-0). Die Unterschreitungswahrscheinlichkeit (aufgetragen auf der Ordinate) beschreibt die Wahrscheinlichkeit, dass ΔS bezogen auf die thermische Grenzleistung (aufgetragen auf der Abszisse) nur Werte kleiner gleich der betrachteten Grenze annimmt. So steigt bspw. im Jänner Offpeak (Jan 3:30) bei rund 95% der Netzelemente im (n-1)-Fall die Belastung um weniger als 30% der thermischen Grenzleistung an. Tabelle 1 fasst für alle vier untersuchten Lastzeitpunkte die Unterschreitungswahrscheinlichkeiten für 30% bzw. 40% Leistungsflusszunahme im (n-1)-Fall verglichen mit dem Basisfall (n-0) zusammen.

Tabelle 1: Unterschreitungswahrscheinlichkeiten für 30% und 40% in den analysierten Lastzeitpunkten

$\Delta S/S_{\text{therm}}$	Jänner		Juli	
	Offpeak	Peak	Offpeak	Peak
30%	94%	88%	90%	82%
40%	99%	94%	96%	92%

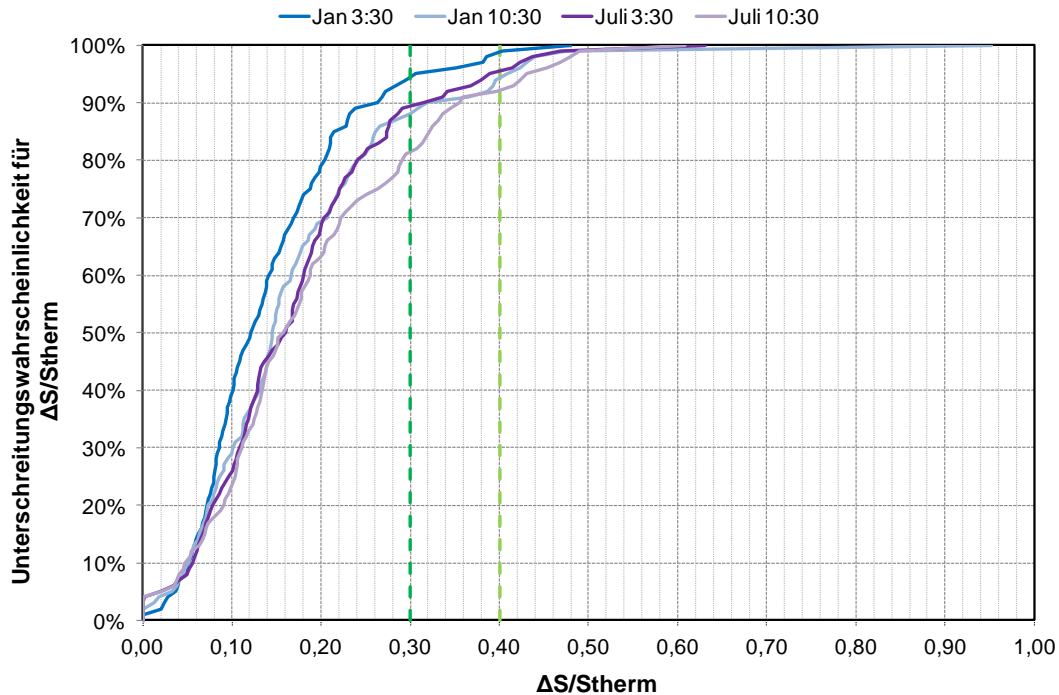


Abbildung 24: Auswertung einer (n-1)-Rechnung für vier Lastzeitpunkte in einer europäischen Regelzone

Bestärkt durch die in (APG, 2013) und (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012a) angeführten Erfahrungswerte europäischer Übertragungsnetzbetreiber zeigen die Ergebnisse, dass die Annahme einer Sicherheitsmarge (TRM) von 30% bzw. 40% als zulässig und ausreichend für den Anwendungsbereich von ATLANTIS und der im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Analysen erachtet werden kann.

3.3 Abbildung steuerbarer Korridore im DC-OPF-Modellansatz

Die modellhafte Abbildung von DC-Overlaynetzen in Verbindung mit vermaschten Drehstromnetzen hat mit der Diskussion um Offshorenetze (Nord- und Ostsee) und der damit einhergehenden Verknüpfung des kontinentaleuropäischen Synchrongebietes mit dem Verbundnetz z.B. in Skandinavien an Aktualität gewonnen. Auch die Planung von Overlaykorridoren bspw. in Deutschland bzw. auch zwischen Frankreich und Spanien erfordert wissenschaftliche Untersuchungen zur Modellierung derartiger Systemelemente in vermaschten Netzen und deren Berücksichtigung in den Instrumentarien für die Netzentwicklungsplanung.

3.3.1 Aktuelle Forschungen zur Abbildung von DC-Systemen im DC-OPF

Eine *qualitative* Darstellung der Modellierungsoptionen von DC-Systemen im Rahmen der DC-OPF-Rechnung wird von (Stott et al., 2009) gegeben. Darin wird für die Modellierung von HVDC-Leitungen dieselbe Herangehensweise wie für die Modellierung von Phasenschiebertransformatoren vorgeschlagen, bei welcher der Phasenschieberwinkel als Optimierungsvariable abgebildet wird. Die Modellierung der HGÜ in Form von Ein- und Ausspeisung an den beiden Knoten der jeweiligen HGÜ-Leitung wird unter anderem von (Van Hertem et al., 2006) empfohlen.

Einen linearen Modellansatz zur Berücksichtigung von HGÜ-Systemen im Höchstspannungsnetz in Lastflussmodellen zeigt auch (Ohrem et al., 2010). Basierend auf dem Ansatz von Knoten-Zweig-

Sensitivitäten und Zweig-Zweig-Sensitivitäten wird in einem linearen Modell der Wirkleistungsfluss im Netz berechnet. Die Optimierung wird definiert als Minimierungsproblem, bei der die Abweichung der HGÜ-Auslastungen $\Delta P_{HVDC,i}$ von einem dem Modell von außen vorgegeben Betriebspunkt P_0 minimiert wird. (Ohrem et al., 2010)

Eine Methode zur Einbindung von HGÜ-Systemen in den herkömmlichen DC-OPF-Algorithmus ist in (Wiget & Andersson, 2013) dargestellt und wird aufgrund der in der genannten Publikation ausführlich geführten Diskussion inkl. Testrechnungen und deren Ergebnisdarstellung nachfolgend kurz umrissen. In weiterer Folge dienen die Ergebnisse aus (Wiget & Andersson, 2013) als Validierungsergebnis der im Rahmen dieser Arbeit gezeigten Methode. Ausgehend von der quadratischen Gleichung (3-24) für den Leistungsfluss auf einer DC-Leitung nehmen (Wiget & Andersson, 2013) eine Linearisierung vor, indem die Bezugsspannung U_k mit 1 p.u. angenommen wird. Die Differenz zwischen den Spannungen U_k und U_m entspricht dann der Abweichung von der Bezugsspannung in einem gewählten Referenzknoten.

$$P_{km} = U_k \cdot I_{km} = U_k \cdot \frac{\Delta U}{R_{km}} = U_k \cdot \frac{(U_k - U_m)}{R_{km}} \quad \rightarrow \quad P_{km} \approx \frac{(U_k - U_m)}{R_{km}} \quad (3-24)$$

k,m Netzknoten
 P_{km} Leistungsfluss zwischen k und m [p.u.]
 I_{km} Strom zwischen Knoten k und m (auf Leitung km) [p.u.]
 U_k Spannung am Knoten k [p.u.]
 R_{km} Wirkwiderstand der DC-Leitung zwischen k und m [p.u.]

Verluste auf der DC-Leitung werden äquivalent zur DC-OPF-Annahme für das Drehstromnetz vernachlässigt. Die Zielfunktion, definiert als Kostenminimierung unter Berücksichtigung von HGÜ-Leitungen, wird in (Wiget & Andersson, 2013) entsprechend der Gleichung (3-25) definiert. Es handelt sich dabei um ein quadratisches Optimierungsproblem. In der Zielfunktion (3-25) berücksichtigen die Autoren (Wiget & Andersson, 2013) neben einer quadratischen Kostenfunktion für den Kraftwerkeinsatz zudem spezifische Strafzahlungen (soft penalty weights) für die Spannungswinkeldifferenz im AC-Netz und die Knotenspannungsdifferenz im DC-Netz. Über diese wird eine Prioritätenreihung für die Nutzung der AC- bzw. DC-Leitungen vorgenommen. Die Austauschleistung am AC/DC-Terminal am Knoten k wird in den Nebenbedingungen der Knotenbilanzen berücksichtigt. Die Übergabeleistung zwischen AC- und DC-Netz an jedem AC/DC-Terminal wird zudem durch eine Nebenbedingung auf vorgegebene maximale und minimale Werte begrenzt. (Wiget & Andersson, 2012, S.1ff.)

$$\text{Zielfunktion: } \min \left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^I [c_{lin,i} P_{Gi} + c_{quad,i} P_{Gi}^2] + \\ \pi^{AC} \left[\sum_{km} [\delta_k - \delta_m]^2 \right] + \pi^{DC} \left[\sum_{km} [U_{DCk} - U_{DCm}]^2 \right] \end{array} \right\} \quad (3-25)$$

k,m Netzknoten
 I Gesamtanzahl der Generatoren
 P_{Gi} Leistung des Generators i
 $c_{lin,i}$ linearer Anteil der Erzeugungskosten
 $c_{quad,i}$ quadratischer Anteil der Erzeugungskosten

- π^{AC} Strafzahlung (soft penalty weight) für die Nutzung von AC-Leitungen
- π^{DC} Strafzahlung (soft penalty weight) für die Nutzung von DC-Leitungen
- δ_k Spannungswinkel am AC-Knoten k
- U_{DCk} Spannung am DC-Knoten k

Getestet wird der Algorithmus von (Wiget & Andersson, 2013) an einem IEEE-Testnetz bestehend aus 14 Knoten, welchem ein DC-Overlaynetz bestehend aus 5 Knoten und 4 Verknüpfungspunkten zum AC-Netz überlagert wird (Abbildung 25). Jede DC-Leitung hat dabei eine Übertragungskapazität von 50 MW und einen Widerstand von 2,78 Ω . Die Daten für das AC-Netz stammen aus dem Datensatz für den „IEEE 14 bus test case“ aus MATPOWER (Zimmermann et al., 2011).

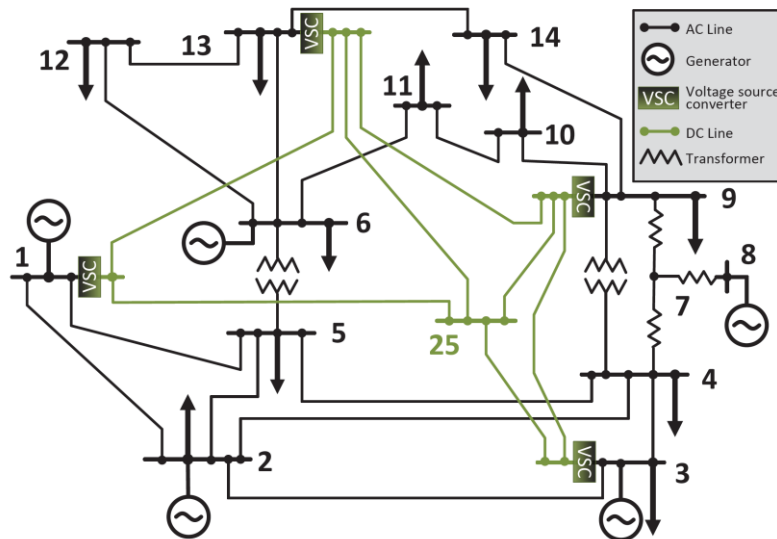


Abbildung 25: IEEE Testnetz (14 Knoten) mit überlagertem DC-Overlaynetz (Wiget & Andersson, 2013, S.4)

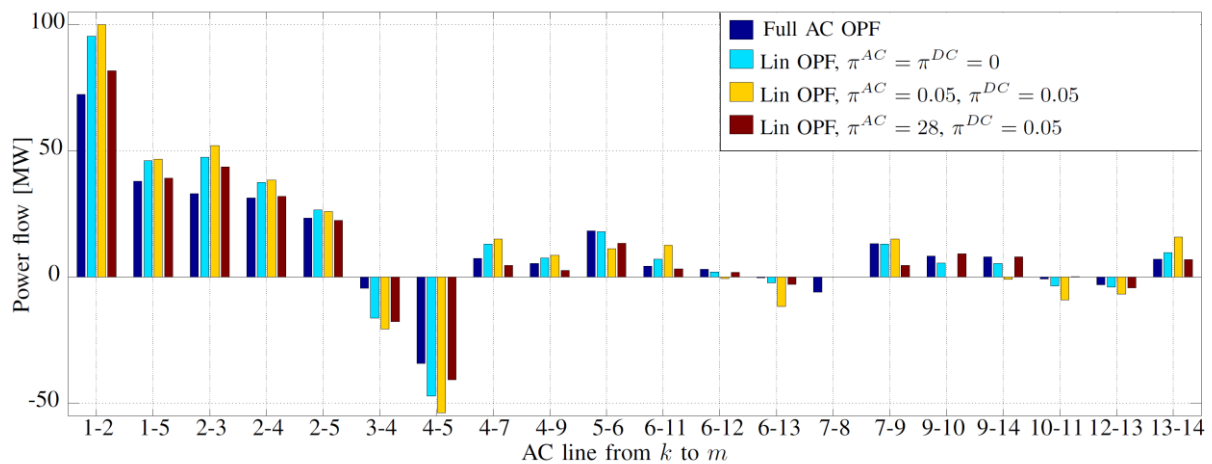


Abbildung 26: Lastflussergebnis im AC-Netz (Wirkleistungsfluss) (Wiget & Andersson, 2013, S.5)

In Abbildung 26 (AC-Netz) und in Abbildung 27 (DC-Netz) sind die (Wirk-)Leistungsflüsse für jeweils drei unterschiedliche Wertekombinationen von π^{AC} und π^{DC} dem exakten Lastfluss (AC-OPF) basierend auf (Wiget & Andersson, 2012) gegenübergestellt. Die beste Übereinstimmung mit den exakten Lastflüssen kann im dritten Ansatz erreicht werden. Dieser Ansatz mit gewichteten Strafzahlungen basiert darauf, dass die durchschnittlichen Strafzahlungen im AC-Netz gleich sind wie jene im DC-Netz. Dies

ist im Testnetz für $\pi^{\text{AC}}=28$ und $\pi^{\text{DC}}=0,05$ der Fall. Der Algorithmus versucht damit zusätzlich zur Kostenminimierung des Kraftwerkseinsatzes die Leistungsflüsse im Netz zu minimieren, was dem Gedanken einer Verlustminimierung gleich kommt, welche im AC-OPF implizit berücksichtigt ist. Daher zeigt der Ansatz mit gewichteten Strafzahlungen die geringsten Abweichungen vom exakten AC-OPF-Modell. (Wiget & Andersson, 2013)

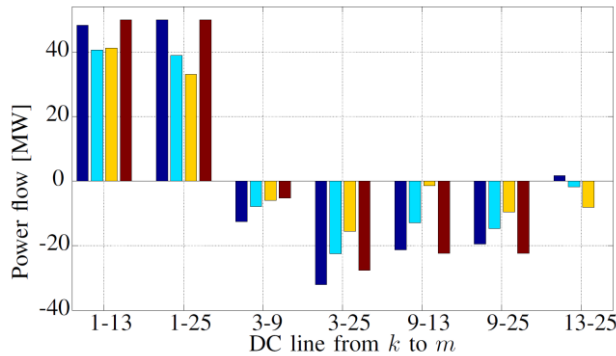


Abbildung 27: Lastflussergebnis im DC-Netz (Wiget & Andersson, 2013, S.5)

Der Modellvorschlag von (Wiget & Andersson, 2013) (bzw. (Wiget & Andersson, 2012) für den AC-OPF-Ansatz) basiert auf der unmittelbaren Abbildung des Lastflusses im DC-Netz. Damit ist der Ansatz der HGÜ-Modellierung in OPF-Modellen im Allgemeinen und DC-OPF-Modellen im Speziellen gegenüber dem verbreiteten Ansatz mit (z.T. rein statischen) Ein- und Ausspeisungen anstelle der HGÜ-Leitung als umfassender einzuordnen.

Eine umfassendere Implementierung von HGÜ-Systemen in AC-Netzen im Rahmen eines „Optimized Power Flow“-Ansatzes basierend auf den AC-Lastflussgleichungen (3-1) und (3-2) wird von (Wiget & Andersson, 2012) und (Baradar et al., 2012) dargestellt.

3.3.2 Einbindung von HGÜ-Leitungen in den DC-OPF von ATLANTIS

Die Herangehensweise an die Modellierung steuerbarer Korridore im DC-OPF von ATLANTIS baut auf Überlegungen zum Einsatz von Phasenschiebertransformatoren im DC-OPF (vgl. auch (Nacht, 2010)³⁷, (Stott et al., 2009)) auf. In den Gleichungen (3-26) bis (3-39) ist der Modellansatz formuliert. Die Nebenbedingung (3-29) beschreibt den DC-Leistungsfluss auf einer Leitung l zwischen den Knoten n und m . Die erste Definition wurde bereits in (3-18) dargestellt. Die zweite Definition gilt nur für steuerbare Leitungen. Die Größe $\chi_{m,DC}$ ist dabei so gering, dass DC-Leitungen im Rahmen der Nebenbedingungen maximal genutzt werden und damit das umliegende AC-Netz entlastet wird (vgl. Abschnitt 4.3.3). Die HGÜ-Leitung wird als steuerbares Element angesehen, welches eingebettet in das Gesamtsystem bestehend aus Erzeugung, Verbrauch und (Drehstrom-)Höchstspannungsnetz in der jeweiligen Situation optimal eingesetzt werden soll. Die Regelstrategie von HGÜ-Leitungen in diesem Ansatz beruht auf dem Prinzip, dass HGÜ-Leitungen im Sinne des kostenminimalen Kraftwerkseinsatzes bzw. Kraftwerksredispates eingesetzt werden. In der Zielfunktion (3-26) ist der Einsatz der DC-Leitungen, ähnlich wie im Ansatz von (Wiget & Andersson, 2013), durch einen Strafzahlung α berücksichtigt. Dadurch ist ein überflüssiges Einsetzen von HGÜ-Leitungen (z.B. in Form von Ring-

³⁷ Thomas Nacht (2010): *Lastflussbasierte Optimierungsalgorithmen in der Elektrizitätswirtschaft*. Diplomarbeit erstellt und eingereicht am IEE (TU Graz) - betreut vom Autor dieser Dissertation

flüssen im Netz) ausgeschlossen. In der Nebenbedingung (3-29) ist zudem durch die Optimierungsvariable $\Lambda_{l,DC}$ die Steuerbarkeit der DC-Leitungen modelliert.

$$\text{Zielfunktion: } \min \left\{ \begin{array}{l} \sum_G c_{var,G} \cdot P_G \cdot P_{Base} + \sum_l \lambda \cdot \sigma_{l,PST}^+ - \sum_l \lambda \cdot \sigma_{l,PST}^- + \\ \sum_C \psi \cdot H_C^+ + \sum_l \alpha \cdot \Lambda_{l,DC}^+ - \sum_l \alpha \cdot \Lambda_{l,DC}^- \end{array} \right\} \quad (3-26)$$

$$H_C^+ \in \{0,1\}_{\mathbb{Z}}$$

s. t.

$$\text{NB1: } \sum_G P_{G,n} - \sum_D P_{D,n} = \sum_m flow_{n \rightarrow m} - \sum_m flow_{m \rightarrow n} \quad (3-27)$$

$$\text{NB2: } \sum_G P_G = \sum_D P_D \quad (3-28)$$

$$\text{NB3: } flow_{n \rightarrow m} = \begin{cases} \frac{\Theta_n - \Theta_m + \sigma_{l,PST}}{X_{nm}} & \text{mit } l = \{n, m\} \quad \text{1. Definition} \\ \frac{\Theta_n - \Theta_m + \Lambda_{l,DC}}{X_{nm,DC}} & \text{mit } l = \{n, m\} \quad \text{2. Definition} \end{cases} \quad (3-29)$$

$$\text{NB4: } P_{min,G} \leq \beta \cdot P_G \leq P_{max,G} \quad \beta \in \{0,1\}_{\mathbb{Z}} \quad (3-30)$$

$$\text{NB5: } -P_{therm,l} \cdot (1 - TRM) \leq flow_{n \rightarrow m} \leq P_{therm,l} \cdot (1 - TRM) \quad \forall \text{ AC-Ltg.} \quad (3-31)$$

$$\text{NB6: } -\Theta_{max,l=n \rightarrow m} \leq \Theta_n - \Theta_m \leq \Theta_{max,l=n \rightarrow m} \quad (3-32)$$

$$\text{NB7: } -\sigma_{max,PST} \leq \sigma_{l,PST} \leq \sigma_{max,PST} \quad (3-33)$$

$$\text{NB8: } \sigma_{l,PST} = \sigma_{l,PST}^+ + \sigma_{l,PST}^- \quad (3-34)$$

$$\text{NB9: } saldo_C^{MC} - H_C^+ \cdot \Delta EXP_C \leq saldo_C^{LF} \leq saldo_C^{MC} + H_C^+ \cdot \Delta EXP_C \quad (3-35)$$

$$\text{NB10: } \sum_G P_{G,C} - \sum_D P_{D,C} - saldo_C^{LF} = 0 \quad (3-36)$$

$$\text{NB11: } -P_{DCmax,l} \leq flow_{l=n \rightarrow m} \leq P_{DCmax,l} \quad \forall \text{ DC-Leitungen} \quad (3-37)$$

$$\text{NB12: } -\Lambda_{max,DC} \leq \Lambda_{l,DC} \leq \Lambda_{max,DC} \quad (3-38)$$

$$\text{NB13: } \Lambda_{l,DC} = \Lambda_{l,DC}^+ + \Lambda_{l,DC}^- \quad (3-39)$$

G Kraftwerke

D Nachfrage

C Länder, Marktzone

n, m Knoten

$c_{var,G}$ variable Erzeugungskosten der Kraftwerke [€/MWh]

P_{Base} Bezugsleistung für die Berechnung in bezogenen Einheiten (per unit, p.u.) [MW]

$P_{G,n}$ (optimierte) Leistung des Kraftwerks im Knoten n [p.u.]

$P_{D,n}$ nachgefragte Leistung bzw. Deckungsbedarf im Knoten n [p.u.]

$P_{G,C}$ (optimierte) Erzeugungsleistung eines Kraftwerks G im Land C [p.u.]

$P_{D,C}$ zu deckende Nachfrageleistung eines Nachfragers D im Land C [p.u.]

λ spezifische Kosten (penalty weight) für den Einsatz von Regeltransformatoren [€/rad]

$\sigma_{l,PST}$ (optimierter) Winkel eines Regeltransformators [rad]

$\sigma_{max,PST}$ maximaler Stellwinkel eines Regeltransformators [rad]

$flow_{n \rightarrow m}$ Wirkleistungsfluss auf Leitung l von Knoten n nach Knoten m [p.u.]

Θ_n Spannungswinkel in Knoten n [rad]

Θ_{max} maximaler Spannungswinkel zwischen Knoten n und m (entlang Leitung l) [rad]

- X_{nm} Längsreaktanz auf der Leitung/des Transformators zwischen den Knoten n und m [p.u.]
- β binäre Variable zum Ein- bzw. Ausschalten des Kraftwerks [-]
- $P_{min,G}$ minimale Leistung des Kraftwerks G [p.u.]
- $P_{max,G}$ maximale Leistung des Kraftwerks G [p.u.]
- $P_{therm,l}$ thermische Grenzleistung der AC-Leitung l [p.u.]
- TRM transmission reliability margin (Sicherheitsreserve) [-]
- $P_{DCmax,l}$ maximale Übertragungsleistung der DC-Leitung l [p.u.]
- α spezifische Kosten (penalty weight) für Einsatz der DC-Leitungen [€/rad]
- $A_{l,DC}$ (optimierter) DC-Einsatz [rad]
- $A_{l,DC}^+$ (optimierter) DC-Einsatz in Richtung der definierten Leitungsrichtung (n→m) [rad]
- $A_{l,DC}^-$ (optimierter) DC-Einsatz entgegen der definierten Leitungsrichtung (m→n) [rad]
- $A_{max,DC}$ maximaler Stellbereich einer DC-Leitung [rad]
- $\chi_{nm,DC}$ Steuerungsgröße für DC-Leitungen [p.u.]
- H_C^+ Export/Import-Overflow einer Preiszone (binäre Variable) [-]
- ψ spezifische Kosten (penalty weight) für Verletzung des Regelzonensaldo [€]
- $sald_o^{MC}_C$ Export/Import-Saldo im Land C nach Market Coupling [p.u.]
- $sald_o^{LF}_C$ Export/Import-Saldo im Land C nach DC-Lastfluss [p.u.]
- ΔEXP_C zulässige Abweichung zwischen Saldo lt. Handel und lt. DC-OPF [p.u.]

Die Nebenbedingung (3-38) garantiert, dass der Stellbereich $A_{l,DC}$ einen gewissen Bereich nicht über- bzw. unterschreitet. Zusätzlich wird mit Nebenbedingung (3-37) die Einhaltung der maximalen Übertragungsleistung einer DC-Leitung garantiert.

Der gezeigte Modellansatz wird in weiterer Folge im IEEE 14-bus Test System³⁸ (Abbildung 25) aus (Wiget & Andersson, 2013) angewendet. Für die spätere Vergleichbarkeit der Ergebnisse muss die Zielfunktion (3-26) entsprechend der Gleichung (3-40) an den quadratischen Kostenansatz wie in Gleichung (3-25) (Wiget & Andersson, 2013) angepasst werden. Aus dem vormals linearen Modell wird ein gemischt-ganzzahliges quadratisches (MIQCP) Optimierungsproblem, welches zuvor in GAMS definiert und mit dem CPLEX-Solver gelöst wird.

$$\text{Zielfunktion: } \min \left\{ \sum_{n=1}^N [c_{lin,n} P_{Gn} + c_{quad,n} P_{Gn}^2] + \sum_l \alpha \cdot \Lambda_{l,DC}^+ - \sum_l \alpha \cdot \Lambda_{l,DC}^- \right\} \quad (3-40)$$

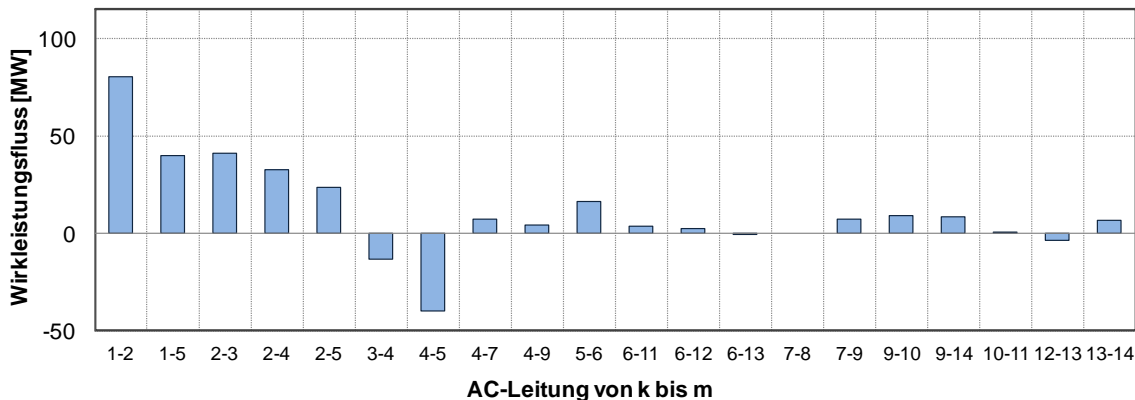


Abbildung 28: DC-OPF-Ergebnisse im AC-Netz unter Anwendung des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten DC-OPF-Modells auf das IEEE 14-bus Testnetz mit DC-Overlaynetz lt. (Wiget & Andersson, 2013),

³⁸ Die Parameter des „14 Knoten IEEE Testnetzes“ sind in Anhang A-II auf Seite 141 angeführt.

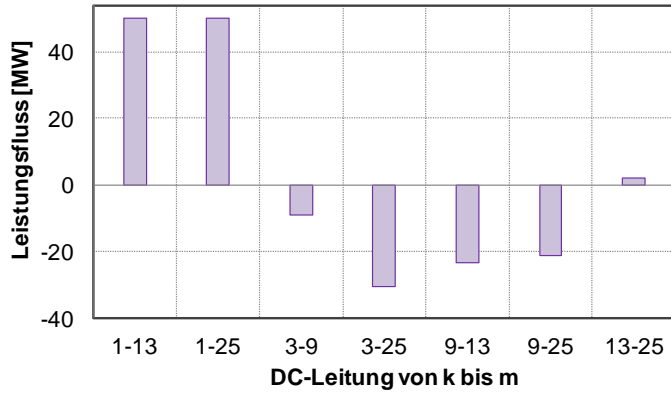


Abbildung 29: DC-OPF-Ergebnisse im DC-Netz unter Anwendung des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten DC-OPF-Modells auf das IEEE 14 bus Testnetz mit DC-Overlaynetz lt. (Wiget & Andersson, 2013)

Es zeigt sich, dass für den kostengünstigen Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung des Netzes rund 35% des gesamten Leistungsflusses im Netz (AC-Netz und DC-Overlaynetz) über das DC-Overlaynetz fließen (Abbildung 28 und Abbildung 29). Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse aus (Wiget & Andersson, 2013) den Ergebnissen aus den im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Rechnungen gegenübergestellt.

3.3.3 Vergleich der Methoden

Um die Güte des weiterentwickelten DC-OPF-Modells zu demonstrieren, wird ein Vergleich mit den Ergebnissen aus (Wiget & Andersson, 2013) für das IEEE 14-bus Test System³⁹ (Abbildung 25) herangezogen. Die Methode von (Wiget & Andersson, 2013) sieht dabei gewissermaßen eine Verlustminimierung vor, indem die Netznutzung von AC-Netz und DC-Netz Teil der Minimierungsaufgabe ist. Die Methode in ATLANTIS hingegen sieht einen minimalen Redispatch bei gleichzeitig minimaler Nutzung des DC-Netzes vor. Im Diagramm der Abbildung 30 sind die Leistungsflüsse im DC-Netz für beiden Methoden gegenübergestellt. Man erkennt eine gute Übereinstimmung der Lastflussergebnisse in beiden Methoden. Die mit dem Modell in ATLANTIS ermittelten Lastflüsse im AC-Netz (rot umrahmte blaue Balken) liegen dabei immer im Bereich zwischen dem DC-OPF-Ergebnis mit gewichteten Strafzahlungen π^{AC} und π^{DC} (dunkelroter Balken) und dem exakten AC-OPF-Ergebnis (dunkelblauer Balken) gemäß den Ergebnissen aus (Wiget & Andersson, 2013).

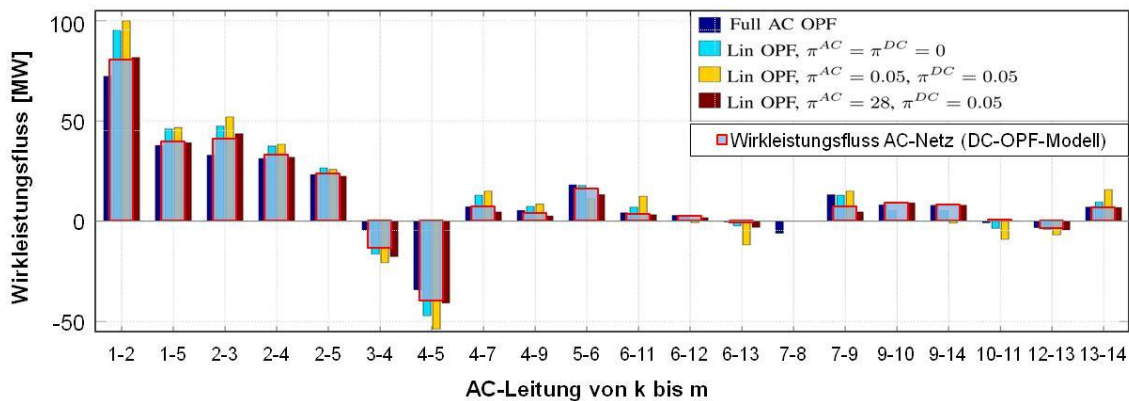


Abbildung 30: grafische Überblendung der Leistungsflüsse im AC-Netz gemäß DC-OPF-Modell (rot gerahmte blaue Balken) und den Ergebnissen aus (Wiget & Andersson, 2013).

³⁹ Die Parameter des „14 Knoten IEEE Testnetzes“ sind in Anhang A-II auf Seite 141 angeführt.

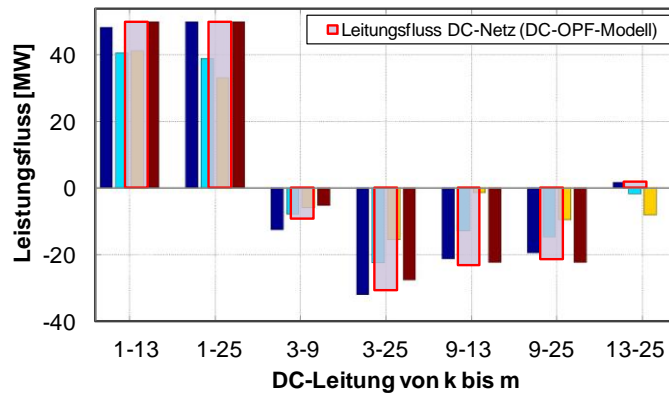


Abbildung 31: grafische Überblendung der Leistungsflüsse im DC-Netz gemäß DC-OPF-Modell (rot gerahmte violette Balken) und den Ergebnissen aus (Wiget & Andersson, 2013).

Im Diagramm der Abbildung 31 sind die Leistungsflüsse im DC-Netz für beiden Methoden gegenübergestellt. Die ermittelten Lastflüsse im DC-Overlaynetz (rot umrahmte violette Balken) liegen ebenso im Bereich zwischen dem DC-OPF-Ergebnis mit gewichteten Strafzahlungen π^{AC} und π^{DC} (dunkelroter Balken) und dem exakten AC-OPF-Ergebnis (dunkelblauer Balken) gemäß den Ergebnissen aus (Wiget & Andersson, 2013).

Es kann abschließend festgehalten werden, dass die Implementierung von DC-Overlaystrukturen im gezeigten DC-OPF-Ansatz, welcher auch für die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Modellanwendungen eingesetzt wird, eine hohe Güte bemessen an exakten Rechnungen basierend auf dem AC-OPF-Ansatz aufweist. Im folgenden Abschnitt wird eine weitere Fragestellung bezüglich der Integration von DC-Komponenten in das vermaschte Höchstspannungsnetz behandelt.

3.4 Bestimmung vorteilhafter Verknüpfungspunkte zwischen dem AC-Netz und DC-Leitungen aus elektrizitätswirtschaftlichen Gesichtspunkten

Nachdem die modellhafte Abbildung von DC-Overlaynetzen in Verbindung mit vermaschten Drehstromnetzen erläutert wurde, widmet sich dieser Abschnitt der Fragestellung über die Bestimmung vorteilhafter Verknüpfungspunkte zwischen Drehstrom-Höchstspannungsnetz und DC-Komponenten. Da der Fokus dieser Arbeit auf der strategischen Netzentwicklungsplanung mit langfristigem Planungshorizont liegt, ist die Bestimmung optimaler AC-DC-Verknüpfungsknoten unter dem Gesichtspunkt elektrizitätswirtschaftlicher Gesamtsystemplanung zu verstehen. Zunächst folgt ein kurzer Überblick über diesbezügliche aktuelle Forschungen.

3.4.1 Aktuelle Forschungen zur Bestimmung von Anschlussknoten für DC-Systeme

Die Festlegung von optimalen Anschlussknoten für DC-Systeme in bestehenden AC-Netzen ist eine Fragestellung, deren Bearbeitung bspw. in (Wiget & Andersson, 2012, S.7) angeregt wird. Auch (Linnemann et al., 2012) und (Echternacht et al., 2013) widmen sich der Diskussion um die Bestimmung optimaler HGÜ-Anschlussknoten.

Die Herangehensweise in (Linnemann et al., 2012) beruht auf der Überlegung, dass Überlastungen im Drehstromnetz durch die HGÜ-Systeme reduziert werden sollen. Außerdem soll sichergestellt sein, dass die im DC-System übertragene Leistung vom AC-Netz weitertransportiert werden kann. Daraus leitet (Linnemann et al., 2012) zwei Bewertungskriterien für „den theoretischen Nutzen einer zusätzlichen

Ein- bzw. Ausspeisung“ unter Berücksichtigung maximaler Grenzen der Ein- und Ausspeisung ab. Das erste Kriterium „Einfluss auf Überlastungen“ bewertet die Auswirkung einer Einspeiseveränderung an dem betrachteten Standort (Knoten) auf die Leitungsauslastungen im betrachteten Netzgebiet. Das zweite Kriterium „freie Transportkapazität“ wird als Maßstab dafür herangezogen, „wie viel Leistung der Netzknoten aufnehmen kann, bis sich Überlastungen“ im betrachteten Netzgebiet ergeben. Zur Quantifizierung des ersten Kriteriums werden von (Linnemann et al., 2012) Knoten-Zweig-Sensitivitäten gemäß Gleichung (3-41) berechnet. Dadurch kann der Einfluss einer Einspeisung (Ausspeisung) an einem Knoten i auf eine (überlastete) Leitung k berechnet werden. Dieser Einfluss kann sowohl positiv als auch negativ für eine betrachtete Leitung sein.

$$M_{i \rightarrow k} = \frac{\Delta P_{L_k}}{\Delta P_{K_i}} \quad \Rightarrow \quad \Delta P_{L_k} = M_{i \rightarrow k} \cdot \Delta P_{K_i} \quad (3-41)$$

$$N_i = \sum_{k=1}^K (M_{i \rightarrow k} \cdot l_k \cdot x_k) \quad (3-42)$$

- i Knoten
- k Leitung
- K Anzahl der überlasteten Leitungen
- M Knoten-Zweig-Sensitivität
- ΔP_{L_k} Veränderung Wirkleistungsfluss auf Leitung k
- ΔP_{K_i} Veränderung Wirkleistungseinspeisung am Knoten i
- l_k Leitungslänge der Leitung k
- x_k maximale Auslastung der Leitung k im (n-1)-Fall
- N_i erste Bewertungsgröße (Nutzen) für den Knoten i

Mit in die Bewertung einbezogen werden Leitungslänge sowie die maximale Auslastung im (n-1)-Fall. Die Leitungslänge stellt dabei eine Opportunitätsgröße für die Kosten von Leitungsausbau im AC-Netz dar, während die Berücksichtigung der Auslastung eine Gewichtung über die „Schwere der Überlastung“ ermöglicht. Gemäß Gleichung (3-42) erfolgt die Summenbildung über alle überlasteten Leitungen. Die so berechnete Größe spiegelt den theoretischen Nutzen einer Ein- bzw. Ausspeisung am Knoten i wider. Die maximal mögliche HGÜ-Ein- bzw. -Ausspeisung ist jedoch durch das (bestehende) AC-Netz am Knoten i begrenzt. Nachgelagerte bzw. vorgelagerte Engpässe können den theoretischen Nutzen einschränken. Um diese Gegebenheit zu berücksichtigen, definiert (Linnemann et al., 2012) als zweites Eignungskriterium eines potenziellen DC-Knotens die freie Transportkapazität. Unter Anwendung der Knoten-Zweig-Sensitivität (Gleichung (3-41)) wird die maximale zusätzliche Einspeisung an einem Knoten ermittelt und an der noch freien Transportleistung bemessen ((3-43)). Es ergibt sich die maximale Wirkleistung, welche am Verknüpfungsknoten zwischen AC-Netz und DC-System gerade noch keine Überlastung der AC-Leitungen hervorruft.

$$-P_{frei(-),k} < M_{i \rightarrow k} \cdot \Delta P_{K_i} < -P_{frei(+),k} \quad \forall \text{ Leitungen k am Knoten i} \quad (3-43)$$

$$G_i = \sqrt{N_i^2 + P_{frei,i}^2} \quad (3-44)$$

- i Knoten
- k Leitung
- $P_{frei(-),k}$ Differenz zwischen max. Wirkleistung auf Leitung k und thermischer Grenzleistung
- $P_{frei,i}$ maximale Wirkleistung für den HGÜ-Terminal (zweite Bewertungsgröße)
- N_i erste Bewertungsgröße (Nutzen) für den Knoten i
- G_i Kennzahl für die Eignung von Knoten i als HGÜ-Terminal

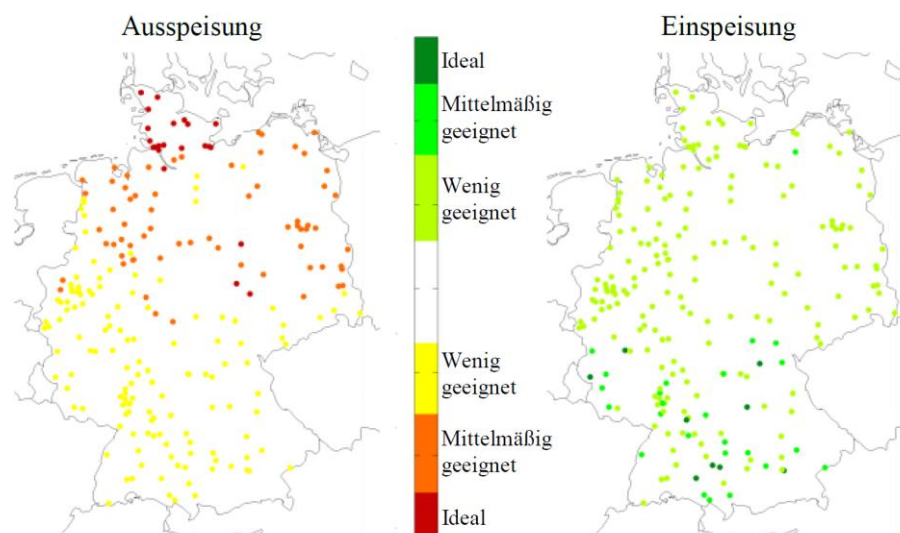


Abbildung 32: Güte möglicher Anschlussknoten für DC-Systeme (rot für ideale Ausspeisung aus dem AC-Netz, grün für ideale Einspeisung in das AC-Netz) basierend auf dem Szenariorahmen zum NEP 2012 (Szenario B und C aus (Bundesnetzagentur, 2012a)) (Linnemann et al., 2012)

Ausgehend von den Bewertungsgrößen N_i und $P_{\text{frei},i}$ (als Summenwerte über eine Vielzahl von Lastflussfällen, 8760h) wird gemäß Gleichung (3-44) die Güte G_i eines Knotens i berechnet. Dieses Gütemaß ist die Kennzahl für die Eignung eines Knotens als Ein- bzw. Ausspeiseknoten einer HGÜ-Leitung im vermaschten AC-Netz unter gleichgewichteter Berücksichtigung des Nutzens (Einfluss auf Überlastungen) und der freien Transportkapazität angrenzender Leitungen. Angewendet wird die Berechnungsmethodik auf Deutschland (Linnemann et al., 2012) und in weiterer Folge auch auf Europa (Echternacht et al., 2013). Die Ergebnisse für Deutschland sind in Abbildung 32 dargestellt.

Bevor in Abschnitt 3.4.3 die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Methode zur Bestimmung optimaler Anschlussknoten für DC-Systeme diskutiert wird, erfolgt im folgenden Abschnitt ein Exkurs zu linearer Optimierung und der Theorie der Schattenpreise.

3.4.2 Exkurs: Lineare Optimierung und Theorie der Schattenpreise

Für ein besseres Verständnis der im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Methode zur Bestimmung vorteilhafter Anschlussknoten für DC-Systeme in vermaschten AC-Netzen ist es zunächst notwendig einige wesentliche Aspekte der linearen Optimierung und der darauf basierenden Theorie der Schattenpreise darzustellen. Sofern nicht explizit angeführt, basiert dieser Abschnitt auf (Suhl & Mellouli, 2013), (Kallrath, 2013) und (Domschke & Drexl, 2011).

In der linearen Optimierung sind die Zielfunktion und die Restriktionen als Linearkombinationen der Entscheidungsvariablen darstellbar. Die Zielfunktion kann als Maximierungs- oder Minimierungsproblem definiert werden. Die Restriktionen können in Form von Gleichungen oder Ungleichungen vorliegen. Als zulässige Lösung gelten Wertekombinationen der Entscheidungsvariablen, welche alle Restriktionen simultan erfüllen und bei denen zusätzlich die Zielfunktion optimal (im Sinne der Definition minimal oder maximal) wird. Ein mögliches Lösungsverfahren für lineare Optimierungsprobleme ist die sog. Simplex-Methode, erstmals beschrieben von George B. Dantzig im Jahr 1947 (Cottle, 2003). Mit Hilfe dieser Lösungsmethode lassen sich auch die Theorie der Schattenpreise und deren ökonomische Bedeutung erläutern. Ebenso im Jahr 1947 zeigte der Physiker und Ökonom T. C. Koop-

mans erstmals die Darstellung ökonomischer Fragestellungen in Form linearer Optimierungsprobleme. Gemeinsam mit L. V. Kantorovich erhielt Koopmans 1977 den Nobelpreis für Wirtschaftswissenschaften für seine Forschungen auf dem Gebiet der optimalen Ressourcenallokation und der ökonomischen Interpretation von Schattenpreisen.

Nachfolgend wird die Theorie der Schattenpreise und deren ökonomische Interpretationsmöglichkeiten erläutert. Dazu wird zunächst das Simplex-Lösungsverfahren an einem einfachen Beispiel (definiert in (3-45) bis (3-49)) mit zwei Entscheidungsvariablen x_1 und x_2 demonstriert.

$$\text{Zielfunktion: } \max\{z = x_1 + x_2\} \quad (3-45)$$

s. t.

$$\text{NB1: } x_1 + 2x_2 \leq 6 \quad (3-46)$$

$$\text{NB2: } x_2 \leq 3 \quad (3-47)$$

$$\text{NB3: } 2x_1 + x_2 \leq 6 \quad (3-48)$$

$$\text{NB4: } x_1, x_2 \geq 0 \quad (3-49)$$

Die zwei Entscheidungsvariablen x_1 und x_2 (auch Strukturvariablen oder strukturelle Variablen genannt) beschreiben zwei Produktionsgüter, deren Deckungsbeitrag gemäß der Zielfunktion (3-45) maximiert werden soll. Die Nebenbedingungen NB1 bis NB3 stehen für Ressourcenbeschränkungen in der Produktion. So können bspw. die Verfügbarkeit von Arbeitern oder Maschinen durch Ungleichungsnebenbedingungen beschrieben werden. Demnach kann Nebenbedingung NB1 bspw. folgendermaßen interpretiert werden: Der Brennstoffeinsatz zur Herstellung von Produkt x_2 ist doppelt so hoch wie jener für Produkt x_1 . Insgesamt stehen maximale sechs Brennstoffeinheiten für die Gesamtproduktion von x_1 und x_2 zur Verfügung. Nebenbedingung NB2 bedeutet, dass es für die Produktion von x_2 eine obere Schranke von drei Einheiten gibt, bedingt bspw. durch einen vorgelagerten Zulieferprozess. Abbildung 33 zeigt den Lösungsraum (Simplex), welcher durch die Nebenbedingungen definiert ist.

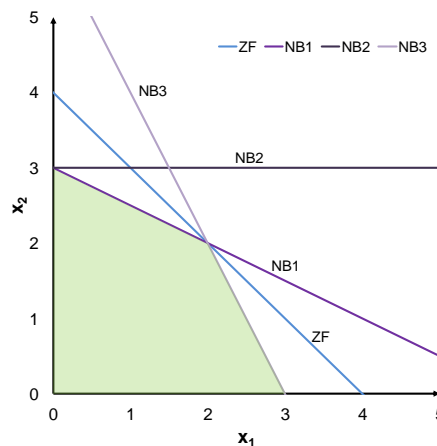


Abbildung 33: Lösungsraum (farbige Fläche) mit den Nebenbedingungen und der Zielfunktion im Optimum

Der nächste Schritt ist die Transformation des Optimierungsproblems in die sogenannte Standardform⁴⁰ linearer Optimierungsprobleme gemäß den Gleichungen (3-50) bis (3-52).

$$\text{Zielfunktion: } \max \left\{ \sum_{j=1}^n c_j x_j \right\} \tag{3-50}$$

s. t.

$$\sum_{j=1}^{m+n} a_{ij} x_j = b_i \quad \forall i = 1, \dots, m \tag{3-51}$$

$$x_j \geq 0 \quad \forall i = 1, \dots, m + n \tag{3-52}$$

n Anzahl der Entscheidungsvariablen
 m Anzahl der Schlupfvariablen
 a, b, c Koeffizienten

Wie in (3-51) zu erkennen, sind die Nebenbedingungen in der Standardform als Gleichungen und nicht als Ungleichungen definiert. Durch das Einfügen sogenannter Schlupfvariablen kann in einfacher Weise eine Ungleichung als Gleichung dargestellt werden. Die *nichtnegative* Schlupfvariable steht für die Differenz zwischen der linken und der rechten Seite der korrespondierenden Ungleichung. Aus dem ursprünglichen Modell (Gleichungen (3-45) bis (3-49)) wird nachfolgend dargestelltes Modell im Standardformat. Die Schlupfvariablen x_3 , x_4 und x_5 machen aus den Ungleichungen Gleichungen. Die Nichtnegativitätsbedingung (NB4) gilt gleichermaßen für alle fünf Variablen.

$$\text{Zielfunktion: } \max \{ z = x_1 + x_2 \} \tag{3-53}$$

s. t.

$$\text{NB1: } x_1 + 2x_2 + x_3 = 6 \tag{3-54}$$

$$\text{NB2: } x_2 + x_4 = 3 \tag{3-55}$$

$$\text{NB3: } 2x_1 + x_2 + x_5 = 6 \tag{3-56}$$

$$\text{NB4: } x_1, x_2, x_3, x_4, x_5 \geq 0 \tag{3-57}$$

Im ersten Schritt des Simplexverfahrens startet man mit der sogenannten Basis⁴¹, bei der die Schlupfvariablen als sogenannte Basisvariablen gewählt werden. Die Nichtbasisvariablen sind demnach die verbleibenden Entscheidungsvariablen x_1 und x_2 . Alle Nichtbasisvariablen werden auf null gesetzt. Die Werte der Basisvariablen im Beispiel sind $x_3 = +6$, $x_4 = +3$ und $x_5 = +6$, wenn die Nichtbasisvariablen x_1 und x_2 vorschriftsmäßig auf null gesetzt sind. Man spricht in diesem Fall von einer zulässigen Basislösung, da alle Basisvariablen positive Werte annehmen.

$$\begin{array}{rcll} z & = & 0 & + \quad x_1 & + \quad x_2 & \left| \begin{array}{l} x_1 \leq 6 \\ x_1 \leq \infty \\ x_1 \leq 3 \end{array} \right. \\ x_3 & = & 6 & - \quad x_1 & - \quad 2x_2 & \\ x_4 & = & 3 & & - \quad x_2 & \\ x_5 & = & 6 & - \quad 2x_1 & - \quad x_2 & \end{array} \tag{3-58}$$

⁴⁰ Die Standardform ist per Definition immer ein Maximierungsproblem. Im Falle von Minimierungsproblemen kann durch einfache Multiplikation der Zielfunktion mit (-1) ein Maximierungsproblem generiert werden.

⁴¹ Eine nichtsinguläre Teilmatrix (Dimension $m \times m$) B von A (Koeffizienten a_{ij} aus (3-51) in Matrixschreibweise) nennt man Basis des Standardmodells. Die Matrix B ist dann nicht singulär, wenn alle Spaltenvektoren linear unabhängig sind.

Das sogenannte Simplex-Tableau ist für die Ausgangsbasis in (3-58) dargestellt. Die Schlupfvariablen bilden die Basisvariablen und stehen links vom Gleichheitszeichen. Auch die Zielvariable z wird wie eine Basisvariable dargestellt. Im nächsten Schritt (Iteration 1) werden Nichtbasisvariablen ermittelt, welche den Zielfunktionswert verbessern (maximieren). Dabei wird gewöhnlich jene Nichtbasisvariable gewählt, welche einen höheren Beitrag zur Optimierung (Maximierung) leistet. Dadurch lässt sich die Anzahl notwendiger Iterationen bis zum Auffinden des Optimums minimieren. Im untersuchten Beispiel sind beide Entscheidungsvariablen x_1 und x_2 gleichermaßen wichtig (jeweils mit Gewicht $+1$ in der Zielfunktion z), sodass eine beliebige Entscheidung getroffen werden kann. Diese sogenannte Pivotvariable, z.B. x_1 , wird in die Basis aufgenommen. Anschließend wird ermittelt, welche Basisvariable (x_3 , x_4 oder x_5) im Gegenzug zu einer Nichtbasisvariable wird. Ändert sich der Wert von x_1 (abweichend von Null als Nichtbasisvariable), dann ändern sich auch die Werte der bisherigen Basisvariablen. Da die Nichtnegativitätsbedingung für alle Variablen gilt (Standardform des Simplex gemäß Gleichung (3-52)) darf keine Basisvariable durch die Veränderung von x_1 negativ werden. Dieser zulässige Änderungsbereich für x_1 ist in (3-58) rechts (zwischen den vertikalen Linien) dargestellt. Jene Basisvariable, welche zuerst den untersten zulässigen Wert von Null erreicht, wird zu einer Nichtbasisvariable. Im Beispiel ist dies Variable x_5 , welche bereits bei einem Wert für x_1 größer 3 negativ würde. Ein Durchlauf von der Wahl einer Basis mit anschließendem Tausch von Basis- und Nichtbasisvariablen entspricht einem Iterationsschritt der Simplex-Lösungsvorschrift.

Die neue Basis für den nächsten Schritt (Iteration 2) lautet somit $\{x_1, x_3, x_4\}$, die neuen Nichtbasisvariablen sind $\{x_2, x_5\}$. Die Restriktion für x_5 wird im zweiten Simplex-Tableau (3-60) durch jene für x_1 ersetzt. In den anderen Gleichungen (Zielfunktion und Restriktionen) wird x_1 ebenso durch x_5 gemäß (3-59) ausgedrückt und eingesetzt.

$$x_5 = 6 - 2x_1 - x_2 \Rightarrow x_1 = 3 - \frac{x_2}{2} - \frac{x_5}{2} \quad (3-59)$$

$$\begin{array}{rcll} z & = & 3 & + & x_2/2 & - & x_5/2 & \left| \begin{array}{l} x_2 \leq 6 \\ x_2 \leq 2 \\ x_2 \leq 3 \end{array} \right. \\ x_1 & = & 3 & - & x_2/2 & - & x_5/2 & \\ x_3 & = & 3 & - & 3x_2/2 & + & x_5/2 & \\ x_4 & = & 3 & - & x_2 & & & \end{array} \quad (3-60)$$

Erneut wird ein Basistausch durchgeführt. Die Zielfunktion beinhaltet die Variablen x_2 und x_5 , aber nur die Nichtbasisvariable x_2 trägt durch den positiven Koeffizient von $+1/2$ zur Maximierung bei und ist daher als neue Basisvariable geeignet. Anstelle von x_2 wird x_3 zur Nichtbasisvariable, da bereits ab einem Wert von 2 die Variable x_3 negativ würde. Für die anderen Basisvariablen (x_1 und x_4) hingegen wären höhere Werte für x_2 zulässig ohne dabei die Nichtnegativitätsbedingung zu verletzen. Wiederum wird das Gleichungssystem an den Variablentausch angepasst das Simplex-Tableau erhoben (3-61).

$$\begin{array}{rcll} z & = & 4 & - & x_3/3 & - & x_5/3 \\ x_1 & = & 2 & + & x_3/3 & - & 2x_5/3 \\ x_2 & = & 2 & - & 2x_3/3 & + & x_5/3 \\ x_4 & = & 1 & - & 2x_3/3 & + & x_5/3 \end{array} \quad (3-61)$$

Dass mit diesem letzten Variablentausch bereits das Optimum gefunden ist, erkennt man an den ausschließlich negativen Koeffizienten der Nichtbasisvariablen x_3 und x_5 (jeweils $-\frac{1}{3}$) in der Zielfunktion in (3-61). Dies bedeutet, dass die Zielfunktion nicht weiter maximiert werden kann, wenn Nichtbasisvariablen bzw. Basisvariablen verändert würden. Die optimalen Werte der Entscheidungsvariablen x_1 und x_2 können direkt aus dem Simplex-Tableau (3-61) abgelesen werden. Diese liegen für x_1 ebenso wie für x_2 bei einem Wert von 2. Das Optimum liegt bei 4 und kann ebenso aus (3-61) entnommen werden. Für das definierte Maximierungsproblem heißt dies, dass bei gegebenen Restriktionen der Deckungsbeitrag (definiert durch die ursprüngliche Zielfunktion (3-45)) bei einer Produktionsmenge von $x_1 = 2$ und $x_2 = 2$ maximal wird. Die Schlupfvariablen haben im Lösungspunkt die Werte $x_3 = 0$, $x_5 = 0$ (Nichtbasisvariablen sind Null) und $x_4 = 1$. Dies bedeutet, dass die Restriktionen NB1 und NB3 gemäß (3-46) und (3-48) (Produktionsressourcen) vollkommen ausgelastet sind (die korrespondierenden Schlupfvariablen ist Null), während die Ressource dargestellt durch Nebenbedingung NB2 (3-47) noch freie Kapazitäten aufweist und demnach keinen Produktionsengpass für höhere Profite bildet.

Das gezeigte Problem lässt sich auch grafisch lösen. In Abbildung 33 berührt die Zielfunktionsgerade im optimalen Punkt (2|2) den Lösungsraum (Simplex) und nur die Nebenbedingungen NB1 und NB3 definieren diesen (optimalen) Eckpunkt des Simplexraums, während NB2 für das Optimum (Maximum) nicht beschränkend wirkt. Die beschriebene iterative Vorgangsweise mit dem Tausch von Basis- und Nichtbasisvariablen entspricht einer grafischen Bewegung am Rand bzw. zwischen den Eckpunkten des konvexen Lösungsraums in Abbildung 33.

Ökonomische Interpretation von reduzierten Kosten und Schattenpreisen

Wie bereits erwähnt wurde den Wissenschaftlern Kantorovich und Koopmans (Koopmans, 1975) für ihre Forschungen zur Interpretation von Ergebnissen aus der linearen Optimierung im Jahr 1977 der Nobelpreis für Wirtschaftswissenschaften verliehen. Auch (Gomory & Baumol, 1960) sowie (Williams, 1997) setzten sich mit der Thematik der Schattenpreise auseinander. In diesem Abschnitt wird am vorherigen Optimierungsbeispiel ((3-45) bis (3-48)) die Bedeutung der Schattenpreise dargestellt. Zunächst erfolgt eine allgemeine Definition der *reduzierten Kosten* und des Begriffes *Schattenpreis*.

Der Begriff Schattenpreis bzw. dualer Wert wird von (Kallrath, 2013) wie folgt beschrieben:

„Mit den Schattenpreisen identisch sind die Werte der dualen Variablen. Ist die linke Seite einer Ungleichung z.B. echt kleiner als ihre rechte Seite, so ist die durch diese Ungleichung beschriebene Ressource nicht limitierend und es gibt keinen Wertzuwachs durch eine mögliche Erhöhung der Ressource. Der Schattenpreis, oder der duale Wert einer Nebenbedingung ist in einem Maximierungsproblem der Wertzuwachs der Zielfunktion, der mit einer Einheitserhöhung der rechten Seite der Nebenbedingung einhergeht. Für eine Ungleichung in einem Minimierungsproblem (Maximierungsproblem) gilt sinngemäß entsprechendes und ein positiver dualer Wert bedeutet einen Zuwachs der Zielfunktion (also eine Verschlechterung) bei jeder Einheitserhöhung des Wertes der rechten Seite der Nebenbedingung. Es ist zu beachten, dass es sich bei den Schattenpreisen um ein lokales Konzept handelt. Die durch die dualen Variablen ausgewiesene Änderung der Zielfunktion wird möglicherweise nicht vollständig erreicht, da andere Nebenbedingungen beschränkend wirken. Die dualen Werte lassen sich [...] konsistent als die Werte der Ressourcen interpretieren.“ (Kallrath, 2013, S.50)

Des Weiteren führt (Kallrath, 2013) folgendes zu reduzierten Kosten aus:

„Nimmt eine Variable in einem Maximierungsproblem einen positiven Wert an und geht mit einem positiven Koeffizienten in die Zielfunktion ein, so kann sie offensichtlich einen positiven Beitrag zur Zielfunktion leisten; nimmt sie den Wert Null an, so trägt sie nichts bei und ist in einem bestimmten Sinne nicht attraktiv. Allerdings informieren uns die [...] reduzierten Kosten [engl.: reduced costs], um welchen additiven Betrag der zugehörige Zielfunktionskoeffizient erhöht werden muss, bevor diese Variable einen positiven Wert annimmt. Alternativ kann man diese reduzierten Kosten als Maß dafür ansehen, um wieviel im Vergleich zu anderen Variablen in einem Maximierungsproblem eine Variable unterpreist oder in einem Minimierungsproblem überpreist ist; in einem Produktionsplanungsproblem bedeutet unterpreist z.B., dass der Erlös kleiner als die Produktionskosten ist. Die reduzierten Kosten stehen ähnlich wie die Schattenpreise [...] in enger Relation zu den Nebenbedingungen des Problems.“
(Kallrath, 2013, S.50)

Diese Begriffe und vor allem deren Bedeutung werden nachfolgend am bereits diskutierten Optimierungsbeispiel diskutiert. Die reduzierten Kosten der Schlupfvariablen im gezeigten Optimierungsbeispiel entsprechen den Koeffizienten der Zielfunktion im Ergebnis-Tableau (3-61). Die reduzierten Kosten der Nichtbasisvariablen x_3 und x_5 betragen jeweils $-\frac{1}{3}$. Sie entsprechen den Grenzerträgen der Nichtbasisvariablen und werden auch Schattenpreise genannt. Schattenpreise (shadow prices) sind demnach identisch mit den reduzierten Kosten der Schlupfvariablen im Optimum. Für die verbleibende Schlupfvariable x_4 , welche im Optimum gemeinsam mit den Entscheidungsvariablen x_1 und x_2 zur Basis gehört, sind die reduzierten Kosten gleich Null. Die reduzierten Kosten von x_1 und x_2 sind ebenso Null. Nachdem alle reduzierten Kosten bekannt sind lässt sich, wie in (Suhl & Mellouli, 2013, S.65) dargestellt, direkt die modifizierte Zielfunktion (3-62) anschreiben. Es gilt, dass Nichtbasisvariablen bei Maximierungsproblemen ausschließlich negatives Vorzeichen in der modifizierten Zielfunktion haben.

$$z = 4 + rc_1 \cdot x_1 + rc_2 \cdot x_2 + rc_3 \cdot x_3 + rc_4 \cdot x_4 + rc_5 \cdot x_5 = 4 - \frac{1}{3}x_3 - \frac{1}{3}x_5 \quad (3-62)$$

rc reduced costs (reduzierte Kosten)

Verändert man eine Nichtbasisvariable (im Beispiel x_3 und x_5) in der modifizierten Zielfunktion (3-62) kommt es zu einer Verringerung des Zielwertes z im Ausmaß der Wertänderung multipliziert mit den reduzierten Kosten der jeweiligen Nichtbasisvariable. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass die Veränderung einer Nichtbasisvariable aus der Perspektive des *ursprünglichen* Optimierungsproblem (gemäß den Gleichungen (3-53) bis (3-57)) zu betrachten ist. Eine Erweiterung der Ressourcenkapazität um eine Einheit entspricht damit der Änderung der Schlupfvariable um den Wert (-1). Eine derartige Änderung wird nachfolgend am Beispiel der Nebenbedingung NB1 (3-54) für die Schlupfvariable x_3 demonstriert. Gleichung (3-63) zeigt, wie sich Nebenbedingung NB1 bei einer Kapazitätserweiterung verändert. Gleichung (3-64) bezieht die Perspektive wiederum auf das ursprüngliche Kapazitätsniveau mit einer Grenze von 6 Einheiten. Dies entspricht einer Reduktion δ der Schlupfvariable x_3 von (-1).

$$\text{NB1: } x_1 + 2x_2 + x_3 = 6 \xrightarrow{\Delta \text{Kap.} +1} x_1 + 2x_2 + x_3 = 6 + 1 \quad (3-63)$$

$$\text{NB1: } x_1 + 2x_2 + x_3 = 6 \xrightarrow{\delta x_3 = -1} x_1 + 2x_2 + (x_3 - 1) = 6 \quad (3-64)$$

Die ökonomische Interpretation von reduzierten Kosten und Schattenpreisen geht auf Koopmans und Kantorovich zurück und wird in (Williams, 1997) unter anderem wie folgt zusammengefasst:

„In the absence of degeneracy, the dual values represent the effects of marginal changes in resource levels.“ (Williams, 1997, S.205)⁴²

Schattenpreise beantworten Fragen über die Auswirkungen marginaler Änderungen der Schlupfvariable auf die Zielfunktion. Da jede Schlupfvariable gemäß der Standardform des Simplex-Verfahrens einer Nebenbedingung (Produktionsressource) entspricht, kann folgendes für die ökonomische Interpretation des Schattenpreises festgehalten werden:

Der Schattenpreis einer Nebenbedingung gibt die Veränderung des Wertes der Zielfunktion an, wenn die korrespondierende Restriktion um eine Einheit erhöht wird. Anders formuliert entspricht der Schattenpreis der Ableitung der Zielfunktion im Optimum nach der mit dem Schattenpreis korrespondierenden Restriktion.

Die Werte gelten jedoch nur bei marginalen Änderungen, weshalb Schattenpreise oftmals Marginalwerte (engl. marginal values) genannt werden. Erst wenn durch die Änderung ein Basiswechsel stattfindet, kann nicht mehr von einer marginalen Änderung gesprochen werden (Suhl & Mellouli, 2013, S.66).

Anmerkung: Die reduzierten Kosten einer *strukturellen* Nichtbasisvariable⁴³ haben ebenso wie Schattenpreise eine ökonomische Bedeutung. Sie stellen die marginale Veränderung der Zielfunktionsgröße dar, wenn die Strukturvariable um eine Einheit erhöht wird. Es lassen sich dabei auch Aussagen bzgl. der Preiswirkung von Strukturvariablen auf die Zielfunktion (z.B. Deckungsbeitrag) treffen.

Im hier diskutierten Optimierungsbeispiel würde die marginale Erhöhung der Produktionsressource, gemäß (3-46), um eine Einheit zu einer Verbesserung der Zielfunktion von $+\frac{1}{3}$ führen. Das positive Vorzeichen der Veränderung der Zielfunktion resultiert aus der Multiplikation des Schattenpreises der Schlupfvariable x_3 ($-\frac{1}{3}$) und dem der Kapazitätserweiterung von einer Einheit entsprechenden Veränderung der Schlupfvariable um den Wert (-1) (gemäß (3-63), (3-64))⁴⁴. Grafisch entspricht die Veränderung der Kapazitätsgrenze von NB1 einer Parallelverschiebung der Geraden im Lösungsraum und der damit einhergehenden Veränderung des Optimums (Abbildung 34). Der optimale Wert der Entscheidungsvariable x_1 im neuen Optimum beträgt 1,667. Jener der Strukturvariable x_2 beträgt 2,667. Gemäß der in (3-45) definierten Zielgröße z ergibt sich eine Summe von $4\frac{1}{3}$. Diese ist damit exakt $\frac{1}{3}$ größer (optimaler) als die ursprüngliche Lösung. Die Differenz im Ausmaß von $-\frac{1}{3}$ entspricht

⁴² Degeneriert ist ein Modell dann, wenn beliebig viele Lösungen bestehen. Wenn also nicht eine Ecke sondern eine gesamte Kante des Simplex von der Zielfunktion geschnitten wird. Man spricht in diesem Zusammenhang auch von einer entarteten Lösung.

⁴³ Unter einer strukturellen Nichtbasisvariable versteht man eine Entscheidungsvariable (Strukturvariable), welche im Optimum nicht der Basis angehört. Im diskutierten Beispiel gehören im Optimum beide Strukturvariablen x_1 und x_2 der Basis an, sodass strukturelle Nichtbasisvariablen im diskutierten Beispiel nicht existieren.

⁴⁴ Softwaretechnische Umsetzungen des Simplexalgorithmus, wie z.B. der CPLEX Solver von IBM, geben als Schattenpreis (marginal value) bereits die vorzeichenrichtige Veränderung der Zielfunktion an, wenn die mit dem Schattenpreis korrespondierende Nebenbedingung marginal erhöht wird.

gemäß der Definition des Schattenpreises dem Betrag des Marginalwertes jener Schlupfvariable x_3 , deren Kapazität um den marginalen Wert erhöht wird und für die erweiterte Ressource (Restriktion) steht. Abschließend folgen noch zwei Definitionen von Schattenpreisen bzw. reduzierten Kosten aus der Software GAMS, welche für Analysen und Entwicklung von Methoden im Rahmen dieser Arbeit verwendet wird.

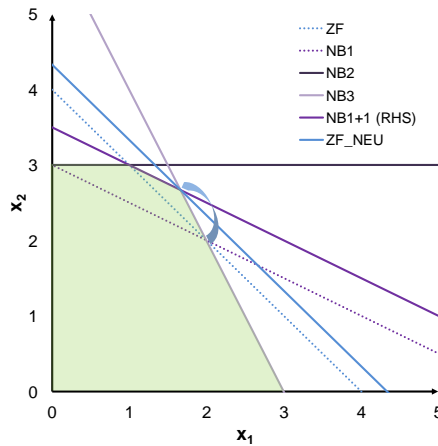


Abbildung 34: Lösungsraum (farbige Fläche) mit Nebenbedingungen und Zielfunktion des Optimierungsbeispiels bei Relaxation der rechten Seite (right hand side, RHS) der Nebenbedingung NB1

Eine mögliche Definition von Schattenpreisen entstammt aus dem Solver-Manual von GAMS:

„The derivation of the optimality conditions for this linear program begins by associating with each constraint a multiplier, alternatively termed a dual variable or shadow price. These multipliers represent the marginal price on changes to the corresponding constraint.” (GAMS, 2012, S.524)

Eine ausführlichere Definition mit einer Unterscheidung zwischen den Angaben von Schattenpreisen (marginal values) für Gleichungen und Variablen in den GAMS-Ergebnissen lautet wie folgt:

“For equations, move all the variable terms to the left hand side and the constant terms to the right hand side. The marginal value for the equation is the amount that the objective function would change if the right hand side were increased by 1.0. That's an intuitive description but you should keep in mind that the marginal value is only correct for differential changes in the right hand side and not the unit change that the description talks about. For variables, the explanation is pretty much the same. The marginal value is the amount that the objective function will change if the bound (upper or lower, whichever is active) is loosened by 1.0. Again, its really only valid for differential changes and not the unit change described. It doesn't matter whether you talk about the bound or the variable. The point of loosening the bound is that the variable will move with the bound. Remember that the marginal value is zero if the variable isn't pushing the bound.”(GAMS, 2007)

Ein tiefergehendes Verständnis von Schattenpreisen kann durch die Betrachtung der sogenannten Dualitätstheorie linearer Optimierungsprobleme gefunden werden. (Kallrath, 2013, S.324ff.)

3.4.3 Methode zur Bestimmung optimaler Anschlussknoten für DC-Systeme basierend auf der Theorie der Schattenpreise

In diesem Abschnitt wird die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Methode zur Bestimmung optimaler Anschlussknoten für DC-Systeme in einem hochvermaschten AC-Netz beschrieben und diskutiert. Die Integration (geplanter) erneuerbarer Energien fernab der großen Verbraucherschwerpunkte (bspw. Windkraft in der Nord- und Ostsee) ist eine der relevantesten Herausforderungen für das Gelingen der Energiewende und hat demzufolge entsprechenden Einfluss auf die Netzausbauplanung. Dabei werden bei hohen Durchdringungsraten und lokal hoher Konzentration erneuerbarer Energien vermehrt steuerbare Korridore z.B. in Form von HGÜ-Leitungen zum Einsatz kommen (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012a). Die Bestimmung optimaler, vorteilhafter Anschlussknoten derartiger Systemelemente mit der im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Methoden beruht auf dem Integrationsgedanken kostengünstiger Stromerzeugung wie bspw. aus Windkraft und deren Verknüpfung mit zum Teil weit entfernten Lastzentren. Der Algorithmus bestimmt demzufolge optimale Anschlussknoten für steuerbare Korridore, indem zukünftig geplante Erzeugungsschwerpunkte inkl. deren Erzeugungskosten sowie Verbrauchsschwerpunkte berücksichtigt werden und ein elektrizitätswirtschaftliches Optimum (Minimum der Kraftwerkseinsatzkosten) unter Berücksichtigung des Netzausbaus ermittelt wird. Da es sich bei dem entwickelten Algorithmus um ein strategisches Planungsinstrument handelt, kann die Kostenminimierung der Zielfunktion auch als optimale Netzintegration geplanter Erzeugungsanlagen mit geringen variablen Erzeugungskosten (z.B. erneuerbare Energien) interpretiert werden.

3.4.3.1 Methodische Weiterentwicklung des DC-OPF-Ansatzes und die ökonomische Interpretation von Schattenpreisen

Als Ausgangsbasis dient das in den Gleichungen (3-15) bis (3-23) (Seite 33) definierte DC-OPF-Modell. In einem ersten Schritt bedarf es einer Anpassung der Gleichung (3-16), indem die Gleichung in zwei Bestandteile aufgelöst wird.

$$\text{NB1a: } pnode_n = + \sum_m flow_{n \rightarrow m} - \sum_m flow_{m \rightarrow n} \quad (3-65)$$

$$\text{NB1b: } pnode_n = + \sum_G P_{G,n} - \sum_D P_{D,n} \quad (3-66)$$

$pnode_n$ Optimierungsvariable als Leistung am Knoten n [p.u.]

$P_{G,n}$ (optimierte) Leistung des Kraftwerks im Knoten n [p.u.]

$P_{D,n}$ nachgefragte Leistung bzw. Deckungsbedarf im Knoten n [p.u.]

$flow_{n \rightarrow m}$ Wirkleistungsfluss auf Leitung l von Knoten n nach Knoten m [p.u.]

Für jeden Knoten n wird die Summe aus den Wirkleistungsflüssen gebildet, wobei die Definitionsrichtung der Leitung ($n \rightarrow m$ oder $m \rightarrow n$) durch das Vorzeichen berücksichtigt wird. Abführende Leitungen vom Knoten n fließen positiv, zuführende Leitungen negativ in Gleichung (3-65) ein. Die Entscheidungsvariable $flow$ kann sowohl positive als auch negative Werte annehmen. Die Berücksichtigung von Erzeugung und Last in Knoten n erfolgt in Gleichung (3-66). Über die Variable $pnode_n$ sind die Gleichungen unmittelbar miteinander verknüpft. Der Vorteil dieser Trennung von Leistungsflussbilanz und Erzeugungs-Last-Bilanz am Knoten n liegt in der getrennten Darstellung der Schattenpreise für beide Restriktionen. Am Beispiel von zwei miteinander verbundenen Knoten werden zunächst zwei unterschiedliche Herangehensweisen an die Planung basierend auf Schattenpreisen gegenübergestellt.

3.4.3.2 Testnetzstruktur mit zwei Knoten

Das Testnetz besteht aus den beiden Knoten A1 und A2, welche durch die Leitung LTG12 mit einer Kapazität von 10 MW verbunden sind. In Knoten A1 gibt es ein Kraftwerk mit einer maximalen Leistung von 200 MW und Produktionskosten von 1 €/MWh. Ein weiteres Kraftwerk mit 200 MW und Kosten von 5 €/MWh liegt im Knoten A2. Die Nachfrage in Höhe von 200 MW tritt in Knoten A2 auf (Abbildung 35).

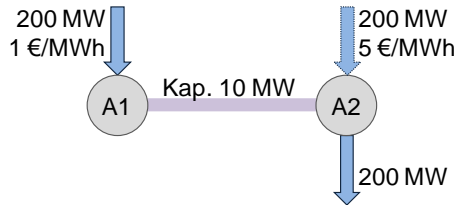


Abbildung 35: Testnetz mit zwei Knoten

Wir das Beispiel gemäß dem DC-OPF (definiert in (3-15) bis (3-23)⁴⁵ Seite 33) unter Berücksichtigung der Trennung von Gleichung (3-16) zu (3-65) und (3-66) gelöst, ergibt sich unter Einhaltung der Nebenbedingungen die in Tabelle 2 dargestellte Situation.

Tabelle 2: Ergebnis im Testnetz mit zwei Knoten bei einer Leitungskapazität von 10 MW

	Knoten A1	Knoten A2
Erzeugung [MW]	10	190
Verbrauch [MW]	-	200
Schattenpreis bzgl. (3-65)⁴⁶ [€]	-4	-
Schattenpreis bzgl. (3-67) [€]	-4	-

Die Gesamtkosten⁴⁷ im Optimum betragen 960 €, der Lastfluss auf der Leitung erreicht die Kapazitätsgrenze von 10 MW. Dies bedeutet, dass die Restriktion der Flussbegrenzung auf das Leitungslimit *in Richtung von A1 nach A2* (dargestellt durch die Gleichungen (3-67) und (3-68) als explizite Schreibweise der Gleichung (3-20)) die obere Grenze P_{limit} von 10 MW erreicht hat.

$$\text{NB5a: } flow_{n \rightarrow m} \leq P_{l, \text{limit}} \Rightarrow flow_{A1 \rightarrow A2} \leq +10 \quad (3-67)$$

$$\text{NB5b: } flow_{n \rightarrow m} \geq -P_{l, \text{limit}} \Rightarrow flow_{A1 \rightarrow A2} \geq -10 \Rightarrow flow_{A2 \rightarrow A1} \leq 10 \quad (3-68)$$

Gemäß den gezeigten Definitionen von Schattenpreisen ergibt sich ein Schattenpreis für die Restriktion (3-67). Dieser liegt für den Knoten A1 bei einem Wert von (-4). Dies bedeutet, dass sich bei marginalen Erhöhung der rechten Seite der Nebenbedingung⁴⁸ (Relaxation um 1 MW auf 11 MW) ein um 4 €

⁴⁵ Da es sich um ein einfaches Testnetz handelt, wird keine Sicherheitsmarge (TRM) zugrundegelegt.

⁴⁶ Der Schattenpreis der Gleichung (3-65) quantifiziert die Änderung der Zielfunktion bei marginaler Änderung der Gleichung (3-65) für den jeweiligen Netzknoten (hier Knoten A1). Die Angaben in Tabelle 2 (sowie in Tabelle 3 bis Tabelle 9) können nicht unmittelbar aus Gleichung (3-65) berechnet werden, sondern sind ein Ergebnis der Optimierung mit GAMS (unter Anwendung des Solvers CPLEX).

⁴⁷ Die Kostenangaben in diesem Abschnitt und auch in den folgenden Abschnitten beziehen sich jeweils auf eine Stunde und werden vereinfachend in Euro angegeben. Dasselbe gilt für Angaben von Schattenpreisen und reduzierten Kosten.

⁴⁸ Per Definition (Standardform von linearen Optimierungsproblemen) stehen rechts vom Gleichheitszeichen die konstanten Werte einer Restriktion, während links die variablen (zu optimierenden) Komponenten angeordnet werden. Man spricht auch von right hand side (RHS) und left hand side (LHS) einer Gleichung. Eine derartige Ordnung nimmt ein Solver für gewöhnlich im Preprocessing vor.

günstigerer Kraftwerkseinsatz⁴⁹ einstellt. Der Wirkleistungsfluss ist auch in Gleichung (3-65) abgebildet, sodass sich auch hierfür ein Schattenpreis ergibt. Wird die Gleichung (3-65) für jeden Knoten n im Testnetz ausformuliert ergeben sich nachfolgend dargestellte Restriktionen ((3-69) und (3-70)).

$$\text{NB1a für A1: } p_{node_{A1}} = + flow_{A1 \rightarrow A2} \quad (3-69)$$

$$\text{NB1a für A2: } p_{node_{A2}} = - flow_{A1 \rightarrow A2} [= flow_{A2 \rightarrow A1}] \quad (3-70)$$

Der Schattenpreis für (3-69) ist in diesem einfachen Beispiel mit nur einer Leitung je Netzknoten identisch mit dem Schattenpreis der korrespondierenden Gleichung (3-68). Demnach ist der Schattenpreis für Knoten A1 ebenso bei (-4) (Tabelle 2). Der Marginalwert von Gleichung (3-70) entspricht exakt dem Schattenpreis für die Flussrichtung von A2 nach A1 und liegt im Beispiel bei null. Anders formuliert bedeuten die Schattenpreise von (-4) in Knoten A1 und Null in Knoten A2, dass eine Kapazitätserhöhung nur für die Richtung A1 nach A2 kostenwirksam ist. Der Schattenpreis liefert somit zusätzlich zur Höhe der Wirkung einer Relaxation (Kapazitätserhöhung) auch die notwendige Richtungsinformation. Welche Rechenvorschrift für einen optimalen Netzausbau von DC-Systemen daraus abgeleitet werden kann wird im nachfolgenden Abschnitt am Beispielnetz mit drei Knoten diskutiert.

Da die entwickelte Methodik ein strategisches (langfristiges) Planungsinstrument darstellt, bei welchem optimale Netzausbauknoten im Kontext des zukünftigen Gesamtsystems⁵⁰ als wesentliches Ergebnis resultieren sollen, sind Engpässe im vorhandenen Netz (wie im Beispiel auf Leitung LTG12) in großem Umfang zu erwarten. Daher ist es notwendig die Netzrestriktionen im Optimierungsproblem in kontrolliertem und beobachtbarem Umfang gewissermaßen „außer Kraft“ zu setzen. Der bislang gezeigte Modellansatz mit der Zielfunktion (3-15) würde bei der in Abbildung 36 dargestellten Konstellation aus Erzeugung und Verbrauch keine Lösung ergeben. Eine Lastdeckung ist bei Einhaltung der Kapazitätsgrenze von 10 MW auf der Leitung nicht möglich.

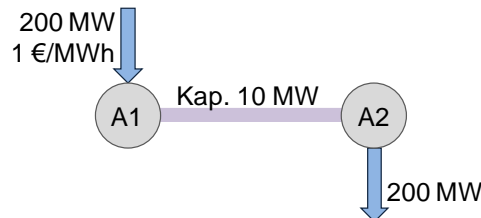


Abbildung 36: Testnetz mit zwei Knoten (ohne Erzeugungseinheit im Verbrauchsknoten A2)

Durch einen Eingriff in die Nebenbedingung der Leitungskapazität kann eine kontrollierte Überlastung der Leitung ermöglicht werden. Dies wird durch den leitungsspezifisch definierten Überlastungsfaktor ε_l , dargestellt in den Gleichungen in (3-71) und (3-72), erreicht. Die Variable ε_l ist dabei als positive Entscheidungsvariable definiert.

$$\text{NB5a: } flow_{n \rightarrow m} \leq P_{l,limit} \cdot (1 + \varepsilon_l) \quad (3-71)$$

$$\text{NB5b: } flow_{n \rightarrow m} \geq -P_{l,limit} \cdot (1 + \varepsilon_l) \quad (3-72)$$

⁴⁹ Das Ergebnis aus der Berechnung mit einer Leitungskapazität von 11 MW ist ein Kraftwerkseinsatz von 11 MW in Knoten A1 und 189 MW in Knoten A2. Es ergeben sich Gesamtkosten von 956 € und damit ein um 4 € günstigerer Kraftwerkseinsatz verglichen mit der Rechnung bei einer Leitungskapazität von 10 MW.

⁵⁰ Diese liegen bspw. in Form von Szenarien mit Ausbaupfaden für lastferne erneuerbare Erzeugungseinheiten vor.

In weiterer Folge wird auch die Zielfunktion (3-15) gemäß Gleichung (3-73)⁵¹ um die Überlastungsoption⁵² erweitert.

$$\text{Zielfunktion: } \min \left\{ \sum_G c_{var,G} \cdot P_G + \sum_l \kappa \cdot \varepsilon_l \right\} \quad (3-73)$$

Dazu wird die Summe aller Überlastungen gewichtet mit einer Strafzahlung κ (penalty weight) zusätzlich zu den Kraftwerkseinsatzkosten minimiert. An dieser Stelle wird zunächst ein Wert von $\kappa = 1\text{€}$ für die Strafzahlung angesetzt, um für das in Abbildung 36 dargestellte Netz eine Lösung zu finden. Das Ergebnis der Optimierung mit Überlastungsoption ist in Tabelle 3 dargestellt. Der Lastfluss auf der Leitung LTG12 beträgt 200 MW und liegt damit 190 MW über dem eigentlichen Limit von 10 MW. Bezogen auf die Kapazität entspricht dies einer 19-fachen Überlastung, welche multipliziert mit der Strafzahlung von 1 € mit einem Gesamtwert von 19 € in die Zielgröße eingeht. Zusammen mit den Kosten in Knoten A1 (200 MW à 1 €/MWh) ergeben sich Gesamtkosten im Optimum in der Höhe von 219 €.

Tabelle 3: Ergebnis im Testnetz mit zwei Knoten (ohne Erzeugung in Knoten A2 wie in Abbildung 36 dargestellt) und der Möglichkeit die Leitung LTG12 zu überlasten

	Knoten A1	Knoten A2
Erzeugung [MW]	200	-
Verbrauch [MW]	-	200
Schattenpreis (3-65) [€]	-0,1	-
Schattenpreis (3-71) [€]	-0,1	-

Die Knotenschattenpreise der Restriktion (3-65) sind für die Bestimmung optimaler Anschlussknoten wichtiger als die absolute Höhe der Gesamtkosten. Für Knoten A1 beträgt der Schattenpreis (-0,1). Für Knoten A2 ist der Schattenpreis Null. Dies bedeutet, dass eine zusätzliche Übertragungskapazität⁵³ von 1 MW für die Richtung A1 nach A2 die Zielgröße um den Wert 0,1 verringert (minimiert). Bei einer Leitungskapazität von 11 MW und einer Belastung von 200 MW ergibt sich ein Überlastungswert in der Höhe von 189 MW. Bezogen auf die Kapazität von 10 MW und multipliziert mit den Strafzahlungen ergibt sich ein Wert von 18,9 €. In Summe ergibt sich bei einem Kraftwerkseinsatz von 200 MW à 1 €/MWh der Wert von 218,9 €. Der Unterschied zur Berechnung ohne Kapazitätsrelaxation entspricht mit 0,1 dem Schattenpreis in Knoten A1.

Es kann damit gezeigt werden, dass nicht lösbare Probleme durch die Überlastungsoption lösbar werden ohne dabei die Information der Schattenpreise über sinnvolle Netzausbaumaßnahmen und deren Wirkung auf die Gesamtkosten zu verlieren. Der Wert der Strafzahlung κ und dessen Auswirkung auf die Methode wird in Abschnitt 3.4.3.3 am Beispiel eines weiteren Testnetzes diskutiert. Die Ableitung der Rechenvorschrift für optimalen Netzausbau von DC-Systemen aus den Schattenpreisen wird nachfolgend im Beispielnetz mit drei Knoten diskutiert.

⁵¹ Für die hier diskutierten Testsysteme und die Wirkungsweise des Netzausbau-Algorithmus basierend auf Schattenpreisen bleiben weitere als die dargestellten Bestandteile der Zielfunktion (wie z.B. Phasenschiebertransformatoren) unberücksichtigt.

⁵² Für einen anderen Anwendungsfall aber dennoch in ähnlicher Art und Weise argumentieren (Hug-Glanzmann & Andersson, 2009, S.207) den Zweck einer Überlastungsoption von Leitungen im OPF-Optimierungsproblem.

⁵³ Herbeigeführt durch die marginale Relaxation der RHS der Restriktion.

3.4.3.3 Testnetzstruktur mit drei Knoten in Serie

Am Beispiel des in Abbildung 37 dargestellten Testnetzes mit drei Knoten werden die ökonomische Interpretation der Schattenpreise der Restriktion (3-65) und die sich daraus ableitende Vorschrift für Wahl optimaler Netzknoten für DC-Systeme am Beispiel von drei unterschiedlichen Engpasssituationen dargestellt. Daran anschließend wird die Sensitivität der Strafzahlung κ auf das Ergebnis der Knotenbestimmung diskutiert. Dabei geht es in erster Linie um die Bestimmung der Höhe der Strafzahlung mit dem Ziel, dass die aus den Schattenpreisen resultierende Empfehlung für optimale Anschlussknoten für DC-Systeme unabhängig vom Netz (Größe, Vermaschungsgrad) zulässig und eindeutig ist.

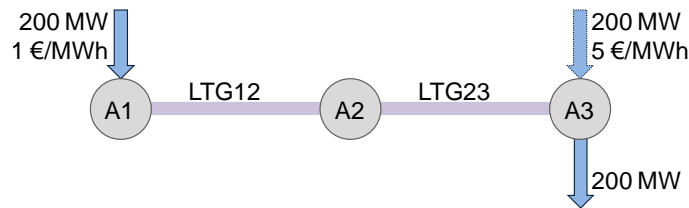


Abbildung 37: Testnetz mit drei in Serie liegenden Netzknoten

In der ersten Variante (Engpasssituation A) haben beide Leitungen eine maximale Kapazität von 10 MW. Unter Anwendung der Überlastungsoption (mit einer Strafzahlung κ in Höhe von 1 €) ergibt sich das in Tabelle 4 dargestellte Ergebnis.

Tabelle 4: Ergebnis im Testnetz (Situation A) mit drei Knoten und der Möglichkeit die Leitungen zu überlasten

	Knoten A1	Knoten A2	Knoten A3
Erzeugung [MW]	200	-	-
Verbrauch [MW]	-	-	200
Schattenpreis (3-65) [€]	-0,2	-0,1	-
Leistungsfluss ⁵⁴ LTG12 [MW]	200	-200	-
Leistungsfluss LTG23 [MW]	-	200	-200

Die Leitungsüberlastungsfaktoren jeder Leitung liegen bei 19 (190 MW bezogen auf die Kapazität von 10 MW), sodass gemäß der Zielfunktion (3-73) das Kostenoptimum als Summe aus Kraftwerkskosten (200 €) und Überlastungsstrafzahlungen (38 €) bei 238 € liegt. Der Schattenpreis⁵⁵ von (-0,2) in Knoten A1 besagt, dass eine Relaxation von Knoten A1 (Erhöhen der RHS der Restriktion (3-65) für A1 um +1 MW) eine Verbesserung (im Sinne der Minimierung) der Zielfunktion um -0,2 Einheiten bewirkt. Dies entspräche einer zusätzlichen Übertragungseinheit von 1 MW oder einer neuen vom Knoten A1 abführenden Leitung mit einer Kapazität von 1 MW. Da das Leistungsgleichgewicht im elektrischen System stets gegeben sein muss, muss eine abführende Leitung an Knoten A1 an einem anderen Knoten in Form einer zuführenden Leitung berücksichtigt werden. Wird also die RHS von (3-65) für Knoten A1 um +1 (abführende Leitung mit 1 MW) erhöht, muss im Gegenzug an Knoten A2 oder A3 eine zuführende Leitung mit 1 MW Kapazität angenommen werden. Dies geschieht, indem man die RHS von (3-65) für A2 *oder* A3 um (-1) erweitert. Wird dieser Schritt nicht vollzogen, ist die Restriktion, welche das Systemgleichgewicht sicherstellt, verletzt und das Optimierungsproblem nicht lösbar. Der

⁵⁴ Vom Knoten abfließende Leistungsflüsse werden positiv gezählt, zufließende entsprechend negativ.

⁵⁵ Die genannten Schattenpreise beziehen sich auf die Gleichung (3-65).

Schattenpreis von $(-0,1)$ in Knoten A2 besagt, dass eine Relaxation von Knoten A2 (Erhöhen der rechten Seite der Restriktion (3-65) für A2 um $+1$) eine Verbesserung (im Sinne der Minimierung) der Zielfunktion um $-0,1$ bewirkt. Da es sich um ein lineares Optimierungsproblem handelt, gilt für jeden Knoten, dass sich bei marginaler Verringerung der RHS um (-1) der negative Schattenpreis ergibt. Am Beispiel von Knoten A2 würde demnach eine Verringerung der RHS der Restriktion (3-65) um 1 MW eine Änderung der Zielfunktion im Ausmaß von $+0,1$ bedeuten. Sinngemäß dasselbe gilt für eine Relaxation in Knoten A3. Da dessen Schattenpreis von Gleichung (3-65) für Knoten A3 bei null liegt, bedeutet eine Relaxation von (-1) (oder $+1$) keine Veränderung der Zielfunktion.

$$\pi_{A1} - \pi_{A2} = -0,2 - (-0,1) = -0,1 \quad (3-74)$$

$$\pi_{A1} - \pi_{A3} = -0,2 - (+0,0) = -0,2 \quad (3-75)$$

$$\pi_{A2} - \pi_{A3} = -0,1 - (+0,0) = -0,1 \quad (3-76)$$

$$\pi_{A2} - \pi_{A1} = -0,1 - (-0,2) = +0,1 \quad (3-77)$$

$$\pi_{A3} - \pi_{A1} = +0,0 - (-0,2) = +0,2 \quad (3-78)$$

$$\pi_{A3} - \pi_{A2} = +0,0 - (-0,1) = +0,1 \quad (3-79)$$

π_{A1} Schattenpreis der Restriktion (3-65) für den Knoten A1

π_{A2} Schattenpreis der Restriktion (3-65) für den Knoten A2

π_{A3} Schattenpreis der Restriktion (3-65) für den Knoten A3

Aus diesen Überlegungen lässt sich ableiten, dass jeweils die Schattenpreisdifferenz zwischen zwei Knoten die tatsächliche Veränderung des Zielwertes ergibt. In weiterer Folge lässt sich daraus eine Planungsvorschrift für die Wahl optimaler Anschlussknoten von HGÜ-Systemen ableiten:

Diejenigen Knotenkombinationen, welche den größten (negativen⁵⁶) Unterschied zwischen ihren Schattenpreisen aufweisen, sind am besten zur Relaxation und in weiterer Folge für Netzausbau mit steuerbaren Korridoren geeignet. Die Kostenreduktion entspricht dabei exakt der Differenz der Schattenpreise, wodurch der Nutzen einer Relaxation quantifizierbar ist.⁵⁷

In der Engpassvariante A wäre den Ausführungen (3-74) bis (3-79) zufolge Knoten A1 der optimale Knoten für die abführende DC-Leitung und A3 wäre der optimale Anschlussknoten um die transportierte Leistung auf der DC-Leitung wieder in das AC-Netz einzuspeisen. Die Differenz zwischen dem Schattenpreis π_{A1} und dem Schattenpreis π_{A3} beträgt $(-0,2)$. Das daraus resultierende Ergebnis aus der Berechnung mit den Relaxationen ($+1$ in A1 und -1 in A3) ist in Tabelle 5 dargestellt. Verglichen mit dem Ergebnis aus Tabelle 4 zeigt sich eine Reduktion der Leistungsflüsse auf den Leitungen LTG12 und LTG23 im Umfang von 1 MW. Der steuerbare Korridor (DC-System) von A1 nach A3 transportiert 1 MW direkt von A1 nach A3. Die Kapazität des Korridors beträgt 1 MW, entsprechend der Relaxation bzw. der marginalen Änderung der mit der Schlupfvariable korrespondierenden Restriktion im Ausmaß von 1 MW. Die Gesamtkosten belaufen sich auf 237,8 € und setzen sich zusammen aus den Kraftwerkseinsatzkosten in Knoten A1 und den Überlastungen⁵⁸ der Leitungen LTG12 und LTG23.

⁵⁶ Der negative Unterschied entspricht einer Kostenreduktion der Zielfunktion.

⁵⁷ Zu einer äquivalenten Erkenntnis gelangen (Rayes & Min, 1995) in ihren Untersuchungen für die optimale Netzausbauplanung in Datenetzen (vgl. Anhang A-V Seite 166).

⁵⁸ Die Auslastung von 199 MW entspricht einer Überlastung von 189 MW bemessen am Limit von 10 MW. Bezogen auf dieses Limit ergibt sich ein Faktor von 18,9 MW je Leitung.

Verglichen mit dem Ergebnis aus dem ersten Durchlauf (238 €) ergibt sich exakt die Schattenpreisdifferenz von (-0,2) zwischen Knoten A1 und A3. Eine weitere Relaxation von A1 und A3 würde gemäß Tabelle 5 wiederum eine Kostenreduktion um 0,2 Einheiten auf 237,6 € bewirken⁵⁹.

Tabelle 5: Ergebnis im Testnetz (Situation A) mit 3 Knoten und Relaxation von A1 (RHS+1) und A3 (RHS-1)

	Knoten A1	Knoten A2	Knoten A3
Erzeugung [MW]	200	-	-
Verbrauch [MW]	-	-	200
Schattenpreis (3-65) [€]	-0,2	-0,1	-
Leistungsfluss LTG12 [MW]	199	-199	-
Leistungsfluss LTG23 [MW]	-	199	-199
DC-System A1-A3⁶⁰ [MW]	1	-	-1

Die Schattenpreisdifferenz kann nur dann im vollen Umfang als Kostenersparnis generiert werden, wenn der entsprechende Netzkorridor im selben Umfang Leistung transportiert wie die marginale Größenänderung durch die Relaxation der Restriktion. Daher ist die gezeigte Methode vorwiegend für steuerbar einsetzbare Netzkorridore (bspw. DC-Leitungen) anzuwenden. Deren Steuerbarkeit bedingt es, dass bei einer Übertragungskapazität von 1 MW diese in vollem Umfang genutzt wird und nicht abhängig von den Widerstandsverhältnissen im Gesamtnetz eine Leistungsflussaufteilung erfolgt⁶¹. Dem ungeachtet liefern die Schattenpreisdifferenzen auch einen generell gültigen Hinweis auf die Wirkung von Netzausbau an den beobachteten Netzknoten auf die Kraftwerkseinsatzkosten bzw. die Integration günstiger Erzeugungskapazitäten (z.B. Windkraft).

In der zweiten Engpassvariante (Engpasssituation B) stellt nur die Leitung LTG12 mit einer Kapazität von 10 MW den Engpass dar. Die zweite Leitung LTG23 ist mit einer Kapazität von 300 MW für die gegebene Erzeugungs-Last-Konstellation ausreichend groß bemessen.

Tabelle 6: Ergebnis im Testnetz (Engpasssituation B) mit drei Knoten und der Möglichkeit die Leitungen LTG12 (10 MW) und LTG23 (300 MW) zu überlasten

	Knoten A1	Knoten A2	Knoten A3
Erzeugung [MW]	200	-	-
Verbrauch [MW]	-	-	200
Schattenpreis (3-65) [€]	-0,1	-	-
Leistungsfluss LTG12 [MW]	200	-200	-
Leistungsfluss LTG23 [MW]	-	200	-200

Das Ergebnis der DC-OPF-Rechnung (mit Überlastungsmöglichkeit) ist in Tabelle 6 dargestellt. Der Zielwert beträgt 219 €, da im Unterschied zur Engpasssituation A nur eine Leitung (LTG12) einen Engpass und demzufolge eine kontrollierte (d.h. minimierte) Überlastung aufweist. Vergleicht man die Schattenpreise aus Tabelle 6 (Engpasssituation B) mit jenen aus Tabelle 4 (Engpasssituation A) zeigt sich für die Knoten A1 und A2 eine Veränderung. Nachfolgend werden die (negativen) Differenzen der Schattenpreise berechnet.

⁵⁹ Derartige iterative Relaxationen werden in Abschnitt 3.4.3.4 an einem Beispielnetz mit vier Knoten gezeigt.

⁶⁰ Abgebildet durch eine fixe Relaxation in den Knoten A1 (+1) und A3 (-1).

⁶¹ Sofern keine vor- oder nachgelagerten Engpässe die übertragbare Leistung schmälern.

$$\pi_{A1} - \pi_{A2} = -0,1 \quad (3-80)$$

$$\pi_{A1} - \pi_{A3} = -0,1 \quad (3-81)$$

$$\pi_{A2} - \pi_{A3} = 0 \quad (3-82)$$

Gemäß der Vorschrift, dass jene Knotenkombination mit der höchsten negativen Schattenpreisdifferenz am geeignetsten für eine Verbindung durch einen steuerbaren Korridor ist, ergeben sich in der Engpasssituation B zwei aus elektrizitätswirtschaftlicher Sicht⁶² gleichwertige Lösungen. Eine steuerbare DC-Leitung mit der Kapazität von 1 MW zwischen den Knoten A1 und A2 bewirkt dieselbe Reduktion der Zielgröße wie eine DC-Leitung zwischen A1 und A3. Keine Veränderung gegenüber der Berechnung im ursprünglichen Netz hingegen würde eine DC-Leitung zwischen A2 und A3 bewirken. Die Ergebnisse der Methode sind bei Betrachtung der gegebenen Netzkonstellation und der Engpasssituation folgerichtig und schlüssig nachvollziehbar. So würde ein Ausbau der ohnehin ausreichend dimensionierten Leitung zwischen A2 und A3 keine Vorteile für den Kraftwerkseinsatz bedeuten. Die Gleichwertigkeit der Lösungen A1-A2 und A1-A3 gilt nur aus Sicht der Kraftwerkskosten. Andere in der Praxis relevante Planungsgrundlagen wie bspw. ökologische Aspekte, Errichtungskosten der Leitung usw. ermöglichen in weiterer Folge eine Priorisierung einer der beiden Lösungen.

In der dritten Variante (Engpasssituation C) stellt die Leitung LTG23 mit 10 MW den Engpass dar, während die Leitung LTG12 mit 300 MW ausreichend dimensioniert ist. Das Ergebnis der DC-OPF-Rechnung (mit Überlastungsmöglichkeit) ist in Tabelle 7 dargestellt

Tabelle 7: Ergebnis im Testnetz (Engpasssituation C) mit drei Knoten und der Möglichkeit die Leitungen LTG12 (300 MW) und LTG23 (10 MW) zu überlasten

	Knoten A1	Knoten A2	Knoten A3
Erzeugung [MW]	200	-	-
Verbrauch [MW]	-	-	200
Schattenpreis (3-65) [€]	-0,1	-0,1	-
Leistungsfluss LTG12 [MW]	200	-200	-
Leistungsfluss LTG23 [MW]	-	200	-200

Auch in diesem Fall verändern sich die Knotenschattenpreise und demzufolge auch die Schattenpreisdifferenzen gegenüber den Engpasssituationen A und B und damit einhergehend die geeigneten Anschlussknoten für eine steuerbare Leitung.

$$\pi_{A1} - \pi_{A2} = 0 \quad (3-83)$$

$$\pi_{A1} - \pi_{A3} = -0,1 \quad (3-84)$$

$$\pi_{A2} - \pi_{A3} = -0,1 \quad (3-85)$$

Auch hier ergeben sich mit den Kombinationen A1-A3 (3-84) und A2-A3 (3-85) zwei gleichwertige Lösungen im Sinne der definierten Zielfunktion. Und auch hier gilt, dass die Ergebnisse der Methode in Anbetracht der gegebenen Netzkonstellation und der Engpasssituation folgerichtig und nachvollziehbar sind. Ein Netzausbau der ohnehin ausreichend dimensionierten Leitung A1-A2 wäre aus elektrizitätswirtschaftlicher Sicht nicht zielführend. Dies bestätigt auch (3-83) mit einer Differenz von Null.

⁶² Im Sinne der definierten Zielfunktion (Kostenminimierung des Kraftwerkseinsatzes und Minimierung von Leitungsüberlastungen).

Die drei Engpasssituationen A, B und C zeigen, dass abhängig von der zukünftigen Verteilung von (kostengünstigen) Erzeugungsanlagen und Verbraucherschwerpunkten sowie abhängig vom Netz (strukturelle Engpässe) eine Bestimmung von optimalen (im Sinne von kostenminimierender (Kraftwerkseinsatzkosten) und netzentlastender Maßnahmen) Anschlussknoten für steuerbare Korridore basierend auf dem Konzept der Schattenpreise vorgenommen werden kann. Bei Anwendung der entwickelten Methode auf zukünftige Kraftwerks-Last-Situationen (Szenarien) werden die Erzeugungskosten künftiger, geplanter Kraftwerke ebenso wie strukturelle Engpässe implizit berücksichtigt. Bezüglich der Priorisierung von Maßnahmen wird an dieser Stelle dieser Arbeit ausdrücklich auf die Interdisziplinarität des Netzausbaus hingewiesen. Neben technischen und ökonomischen Überlegungen spielen ökologische Gesichtspunkte und im Besonderen und wahrnehmbar zunehmendem Maß Aspekte der gesellschaftlichen Akzeptanz eine entscheidende Rolle in der Netzentwicklungsplanung. Insbesondere in der Feinplanungsphase von Netzausbaumaßnahmen gilt es diese Aspekte entsprechend zu berücksichtigen.

Wie bereits einleitend erwähnt, wird an dieser Stelle die Sensitivität der Strafzahlung κ auf das Ergebnis diskutiert. Dabei geht es in erster Linie um die Bestimmung der Höhe der Strafzahlung mit dem Ziel, dass die aus den Schattenpreisen resultierende Empfehlung für optimale Anschlussknoten für DC-Systeme zulässig und eindeutig ist. Für die nachfolgenden Überlegungen gilt die Annahme, dass beide Leitungen aus Abbildung 37 eine maximale Übertragungskapazität von 10 MW aufweisen. Wie in Abbildung 37 dargestellt, gibt es im Verbraucher-knoten A3 eine Erzeugungsanlage, welche grundsätzlich den Gesamtbedarf decken kann. Ohne Überlastungsoption ergibt sich im Optimum ein Zielgrößenwert von 960 €. Diesem Wert (ohne Überlastungsoption) steht die kostenminimalste Erzeugung zur Deckung der Systemlast mit Kosten von 200 € (ohne Netzrestriktionen bzw. bei Überlastungsoption) gegenüber. Die Differenz zwischen den beiden Optima (mit und ohne Überlastungsoption) beträgt 760 €. Bei Berücksichtigung der Überlastungsoption betragen die Überlastungen pro Leitung 190 MW (Faktor 19). Bei einer definierten Zielfunktion gemäß Gleichung (3-73) ergibt sich ab einer Strafzahlung κ von 20 € eine sogenannte Überpreisung der Überlastungsvariable in der Zielfunktion.

$$\kappa_{max} = \frac{z_{o\ddot{u}} - k_{min}}{\Sigma \varepsilon_1} \quad (3-86)$$

$z_{o\ddot{u}}$ Kosten ohne Überlastungsoption

k_{min} minimalste Erzeugungskosten zur Deckung der Last

$\Sigma \varepsilon_1$ Summe der Überlastungsfaktoren aller Leitungen

Eine Überpreisung der Variable bedeutet, dass die Überlastungsoption bei Werten größer κ_{max} (3-86) (im betrachteten Beispiel liegt κ_{max} bei 20€) ihre eigentliche Funktion als *Option* zur Herbeiführung eines optimalen Kraftwerkseinsatzes verliert. Im Falle einer Überpreisung wird eine Überlastung demzufolge unzuweckmäßig, da sie teurer ist als die Kraftwerkseinsatzkosten ohne Überlastungsoption. Damit wird die *Option* einer Überlastung nicht mehr als solche wahrgenommen. Wie bereits in Abschnitt 3.4.2 erläutert, geben die reduzierten Kosten einer Entscheidungsvariable Hinweise auf die Wirkung deren Bepreisung in der Zielfunktion. In einem Minimierungsproblem gelten die reduzierten Kosten als Maß dafür, um wie viel die Variable überpreist ist (Kallrath, 2013, S.50). Betrachtet man die reduzierten Kosten der Überlastungsvariablen ε_1 für verschiedene Strafzahlungen κ ergibt sich das in Tabelle 8 dargestellte Ergebnis. Ab einem Wert für κ größer als 20 ergeben sich reduzierte Kosten

für die Überlastungsvariable, womit eine Überpreisung dieser vorliegt. In anderen Worten ausgedrückt bedeutet dies, dass der Freiheitsgrad der Überlastung von Leitungen ab Strafzahlungen größer 20 im gegebenen Testnetz mit drei Knoten in der Zielfunktion unzulässig hoch bewertet bzw. gewichtet wird. Ebenso in Tabelle 8 dargestellt sind die Schattenpreise der Knoten A1, A2 und A3. Während gemäß der beschriebenen Netzausbauvorschrift⁶³ bei Strafzahlungen $\kappa \leq 20$ der Ausbau einer DC-Leitung zwischen A1 und A3 empfohlen wird und auch der Engpasssituation entsprechend folgerichtig ist, sind die Differenzen ab einem κ -Wert größer 20 nicht mehr zulässig und ab dem Wert von 40 nicht mehr eindeutig.

Tabelle 8: reduzierte Kosten der Überlastungsvariablen für unterschiedliche Strafzahlungen im Netz mit 3 Knoten

Strafzahlungsmaß κ [€]	1	10	19	20	21	40	80
Red. Kosten für ε LTG12 [€]	-	-	-	-	-	-	40
Red. Kosten für ε LTG23 [€]	-	-	-	-	2	40	80
Schattenpreis (3-65) für A1 [€]	-0,2	-2	-3,8	-4	-4	-4	-4
Schattenpreis (3-65) für A2 [€]	-0,1	-1	-1,9	-2	-1,9	0	0
Schattenpreis (3-65) für A3 [€]	0	0	0	0	0	0	0

Die realisierbare Verbesserung der Zielfunktion bei Relaxation der mit den Schattenpreisen korrespondierenden Restriktion (3-65) entspricht ab einem κ -Wert größer 20 auch nicht mehr der Differenz der Schattenpreise. Ab einem Wert von $\kappa = 40$ gibt es für die Kombination A1-A3 keine eindeutige Lösung mehr. Der Grenzwert 40 entspricht der Grenze κ_{\max} multipliziert mit der Anzahl der Leitungen im System. Wenngleich der in (3-86) dargestellte indirekt proportionale Zusammenhang zwischen der maximal zulässigen Strafzahlung (ohne die Überlastungsoption zu überpreisen) und den Überlastungen nicht uneingeschränkt auf beliebig große Netze anwendbar ist, lässt sich aus den gezeigten Ergebnissen dennoch schlussfolgern, dass die Überlastungsoption nur in Kombination mit kleinen (d.h. opportunen) Strafzahlungen κ angewendet werden darf. Die praktische Anwendung des Algorithmus erfordert daher stets die Beobachtung der reduzierten Kosten für die Überlastungsvariable je Leitung um eine Überpreisung durch κ in der Zielfunktion zu vermeiden.

Nochmals sei darauf hingewiesen, dass die entwickelte Methodik ein strategisches Planungsinstrument darstellt, bei welchem der Netzausbau im Kontext des zukünftigen Gesamtsystems als wesentliches Ergebnis resultieren soll und weshalb Engpässe im vorhandenen Netz in großem Umfang zu erwarten sind. Dadurch rechtfertigt sich in folgerichtiger Konsequenz die Zweckmäßigkeit der Überlastungsoption.

3.4.3.4 Testnetzstruktur mit vier Netzknoten

In diesem Abschnitt wird die iterative Anwendung der Methode zur Bestimmung optimaler Knoten für steuerbare Korridore am Beispiel eines Netzes mit vier Knoten demonstriert (Abbildung 38). Damit wird gezeigt, wie durch Anwendung der Schattenpreistheorie bei sukzessiver Relaxation eine Quantifizierung der sinnvollen (d.h. maximalen) Übertragungsleistung und zudem eine zeitliche Priorisierung verschiedener Netzausbaumaßnahmen möglich wird. Abschließend werden die Ergebnisse für das Testnetz (Abbildung 38) anhand einer tatsächlichen DC-Systemmodellierung unter Anwendung der in Abschnitt 3.3.2 gezeigten DC-OPF-Methode validiert.

⁶³ Jene Knoten, mit der höchsten Schattenpreisdifferenz sind die im Sinne der Zielfunktion die optimalsten für die Einbindung steuerbarer Korridore.

Der Verbraucherschwerpunkt im Testnetz liegt mit 200 MW im Knoten A3 und kann vom günstigen Erzeugungsschwerpunkt in Knoten A1 zur Gänze am kostengünstigsten gedeckt werden, wenn zunächst vernachlässigt wird, dass im gezeigten Beispiel die Leitungen LTG12 sowie LTG23 mit einer Kapazität von jeweils 10 MW strukturelle Engpässe darstellen.

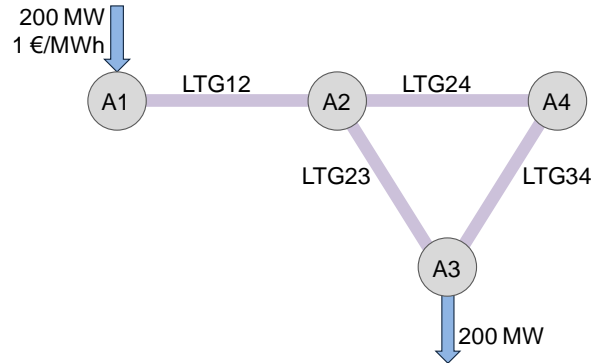


Abbildung 38: Testnetz mit vier Netzknoten

Die Optimierung mit Überlastungsoption ergibt das in Tabelle 9 dargestellte Ergebnis. Die optimale Zielgröße beträgt $231\frac{1}{3}$ bzw. $0,462667$ p.u.⁶⁴ Die Schattenpreise der Restriktion (3-65) zeigen die maximale Differenz zwischen den Knoten A1 (-0,133) und A3 (+0,033). Bei Betrachtung der Netzkonstellation (Abbildung 38) ist dies ein zu erwartendes Ergebnis, da durch eine DC-Verbindung zwischen A1 und A3 beide Engpässe auf LTG12 und LTG23 entlastet werden. Eine marginale Änderung der mit den Knoten A1 und A3 korrespondierenden Restriktionen entspricht dabei einer Relaxation der jeweiligen rechten Seite der Nebenbedingung (RHS) im Ausmaß von $\pm 1/500$ ⁶⁵.

Tabelle 9: Ergebnis im Testnetz mit vier Knoten und der Möglichkeit die Leitungen zu überlasten (1. Durchlauf)

	Knoten A1	Knoten A2	Knoten A3	Knoten A4
Erzeugung [MW]	200	-	-	-
Verbrauch [MW]	-	-	200	-
Schattenpreis (3-65) [€]	-0,133	-0,033	0,033	-
Leistungsfluss LTG12 [MW]	200	-200	-	-
Leistungsfluss LTG23 [MW]	-	133,5	-133,5	-
Leistungsfluss LTG24 [MW]	-	66,5	-	-66,5
Leistungsfluss LTG34 [MW]	-	-	-66,5	66,5

Tabelle 10 zeigt links die Zielgröße im zweiten Durchlauf bei unterschiedlichen Knotenkombinationen für die Relaxation. Die rechte Tabelle stellt die Differenzen der Zielfunktionsgröße zwischen dem zweiten Durchlauf (bei Relaxation unterschiedlicher Knotenkombinationen) und dem ersten Durchlauf (231,333; ohne Relaxation) dar. Negative Werte entsprechen demzufolge einer Reduktion der Zielfunktionsgröße im zweiten Durchlauf. Dabei wird ersichtlich, dass negative Schattenpreisdifferenzen für die Kombinationen A1-A2, A1-A3, A1-A4, A2-A3, A2-A4 und A4-A3 auftreten. Erwartungsgemäß und mit dem Ergebnis aus Tabelle 9 übereinstimmend zeigt sich für die Relaxation von A1-A3 die größte

⁶⁴ Die Bezugsgröße der Berechnung in p.u. beträgt in diesem Beispiel 500 MW.

⁶⁵ Da in bezogenen Größen gerechnet wird, ist es notwendig, dass auch die marginale Änderung von 1 MW auf die Bezugsleistung von hier 500 MW bezogen wird.

Kostenreduktion. Diese entspricht zudem mit (-0,167) exakt der Differenz aus den Schattenpreisen der Knoten A1 und A3.

Tabelle 10: links: Zielfunktionsgröße in Euro (2. Durchlauf) bei unterschiedlichen Kombinationen für die Relaxation; rechts: Differenzen der Zielfunktionsgröße [€] zwischen dem zweiten Durchlauf (bei Relaxation unterschiedlicher Knotenkombinationen) und dem ersten Durchlauf (231,333) ohne Relaxation.

RHS-Δ	A1	A2	A3	A4	RHS-Δ	A1	A2	A3	A4
RHS+Δ					RHS+Δ				
A1	-	231,233	231,167	231,200	A1	-	-0,100	-0,167	-0,133
A2	231,434	-	231,267	231,300	A2	0,100	-	-0,067	-0,033
A3	231,500	231,400	-	231,367	A3	0,167	0,067	-	0,033
A4	231,467	231,367	231,300	-	A4	0,133	0,033	-0,033	-

Iterative Anwendung der Methode zur Bestimmung optimaler Anschlussknoten für DC-Systeme

Nachfolgend wird zur Verdeutlichung der Wirkungsweise von Relaxationen unterschiedlicher Knotenkombinationen der Verlauf der Zielgröße für eine bestimmte Anzahl an Iterationen dargestellt. Ausgehend vom Basisfall ohne Relaxation wird für die jeweils gewählte Knotenkombination eine Relaxation der Restriktion (3-65) im Ausmaß von $\pm 1/500$ vorgenommen und die Zielgröße erneut ermittelt. Bei 300 Iterationsschritten entspricht dies einer sukzessiven Erhöhung der Übertragungsleistung der simulierten steuerbaren Leitung bis zu 300 MW (oder 0,6 p.u.).

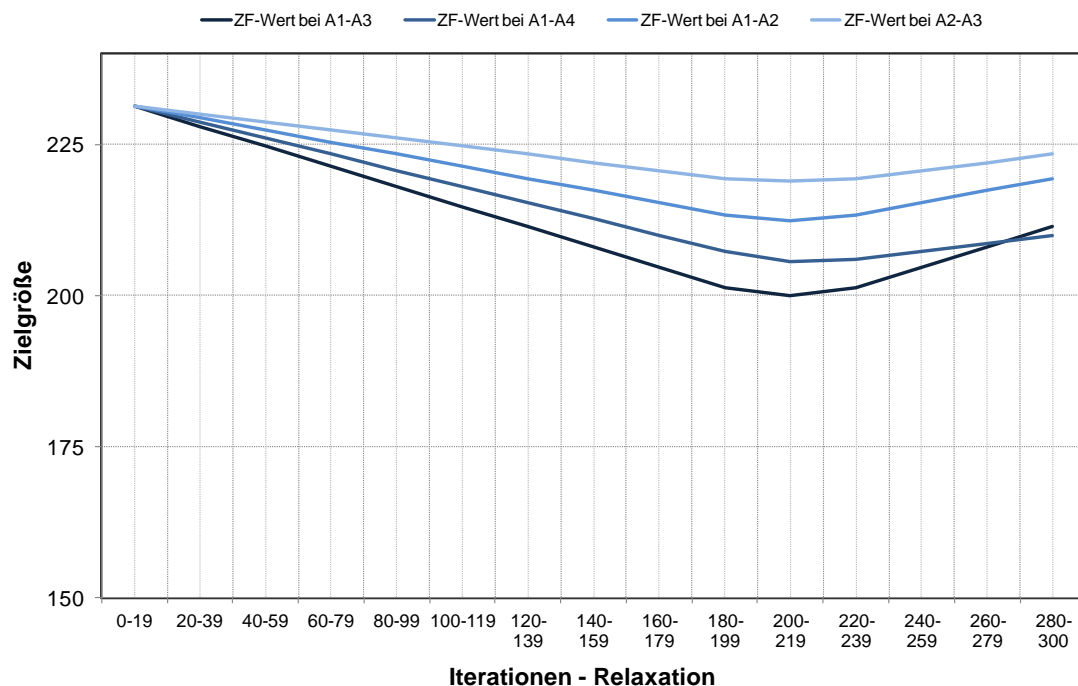


Abbildung 39: Verlauf des Zielfunktionswertes (Zielgröße, ZF-Wert) bei iterativer Relaxation der Restriktion (3-65) für unterschiedliche Knotenkombinationen im Testnetz mit vier Knoten (Abbildung 38)

Es ergeben sich die in Abbildung 39 dargestellten Kurvenverläufe der Zielgröße bei iterativer Relaxation unterschiedlicher Knotenkombination. Untersucht wurden dabei jene, welche gemäß Tabelle 10 (rechts) eine Verbesserung der Zielfunktion zur Folge haben und bei Betrachtung der Netzkonstellation unmittelbaren Einfluss auf die Engpasssituation haben. Die Kombinationen A1-A3, A1-A4, A1-A2 und

A2-A3 erreichen ihr jeweiliges Minimum bei der 200. Iteration. Dies entspricht einer Relaxation von 0,4 p.u. bzw. 200 MW. Das über alle Kombinationen betrachtete absolute Minimum der Zielgröße (200 €) wird nur für die optimale Kombinationen A1-A3 erreicht. Der Wert von 200 € entspricht dem Fall in dem keine Leitung mehr überlastet ist und das günstigste Kraftwerk in Knoten A1 (Erzeugungskosten 1 €/MWh) den Bedarf von 200 MW in Knoten A3 deckt. Demzufolge entspricht der ZF-Wert von 200 € tatsächlich dem absoluten Minimum, welches in diesem Beispielnetz mit vier Knoten erreicht werden kann. Die Knotenkombination A1-A4 hat den zweitgrößten Reduktionseinfluss auf die Zielgröße. Dadurch kann der Engpass auf der Leitung LTG12 direkt überbrückt werden und desweiteren eine lastflussbedingte Aufteilung auf die beiden Pfade „A4→A2→A3“ und „A4→A3“ erreicht werden. Durch diese Aufteilung ist die Knotenkombination A1-A4 günstiger als die Kombination A1-A2, welche an dritter Stelle für eine sinnvolle Netzerweiterung stünde. Als letzte der vier betrachteten Kombinationen steht die Kombination A2-A3.

Die aus der Netzkonstellation resultierende Reihenfolge wird auch im Verlauf der Zielgröße in Abbildung 39 ersichtlich. Dabei zeigt sich, dass die Zielgröße für die Kombination A1-A3 am schnellsten abnimmt und in weiterer Folge als einzige Kombination das absolute Minimum von 200 € erreicht. Bereits im Basislauf (ohne Relaxation) kann aus den Schattenpreisdifferenzen der einzelnen Knotenkombinationen diese Reihenfolge abgeleitet werden.

Exkurs: Erklärung zum Anstieg der Zielgröße ab einer Relaxation von 200 MW

Ab einer Relaxation von 200 MW steigt die Zielgröße jeder Knotenkombination in Abbildung 39 wieder an. Der Grund dafür liegt in der starr eingepprägten Relaxation der Knotenregel. Die Einhaltung der Systembilanz führt der Optimierungsalgorithmus durch die Einprägung einer Leistung in Leitungen (Ringflüsse) herbei, wodurch die Zielgröße durch zusätzliche Überlastungen von Engpässen (wie z.B. LTG23) wieder zu steigen beginnt. Abbildung 40 zeigt die Leistungsflüsse auf den Leitungen für die iterative Relaxation der Knotenkombination A2-A3. Die strichlierte Linie beschreibt die starre Einprägung der Leistung zwischen Knoten A2 und A3, welche durch die iterative Relaxation der Restriktion (3-65) für A2 und A3 zustande kommt und den steuerbaren Korridor widerspiegelt. Zu erkennen ist, dass im 200. Durchlauf – bei einer starren Einprägung von 200 MW – die Leitungen LTG23, LTG24 und LTG34 eine Belastung von 0 MW aufweisen. Die 200 MW werden somit in Knoten A1 erzeugt, über LTG12 zu Knoten A2 transportiert und über die starre Einprägung von 200 MW zum Verbrauchsknoten A3 weitergeleitet. Damit die Knotenbilanz bei Relaxationen über 200 MW eingehalten werden kann, hat der Optimierungsalgorithmus den Freiheitsgrad die Leitungen LTG23, LTG34 und LTG24 mit einem Ringfluss zu belasten. Dies geschieht in der Höhe der über dem optimalen Wert von 200 MW liegenden Relaxation. Diese starre Einprägung beträgt im 220. Iterationsschritt bspw. 220 MW. Diese 20 MW Überschuss in A3 werden durch einen Lastfluss von 13,33 MW auf LTG23 (in Richtung A3 nach A2) und einem Lastfluss von 6,667 MW auf LTG34 kompensiert. Die Überschuss von -20 MW in A2 wird dementsprechend durch die zuführenden Lastflüsse auf den Leitungen LTG23 und LTG24 (-6,667 MW) kompensiert. Der Grund für den Anstieg liegt demzufolge in der mathematischen Formulierung des Optimierungsproblems und der vorgegebenen Restriktionen. Ab dem 200. Durchlauf dürfen die Ergebnisse für das gegebene Netzbeispiel mit vier Knoten nicht mehr in Analogie zu einer physikalisch vorhandenen und steuerbaren DC-Verbindung betrachtet werden. In der praktischen Anwendung der Methode auf größere Netze ist diese Grenze dann erreicht, wenn die Schatten-

preisdifferenz des betrachteten Knotenpaares den Wert Null erreicht oder einen Nulldurchgang in den positiven Wertebereich aufweist. Eine weitere Relaxation würde in diesem Fall keine Minimierung der Zielfunktion erwirken.

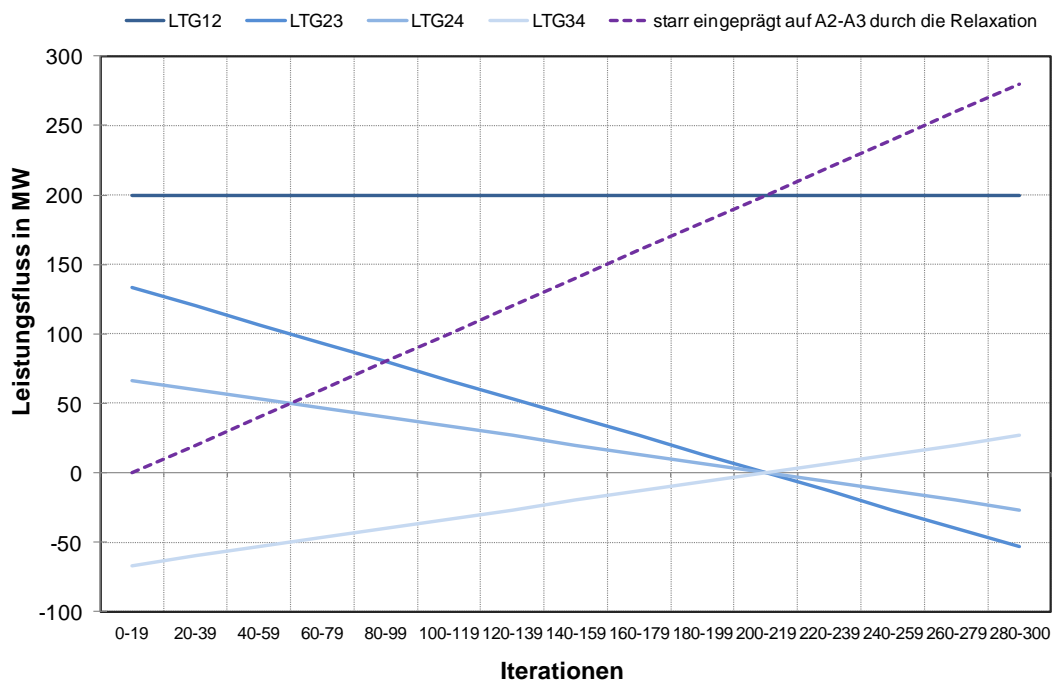


Abbildung 40: Leitungsbelastung bei iterativer Relaxation der Knotenkombination A2-A3.

Beispiel einer sukzessiven Netzerweiterung im Testnetz mit vier Knoten

Für die nachfolgenden Ergebnisse gilt die Annahme, dass bspw. aus Kosten- oder Umweltgründen zunächst ein DC-System zwischen den Knoten A2 und A3 ausgebaut wird. Abbildung 41 zeigt den bereits gezeigten Verlauf der Zielgröße bei Relaxation der Knoten A2-A3. Dieser ist bis zu einem Relaxationswert von ± 200 MW im Sinken begriffen. Es gibt zunächst einen Bereich, in welchem die iterative Relaxation von A2-A3 stattfindet. Der minimalste Wert der Zielgröße bei einer Relaxation von A2-A3 im Ausmaß von 200 MW liegt bei 219 €. Ab den 200. Iterationsschritt (entspricht einer Relaxation von über 200 MW auf A2-A3) steigt die Zielgröße aus bereits diskutierten Gründen der mathematische Formulierung des Optimierungsproblems wieder an. Dabei erkennt den Nulldurchgang der Schattenpreisdifferenz für A2-A3 vom negativen in den positiven Wertebereich. Zusätzlich sind in Abbildung 41 die Schattenpreisdifferenzen der Kombinationen A1-A3, A1-A2, A1-A4 und A2-A3 dargestellt. Betrachtet man diese Differenzen im Basislauf (keine Relaxation) erkennt man, dass (wie auch bereits mehrmals für dieses Beispiel erläutert) die Kombination A1-A3 am zielführendsten für eine Netzerweiterung wäre, da diese Kombination die (betragsmäßig, bzw. in Definitionsrichtung der Leitung) größte Differenz der Schattenpreise aufweist. Wenn nun aber bspw. aus Kosten- oder Umweltgründen dennoch zunächst die Kombination A2-A3 für die Relaxation herangezogen wird, verändert sich die Reihenfolge der sinnvollen Ausbaukorridore ab dem 201. Iterationsschritt. Anders ausgedrückt würde bei Ausbau des Korridors A2-A3 auf 200 MW der Korridor A1-A2 die höchste negative Schattenpreisdifferenz aufweisen und damit den Korridor A1-A3 als sinnvollste Erweiterungsmaßnahme ablösen. Wenn also ab dem 201. Iterationsschritt die Relaxation von A2-A3 auf 200 MW gehalten wird und eine iterative Relaxation beginnend bei ± 1 p.u. für die Knotenkombination A1-A2 vorgenommen wird, dann sinkt die Zielgröße weiter ab (Abbildung 41). Das Minimum von 200 € wird bei

einer Relaxation von 200 MW im Pfad A1-A2 erreicht. Die Schattenpreisdifferenzen im absoluten Minimum liegen für alle Knotenkombinationen bei null (vgl. Abbildung 41). Dies bedeutet, dass keine weiteren Relaxationen eine Verringerung der Zielfunktion ermöglichen.

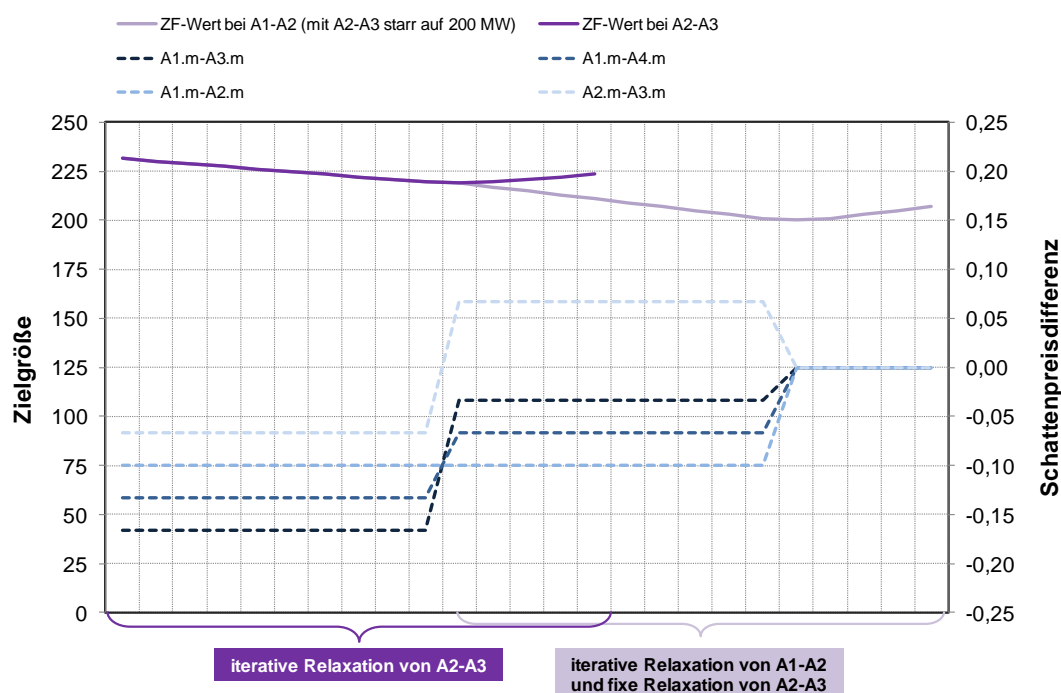


Abbildung 41: Verlauf der Zielgröße (ZF-Wert, linke Skala) und Verlauf der Schattenpreisdifferenz (rechte Skala) bei iterativer Erhöhung der Relaxation der Restriktion (3-65) für die Knotenkombination A2-A3 und anschließender iterativer Relaxation von A1-A2 (bei starrer Relaxation von A2-A3 auf 200 MW)⁶⁶.

Das Beispiel zeigt, dass die Aussagekraft der Schattenpreisdifferenz auch nicht bei sukzessiver Netzausbaustrategie ihre Wirkung verliert. Damit kann in einem iterativen Planungsprozess für geplante Netzausbauprojekte bzw. Alternativen solcher anhand der Schattenpreisdifferenz zu jedem Zeitpunkt die im Sinne der definierten Zielfunktion optimale Knotenkombination für weitere Maßnahmen bestimmt werden. Von besonderem Interesse sind dabei stets jene Zustände, bei welchen sich die Reihenfolge der Schattenpreisdifferenzen verändert. Die Kombination einer Relaxation von A2-A3 mit 200 MW und einer anschließenden Relaxation von A1-A2 mit ebenso 200 MW ist demnach identisch mit einer direkten Relaxation von A1-A3. Beide führen zum selben optimalen Ergebnis von 200 € für die Zielgröße. Eine weitere Interpretationsmöglichkeit dieser sukzessiven Herbeiführung der optimalen Lösung von 200 € ist die netztechnische Abstützung eines Korridors in einem Knoten bzw. Netzbereich. Eine derartige Abstützung einer DC-Leitung von Knoten A1 nach Knoten A3 im Knoten A2 würde daher keine Einschränkung der (optimalsten) Lösung mit sich bringen und bestenfalls weitere Freiheitsgrade im Netz ermöglichen.

⁶⁶ Die Bezeichnung A1.m steht für den Marginal Value (Marginalwert, Schattenpreis) des Knotens A1. Sinngemäß dasselbe gilt für die Bezeichnungen A2.m, A3.m und A4.m.

Validierung der Methode anhand tatsächlicher DC-Systeme im Testnetz mit vier Knoten

Abschließend wird die diskutierte Methode für das Testnetz mit vier Knoten anhand einer tatsächlichen DC-Systemmodellierung unter Anwendung der in Abschnitt 3.3.2 gezeigten DC-OPF-Methode validiert. Bisher wird durch starre Leistungseinprägung (Relaxation in der Restriktion (3-65)) für bestimmte Knotenkombinationen eine Situation geschaffen, welche im Grunde die Berücksichtigung eines DC-Systems vorweg genommen hat. Durch diese Vorgangsweise werden jedoch teilweise unzulässige Lösungsbereiche beschränkt, in welche diese Analogie zu einer physikalisch vorhandenen und steuerbaren DC-Verbindung nicht weiter gültig ist. Dies ist dann der Fall, wenn die Zielgröße trotz Relaxation wieder zunimmt.

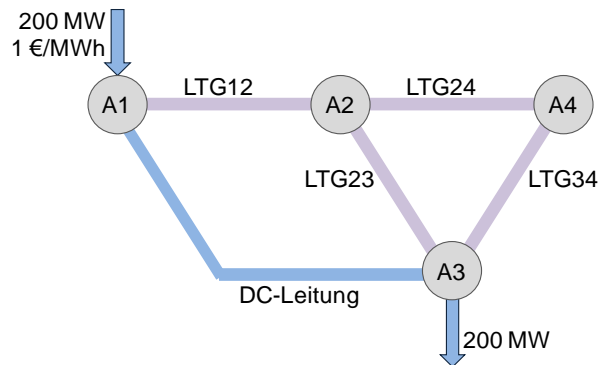


Abbildung 42: Testnetz mit vier Netzknoten und einer DC-Leitung zwischen A1 und A3

In weiterer Folge wird zwischen den jeweils untersuchten Knoten (z.B. zwischen A1 und A3) eine steuerbare Leitung anstelle der Relaxation der korrespondierenden Restriktion modelliert. Die maximal übertragbare Leistung der DC-Leitung wird dabei zunächst in analoger Weise zur iterativen Relaxation sukzessive vergrößert und der Verlauf der Zielgröße beobachtet und dargestellt. Analog zum Basisfall ohne Relaxation beträgt die maximale Übertragungsleistung der DC-Leitung zwischen A1 und A3 zu Beginn 0 MW. Dies entspricht demzufolge einer Rechnung ohne steuerbare DC-Leitung. Für die im Basisfall vorhandenen AC-Leitungen gilt auch bei dieser Vorgangsweise die Überlastungsoption. In jedem Durchlauf wird die Übertragungskapazität der DC-Leitung um 1 p.u. erhöht. Abbildung 43 zeigt den Verlauf der Zielgröße mit Berücksichtigung der DC-Leitung und den Verlauf der Zielgröße ohne DC-Leitung bei Relaxation der Knotenkombination A1-A3 sowie den Verlauf der Schattenpreisdifferenz verschiedener Knotenkombinationen. Bis zu einer Übertragungskapazität von 200 MW für die DC-Leitung bzw. einer dazu analog stehenden Relaxation der Kombination A1-A3 im Ausmaß von 200 MW sind die dargestellten Verläufe der Zielgrößen deckungsgleich. Während bei der Relaxation der Knotenregel ab dem 201. Iterationsschritt (Relaxation über 200 MW) wieder ein Anstieg der Zielgröße verzeichnet wird, bleibt die Zielgröße bei Berücksichtigung der steuerbaren Leitung ab einer Kapazität von 200 MW auf dem Wert von 200 €.

Bei Betrachtung von Abbildung 44 erkennt man, dass die Auslastung der DC-Leitung (Rauten in Abbildung 44) bemessen an der jeweiligen DC-Kapazität (Abszisse in Abbildung 44) bis zu einer Kapazität von 200 MW bei jeweils 100% liegt. Die maximale Auslastung liegt bei 190 MW an. Die restlichen 10 MW werden über die vorhandenen AC-Leitungen übertragen. Auch bei weiterer iterativer Kapazitätserhöhung der DC-Leitung steigt die Auslastung nicht über 190 MW. Dies liegt an den Strafzahlungen für den Einsatz von DC-Leitungen, wie bereits in Abschnitt 3.3.2 (Gleichung (3-26)) gezeigt. Dabei ist es notwendig, dass die Strafzahlung κ für die Überlastung einer Leitung höher ist als die

Strafzahlung α für den Einsatz von DC-Leitungen. Nur so ist gewährleistet, dass der Einsatz der DC-Leitung jedenfalls einer Überlastung von AC-Leitungen vorgezogen wird und die Überlastung einer AC-Leitung somit als letztes geeignetes Mittel vom Optimierungsalgorithmus zur Erreichung einer Lösung eingesetzt wird. Für das gezeigte Beispiel ist eine Bemessung der DC-Leitung zwischen Knoten A1 und A3 mit 190 MW demzufolge ausreichend.

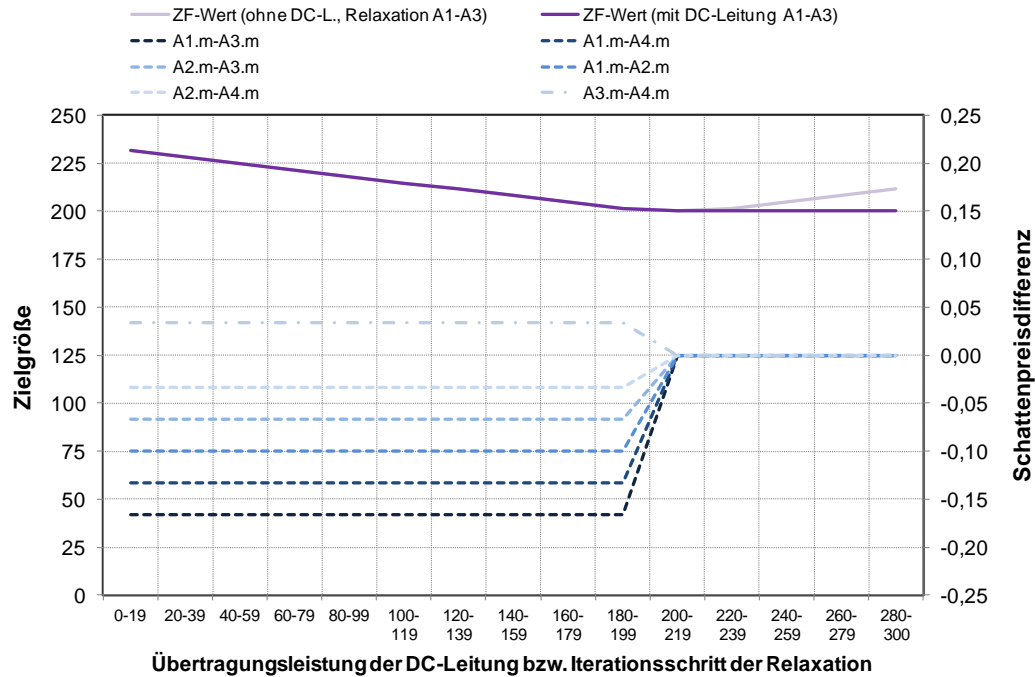


Abbildung 43: Verlauf der Zielfunktionsgröße (linke Skala) bei sukzessiver Erhöhung der Übertragungskapazität einer DC-Leitung zwischen A1 und A3 im Vergleich zum Verlauf der Zielgröße bei Relaxation der Restriktion (3-65) für die Knoten A1 und A3; Schattenpreisdifferenzen (rechte Skala) unterschiedlicher Knotenkombinationen

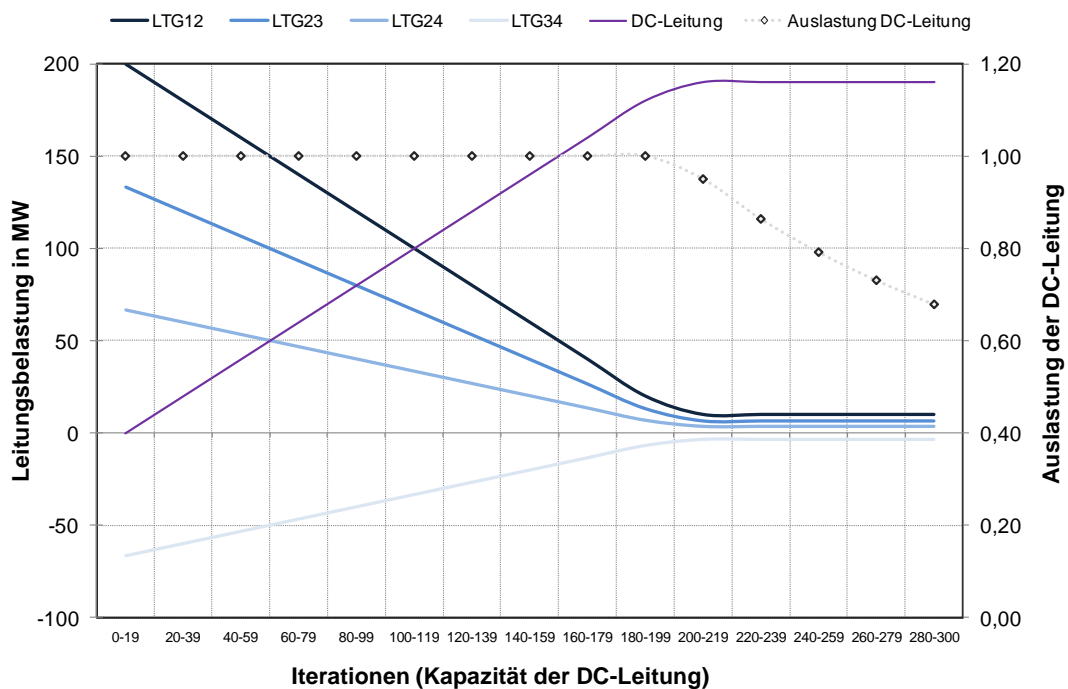


Abbildung 44: Wirkleistungsflüsse auf den Leitungen im Testnetz mit vier Knoten und einer DC-Leitung (Auslastung auf der rechten Skala bemessen an der jeweiligen Kapazität der DC-Leitung) zwischen den Knoten A1 und A3, deren Kapazität sukzessive in 1 p.u.-Schritten bis auf 300 MW erhöht wird.

In einem weiteren Beispiel wird die DC-Leitung nicht direkt zwischen Knoten A1 und A3 sondern zwischen den Knoten A1 und A2 vorgesehen. Abbildung 45 zeigt wiederum den Verlauf der Zielgröße mit DC-Leitung (iterative Kapazitätserhöhung) und im Vergleich dazu den Verlauf bei iterativer Relaxation der Knoten A1 und A2. Der minimale Kostenwert von 200 € kann nicht erreicht werden, da durch die DC-Leitung zwischen A1 und A2 der Engpass auf LTG23 nicht behoben werden kann. Ab einer Übertragungskapazität von 200 MW weist die Schattenpreisdifferenz einen zusätzlichen Ausbau zwischen den Knoten A1 und A3 oder zwischen A2 und A3 als gleichermaßen kostensenkend aus (Abbildung 45). Die DC-Leitung zwischen A1 und A2 und eine weitere zwischen A2 und A3 (Abbildung 46) kann auch als DC-Leitung zwischen A1 und A3 mit Netzabstützung in Knoten A2 betrachtet werden. Die Abstützung ändert nichts daran, dass das Optimum von 200 € erreicht wird. Unter denkbaren Umständen führt eine Abstützung in A2 zu einem zusätzlichen Freiheitsgrad im Netzbetrieb. Ab einer DC-Kapazität von 190 MW für beide DC-Leitungen (zwischen A1 und A2 und zwischen A2 und A3) sinken alle Schattenpreisdifferenzen auf null (Abbildung 46). Für das gegebene Beispiel mit vier Knoten haben demnach keine weiteren Netzausbaumaßnahmen kostensenkende Wirkung auf den Kraftwerkseinsatz.

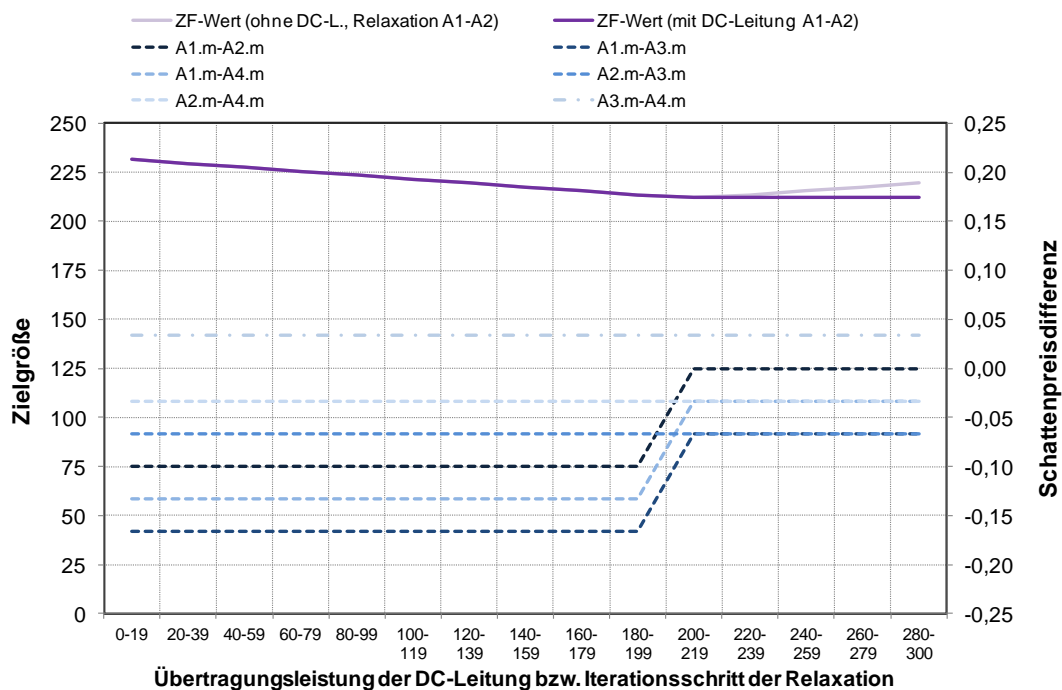


Abbildung 45: Verlauf der Zielfunktionsgröße (linke Skala) bei sukzessiver Erhöhung der Übertragungskapazität einer DC-Leitung zwischen A1 und A2 im Vergleich zum Verlauf der Zielgröße bei Relaxation der Restriktion (3-65) für die Knoten A1 und A2; Verlauf der Schattenpreisdifferenzen (rechte Skala) unterschiedlicher Knoten-kombinationen.

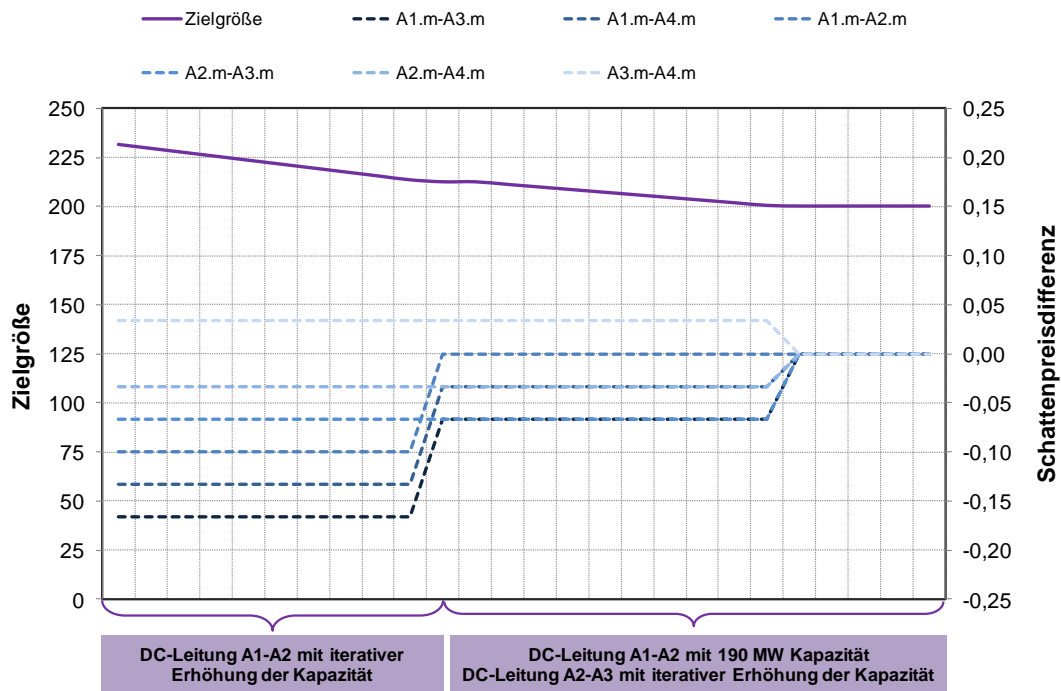


Abbildung 46: Verlauf der Zielfunktionsgröße (linke Skala) bei zunächst sukzessiver Erhöhung der Übertragungskapazität einer DC-Leitung zwischen A1 und A2 und anschließender sukzessiver Erhöhung der Kapazität einer DC-Leitung zwischen Knoten A2 und A3. Verlauf der Schattenpreisdifferenzen (rechte Skala) unterschiedlicher Knotenkombinationen.

3.4.3.5 Zusammenfassung zur Methode über die Bestimmung vorteilhafter Anschlussknoten für steuerbare Korridore basierend auf der Theorie der Schattenpreise

Basierend auf dem DC-Lastflussmodell und der Theorie der Schattenpreise bzw. deren ökonomische Interpretation können elektrizitätswirtschaftlich sinnvolle Anschlussknoten für steuerbare Transportkorridore (z.B. DC-Systeme) bestimmt werden. Dabei werden sowohl vorteilhafte Einspeiseknoten als auch vorteilhafte Ausspeiseknoten anhand ihres Schattenpreises lokalisiert. Das vorhandene Basisnetz mit situativen oder strukturellen Engpässen wird dabei mit Einspeise- und Lastsituationen implizit durch die Gleichungen des DC-OPF-Ansatzes berücksichtigt. Jene potenziellen Anschlussknoten, welche sich in unterschiedlichen Fällen wiederholt als geeignet erweisen, können als robuste Knoten für den Anschluss von DC-Systemen erachtet werden und in weiterer Folge technischen Netzanalysen unterzogen werden. Der Nutzen einer DC-Leitung für einen kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz ist bei entsprechender Definition der Zielgröße unmittelbar quantifizierbar. Mit Gleichung (3-66) gibt es ein Äquivalent zu Gleichung (3-65). Die Schattenpreise von Gleichung (3-66) stimmen mit jenen aus Gleichung (3-65) demgemäß überein. Die in Gleichung (3-66) abgebildete Knotenlast und Knotenerzeugung können aus dem Blickwinkel der Energiedeckung als Alternativen zum Netzausbau betrachtet werden. Damit geben die berechneten Schattenpreise zusätzlich zum Netzausbau auch Hinweise auf vorteilhafte Knoten für künftige Erzeugungsanlagen (Standort netzstützender Kraftwerke) bzw. Lastknoten. Letztere sind insbesondere im Hinblick auf die Energiewende für Maßnahmen wie bspw. power-to-heat oder (dezentrale) Speicheranwendungen zur elektrizitätswirtschaftlich optimalen Systemnutzung (bspw. von Erzeugungsspitzen aus Windkraft) von besonderem Interesse.

Die Ergebnisse aus einer praktischen Anwendung der dargestellten Methodik werden in Abschnitt 4.3.2 dargestellt. Im nachfolgenden Abschnitt wird eine Methodik beschrieben, mit welcher die Wirkungsweise steuerbarer Transportkorridore in einem hochvermaschten AC-Netz gezeigt werden kann.

3.5 Methodischer Ansatz zur Bestimmung der Wirkung von steuerbaren Transportkorridoren in hochvermaschten Höchstspannungsnetzen

Da in der zugrunde liegenden DC-OPF-Methodik DC-Overlaykorridore im Sinne der definierten Zielfunktion systemoptimal eingesetzt werden, ergibt sich immanent die Steuerbarkeit derartiger Netzelemente, so dass in diesem Zusammenhang von steuerbaren Korridoren zur Realisierung des gerichteten Stromtransports gesprochen werden kann. Basierend auf der in Abschnitt 3.3.2 darlegten DC-OPF-Methodik zum Einsatz von DC-Systemen als steuerbare Korridore wird in diesem Abschnitt eine Methode zur Quantifizierung der Wirkung von DC-Systemen auf das hochvermaschte Drehstromnetz (AC-Netz) und auf Ringflüsse gezeigt.

Die Methodik basiert auf der Analyse der Lastflussaufteilung bei bilanzierter Erzeugung und Last in einem betrachteten Netzgebiet (z.B. Regelzone). Aufgrund der Linearität des DC-OPF-Ansatzes gibt die Gegenüberstellung der Leistungsflussergebnisse zwischen Berechnungen mit und ohne steuerbare Korridore Auskunft über die Wirkung von DC-Systemen auf das AC-Netz. Wird neben dem betrachteten Netzbereich (z.B. Regelzone) zudem das umliegende Netz (z.B. benachbarte Regelzonen) berücksichtigt, dann kann auch der Einfluss steuerbarer Korridore auf sogenannte Ringflüsse (loop flows) ermittelt werden. Die Ergebnisse der Methodenanwendung werden in Abschnitt 4.3.3 für das deutsche Höchstspannungsnetz gezeigt. Einen ähnlichen Ansatz beschreibt auch (Stott et al., 2009, S.1293) und empfiehlt diesen für komplexe Topologieänderungen.

3.6 NTC-basiertes Market Coupling

Eine umfassende Beschreibung des NTC-basierten⁶⁷ Market-Coupling-Modells, welches in ATLANTIS zum Einsatz kommt, erfolgte bereits in (Nischler, 2009) und (Nischler et al., 2009). Für das umfassende Verständnis darauf aufbauender Ergebnisse (z.B. Abschnitt 4.4) und Modellentwicklungen (z.B. Abschnitte 3.7 und 3.10) im Rahmen dieser Arbeit wird in diesem Abschnitt das mathematische Optimierungsproblem mit einer kurzen Beschreibung der wesentlichsten Nebenbedingungen dargestellt.

$$\text{Zielfunktion: } \max \left\{ \sum_i \left[\sum_n (qD_{n,i} \cdot pD_{n,i}) - \sum_a (qS_{a,i} \cdot c_{var} S_{a,i}) \right] \right\} \quad (3-87)$$

s. t.

$$\text{NB1a: } qS_{a,i} \leq qS_{max_{a,i}} \quad (3-88)$$

$$\text{NB1b: } qD_{n,i} \leq qD_{max_{n,i}} \quad (3-89)$$

$$\text{NB2a: } export_{i \rightarrow j} - import_{i \rightarrow j} \leq NTC_{i \rightarrow j} \quad \forall (i, j | i \neq j) \quad (3-90)$$

$$\text{NB2b: } \sum_k export_{k \rightarrow j} - \sum_k import_{k \rightarrow j} \leq TP_{k \rightarrow j} \quad (k \subset i \wedge j \notin k) \quad (3-91)$$

$$\text{NB3: } \sum_a qS_{a,i} - \sum_n qD_{n,i} + \sum_{j \neq i} import_{i \rightarrow j} - \sum_{j \neq i} export_{i \rightarrow j} = 0 \quad \forall i \quad (3-92)$$

i, j Marktgebiete, Preiszonen

k Marktgebiete für technische Profile

⁶⁷ Abkürzung für *Net Transfer Capacity*. Dieser Wert in MW stellt die für den Stromhandel zur Verfügung stehende Handelskapazität an den Ländergrenzen (bzw. Grenzen zwischen Marktgebieten) dar, welche in markt-basierten Auktionen (implizit und/oder explizit) versteigert wird. (Nischler, 2009)

n	Nachfrageblock
a	Angebotsblock
$qD_{n,i}$	zugeschlagene Nachfragemenge des Nachfrageblocks n in Markt i [MW]
$qS_{a,i}$	zugeschlagene Angebotsmenge des Angebotsblocks a in Markt i [MW]
$pD_{n,i}$	Nachfragepreis des Nachfrageblocks n in Markt i [€/MWh] ⁶⁸
$c_{var}S_{a,i}$	variable Erzeugungskosten des Angebotsblocks a in Markt i [€/MWh]
$import_{i \rightarrow j}$	Import in Markt i aus Markt j [MW]
$export_{i \rightarrow j}$	Export aus Markt i in Markt j [MW]
$NTC_{i \rightarrow j}$	Net transfer capacity (max. Handelskapazität) zwischen Markt i und j [MW]
$TP_{k \rightarrow j}$	Technisches Profil zwischen den Marktgebieten k und j [MW]

Die Zielfunktion beschreibt das Maximierungsproblem als die Differenz zwischen versorgter Nachfrage und dafür eingesetzten Kraftwerken nach Merit Order der variablen Stromerzeugungskosten. Unter Einhaltung der verfügbaren bzw. maximalen Leistung je Kraftwerk (Nebenbedingung NB1a) wird sichergestellt, dass eine Deckung der Nachfrage pro Marktgebiet (NB1b) unter Einhaltung der maximalen Handelsbeschränkungen in Form von NTC-Werten (NB2a) oder technischen Profilen⁶⁹ (NB2b) kostenminimal erfolgt. Nebenbedingung NB3 stellt zudem sicher, dass in jedem Markt ein Gleichgewicht zwischen Importen, Exporten, tatsächlicher Erzeugung und gedeckter Nachfrage herrscht. Zusätzlich ist der Algorithmus derart gestaltet, dass Ringflüsse ausgeschlossen sind. Die zu optimierenden Variablen in diesem linearen, konvexen Optimierungsproblem sind die zugeschlagene Erzeugung und der gedeckte Bedarf je Marktgebiet sowie die Im- bzw. Exporte zwischen gekoppelten Marktgebieten. Als weiteres Ergebnis ergibt sich für jedes Marktgebiet ein Markträumungspreis. Damit entspricht das in ATLANTIS verwendete Market Coupling Modell einem EU-weiten impliziten Market Coupling basierend auf koordiniertem und NTC-basierendem Engpassmanagement, welches auch als Alternative zum bevorzugten lastflussbasierten Engpassmanagement⁷⁰ im EU-Zielmodell vorgeschlagen und seitens der ENTSO-E im „*Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)*“ (ENTSO-E, 2012a) vorgesehen ist.

Im folgenden Abschnitt wird aufbauend auf dem Modell für NTC-basiertes Market Coupling ein Ansatz für implizites lastflussbasiertes Market Coupling beschrieben.

3.7 Lastflussbasiertes Market Coupling

Lastflussbasiertes Engpassmanagement wird im EU-Zielmodell als präferierte Methode für die Kapazitätsberechnung und -zuteilung im grenzüberschreitenden Stromhandel angeführt. Derzeit gibt es in mehreren regionalen Initiativen in Europa Ansätze zur Implementierung von lastflussbasiertem Engpassmanagement (Aguado et al., 2012) (CAO, 2013). Auch die Fachliteratur zu der Thematik ist entsprechend umfangreich. Diese reicht von zonalen PTDF-Ansätzen (Purchala et al., 2005a) (Kumar et al., 2004) über nodale Ansätze (Bart & Andreewsky, 2005) und dynamische PTD-Faktoren (Huang, 2011) hin zu koordinierten expliziten Auktionen (Vukasovic & Skuletic, 2007) (Vukasovic et al., 2008) und Vergleichsrechnungen mit dem NTC-Konzept (Waniek et al., 2010) (Barth et al., 2009).

⁶⁸ Bei Betrachtung einer Stunde sind Energie- und Leistungseinheiten äquivalent. Ein Handel von 100 MW in einer Stunde entspricht damit einem Handelsvolumen von 100 MWh.

⁶⁹ Die Berücksichtigung von technischen Profilen im Optimierungsalgorithmus wurde erst im Rahmen dieser Arbeit implementiert. Dadurch ergibt sich eine realitätsnahe Abbildung des Engpassmanagements an bestimmten europäischen Regelzonenengrenzen. So ist bspw. die Außengrenze Polens zu Tschechien, Slowakei und Deutschland über ein technisches Profil geregelt (50hertz, 2009).

⁷⁰ In Abschnitt 3.7 wird ein Modellansatz für lastflussbasiertes Engpassmanagement dargestellt.

Im Rahmen dieser Arbeit wird aufbauend auf den genannten Literaturstellen ein Ansatz für lastflussbasiertes Market Coupling auf *impliziter* Basis dargestellt. Im Unterschied zu expliziten Auktionen wird bei impliziten Auktionen die zum Energiehandel optimale Übertragungskapazität implizit zugeteilt (Waniek et al., 2010) (Nischler, 2009). Der Energiehandel erfolgt unter Ausnutzung kostenoptimaler Handelsopportunitäten zwischen den Marktzone und führt im optimalen Fall zu vollständiger Preiskonvergenz zwischen den selbigen.

3.7.1 Implementierung in das Market Coupling Modell von ATLANTIS

Bei dem in Abschnitt 3.6 beschriebenen Market Coupling Modell handelt es sich um implizites NTC-basiertes Market Coupling. Dies bedeutet, dass unter Einhaltung der Handelsrestriktionen (NTC-Werte) an den Zonengrenzen implizit optimale Import- bzw. Exportgeschäfte zwischen diesen Zonen ermittelt werden. Ziel ist es nun, diesen impliziten Charakter des Modells auch im lastflussbasierten Marktansatz beizubehalten. Der im Abschnitt 3.2.1 gezeigte PTDF-Ansatz zur Lastflussberechnung kann im Sinne von lastflussbasiertem Engpassmanagement auch als Handelstransaktion mit Quelle und Senke unter Berücksichtigung der aus dieser Handelstransaktion resultieren Lastflussaufteilung angesehen werden. Einem Handelsgeschäft zwischen zwei Netzknoten würde gemäß PTDF-Matrix anteilig der entsprechende Handlungspfad zugeteilt werden. Die Lastflussaufteilung wird bei lastflussbasiertem Engpassmanagement direkt bei der Kapazitätszuweisung (capacity allocation) berücksichtigt⁷¹. Der Leistungsfluss bzw. Handelsfluss auf jeder Leitung bzw. jedem Flowgates kann unter Anwendung der Vorschrift (3-12) berechnet werden. Dabei wird in allgemein gültiger Weise der Vektor \mathbf{P} als Saldo von Handelsquelle (Q) und Handelsenke (S) je Marktzone verstanden.

$$\overrightarrow{\mathbf{P}}_{FG} = \begin{bmatrix} P_{A-B} \\ P_{A-C} \\ P_{B-C} \end{bmatrix} = [\mathbf{SENS}] \cdot \begin{bmatrix} Q_A - S_A \\ Q_B - S_B \\ Q_C - S_C \end{bmatrix} \quad (3-93)$$

P_{FG} Leistungsfluss auf einem definierten Flowgate (FG)
 P_{A-B} Leistungsfluss auf dem Netzelement zwischen A und B
 Q_A Handelsquelle in Knoten A bzw. Export aus Knoten A
 S_A Handelsenke in Knoten A bzw. Import in Knoten A

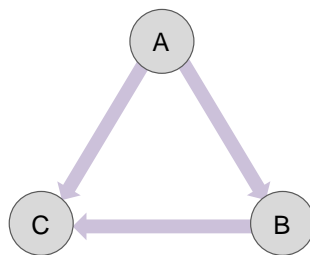


Abbildung 47: Konstellation mit drei Marktzone

⁷¹ Im Vergleich dazu würde das bilaterale NTC-Konzept ungeachtet der physikalischen Netzkonstellation die Handelskapazität exklusiv auf der direkten mit der Handelstransaktion verknüpften Grenze zuweisen. Darin begründet sind unter anderem die bereits in der Kapazitätsberechnung (capacity calculation) berücksichtigten Sicherheitsmargen (TRM) (Duthaler, 2007) (Nischler, 2009).

Im Sinne der Definition von Exporten und Importen (Gleichungen (3-90), (3-91) und (3-92)) im Market Coupling Modell aus Abschnitt 3.6 kann Gleichung (3-93) auch folgendermaßen beschrieben werden.

$$\overrightarrow{P_{FG}} = [SENS] \cdot \left[\sum_j (export_{i \rightarrow j} - import_{i \rightarrow j}) \right]_i \quad (3-94)$$

Für das in Abbildung 47 dargestellte einfache Beispiel mit drei Handelszonen ergibt sich für das Flowgate A↔B die Formulierung (3-95).

$$\begin{aligned} P_{A \leftrightarrow B} = & SENS_{A \leftrightarrow B, A} \cdot [export_{A-B} - import_{A-B} + export_{A-C} - import_{A-C}] + \\ & SENS_{A \leftrightarrow B, B} \cdot [export_{B-A} - import_{B-A} + export_{B-C} - import_{B-C}] + \\ & SENS_{A \leftrightarrow B, C} \cdot [export_{C-A} - import_{C-A} + export_{C-B} - import_{C-B}] \end{aligned} \quad (3-95)$$

Zusätzlich gilt die Netting-Vorschrift, dass der Export von Zone x nach y dem Import von Zone y aus x entspricht. Dadurch können alle Import-Terme der Gleichung (3-95) als Export-Terme ausgedrückt und in weiterer Folge zusammengefasst werden. Daraus ergibt sich die in (3-96) dargestellte Beziehung für Flowgate A↔B.

$$\begin{aligned} P_{A \leftrightarrow B} = & (SENS_{A \leftrightarrow B, A} - SENS_{A \leftrightarrow B, B}) \cdot export_{A-B} + \\ & (SENS_{A \leftrightarrow B, B} - SENS_{A \leftrightarrow B, A}) \cdot export_{B-A} + \\ & (SENS_{A \leftrightarrow B, A} - SENS_{A \leftrightarrow B, C}) \cdot export_{A-C} + \\ & (SENS_{A \leftrightarrow B, C} - SENS_{A \leftrightarrow B, A}) \cdot export_{C-A} + \\ & (SENS_{A \leftrightarrow B, B} - SENS_{A \leftrightarrow B, C}) \cdot export_{B-C} + \\ & (SENS_{A \leftrightarrow B, C} - SENS_{A \leftrightarrow B, B}) \cdot export_{C-B} \end{aligned} \quad (3-96)$$

Setzt man Gleichung (3-13) und (3-14) in Gleichung (3-96) ein, erhält man die Gleichungen (3-97) bzw. (3-98) als Äquivalent zu Gleichung (3-95).

$$\begin{aligned} P_{A \leftrightarrow B} = & PTDF_{A \leftrightarrow B, A \rightarrow B} \cdot (export_{A-B} - export_{B-A}) + \\ & PTDF_{A \leftrightarrow B, A \rightarrow C} \cdot (export_{A-C} - export_{C-A}) + \\ & PTDF_{A \leftrightarrow B, B \rightarrow C} \cdot (export_{B-C} - export_{C-B}) \end{aligned} \quad (3-97)$$

$$\begin{aligned} P_{A \leftrightarrow B} = & PTDF_{A \leftrightarrow B, A \rightarrow B} \cdot (export_{A-B} - import_{A-B}) + \\ & PTDF_{A \leftrightarrow B, A \rightarrow C} \cdot (export_{A-C} - import_{A-C}) + \\ & PTDF_{A \leftrightarrow B, B \rightarrow C} \cdot (export_{B-C} - import_{B-C}) \quad \leq FGC_{A \leftrightarrow B} \end{aligned} \quad (3-98)$$

$PTDF_{A \leftrightarrow B, A \rightarrow B}$ PTDF für das Flowgate A↔B bei einer Handelstransaktion von A nach B [-]
 $FGC_{A \leftrightarrow B}$ Flowgate Capacity für das Flowgate A↔B [MW]

In analoger Weise können die Leistungen auf den Flowgates A↔C und B↔C berechnet werden. Anstelle der Nebenbedingungen (3-90) und (3-91) wird Gleichung (3-98) als Nebenbedingung in den Market Coupling Algorithmus aufgenommen. Der Handelsfluss bzw. Leistungsfluss auf dem Flowgate A↔B darf die maximal zulässige Handelskapazität definiert als Flowgate Capacity (FGC) nicht überschrei-

ten. Für die Abbildung richtungsdifferenter Flowgate Capacities ist es notwendig, die PTDF-Matrix sowohl für die Definitionsrichtung (Vorwärtsrichtung) als auch für die Rückwärtsrichtung zu bestimmen. Aufgrund der Linearität und Transitivität der DC-PTDF-Rechnung kann unmittelbar aus der PTDF-Matrix für die Vorwärtsrichtung (3-13) auch die PTDF-Matrix für die Rückwärtsrichtung $[\mathbf{PTDF}]^R$ (3-99) ermittelt werden. Entspricht die Richtungsdefinition der Flowgates in den Zeilen der PTDF-Matrix der *definierten* Leitungsrichtung von Start- zu Endknoten handelt es sich um die PTDF-Matrix in Vorwärtsrichtung.

$$[\mathbf{PTDF}]^R = -[\mathbf{PTDF}]^V \quad (3-99)$$

Abschließend zeigen die Gleichungen (3-100) bis (3-105) den Optimierungsalgorithmus für implizites lastflussbasiertes Market Coupling. Es handelt sich dabei um ein lineares Optimierungsmodell, welches mit dem CPLEX-Solver in GAMS gelöst wird.

$$\text{Zielfunktion: } \max \left\{ \sum_i \left[\sum_n (qD_{n,i} \cdot pD_{n,i}) - \sum_a (qS_{a,i} \cdot c_{var}S_{a,i}) \right] \right\} \quad (3-100)$$

s. t.

$$\text{NB1a: } qS_{a,i} \leq qS_{max_{a,i}} \quad (3-101)$$

$$\text{NB1b: } qD_{n,i} \leq qD_{max_{n,i}} \quad (3-102)$$

$$\text{NB2a: } \sum_{i,j} PTDF_{fg,i \rightarrow j}^V (export_{i \rightarrow j} - import_{i \rightarrow j}) \leq FGC_{fg} \quad \forall (fg \wedge i \neq j) \quad (3-103)$$

$$\text{NB2b: } \sum_{i,j} PTDF_{fg,i \rightarrow j}^R (export_{i \rightarrow j} - import_{i \rightarrow j}) \leq FGC_{fg} \quad \forall (fg \wedge i \neq j) \quad (3-104)$$

$$\text{NB3: } \sum_a qS_{a,i} - \sum_n qD_{n,i} + \sum_{j \neq i} import_{i \rightarrow j} - \sum_{j \neq i} export_{i \rightarrow j} = 0 \quad \forall i \quad (3-105)$$

i, j Marktgebiete, Preiszonen

fg Flowgates

n Nachfrageblock

a Angebotsblock

$qD_{n,i}$ zugeschlagene Nachfragemenge des Nachfrageblocks n in Markt i [MW]

$qS_{a,i}$ zugeschlagene Angebotsmenge des Angebotsblocks a in Markt i [MW]

$pD_{n,i}$ Nachfragepreis des Nachfrageblocks n in Markt i [€/MWh]

$c_{var}S_{a,i}$ variable Erzeugungskosten des Angebotsblocks a in Markt i [€/MWh]

$import_{i \rightarrow j}$ Import in Markt i aus Markt j [MW]

$export_{i \rightarrow j}$ Export aus Markt i in Markt j [MW]

$PTDF_{fg,i \rightarrow j}^V$... PTDF für das Flowgate fg und die Transaktion von i nach j in Vorwärtsrichtung [-]

$PTDF_{fg,i \rightarrow j}^R$... PTDF für das Flowgate fg und die Transaktion von i nach j in Rückwärtsrichtung [-]

FGC_{fg} Flowgate Capacity auf dem Flowgate fg [MW]

Exkurs: Bestimmung der Flowgate Capacity

Zur Festlegung der Flowgate Capacity gibt es verschiedene Ansätze und keine einheitlich definierte Berechnungsvorschrift (Duthaler, 2007, S.68ff.). In zonalen Ansätzen, wie in (Purchala et al., 2005a) beschrieben, werden ähnlich dem NTC-Ansatz Zonen (sog. Hub-Knoten) gebildet, welche durch Flowgates verbunden sind. Jedes Flowgate repräsentiert dabei mehr als die Summe der zonenüberschreiten-

den Netzelemente. Vielmehr soll es sowohl in der zonalen PTDF-Matrix als auch in der dazugehörigen FGC das Verhalten der nicht modellierten Netzelemente möglichst exakt widerspiegeln. Dazu hält (Duthaler, 2007, S.70ff.) fest, dass die Flowgate Capacity im zonalen Ansatz nicht eindeutig bestimmt werden kann und bei unterschiedlichen Transaktionen unterschiedliche Werte annehmen muss, da jeweils unterschiedliche, nicht explizit abgebildete Netzelemente innerhalb der Zonen abhängig von der jeweiligen Ein- und Ausspeisesituation im gesamten Netz den für die FGC begrenzenden Engpass darstellen können. In nodalen Ansätzen kann bei Abbildung jedes Netzelementes⁷² grundsätzlich die thermische Kapazität bzw. (n-1)-sichere Kapazitätsgrenze als FGC angesetzt werden. Häufiger werden in nodalen Ansätzen jedoch nur sog. kritische Zweige (critical branches) unter Berücksichtigung kritischer Ausfälle (critical outages) herangezogen (CASC.EU, 2013). Die Berechnung der Flowgate Capacity setzt dabei eine tiefe Kenntnis des Netzes sowie dessen Reaktion auf externe Faktoren wie Erzeugungs- und Lastsituationen, Wettersituationen, usw. voraus.

Für langfristige Untersuchungen zur Netzplanung sind derzeit Informationen über Referenzlastfälle (base case) und daraus ableitbare Grenzkapazitäten für den lastflussbasierten Ansatz nicht allgemein verfügbar. Daher wird die Wirkungsweise der gezeigten Methode im folgenden Abschnitt anhand von Testnetzen demonstriert.

3.8 Abbildung steuerbarer Korridore im lastflussbasierten Market Coupling

Unter dem Begriff „steuerbarer Stromtransport“ wird der Einsatz eines Netzelements verstanden, welches in Höhe und Richtung des Lastflusses über das Maß herkömmlicher Netzelemente hinausgehend beeinflussbar ist. Während bisher steuerbare Netzkorridore vorwiegend an Landesgrenzen (z.B. HGÜ-Seekabel zwischen Griechenland und Italien) und damit an den Grenzen von Marktzone lokalisiert waren, werden derartige Transportsysteme zukünftig auch innerhalb dieser Zonen vermehrt zum Einsatz kommen. Zudem wird in absehbarer Zeit voraussichtlich das NTC-basierte Market Coupling von zonalen oder nodalen lastflussbasierten Ansätzen als Marktsystem bzw. Engpassmanagementmethode abgelöst werden. Die Abbildung steuerbarer Korridore im lastflussbasierten Market Coupling Modell (Abschnitt 3.7.1) ist daher auch für die elektrizitätswirtschaftlich geprägte, gesamtsystemische und strategische Netzentwicklungsplanung mit Modellen wie bspw. ATLANTIS von Bedeutung. Dazu werden im Rahmen dieser Arbeit zwei Methoden entwickelt, welche in den nachfolgenden Abschnitten 3.8.1 und 3.8.2 erläutert werden. Durch die Gegenüberstellung von NTC-Konzept und PTDF-Konzept (mit und ohne DC-Leitungen) erfolgt in Abschnitt 3.8.3 ein Methodenvergleich sowie eine Demonstration der Funktionsweise der entwickelten Methoden am Beispiel eines IEEE-Testnetzes.

3.8.1 Modellierung steuerbarer Korridore als variable Einspeisung

Wie in Abbildung 48 dargestellt, wird die DC-Leitung zwischen den Marktzone A und B durch eine variable Einspeisung in A und B ersetzt. Diese kann im Sinne der bidirektionalen Belastbarkeit der DC-Leitung positive und negative Werte annehmen und ist in den korrespondierenden Zonen A und B vom Betrag identisch und im Vorzeichen verschieden. Analog zu der Vorgangsweise in Abschnitt 3.2.1 kann die Sensitivitätsmatrix für das Netzsystem berechnet werden. Dabei bleibt die DC-Leitung,

⁷² Dementsprechend ist auch die Dimension der PTDF-Matrix sehr groß.

modelliert als variable Ein- und Ausspeisung, als Netzelemente unberücksichtigt. Lediglich die Leitungen A-C und B-C werden in der Knotenadmittanzmatrix $[Y]$ und der Inzidenzmatrix $[H]$ abgebildet. Wird Knoten B als Referenzknoten gewählt, erhält man die in (3-106) dargestellte Sensitivitätsmatrix.

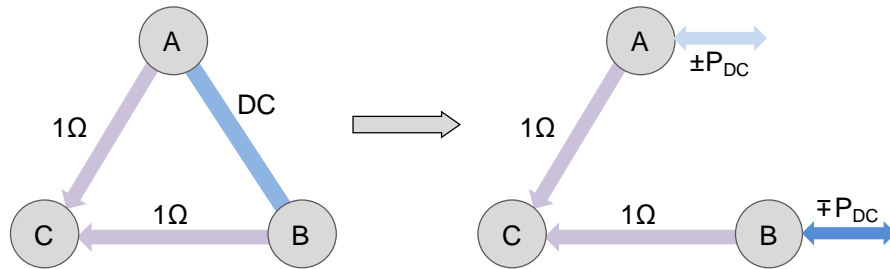


Abbildung 48: Testsystem mit drei Knoten und einer DC-Leitung (links), welche durch eine variable Einspeisung bzw. Ausspeisung abgebildet wird (rechts)

$$[\mathbf{SENS}] = \begin{matrix} A \leftrightarrow B \\ A \leftrightarrow C \\ B \leftrightarrow C \end{matrix} \begin{matrix} A & B & C \\ \begin{bmatrix} 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 1,0 & 0,0 & 0,0 \\ -1,0 & 0,0 & -1,0 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (3-106)$$

Durch die Rechenvorschrift (3-13) (Seite 29) wird daraus die PTDF-Matrix abgeleitet und im Market Coupling Modell in Vor- und Rückwärtsrichtung abgebildet. Im angeführten Beispiel mit drei Knoten wird dabei jeder Knoten als Marktzone und jede Leitung als Flowgate angesehen (nodaler Ansatz). Auch die DC-Leitung zwischen den Marktzone A und B bildet ein Flowgate, welches im Market Coupling Modell durch die variable Einspeisung und Ausspeisung abgebildet wird. Dazu wird das in den Gleichungen (3-100) bis (3-105) beschriebene lastflussbasierte Market Coupling Modell entsprechend angepasst bzw. erweitert. Zunächst muss für jede DC-Leitung im System eine Optimierungsvariable für die variable Einspeisung definiert werden. Da die Einspeisung auch negative Werte annehmen kann (Ausspeisung) werden eine positive und eine negative Variable definiert. Jede DC-Leitung (mit Start- und Endknoten) wird somit in zwei Ein- bzw. Ausspeisungen aufgeteilt (vgl. Abbildung 48). Somit ist jede DC-Leitung in den Modelleingangsdaten durch zwei DC-Stationen dargestellt. Nachdem die in Abbildung 48 dargestellte Systemtransformation von DC-Leitung zu Ein- und Ausspeisungen in den Modelleingangsdaten vollzogen ist, müssen diese auch in der Nebenbedingung des Knotengleichgewichtes (Gleichung (3-112)) als solche berücksichtigt werden. Zusätzlich zur Erweiterung des Zonengleichgewichtes sind neue Nebenbedingungen notwendig. Die Restriktion (3-113) legt die Betriebsgrenzen der DC-Leitung fest, in dem sichergestellt wird, dass die variable Einspeisung im Betrag das Übertragungslimit des korrespondierenden DC-Übertragungssystems nicht übersteigt. Zudem wird über die Nebenbedingung (3-114) garantiert, dass die beiden mit einer DC-Leitung korrespondierenden DC-Stationen exakt gegengleich einspeisen. Das bedeutet am Beispiel aus Abbildung 48, dass ein Leistungsfluss auf der DC-Leitung von A nach B im Ausmaß von 10 MW einer Ausspeisung von bspw. 10 MW in A und einer gleichzeitigen Einspeisung von 10 MW in B entspricht. Die Ausspeisung in A bedeutet, dass die modellierte DC-Leitung 10 MW in A aus dem Netz entnimmt und nach B transportiert und dort wieder in das Netz einspeist.

$$\text{Zielfunktion: } \max \left\{ \sum_i \left[\sum_n (qD_{n,i} \cdot pD_{n,i}) - \sum_a (qS_{a,i} \cdot c_{var}S_{a,i}) \right] \right\} \quad (3-107)$$

s. t.

$$\text{NB1a: } qS_{a,i} \leq qS_{max_{a,i}} \quad (3-108)$$

$$\text{NB1b: } qD_{n,i} \leq qD_{max_{n,i}} \quad (3-109)$$

$$\text{NB2a: } \sum_{i,j} PTDF_{fg,i \rightarrow j}^V (export_{i \rightarrow j} - import_{i \rightarrow j}) \leq FGC_{fg} \quad \forall (fg \wedge i \neq j) \quad (3-110)$$

$$\text{NB2b: } \sum_{i,j} PTDF_{fg,i \rightarrow j}^R (export_{i \rightarrow j} - import_{i \rightarrow j}) \leq FGC_{fg} \quad \forall (fg \wedge i \neq j) \quad (3-111)$$

$$\begin{aligned} \text{NB3: } & \sum_a qS_{a,i} - \sum_n qD_{n,i} + \\ & \sum_{j \neq i} import_{i \rightarrow j} - \sum_{j \neq i} export_{i \rightarrow j} + \sum_{DC} P_{DC} \quad \forall [i \wedge DC = (i, j)] \end{aligned} \quad (3-112)$$

$$\text{NB4: } -P_{max,DC} \leq P_{DC} \leq P_{max,DC} \quad \forall \text{ DC-Stationen} \quad (3-113)$$

$$\text{NB5: } P_{DC,DC=(i,j)} + P_{DC,DC=(j,i)} = 0 \quad \forall \text{ DC-Stationen} \quad (3-114)$$

i, j Marktgebiete, Preiszonen

fg Flowgates

n Nachfrageblock

a Angebotsblock

$qD_{n,i}$ zugeschlagene Nachfragemenge des Nachfrageblocks n in Markt i [MW]

$qS_{a,i}$ zugeschlagene Angebotsmenge des Angebotsblocks a in Markt i [MW]

$pD_{n,i}$ Nachfragepreis des Nachfrageblocks n in Markt i [€/MWh]

$c_{var}S_{a,i}$ variable Erzeugungskosten des Angebotsblocks a in Markt i [€/MWh]

$import_{i \rightarrow j}$ Import in Markt i aus Markt j [MW]

$export_{i \rightarrow j}$ Export aus Markt i in Markt j [MW]

$PTDF_{fg,i \rightarrow j}^V$ PTDF für das Flowgate fg und die Transaktion von i nach j in Vorwärtsrichtung [-]

$PTDF_{fg,i \rightarrow j}^R$ PTDF für das Flowgate fg und die Transaktion von i nach j in Rückwärtsrichtung [-]

FGC_{fg} Flowgate Capacity auf dem Flowgate fg [MW]

P_{DC} variable Einspeisung (bzw. Ausspeisung) des DC-Systems [MW]

DC Anzahl DC-Stationen (eine DC-Leitung entspricht zwei korrespondierenden DC-Stationen), wobei jede DC-Station einen Startknoten i und einen Endknoten j aufweist ($DC = (i, j)$).

3.8.2 Modellierung steuerbarer Korridore in einer variablen PTDF-Matrix

Eine alternative Möglichkeit zu der in Abschnitt 3.8.1 gezeigten Modellierungsmethodik von steuerbaren Korridoren im lastflussbasierten Market Coupling wird in diesem Abschnitt dargestellt. Wiederum wird die Methodik am Beispiel des Testnetzes mit drei Marktzone dargestellt (linke Darstellung in Abbildung 48). Der Methodik liegt Gleichung (3-12) (Seite 29) zugrunde. Darin ist der Zusammenhang zwischen dem Leistungsfluss auf einer Leitung und der PTDF-Matrix dargestellt. Für steuerbare Transportkorridore (DC-Systeme) soll der Leistungsfluss begrenzt durch die maximal übertragbare Leistung über das System einstellbar sein und im Rahmen von lastflussbasiertem Engpassmanagement im Sinne eines kostenminimalen Kraftwerkeinsatzes optimiert werden. Dazu wird die DC-Leitung zwischen Zone A und B durch eine veränderbare Optimierungsvariable dargestellt. Diese wird in der PTDF-Matrix analog zu einer Impedanz zwischen Zone A und B behandelt. Der Kehrwert dieser Variable geht als variable „Admittanz“ β in die Berechnung der Knotenadmittanzmatrix ein. Daraus

ergibt sich die in (3-115) bzw. (3-116) dargestellte (reduzierte) Knotenadmittanzmatrix sowie die in (3-117) dargestellte reduzierte Inzidenzmatrix⁷³. Aus deren Multiplikation ergibt sich in weiterer Folge die Sensitivitätsmatrix (3-118) bzw. die PTDF-Matrix (3-119). Sensitivitätsmatrix bzw. PTDF-Matrix werden in diesem Zusammenhang als vSENS bzw. vPTDF⁷⁴ bezeichnet, da es sich um variable Matrizen handelt, welche nicht der ursprünglichen Definition einer statischen Beschreibung der Lastflussverteilung in einem Netz entsprechen.

$$[\mathbf{Y}] = \begin{matrix} & \begin{matrix} A & B & C \end{matrix} \\ \begin{matrix} A \\ B \\ C \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1+\beta & -\beta & -1 \\ -\beta & 1+\beta & -1 \\ -1 & -1 & +2 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (3-115)$$

$$[\mathbf{Y}'] = \begin{matrix} & \begin{matrix} A & C \end{matrix} \\ \begin{matrix} A \\ C \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1+\beta & -1 \\ -1 & +2 \end{bmatrix} \end{matrix} \Rightarrow [\mathbf{Y}']^{-1} = \begin{matrix} & \begin{matrix} A & C \end{matrix} \\ \begin{matrix} A \\ C \end{matrix} & \frac{1}{1+2\beta} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 \\ 1 & 1+\beta \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (3-116)$$

$$[\mathbf{H}'] = \begin{matrix} & \begin{matrix} A & C \end{matrix} \\ \begin{matrix} A \leftrightarrow B \\ B \leftrightarrow C \\ A \leftrightarrow C \end{matrix} & \begin{bmatrix} +\beta & 0 \\ 0 & -1 \\ +1 & -1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (3-117)$$

$$[\mathbf{vSENS}] = \begin{matrix} & \begin{matrix} A & B & C \end{matrix} \\ \begin{matrix} A \leftrightarrow B \\ B \leftrightarrow C \\ A \leftrightarrow C \end{matrix} & \frac{1}{1+2\beta} \cdot \begin{bmatrix} 2\beta & 0 & +\beta \\ -1 & 0 & -1-\beta \\ +1 & 0 & -\beta \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (3-118)$$

$$[\mathbf{vPTDF}] = \begin{matrix} & \begin{matrix} A \rightarrow B & B \rightarrow C & A \rightarrow C \end{matrix} \\ \begin{matrix} A \leftrightarrow B \\ B \leftrightarrow C \\ A \leftrightarrow C \end{matrix} & \frac{1}{1+2\beta} \cdot \begin{bmatrix} 2\beta & -\beta & \beta \\ -1 & 1+\beta & \beta \\ +1 & \beta & 1+\beta \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (3-119)$$

Analog dem Einsatz von DC-Systemen im DC-OPF-Modell (vgl. Abschnitt 3.3.2) wird der Einsatz von DC-Systemen als regelstrategische Entscheidung in der Zielfunktion des impliziten und lastflussbasierten Marktmodells minimiert.

$$\text{Zielfunktion: } \max \left\{ \begin{matrix} \sum_i \left[\sum_n (qD_{n,i} \cdot pD_{n,i}) - \sum_a (qS_{a,i} \cdot c_{var} S_{a,i}) \right] + \\ \sum_k [(\beta_k^+ - \beta_k^-) \cdot \alpha] \end{matrix} \right\} \quad (3-120)$$

$$\text{mit: } \beta_k = \beta_k^+ \cdot b^+ + \beta_k^- \cdot b^- \quad (3-121)$$

$$b^+ + b^- \leq 1 \quad b \in \{0,1\}_{\mathbb{Z}} \quad (3-122)$$

- α spezifische Kosten (penalty weight) für Einsatz der DC-Leitungen
- k Anzahl der DC-Leitungen im System
- β_k^+ positiver Stellbereich der k-ten DC-Leitung
- β_k^- negativer Stellbereich der k-ten DC-Leitung
- b binäre Entscheidungsvariable (switching variable)

Dies erfolgt durch die Multiplikation mit einer Strafzahlung α (penalty weight) in Gleichung (3-120). Die in den dargestellten Gleichungen verwendete Variable β_k ist die Summe aus dem positiven und dem negativen Stellbereich einer DC-Leitung im Netz. Die Trennung von β_k in einen positiven und

⁷³ Zone B als Referenzzone

⁷⁴ variable PTDF-Matrix für steuerbare Korridore

einen negativen Wertebereich ermöglicht die vorzeichenrichtige Berücksichtigung in der Maximierungsgleichung (3-120). Die Auftrennung in die beiden Wertebereiche β_k^+ und β_k^- erfolgt durch die Gleichungen (3-121) und (3-122). Analog zu den Berechnungsschritten (3-93) bis (3-98) (Seite 75ff.) kann der Leistungsfluss auf den einzelnen Leitungen ermittelt und im Rahmen der Optimierung auf die Flowgate Capacity beschränkt werden. Gleichung (3-115) zeigt dies exemplarisch für das Flowgate A-B im Testnetz aus Abbildung 48 (links).

$$[2\beta \cdot (export_{A-B} - import_{A-B}) - \beta \cdot (export_{B-C} - import_{B-C}) + \beta \cdot (export_{A-C} - import_{A-C})] \cdot \frac{1}{1+2\beta} \leq FGC_{AB} \tag{3-123}$$

Da sowohl die Variable β als auch die Variable $export$ (bzw. $import$) (Gleichungen (3-103) und (3-104)) strukturelle Variablen sind, wird aus dem ursprünglich linearen Optimierungsansatz des lastflussbasierten Handels ein nichtlineares (gemischt-ganzzahliges) Problem.

3.8.3 Gegenüberstellung der gezeigten Methoden

In diesem Abschnitt wird die Methode mit variabler Einspeisung (Abschnitt 3.8.1) der Methode mit variabler PTDF-Matrix (Abschnitt 3.8.2) gegenübergestellt. Dazu werden für das Testnetz mit drei Marktzone (Abbildung 48) unterschiedliche Fälle verglichen. Tabelle 11 zeigt zwei Erzeugungs-Last-Situationen. Tabelle 12 zeigt unterschiedliche Konstellationen von Handelskapazitäten (FGC) zwischen den Marktzone A, B und C für welche die Ergebnisse aus den lastflussbasierten Marktmodellen mit DC-Leitungen aus Abschnitt 3.8.1 (variable Einspeisung) und Abschnitt 3.8.2 (vPTDF) verglichen werden.

Tabelle 11: angenommene Erzeugungs- und Lastsituationen im Testnetz mit drei Marktzone (Abbildung 48)

Marktzone	Situation S1		Situation S2	
	Erzeugung [MW; €/MWh]	Last [MW]	Erzeugung [MW; €/MWh]	Last [MW]
A	100; 10	-	100; 17	90
B	100; 12	-	100; 12	-
C	100; 17	90	100; 10	-

Tabelle 12: angenommene Flowgate Capacities (FGC) in MW im Testnetz mit drei Marktzone (Abbildung 48) für je fünf unterschiedliche Fälle in den Situationen S1 und S2

FGC	Fälle in Situation S1					Fälle in Situation S2				
	S1-1	S1-2	S1-3	S1-4	S1-5	S2-1	S2-2	S2-3	S2-4	S2-5
A↔B	100	100	10	10	10	100	100	100	80	80
A↔C	100	0	0	0	10	100	0	0	0	10
B↔C	100	100	100	80	80	100	100	10	10	10

Tabelle 13 zeigt die Ergebnisse der Vergleichsrechnung. Dargestellt sind jeweils der Handelssaldo je Zone als Differenz zwischen Exporten und Importen, der Handelsfluss auf der DC-Leitung zwischen Zone A und B sowie die Gesamterzeugungskosten zur Deckung der Nachfrage. Beide Modellierungsansätze zeigen identische Ergebnisse für die zehn untersuchten Fälle.

Tabelle 13: Ergebnisse der Vergleichsrechnungen zwischen dem Modell mit variabler Einspeisung und dem Modell mit variabler PTDF-Matrix (Saldo...Export – Import, $DC_{A \rightarrow B}$...Handel auf DC-Link von A nach B, Kosten...Erzeugungskosten in Euro)

Fälle	Modell mit variabler Einspeisung					Modell mit variabler PTDF (vPTDF)				
	Saldo A	Saldo B	Saldo C	$DC_{A \rightarrow B}$	Kosten	Saldo A	Saldo B	Saldo C	$DC_{A \rightarrow B}$	Kosten
S1-1	90	-	-90	-	900	90	-	-90	-	900
S1-2	90	-	-90	90	900	90	-	-90	90	900
S1-3	10	80	-90	10	1060	10	80	-90	10	1060
S1-4	10	70	-80	10	1110	10	70	-80	10	1110
S1-5	20	70	-90	10	1040	20	70	-90	10	1040
S2-1	-90	-	90	-	900	-90	-	90	-	900
S2-2	-90	-	90	-90	900	-90	-	90	-90	900
S2-3	-90	80	10	-90	1060	-90	80	10	-90	1060
S2-4	-80	70	10	-80	1110	-80	70	10	-80	1110
S2-5	-90	70	20	-80	1040	-90	70	20	-80	1040

Ein Vorteil des Modells mit variabler Einspeisung ist dessen lineare Struktur. Abgesehen von kürzeren Lösungsdauern des linearen Modells gegenüber dem nichtlinearen Ansatz mit variabler PTDF-Matrix ist insbesondere die einfache Bestimmbarkeit der Marktzonepreise (market clearing price, MCP) als Schattenpreise der Gleichung (3-112) von Vorteil. Daher kann abschließend festgestellt werden, dass das Modell mit variabler Einspeisung (Abschnitt 3.8.1) der Methode mit variabler PTDF-Matrix (Abschnitt 3.8.2) vorzuziehen ist.

3.9 Anwendung der Market Coupling Methoden auf ein IEEE Testnetz

In diesem Abschnitt erfolgt eine Methodenanwendung zur Darstellung der Wirkungsweise der gezeigten Optimierungsmodelle „NTC-basiertes Market Coupling“ (Abschnitt 3.6), „lastflussbasiertes Market Coupling“ (Abschnitt 3.7.1) und „lastflussbasiertes Market Coupling mit steuerbaren Korridoren“ (Abschnitt 3.8).

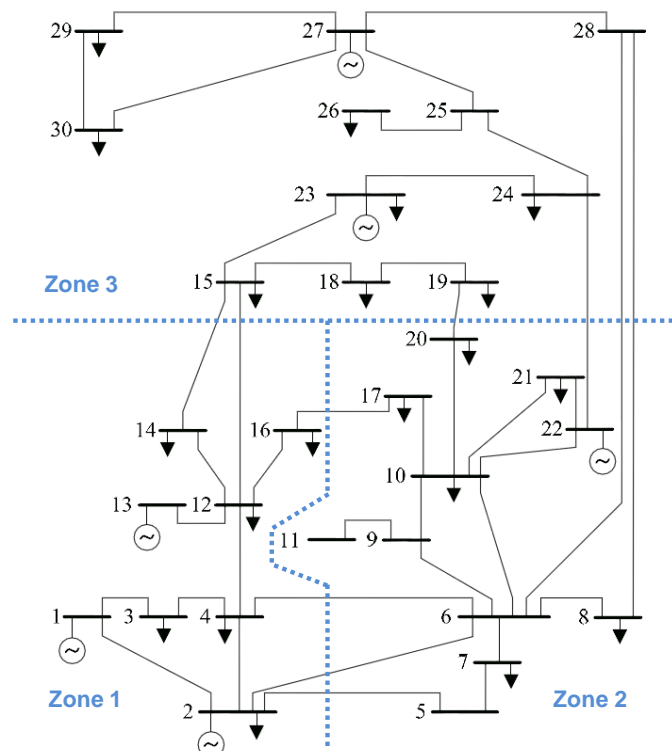


Abbildung 49: IEEE Testnetz (30 Knoten) (Dharamjit & Tanti, 2012) mit Einteilung in drei Marktzone

Dabei wird ein modifiziertes IEEE 30-bus Test System (Abbildung 49) herangezogen, dessen Parameter in Anhang A-III beschrieben sind. Zunächst wird das NTC-basierte Marktmodell berechnet. Daran anschließend erfolgt die Berechnung mit einem nodalen PTDF-Ansatz. Dabei werden zwei Netzvarianten verglichen. In der ersten Variante sind die Leitungen zwischen den Knoten 14 und 15, sowie zwischen den Knoten 6 und 28 als AC-Leitungen ausgeführt. In der zweiten Variante sind diese Leitungen als steuerbare DC-Korridore modelliert. Mit den NTC-Werten aus Tabelle 27 in Anhang A-III ergibt sich der in Tabelle 14 dargestellte Kraftwerkseinsatz. Die Erzeugungskosten als Produkt aus Kraftwerksleistung und variablen Erzeugungskosten betragen für das gesamte Netzgebiet in Summe 131.100 €.

Tabelle 14: Kraftwerkseinsatz im modifizierten IEEE 30-Knoten Testnetz basierend auf dem NTC-Modell

Erzeugungseinheit	Knoten	Marktzone	Kraftwerkseinsatz [MW]
G1	1	1	2.000
G2	2	1	850
G3	12	1	-
G4	22	2	1.340
G5	23	3	810
G6	27	3	-

Im nächsten Schritt wird anstelle des NTC-Ansatzes der PTDF-Ansatz herangezogen. Durch die Anwendung eines nodalen Ansatzes wird jeweils die (n-1)-sichere Übertragungsleistung als Flowgate Capacity eingesetzt⁷⁵. Die PTDF-Matrix wird bezogen auf die Spannungsebene 380 kV berechnet und Knoten Nr. 10 wird als Referenzknoten herangezogen. Der Kraftwerkseinsatz im PTDF-Modell ergibt Kosten in der Höhe von 101.970 € (Tabelle 15). Damit kann gezeigt werden, dass der (nodale) PTDF-Ansatz im untersuchten IEEE-Testnetz und bei gegebener Einspeisungs-Last-Situation einen günstigeren Kraftwerkseinsatz ermöglicht als der NTC-Ansatz.

Tabelle 15: Kraftwerkseinsatz im modifizierten IEEE 30-Knoten Testnetz basierend auf dem nodalen PTDF-Modell (ohne DC-Systeme)

Erzeugungseinheit	Knoten	Marktzone	Kraftwerkseinsatz [MW]
G1	1	1	2.000
G2	2	1	1.770
G3	12	1	428
G4	22	2	637
G5	23	3	165
G6	27	3	-

Im nächsten Schritt werden die Leitungen zwischen den Knoten 14 und 15, sowie zwischen den Knoten 6 und 28 als DC-Leitungen ausgeführt (Tabelle 28 in Anhang A-III). Gemäß der in Abschnitt 3.8.1 beschriebenen Methode zur Berücksichtigung steuerbarer Korridore im PTDF-Modell wird die PTDF-Matrix von den mit den beiden DC-Leitungen korrespondierenden Flowgates bereinigt. Anstelle dieser Flowgates werden die DC-Leitungen als variable Ein- bzw. Ausspeisungen modelliert, welche die Übertragungskapazität der DC-Leitungen (Tabelle 28 in Anhang A-III) nicht überschreiten dürfen. Der Kraftwerkseinsatz (Tabelle 16) ergibt Kosten im Ausmaß von 91.500 €.

⁷⁵ Werden nur kritische Zweige berücksichtigt, dann werden nur für diese Zweige Flowgate Capacities definiert. Für physikalisch vorhandene Leitungen, welche jedoch nicht als kritische Zweige definiert sind, wird eine unendlich hohe Flowgate Capacity angesetzt.

Tabelle 16: Kraftwerkseinsatz im modifizierten IEEE 30-Knoten Testnetz basierend auf dem nodalen PTDF-Modell (mit DC-Systemen zwischen den Knoten 6 und 28 sowie zwischen den Knoten 14 und 15)

Erzeugungseinheit	Knoten	Marktzone	Kraftwerkseinsatz [MW]
G1	1	1	2.000
G2	2	1	1.988
G3	12	1	874
G4	22	2	138
G5	23	3	-
G6	27	3	-

Der Vergleich von Tabelle 14 (NTC), Tabelle 15 (PTDF ohne DC-Systeme) und Tabelle 16 (PTDF mit DC-Systemen) zeigt die positive Wirkung des PTDF-Ansatzes auf die Kosten des Kraftwerkseinsatzes im analysierten Testnetz. Zudem kann gezeigt werden, dass die entwickelte Methode zur Berücksichtigung steuerbarer Netzelemente im lastflussbasierten Market Coupling (Abschnitt 3.8.1) in der Lage ist, derartige Netzelemente im Sinne einer optimalen grenzüberschreitenden Nutzung des Kraftwerksparks abzubilden und einzusetzen.

3.10 Kopplung von Market Coupling Modell und DC-OPF-Modell

Ziel der Kopplung zwischen dem Market Coupling Modell und dem DC-OPF-Modell ist die modellhafte Abbildung von Handelssalden (als Ergebnis des Market Coupling Modells) in der Regelzonensbilanz und in weiterer Folge die Berücksichtigung der Import/Export-Handelsbilanzen in der Lastflussrechnung. In der Realität wird der Regelzonensaldo der Handelsfahrpläne als Sollwertvorgabe (Regler-Programmwert) dem Sekundärregler übergeben. Der Regelzonensaldo wird im Idealfall durch die entsprechenden Kraftwerksfahrpläne und Lastgänge realisiert, allfällige Abweichungen werden durch die dem Sekundärregler zugeordneten Regelkraftwerke ausgeglichen. (ENTSO-E, 2004, ff.A1-13ff.)

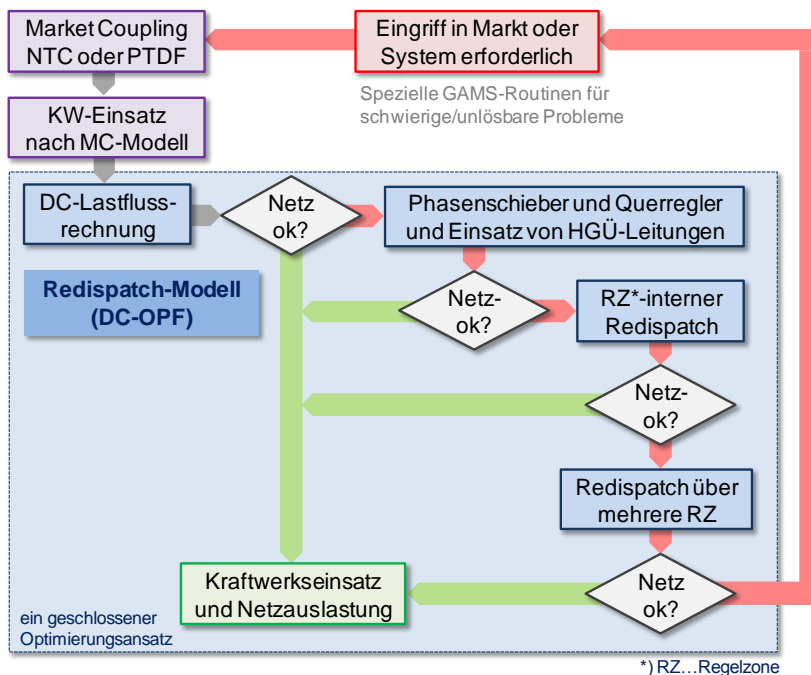


Abbildung 50: Flussbild der Modellkopplung zwischen Marktmodell und DC-Lastflussmodell

Abbildung 50 zeigt den Ablauf der Modellkopplung des Market Coupling Modells und des DC-OPF-Modells, welche im Rahmen dieser Arbeit entstanden ist. Nach der Berechnung des Marktmodells sind

neben dem Kraftwerkseinsatz und den Zonenpreisen zudem die Handelsbilanzen (Import-Export-Saldo lt. Markt) jeder Marktzone bestimmt. Diese dienen als Eingangsgröße für den DC-OPF in ATLANTIS. Die im DC-OPF definierte Zielfunktion entsprechend Formel (3-15) (Seite 33) wird gemäß Formel (3-124) erweitert. Zusätzlich zu den Nebenbedingungen (3-16) bis (3-23) (Seite 3333) werden mit (3-125) und (3-126) noch zwei weitere Nebenbedingungen notwendig.

$$\text{Zielfunktion: } \min \left\{ \begin{array}{l} \sum_i c_{var,G} \cdot P_G \cdot P_{Base} + \\ \sum_l \lambda \cdot \sigma_{l,PST}^+ - \sum_l \lambda \cdot \sigma_{l,PST}^- + \\ \sum_c \psi \cdot H_C^+ \end{array} \right\} \quad (3-124)$$

$$H_C^+ \in \{0,1\}_{\mathbb{Z}}$$

s. t.

$$\text{NB9: } \text{saldo}_C^{MC} - H_C^+ \cdot \Delta EXP_C \leq \text{saldo}_C^{LF} \leq \text{saldo}_C^{MC} + H_C^+ \cdot \Delta EXP_C \quad (3-125)$$

$$\text{NB10: } \sum_G P_{G,C} - \sum_D P_{D,C} - \text{saldo}_C^{LF} = 0 \quad (3-126)$$

C Länder, Marktzone

H_C^+ Export/Import-Verletzung einer Marktzone (binäre Variable) [-]

ψ Kosten (penalty weight) für Verletzung des Regelzonensaldo [€]

saldo_C^{MC} Export/Import-Saldo im Land C nach Market Coupling⁷⁶ [p.u.]

saldo_C^{LF} Export/Import-Saldo im Land C nach DC-Lastfluss⁷⁷ [p.u.]

ΔEXP_C zulässige Abweichung zwischen Saldo lt. Handel und lt. DC-OPF⁷⁸ [p.u.]

$P_{G,C}$ (optimierte) Erzeugungsleistung eines Kraftwerks G im Land C [p.u.]

$P_{D,C}$ zu deckende Nachfrageleistung eines Nachfragers D im Land C [p.u.]

Damit wird sichergestellt, dass nationaler Redispatch gegenüber internationalen Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz (Countertrading, regelzonenübergreifender Redispatch⁷⁹) in kostenminimierender und gleichzeitig dem Handelsfahrplan genügender Absicht bevorzugt wird. Erst dann, wenn die Einhaltung der Handelsbilanz nach Marktmodell trotz nationalem Redispatch zu Überlastungen im Netz führen würde, wird internationaler Redispatch vollzogen. Für diese Prioritätenstufung ist es notwendig, eine Strafzahlung vorzusehen, welche nur bei Einhaltung der Handelsbilanz keinen Einfluss auf die Zielfunktion hat. Die absolute Höhe der Strafzahlungen hängt dabei von den spezifischen Kosten⁸⁰ (penalty weight, ψ) sowie der Höhe der Abweichung von der Handelsbilanz ab. Die Höhe der spezifischen Kosten ist das Resultat einer Kalibrierung der Modellkopplung bezogen auf reale Handels- und Lastflussdaten von (ENTSO-E, 2011a). Die Abweichung zwischen realen Exportbilanzen und Modellergebnissen soll dabei möglichst gering werden, ohne dabei internationalen Redispatch über ein notwendiges Maß hinausgehend für die Behebung nationaler bzw. marktzoneinterner Engpässe im

⁷⁶ Der Wert von saldo^{MC} ist die Bilanz aus Exporten abzüglich Importen und demzufolge positiv, wenn es sich um eine Exportmarktzone handelt und negativ im Falle einer Marktzone im Import.

⁷⁷ Der Wert von saldo^{LF} ist die Bilanz aus Exporten abzüglich Importen und demzufolge positiv, wenn es sich um eine (physikalische) Exportzone handelt und negativ im Falle eines (physikalischen) Importes.

⁷⁸ Entspricht im Wesentlichen dem zulässigen Umfang an Countertrading (grenzüberschreitendem Redispatch).

⁷⁹ auch multilateraler Redispatch

⁸⁰ Eine evtl. vorteilhafte länderspezifische oder (markt-)regionenspezifische Festlegung der spezifischen Kosten ψ wird im Rahmen dieser Arbeit nicht näher untersucht.

Modell einzusetzen. Abbildung 51 und Abbildung 52 zeigen exemplarisch die Gegenüberstellung realer Daten (ENTSO-E, 2011a) und Werten aus der Modellkopplung von Marktmodell und DC-OPF in ATLANTIS für den Zeitraum 2006 bis 2010 für die Marktzone Deutschland und Schweiz. Durch die Modellkopplung kann ausgehend vom Marktmodell und der Option für internationalen Redispatch eine gute Abbildung des bisherigen Export-Import-Verhaltens europäischer Marktzone erreicht werden.

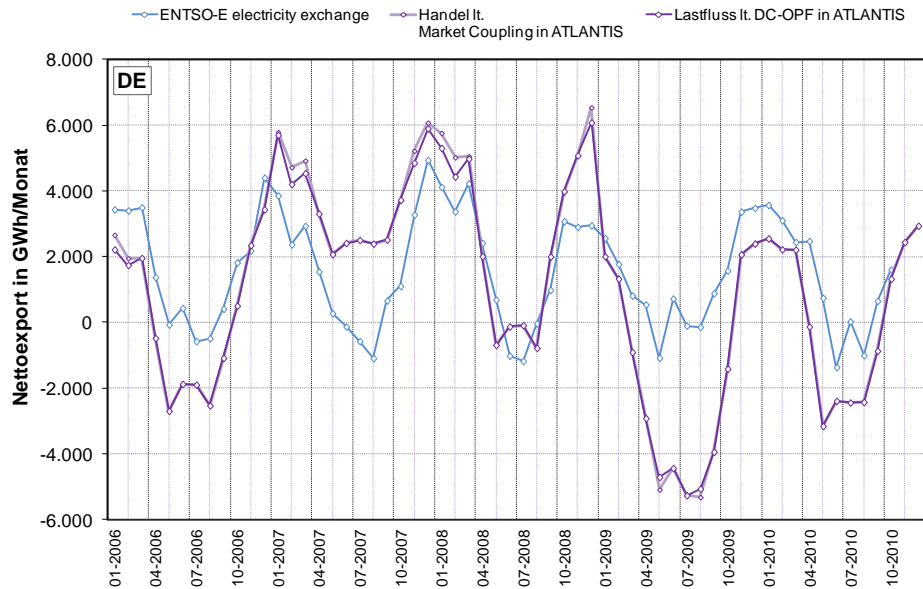


Abbildung 51: Gegenüberstellung realer Daten (ENTSO-E, 2011a) und Werte aus der Kopplung von Marktmodell und DC-OPF in ATLANTIS für den Zeitraum 2006 bis 2010 exemplarisch für die Marktzone Deutschland

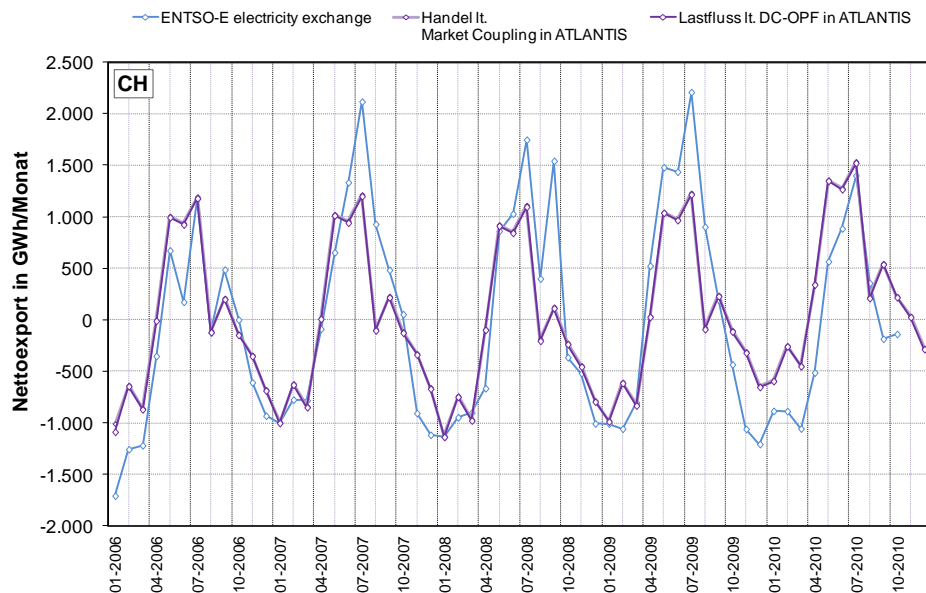


Abbildung 52: Gegenüberstellung realer Daten (ENTSO-E, 2011a) und Werte aus der Kopplung von Marktmodell und DC-OPF in ATLANTIS für den Zeitraum 2006 bis 2010 exemplarisch für die Regelzone Schweiz

Abschließend kann zusammengefasst werden, dass die im Rahmen dieser Arbeit entstandene Verknüpfung zwischen dem europaweiten Market Coupling Modell und dem DC-OPF-Modell mit Prioritätenstufung für operatives Engpassmanagement gemäß Abbildung 50 einen qualitativen Fortschritt in der elektrizitätswirtschaftlichen Netzentwicklung mit ATLANTIS bedeutet.

4 Anwendung der Methoden zur zukunftsorientierten elektrizitätswirtschaftlichen Netzentwicklung

4.1 Präambel

In Abschnitt 3 „Entwicklung von Methoden zur strategischen elektrizitätswirtschaftlichen Netzentwicklung“ wird ein umfassendes Instrumentarium für die elektrizitätswirtschaftliche Rahmenplanung zur Netzentwicklung gezeigt und die im Rahmen dieser Arbeit entstandenen Methoden und Instrumente diskutiert. In diesem Kapitel wird die Anwendung der entwickelten Methoden am Beispiel des deutschen Netzentwicklungsplans (Stigler et al., 2012a) demonstriert. Teilweise stammen Textstellen und Abbildungen in den Abschnitten 4.2.1, 4.3 und 4.4 sinnvollerweise im Zitat aus dem Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz 2012. Die verwendeten Auszüge und Abbildungen wurden bereits im Gutachten vom Autor dieser Dissertation konzipiert und die den Ergebnissen zugrunde liegenden Analysen durchgeführt.

Die praktische Umsetzung bzw. Anwendung der entwickelten Methoden erfolgt zum Teil auch in den folgenden Forschungsprojekten des Institutes für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation.

- *Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz 2012.*
Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, Deutschland⁸¹
- *Masterplan 2030 - Für die Entwicklung des Übertragungsnetzes in Österreich Planungszeitraum 2013 – 2030 - Mit Ausblick bis 2050.*
Forschungsprojekt im Auftrag der Austrian Power Grid⁸²
- *Studie über die Auswirkungen der 380-kV-Salzburgleitung auf den Einsatz erneuerbarer Energien und die CO₂-Emissionen und über die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Errichtung und des Betriebs der 380-kV-Salzburgleitung im APG-Netz.*
Studie im Auftrag der Austrian Power Grid⁸³
- *Studie über den Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf die Netzinfrastruktur der Schweiz.*
Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Schweiz

Darausfolgend lässt sich auf die anwendungsorientierte Herangehensweise an die Entwicklung und Umsetzung der im Rahmen dieser Dissertation entstandenen Methoden schließen.

4.2 Anwendung und Umsetzung der entwickelten Methoden und Instrumente am Beispiel des deutschen Netzentwicklungsprozesses

Vorweg ist festzuhalten, dass die anerkannten internationalen, technischen Planungsstandards auch künftig in der Netzausbauplanung anzuwenden sind, um den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten. Wie der Literaturüberblick zur internationalen Praxis im Netzausbau (Abschnitt 2)

⁸¹ http://nvonb.bundesnetzagentur.de/netzausbau/Gutachten_NEMO_II.pdf (Stigler et al., 2012a)

⁸² <http://www.apg.at/~media/F9722389EC464B72966FA2C11E637CDD.pdf> (APG, 2013)

⁸³ http://www.salzburg.gv.at/20006bek/380kVLeitung/UEVE-C/03_UEVE-FB%20Energiewirtschaft/380kv%20-%20eb%20-%20energiewirtschaft%20-%20j%20j%20C3%A4n.%202013%20-%20anhang.pdf

zeigt, gibt es jedoch eine starke Tendenz zur ökonomischen Betrachtung der Wirkung von Netzmaßnahmen. Diese ökonomische Betrachtungsweise umfasst dabei das Gesamtsystem aus Erzeugung, Verbrauch, Speicherung und Netz und ist insbesondere im Sinne einer robusten Planung von hoher Bedeutung. Im Rahmen der langfristigen Planung können elektrizitätswirtschaftlich geprägte Planungsgrundlagen wertvolle Zusatzerkenntnisse generieren. Daher wird unter *zukunftsorientierter Netzentwicklungsplanung* im Rahmen dieser Arbeit, eine elektrizitätswirtschaftlich geartete und langfristig ausgerichtete Planungssichtweise auf das Gesamtsystem bestehend aus Erzeugung, Netz und Verbrauch verstanden. Mit dem Simulationsmodell ATLANTIS steht eine umfassende Daten- und Modellbasis für Kontinentaleuropa zur Verfügung, die es ermöglicht die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Methoden, Algorithmen und theoretischen Konzepte zur strategischen elektrizitätswirtschaftlichen Netzentwicklungsplanung am Beispiel des deutschen Netzentwicklungsprozesses gesamtsystemisch und praxisbezogen anzuwenden.

Wie bereits erläutert, verändern sich durch den bevorstehenden Strukturbruch auf der Aufbringungsseite elektrischer Energie die zukünftigen Anforderungen an das europäische Höchstspannungsnetz. Die örtliche Distanz und zeitliche Entkopplung zwischen Erzeugung aus dargebotsabhängigen Energiequellen und dem Bedarf an elektrischer Energie sowie Energiespeicherung erfordern zunehmend den gerichteten⁸⁴ Stromtransport. Das kontinentaleuropäische 220/380-kV-Höchstspannungsnetz ist über weite Gebiete⁸⁵ für die bedarfsgerechte, lastnahe und vorwiegend thermische und fossile Erzeugungsstruktur geplant und entsprechend historisch gewachsen. Nur in beschränktem Ausmaß ist das Höchstspannungsnetz derzeit für Leistungstransporte über große Entfernungen geeignet, weshalb es neuer funktionaler Komponenten bedarf. Diese müssen in der Lage sein, die Systemfunktion des Höchstspannungsnetzes an die massiven Änderungen auf der Aufbringungsseite anzupassen.

Zunächst wird das Szenarioumfeld beschrieben, welches den durchgeführten Berechnungen zugrunde gelegt wird. Der Fokus liegt dabei auf Deutschland, wobei das gesamte kontinentaleuropäische Verbundsystem und dessen künftige Entwicklung (Kraftwerke, Verbrauch und Netz) in den Simulationen berücksichtigt werden. Anschließend wird die Einbindung steuerbarer Korridore unter Anwendung der in den Abschnitten 3.4 und 3.5 diskutierten Methoden betrachtet. Anschließend erfolgt eine Darstellung von Simulationsergebnissen aus ATLANTIS. Dabei werden die gezeigten Methoden auf das Untersuchungsgebiet Deutschland für den Zeitraum 2012 bis 2032 angewendet und elektrizitätswirtschaftliche Kenngrößen wie z.B. RES-Integration für unterschiedliche Netzvarianten (z.B. mit und ohne DC-Leitungen) dargestellt. Abschließend wird eine Grobanalyse über die Wirkung der Standortwahl neuer Kraftwerke auf den Netzausbau erläutert.

4.2.1 Szenarioraum für die elektrizitätswirtschaftlichen Analysen

Inhalt dieses Abschnittes ist die Darstellung des zugrunde gelegten Szenario Rahmens für die durchgeführten Analysen. Aus dem öffentlich konsultierten Szenario Rahmen zum Netzentwicklungsplan 2012 der Bundesnetzagentur gehen insgesamt drei Entwicklungsszenarien (A-2022, B-2022 und C-2022) für den deutschen Kraftwerkspark bis 2022 und ein weiteres Szenario bis 2032 (B-2032) hervor. Ebenso

⁸⁴ Unter dem Begriff „gerichteter Stromtransport“ ist der Einsatz eines Netzelements gemeint, welches in Höhe und Richtung des Lastflusses über das Maß herkömmlicher Netzelemente hinausgehend beeinflussbar ist.

⁸⁵ Länder wie die Schweiz oder Österreich bilden durch das geografisch bedingte Wasserkraftpotenzial die Ausnahme.

wird im Szenariorahmen festgelegt, dass in allen vier Szenarien ein - gemessen am Basisjahr 2010 (Bundesnetzagentur, 2012a) - gleichbleibender Stromverbrauch sowie eine stabile Jahreslastspitze angenommen wird. In weiterer Folge wurde im Rahmen des Gutachtens „*Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO)*“ (Consentec/IAEW, 2012) eine Regionalisierung des Szenariorahmens und Marktsimulationen durchgeführt. Daraus wurden auslegungsrelevante Netznutzungsfälle (NNF) aus den Kombinationen von Schwachlast/Starklast (L-/L+), Schwachwind/Starkwind (W-/W+) und Schwach-Photovoltaik/Stark-Photovoltaik (P-/P+) aus 8760 Marktergebnissen abgeleitet (Consentec/IAEW, 2012, S.65ff.). Der konsultierte Szenariorahmen 2010 (Bundesnetzagentur, 2012a) bildet gemeinsam mit dem Regionalisierungsergebnissen aus NEMO I (Consentec/IAEW, 2012) die Datenbasis für Analysen im Rahmen dieser Arbeit.

4.2.1.1 Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung in Deutschland

Bevor auf die tatsächliche Entwicklung des Kraftwerksparks eingegangen werden kann, werden die Annahmen und die Vorgehensweise für die Szenarioentwicklung erklärt und argumentiert. Wie bereits erwähnt, beruhen die Annahmen im Wesentlichen auf dem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2012 (Bundesnetzagentur, 2012a) sowie auf dem Gutachten NEMO I (Consentec/IAEW, 2012). Für die Stützjahre 2022 und 2032 liefert das Gutachten NEMO I regionalisierte Daten bzw. Daten auf Netzknotenebene für den Kraftwerkspark. Für die Ausgangssituation 2011 stehen keine exakten Daten zur Verfügung, weshalb für die Datenbasis in ATLANTIS verschiedene Datenquellen herangezogen werden. Diese Datenquellen sind in den folgenden Abschnitten angeführt.

Ausgangssituation Anfang 2011

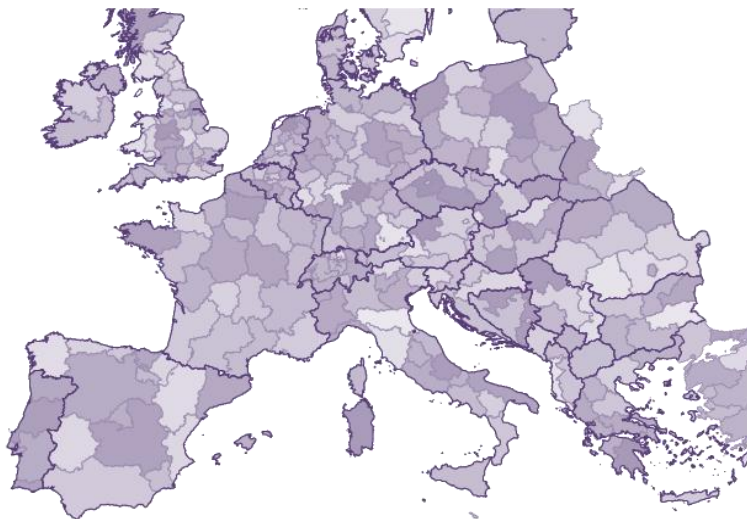
Die Ausgangssituation "Referenz 2010" (Ende 2010) (Tabelle 17) bezieht sich auf die installierte Leistung (Nettoleistung) je Kraftwerkstyp jener Kraftwerke, welche Ende 2010 (bzw. Anfang 2011) in Betrieb waren. Da in ATLANTIS Kraftwerke, aufgrund der zugrundeliegenden Methodik, stets zu Beginn eines Jahres in Betrieb gehen, werden für den Kraftwerksstand "Referenz 2010" sämtliche Kraftwerke berücksichtigt, die 2011 in Betrieb gehen oder bereits in Betrieb sind. Dieses Szenario stellt den Iststand für die weiteren Szenarioentwicklungen dar. Die im Szenariorahmen festgelegten Kraftwerksleistungen für die einzelnen Szenarien sind in Tabelle 17 angeführt.

Der konventionelle Kraftwerkspark (thermische Kraftwerke, Kernkraftwerke) für das Jahr 2011 (Basisjahr) wird gemäß anerkannter Datenquellen wie zum Beispiel dem Netzentwicklungsplan Strom 2012 (Bundesnetzagentur, 2012a) und dem Netzentwicklungsplan Gas (Bundesnetzagentur, 2011) im Modell ATLANTIS abgebildet, so dass die in Tabelle 17 angeführten Werte für „Referenz 2010“ abgebildet sind. Die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur, 2012b) gibt Informationen darüber, ob ein thermisches Kraftwerk als KWK-Kraftwerk betrieben wird. Um die Wärmeleistung für die KWK-fähigen Kraftwerke zu ermitteln, wurde eine Recherche für jedes einzelne Kraftwerk durchgeführt und, falls vorhanden, die Daten über Wärmeerzeugung aus den Kraftwerksdatenblättern übernommen. Für fehlende Informationen wurden die vorhandenen Daten statistisch ausgewertet und extrapoliert. Die Abbildung der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen (Biomasse, Windkraft, Laufwasserkraft, Photovoltaik) basieren ebenso auf veröffentlichten Datenquellen wie bspw. die EEG-Anlagenstammdatenbank der Übertragungsnetzbetreiber. (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012b) bzw. die Betreiber-Datenbasis von Windanlagen (BTRDB, 2012).

Tabelle 17: Installierte Nettoleistung in GW je Kraftwerkstechnologie (Consentec/IAEW, 2012)

Technologie - ÜNB	Installierte Erzeugungsleistung [GW]				
	Referenz 2010	Szenario A 2022	(Leit-) Szenario B - 2022	Szenario B - 2032	Szenario C 2022
Kernenergie	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,3	21,3	18,6	13,9	18,6
Steinkohle	25,0	30,6	25,1	21,2	25,1
Erdgas	24,0	25,1	31,3	40,1	31,3
Pumpspeicher	6,3	9,0	9,0	9	9,0
Öl	3,0	2,9	2,9	0,5	2,9
Sonstige	3,0	2,3	2,3	2,7	2,3
Summe konv. KW	101,9	91,2	89,2	87,4	89,2
Wasserkraft	4,4	4,5	4,7	4,9	4,3
Wind (onshore)	27,1	43,9	47,5	64,5	70,7
Wind (offshore)	0,1	9,7	13,0	28,0	16,7
Photovoltaik	18,0	48,0	54,0	65,0	48,6
Biomasse	5,0	7,6	8,4	9,4	6,7
andere reg. Erzeugung	1,7	1,9	2,2	2,9	2,0
Summe EE	56,3	115,6	129,8	174,7	149,0
Summe Erzeugung	158,2	206,8	219,0	262,1	238,2
Stromverbrauch [TWh]					
Nettostrombedarf	535,4	535,4	535,4	535,4	535,4

Die Dargebotsabhängigkeit wird für Szenariorechnungen in ATLANTIS über eine Aufteilung des langjährigen Erwartungswertes der Erzeugung (je Kraftwerk) auf die einzelnen Monate verteilt. Das sogenannte Regelarbeitsvermögen (mittlere jährliche Erzeugung) zukünftiger im Szenariorahmen vorgesehener Erzeugungsanlagen mit volatiler Erzeugungscharakteristik (Windkraft, Photovoltaik etc.) errechnet sich aus der installierten Leistung und entsprechenden Volllaststunden (Bundesnetzagentur, 2012a). Die Aufteilung des jährlichen Regelarbeitsvermögens auf Monatsbasis geschieht anhand einer statistischen Analyse der Charakteristik relevanter Eingangsparameter je Erzeugungstechnologie geografisch aufgelöst auf NUTS-2 Ebene (Maier, 2011)⁸⁶ (Mayer, 2010)⁸⁷. Abbildung 53 zeigt die Aufgliederung Europas in NUTS-2 Gebiete.

Abbildung 53: NUTS-2 Regionen in Europa¹³⁹ (Kartenmaterial⁸⁸: (GADM, 2012) und (DIVA-GIS, 2012))

⁸⁶ Maier Klaus: *Analyse des iberischen Elektrizitätssystems unter besonderer Berücksichtigung der erneuerbaren Energien*. Diplomarbeit erstellt und eingereicht am IEE (TU Graz) - betreut vom Autor dieser Dissertation

⁸⁷ Mayer Claudia: *Potenziale erneuerbarer Stromerzeugung in Italien und Frankreich*. Diplomarbeit erstellt und eingereicht am IEE (TU Graz) - betreut vom Autor dieser Dissertation

⁸⁸ Auch für die weiteren im Rahmen dieser Arbeit dargestellten und unter Zuhilfenahme Geografischer Informationssysteme (ESRI ArcGIS 10) erstellten Karten bilden (GADM, 2012) und (DIVA-GIS, 2012) die Quellen für das Kartenmaterial (Ländergrenzen, administrative Grenzen usw.).

Nachdem im ersten Schritt die Angaben der Ausgangssituation „Referenz 2010“ in ATLANTIS abgebildet sind, werden in einem nächsten Schritt die Annahmen für die Einhaltung der Stützstellen 2022 und 2032 näher beschrieben.

Zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks bis 2032

Die in Tabelle 17 angeführten Szenariostützstellen 2010 (Anfang 2011), B-2022 und B-2032 werden interpoliert, um eine durchgängige Entwicklungszeitreihe der jährlich installierten Nettokapazität im Modell ATLANTIS abbilden zu können. Für den konventionellen Kraftwerkspark werden Abschätzungen zum Inbetriebnahmejahr vorgenommen und soweit vorhanden, tatsächliche Projektdaten herangezogen. Liegen keine Projektdaten vor, wird auf einen möglichst gleichmäßigen zeitlichen Verlauf der installierten Kraftwerksleistung in Deutschland geachtet⁸⁹. In der Kraftwerksliste aus dem Szenario-rahmen zum NEP2012 (Bundesnetzagentur, 2012a) werden neue Gaskraftwerke zwischen 2022 und 2032 mit Angaben zur Leistung und zum Netzanschlussknoten angegeben. Die Inbetriebnahmejahre dieser Kraftwerke werden für die Simulationen mit ATLANTIS sinnvoll angenommen. Unter der Berücksichtigung der Annahmen für 2011 werden in ATLANTIS entsprechende Kraftwerke zugebaut, um den regionalisierten Szenariowerten für 2022 und 2032 zu entsprechen. Wie bereits bei den konventionellen Kraftwerken argumentiert, muss auch bei den erneuerbaren Kraftwerken eine zeitliche Staffelung der Zubauten durchgeführt werden. In Abbildung 54 ist die Jahresreihe der Kraftwerksentwicklung in Deutschland dargestellt.

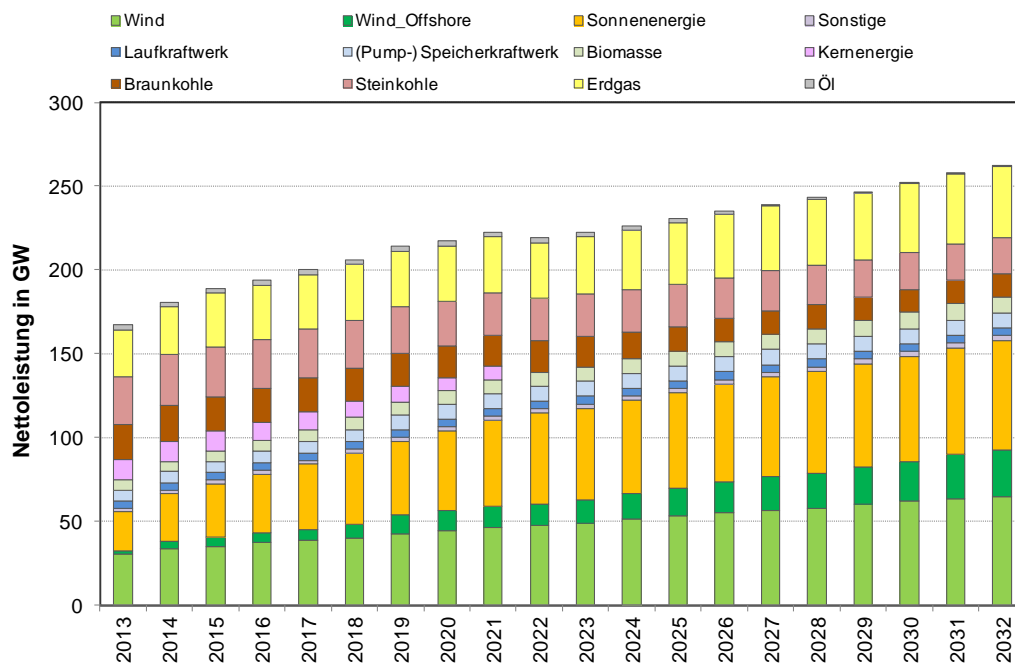


Abbildung 54: zeitliche Entwicklung der installierten Leistung des deutschen Kraftwerksparks im Szenario B abgebildet in ATLANTIS mit den Stützstellen B-2022 und B-2032 entsprechend dem Szenario-rahmen des NEP 2012 (Bundesnetzagentur, 2012a)

⁸⁹ Eine lineare Entwicklung für Deutschland ist nicht gleichbedeutend mit einer linearen Entwicklung auf der Ebene eines jeden Netzknotens.

4.2.1.2 Last- bzw. Verbrauchsmodellierung in Deutschland

Für die ATLANTIS-Simulationen werden Lastgänge in stündlicher Auflösung für Deutschland herangezogen. Die Auswertung des Jahreslastgangs ergibt dem Szenariorahmen entsprechend eine konstante Jahresspitzenlast von 84 GW. Basierend auf der in NEMO I durchgeführten Regionalisierung der Last auf die 220/380-kV-Netzknoten wird auch die Lastverteilung in ATLANTIS vorgenommen (Abbildung 55).

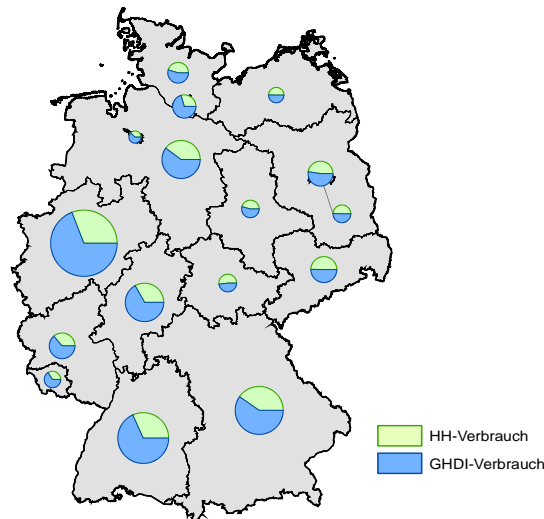


Abbildung 55: Verteilung des Verbrauchs auf Bundesländerebene für die Verbrauchsbestandteile Haushalte (HH) und Gewerbe/Handel/Dienstleistung/Industrie (GHDI). Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012)

4.2.1.3 Beschreibung des Szenarios für Kontinentaleuropa

In den Simulationen mit ATLANTIS wird in jedem Modellschritt das gesamte Netzgebiet Kontinentaleuropa (ENTSO-E CE) berücksichtigt. Dies bedeutet, dass auch die Wechselwirkungen mit dem benachbarten Ausland immanenter Bestandteil der Analysen mit ATLANTIS sind, weshalb eine angemessene Abbildung möglicher zukünftiger Entwicklungen auch für das EU-Ausland vollzogen wird. Nachdem der Szenarioraum für Deutschland entsprechend dem konsultierten Szenariorahmen (Bundesnetzagentur, 2012a) und entsprechend den Informationen aus dem Gutachten NEMO I (Consentec/IAEW, 2012) in ATLANTIS abgebildet ist, ist es erforderlich, auch die mit dem Szenario B für Deutschland konsistente Entwicklung des europäischen Auslandes in ATLANTIS nachzubilden. Dazu werden im Folgenden die Entwicklung des Kraftwerksparks, die angenommene Verbrauchsentwicklung sowie die Entwicklung des Höchstspannungsnetzes in ENTSO-E CE erläutert.

Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung in ENTSO-E CE

Die Annahmen und zugrundeliegenden Quellen für die Entwicklung des Kraftwerksparks in Kontinentaleuropa werden nachfolgend beschrieben. Als Datenbasis für die Entwicklung des Kraftwerksparks der in ATLANTIS abgebildeten Länder wird das „*Baseline Scenario*“ aus der Studie „*EU Energy Trends to 2030*“ (European Commission, 2010) herangezogen. In diesem Szenario wird ein konservativer Entwicklungsansatz für den Kraftwerkspark gewählt, der sich weitestgehend an bereits beschlossenen Kraftwerksprojekten orientiert.

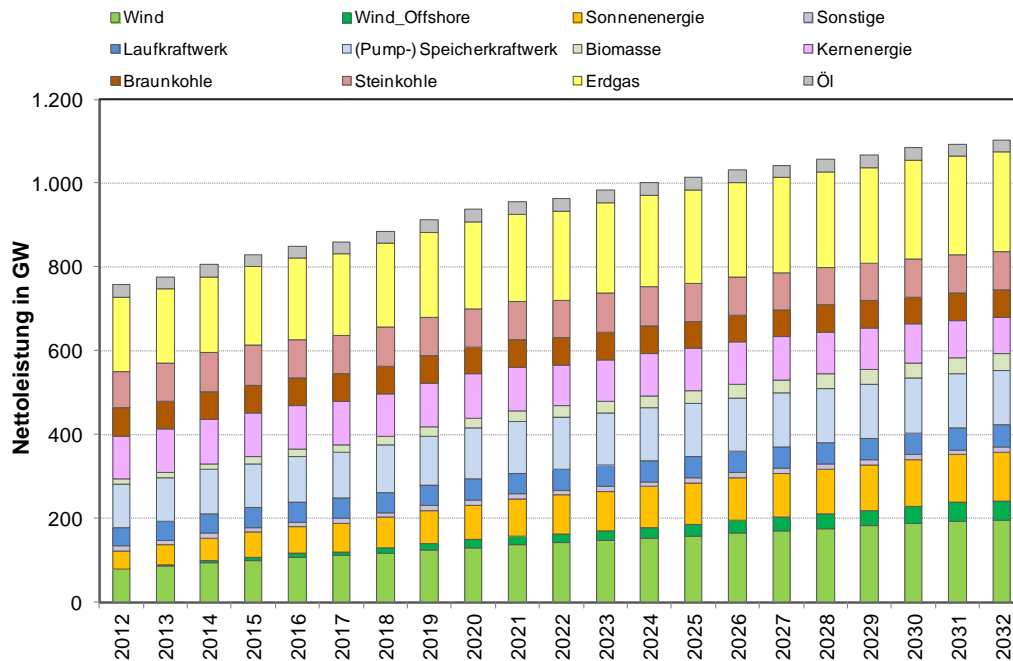


Abbildung 56: zeitliche Entwicklung der installierten Leistung des Kraftwerksparks in ENTISO-E CE bis 2032⁹⁰

Da die Datenbasis aus dem Jahr 2009 stammt, werden die Szenariowerte aktuellen z.T. energiepolitischen Gegebenheiten und den derzeit bekannten Entwicklungen angepasst. So wird zum Beispiel der schrittweise Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in der Schweiz im Szenario berücksichtigt. Die Projektionen des „*Baseline Scenarios*“ enden mit 2030 und werden im Rahmen dieser Arbeit bis 2032 extrapoliert. Für diese Weiterführung wird analysiert, aus welchen Kraftwerkstechnologien sich der Zubau zwischen 2020 und 2030 zusammensetzt. Anhand des ermittelten Entwicklungspfades wird anschließend unter Beachtung der Verbrauchsdeckung (Energiedeckung) sowie Spitzenlastdeckung und unter Berücksichtigung altersbedingt außer Betrieb gehender Kraftwerke der benötigte Kraftwerkszubau in den einzelnen Ländern ermittelt und implementiert. Dadurch wird ein annähernd stabiles Import-Export-Verhalten der einzelnen Länder angenommen. Die Entwicklung zeigt den generellen derzeitigen Trend weg von der Erzeugung aus Kohle und Öl hin zu Erdgas, sowie den forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien, allen voran Windkraft und Photovoltaik. Abbildung 56 zeigt die zeitliche Entwicklung des Kraftwerksparks in Europa bis 2032.

Die Basis für die Entwicklung des Verbrauchs in Europa bildet das „*Baseline Scenario*“ der Studie „*EU Energy Trend to 2030*“, wodurch gewährleistet wird, dass die Entwicklung mit den Annahmen bezüglich des Kraftwerksparks konsistent ist. Der EU Energy Trend gibt eine ländergenaue Entwicklung des Verbrauchs bis 2030 an. Jene Länder Kontinentaleuropas, die im Energy Trend keine Erwähnung finden, werden mit Werten, die den generellen Trend des Szenarios widerspiegeln, belegt.

⁹⁰ Bei dem Vergleich der in Abbildung 56 dargestellten Entwicklung mit den Angaben der EU gilt es zu berücksichtigen, dass das EU-Szenario die EU-27 Länder enthält, während ATLANTIS jene Länder berücksichtigt, welche Teil des synchronen Netzes der ENTISO-E CE (ehem. UCTE) sind. In ATLANTIS werden die Grenzländer zum synchronen Netzgebiet ENTISO-E CE basierend auf historischen Import-Export-Mengen beachtet. Die EU-Mitgliedsstaaten Irland, die baltischen Staaten Estland, Lettland und Litauen sowie Malta und Zypern werden in ATLANTIS nicht berücksichtigt, da sie derzeit keine direkte Leitungsverbindung zum synchronen Netz der ENTISO-E CE besitzen. Von der Ukraine wird nur das synchrone Gebiet Ukraine-West modelliert.

Entwicklung des Höchstspannungsnetzes in ENTSO-E CE

Basierend auf der EU-Verordnung 714/2009/EG veröffentlicht die ENTSO-E im Abstand von zwei Jahren einen gemeinschaftsweiten, nicht verbindlichen, zehnjährigen Netzentwicklungsplan, den sogenannten „Ten-Year Network Development Plan der ENTSO-E“ (TYNDP). Dieser erschien erstmals 2010 (ENTSO-E, 2010) und bildet eine solide Grundlage für die durchgeführten ATLANTIS-Simulationen. Neben den grenzüberschreitenden Netzprojekten aus NEMO I (Consentec/IAEW, 2012, ff.A-3) sind im TYNDP 2010 und im TYNDP 2012 (ENTSO-E, 2012b) weitere zum derzeitigen Standpunkt als realistisch anzunehmende Projekte angeführt und in ATLANTIS modelliert.

Entwicklung der Handelskapazitäten

In ATLANTIS werden NTC-Werte je Grenze und Handelsrichtung auf monatlicher Basis⁹¹ hinterlegt. Die Startwerte für das Jahr 2011 beruhen auf statistischen Auswertungen aus den stündlichen Handelsflüssen der Jahre 2006 bis 2011 gemäß ENTSO-E. Die *Net Transfer Capacities*⁹² je Grenze aus NEMO I (Consentec/IAEW, 2012) werden grundsätzlich in ATLANTIS übernommen, wobei eine Anpassung an das Inbetriebnahmejahr des jeweils dazugehörigen Netzausbauprojektes vorgenommen wird. Wird bspw. 2025 eine Grenzkuppelstelle durch ein Ausbauprojekt verstärkt, so wird eine gleichzeitige Veränderung des NTC-Wertes angenommen. Damit wird in ATLANTIS der NTC-Wert der betroffenen Grenze bereits 2025 (in Übereinstimmung mit dem Inbetriebnahmejahr des korrespondierenden Netzprojektes) entsprechend dem Wert für das Jahr 2032 aus dem Gutachten NEMO I (Consentec/IAEW, 2012, ff.A-6) modelliert. Somit wird eine bestmögliche Kohärenz der Netzentwicklung und der Entwicklung der Handelskapazitäten erreicht. Abbildung 57 und Abbildung 58 zeigen die NTC-Werte für Winter und Sommer jeweils für das Jahr 2022 bzw. 2032.

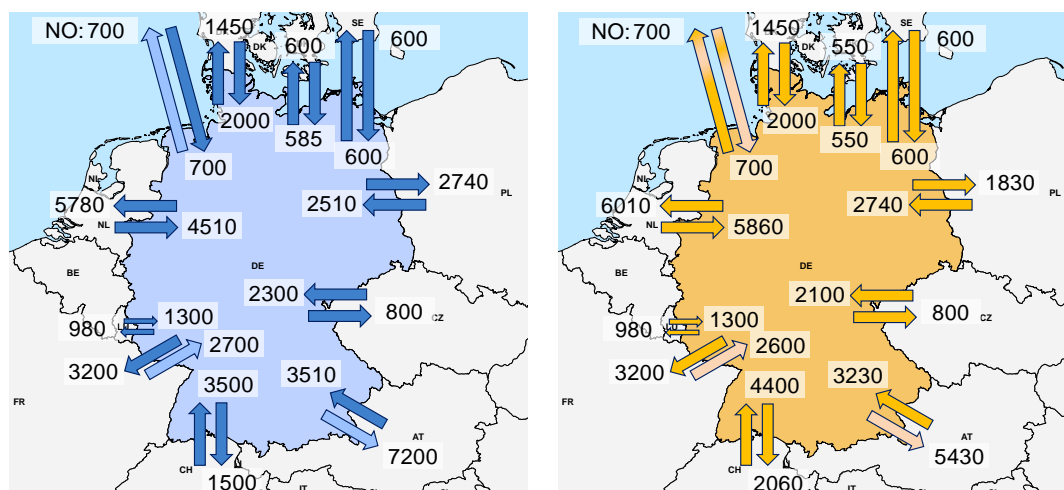


Abbildung 57: NTC-Werte für Deutschland in MW für die Wintermonate 2022 (links) und die Sommermonate 2022 (rechts), Datenquelle (Consentec/IAEW, 2012)

⁹¹ Für die Monate Oktober bis inkl. März werden die Winterwerte aus NEMO I verwendet, die restlichen Monate bekommen den NTC-Wert für Sommer.

⁹² Dieser Wert in MW stellt die für den Stromhandel maximal zur Verfügung stehende Handelskapazität an den Marktgrenzen dar, welche in Form von marktbasierter Auktionen (Market Coupling) versteigert wird.

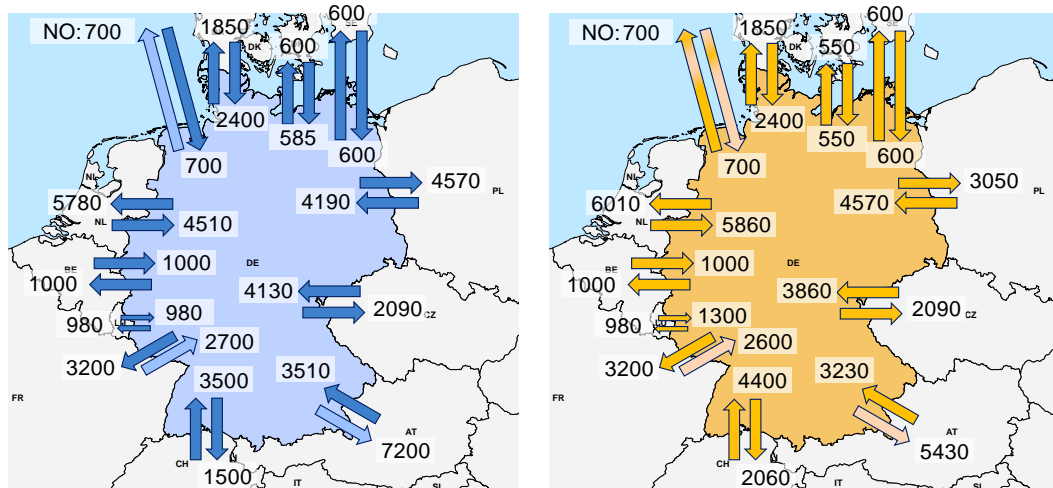


Abbildung 58: NTC-Werte in MW für die Wintermonate 2032 (links) und die Sommermonate 2032 (rechts)
 Datenquelle (Consentec/IAEW, 2012) und eigene Annahmen

4.2.1.4 Entwicklung der Brennstoffpreise und des CO₂-Preises

Unter Anwendung eines ökonometrischen Brennstoffpreis-Modells in ATLANTIS werden bei Berücksichtigung länderspezifischer Charakteristika der Transportinfrastruktur für Primärenergieträger (Rohöl, Erdgas, Steinkohle) länderspezifische Brennstoffpreise für thermische Kraftwerke in Abhängigkeit der Preisniveaus von Erdöl, Erdgas und Kohle berechnet. Somit werden internationale Differenzen in den fossilen Brennstoffpreisen und deren direkte Auswirkungen auf den nationalen Kraftwerkseinsatz sowie das Import-Export-Verhalten einzelner Länder modellhaft abgebildet. Aufgrund der jährlich fortschreitenden Simulation in ATLANTIS ist ebenso eine zeitliche Entwicklung der Brennstoffpreise erforderlich. Mit fortschreitendem Zeithorizont wird im Szenario eine Konvergenz (z.B. durch Ausbau der Transportinfrastruktur für Primärenergieträger) der nationalen Brennstoffpreise angenommen.

Nach einer eingehenden Analyse unterschiedlicher internationaler Studien⁹³ wird das *IEA World Energy Outlook (WEO) 2010 New Policies Scenario* (IEA, 2010) als Basis für die Entwicklung des Brennstoffpreises in den ATLANTIS-Simulationen herangezogen. Aufgrund der Charakteristik des fossilen Brennstoffs Braunkohle existiert kein globaler bzw. internationaler Markt für Braunkohle. Daher wird der basierend auf (Prognos AG, 2011) angenommene Braunkohlepreis in das Brennstoffpreismodell von ATLANTIS übernommen.

Bezüglich des CO₂-Preises und dessen Entwicklung werden für die ATLANTIS-Simulationen die Werte aus (Prognos AG, 2011) herangezogen, welche auch den Marktsimulationen im Gutachten NEMO I (Consentec/IAEW, 2012, S.19) zugrunde liegen. Somit werden fossile Kraftwerke basierend auf spezifischen Emissionswerten je produzierter Energieeinheit für das Jahr 2022 mit einem CO₂-Preis von 26 € je Tonne CO₂ beaufschlagt. Im Jahr 2032 liegt der angenommene CO₂-Preis bei 43 € je Tonne. Die Preise sind in realen Werten bezogen auf 2009 zu verstehen. Tabelle 18 zeigt die in ATLANTIS angenommenen Brennstoffpreise in Deutschland und den europaweit einheitlichen CO₂-Preis. Das zugrundegelegte Brennstoffpreinsniveau in Kombination mit dem CO₂-Preis lässt keine strukturelle Veränderung der Reihenfolge von Steinkohlekraftwerken und Erdgaskraftwerken in der Merit Order der variablen Erzeugungskosten (Fuel Switch) erwarten.

⁹³ Darunter EU Energy Trends up to 2030 Baseline Scenario (EU-Studie), IEA WEO 2009, IEA WEO 2010, DENA Netzstudie I und DENA Netzstudie II und andere.

Tabelle 18: Brennstoff- und CO₂-Preise für Deutschland im Modell ATLANTIS

		2022	2032
Steinkohle	EUR ₂₀₀₉ /MWh _{th}	14,20	15,40
Erdgas	EUR ₂₀₀₉ /MWh _{th}	30,09	32,62
Braunkohle	EUR ₂₀₀₉ /MWh _{th}	0,55	0,58
CO₂	EUR ₂₀₀₉ /tCO ₂	26,00	43,00

4.3 Einbindung steuerbarer Transportkorridore in das Höchstspannungsnetz

Wie bereits mehrfach erläutert, verändern sich durch den bevorstehenden Strukturbruch auf der Aufbringungsseite elektrischer Energie die zukünftigen Anforderungen an das deutsche und auch an das europäische Höchstspannungsnetz. Die örtliche Distanz und zeitliche Entkopplung zwischen Erzeugung aus dargebotsabhängigen Energiequellen und dem Bedarf an elektrischer Energie sowie Energiespeicherung erfordern einen gerichteten Stromtransport. In Deutschland drängt sich in jüngster Vergangenheit und mit Umsetzung der jährlich rollierenden Netzausbauplanung nach Energiewirtschaftsgesetz die Frage nach der Notwendigkeit von Overlay-Netzstrukturen wie bspw. Hochspannungsgleichstromleitungen (HGÜ, HVDC) auf. Vergleicht man die derzeitige geografische Verteilung der Aufbringungsstruktur in Deutschland mit jener des Szenariorahmens für das Jahr B-2022 bzw. B-2032 (Bundesnetzagentur, 2012a), erkennt man deutlich die zunehmende räumliche Distanz zwischen Erzeugung und Verbrauch (Abbildung 59). Dies gilt insbesondere auch unter dem Gesichtspunkt der Abnahmeverpflichtung der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen durch die Übertragungsnetzbetreiber. Es gilt, lastferne Erzeugung vor allem aus Windkraft im Norden Deutschlands (On- und Offshore) mit den verbrauchsintensiven südlicheren Bundesländern zu verbinden.

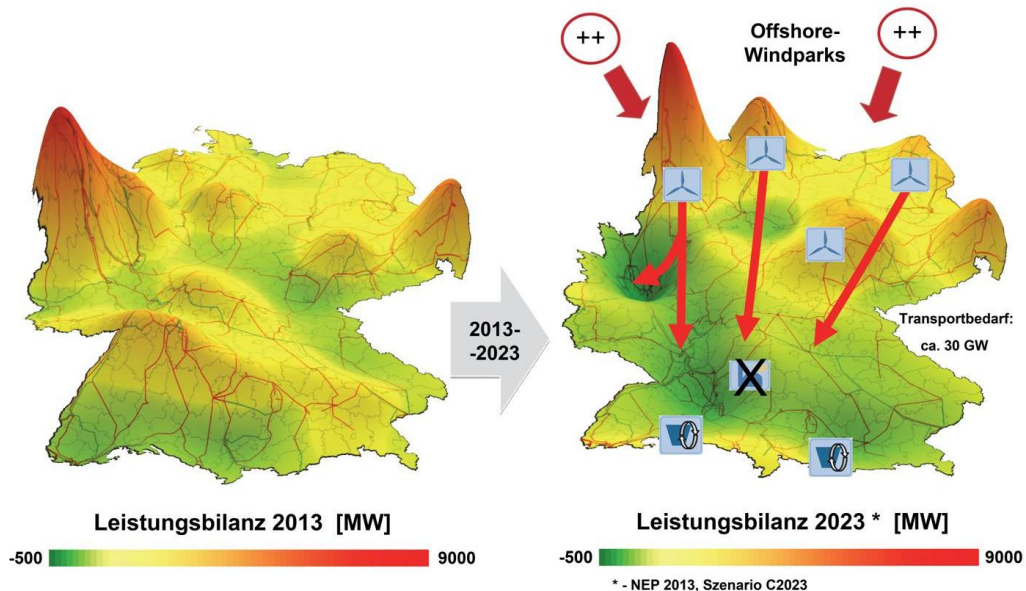


Abbildung 59: Leistungsbilanz in Deutschland im Jahr 2013 und im Szenariojahr 2023 (Barth, 2013)

Dabei darf das umliegende Ausland bei den zu erwartenden großen Nord-Süd-Transportmengen keinesfalls außer Acht gelassen werden. Zusätzlich gewinnt der Gedanke einer Energiewende hin zu einer klimafreundlichen Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien auch in anderen EU-Staaten zunehmend an politischer Bedeutung. Im Rahmen der Energiewende in Deutschland ist die Notwendig-

keit von Overlay-Netzstrukturen wie bspw. Hochspannungsgleichstromleitungen (HGÜ) mit dem Netzentwicklungsprozess 2012 in verschiedenen Ausprägungen umfassend untersucht (Stigler et al., 2012a) (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012a) und im Bundesbedarfsplangesetz rechtlich festgehalten (BBPlG2013, 23.07.2013).

4.3.1 Analyse des Transportbedarfs für das Jahr 2032

Zur Ermittlung des Transportbedarfs in Deutschland wird für einen Extremfall mit Starklast, Starkwinderzeugung und geringer Erzeugung aus PV im Szenario B-2032 unter der Annahme, dass weder in Deutschland noch im restlichen synchronen Höchstspannungsnetz Netzengpässe einen Kraftwerkseinsatz entsprechend dem Marktergebnis (Kupferplatte) verhindern können, eine Lastflusssimulation mit ATLANTIS durchgeführt. Es wird ersichtlich, dass sich innerhalb Deutschlands deutliche Leitungszüge in Nord-Süd-Ausrichtung mit Auslastungen über 100% bezogen auf das thermische Limit der einzelnen Leitungen ausprägen. Weiters treten derart hohe theoretische Auslastungen auch im benachbarten Ausland auf. Verdrängungslastflüsse (Ringflüsse, loop flows) sind insbesondere über die Niederlande und Belgien zu beobachten. Diese Netzbelastungen sind jedoch nicht ausschließlich auf die Windeinspeisung im Norden Deutschlands zurückzuführen, sondern teilweise auch auf das Marktergebnis innerhalb der jeweiligen Länder. Der kumulierte Transportbedarf in Nord-Süd-Richtung liegt für diesen besonders schwierigen Netznutzungsfall (Stigler et al., 2012a)⁹⁴ im Szenariojahr B-2032 bei rund 29 GW⁹⁵. Diese Ergebnisse der DC-Lastflussrechnung gelten unter der Annahme, dass alle Leitungen theoretisch unbegrenzt belastbar und auch Ringflüsse über das Ausland im Rahmen des Marktergebnisses unbegrenzt möglich sind.

In einer weiteren ATLANTIS-Extremfallrechnung wird zunächst das gesamteuropäische Market Coupling basierend auf dem NTC-Modell berechnet. Daran anschließend wird der kostenminimale Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung des Handelsergebnisses mittels Anwendung des DC-Lastflussmodells bestimmt (vgl. Abschnitt 3.10). Da diese Berechnung für das Startnetz durchgeführt wird, ist es für den beabsichtigten Zweck dieser Simulation notwendig, die Netzrestriktionen für innerdeutsche Netzelemente⁹⁶ und deutsche grenzüberschreitende Leitungen unberücksichtigt zu lassen. Lediglich im restlichen synchronen Netzgebiet ENTSO-E CE wird eine thermische Sicherheitsmarge von 30% und damit eine maximal zulässige Belastbarkeit von 70% des thermischen Limits jedes Netzelementes berücksichtigt. Durch diese Annahmen ist gewährleistet, dass modellhaft keine innerdeutschen Engpässe die Fahrweise der Kraftwerke laut Marktmodell beeinflussen. Das Ergebnis untermauert die Erkenntnisse aus der ersten Analyse. Für manche Leitungen des deutschen Höchstspannungsnetzes ergeben sich theoretische Auslastungen über der Grenze von 70% bezogen auf das thermische Limit. Es zeichnen sich dabei insbesondere Nord-Süd-Leitungszüge ab, welche durchgängig über 70% belastet sind.

⁹⁴ Der Netznutzungsfall L+W+P- hat sich als Worst-Case-Fall ergeben. Diese Schlussfolgerung beruht auf umfassenden Analysen, welche im Rahmen des Gutachtens (Stigler et al., 2012a) vom Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz durchgeführt wurden.

⁹⁵ In Relation dazu beträgt die installierte thermische Übertragungskapazität unter Berücksichtigung der Realisierung der Startnetzmaßnahmen entlang einer fiktiven Ost-West-Schnittlinie zwischen dem 52. und 53. Breitengrad rund 27 GW. Unter Berücksichtigung eines (n-1)-sicheren Netzbetriebes ist selbst bei der stark vereinfachenden Annahme einer gleichmäßigen Lastflussaufteilung auf die Nord-Süd-Leitungszüge eine thermische Übertragungskapazität von ca. 40 GW notwendig um rund 29 GW zu übertragen.

⁹⁶ Phasenschiebertransformatoren und querregelfähige Transformatoren wurden auf Mittelstellung fixiert.

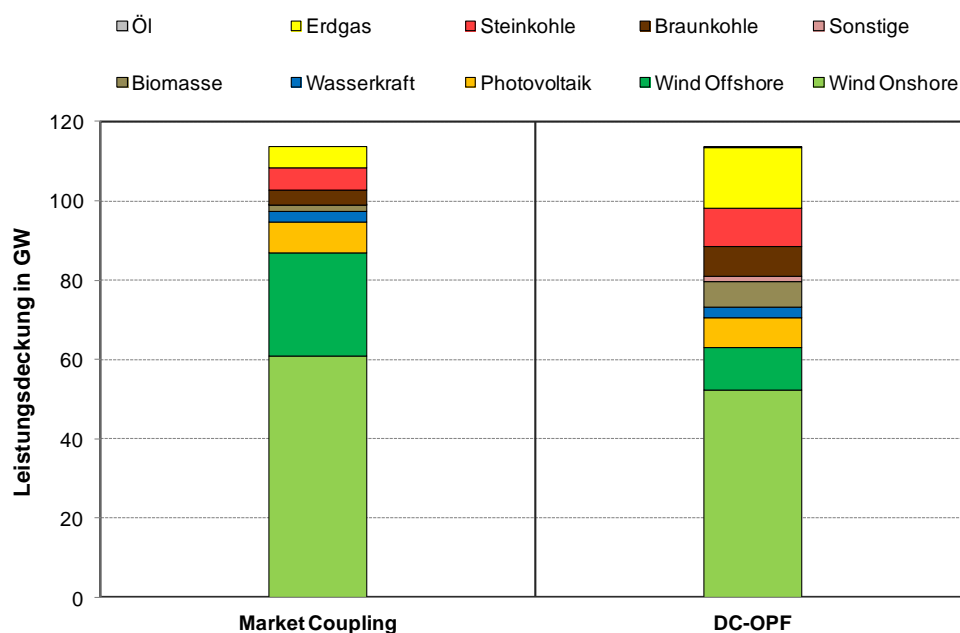


Abbildung 60: Vergleich des Kraftwerkseinsatzes laut Marktmodell mit jenem laut DC-Lastflussmodell (kostenminimaler Redispatch) für den Extremfall Starkwind, Starklast, schwache PV im Jahr B-2032 in ATLANTIS (ohne Leitungslimit im deutschen Startnetz)

Zusätzlich zeigt die Simulation den Einfluss des europäischen Auslandes auf die Durchführbarkeit des laut Markt ermittelten Kraftwerkseinsatzes in Deutschland auf. Der hohe Vermaschungsgrad des europäischen Höchstspannungsnetzes und die nur in geringem Maße mögliche Steuerbarkeit des Leistungsflusses führen auch im angenommenen unlimitierten Netz innerhalb Deutschlands zu europäischen Ringflüssen (loop flows). Diese führen zu Netzengpässen im europäischen Ausland und in weiterer Folge auch zu einem im Modell durchgeführten Redispatch innerhalb von Deutschland. Abbildung 60 stellt die Leistungsdeckung entsprechend dem Marktmodell jener aus dem DC-Lastflussmodell gegenüber. Das Ergebnis des Marktmodells ist ein kostenminimaler Kraftwerkseinsatz basierend auf NTC-Werten an den nationalen Grenzen. Im DC-Lastflussmodell wird unter Einhaltung der vorgegebenen Netzrestriktionen versucht, den Kraftwerkseinsatz laut Marktmodell zu vollziehen (Abschnitt 3.10). Ist dies unter Einhaltung der Nebenbedingungen nicht möglich, so wird ein kostenminimaler Kraftwerksredispatch vollzogen. Dabei zeigt der Vergleich in Abbildung 60, dass bei Einhaltung der laut Market Coupling Modell ermittelten kostenoptimalen Austauschmenge (Regelzonensaldo) ein nicht unerheblicher Eingriff in den deutschen Kraftwerkseinsatz in Form von Redispatchmaßnahmen notwendig ist. Rund 24 GW Windkraft, davon 8,5 GW Offshore Windkraft, können in diesem Netznutzungsfall nicht dem Markt entsprechend in das Höchstspannungsnetz integriert werden und sind daher von Redispatchmaßnahmen in Form einer Leistungsreduktion (negativer Redispatch) betroffen. Aufgrund der geringen variablen Erzeugungskosten von Windkraft ist die Leistungsreduktion derartiger Anlagen bei dem in ATLANTIS verfolgten Ansatz eines kostenoptimalen Redispatches eine der letzten Maßnahmen, die für einen sicheren Netzbetrieb⁹⁷ ergriffen wird. Als Ersatz für die Leistungsreduktion erneuerbarer Energieerzeugung werden kostenoptimiert thermische Kraftwerke, vorwiegend Erdgas-, Kohle- und Biomassekraftwerke hochgefahren (positiver Redispatch). Betrachtet man die geografische Verteilung des negativen Redispatch zeigt sich der Schwerpunkt insbesondere an den Netzknoten im Norden

⁹⁷ Im Rahmen der in ATLANTIS durchgeführten DC-Lastflussrechnungen bedeutet der Begriff „sicherer Netzbetrieb“ die Einhaltung der Netzrestriktionen.

Deutschlands. Positiver Redispatch wird schwerpunktmäßig in Nordrhein-Westfalen und im Süden Deutschlands erbracht. Die durchgeführten Extremfallrechnungen im Startnetz zeigen somit einen Nord-Süd-Transportbedarf im Jahr 2032 in der Größenordnung deutlich über 20 GW. Diese Leistungszahl dient unter Berücksichtigung des vorhandenen 220/380-kV-Höchstspannungsnetzes als erstes Schätzmaß für die Größenordnung von Overlaykorridoren.

4.3.2 Bestimmung vorteilhafter Anschlussknoten für DC-Leitungen in Deutschland

Unter Anwendung der in Abschnitt 3.4.3 umfassend beschriebenen Methode zur Bestimmung elektrizitätswirtschaftlich optimaler Anschlussknoten für HGÜ-Leitungen werden in diesem Abschnitt vorteilhafte Ein- und Ausspeiseknoten für DC-Systeme in Deutschland erhoben. Nachfolgend werden die Ergebnisse aus der Methodenanwendung basierend auf dem Extremfall „Starklast, Starkwind, schwache PV-Erzeugung“ für das Jahr 2032 (Szenario B) dargestellt. Dieser Extremfall ist dem auslegungsrelevanten Netznutzungsfall L+W+P- für B-2032 aus dem Gutachten NEMO I (Consentec/IAEW, 2012) nachempfunden⁹⁸. Abbildung 61 zeigt die Leistungsdeckung für Deutschland aus der ATLANTIS-Simulation. Bemessen an der installierten Leistung aus Windkraft im Szenario B-2032 speisen die Windkraftanlagen in diesem Starkwindfall mit einer Quote von 95% bzw. mit 87,8 GW (davon 25,9 GW Offshore) ein. Die Einspeiseleistung aus PV beträgt 8 GW, jene aus Wasserkraft nur knapp 2,7 GW. Die inländische Last (inkl. Pumpverbrauch) liegt bei rund 83 GW, woraus eine Deckungsquote aus erneuerbaren Energien von 100% resultiert. Der hohe Anteil kostengünstiger RES-Erzeugung begünstigt den Stromexport in die Nachbarländer Deutschlands.

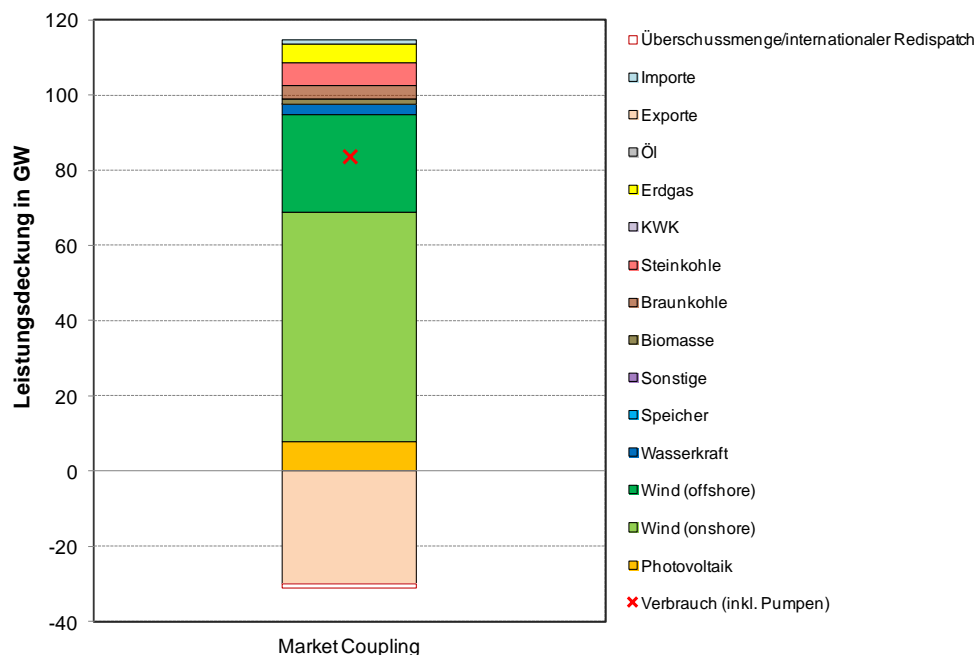


Abbildung 61: Leistungsdeckung für Deutschland für den Extremfall „Starklast, Starkwind, schwache PV-Erzeugung“ im Jahr 2032 (Szenario B) (Marktergebnis in ATLANTIS)

⁹⁸ Während die Erzeugung aus den dargebotsabhängigen Technologien wie Windkraft, Wasserkraft und Photovoltaik ebenso wie die Last in ATLANTIS bestmöglich dem Ergebnis aus NEMO I nachempfunden ist, ergeben sich modellbedingte Unterschiede im Einsatz des konventionellen Kraftwerksparks sowie im Import-Export-Saldo Deutschlands.

Der Nettoexport gemäß dem in ATLANTIS abgebildeten europaweiten Market Coupling beträgt rund 30 GW. Physikalisch ergibt sich durch die Kopplung von Marktmodell und DC-OPF-Modell (vgl. Abschnitt 3.10) die Notwendigkeit für internationalen Redispatch, wenn das Startnetz (ohne HGÜ-Korridore, ohne AC-NOVA-Maßnahmen) hinterlegt wird. Unter Einhaltung der vom Startnetz vorgegebenen Netzrestriktionen kann das Marktergebnis (Handelsnettoexport von rd. 30 GW) nicht eingehalten werden, wodurch eine Reduktion um 1 GW auf einen physikalischen Nettoexport von rd. 29 GW vollzogen wird. Abbildung 62 zeigt links das Marktergebnis mit den Handelsflüssen und rechts die physikalischen Lastflüsse auf den grenzüberschreitenden Leitungskorridoren.

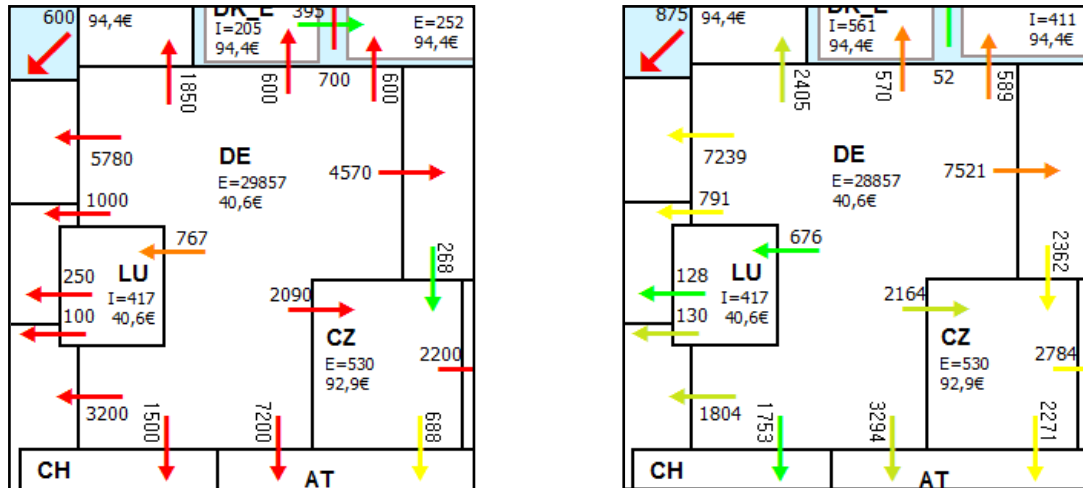


Abbildung 62: ATLANTIS-Snapshots für B-2032 laut Market Coupling mit NTC (links) und laut physikalischem DC-Lastflussmodell (kostenminimaler Redispatch im Startnetz) (rechts) im Extremfall „Starklast, Starkwind, schwache PV“ im Startnetz⁹⁹

Abbildung 63 zeigt für den dargestellten Extremfall das Ergebnis der Schattenpreisanalyse der einzelnen Netzknoten. In der linken Darstellung entspricht das der Berechnungsmethodik (Abschnitt 3.4) zugrunde gelegte Netz in Deutschland dem sogenannten Startnetz (ohne HGÜ-Maßnahmen, ohne AC-NOVA-Maßnahmen). Die Skalierung der Knotenschattenpreise ist in zehn Klassen eingeteilt. Davon sind fünf Klassen strikt negativ (Klasse I bis V) und weitere fünf Klassen strikt positiv (Klasse VI bis X). Negative Schattenpreise (der Gleichung (3-65) von Seite 54) als Ergebnis der Berechnung mit GAMS deuten auf die Zweckmäßigkeit einer zusätzlichen Ableitung (DC-Leitung die Leistung aus dem AC-Netz entnimmt und abtransportiert) hin, während positive Schattenpreise den Knoten für eine zusätzliche Zuleitung (DC-Leitung die Leistung in das AC-Netz einspeist) präqualifizieren. In weiterer Folge wird von vorteilhaften Ausspeiseknoten für steuerbare Korridore gesprochen, in denen das umliegende AC-Netz Leistung in ein DC-Overlaysystem ausspeist. Im Gegensatz dazu sind Knoten mit positiven Schattenpreisen als Ergebnis der Berechnung mit GAMS als vorteilhafte Einspeiseknoten für steuerbare Korridore zu betrachten. Dabei wird die im DC-System transportierte Leistung in das umliegende AC-Netz eingespeist. Ausgedrückt in Geldeinheiten, bedeutet eine Ausspeisung im Ausmaß einer marginalen Einheitsgröße die Veränderung der Zielfunktion im Ausmaß des Schattenpreises. Eine

⁹⁹ Die Marktzonepreise stammen aus dem Market Coupling Modell und sind als nominelle Angaben in €/MWh zu interpretieren. Die Farbgebung der Pfeile spiegelt die Auslastung des NTCs bzw. des thermischen Limits der grenzüberschreitenden Leistung (Summe aller Leitungen) wider, wobei rot der maximal zulässigen Auslastung entspricht. Physikalisch ergeben sich die Wirkleistungsflüsse entsprechend der DC-OPF-Berechnung.

Ausspeisung an einem bestimmten Knoten muss mit einer Einspeisung an einem anderen Knoten einhergehen. Nur so kann das Systemgleichgewicht gewährleistet werden.

Vergleicht man die geografische Verteilung der negativen Schattenpreise (Abbildung 63 links) mit dem Dargebot an Windkraft im betrachteten Starkwindfall (grüne Kreise in Abbildung 63 rechts) erkennt man, dass insbesondere im Bereich der erzeugungsstarken Offshorewindkraftanlagen bzw. der an der Küste angesiedelten Onshoreanlagen negative Schattenpreise in Erscheinung treten. Eine Gegenüberstellung der positiven Schattenpreise (Abbildung 63 links) mit den Lastschwerpunkten im Südwesten Deutschlands in Abbildung 63 (rechts) zeigt ebenso eine gute Übereinstimmung. Zusätzlich zeigt sich im Bereich des Lastzentrums Nordrhein-Westfalen verglichen mit dem Rest Deutschlands ein rascher Übergang von negativen auf positive Schattenpreise in einem räumlich begrenzten Netzgebiet. Dies deutet auf Engpässe in diesem ausgeprägt hochvermaschten Netzbereich in Deutschland hin, welche teilweise auch ohne die Notwendigkeit von Redispatch durch Maßnahmen wie z.B. Sonderschaltungen behoben werden können¹⁰⁰. Aus rein energiewirtschaftlicher Sichtweise ist eine Unterbrechung einer DC-Leitung vom Nordwesten (vorteilhafte Ausspeiseknoten) in den Bereich Südwesten (vorteilhafte Einspeiseknoten) in Nordrhein-Westfalen durchaus sinnvoll. Die energiewirtschaftliche Sinnhaftigkeit für eine derartige Unterbrechung des Nord-Süd-Korridors bzw. die Aufteilung des Korridors in einen nördlichen und einen südlichen Teil liegt unter anderem darin begründet, dass damit eine der verbrauchsstärksten Regionen Deutschlands in das System eines Overlaynetzes eingebunden wird. Die Versorgung dieser Region ist damit sowohl aus Windkrafterzeugung im Norden als auch durch Photovoltaik im Süden möglich. Weiters sind in dieser Region in größerem Umfang Gaskraftwerke vorhanden, deren Systemfunktion im Zusammenhang mit der Volatilität regenerativer Erzeugung zukünftig zunehmend von Bedeutung sein wird. Zudem gilt es die zeitliche Lücke zwischen Verbrauch und Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu schließen. Dies kann aus gegenwärtiger Sicht großtechnisch nahezu ausschließlich durch Pumpspeicherkraftwerke bspw. in den Alpen (BMW, BMWFI, UVEK, 2012) überbrückt werden, wodurch auch eine südliche Anbindung des Verbraucherschwerpunkts Nordrhein-Westfalen auf lange Sicht energiewirtschaftlich zweckmäßig scheint. Auch im illustrativen Beispiel über die Wirkungsweise der Methode zur Bestimmung vorteilhafter Anschlussknoten (Abschnitt 3.4.3.4 Seite 63ff.) wurde gezeigt, dass die Abstützung der vorteilhaften Direktverbindung von zwei Knoten keinen negativen Einfluss auf das Optimum hat. Ausgehend von den strategischen Ellipsen in Abbildung 63 (links) für vorteilhafte Ein- und Ausspeiseknoten bedarf es einer Feinplanung für den tatsächlichen Anschluss von DC-Systemen im Nahbereich vorteilhafter Knoten. Im Rahmen dieser Arbeit wird dieser Feinplanungsprozess in einfachster Weise vollzogen. Ausgehend von den optimalen Netzknoten aus der im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Methode werden im Nahbereich strukturelle und situative Engpässe in den Entscheidungsprozess aufgenommen. Tatsächlich aber kann dieser Feinplanungsprozess im Nahbereich der Overlaykorridore zeitnah mit der Errichtung der HGÜ-Korridore und erst bei exakter Kenntnis zukünftiger Einspeiseknoten von Kraftwerken (hauptsächlich bei Offshoreanlagen) erfolgen. Dabei wird dieser Prozess in hohem Ausmaß von netztechnischen Aspekten (Versorgungssicherheit, Netzbetrieb etc.) und nur hintergründig elektrizitätswirtschaftlich geprägt sein. Vergleicht man das Ergebnis in Abbildung 63 (links) mit dem Ergebnis aus (Linnemann

¹⁰⁰ Derartige Maßnahmen sind Teil des operativen Engpassmanagements im täglichen Netzbetrieb. Für die *langfristige* Netzplanung mit ATLANTIS bleiben sie jedoch unberücksichtigt.

et al., 2012) (Abbildung 32 Seite 46) zeigt sich eine ähnliche Tendenz für vorteilhafte Anschlussknoten für DC-Systeme im Szenariorahmen des deutschen Netzentwicklungsprozesses 2012.

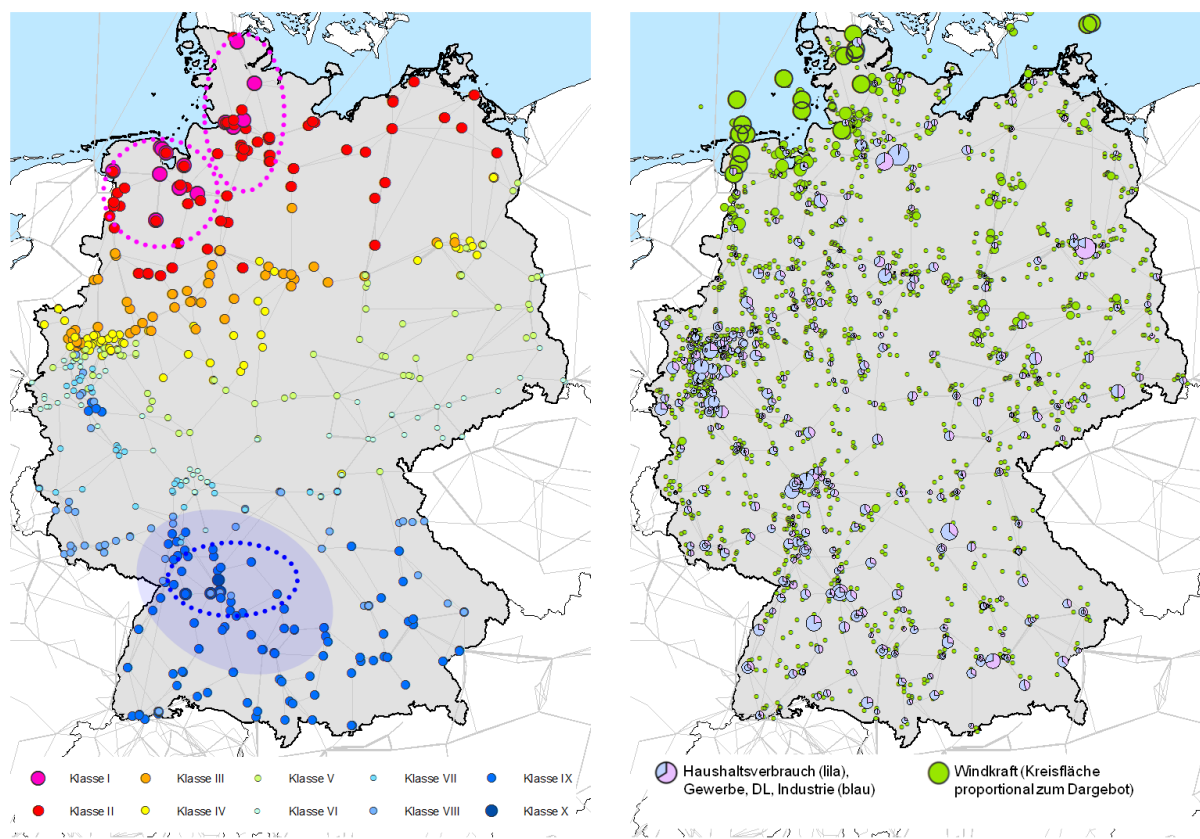


Abbildung 63: links: Knotenschattenpreise für den Extremfall „Starklast, Starkwind, schwache PV-Erzeugung“ im Jahr 2032 (Szenario B) mit dem zugrunde gelegten Startnetz (ohne HGÜ-Leitungen, ohne AC-NOVA). rechts: Verteilung der Last basierend auf (Consentec/IAEW, 2012) und das Winddargebot im Extremfall „Starklast, Starkwind, schwache PV“ im Jahr B-2032¹⁰¹

In Abbildung 64 sind die Knotenschattenpreise für den Extremfall „Starklast, Starkwind, schwache PV-Erzeugung“ für das Jahr 2032 basierend auf der Annahme eines DC-Korridors verlaufend vom Nordwesten in den Südwesten dargestellt. In der linken Darstellung beträgt die Übertragungskapazität des Korridors 9 GW (bestehend aus drei Korridoren zu je 3 GW). In der rechten Darstellung beträgt die Kapazität das 1,5-fache und demzufolge 13,5 GW. Vergleicht man beide Ergebnisse mit dem Ergebnis ohne HGÜ-Korridor (Abbildung 63 links), dann ist eine deutliche Reduktion der Schattenpreise zu erkennen.¹⁰² Durch den steuerbaren Nord-Süd-Transportkorridor kommt es zu einer Entlastung im unterlagerten Drehstromnetz und vielerorts sinken die Schattenpreise und damit die Notwendigkeit für zusätzlichen Netzausbau.

¹⁰¹ Die genauen Standortkoordinaten zukünftiger Kraftwerksanlagen sind gegenwärtig nicht bekannt und daher angenommen. Die Anlagen sind entsprechend der Regionalisierung des Szenariorahmens zum NEP 2012 geografisiert (Consentec/IAEW, 2012).

¹⁰² Die Klasseneinteilung ist in Abbildung 63 und Abbildung 64 identisch und damit vergleichbar.

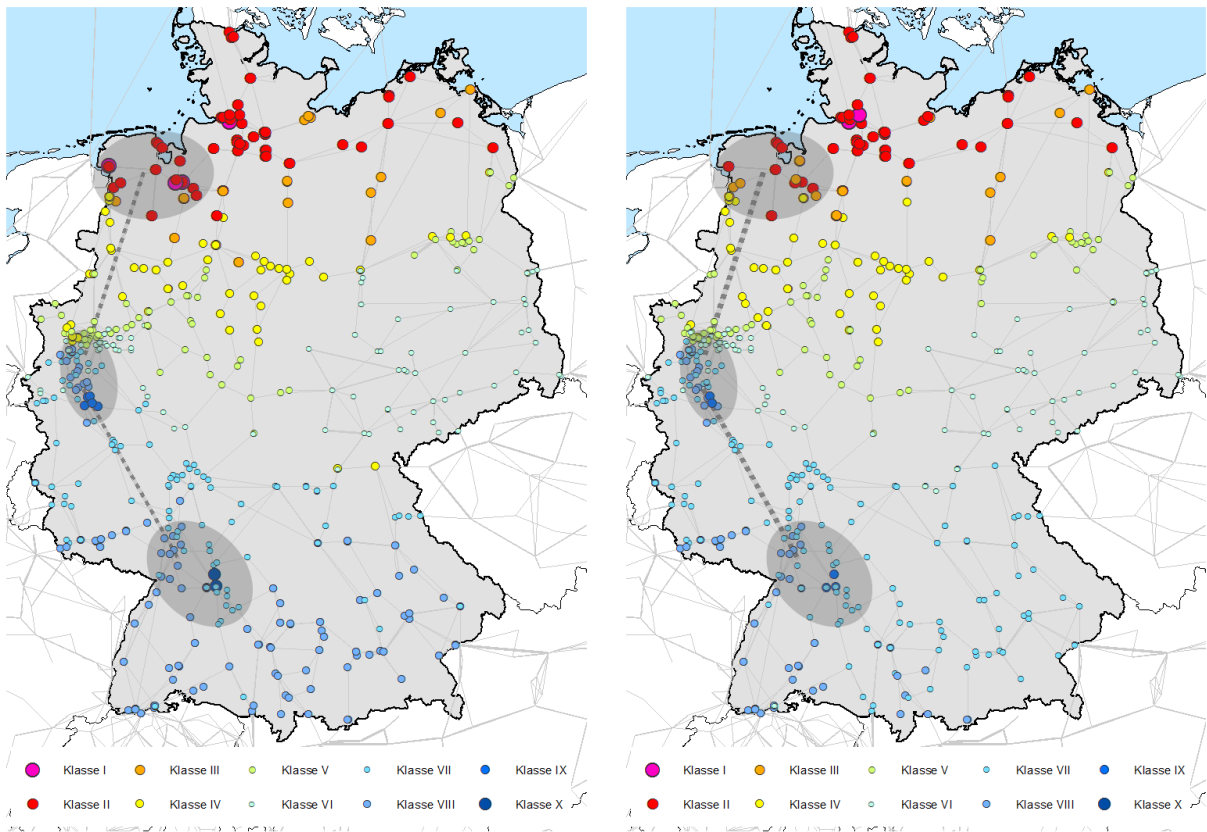


Abbildung 64: links: Knotenschattenpreise für den Extremfall „Starklast, Starkwind, schwache PV-Erzeugung“ im Jahr 2032 (Szenario B) mit dem zugrunde gelegten Startnetz und einem Nord-Süd-Korridor mit 9 GW Kapazität. rechts: Knotenschattenpreise für den Extremfall „Starklast, Starkwind, schwache PV-Erzeugung“ im Jahr 2032 (Szenario B) mit dem zugrunde gelegten Startnetz und einem Nord-Süd-Korridor mit 13,5 GW Kapazität.

Die in Abbildung 65 links dargestellten Knotenschattenpreise beruhen auf einer Berechnung mit zwei steuerbaren Nord-Süd-Korridoren mit einer Gesamttransportkapazität von 22,5 GW. Zusätzlich zu den steuerbaren HGÜ-Korridoren werden notwendige Netzoptimierungs-, -verstärkungs- und -ausbaumaßnahmen (NOVA-Maßnahmen) im unterlagerten AC-Netz¹⁰³ berücksichtigt. Bis auf einige wenige negative Schattenpreise im Nordwesten und Nordosten Deutschlands sind die Schattenpreise in ganz Deutschland durch die HGÜ-Maßnahmen und die getroffenen AC-NOVA-Maßnahmen auf einem sehr ähnlichen Niveau. In weiterer Folge bedeutet dies, dass die auftretenden Differenzen gering sind und demzufolge weitere Ausbaumaßnahmen zu keiner bedeutsamen Verbesserung der Systemintegration erneuerbarer Energien führen würden. Dennoch gilt es festzuhalten, dass aufgrund lokaler oder regionaler Gegebenheiten (z.B. Spannungsstabilität) weitere Netzmaßnahmen erforderlich sein können. Das Potenzial, durch weitere DC-Verbindungen eine Kostenminimierung und eine höhere RES-Integration zu erreichen, ist jedoch begrenzt.

¹⁰³ Diese AC-NOVA-Maßnahmen im Drehstromnetz stammen aus dem am Energie Zentrum Graz durchgeführten Gutachten NEMO II (Stigler et al., 2012a) und wurden vom Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz ermittelt.

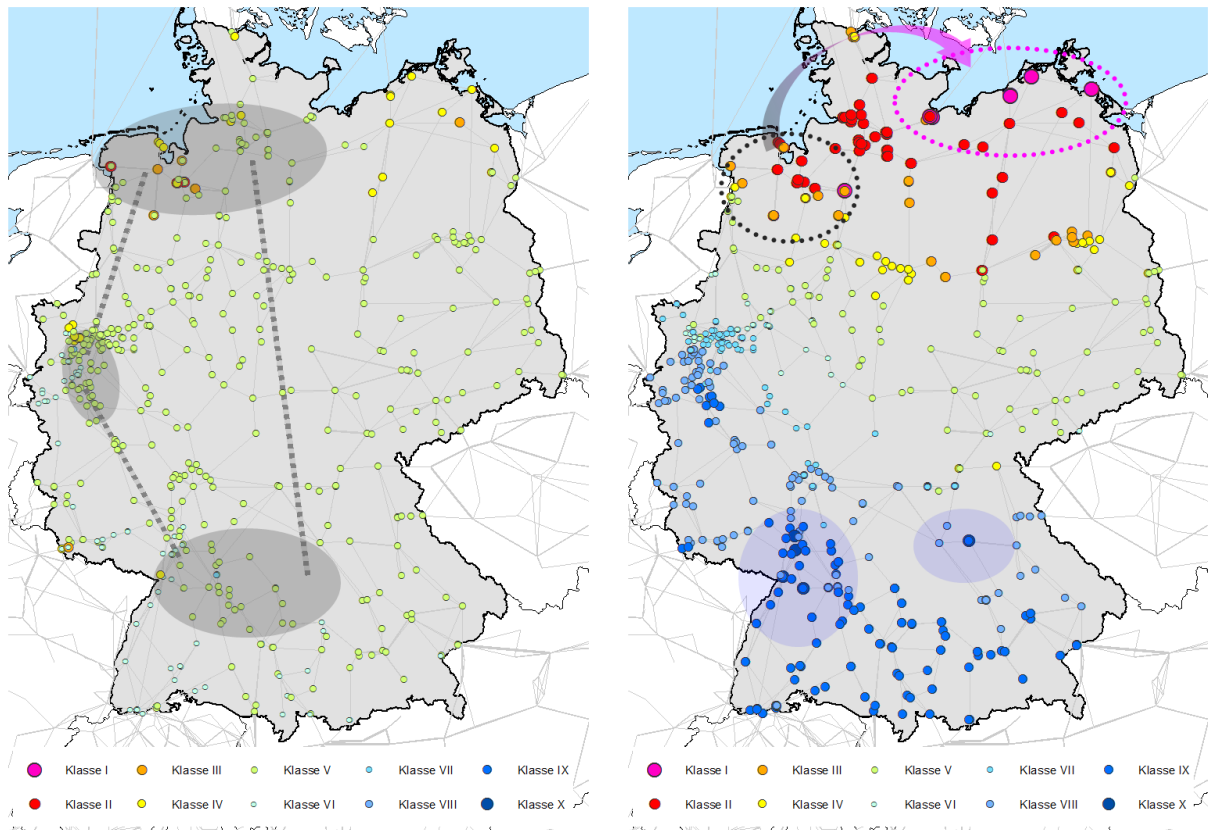


Abbildung 65: links: Knotenschattenpreise für den Extremfall „Starklast, Starkwind, schwache PV-Erzeugung“ im Jahr 2032 (Szenario B) mit dem zugrunde gelegten Startnetz und zwei Nord-Süd-Korridoren mit einer Gesamtkapazität von 22,5 GW Kapazität und NOVA-Maßnahmen im AC-Netz.

rechts: Knotenschattenpreise bei Verlagerung der Windkraft in die Ostsee mit Anschlussknoten an der Küste bzw. in deren (elektrotechnischen) Nahbereich.

Abschließend zeigt die rechte Darstellung in Abbildung 65 das Ergebnis einer Sensitivitätsrechnung der Schattenpreise im Startnetz (ohne HGÜ, ohne AC-NOVA). Dazu werden rund 18 GW des im Starkwindfall anfallenden Winddargebots vom Nordwesten in den Nordosten verlagert. Dabei werden im Nordwesten vorwiegend Anschlussknoten für Offshorewindkraft und Knoten mit hohen negativen Schattenpreisen (Abbildung 63) „entlastet“. Im Nordosten werden zunächst küstennahe 380-kV-Knoten verwendet, wobei eine maximale Einspeiseleistung von 3 GW nicht überschritten wird. In weiterer Folge werden auch küstenferne 380-kV-Netzknotten wie z.B. Wessin und Putlitz im Nordosten herangezogen.

Die in Abschnitt 3.4 gezeigte Methode, angewendet auf den Starkwindfall, ermöglicht die Bestimmung strategisch sinnvoller Netzbereiche bzw. Anschlussknoten für steuerbare Korridore. Dabei dienen die Schattenpreise der Knotenleistungsbilanz als Indikatoren für die Zweckmäßigkeit von DC-Leitungen. Durch die mathematische Formulierung der Zielfunktion (Kostenminimierung) reagiert die Methode unmittelbar auf Veränderungen im Szenario, wie am Beispiel Windkraftverlagerung in die Ostsee gezeigt wird. Dies qualifiziert die Methode als Instrument für die Netzentwicklungsplanung mit langfristigen Planungshorizont.

Im nächsten Kapitel wird die in Abschnitt 3.5 erläuterte Methode zur Darstellung der Wirkung steuerbarer Korridore am Beispiel von Deutschland demonstriert.

4.3.3 Wirkung von steuerbaren Transportkorridoren am Beispiel von Deutschland

Die in den vorherigen Abschnitten gezeigten Ergebnisse geben einen Hinweis auf die Notwendigkeit einer Netzinfrastruktur, welche durch die Steuerbarkeit hinsichtlich des Nord-Süd-Leistungstransportes charakterisiert ist. In einer weiteren ATLANTIS-Simulation wird daher die Wirkung von Transportkorridoren innerhalb Deutschlands auf das restliche 220/380-kV-Höchstspannungsnetz analysiert. Dazu wird zunächst der Verbrauch in Deutschland, dessen regionale Aufteilung dem Gutachten NEMO I (Consentec/IAEW, 2012) entspricht, auf 100 MW normiert. Die Offshore-Windkraft im Norden Deutschlands wird entsprechend auf eine Summenleistung von 100 MW gesetzt. Alle im Szenario-rahmen vorgesehenen Offshoreanlagen in der Nord- bzw. Ostsee erzeugen angelehnt an das Verhältnis der jeweils geplanten installierten Leistungen in Nord- und Ostsee im Szenario B-2032 denselben Anteil an den 100 MW. Damit entfallen auf die Anlagen in der Ostsee in Summe 10,4%, die restlichen 89,6% entfallen auf die Nordsee. Dadurch erreicht man eine ausgeglichene Leistungsbilanz zwischen Erzeugung und Last. Die daraus resultierenden Lastflüsse verteilen sich entsprechend den im DC-Lastfluss vorgegebenen Netzparametern. Durch die Normierung auf 100 MW können die sich einstellenden Leistungsflüsse auch als Prozentsätze interpretiert werden.

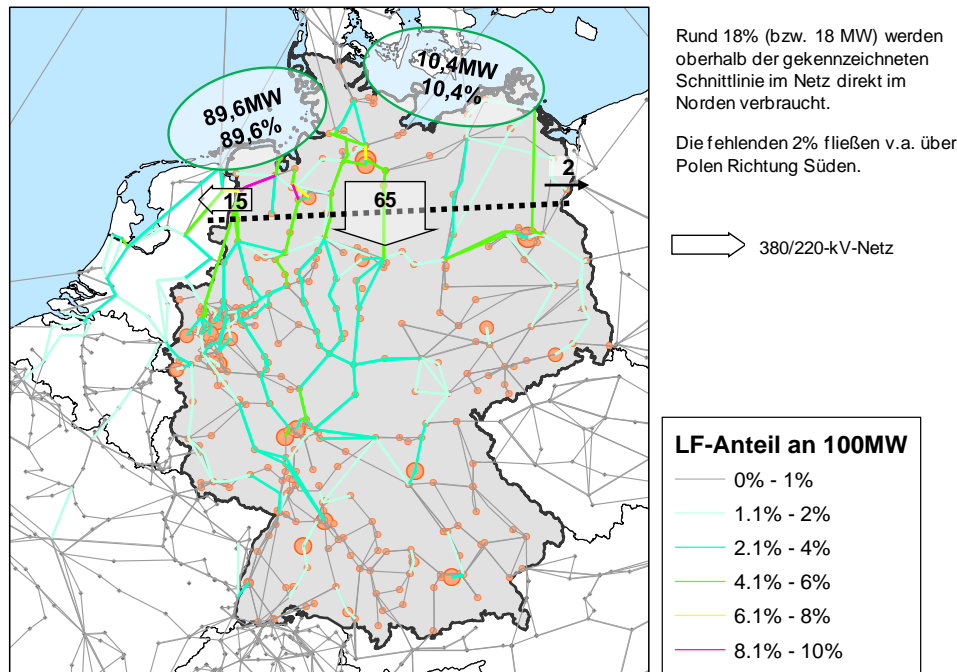


Abbildung 66: Verteilung des DC-Lastflusses im Startnetz bei 100 MW Offshoreeinspeisung und 100 MW Gesamtlast in Deutschland (Zahlenangaben in Prozent bzw. MW, Fläche der Kreise proportional zum Verbrauch)

Ziel der Analyse ist der Nachweis der Wirkung steuerbarer Netzelemente in einem Drehstromnetz. Abbildung 66 zeigt die Aufteilung des Lastflusses im Startnetz bzw. im ENTSO-E Höchstspannungsnetz. Nördlich der Schnittlinie im deutschen Höchstspannungsnetz (Abbildung 66) werden entsprechend der geografischen Verteilung der Last rund 18% verbraucht. Von den restlichen 82% fließen rund 65% innerhalb Deutschlands Richtung Süden. Weitere 15% fließen als Ringfluss nördlich der Schnittlinie über die Grenze in die Niederlande. Die restlichen 2% bilden vorwiegend über die Grenze nach Polen einen Ringfluss, welcher sich südlich der Schnittlinie wiederum über Polen und Tschechien schließt. Gemessen an der gesamten Nord-Süd-Leistung von 82 MW fließen rund 80% über das inner-

deutsche Höchstspannungsnetz, rund 20% über das Ausland, vorwiegend über die Niederlande. Der Einsatz von Phasenschiebertransformatoren bleibt in dieser Berechnung unberücksichtigt.

In Abbildung 67 ist das Ergebnis der DC-Lastflussrechnung in einer Variante mit einem Overlaykorridor (vgl. Abbildung 64) innerhalb Deutschlands und mit einem gegenüber der Analyse in Abbildung 66 unveränderten 220/380-kV-Höchstspannungsnetz dargestellt. An der Lastaufteilung hat sich im Vergleich zur vorherigen Berechnung nichts geändert, sodass auch in diesem Fall rund 18 MW bzw. 18% nördlich der Schnittlinie verbraucht werden. Aus der im Zuge der Entwicklung des Modells ATLANTIS entworfenen Methodik, Overlaykorridore in einem DC-OPF-Modell systemoptimal einzusetzen (vgl. Abschnitt 3.3.2), ergibt sich immanent die Steuerbarkeit derartiger Elemente. Somit zeigt die Berechnung, dass rund 49% über das innerdeutsche Höchstspannungsnetz fließen und rund 21% von dem steuerbaren Transportkorridor getragen werden. In Summe fließen somit 70% im Vergleich zu den 65% ohne Transportkorridor innerhalb Deutschlands Richtung Süden. Demnach reduzieren sich auch die Ringflüsse über das Ausland.

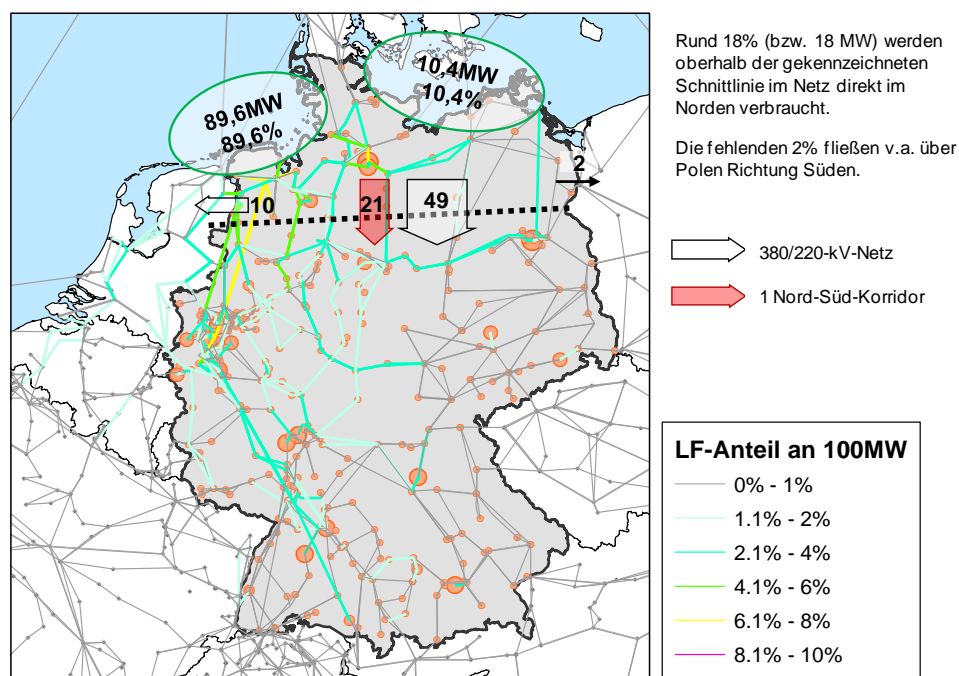


Abbildung 67: Verteilung des DC-Lastflusses in Variante mit einem Nord-Süd-Korridor bei 100 MW Offshore-einspeisung und 100 MW Gesamtlast in Deutschland (Zahlenangaben in Prozent bzw. MW, Fläche der Kreise proportional zum Verbrauch)

Das in Abbildung 68 dargestellte Lastflussergebnis beruht auf der Annahme von zwei steuerbaren Nord-Süd-Transportkorridoren in Deutschland. In Summe fließen in etwa 72% (von 100%) Einspeisung in Norddeutschland über das deutsche Höchstspannungsnetz, wovon mit 34% knapp weniger als die Hälfte von den steuerbaren Nord-Süd-Leitungen transportiert wird. Dementsprechend reduzieren sich die Ringflüsse über das Ausland von ursprünglich 17% im Startnetz (Abbildung 66) auf 10% im Netz inkl. steuerbarer Korridore. Neben dem Effekt der Entlastung ausländischer Netzkapazitäten kann auch die Entlastung weiterer Kapazitäten im deutschen 220/380-kV-Höchstspannungsnetz als positiver Effekt steuerbarer Netzelemente gewertet werden.

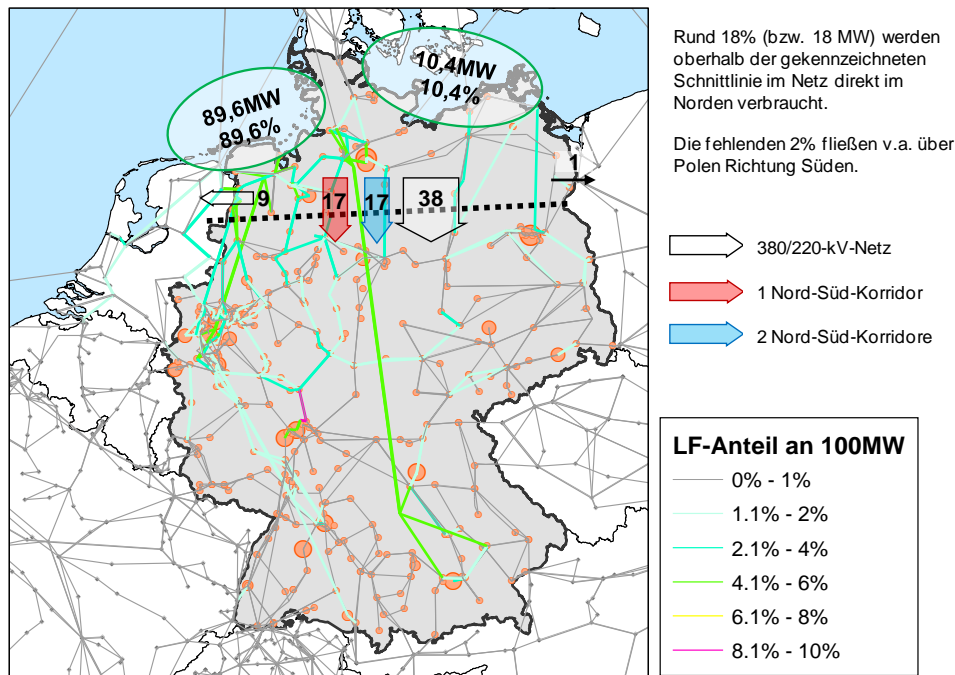


Abbildung 68: Verteilung des DC-Lastflusses in Variante mit zwei Nord-Süd-Korridoren bei 100 MW Offshore-einspeisung und 100 MW Gesamtlast in Deutschland (Zahlenangaben in Prozent bzw. MW, Fläche der Kreise proportional zum Verbrauch)

Das Verhältnis von Ringflussleistung zum gesamten Nord-Süd-Leistungsfluss (82 MW) beträgt im Startnetz rund 21% und sinkt durch die beiden Korridore auf rund 12%. Der Anteil der Ringflussleistung bemessen am Leistungsfluss im 220/380-kV-Netz hingegen ist in allen drei Netzvarianten nahezu konstant bei 20% (vgl. Tabelle 19).

Tabelle 19: abschließender Vergleich der Lastflussverhältnisse in der 100 MW-Sensitivitätsanalyse über die Wirkungsweise steuerbarer Nord-Süd-Transportkorridore im deutschen Höchstspannungsnetz.

Angaben in MW bzw. %	Startnetz	ein Korridor	zwei Korridore
innerdeutscher Leistungsfluss im 220/380-kV-Netz	65	49	38
Leistungsfluss auf dem linken Transportkorridor	-	21	17
Leistungsfluss auf dem rechten Transportkorridor	-	-	17
Export ins Ausland nördlich der Schnittlinie*	17	12	10
Exportanteil am gesamten Nord-Süd-Leistungsfluss	20,7%	14,6%	12,2%
Exportanteil am Leistungsfluss im 220/380-kV-Netz	20,7%	19,6%	20,8%

*...Schnittlinie in den gezeigten Abbildungen (Abbildung 66, Abbildung 67, Abbildung 68)

Die positive Wirkung steuerbarer Korridore sowohl auf das umliegende ausländische Höchstspannungsnetz sowie auf das innerdeutsche Drehstromnetz kann somit nachgewiesen werden. Zusammenfassend lassen sich zwei Effekte zeigen. Zum einen sinken durch innerdeutsche DC-Korridore die absoluten Ringflüsse über benachbarte Netze, zum anderen bewirken die Korridore eine Entlastung im deutschen 220/380-kV-Netz.

In den nun folgenden Abschnitten wird der Zeitraum 2012 bis 2032 (Szenario B zum NEP2012) hinsichtlich der Wirkung von Overlaykorridoren auf Integration der erneuerbaren Energien und den Umfang an Redispatch umfassend analysiert.

Wirkung steuerbarer Transportkorridore auf die variablen Kraftwerkseinsatzkosten

Zusätzlich zur Integration der erneuerbaren Energien spielt der Ausbau des Höchstspannungsnetzes auch hinsichtlich der Vollendung des europäischen Binnenmarktes eine besondere Rolle (ENTSO-E, 2012b). Die optimale (kostenminimale) Nutzung des Kraftwerksparks ist dabei durch deklarierte Engpässe (z.B. durch NTC-Werte) an den Marktgrenzen sowie tatsächlichen physikalischen (strukturellen und situativen) Engpässen auch innerhalb der Regelzonen nur eingeschränkt realisierbar. Nationaler und internationaler Redispatch und damit eine Kostenabweichung vom Marktoptimum sind demnach auch vom Netzausbau innerhalb der Regelzonen abhängig. Die Wirkung von steuerbaren Korridoren innerhalb Deutschlands ist demzufolge auch im restlichen synchronen Netzgebiet in Kontinentaleuropa festzustellen (vgl. auch (Nischler et al., 2012)). Durch steuerbare Transportkorridore können netzinterne Engpässe behoben sowie Ringflüsse über das angrenzende Ausland reduziert werden (Abschnitt 4.3.3). Dies führt in weiterer Folge dazu, dass die netzsicherheitsbedingten Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz gegen den Marktpreis abnehmen, wodurch gleichermaßen ein Rückgang der Erzeugungskosten und je nach Struktur der Merit Order auch eine Abnahme der CO₂-Emission zu verzeichnen ist.

4.4 Ergebnisse der strategischen Netzentwicklungsplanung mit ATLANTIS am Beispiel von Deutschland

In diesem Abschnitt werden Ergebnisse aus der strategischen elektrizitätswirtschaftlichen Netzentwicklungsplanung mit ATLANTIS am Beispiel von Deutschland und für den Zeitraum 2012 bis 2032 dargestellt. Dabei werden teilweise Ergebnisse verwendet, welche bereits im Gutachten NEMO II (Stigler et al., 2012a) mit ATLANTIS erhoben wurden. Diese werden durch Analysen ergänzt, welche im Rahmen des Gutachtens NEMO II nicht behandelt wurden, aber maßgeblichen Einfluss auf den Netzausbau haben.

Ziel der Modellrechnungen mit ATLANTIS ist es, *elektrizitätswirtschaftlich* relevante Kenngrößen wie z.B. die Integration erneuerbarer Energien oder den Umfang an Redispatchmaßnahmen in unterschiedlichen Netzvarianten zu quantifizieren und damit für die langfristige Netzentwicklungsplanung alternative – im Sinne von zusätzlichen – Planungsgrundlagen zu den notwendigen *technischen* Grundlagen darzustellen. Wie bereits in Abschnitt 2 dargestellt, wird dem ökonomischen Aspekt, besonders in der langfristigen Netzausbauplanung, eine zunehmend höhere Bedeutung beigemessen.

Zunächst werden die unter Anwendung des Simulationsmodells ATLANTIS durchgeführten Simulationen und Analysen näher erläutert. Dabei ist insbesondere dem Unterschied zwischen *Szenario-rechnungen* und *Extremfallrechnungen* entsprechende Beachtung zu schenken.

- Unter einer *Szenariorechnung* in ATLANTIS versteht man eine Simulation über mindestens ein Jahr mit insgesamt 48 Markt- und 48 DC-OPF-Rechnungen pro Jahr (vgl. Anhang A-I). Hinsichtlich der Erzeugung aus erneuerbaren Energien basiert eine Szenariorechnung auf dem langjährigen Erwartungswert auf Monatsbasis und in einer regionalen Gliederung von NUTS-2. Diese Herangehensweise erlaubt die Beobachtung und Analyse von Maßnahmen im Gesamtsystem aus Erzeugung, Netz und Verbrauch über einen Zeitraum mehrerer Jahre. Die gegen-

seitigen Wechselwirkungen bspw. von Netzausbauprojekten und Kraftwerksinvestitionen werden durch die Szenariorechnungen anhand von 48 Markt- und Lastflussanalysen (DC-OPF) pro Jahr ermittelt.

- In den sogenannten *Extremfallrechnungen* können aufbauend auf den Szenariorechnungen spezielle Extremsituationen simuliert werden. So z.B. Netznutzungsfälle mit entsprechend hoher oder geringer Lastsituation, Winderzeugung oder Photovoltaikaufkommen. Zusätzlich kann für geeignete Leitungselemente bspw. Freileitungsmonitoring berücksichtigt werden. Innerhalb technischer Betriebsgrenzen von Netz und Kraftwerken werden sog. Extremfälle jeweils mit Marktmodell und DC-Lastflussmodell mit Kraftwerkseinsatz simuliert.

Durch die Kombination aus Szenario- und Extremfallrechnungen¹⁰⁴ erweitert sich das Analysepektrum, womit die Vielfalt der untersuchten Fälle steigt. Zudem ergibt sich die Möglichkeit einer zeitlichen Beobachtung des Gesamtsystems¹⁰⁵ innerhalb eines Jahres bzw. über einen Zeitraum mehrerer Jahre hinweg. Das deutsche Höchstspannungsnetz wird mit einer maximal zulässigen Belastbarkeit von 70% des thermischen Limits des jeweiligen Netzelementes simuliert. Davon ausgenommen werden im weiteren Verlauf HGÜ-Systeme, welche bis zu ihrer maximalen Leistung belastet werden dürfen. Durch diese Vorgangsweise können deutschlandinterne Netzengpässe, welche einen Eingriff in den ökonomisch kostenminimalen Kraftwerkseinsatz bedingen (im weiteren Verlauf als Redispatch bzw. Redispatchmaßnahmen bezeichnet) ermittelt und die Wirkung von Maßnahmen im Netz (Optimierung, Verstärkung und Ausbau) daran gemessen werden. Dennoch kann die systemimmanente Berücksichtigung des Auslandes¹⁰⁶ und die daraus resultierende Netzbelastung im Ausland eine Aussage darüber ermöglichen, wie sich Maßnahmen im deutschen Höchstspannungsnetz auf das Ausland auswirken¹⁰⁷.

4.4.1 Beschreibung der durchgeführten Szenariorechnungen mit ATLANTIS

Die durchgeführten Szenariorechnungen werden in den folgenden Abschnitten genauer beschrieben. In allen Simulationen mit ATLANTIS gilt die Annahme, dass das sog. Startnetz bereits 2012 vollkommen realisiert ist. Das Startnetz enthält neben dem aktuellen 220/380-kV-Bestandsnetz auch die sog. EnLAG-Maßnahmen ebenso wie weitere fortgeschrittene Netzprojekte.

4.4.1.1 Beschreibung der Szenariorechnung im Startnetz (ohne Overlaykorridore)

Im Basislauf (Nullvariante) wird beginnend im Jahr 2012 bis zum Jahr 2032 in Jahresschritten das Kraftwerksszenario B laut Szenariorahmen (Bundesnetzagentur, 2012a) mit ATLANTIS simuliert. Diese Szenariorechnung gilt als Nullvariante, in welcher abgesehen von den im Startnetz enthaltenen

¹⁰⁴ Die komplementäre Verwendung von Szenario- und Extremfallrechnungen wurde erstmals im Rahmen der elektrizitätswirtschaftlichen Simulationen mit ATLANTIS für den Masterplans 2030 der Austrian Power Grid (APG, 2013) verwendet. (Reich et al., 2012)

¹⁰⁵ z.B. Integration erneuerbarer Energien, Auslastung von Transportkorridoren, Veränderung des Kraftwerkseinsatzes thermischer Kraftwerke (Volllaststunden), etc.

¹⁰⁶ In ATLANTIS wird in jedem Durchlauf das gesamte abgebildete synchrone Netzgebiet ENTSO-E Kontinentaleuropa simuliert. Dies betrifft sowohl die Gesamtmarktrechnung, das Marktmodell (Market Coupling mit NTC) als auch die DC-OPF-Rechnung. Dadurch wird die Gesamtsystemgebundenheit im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt bestmöglich abgebildet.

¹⁰⁷ Aufgrund der Annahme, dass innerdeutsche Netzausbaumaßnahmen keinen Einfluss auf die NTC-Werte haben, ergeben sich bei Betrachtung desselben Zeitpunktes unabhängig von Netzmaßnahmen in Deutschland dieselben Marktergebnisse. Im DC-OPF-Modell werden unter Minimierung von internationalen Redispatchmaßnahmen die physikalischen Lastflüsse berechnet.

Netzausbaumaßnahmen in Deutschland keinerlei Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau stattfindet. Diese Szenariorechnung gilt als Vergleichsbasis für die Wirkung der untersuchten Overlayvarianten bspw. auf den Kraftwerkseinsatz (Umfang an netzsicherheitsbedingtem Redispatch), die Integration erneuerbarer Energien oder die Netzbelastung im Ausland (Ringflüsse). Dadurch sind wesentliche Aspekte der EU-Energiapolitik (RES-Integration, Binnenmarkt) im Fokus der Analysen und können basierend auf ATLANTIS-Simulationen mit Zahlen belegt werden.

4.4.1.2 Beschreibung der Szenariorechnungen mit Overlaykorridoren

Grundsätzlich allen Varianten mit einem oder mehreren Overlaykorridoren gemein sind das zugrunde gelegte Entwicklungsszenario B des deutschen Kraftwerksparks bis zum Jahr 2032 (mit der Stützstelle B-2022) sowie das Startnetz für das 220/380-kV-Höchstspannungsnetz in Deutschland.

Variante A. In der ersten Variante steht die Wirkung von Korridor A1 (Abbildung 69) von Norddeutschland nach Nordrhein-Westfalen im Jahr 2032 im Fokus der Analysen. Die obere Leistungsgrenze eines HGÜ-Systems wird, entsprechend dem von ENTSO-E angenommenen Referenzausfall im synchronen Netzgebiet (ENTSO-E, 2011b), bei 3 GW angesetzt. Ebenso wird die technische Reife und Marktverfügbarkeit derartiger HGÜ-Leitungen vorausgesetzt. Bezüglich der Übertragungsleistung wird zunächst die Annahme von dreimal 3 GW in Korridor A1 getroffen. Damit steht eine Übertragungsleistung von 9 GW zur Verfügung, wodurch gemessen am ermittelten Nord-Süd-Transportbedarf von über 20 GW rund die Hälfte in Form eines steuerbaren Netzelements angenommen wird.

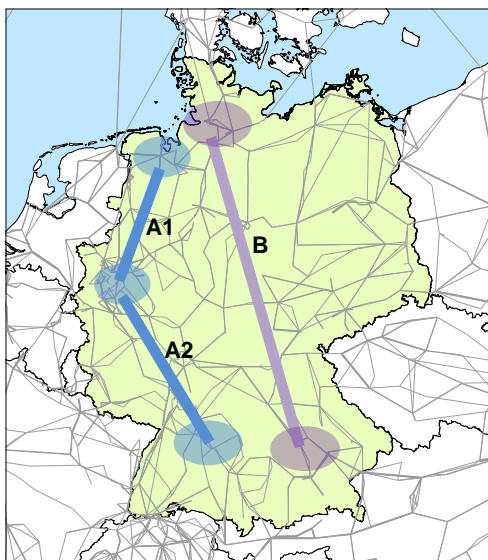


Abbildung 69: steuerbare Transportkorridore A1, A2 und B

Variante B. Die zweite Variante berücksichtigt zusätzlich zu Korridor A1 auch den Teilkorridor A2 mit einer Leistung von 9 GW (drei Systeme mit je 3 GW). Der Korridor verläuft von Nordrhein-Westfalen in Richtung Südwesten Deutschlands (Abbildung 69).

Variante C. In der dritten Variante steht die Wirkung von Korridor B (Abbildung 69) in Verbindung mit den Korridoren A1 und A2 im Fokus der Analysen. Zusätzlich zur Übertragungskapazität von 9 GW in Korridor A wird Korridor B mit drei Systemen zu je

2 GW in den ATLANTIS-Rechnungen berücksichtigt. Damit ergibt sich eine Nord-Süd-Kapazität von insgesamt 15 GW und damit rund drei Viertel des ermittelten Nord-Süd-Transportbedarfs von über 20 GW. Zusätzlich werden AC-NOVA-Maßnahmen¹⁰⁸ berücksichtigt.

Variante D. In der vierten Variante wird unter Beibehaltung der in Variante C angenommenen Korridore (A1, A2 und B) sowie der angenommenen AC-NOVA-Maßnahmen zur Beurteilung der Sensitivität von NTC-basiertem Engpassmanagement auf den Redispatchumfang in Deutschland der NTC-Wert an sensitiven Grenzen verändert.

Variante E. In dieser Variante wird abhängig von der Inbetriebnahme der leistungsstarken Offshorewindparks im Szenario B eine zeitlich gestaffelte Inbetriebnahme der insgesamt sechs modellierten HGÜ-Systeme¹⁰⁹ vorgenommen und mit der Basisvariante insbesondere hinsichtlich Redispatchumfang verglichen. Somit werden die Teilkorridore A1 und A2 in Abhängigkeit der im Rahmen der zeitlichen Entwicklung des Szenarios B getroffenen Annahmen zeitlich zwischen 2018 und 2028 in Betrieb genommen.

4.4.2 Ergebnisse der Szenariorechnungen mit ATLANTIS

Unter der Annahme einer durchschnittlichen Erzeugung aus den dargebotsabhängigen erneuerbaren Energiequellen (Windkraft, PV und Wasserkraft) werden 48 Market Coupling Rechnungen mit Kraftwerkseinsatz laut Handel und darauf aufbauend 48 DC-Lastflussrechnungen mit Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung des Höchstspannungsnetzes und des Handelsergebnisses berechnet und anschließend mit dem Basislauf (Nullvariante) verglichen.¹¹⁰

4.4.2.1 Ergebnisse der Szenariorechnung im Startnetz (Nullvariante)

Aufgrund sicherheitsrelevanter Netzengpässe, welche im DC-Lastfluss von ATLANTIS durch die 70%-Grenze modellhaft abgebildet werden, ist es zeitweise notwendig, Kraftwerke in ihrer Produktion einzuschränken (negativer Redispatch) und im gleichen Umfang nicht marktfähige Kraftwerke hochzufahren (positiver Redispatch), um einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb¹¹¹ (in ATLANTIS) gewährleisten zu können. Wegen fehlender Informationen über die exakten spezifischen Redispatchkosten bzw. über bilaterale Abkommen zwischen Netzbetreibern und Kraftwerksbetreibern wird in ATLANTIS ein kostenminimaler Redispatch unter Berücksichtigung der variablen Erzeugungskosten der Kraftwerke vollzogen. Daraus ergibt sich eine vorwiegend durch den Brennstoffpreis beeinflusste Reihenfolge der Eignung bestimmter Kraftwerkstypen für den kostenoptimalen Redispatch. Aufgrund der geringen variablen Erzeugungskosten dargebotsabhängiger Erzeugung aus Windkraft, Wasserkraft oder Sonnenenergie (Photovoltaik) wird ein (negativer) Redispatch dieser Erzeugung als eine der letzten Maßnahmen (*ultima ratio*) zur Entlastung des Netzes herangezogen.

¹⁰⁸ Diese AC-NOVA-Maßnahmen im Drehstromnetz stammen aus dem am Energie Zentrum Graz durchgeführten Gutachten NEMO II (Stigler et al., 2012a) und wurden vom Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz ermittelt.

¹⁰⁹ Korridor A1 mit drei Systemen à 3 GW, Korridor A2 mit drei Systemen à 3 GW

¹¹⁰ Eine umfassende Darstellung und Diskussion der Ergebnisse erfolgte bereits im Gutachten NEMO II (Stigler et al., 2012a, ff.58-90) durch den Autor dieser Dissertation.

¹¹¹ Die Bezeichnung „*sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb*“ bezieht sich hierbei auf die Modellintegration im DC-Lastfluss in ATLANTIS. Tatsächlich spielen im Netzbetrieb in der Praxis wesentlich mehr Faktoren (z.B. statische und dynamische Stabilität) eine entscheidende Rolle für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb.

Der Basislauf (Abschnitt 4.4.1.1) zeigt den in Abbildung 70 dargestellten Verlauf des Redispatches im Zeitraum 2012 bis 2032. Dabei wird für das jeweilige Jahr die gesamte Energiemenge an positivem Redispatch im Untersuchungsgebiet Deutschland aufsummiert und der Jahressumme an negativem Redispatch gegenübergestellt. Verglichen mit dem aus der ATLANTIS-Simulation stammenden Redispatchumfang im Jahr 2012 (rund $\pm 6,7$ TWh/a) steigt der Umfang an Redispatchmaßnahmen bis 2014 um mehr als 100% auf rund ± 15 TWh/a an. Die Verdopplung des Redispatchumfangs deutet bereits im kurzfristigen Zeitraum auf zunehmende Schwierigkeiten im bestehenden Höchstspannungsnetz hin (vgl. Abbildung 12 auf Seite 21). Diese erreichen bereits in den kommenden Jahren das Niveau von 2021, wodurch die Dringlichkeit von angemessenen NOVA-Maßnahmen untermauert wird. Abbildung 70 zeigt insbesondere einen deutlichen Anstieg des Umfangs an Redispatch ab dem Jahr 2022. Dies dürfte in erster Linie auf die Außerbetriebnahme der deutschen Kernkraftwerke zurückzuführen sein. Damit fehlt netztechnisch betrachtet verbrauchsnahe und leistungsstarke Grundlasterzeugung in der Merit Order der variablen Erzeugungskosten. Zunehmend kann ab 2022 auch ein negativer Redispatch der Windkraft beobachtet werden. Dies bedeutet, dass im Startnetz zunehmend strukturelle Engpässe auftreten werden, welche die Integration der Windkraft verhindern.

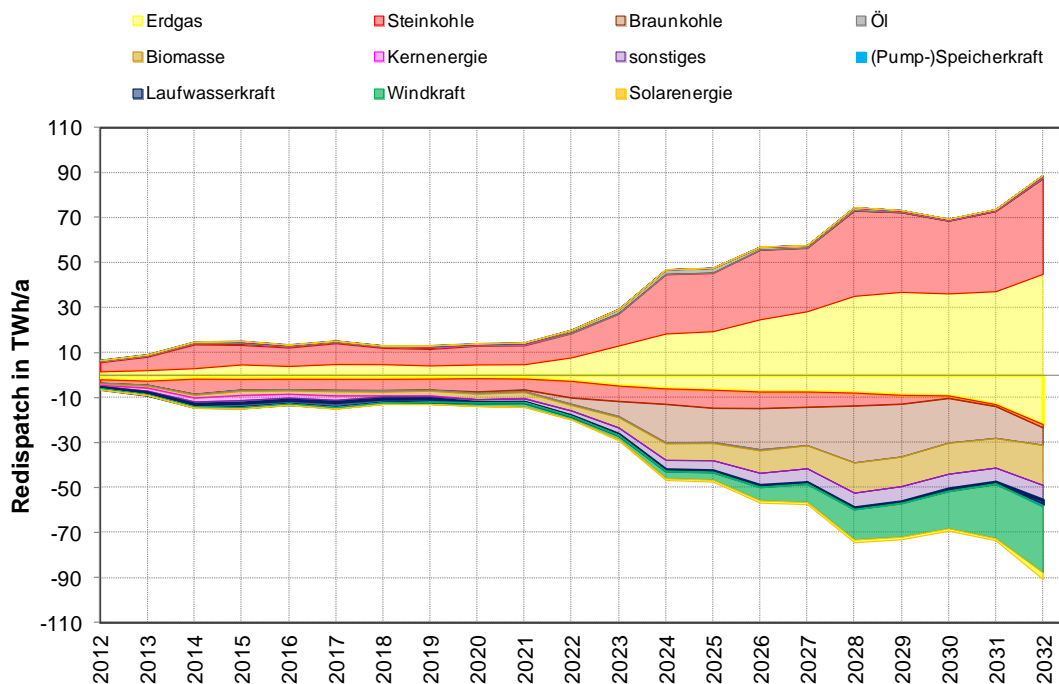


Abbildung 70: Verlauf der jährlich kumulierten Redispatchenergie je Kraftwerkstyp zwischen 2012 und 2032 (Szenario B aus dem Szenariorahmen des NEP 2012) basierend auf der ATLANTIS-Simulation in der Nullvariante (Startnetz ohne Overlaykorridore)¹¹²

Im Jahr 2022 beträgt die gesamte in ATLANTIS ermittelte Redispatchmenge rund ± 20 TWh. Dies bedeutet, dass Kraftwerke netzbedingt ihre Produktion gegenüber dem Marktergebnis drosseln müssen und im selben Umfang von 20 TWh/a nicht marktfähige Kraftwerke ins Netz einspeisen. Rund 2 TWh aus dargebotsabhängiger Erzeugung, davon 1,5 TWh aus Windkraft, 0,3 TWh aus Wasserkraft und weitere 0,2 TWh aus Photovoltaik sind 2022 von derartigen Produktionseinschränkungen betroffen.

¹¹² Vereinzelt kommt es vor, dass internationaler bzw. regelzonenüberschreitender Redispatch für einen sicheren Netzbetrieb (DC-Lastfluss) notwendig ist. Daher entspricht die Jahressumme des positiven Redispatches in Deutschland nicht exakt in jedem Jahr der Summe des negativen Redispatches.

Das Modellergebnis zeigt mit ± 89 TWh für das Jahr 2032 einen verglichen mit dem Jahr 2022 deutlichen Zuwachs an netzentlastenden Redispatchmaßnahmen. Den mit Abstand größten Anteil an negativem Redispatch unter den erneuerbaren Energieerzeugungstechnologien nimmt im Jahr 2032 mit 29,4 TWh die Windkraft ein. Davon sind Onshorewindkraftanlagen im Umfang von 19,3 TWh und Offshorewindkraftanlagen im Umfang von 10,1 TWh betroffen. Bei einer Gesamtjahreserzeugung von rund 223 TWh/a im Jahr B-2032 mit Startnetz bedeutet dies eine netzbedingte Nichtintegration der Windkraft im Umfang von 13,2%. Dies ist ein deutliches Signal für die Notwendigkeit von Netzausbau. Der im Modell ermittelte hohe Umfang an Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs ist in der Praxis des Netzbetriebs nicht zu bewerkstelligen, aufgrund hoher Kosten wirtschaftlich nicht vertretbar und stellt daher keineswegs eine Alternative zum Netzausbau dar.

Betrachtet man die thermischen Kraftwerke in Abbildung 70 so ist diesen eine besondere Bedeutung für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb beizumessen. Die im Szenariorahmen für Szenario B vorgesehenen neuen thermischen Kraftwerke stehen im Wettbewerb mit Bestandskraftwerken. In Anbetracht der hohen Durchdringungsraten erneuerbarer Energien ist eine Betrachtung der Entwicklung der Volllaststunden¹¹³ thermischer Kraftwerke ein wesentlicher Indikator für die Robustheit des Szenarios. Braunkohlekraftwerke zeigen die höchsten Volllaststunden, gefolgt von Steinkohlekraftwerken und Erdgaskraftwerken. Redispatchmaßnahmen haben einen Einfluss auf den aus dem Markt resultierenden Kraftwerkseinsatz und damit auch auf die tatsächlichen Volllaststunden. Hinzu kommt, dass bei derzeitigem Marktsystem (energy only market) kaum Investitionsanreize für den Neubau bedarfsgerechter Kraftwerke bestehen. Die Auswirkung der Standortwahl konventioneller Kraftwerke wird in einer Analyse untersucht, deren Ergebnisse in Abschnitt 4.5 dargestellt sind.

Da von der rein energetischen Betrachtung auf Jahresbasis kein Rückschluss auf den jeweils momentanen Leistungsumfang für Redispatchmaßnahmen möglich ist, werden für die Jahre 2022 und 2032 exemplarisch Starklast- und Schwachlastfälle im Winter und im Sommer untersucht. Dabei zeigt sich insbesondere für Lastfälle im Winter Offpeak ein erheblicher Eingriff in den Kraftwerkseinsatz gegen den Marktpreis. Im Jahr 2022 liegt der Umfang an Redispatch bei $\pm 5,1$ GW. Dabei werden für diesen Fall rund 50% der Gesamtlast aus dargebotsabhängigen Energiequellen (größtenteils aus Windkraft) am Markt gedeckt. Nach Redispatch sinkt diese Quote auf 45% ab. Im Jahr 2032 beträgt der Leistungsumfang für Redispatch im Winter Offpeak Zeitpunkt auf $+17,9$ GW bzw. $-18,9$ GW¹¹⁴. Hauptsächlich betroffen davon ist die am Markt angebotene bzw. verfügbare Erzeugung aus Windkraft, welche aufgrund von Netzengpässen im Startnetz nicht dem Marktergebnis entsprechend in das Höchstspannungsnetz einspeisen kann. Von den rund 19 GW an negativem Redispatch stammen in diesem Offpeak-Zeitpunkt im Winter 2032 allein 15,5 GW aus Windkraftanlagen. Diese werden in der

¹¹³ Unter Berücksichtigung kraftwerksspezifischer Wartungs- und Verfügbarkeitsfaktoren ergeben sich maximale theoretisch erreichbare Volllaststunden je Kraftwerkstyp. Abhängig vom Brennstoff- und CO₂-Preisszenario sowie dem altersbedingten Wirkungsgrad der Kraftwerke ergibt sich die Reihenfolge in der Merit Order der variablen Erzeugungskosten. Das den ATLANTIS-Simulationen zugrundegelegte Brennstoffpreisszenario bewirkt für den Kraftwerkseinsatz laut Markt, dass Braunkohlekraftwerke vor Steinkohlekraftwerken und vor Erdgaskraftwerken eingesetzt werden. Eine strikte Trennung von Steinkohlekraftwerken und Erdgaskraftwerken in der Merit Order ist aufgrund der unterschiedlichen Altersstruktur einzelner Kraftwerke sowie der teilweisen Wärmeauskopplung bestimmter Kraftwerke nicht möglich.

¹¹⁴ Die national betrachtet nicht ausgeglichene Redispatchbilanz von -1 GW lässt sich dadurch erklären, dass der sichere Netzbetrieb (DC-Lastfluss) erst durch internationalen Redispatch sichergestellt werden kann.

Simulation mit ATLANTIS vorwiegend durch thermische Erzeugung aus Steinkohle und Erdgas ersetzt. Die Marktquote der erneuerbaren Energien beträgt in diesem für 2032 betrachteten Winter-Offpeak-Fall 77%, nach Redispatch liegt sie lediglich bei 47%. Daraus lässt sich ableiten, dass im Zeitverlauf zwischen 2022 und 2032 bei unverändertem Höchstspannungsnetz (Startnetz, Nullvariante) die Häufigkeit der Eingriffe seitens der Netzbetreiber in den Kraftwerkseinsatz in Form von Redispatchmaßnahmen stark zunehmen würde und gleichermaßen die RES-Integration deutlich abnimmt. Diese Ergebnisse untermauern deutlich die Notwendigkeit von Netzverstärkungen und Netzausbau im deutschen Höchstspannungsnetz.

Zusammenfassend lässt sich aus der Szenariorechnung ohne Overlaykorridore die Notwendigkeit umfangreicher Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen ableiten. Dabei ist bereits kurzfristig mit einem erheblichen Anstieg der Redispatchmaßnahmen zu rechnen. Mittelfristig (2022) und insbesondere langfristig (2032) ist der im Modell ermittelte Redispatchumfang als deutlicher Indikator für die Notwendigkeit von Netzmaßnahmen zu interpretieren. Der Leistungsumfang der gezeigten Redispatchmaßnahmen im Ausmaß von nahezu 20 GW in 2032 würde für den Netzbetrieb in der Praxis, wenn überhaupt, nur mit erheblichen Anstrengungen zu bewältigen sein. Zudem stellen Redispatchmaßnahmen keine wirtschaftliche Alternative zum Netzausbau dar, vielmehr dient das Ausmaß an Eingriffen in den ökonomisch optimalen Kraftwerkseinsatz als elektrizitätswirtschaftlich geprägter Indikator für die Notwendigkeit des Netzausbaus. Eine Vermeidung von Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz durch netzseitiges Engpassmanagement (Sonderschaltungen) ist zwar grundsätzlich möglich, aber eine Maßnahme, die dem operativen Netzmanagement vorbehalten bleiben soll, um auf situative Engpässe (bspw. Leitungs- oder Kraftwerksrevision) reagieren zu können. Eine umfangreiche Berücksichtigung derartiger Maßnahmen in der langfristigen Netzplanung ist daher nicht zielführend.

Inwiefern ein Overlaynetz für den zielgerichteten und steuerbaren Stromtransport über hohe Entfernungen eine zweckdienliche Antwort auf den Wandel im Erzeugungssystem in Deutschland ist, ist Gegenstand der Analysen, deren Ergebnisse in den folgenden Abschnitten erörtert werden.

4.4.2.2 Ergebnisse der Szenariorechnungen mit Overlaykorridoren (Variante A, B und C)

In Variante A wird nur Korridor A1 zwischen Norddeutschland und Nordrhein-Westfalen mit einer Gesamttransportkapazität von 9 GW berücksichtigt. Abbildung 71 vergleicht die Redispatchmengen je Kraftwerkstyp aus den verschiedenen Szenariorechnungen für das Jahr 2032. In Variante A beträgt der Gesamtumfang der Redispatchmaßnahmen ± 64 TWh und liegt damit rund 30% unter dem Niveau in der Nullvariante. Insbesondere die Integration der Erzeugung aus Windkraft verzeichnet eine deutliche Zunahme von 15,4 TWh im Jahr 2032. Das DC-Lastflussergebnis unter Berücksichtigung der Nebenbedingungen des Höchstspannungsnetzes zeigt damit einen höheren Anteil der erneuerbaren Energien an der Lastdeckung als in der Nullvariante (nur Startnetz) und damit einhergehend einen geringeren Anteil CO₂-intensiver thermischer Erzeugung aus Steinkohle und Erdgas. Damit ist die positive Wirkung des neuen Systemelementes in Form eines HGÜ-Korridors auch auf klimapolitische Bestrebungen bspw. hinsichtlich der Reduktionsziele für Treibhausgasemissionen feststellbar. Bei Betrachtung des Leistungsumfanges in ausgewählten Zeitpunkten (Winter, Sommer, Peak und Offpeak) zeigt sich zwar eine Reduktion der Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz (gegen den Marktpreis) verglichen mit der Nullvariante, allerdings bedingt der ermittelte Umfang an Redispatchmaßnahmen bei alleiniger Reali-

sierung des HGÜ-Korridors A1 einen praktisch nicht realisierbaren Netzbetrieb. Daher sind begleitende Maßnahmen im AC-Netz¹¹⁵ ebenso wie weitere HGÜ-Korridore jedenfalls notwendig.

In der Variante B wird zusätzlich zum Teilkorridor A1 auch Teilkorridor A2 im Startnetz berücksichtigt. Teilkorridor A2 wird ebenso wie Teilkorridor A1 mit einer Summentransportleistung von insgesamt 9 GW bestehend aus drei Systemen zu je 3 GW in ATLANTIS abgebildet. Abbildung 71 zeigt auch für diese Netzvarianten den ermittelten Redispatchumfang. Aus der zusätzlichen Berücksichtigung von 9 GW Nord-Süd-Transportkapazität zwischen Nordrhein-Westfalen und dem Südwesten von Deutschland resultiert eine weitere Reduktion des Umfangs an Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz gegen den Markt. Mit rund ± 51 TWh im Jahr 2032 liegt der Redispatch knapp 20% unterhalb der Variante A.

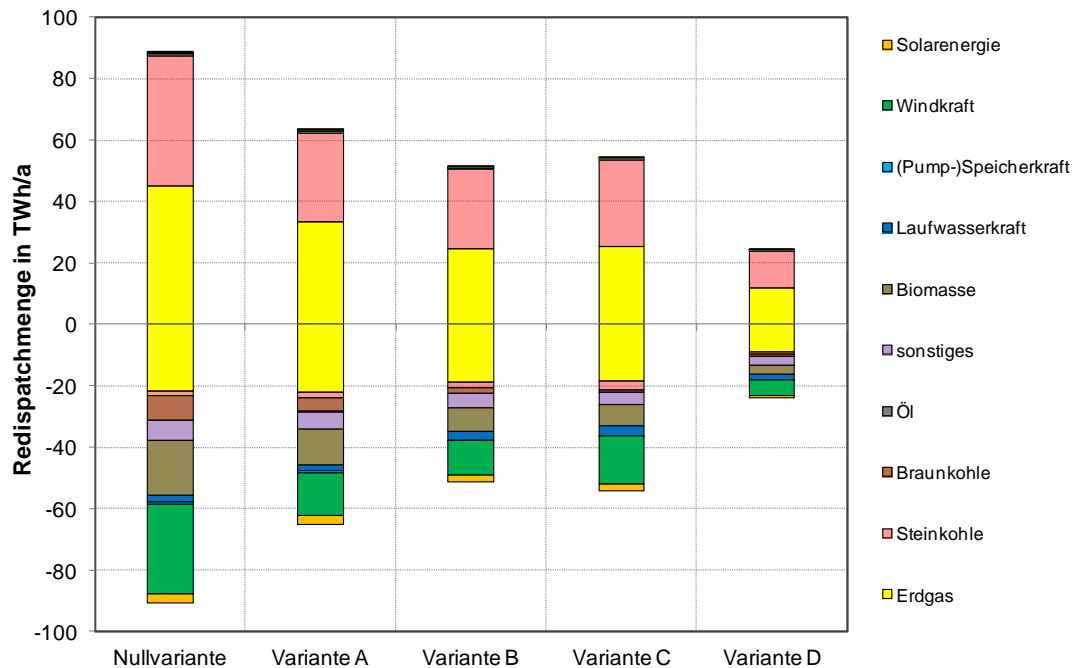


Abbildung 71: Vergleich der kumulierten Redispatchmenge in TWh/a im Jahr B-2032 in den Szenariorechnungen Nullvariante, Variante A (Korridor A1), Variante B (A1 und A2), Variante C (Korridor A1, A2 und B) und Variante D (Korridor A1, A2 und B mit Sensitivitätsrechnung für Engpassmanagement)

Bei der Windkraftherzeugung zeigt sich durch den Korridor A (A1 und A2) eine Verbesserung der Integration im Umfang von 18 TWh im Jahr 2032 verglichen mit der Nullvariante. Zusätzlich zum positiven Effekt auf die Kraftwerkseinsatzkosten und die EE-Integration haben die Teilkorridore A1 und A2 auch reduzierenden Einfluss auf Ringflüsse und eine entlastende Wirkung auf das umliegende Drehstromnetz, wie bereits in den Abschnitten 4.3.2 (Abbildung 64) und 4.3.3 (Abbildung 67) dargestellt wird.

Die in der Winter Schwachlast im Startnetz (Nullvariante) nicht in das Höchstspannungsnetz integrierbaren 15,5 GW Leistung aus Windkraftanlagen können durch die Berücksichtigung des gesamten Korridors A (A1 und A2) im Umfang von insgesamt 9 GW Nord-Süd-Transportleistung in Variante B auf knapp die Hälfte (7,7 GW) reduziert werden. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Last-

¹¹⁵ Der Umfang von NOVA-Maßnahmen im AC-Netz wurde im Gutachten NEMO II (Stigler et al., 2012a) vom Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz ermittelt.

deckung nach Redispatch beträgt im Winter-Offpeak-Fall (2032) rund 60%. Damit sinken auch die Einsatzzeiten konventioneller Redispatch-Kraftwerke, wodurch auch die CO₂-Emissionen sinken. Dennoch ist der Umfang der Redispatchmaßnahmen immer noch maßgeblich zu hoch, sodass für ein zukunftsorientiertes und im Betrieb flexibel handhabbares Höchstspannungsnetz weitere Maßnahmen im AC-Netz¹¹⁵ nach dem NOVA-Prinzip notwendig sind.

In Variante C kann trotz Nord-Süd-Transportleistungen von 15 GW und Ausbaumaßnahmen im Drehstromnetz der Umfang an Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz in den Szenariorechnungen bedingt durch strukturelle Engpässe insbesondere im Nahbereich der HGÜ-Leitungen im Süden nicht maßgeblich verbessert werden (Abbildung 71). Es kann gezeigt werden, dass Engpässe insbesondere in den Schwachlastperioden der Wintermonate einen hohen Anteil am gesamten jährlichen Redispatch verursachen (Abbildung 72). Bei einem gesamten Redispatchumfang in Variante C von ±54 TWh treten 52% in den Wintermonaten November bis März in Schwachlastzeiten auf. Insgesamt sind die Schwachlastperioden mit knapp über 84% an der gesamten Energiemenge, welche für Redispatchmaßnahmen aufgebracht wird, beteiligt. Verantwortlich dafür ist die örtliche Distanz zwischen Aufbringung und dem geringen Verbrauch in Schwachlastzeiten. Dies führt zu einer, verglichen mit Starklastzeiten, höheren Belastung des Übertragungsnetzes. Daraus entstehen strukturelle Engpässe im Höchstspannungsnetz, welche in Verbindung mit hohen Exporten im Winter insbesondere in Richtung Alpen (Pumpspeicherkraftwerke) verstärkt auftreten.

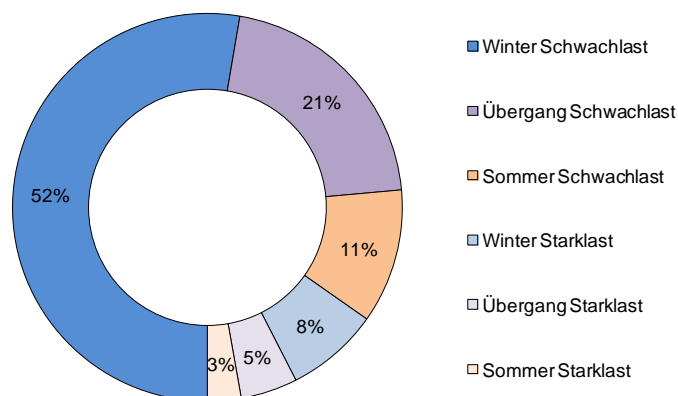


Abbildung 72: Prozentuelle Verteilung der jährlichen Redispatchmenge (Energie) in der Variante C für B-2032 aus der Szenariorechnung mit ATLANTIS

Wie in Abschnitt 3.3.2 beschrieben, ist der Einsatz jeder HGÜ-Leitung immanenter Bestandteil der Optimierungsaufgabe im DC-OPF-Modell, welches unter Berücksichtigung des Handelsergebnisses (Abschnitt 3.10) und des Höchstspannungsnetzes einen kostenminimalen Kraftwerkseinsatz bestimmt. Die Einsatzstrategie der HGÜ-Leitungen kann jedoch nicht als vollständig unabhängig vom 220/380-kV-Netz betrachtet werden, wodurch eine gewisse Gesamtsystemabhängigkeit auch bei den HGÜ-Leitungen besteht. Dies führt dazu, dass das DC-OPF-Modell in Variante C im Vergleich zu Variante B nicht zur exakt gleichen kostenoptimalen Lösung führt. Betrachtet man die Auslastungsdauerlinie von Korridor A1 in Variante A (Abbildung 73) ergibt die ATLANTIS-Simulation eine maximale Auslastung von knapp 7 GW und eine mittlere Auslastung von rund 5,8 GW. In 90% der gerechneten Fälle liegt die Auslastung über 5 GW. Die Berücksichtigung von Teilkorridor A2 in Variante B führt zu einem markanten Anstieg in der Auslastung des nördlichen Korridors A1 (Abbildung 73). Zusätzlich zeigt auch Teilkorridor A2 eine relativ stabile Nord-Süd-Auslastung in den 48 DC-OPF-

Rechnungen. Vergleicht man die Auslastungen der Korridore A1 und A2 in den Varianten A (nur Korridor A1), B und C (Abbildung 73) zeigt sich eine stabile Auslastungsdauerlinie in den Szenario-rechnungen mit ATLANTIS. Die vollzogenen Maßnahmen im Drehstromnetz in Variante C führen zu einer Vergleichmäßigung und tendenziellen Steigerung der Auslastung der Teilkorridore A1 und A2. Korridor B hingegen weist einen wesentlich sensitiveren Verlauf auf. Dies lässt sich teilweise auf Engpässe im Nahbereich der südlichen Anknüpfungsknoten von Korridor B zurückführen. An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass die *Szenariorechnungen* auf der Annahme einer durchschnittlichen Erzeugung der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien basieren. In *Extremfall-*rechnungen mit beispielsweise hoher Erzeugung aus Windkraft (Starkwind) ergeben sich deutlich höhere Auslastungen bis hin zur Bemessungsleistung.

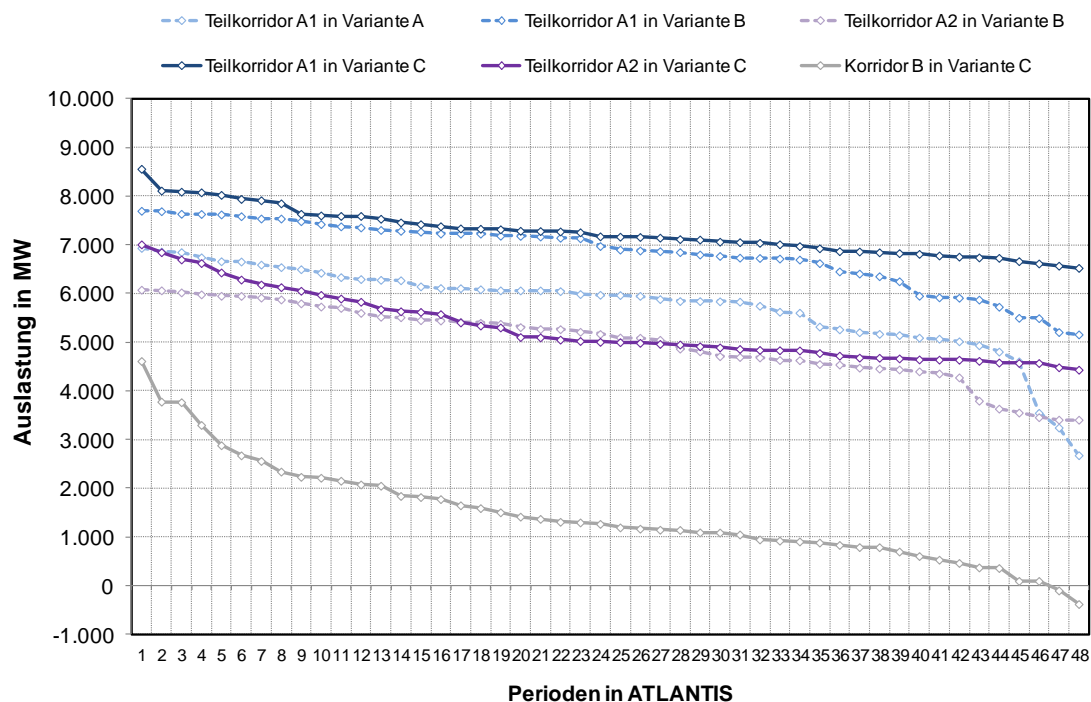


Abbildung 73: Ergebnis der DC-Lastflussrechnung in ATLANTIS: Auslastungsdauerlinien der Korridore A1, A2 und B in den Varianten A, B und C im Szenariojahr B-2032 (positive Auslastung entspricht Nord-Süd-Richtung)

4.4.2.3 Ergebnisse der Szenariorechnung zur Beurteilung der Sensitivität von NTC-basiertem Engpassmanagement auf den Redispatchumfang in Deutschland (Variante D)

Engpassmanagement beruht an den Marktgebietsgrenzen innerhalb der ENTSO-E vorwiegend auf dem Konzept der Net Transfer Capacity. Diese Handelskapazität wird entsprechend der EU-Verordnung 714/2009/EG (bis März 2011 1228/2003/EG) über marktbasierende Methoden (implizite und/oder explizite Auktion) dem Stromhandel zugeteilt. In hochvermaschten Höchstspannungsnetzen wie jenem in Kontinentaleuropa kann das NTC-Konzept die Netzegebundenheit nicht ausreichend abbilden, was in weiterer Folge zu hohen Sicherheitsmargen in der Kapazitätsberechnung führt. Zudem können netzinterne bzw. regelzoneninterne Engpässe (n-1 Verletzungen) die Höhe des NTC-Wertes reduzierend beeinflussen. Dem gegenüber stehen sogenannte lastflussbasierte Berechnungsmethoden der Handelskapazität, deren flächendeckende Realisierung in den nächsten Jahren vorangetrieben werden soll (vgl. Abschnitte 3.7 und 3.8).

Bei Betrachtung der Vergangenheit zeigt insbesondere Italien ein über das gesamte Jahr hinweg überwiegendes Importverhalten (ENTSO-E, 2011a). Durch die Einbringung von NTC-Kapazitäten an den Grenzen bei gleichzeitiger Annahme einer „Kupferplatte“ innerhalb der Regelzonen wird in hochvermaschten Netzen wie in ENTSO-E die grundlegende Besonderheit der Netzgebundenheit nur unzureichend berücksichtigt. Dies führt mit zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energien zunächst zu einem Anstieg der Handelsflüsse. Dieser kann im Market Coupling Modell unter Einhaltung der NTC-Werte an den nationalen Regelzongrenzen zustande kommen. Bei anschließender Durchführung der Fahrpläne unter Einhaltung des Regelzonsaldos führen Netzengpässe, insbesondere innerhalb der Regelzonen, zu umfangreichen Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz (Redispatch). In zunehmendem Maß müssen im Netzgebiet ENTSO-E CE auch regelzonenüberschreitende Redispatchmaßnahmen ergriffen werden, wobei sich ein signifikanter Zusammenhang zwischen dem Dargebot erneuerbarer Energien und der Notwendigkeit derartiger Engpassmanagementmaßnahmen beobachten lässt. Die Schlussfolgerung daraus ist, dass es zunehmend schwieriger wird robuste NTC-Werte an den Regelzongrenzen festzulegen, welche in Anbetracht der hohen Volatilität erneuerbarer Energieerzeugung die Netzsicherheit zu jedem Zeitpunkt gewährleisten. Insbesondere in Zeiten geringer Last sind aufgrund eines zunehmenden Maßes an Überkapazitäten günstiger Erzeugung hohe horizontale Netzbelastungen zwischen den Regelzonen Europas zu erwarten. Der bevorstehende Strukturwandel (Energiewende) in Deutschland bzw. in ganz Europa mit örtlicher Distanz und zeitlicher Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch, bedingt eine entsprechende Weiterentwicklung des Marktsystems und des Engpassmanagements.

Das Unvermögen mittels NTC-Modell den europäischen Binnenmarkt zu fördern wird in ATLANTIS durch Variante D untermauert. In dieser Szenariorechnung wird der angenommene NTC-Wert zwischen der Schweiz und Italien sowie jener zwischen Österreich¹¹⁶ und Italien für das Jahr 2032 halbiert. Durch die Reduktion der Handelskapazität werden Importkapazitäten durch Erzeugung aus italienischen Kraftwerken ersetzt. Diese Einspeisung wirkt zusätzlich entlastend für strukturelle Nord-Süd-Engpässe. Wie die Auswertung in Abbildung 71 zeigt, ergibt sich durch die Reduktion der NTC-Werte eine maßgeblich bessere Integration der Windkraft in Deutschland. Vergleicht man das Marktergebnis aus der Szenariorechnung ohne NTC-Veränderungen (Variante C) mit der Szenariorechnung mit NTC-Halbierung (Variante D) ergibt sich in Variante C (normale NTC-Werte) ein geringfügig kostenoptimalerer Kraftwerkseinsatz. National betrachtet steigen die Kraftwerkseinsatzkosten laut Handel in Variante D insbesondere in Italien an. Dies ist gleichbedeutend damit, dass eine Verknappung der NTC-Werte *gegen* den Gedanken des europäischen Binnenmarktes spricht. Die aus den geringeren Importen resultierende geringere Netzbelastung führt jedoch zu einem geringeren Ausmaß an Redispatchmaßnahmen, wodurch sich in Variante D (halbierter NTC) ein kostenoptimalerer (physikalischer) Kraftwerkseinsatz laut DC-OPF-Lastflussmodell verglichen mit Variante C ergibt. Dies bedeutet, dass physikalische (z.T. regelzoneninterne) Engpässe, welche zukünftig mit dem Ausbau erneuerbarer Energien zunehmen, durch die dem NTC-Konzept zugrunde gelegten vereinfachenden Annahmen nicht ausreichend abgebildet werden. Daher sind mittelfristig lastflussbasierte Ansätze (z.B. PTDF-Konzept) anstelle von NTC-basiertem Market Coupling notwendig und für den Binnenmarkt in hochvermaschten Höchstspannungsnetzen als effizient zu erachten. Abbildung 74 zeigt die Auslastung

¹¹⁶ Der Alpenbogen spielt mit seinen Pumpspeicherkraftwerken sowie den hohen Nord-Süd-Transiten zunehmend eine wichtigere Rolle (Nischler et al., 2012).

der HGÜ-Korridore A1, A2 und B in den Varianten C und D. Korridor B zeigt in Variante D eine höhere Auslastung, während die Korridore A1 und A2 eine stabile Auslastung in beiden Varianten C und D aufweisen. Daraus kann der Schluss gezogen werden, dass die Kombination der Teilkorridore A1 und A2 eine robuste und von europäischen Marktgegebenheiten weitestgehend unabhängige Lösung darstellt.

Der Vollständigkeit halber muss auf die Unsicherheit bzgl. künftiger Netzausbauprojekte für den Zeithorizont 2025 und darüber hinaus hingewiesen werden. Diese ergeben sich durch die zum derzeitigen Standpunkt nicht lückenlose und öffentlich zugängliche Informationslage über (nationale) Netzprojekte im Höchstspannungsnetz der ENTSO-E. Damit können die gezeigten Auswirkungen des NTC-Konzeptes für den Prognosehorizont 2032 durch Netzausbaumaßnahmen teilweise geringer ausfallen.

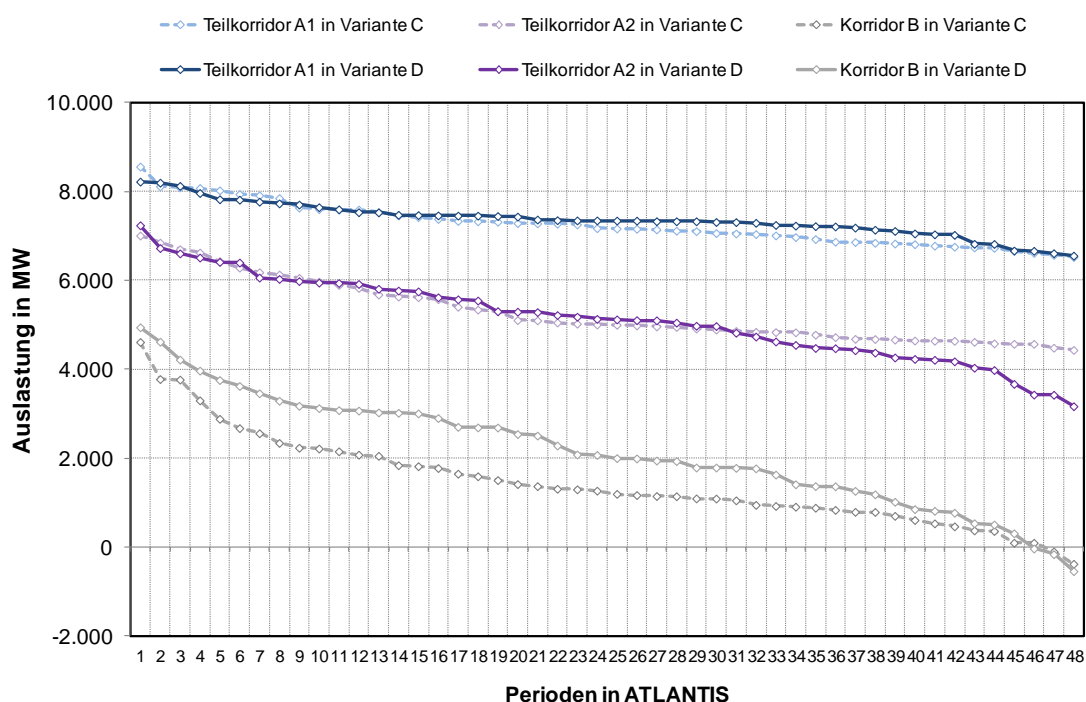


Abbildung 74: Auslastungsdauerlinie der HGÜ-Korridore A und B in der Variante C verglichen mit Variante D (positive Auslastung entspricht Nord-Süd-Richtung)

4.4.2.4 Ergebnisse der Szenariorechnung bei gestaffelter Inbetriebnahme der Teilkorridore A1 und A2 (Variante E)

In einer weiteren Szenariorechnung für Szenario B wird aufbauend auf den Ergebnissen aus den bisher gezeigten Rechnungen eine zeitlich gestaffelte Inbetriebnahme der einzelnen Systeme (jeweils 3 GW) der Teilkorridore A1 und A2 angenommen. Dabei wird in dieser Szenariorechnung (Variante E) das Inbetriebnahmejahr der jeweils drei HGÜ-Systeme dem im Szenario zugrunde gelegten Inbetriebnahmejahr großer Offshorewindkraftanlagen angepasst. Der in Tabelle 20 dargestellte jährliche Verlauf der installierten Offshorewindleistung ist fiktiv und spiegelt keineswegs den aktuellen Planungsstatus von Offshorewindparks und deren Netzanschluss- bzw. Inbetriebnahmejahr wider. Genehmigungszeiten (Erzeugungsanlagen und Netzanschluss) sowie Verfügbarkeit adäquater Offshoretechnologie sind nicht Gegenstand der Überlegungen zur Inbetriebnahme der HGÜ-Leitungen. Ziel dieser Variante ist es, die

Wirkung einer zeitlich verteilten Inbetriebnahme einzelner Teilkorridore im Gesamtsystem bzw. auf den Kraftwerkseinsatz (Redispatch und RES-Integration) darzustellen.

Tabelle 20: Angenommene zeitliche Entwicklung der Offshoreleistung (Nordsee) und die angenommene gestaffelte Inbetriebnahme der Teilkorridore A1 und A2 (jeweils 3 Systeme à 3 GW) in Variante E

Jahr	Windkraft Nordsee [MW]	Teilkorridor A1 [MW]	Teilkorridor A2 [MW]
2018	3.157	3.000	-
2019	3.157	3.000	3.000
2020	3.157	3.000	3.000
2021	3.157	3.000	3.000
2022	3.315	3.000	3.000
2023	3.315	3.000	3.000
2024	3.315	3.000	3.000
2025	4.294	6.000	3.000
2026	4.294	6.000	6.000
2027	5.121	9.000	6.000
2028	5.121	9.000	9.000
2029	5.121	9.000	9.000
2030	6.100	9.000	9.000
2031	6.100	9.000	9.000
2032	6.926	9.000	9.000

Abbildung 75 stellt den jährlichen positiven und negativen Redispatch in Energieeinheiten im Zeitverlauf von 2012 bis 2032 bei zeitlich gestaffelter Inbetriebnahme der HGÜ-Systeme in den Korridoren A1 und A2 dar. Ebenso dargestellt ist die einhüllende Kurve aus der Nullvariante (Startnetz ohne HGÜ) entsprechend Abbildung 70.

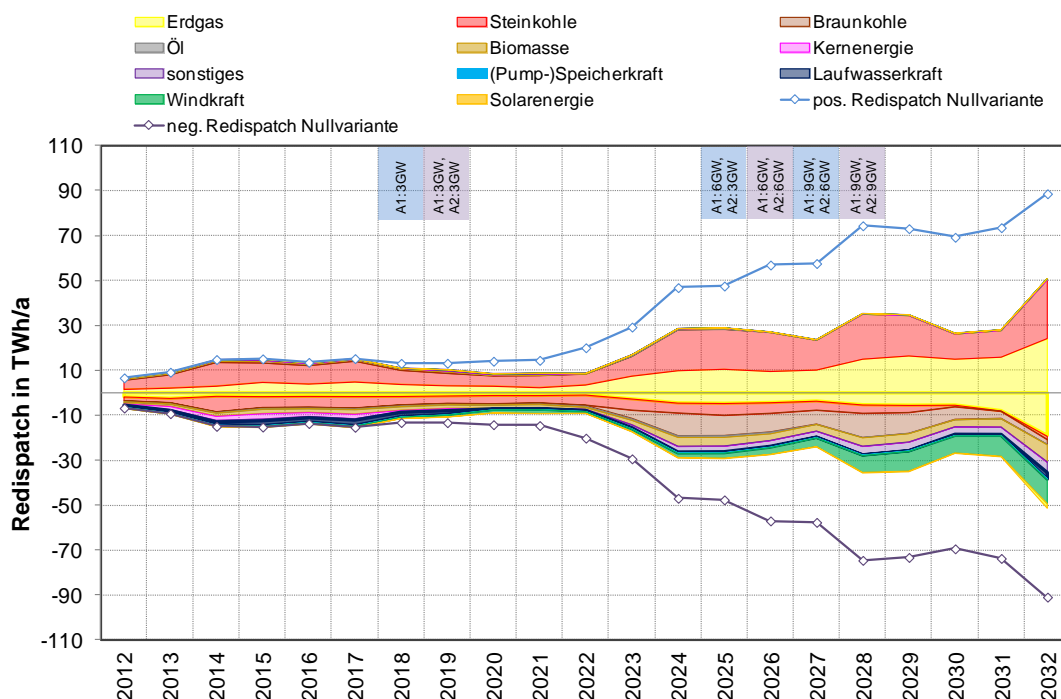


Abbildung 75: Verlauf der jährlich kumulierten Redispatchmenge je Kraftwerkstyp in Variante E zwischen 2012 und B-2032 bei zeitlich gestaffelter Inbetriebnahme der Teilkorridor A1 und A2 verglichen mit dem Verlauf des Redispatchumfangs in der Nullvariante (dargestellt in Form der Hüllkurve, vgl. Abbildung 70)

Dabei bewirkt bereits die Inbetriebnahme der ersten jeweils 3 GW HGÜ-Leitungen in Korridor A1 (2018) und A2 (2019) eine spürbare Reduktion der notwendigen Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz um rund 2 TWh/a. Bis zum Jahr 2021 kann durch die angenommene Transportkapazität von jeweils 3 GW in A1 und A2 annähernd ein Drittel des Redispatches verhindert werden. Mit zunehmendem Verlauf der Simulation und damit einhergehender Zunahme der installierten Leistung erneuerbarer Energietechnologien (v.a. Windkraft) zeigt sich die zukunftsichere und nachhaltige Wirkung der Teilkorridore A1 und A2. Dies gilt insbesondere in Verbindung mit der Zunahme der Transportkapazität der Korridore A1 und A2 bis zum Jahr 2028. Der Redispatchumfang im Jahr 2032 beträgt ± 51 TWh (äquivalent zu Variante B, vgl. Abbildung 71).

Zusammenfassend können folgende Ergebnisse aus den Szenariorechnungen (Nullvariante und Varianten A-E) festgehalten werden:

- Im Zeitraum 2012 bis 2022 bleibt das Ausmaß an notwendigen Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz in Form von Redispatchmaßnahmen in der Nullvariante verglichen mit dem Zeitraum 2023 bis 2032 gemäßigt, wenngleich sich bereits bis 2015 eine Verdopplung des Umfangs an Redispatchmaßnahmen verglichen mit 2012 erkennen lässt. Im Zeitraum 2023 bis 2032 steigt der Umfang an netzentlastenden Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz (Redispatch) massiv an. Zunehmend kommt es zu netzbedingten Produktionseinschränkungen von Erzeugung aus erneuerbaren Energien, allen voran aus Windkraft (knapp 30 TWh/a bzw. 13% der Jahreserzeugung im Jahr 2032). Aufgrund zunehmender Engpässe im Startnetz wird die nicht integrierbare Erzeugung aus Windkraftwerken durch nicht marktfähige thermische Kraftwerke (Steinkohle-, Erdgaskraftwerke) ersetzt. Dieser Effekt hat zwar einen positiven Einfluss auf die Volllaststunden thermischer Kraftwerke, führt aber gleichzeitig zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen. Der gezeigte Leistungsumfang von Redispatchmaßnahmen bis nahezu ± 20 GW ist für den Netzbetrieb in der Praxis kaum zu bewältigen, mit sehr hohen Kosten verbunden und stellt damit keine Alternative für Netzausbau dar.
- Aus den Szenariorechnungen mit den Overlaykorridoren A1 und A2 (Varianten A, B und E) wird die positive Wirkung eines Systemelementes im Höchstspannungsnetz, welches einen gerichteten Stromtransport über große Entfernungen ermöglicht, deutlich. Durch die Korridore A1 und A2 zeigt sich eine deutliche Reduktion des Redispatches im Vergleich zur Nullvariante (ohne Korridore). Eine schrittweise Inbetriebnahme in Abstimmung mit den Ausbauplänen für Windkraft im Norden Deutschlands (Variante E) erscheint hinsichtlich Planungssicherheit und im Sinne einer robusten Netzausbauplanung sinnvoll. Weiters sind geeignete Maßnahmen im Drehstromnetz nach dem NOVA-Prinzip für die systemoptimale Einbindung der HGÜ-Leitungen erforderlich. Weitere steuerbare Nord-Süd-Transportkapazitäten sind zudem für ein zukunftsorientiertes und im Betrieb flexibel handhabbares Höchstspannungsnetz notwendig.
- Die Teilkorridore A1 und A2 zeigen in der Szenariorechnung Variante C eine dauerhaft hohe Auslastung in Nord-Süd Richtung, woraus sich die Robustheit für den Korridor A im Westen Deutschlands ableiten lässt. Korridor B hingegen zeigt eine über das Jahr sensitivere Auslastung, welche durch Anwendung lastflussbasierter Marktmodelle und damit einhergehender besserer Abbildung der Netzgebundenheit im Stromhandel stabilisiert werden könnte. Der Redispatch tritt in über 80% der Fälle in Perioden mit geringer Last auf. Dies ist auf die örtli-

che Distanz zwischen volatiler Erzeugung und Verbrauch zurückzuführen. Daraus resultieren hohe horizontale Lastflüsse (Transite). Strukturelle Engpässe im Höchstspannungsnetz bedingen in weiterer Folge den Redispatch von Kraftwerken gegen den Markt.

4.4.3 Beschreibung der durchgeführten Extremfallrechnungen mit ATLANTIS

Infolge der Szenariorechnungen wird in ATLANTIS der Extremfall „Starklast, Starkwind, schwache Erzeugung aus Photovoltaik“ angelehnt an den Netznutzungsfall L+W+P- aus dem Gutachten NEMO I (Consentec/IAEW, 2012) analysiert. In ATLANTIS erfolgt aufgrund des Modellcharakters implizit die Berücksichtigung des Gesamtsystems aus Kraftwerken, Übertragungsnetz und Verbrauch im gesamten kontinentaleuropäischen synchronen Netzgebiet sowohl durch ein europäisches Market Coupling Modell als auch durch das Redispatchmodell basierend auf dem DC-Lastfluss. Unterschiedliche Maßnahmen im Höchstspannungsnetz (Freileitungsmonitoring, HGÜ-Korridore) können somit verglichen werden. Die untersuchten Netzvarianten werden nachfolgend kurz beschrieben.

- Wie in den Szenariorechnungen wird die Nullvariante (Startnetz) als Vergleichsberechnung für weitere Extremfallrechnungen herangezogen.
- Für die Netzvarianten mit einem steuerbaren Korridor (Variante A und B) wird in der betrachteten Starkwindsituation die Wirkung von Freileitungsmonitoring (FLM)¹¹⁷ in Kombination mit steuerbaren Korridoren betrachtet. Analysiert werden die Jahre 2022 und 2032.
- Auch für die Variante mit zwei steuerbaren Transportkorridoren wird FLM in Betracht gezogen. In den ausschließlich für das Jahr 2032 durchgeführten Extremfallrechnungen wird zudem die Wirkung von NOVA-Maßnahmen im 220/380-kV-Netz¹¹⁸ in Kombination mit FLM und steuerbaren Korridoren untersucht.

Das Simulationsergebnis der Leistungsdeckungsrechnung mit ATLANTIS (Marktmodell) für den Extremfall „Starklast, Starkwind, schwache PV-Erzeugung“ ist für das Jahr 2032 bereits in Abbildung 61 dargestellt. Zudem zeigt Abbildung 62 die Handelsflüsse¹¹⁹ sowie die grenzüberschreitenden physikalischen Lastflüsse¹²⁰ für das Jahr 2032. Abbildung 76 stellt die Ergebnisse der Leistungsdeckung des betrachteten Extremfalles für die Jahre 2022 und 2032 gegenüber. Abbildung 77 stellt einen Ausschnitt aus dem europaweiten Snapshot für die Exporte und Importe je Regelzone im Extremfall im Startnetz (Nullvariante) dar. Auf der linken Seite ist das Ergebnis aus dem Marktmodell (Market Coupling) dargestellt. Basierend auf diesem Ergebnis (Regelzonensaldo) sind rechts die physikalischen grenzüberschreitenden Lastflüsse aus dem DC-OPF-Modell abgebildet.

¹¹⁷ In den Berechnungen mit Freileitungsmonitoring (FLM) wird aufgrund der im Extremfall zugrunde gelegten Starkwindsituation eine höhere Belastbarkeit der Höchstspannungsleitungen angenommen. Dazu werden die Potenziale für Starkwind aus den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012c, S.15ff.).

¹¹⁸ Der Umfang von NOVA-Maßnahmen im AC-Netz wurde im Gutachten NEMO II (Stigler et al., 2012a) vom Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz ermittelt.

¹¹⁹ Ergebnis des NTC-basierten Market Coupling Modells in ATLANTIS.

¹²⁰ Ergebnis des DC-OPF-Modells basierend auf dem Market Coupling Modellergebnissen in ATLANTIS gemäß der in Abschnitt 3.10 gezeigten Methodik.

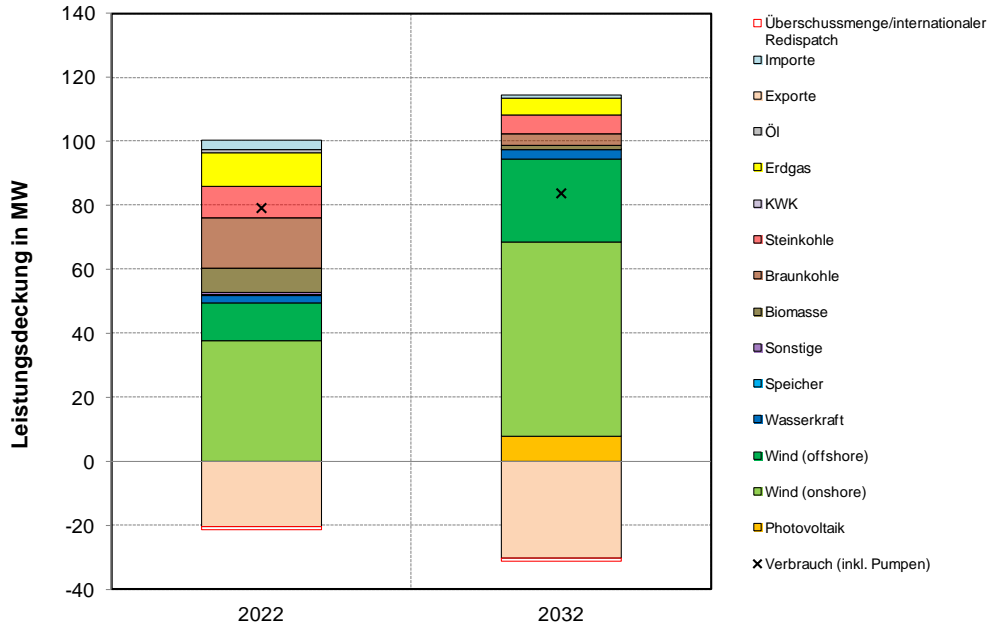


Abbildung 76: Leistungsdeckung für Deutschland für den Extremfall „Starklast, Starkwind, schwache PV-Erzeugung“ im Jahr 2022 (linker Balken) und 2032 (rechter Balken) (Szenario B) (Marktergebnis in ATLANTIS)

Der Unterschied zwischen der Handelsbilanz (18,5 GW) und jener laut DC-OPF-Modell (17,5 GW) beruht auf der Notwendigkeit von grenzüberschreitendem Redispatch im Umfang von 1 GW. Um die Netzrestriktionen im DC-Lastfluss nicht zu verletzen, muss der Export gegenüber dem Marktergebnis reduziert werden. Diese Maßnahme wird erst nach Ausschöpfen der Möglichkeiten durch Regeltransformatoren und nationalem Redispatch ergriffen (vgl. Abbildung 50 Seite 85) und kann damit als qualitativer Hinweis auf eine kritische Netzsituation gewertet werden.

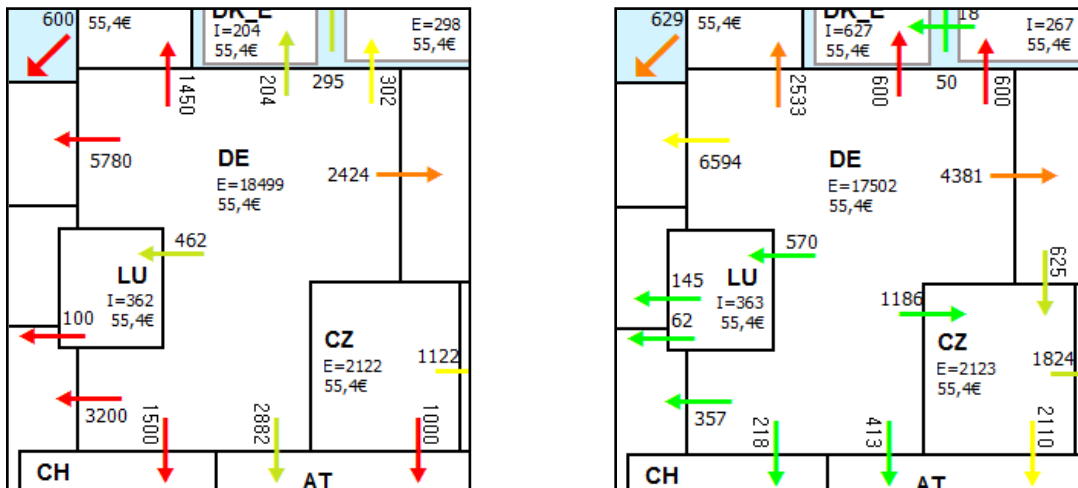


Abbildung 77: ATLANTIS-Snapshots für B-2022 laut Market Coupling mit NTC (links) und laut physikalischem DC-Lastflussmodell (kostenminimaler Redispatch im Startnetz) (rechts) im Extremfall¹²¹

¹²¹ Die Marktzonepreise stammen aus dem Market Coupling Modell und sind als nominelle Angaben in €/MWh zu interpretieren. Die Farbgebung der Pfeile spiegelt die Auslastung des NTCs bzw. des thermischen Limits der grenzüberschreitenden Leistung (Summe aller Leitungen) wider, wobei rot der maximal zulässigen Auslastung entspricht. Physikalisch ergeben sich die Wirkleistungsflüsse entsprechend der DC-OPF-Berechnung.

4.4.4 Ergebnisse der Extremfallrechnungen mit ATLANTIS

Im nachfolgenden Abschnitt werden die wesentlichen Ergebnisse der Extremfallrechnungen für die Jahre 2022 und 2032, durchgeführt mit dem Simulationsmodell ATLANTIS, dargestellt.

Ergebnisse für das Jahr 2022

Abbildung 78 zeigt für die durchgeführten Extremfallrechnungen jeweils den Umfang an notwendigen Redispatchmaßnahmen im betrachteten Extremfall „Starkwind, Starklast, schwache PV-Erzeugung“ für das Jahr 2022. Da keine der angenommenen Netzmaßnahmen, weder FLM noch HGÜ-Leitungen, einen Einfluss auf die Handelskapazitäten an den Grenzkuppelstellen (NTC) hat, ist das Marktergebnis in allen Netzvarianten gleich. Demzufolge haben die in Abbildung 78 dargestellten Redispatchmengen (Differenz zwischen Marktergebnis und Ergebnis aus DC-OPF-Modell) alle denselben Kraftwerkseinsatz laut Markt als Bezugsgröße und können somit direkt miteinander verglichen werden.

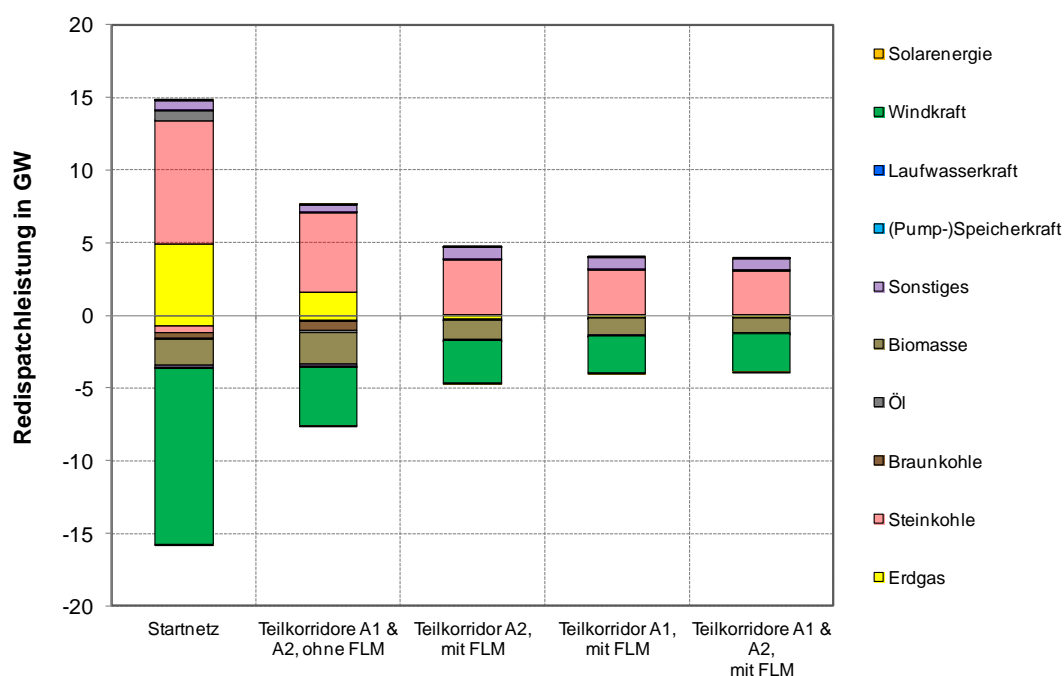


Abbildung 78: Vergleich der Redispatchleistung aus ATLANTIS in unterschiedlichen Netzvarianten in der Extremfallrechnung „Starkwind, Starklast, schwache PV-Erzeugung“ im Jahr 2022 ohne begleitende AC-NOVA-Maßnahmen und fallweisem Freileitungsmonitoring (FLM).

In der ersten Variante werden die Teilkorridore A1 und A2 mit einer maximalen Übertragungsleistung von 9 GW berücksichtigt. Die Korridore A1 und A2 verbinden den windkraftintensiven Nordwesten Deutschlands mit den verbrauchsstarken Gebieten in Nordrhein-Westfalen und im Südwesten Deutschlands. Die durch den Starkwind höhere zulässige Belastbarkeit des 220/380-kV-Netzes (Freileitungsmonitoring) wird in dieser ersten Variante noch nicht berücksichtigt. Durch die Overlaykorridore A1 und A2 sinkt der Gesamtumfang an Redispatch um gut 50% auf $\pm 7,6$ GW (Abbildung 78). Auch die Notwendigkeit von internationalem Redispatch ist durch steuerbare Korridore nicht mehr gegeben. Die in das Netz nicht integrierbare Erzeugung aus erneuerbaren Energien sinkt verglichen mit der Nullvariante (Startnetz) um zwei Drittel bzw. auf 4 GW ab. Der Snapshot basierend auf den grenzüberschreitenden Summenlastflüssen je Grenze (Abbildung 79 rechts) zeigt verglichen mit der Extremfallrechnung im Startnetz (Abbildung 79 links) eine deutliche Abnahme der Ringflüsse über das Ausland.

Insbesondere die Grenze zu den Niederlanden und damit auch das niederländische Höchstspannungsnetz werden durch die Overlaykorridore A1 und A2 mit rund 2 GW weniger belastet als im Startnetz. Der Anstieg der Exporte in der Variante mit Korridor A in Richtung Frankreich, Schweiz und Österreich kann als Beitrag für die Integration des europäischen Binnenmarktes gewertet werden. Der Elektrizitätsbinnenmarkt ist neben der Versorgungssicherheit und der Integration erneuerbarer Energien eine weitere wichtige Grundsäule der europäischen Energiepolitik. Die Auslastung des gesamten Korridors liegt in der Netzvariante Startnetz inkl. Teilkorridore A1 und A2 (und ohne FLM) bei der maximalen thermischen Transportkapazität von 9 GW.

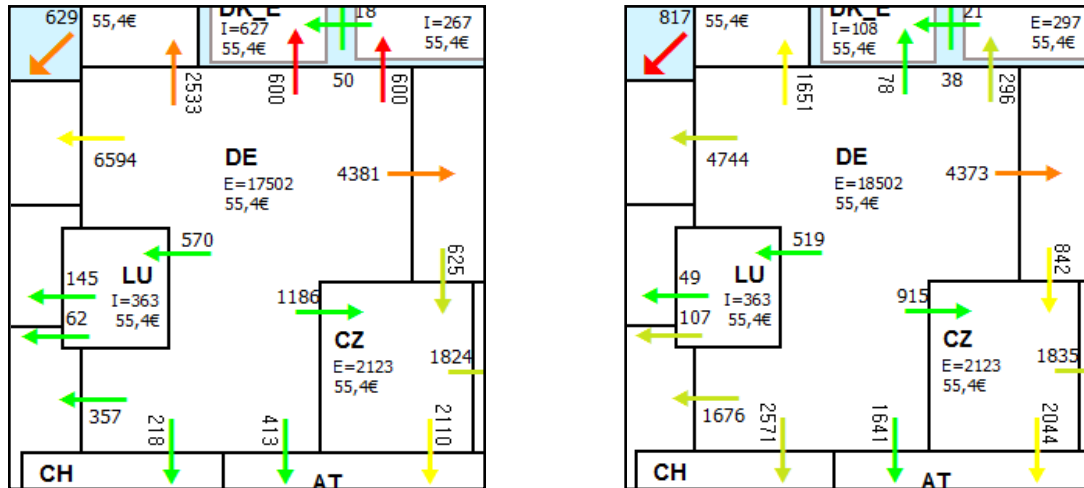


Abbildung 79: ATLANTIS-Snapshots für 2022 laut physikalischem DC-Lastflussmodell im Startnetz (Nullvariante) (links) und im Startnetz mit den Korridoren A1 und A2 und ohne FLM (rechts) im Extremfall „Starkwind, Starklast, schwache PV-Erzeugung“¹²²

In drei weiteren Netzvarianten wird die Wirkung von Freileitungsmonitoring und der daraus resultierenden höheren Belastungsgrenze von Leitungen im Drehstromnetz bei Starkwind (50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012c) erhoben. Dazu wird zunächst abwechselnd nur Leitungskorridor A1 bzw. A2 in Kombination mit FLM verwendet. Anschließend erfolgt eine weitere Netzvariante mit FLM und beiden Teilkorridoren A1 und A2. Abbildung 78 zeigt die Einflüsse dieser Netzvarianten auf den Redispatch. Durch die Anwendung von Freileitungsmonitoring kann eine weitere Reduktion des Umfangs an Redispatchmaßnahmen in ATLANTIS gezeigt werden. Im Schnitt sinkt der Umfang von ehemals in etwa ± 15 GW im Startnetz (Nullvariante) auf unter ± 5 GW ab. Die Netzintegration der Erzeugung aus erneuerbaren Energien, vorwiegend aus Windkraft, pendelt sich im Bereich 2,9 GW bis 2,5 GW ein. Dabei zeigt die Netzvariante mit Teilkorridor A1 in Kombination mit FLM eine geringfügig stärkere Reduktionswirkung auf den Redispatch als die Netzvariante mit Teilkorridor A2 mit FLM. In der Variante mit Teilkorridor A2 und FLM (ohne Teilkorridor A1) ist das 220/380-kV-Netz insbesondere im Nordwesten höher ausgelastet als in den Varianten mit Teilkorridor A1. In der Netzvariante mit Teilkorridor A1 und mit FLM kann durch die drei DC-Systeme (\hat{a} 3 GW) eine deutliche Entlastung des Drehstromnetzes erreicht werden. Zusätzlich ergibt die DC-Lastflussrechnung einen deutlich geringeren Verdrängungslastfluss über die Leitung zwischen den Netzknoten Diele (DE) und Meeden (NL). Dieser liegt in der Netzvariante mit Teilkorridor A1 und FLM bei rund 1,7 GW

¹²² Die Marktzonepreise stammen aus dem Market Coupling Modell und sind als nominelle Angaben in €/MWh zu interpretieren. Die Farbgebung der Pfeile spiegelt die Auslastung des NTCs bzw. des thermischen Limits der grenzüberschreitenden Leistung (Summe aller Leitungen) wider, wobei rot der maximal zulässigen Auslastung entspricht. Physikalisch ergeben sich die Wirkleistungsflüsse entsprechend der DC-OPF-Berechnung.

und erhöht sich in der Netzvariante mit Teilkorridor A2 und mit FLM mit ca. 3,3 GW auf fast den doppelten Wert. Im Gegensatz dazu verringern sich im Süden durch den Teilkorridor A2 die Engpässe im Drehstromnetz im Vergleich zu der Rechnung mit Teilkorridor A1 (Stigler et al., 2012a, S.77ff.). Der Grund, weshalb die Netzvariante mit Teilkorridor A2 und mit FLM einen ähnlichen Kraftwerkeinsatz wie die Netzvariante mit Teilkorridor A1 und mit FLM ergibt, liegt in der für Starkwindsituationen angenommenen erhöhten Belastbarkeit der Drehstromleitungen durch FLM. Freileitungsmonitoring ermöglicht im Rahmen von Netzoptimierung zusätzliche Freiheitsgrade im 220/380-kV-Drehstromnetz und ist daher ein wesentlicher Aspekt der Netzplanung gemäß dem NOVA-Prinzip. Eine weitere Verringerung der Redispatchmaßnahmen in eine für den Netzbetrieb zuträgliche Größenordnung kann durch NOVA-Maßnahmen im 220/380-kV-Netz¹²³ erfolgen.

Ergebnisse für das Jahr 2032

Abbildung 80 zeigt für die durchgeführten Extremfallrechnungen jeweils den Umfang an notwendigen Redispatchmaßnahmen im betrachteten Extremfall „Starkwind, Starklast, schwache PV-Erzeugung“ für das Jahr 2032.

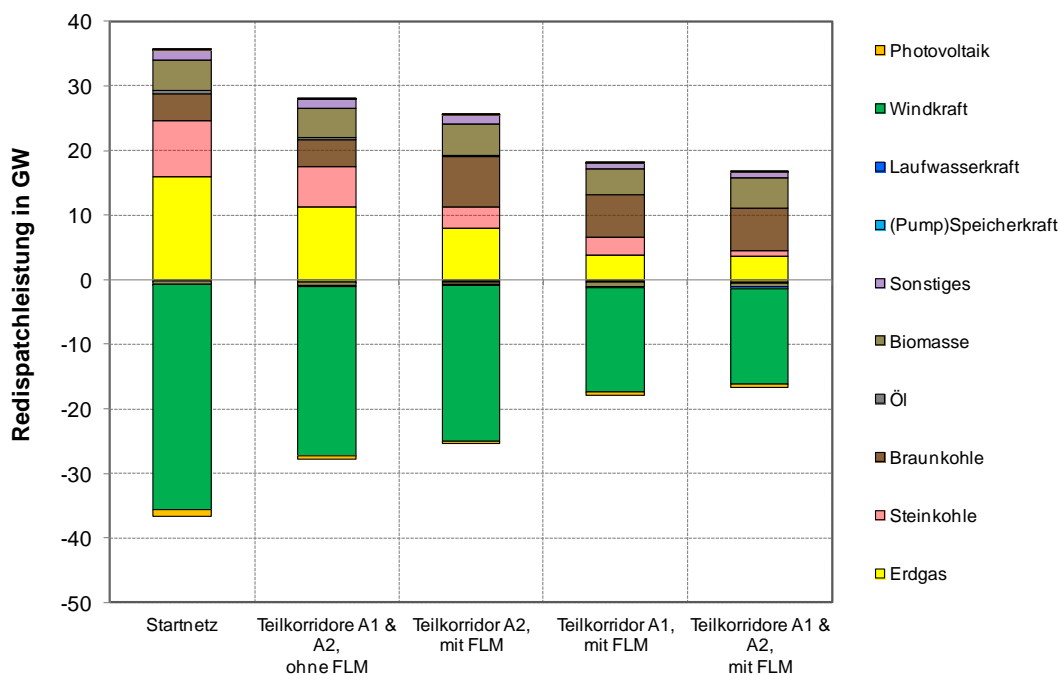


Abbildung 80: Vergleich der Redispatchleistung aus ATLANTIS in unterschiedlichen Netzvarianten in der Extremfallrechnung „Starkwind, Starklast, schwache PV-Erzeugung“ im Jahr 2032 ohne begleitende AC-NOVA-Maßnahmen und fallweisem Freileitungsmonitoring (FLM).

Der Extremfall „Starkwind, Starklast, schwache Erzeugung aus PV“ im Jahr 2032 ergibt in ATLANTIS eine marktbedingte Einspeisung aus Windkraft in der Höhe von 87 GW. Davon können in der Nullvariante (Startnetz) 35 GW nicht dem Marktergebnis entsprechend in das System integriert werden. Diese Leistung wird im Zuge operativer Engpassmanagementmaßnahmen durch thermische Kraftwerke (Erdgas und Steinkohle) ersetzt, welche in diesem Starkwindfall (niedriges Preisniveau) aufgrund ihrer Erzeugungskosten keinen Zuschlag am Markt erhalten haben (Abbildung 80). Gemessen

¹²³ Die Größenordnung notwendiger NOVA-Maßnahmen im AC-Netz wurde im Rahmen des Gutachtens NEMO II (Stigler et al., 2012a) vom Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz ermittelt.

am gesamten Angebot dargebotsabhängiger Erzeugung im betrachteten Starkwindfall (97,3 GW) stellt eine netzsicherheitsbedingte Reduktion der Einspeisung von insgesamt 36 GW ein deutliches Signal für die Notwendigkeit von Netzausbaumaßnahmen im Sinne der EE-Integration dar.

In der Netzvariante mit den Teilkorridoren A1 und A2 (ohne FLM im 220/380-kV-Netz) sinkt der Umfang an Redispatchmaßnahmen, verglichen mit der Nullvariante, auf ± 28 GW. Dabei kann zwar die Wirkung des Overlaykorridors A (9 GW Kapazität) gezeigt werden, dennoch besteht weiterer Netzausbaubedarf um eine zusätzliche Reduktion des Redispatchumfangs im Jahr 2032 zu erreichen. Wie bereits im Extremfall für 2022 gezeigt, entlasten die Korridore A1 und A2 die benachbarten Länder maßgeblich. Insbesondere Ringflüsse über die Niederlande und Polen sinken (Abbildung 81).

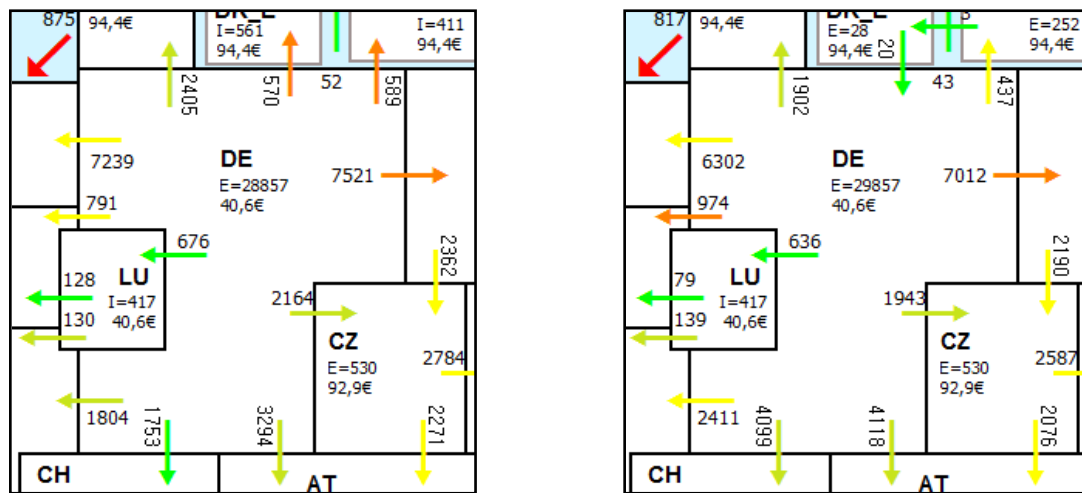


Abbildung 81: ATLANTIS-Snapshots für 2032 laut physikalischem DC-Lastflussmodell im Startnetz (Nullvariante) (links) und im Startnetz mit den Korridoren A1 und A2 und ohne FLM (rechts) im Extremfall „Starkwind, Starklast, schwache PV-Erzeugung“¹²⁴

Die Auslastung des Korridors A1 liegt bei 5,9 GW, jene von Korridor A2 beträgt 5,5 GW. Damit zeigt sich eine geringere Auslastung als die theoretisch möglichen 9 GW. Grund dafür sind Netzengpässe im 220/380-kV-Netz. Diese treten vermehrt im Nahbereich der Anschlussknoten für den Korridor A1 mit seinen drei DC-Systemen auf (Stigler et al., 2012a, S.82). Dabei können zielgerichtete Netzoptimierungs- und Netzverstärkungsmaßnahmen im 220/380-kV-Netz bereits deutlich bessere Auslastungsgrade für das Transportverhalten eines Overlaykorridors bedeuten.

Eine zweite Netzvariante berücksichtigt Teilkorridor A2 und FLM im 220/380-kV-Netz. Diese Variante zeigt im Vergleich zu der soeben gezeigten Variante mit den Korridoren A1 und A2 (und ohne FLM) nur einen geringfügig geringeren Redispatchumfang von $\pm 25,4$ GW (Abbildung 80) sowie eine höhere Netzaufnahme von Windkraft im Umfang von knapp 2 GW¹²⁵. Die Netzauslastung von Teilkorridor A2 liegt mit 4,2 GW bei unter 50% der maximalen Transportkapazität des Korridors A2. Auch in diesem Fall ist in der teilweise hohen Auslastung des Drehstromnetzes die Ursache für den

¹²⁴ Die Marktzonepreise stammen aus dem Market Coupling Modell und sind als nominelle Angaben in €/MWh zu interpretieren. Die Farbgebung der Pfeile spiegelt die Auslastung des NTCs bzw. des thermischen Limits der grenzüberschreitenden Leistung (Summe aller Leitungen) wider, wobei rot der maximal zulässigen Auslastung entspricht. Physikalisch ergeben sich die Wirkleistungsflüsse entsprechend der DC-OPF-Berechnung.

¹²⁵ Ein netzbedingtes Detail am Rande ist die Verdrängung von Steinkohlekraftwerken durch braunkohlegefeuerte Anlagen für den positiven Redispatch in dieser Variante gegenüber der Variante mit den Korridoren A1 und A2 aber ohne FLM. Dies ist auf die lokale Wirkung von Freileitungsmonitoring zurückzuführen, wodurch in der Erzeugung günstigere Braunkohlekraftwerke Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken verdrängt.

umfangreichen Redispatch und die geringe Auslastung des Korridors zu finden (Stigler et al., 2012a, S.82ff.). Aufgrund des Schwerpunktes derartiger Netzengpässe im Bereich der Windkraftherzeugung im Norden Deutschlands kann durch FLM in Kombination mit Teilkorridor A2 (verglichen mit Netzvariante mit Teilkorridor A1 und mit FLM) kein vergleichbar gutes Ergebnis für 2032 wie in den Extremfallberechnungen für das Jahr 2022 (vergleiche dazu Abbildung 78) erreicht werden.

In der dritten Netzvariante „mit Teilkorridor A1 und mit FLM“ sinkt der Redispatch verglichen mit den soeben dargestellten Netzvarianten maßgeblich auf ± 18 GW. Im Vergleich zur Nullvariante können zusätzlich 18,6 GW an Windkraft in das deutsche Netz integriert werden. Mit 16,1 GW bleibt dennoch ein erheblicher Teil von Produktionseinschränkungen betroffen. Für den Netzbetrieb in der Praxis ist der gezeigte Leistungsumfang an Redispatchmaßnahmen schwer bewältigbar und mit hohen Kosten verbunden. Daher ist ein begleitender AC-Netzausbau nach dem NOVA-Prinzip erforderlich¹²⁶.

Nur geringfügig besser wird die Situation, wenn zusätzlich zu Teilkorridor A1 auch Teilkorridor A2 berücksichtigt wird. In dieser vierten Netzvariante bestehend aus den Teilkorridoren A1 und A2 und mit FLM im 220/380-kV-Netz ergeben die ATLANTS-Berechnungen einen Umfang an Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz gegen den Marktpreis von $\pm 16,6$ GW. Rund 14,7 GW an Erzeugung aus Windkraft sind von Produktionseinschränkungen aufgrund von Netzengpässen betroffen. Die Auslastung von Teilkorridor A1 liegt in dieser Netzvariante bei 100% bzw. 9 GW. Auch Teilkorridor A2 ist mit rund 7,9 GW annähernd mit 90% ausgelastet. Redispatch im gezeigten Ausmaß ist in der Netzbetriebsführung nur schwer bewältigbar und mit sehr hohen Kosten verbunden und stellt keine wirtschaftliche Alternative für Netzausbau dar. Die Redispatch-Ergebnisse aus den ATLANTIS-Analysen für die Wirkung von Overlay-Systemen stellen viel mehr ein Indiz für die Notwendigkeit weiterer Netzmaßnahmen dar¹²⁶.

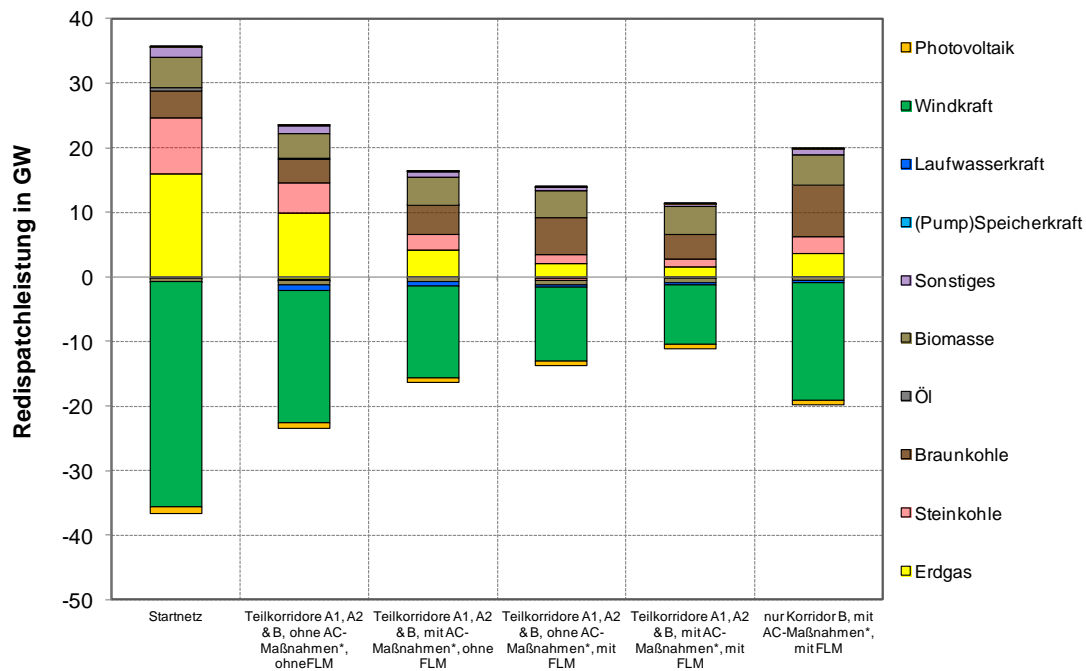
Ähnlich wie aus den Szenariorechnungen kann auch aus den Extremfallrechnungen mit nur einem steuerbaren Nord-Süd-Transportkorridor die Notwendigkeit zusätzlicher Nord-Süd-Kapazitäten abgeleitet werden, wenngleich die Korridore A1 und A2 in der Extremfallrechnung für die Starkwind-situation im Jahr 2032 ihr Potenzial für die Integration der Windkraft insbesondere in Kombination beider Teilkorridore unter Beweis stellen (Abbildung 80). Auch Freileitungsmonitoring als Netzoptimierungsmaßnahme trägt zu einer besseren Integration der Erzeugung aus erneuerbaren Energien bei. Es kann jedoch nicht davon ausgegangen werden, dass das Potenzial für FLM gleichzeitig und flächendeckend auf allen Leitungen für die jeweilige Windzone ausgeschöpft werden kann. Demgegenüber steht mit einem steuerbaren Systemelement, bspw. in Form einer HGÜ-Übertragung, eine planbare und funktionale Systemkomponente für die Beherrschung der Herausforderungen im Zusammenhang mit der stark zunehmenden Einspeisung aus lastfernen dargebotsabhängigen regenerativen Energien.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Szenariorechnungen mit zwei Nord-Süd-Transportkorridoren (Abschnitt 4.4.2.2) werden die Extremfallrechnungen für das Jahr 2032 durchgeführt. In der ersten Netzvariante mit zwei Nord-Süd-Korridoren (A1, A2 und B) wird der Extremfall ohne FLM simuliert. Dabei sind in dieser Netzvariante keine NOVA-Maßnahmen im 220/380-kV-Netz berücksichtigt. Verglichen mit den Extremfallrechnungen im Startnetz bzw. in der Variante mit nur einem DC-Korridor (Teilkorridore A1 und A2) und ohne FLM (vgl. dazu Abbildung 80) zeigt diese erste

¹²⁶ Die Größenordnung notwendiger NOVA-Maßnahmen im AC-Netz wurde im Rahmen des Gutachtens NEMO II (Stigler et al., 2012a) vom Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz ermittelt.

Netzvariante mit zwei Korridoren (ohne AC-NOVA und ohne FLM) eine Verbesserung bei der Integration der Erzeugung aus Windkraft. Der Gesamtumfang an Redispatchmaßnahmen liegt bei ± 23 GW, wobei ein potenzielles Dargebot aus Windkraftwerken von 20 GW nicht in das Netz integriert werden kann (Abbildung 82).

In der zweiten Netzvariante werden zusätzlich zu den Korridoren A1, A2 und B auch NOVA-Maßnahmen im 220/380-kV-Netz¹²⁷ berücksichtigt. Durch diese Maßnahmen kann eine weitere Reduktion des Redispatchumfangs und eine neuerlich bessere Integration der Erzeugung aus erneuerbaren Energien erreicht werden (Abbildung 82). Damit zeigt diese Netzvariante mit zwei durchgängigen Nord-Süd-Korridoren, mit AC-NOVA-Maßnahmen und ohne FLM tendenziell ähnliche Ergebnisse wie die Netzvariante mit einem Overlaykorridor und mit FLM im 220/380-kV-Netz (vgl. dazu Abbildung 80).



*... Die für die ATLANTIS-Rechnungen herangezogenen NOVA-Maßnahmen im 220/380-kV-Netz wurden vom Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz basierend auf AC-Lastflussrechnungen und technischen Grundlagen zur Netzplanung (n-1 etc.) erhoben. (Stigler et al., 2012a)

Abbildung 82: Vergleich der Redispatchleistung aus ATLANTIS in der Extremfallrechnung „Starkwind, Starklast, schwache PV-Erzeugung“ im Jahr 2032 in unterschiedlichen Varianten aus Transportkorridoren, AC-NOVA-Maßnahmen¹²⁷ und Freileitungsmonitoring (FLM)

In der dritten Variante mit zwei Nord-Süd-Korridoren (A1, A2 und B) wird anstelle der AC-NOVA-Maßnahmen nur Freileitungsmonitoring im 220/380-kV-Netz angenommen. Wie in Abbildung 82 dargestellt, nimmt der Redispatch neuerlich auf nunmehr ± 14 GW ab. Basierend auf der Annahme, dass das Potenzial für FLM nicht flächendeckend gleichzeitig ausgeschöpft werden kann, kann diese Lösung der vorherigen Variante jedoch nicht ohne Einschränkungen vorgezogen werden.

In der darauffolgenden Netzvariante werden die AC-NOVA-Maßnahmen und FLM in Kombination mit den zwei Nord-Süd-Korridoren (A1, A2 und B) in ATLANTIS modelliert. Von den ursprünglichen $+35,5$ GW/ $-36,5$ GW im Startnetz (Nullvariante) kann das Ausmaß an Eingriffen in den Kraftwerkeinsatz auf rund ± 11 GW reduziert werden. Dies entspricht einer Reduktion um nahezu zwei Drittel

¹²⁷ Die NOVA-Maßnahmen im AC-Netz wurden im Rahmen des Gutachtens NEMO II (Stigler et al., 2012a) vom Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz ermittelt.

und zeigt insbesondere bei der Integration der Windkraft die größte Wirkung. Von den rund 11 GW an negativem Redispatch (Produktionseinschränkungen) sind im Ausmaß von 10 GW dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen, vorwiegend Windkraft, betroffen. Damit können ca. 11% des Angebots erneuerbarer Energieerzeugung am Markt aufgrund von Netzengpässen physikalisch nicht integriert werden. Verglichen mit der Berechnung im Startnetz (Quote bei 37%) ergibt sich somit eine Verbesserung um 70%. Dadurch nimmt auch der Anteil der Erzeugung aus thermischen Kraftwerken ab, welche gegen den Marktpreis netzentlastend eingesetzt werden. Daraus folgend lässt sich durch die Integration erneuerbarer Energien und dem damit einhergehenden geringeren Einsatz ineffizienter thermischer Kraftwerke (mit altersbedingt geringem Wirkungsgrad) ein positiver Effekt auf die CO₂-Emissionen im Sektor der Elektrizitätserzeugung ableiten. Auch hier gilt, dass Redispatch im gezeigten Ausmaß in der Netzbetriebsführung nur schwer bewältigbar und mit sehr hohen Kosten verbunden ist und daher keine wirtschaftliche Alternative für Netzausbau darstellt. Tabelle 21 gibt einen Überblick über die Auslastung der DC-Korridore A1, A2 und B in den unterschiedlichen Varianten für den Starkwindfall im Jahr 2032.

Tabelle 21: Auslastung der HGÜ-Korridore in der Overlayvariante mit zwei Nord-Süd-Korridoren aus der DC-OPF-Rechnung in ATLANTIS für 2032 in den unterschiedlichen Netzvarianten für den untersuchten Starkwindfall. Die Prozentangaben beziehen sich auf die Bemessungsleistung der einzelnen Korridore A1, A2 und B.

Netzvariante → ↓ Korridor	mit A1, A2 & B ohne AC-NOVA ohne FLM	mit A1, A2 & B mit AC-NOVA ohne FLM	mit A1, A2 & B ohne AC-NOVA mit FLM	mit A1, A2 & B mit AC-NOVA- mit FLM
	Teilkorridor A1 (9 GW)	6,1 GW (68%)	9,0 GW (100%)	9,0 GW (100%)
Teilkorridor A2 (9 GW)	5,4 GW (60%)	7,0 GW (78%)	5,6 GW (62%)	5,7 GW (63%)
Korridor B (6 GW)	5,5 GW (92%)	5,6 GW (93%)	5,9 GW (98%)	6,0 GW (100%)

Eine weitere Extremfallrechnung, deren Ergebnis ebenfalls in Abbildung 82 dargestellt ist, beruht auf der Annahme, dass neben FLM und AC-NOVA-Maßnahmen nur Korridor B am Netz betrieben wird, während die Korridore A1 und A2 unberücksichtigt bleiben. Das Ergebnis ist ein Anstieg des Umfangs an Redispatch auf rund ± 20 GW. Dadurch ist auch in den Extremfallrechnungen die Robustheit von Korridor A (A1 und A2 in Kombination) im Modell ATLANTIS nachgewiesen.

Die untersuchten Netzvarianten bestätigen die Robustheit der beiden HGÜ-Korridore A und B. Durch den Transportkorridor im Westen Deutschlands kann insbesondere für die Grenze in die Niederlande eine deutliche Reduktion von Ringflüssen nachgewiesen werden. Für eine zukunftsorientierte Netzentwicklung ist die HGÜ-Lösung zu bevorzugen, FLM stellt eine sinnvolle Ergänzung dar und bietet insbesondere im Netzbetrieb zusätzliche Freiheitsgrade. Die zweckmäßige Anzahl von Korridoren und deren Dimensionierung ist maßgeblich von den Eingangsparametern wie z.B. der Verbrauchsentwicklung und -verteilung, der installierten Windkraftleistung sowie deren geografischen Verteilung (z.B. auf Ost- und Nordsee) abhängig. Auch Aspekte der Versorgungssicherheit spielen eine entscheidende Rolle und müssen mit technischen Netzanalysen in die Gesamtplanung einfließen.

4.5 Einfluss des Standortes konventioneller Kraftwerke auf den Netzausbau

In diesem Abschnitt wird die Auswirkung der künftigen Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken auf den erforderlichen Netzausbau gezeigt. Die dargestellten Ergebnisse basieren in weiten Teilen auf den nachfolgend genannten Publikationen aus dem Jahr 2014:

- Nischler & Stigler (2014a): *Netzausbauplanung und künftige Erzeugungsstruktur*. 13. Symposium EnInnov2014 „Innehalten und Ausblick: Effektivität und Effizienz für die Energiewende“ 12.-14. Februar 2014 an der Technischen Universität Graz. ISBN 978-3-85125-310-8.
- Nischler & Stigler (2014b): *Ausbau von Übertragungsnetzen als Voraussetzung für die Integration von erneuerbaren Energien*. Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien - OTTI-Konferenz 29.-30. Januar 2014, Berlin. Energiefachbuchhandel: ISBN 978-3-943891-34-8.

4.5.1 Hintergrund der Analysen

Das europäische Höchstspannungsnetz ist eine historisch gewachsene Infrastruktur, welche über Jahrzehnte hinweg primär zur Gewährleistung der (nationalen) Versorgungssicherheit betrieben und ausgebaut wurde. So wurde in der Vergangenheit und vor der Liberalisierung des EU-Energiebinnenmarktes in einem integralen Planungsansatz das Gesamtsystem aus Erzeugung, Übertragung/Verteilung und Verbrauch dementsprechend bedacht. Dem Verbundnetz kam dabei stets eine bedeutende Rolle für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit und der Minimierung der Kraftwerksreserve zu. Neben diesen Funktionen des Verbundnetzes ist im Zuge der Energieliberalisierung der EU als zusätzliches Aufgabenfeld die Vollendung des Strombinnenmarktes (Netzzugang aller Marktteilnehmer, grenzüberschreitender Stromhandel) in den Fokus gerückt. Die Energiewende und der damit verbundene forcierte Ausbau volatiler EE-Erzeugung eröffnet das dritte Aufgabenfeld für das Verbundnetz: die Integration erneuerbarer Energien und damit zunehmend auch die Übertragungsfunktion. Der forcierte und ambitionierte Ausbau der volatilen erneuerbaren Energien führt zu einem Paradigmenwechsel von einem vorwiegend bedarfsgerechten und bedarfsnahen hin zu einem dargebotsabhängigen und bedarfsfernen Aufbringungssystem. Zusätzlich wirkt sich die vorgeschriebene vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien deutlich auf die Strompreise am Großhandelsmarkt aus (Abbildung 83).

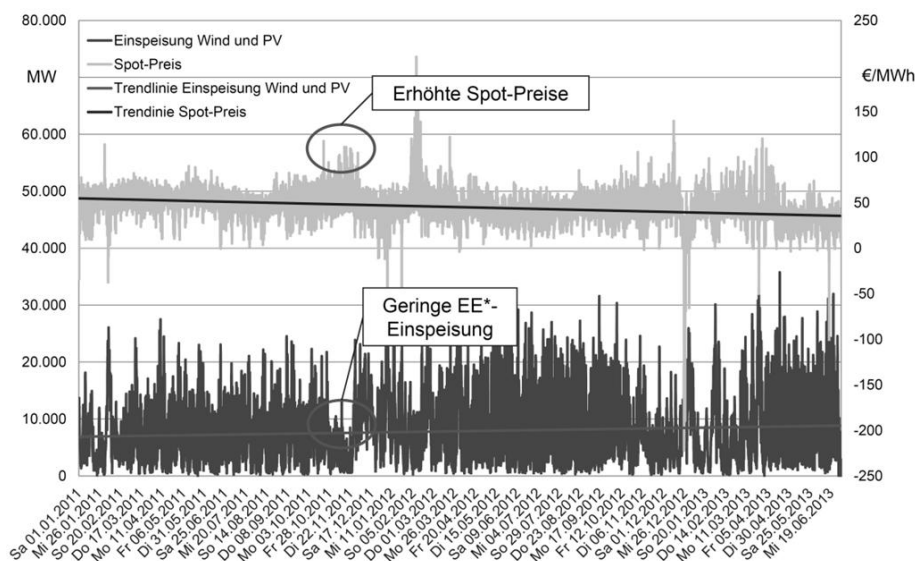


Abbildung 83: Entwicklung des Großhandelspreises an der Strombörse (Spotpreis) und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Zeitraum 2011 bis Mitte 2013 (Barth, 2013)

Sinkende Großhandelspreise schmälern den Deckungsbeitrag konventioneller Bestandskraftwerke, welche somit und in Kombination mit sinkenden Volllaststunden bei derzeitigem Marktsystem (energy only market) zunehmend in eine wirtschaftliche Schieflage geraten können. Waren früher Stilllegungen vorwiegend mit der determinierten technischen Lebensdauer von Kraftwerken begründet und daher gewissermaßen absehbar, so sind aktuell wirtschaftliche Gründe und politische Entscheidungen (z.B. Ausstieg bzw. Rückzug aus der Nutzung der Kernenergie) maßgebliche Unsicherheitsfaktoren in der langfristigen Systemplanung in Europa. Abbildung 84 zeigt die aktuellen Stilllegungspläne konventioneller Kraftwerke in Deutschland. Rund 3,6 GW werden von den Übertragungsnetzbetreibern als systemrelevant deklariert und dürfen als Redispatch- bzw. Reservekraftwerk vorerst nicht stillgelegt werden. Weitere 4,8 GW zum Teil jüngere Kraftwerke sind in Diskussion zur Stilllegung. Eine robuste Prognose über den künftigen Zubau konventioneller Kraftwerke wird daher zunehmend schwieriger. Entsprechend der aktuellen Situation ist es fraglich, ob für neue bedarfsgerechte Kraftwerke eine ausreichende Investitionssicherheit gewährleistet werden kann, wengleich deren Notwendigkeit für die Systemsicherheit auch mittelfristig nicht angezweifelt wird. Dieser mit der Stromwende einhergehende Paradigmenwechsel beeinflusst und erschwert gleichermaßen die langfristige Ausbauplanung eines sicheren und zuverlässigen sowie bedarfsgerechten und robusten Übertragungsnetzes.

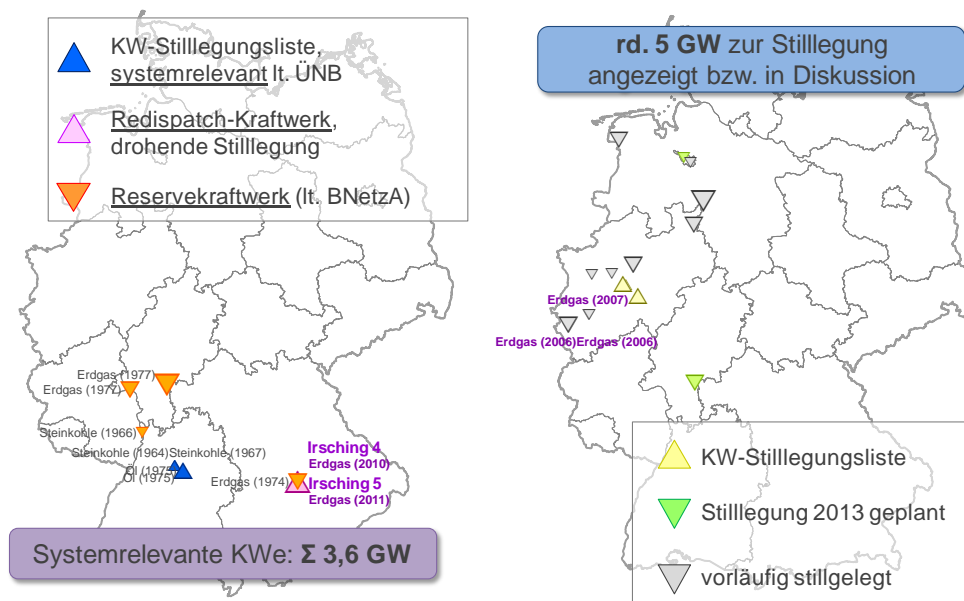


Abbildung 84: Stilllegungspläne Ende 2013 (eigene Darstellung, Datenquellen: (Bundesnetzagentur, 2013a) und (Bundesnetzagentur, 2013b))

Die Netzintegration erneuerbarer Energien, der Standort und die Wirtschaftlichkeit bedarfsgerechter Kraftwerke, verbraucherseitige Flexibilisierungsmaßnahmen (power demand side management, power-to-heat u.a.), Speicherung sowie internationaler Stromhandel beeinflussen den Netzausbaubedarf in zunehmendem Maß. Das Übertragungsnetz ist in diesem Gesamtsystemkontext das zentrale Bindeglied und dennoch im Planungsprozess in mehrerer Hinsicht in einer reagierenden Rolle. Die Herangehensweise an die Ausbauplanung des Höchstspannungsnetzes beruht meist auf vorab festgelegten, z.T. politisch motivierten Szenarien, welche die mögliche Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch beschreiben. Damit werden ungeachtet einer gewissen Prognoseunsicherheit Randbedingungen (z.B. Standort, Leistung usw.) determiniert, welche unmittelbaren Einfluss auf netzseitige Um- und Ausbaumaßnahmen haben. Der Zusammenhang zwischen künftiger Erzeugungsstruktur und robusten Entscheidungs-

gen für ein bedarfsgerechtes und sicheres Höchstspannungsnetz im Sinne der Stromwende kann mit langfristig (strategisch) angelegten Planungsansätzen unter Anwendung von Simulationsmodellen wie z.B. ATLANTIS gezeigt werden. Im langfristigen Planungshorizont bieten insbesondere die bereits mehrfach dargestellten elektrizitätswirtschaftlichen Indikatoren für Netzausbau (z.B. Redispatchumfang, RES-Integration, Ringflüsse etc.) wertvolle Zusatzinformationen zu rein technischen Planungsgrundlagen wie bspw. das (n-1)-Kriterium, Spannungsstabilität¹²⁸, Kurzschlussleistung usw.

Die primäre Intention der nachfolgend diskutierten Grobanalyse ist die Darstellung der Gesamtsystemabhängigkeit in der (langfristigen) Netzplanung. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund aktueller Diskussionen um gesicherte Erzeugungsleistung, Kapazitätsmärkten und -mechanismen von vordringlicher Bedeutung. Die regionale bzw. lokale Anreizkomponente derartiger Marktaufbau- und Markt Ablauforganisationen sind unter anderem in (enervis, BET, 2013, ff.103, 115, 118) und (frontier economics, 2013, ff.59, 136) diskutiert. Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E hält diesbezüglich folgendes fest:

“Capacity mechanisms that do not incentivise location may lead to inefficiencies and unusable capability in weakly connected regions or constrained transmission areas.” (ENTSO-E, 2013c, S.16)

4.5.2 Methodische Vorgangsweise

Das übergeordnete Ziel der Untersuchungen ist die Darstellung der Auswirkung bzw. der Sensitivität der im Szenariorahmen zum NEP 2012 getroffenen Standortwahl der Szenariorahmen-Kraftwerke¹²⁹ auf den Netzausbaubedarf bis 2022. Darauf aufbauend kann gezeigt werden, dass eine optimierte Positionierung¹³⁰ der Szenariorahmen-Kraftwerke einen reduzierenden Einfluss auf den Redispatch und damit auf den erforderlichen Netzausbau hat. Der Begriff Szenariorahmen-Kraftwerke umfasst dabei all jene bedarfsgerechten Kraftwerke, welche im konsultierten Szenariorahmen im Zeitraum 2013 bis 2022 vorgesehen sind. Dazu gehören sowohl gasbefeuerte Kraftwerke als auch Kohlekraftwerke (Abbildung 85). Die Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke ist maßgeblich von deren Volllaststundenzahl abhängig. Dies gilt für Bestandskraftwerke ebenso wie für geplante Neuanlagen. Ein bedarfsgerechtes Kraftwerk bekommt bei aktueller Marktorganisationsstruktur (energy only market) im Regelfall nur dann einen Zuschlag am Markt, wenn seine variablen Erzeugungskosten unterhalb jener des preisetzenden Kraftwerks liegen. Der jeweilige Markträumungspreis ist dabei beeinflusst vom Dargebot vorrangig einspeisender EE-Erzeugung, der aktuellen Lastsituation und anderweitiger Subventionierungen (z.B. KWK-Förderung). Das Handelsergebnis ist dabei vom Höchstspannungsnetz zunächst unbeeinflusst, da dem NTC-basierten Stromhandelsmodell eine Kupferplatte zugrunde liegt. Demzufolge ist auch der Handelsfahrplan eines Kraftwerks innerhalb einer Marktzone größtenteils unbeeinflusst vom Netzanschlussknoten des jeweiligen Kraftwerks. In der Investitionsentscheidung über den Bau eines Kraftwerks spielt der Netzanschlussknoten bzw. die Netztransportkapazität am Standort gegenüber anderen Faktoren (wie z.B. die Infrastruktur zur Primärenergieversorgung am Kraftwerks-

¹²⁸ In (Dierkes et al., 2014) wird der Zusammenhang zwischen Redispatch und Spannungsstabilität gezeigt.

¹²⁹ Bestandsanlagen sind nicht Teil der Analysen, da deren Standort ebenso wie getätigte Investitionen (sunk costs) nicht mehr beeinflusst werden können.

¹³⁰ Unter Positionierung ist in erster Linie der Netzanschlussknoten und nicht der tatsächliche Standort des Kraftwerks zu verstehen.

standort) daher eine untergeordnete Rolle. Letzteres ist nicht zuletzt auch durch die Energieliberalisierung in der EU und die damit einhergehende Entflechtung von Erzeugung und Netz bedingt.

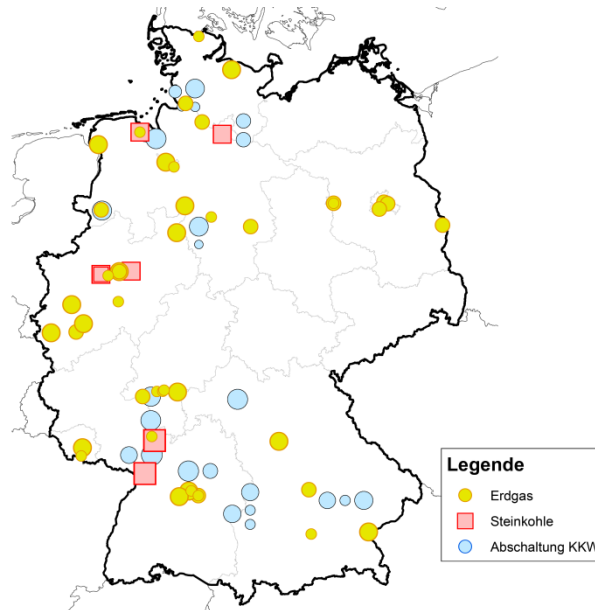


Abbildung 85: Szenariorahmen-Kraftwerke lt. Szenariorahmen NEP 2012 (Szenario B-2022) und Abschaltung der Kernkraftwerke bis 2022 (eigene Darstellung, Quellen: (Bundesnetzagentur, 2012a), (Consentec/IAEW, 2012))

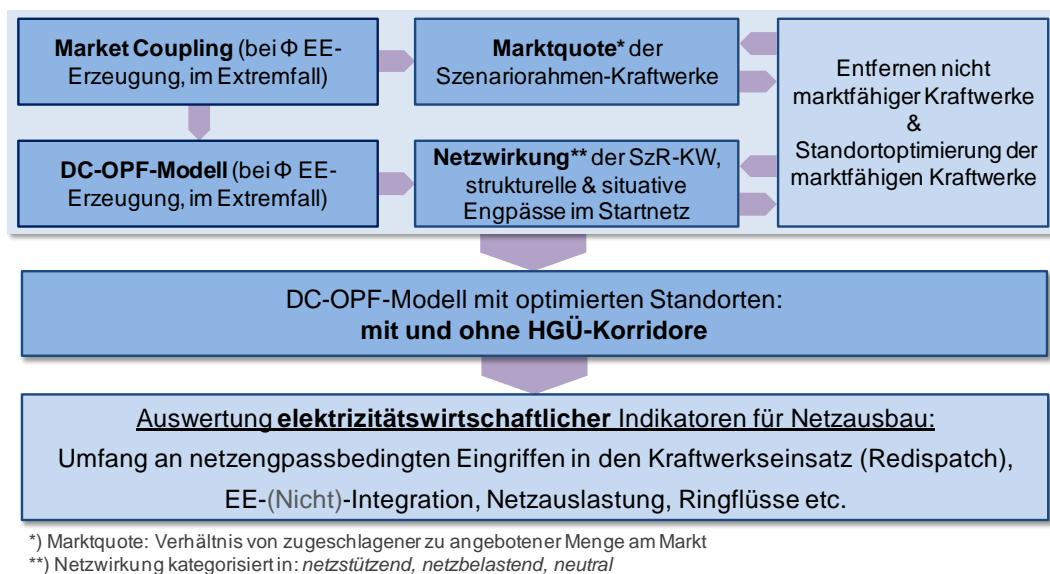


Abbildung 86: Methodik für die Analyse über netzoptimierte Standorte der Szenariorahmen-Kraftwerke

Im ersten Analyseschritt (Abbildung 86) wird die Marktquote der Szenariorahmen-Kraftwerke aus dem Szenario B-2022 im Startnetz ermittelt. Die Marktquote wird als Verhältnis zwischen der am Markt zugeschlagenen Erzeugung und der am Markt angebotenen Erzeugung (Jahreserzeugung in GWh) definiert. Anschließend wird basierend auf der DC-OPF-Rechnung bis 2022 für jedes Szenariorahmen-Kraftwerk eine Auswertung über dessen Wirkung auf das 220/380-kV-Netz vorgenommen. Bemessen an der Differenz zwischen Handelsfahrplan und Kraftwerkseinsatz nach DC-OPF-Modell (Redispatch) können für jedes Szenariorahmen-Kraftwerk folgende drei Wirkungsweisen auf das Netz unterschieden werden:

- i. netzstützend: Das Szenariorahmen-Kraftwerk wird (vorwiegend) zur Auflösung vorgelagerter (struktureller) Netzengpässe eingesetzt (positiver Redispatch überwiegt).
- ii. neutral: Das Szenariorahmen-Kraftwerk leistet am Standort bzw. am vorgesehenen Netzeinspeiseknoten im Rahmen von Redispatchmaßnahmen weder einen nennenswerten netzbelastenden noch netzentlastenden Beitrag (positiver und negativer Redispatch gleichermaßen gering)
- iii. netzbelastend: Das Szenariorahmen-Kraftwerk muss aufgrund von nachgelagerten Netzengpässen in seiner Produktion eingeschränkt werden und wirkt demnach netzbelastend (negativer Redispatch überwiegt).

In Kombination mit der Analyse über die Marktfähigkeit (Marktquote) ergeben sich demnach folgende fünf¹³¹ Konstellationen für die Systemwirkung eines Szenariorahmen-Kraftwerks auf das Startnetz:

1. marktfähig (Marktquote größer als 10%¹³²) und netzentlastend
2. marktfähig und neutrale Wirkung auf das Netz
3. marktfähig und netzbelastend
4. nicht marktfähig und netzentlastend
5. nicht marktfähig und neutrale Wirkung auf das Netz

In weiterer Folge werden jene Szenariorahmen-Kraftwerke, deren jeweilige Marktquote unter der Marke von 10% liegt, für die weiteren ATLANTIS-Rechnungen nicht berücksichtigt. Die in ATLANTIS zusätzlich zu den 48 Energiedeckungsrechnungen pro Jahr durchgeführte Leistungsdeckungsrechnung (angelehnt an (ENTSO-E, 2013d) und (Fath et al., 2011)) führt zu dem Ergebnis, dass auch ohne diese Szenariorahmen-Kraftwerke ausreichend Kapazität zur Deckung der Jahreshöchstlast vorhanden ist. Der Ansatz einer eigenständigen Deckung der Jahreshöchstlast bspw. aus energiepolitischen Gesichtspunkten war nicht Teil der Analyse. In ähnlicher Art und Weise argumentiert bspw. auch die Bundesnetzagentur im konsultierten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2012. Darin wird diesbezüglich festgehalten, dass die Bundesnetzagentur nicht geprüft hat,

„welche Kraftwerkskapazitäten erforderlich wären, um die Jahreshöchstlast durch inländische Kraftwerke decken zu können“. (Bundesnetzagentur, 2012a, S.37)

Szenariorahmen-Kraftwerke, welche grundsätzlich marktfähig sind, jedoch netzbelastend auf das Netz wirken, werden für die weiteren Analysen an vorteilhafteren Netzknoten vorgesehen. Aus dem Blickwinkel der Netzwirkung kann es zudem sinnvoll sein, neutral wirkende Kraftwerkskapazitäten an Standorten (Einspeiseknoten) vorzusehen, an denen das Kraftwerk zur Systemstabilisierung beitragen kann. Ein überwiegender Einsatz eines Szenariorahmen-Kraftwerks für positiven Redispatch in der Szenariorechnung (48 Fälle pro Jahr) deutet auf einen vorgelagerten strukturellen Engpass im Nahbereich des Einspeiseknoten hin. Für das Netz vorteilhafte Einspeiseknoten sind daher auch jene, an welchen nicht marktfähige Kraftwerke für positiven Redispatch und demnach netzentlastend eingesetzt

¹³¹ Ein Kraftwerk, welches am Markt nicht zugeschlagen wird, kann in weiterer Folge (durch Redispatch) auch nicht netzbelastend wirken. Die sechste Kombination „nicht marktfähig“ und „netzbelastend“ tritt daher methodisch nicht in Erscheinung.

¹³² Die Grenzquote von 10% beruht auf einer Festlegung der Bundesnetzagentur für die Gaskraftwerke Irsching 4 und 5. (TenneT - Presse, 2013)

werden. Unterstützend dazu werden basierend auf netzrelevanten Extremfallrechnungen (z.B. Starkwindsituationen) situative Engpässe im Startnetz lokalisiert. Jenseits dieser Engpässe werden geeignete Anschlussknoten für Szenariorahmen-Kraftwerke ermittelt. Aufbauend auf diese Szenario- und Extremfallrechnungen im Startnetz wird in weiterer Folge die Wirkung von HGÜ-Korridoren in Kombination mit der optimierten Neuverteilung der Szenariorahmen-Kraftwerke dargestellt. Als Indikatoren für die Wirkung der Maßnahmen (Szenariorahmen-Kraftwerke an geänderten Knoten, HGÜ-Korridore...) auf den erforderlichen Netzausbau dienen dabei der Umfang an Redispatch und die Integration des Dargebots an erneuerbaren Energien (Windkraft, PV etc.).

4.5.3 Ergebnisse für 2022 und Ausblick auf 2032

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Analysen für das Jahr 2022 dargestellt. Zunächst werden die Ergebnisse der Analysen mit Startnetz (Nullvariante) diskutiert. Anschließend folgen die Ergebnisse aus den Berechnungen mit HGÜ-Korridoren. Zuletzt erfolgt ein Ausblick auf das Jahr 2032.

4.5.3.1 Ergebnisse im Startnetz (Nullvariante) für das Jahr 2022

Das erste Ergebnis der Grobanalyse ist die Betrachtung der Marktquote aller Szenariorahmen-Kraftwerke im Startnetz. Die Handelsergebnisse der Szenariorechnungen (bei durchschnittlicher EE-Erzeugung) in ATLANTIS zeigen für 17 Szenariokraftwerke (insgesamt 7,3 GW) eine Marktquote deutlich unter 10%, teilweise sogar eine Quote von 0%. Dies ist insbesondere im Hinblick auf das Auslaufen der Kernenergie bis 2022 bemerkenswert. Die restlichen Kraftwerke erreichen eine durchschnittliche Marktquote von 83% und sind demzufolge, jedoch ohne nähere Betrachtung einzelner Kraftwerke, nicht unmittelbar als unwirtschaftlich zu erachten. Entsprechend Tabelle 22 besteht aus Sichtweise der Netzbelastung für eine Leistung von 10,2 GW gewissermaßen ein Optimierungspotenzial hinsichtlich des Einspeisenetzknötens marktfähiger Szenariorahmen-Kraftwerke.

Tabelle 22: Markt- und Netzwirkung der Szenariorahmen-Kraftwerke im Startnetz im Jahr 2022

	netzentlastend	neutral	netzbelastend
Marktquote > 10%	3,3 GW	6,0 GW	4,2 GW
Marktquote < 10%	5,2 GW	2,1 GW	-

Tabelle 22 zeigt zudem, dass rund 5,2 GW der nicht marktfähigen Kraftwerke dennoch an einem für das Netz günstigen Standort stehen und für positiven Redispatch und demnach netzentlastend eingesetzt werden. Diese Netzknoten dienen in weiterer Folge als Anhaltspunkt für die optimierte Standortwahl marktfähiger Szenariorahmen-Kraftwerke, welche am Einspeiseknoten aus dem konsultierten Szenariorahmen netzbelastend aber auch neutral auf das Startnetz wirken. Unterstützend dazu wird der Extremfall mit Starklast, Starkwind und geringer PV-Erzeugung herangezogen um situative Engpässe in diesem für das Startnetz besonders schwierigen Netznutzungsfall durch optimierte Standortwahl von Szenariorahmen-Kraftwerken zumindest teilweise zu entlasten. Abbildung 87 (links) zeigt die Auslastung des Startnetzes im Extremfall Starklast, Starkwind und schwache PV-Erzeugung. In diesem Fall kommt es zu einer netzengpassbedingten Nichtintegration des Starkwinddargebots im Ausmaß von 12,2 GW (Abbildung 89) bzw. zu einer EE-Kappung im Ausmaß von 25% bemessen am Dargebot im Starkwindfall. Der nächste Analyseschritt beruht erneut auf Basis des Startnetzes, allerdings werden folgende Maßnahmen für Szenariorahmen-Kraftwerke getroffen:

- Jene 7,3 GW an Szenariorahmen-Kraftwerke, welche eine Marktquote von unter 10% aufweisen (Tabelle 22), werden für weitere Szenariorechnungen nicht berücksichtigt.
- Die netzbelastend bzw. neutral wirkenden Szenariorahmen-Kraftwerke (mit einer Gesamtleistung von rund 10 GW) werden an optimierten/netzentlastenden Einspeiseknoten im Nahbereich struktureller und situativer Engpässe basierend auf Szenario- und Extremfallrechnungen vorgesehen.

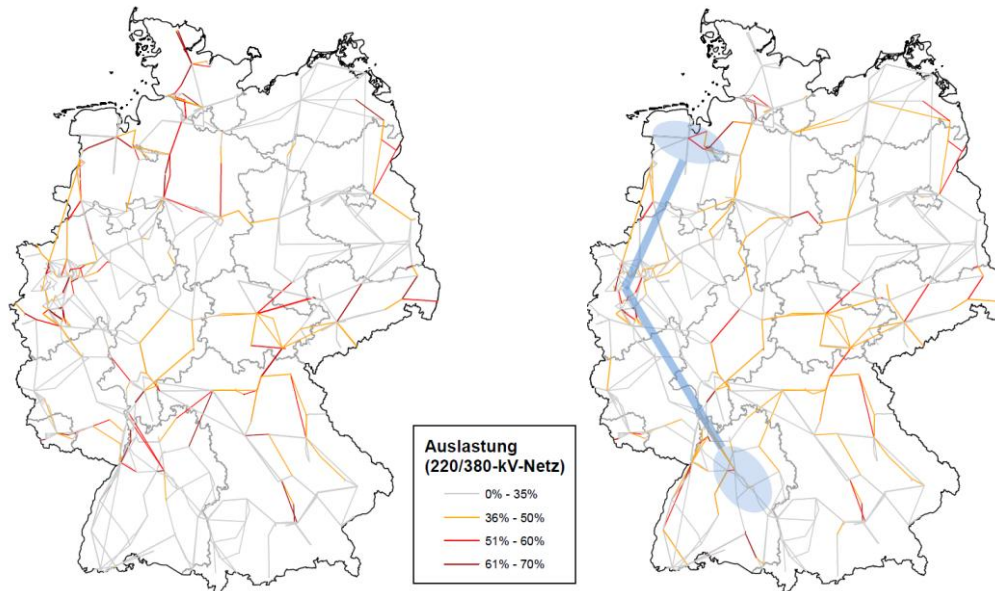


Abbildung 87: links: Auslastung des Startnetzes im Extremfall Starkwind, Starklast, schwache Erzeugung aus Photovoltaik im Jahr 2022. rechts: Auslastung des AC-Netzes im Extremfall Starkwind, Starklast, schwache Erzeugung aus Photovoltaik mit steuerbarem Korridor (blau) im Jahr 2022.

Abbildung 88 stellt den Umfang an Redispatch in der Szenariorechnung (bei durchschnittlicher EE-Erzeugung) für drei verschiedene Varianten gegenüber.

- Variante 1: Startnetz und Verteilung der Szenariorahmen-Kraftwerke gemäß Szenariorahmen zum NEP 2012.
- Variante 2: Startnetz mit optimierten Standorten von marktfähigen Szenariorahmen-Kraftwerken (10 GW) und ohne die nicht marktfähigen Szenariorahmen-Kraftwerke (7 GW).
- Variante 3: Startnetz inkl. HGÜ-Korridor (6 GW) und mit optimierten Standorten von marktfähigen Szenariorahmen-Kraftwerken (10 GW) und ohne die nicht marktfähigen Szenariorahmen-Kraftwerke (7 GW).

Der Vergleich von Variante 1 und 2 (Startnetz) zeigt eine deutliche Reduktion des Redispatchumfangs durch die optimierte Standortwahl der Kraftwerke. Damit einhergehend lässt sich auch eine entsprechend höhere Integrationsrate erneuerbaren Energien nachweisen, wenngleich diese in der Szenariorechnung nicht so deutlich ausfällt wie in der Extremfallrechnung mit Starkwinddargebot. Im Falle von Starkwinddargebot kann durch die optimierte Standortwahl konventioneller Kraftwerke der Redispatchumfang gesenkt und die Windintegration im Startnetz gesteigert werden (vgl. dazu Abbildung 89). Dieses Ergebnis untermauert die Gesamtsystemwirkung und Sensitivität der Standortwahl zukünftiger Kraftwerke auf den erforderlichen Netzausbau und damit auch die Forderung der lokalen Anreiz-

wirkung für den Neubau bedarfsgerechter Kraftwerke bei der Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen.

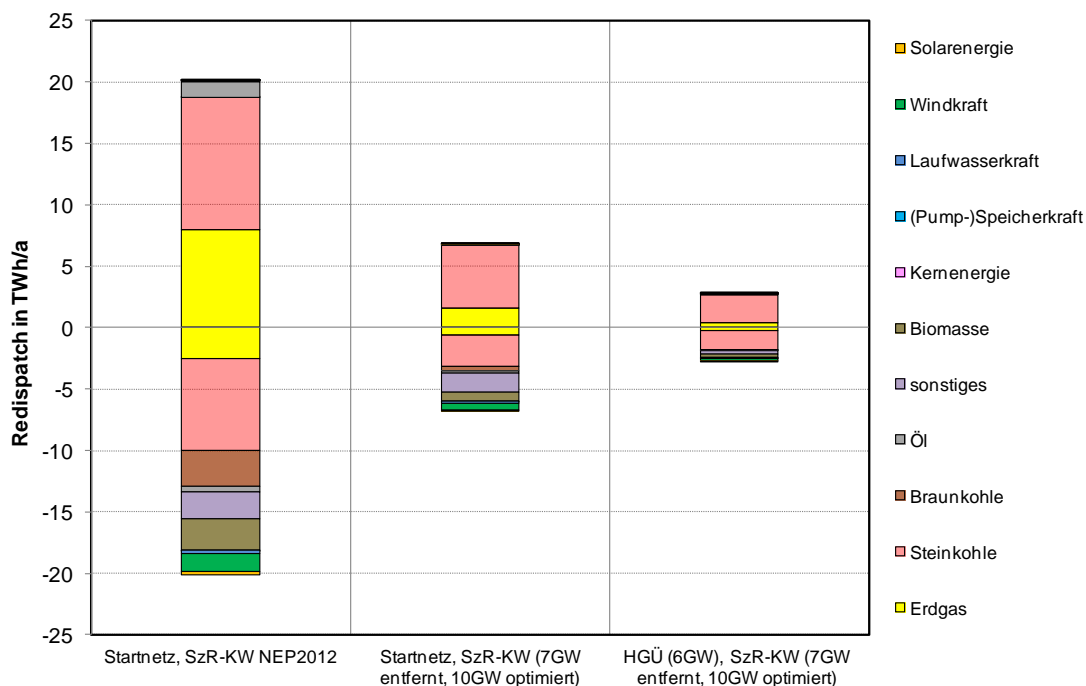


Abbildung 88: Vergleich des jährlichen Redispatchumfangs in der Szenariorechnung (durchschnittliche Erzeugung aus erneuerbaren Energien) für das Jahr 2022 in unterschiedlichen Varianten

4.5.3.2 Ergebnisse mit steuerbaren Transportkorridoren für das Jahr 2022

Die positive Wirkung von HGÜ-Korridoren auf die EE-Integration, den Redispatchumfang, das unterlagerte 220/380-kV-Drehstromnetz und auf Ringflüsse über Nachbarnetze wurde bereits in den vorangegangenen Abschnitten 4.3 und 4.4 basierend auf dem Gutachten NEMO II (Stigler et al., 2012a) umfassend dargestellt. Diese Erkenntnisse stellen sich im Rahmen dieser Grobanalyse auch hinsichtlich geänderter Standorte konventioneller Kraftwerke als robust heraus. Daraus wiederum resultiert der Bedarf an gerichtetem Stromtransport. Bereits bei durchschnittlicher EE-Erzeugung in der Szenariorechnung zeigt sich deutlich die Wirkung des steuerbaren Transportkorridors auf den Redispatchumfang (Abbildung 88). Verglichen mit der Berechnung ohne Korridor sinkt der Umfang an netzengpassbedingten Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz um mehr als die Hälfte. Noch deutlicher wird die positive Wirkung des steuerbaren Korridors in der Extremsituation „Starkwind, Starklast, geringe PV-Erzeugung“ ersichtlich (Abbildung 89).

Durch die Kombination aus netzoptimierten Standorten konventioneller Kraftwerke und einem Transportkorridor mit einer angenommenen Transportleistung von 6 GW kann deutlich mehr Wind in das Netz integriert werden als im Startnetz und bei ursprünglicher Kraftwerksverteilung lt. Szenario-rahmen NEP2012. Die Entscheidung für steuerbare Transportkorridore im Höchstspannungsnetz für das Jahr 2022 kann demzufolge auch bei optimierten Standorten als robust und zukunftsorientiert bezeichnet werden. Eine Erhöhung der Transportkapazität auf 10 GW bewirkt, dass die Menge an nicht integrierbarer Winderzeugung im Starkwindfall in den Bereich von unter 5% sinkt (Abbildung 89). Alternative Verwendungszwecke wie bspw. power-to-heat oder Speicherung (Pumpspeicherkraftwerke, power-to-gas) werden für Leistungen bzw. Energiemengen in dieser Größenordnung zunehmend wirtschaftlich einsetzbar. Zusätzliche Netzoptimierungs-, -verstärkungs-, und -ausbaumaßnahmen (NOVA)

im 220/380-kV-Netz sind zudem zielführend und notwendig. Dies zeigt auch die Auslastung des 220/380-kV-Netzes in Abbildung 87 (rechte Darstellung).

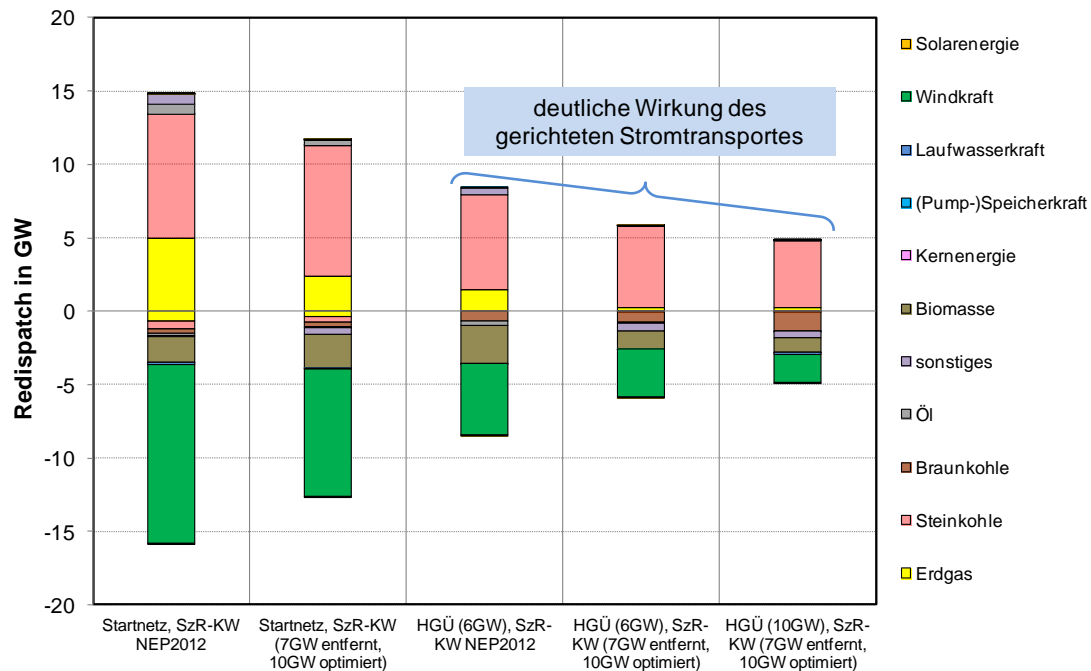


Abbildung 89: Vergleich des Redispatchumfangs in GW im Extremfall „Starkwind, Starklast, schwache PV-Erzeugung“ im Jahr 2022 bei unterschiedlichen Netzvarianten.

4.5.3.3 Ausblick auf das Jahr 2032

Aufbauend auf den Ergebnissen in den Jahren 2013 bis 2022 wird ein Ausblick bis zum Jahr 2032 vorgenommen. Dabei wird für die im Szenariorahmen NEP2012 vorgesehenen Szenariorahmen-Kraftwerke mit geplanter Inbetriebnahme zwischen 2023 und 2032 keine Änderung vorgenommen. Wie in Abbildung 70 (Seite 114) dargestellt, steigt der Redispatchumfang im Modellergebnis von ATLANTIS insbesondere ab dem Jahr 2022 (Abschaltung der letzten Kernkraftwerke) deutlich an und erreicht bis zum Jahr 2032 eine Größenordnung von rund 90 TWh/a. Die Annahme optimierter Einspeiseknoten der Szenariorahmen-Kraftwerke (rd. 10 GW) wirkt zwar reduzierend auf den Redispatch, ist aber keineswegs ausreichend im Sinne der optimalen Systemintegration des Dargebots erneuerbarer Energien bei gegebener installierter Leistung (Abbildung 90). Ein derartig hoher Umfang an Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs ist in der Praxis weder praktikabel noch wirtschaftlich und stellt daher keineswegs eine Alternative zum Netzausbau (nach dem NOVA-Prinzip) dar. Der Umfang nicht-integrierter Winderzeugung bemessen am Erwartungswert für 2032 beläuft sich im Startnetz bei optimierter Standortwahl auf 10% (schraffierte grüne Fläche in Abbildung 90). Eine deutliche Reduktion des netzengpassbedingten Eingriffs in den Kraftwerkseinsatz in Form von Redispatchmaßnahmen und Einspeisemanagement bei erneuerbaren Energien kann durch die Berücksichtigung steuerbarer Transportkorridore erreicht werden. Dabei sinkt der Umfang nicht integrierter Winderzeugung bemessen am Erwartungswert für 2032 auf 3,2%. Damit liegt die nicht-integrierte Erzeugung aus erneuerbaren Energien in einer Größenordnung, in welcher durch Alternativlösungen wie z.B. power-to-heat der energetische Nutzungsgrad aus dem Dargebot erneuerbarer Energien wirtschaftlich maximiert werden kann.

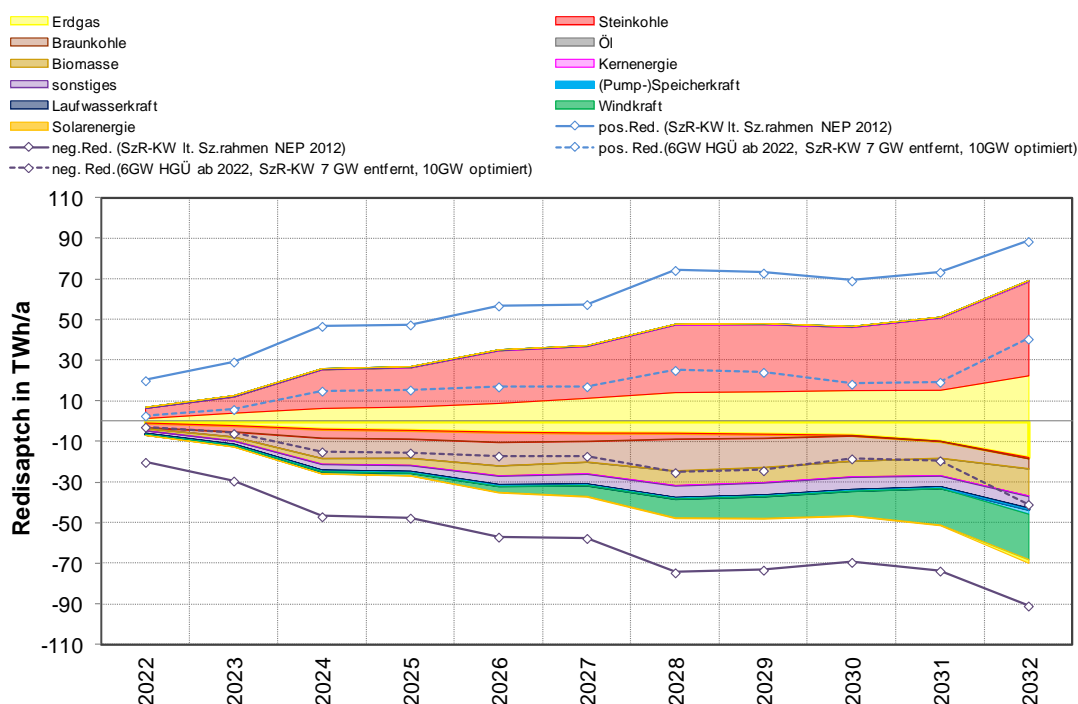


Abbildung 90: Verlauf des jährlich kumulierten Redispatchumfangs in TWh von 2022 bis 2032 basierend auf ATLANTIS Simulationen für unterschiedliche Varianten. (1): Startnetz mit optimierten Standorten konventioneller Kraftwerke (eingefärbte Flächen); (2): Optimierte Standorte und steuerbarer HGÜ-Korridor (gestrichelte Linien); (3) Startnetz ohne HGÜ mit originalen Standorten laut Szenariorahmen NEP 2012 (durchgezogene Linien)

4.5.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die gezeigten Ergebnisse für das Jahr 2022 untermauern die grundlegenden Erkenntnisse aus früheren Untersuchungen (Stigler et al., 2012a). Insbesondere im Starkwindfall ergibt sich eine deutlich höhere Windintegration durch Berücksichtigung steuerbarer Transportkorridore. In Kombination von optimierter Standortwahl konventioneller Kraftwerke und steuerbaren Korridoren kann die nicht integrierbare Winderzeugung im Starkwindfall 2022 auf ein Niveau im Bereich von 5% und damit auf eine Größenordnung reduziert werden, in welcher das Potenzial alternativer Verwendungszwecke wie z.B. power-to-heat oder (dezentrale) Speicherung in wirtschaftlicher Weise und technischer Machbarkeit gehoben werden kann. Der Ausblick auf das Jahr 2032 bestärkt diese Erkenntnis über die Notwendigkeit steuerbarer Korridore für den gerichteten Stromtransport.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Zu Beginn der 1930er Jahre entstand allmählich der Gedanke eines europäischen Verbundnetzes mit dem Zweck die Kraftwerksreserve in den einzelnen Ländern zu minimieren und sich bei Bedarf (z.B. bei Störfällen) gegenseitig durch Energielieferungen zu unterstützen. Pioniere wie Oskar von Miller erkannten bereits früh das elektrizitätswirtschaftliche Potenzial eines länderübergreifenden Höchstspannungsnetzes für eine optimale Nutzung der vorhandenen Primärenergieressourcen und schlugen in ihren Entwürfen bspw. die netztechnische Verbindung der Alpenwasserkraft mit den thermischen Kraftwerken im Ruhrgebiet vor. Mit Entstehung der UCPTE entwickelte sich schrittweise das heutige 220/380-kV-Höchstspannungsnetz in Kontinentaleuropa. Mit Beginn der Liberalisierung der europäischen Elektrizitätsversorgung in den 1990er Jahren stiegen auch die Anforderungen an das Verbundnetz. Neben der Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung begründete der zunehmende grenzüberschreitende Stromhandel für den europäischen Binnenmarkt ein neues Aufgabenfeld für die Übertragungsnetzbetreiber in der UCTE. Die Umsetzung klima- und energiepolitischer Entscheidungen (z.B. Kyoto-Protokoll, EU 20-20-20 Ziele usw.) in der EU und deren Mitgliedsstaaten und die mit der Energie- bzw. Stromwende einhergehenden hohen Durchdringungsraten erneuerbarer Energien stellen wiederum neue Ansprüche an das Übertragungsnetz. Es vollzieht sich aktuell ein Paradigmenwechsel von einem vorwiegend bedarfsgerechten und bedarfsnahen Erzeugungssystem hin zu einem dargebotsabhängigen und lastfernen Aufbringungssystem. Dies erfordert einen umfangreichen Umbau des Verbundnetzes hin zu einem Netz, welches zunehmend auch Anforderungen an einen gerichteten und steuerbaren Transport erfüllen muss.

Literaturüberblick zur strategischen Netzausbauplanung

Der genannte Paradigmenwechsel erfordert für eine robuste Netzentwicklung eine fundierte elektrizitätswirtschaftliche Rahmenplanung mit langfristigem Planungshorizont, welche zusätzlich zu den international anerkannten technischen Planungsgrundsätzen wie bspw. (n-1)-Rechnungen und Stabilitätsanalysen das Gesamtsystem bestehend aus Erzeugung, Verbrauch, Speicherung und Netz berücksichtigt. Diese Herangehensweise ist nicht zuletzt aufgrund der zunehmend schwierigeren Genehmigung neuer Leitungen von hoher Bedeutung. Die Tendenz hin zu ökonomischen Betrachtungen des Netzausbaus wird auch durch neue Planungsansätze der ENTSO-E in Europa, jene von PJM in Nordamerika oder jene der australischen Regulierungsbehörde AER unterstrichen. Diese Ansätze sind in ihrem Kern sehr ähnlich und sehen eine Kosten-Nutzen-Analyse von Netzausbaumaßnahmen vor. Auf der Nutzen- und Kosten- Seite stehen dabei bspw. die durch Netzausbaumaßnahmen beeinflusste die Integration erneuerbarer Energien, Kostenminimierung des Kraftwerkseinsatzes, Nutzen wohlfahrtsökonomischer Opportunitäten im Stromhandel und Reduktionspotenziale für CO₂-Emissionen. Die Veränderung dieser Faktoren durch Netzausbau ist dabei abhängig vom elektrizitätswirtschaftlichen Umfeld und dessen künftige Entwicklung im Rahmen konsistenter Szenarien.

Entwicklung von Methoden zur strategischen elektrizitätswirtschaftlichen Netzentwicklung

Eine elektrizitätswirtschaftliche Rahmenplanung zur Netzentwicklung erfordert ein dementsprechendes Instrumentarium, wie z.B. das Simulationsmodell ATLANTIS, welches das Gesamtsystem bestehend aus Erzeugung, Verbrauch und Netz abbildet. Der Kern des Modells ATLANTIS ist dessen Datenbasis bestehend aus Kraftwerkspark, Verbrauch je Netzknoten und 220/380-kV-Höchstspannungsnetz in

Kontinentaleuropa. Diese Datenbasis beinhaltet neben dem Bestand auch konsistente Szenarien für die mögliche zukünftige Gesamtsystementwicklung. Zu den wesentlichen Ergebnissen aus ATLANTIS zählen das künftige Import/Export-Verhalten europäischer Länder, grenzüberschreitende Lastflüsse, potenzielle Netzauslastungen, Kraftwerkseinsätze konventioneller Kraftwerke, Integrationsumfang erneuerbarer Energien sowie Knotenbilanzen. Diese Ergebnisse können für unterschiedliche Szenarien und Situationen (z.B. für netzrelevante Extremfälle) und in zeitlicher Dimension (z.B. in 5 Jahren, in 10 Jahren, vor- oder nach Inbetriebnahme von Kraftwerken, Leitungen usw.) erhoben und als Inputdaten für die weitere Netzausbauplanung bspw. basierend auf technischen Planungsgrundsätzen (z.B. (n-1)-Analysen) herangezogen werden. Dadurch können in weiterer Folge und für eine Vielzahl repräsentativer Zeitpunkte strukturelle Schwachstellen im Netz festgestellt und robuste Lösungen zur deren Behebung ermittelt und hinsichtlich ihrer Gesamtsystemwirkung (z.B. auf die RES-Integration) verglichen werden. Der Modellkern von ATLANTIS besteht aus Markt- bzw. Stromhandelsmodell sowie eine darauf aufbauende DC-Lastflussrechnung mit optimiertem Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen und dem Ergebnis aus dem Stromhandel. Die Kombination aus Szenariodaten, Marktmodell und DC-OPF-Modell ermöglicht die zukunftsorientierte und gesamtsystemische Netzentwicklung mit langfristigem Planungshorizont.

Mit dem bereits erwähnten Paradigmenwechsel einhergehend stellt sich zunehmend die Frage nach der Notwendigkeit steuerbare Netzelemente wie z.B. HGÜ-Leitungen zur Bewältigung des künftigen Transportbedarfs (hohe Leistungen über lange Distanzen). Unter dem Begriff „steuerbarer Stromtransport“ wird der Einsatz eines Netzelements verstanden, welches in Höhe und Richtung des Lastflusses über das Maß herkömmlicher Netzelemente hinausgehend beeinflussbar ist. Für eine umfassende Beantwortung dieser Frage ist es notwendig, derartige Netzelemente in der elektrizitätswirtschaftlichen Netzentwicklungsplanung, z.B. mit dem Simulationsmodell ATLANTIS, entsprechend zu berücksichtigen. Dazu werden im Rahmen der Arbeit Methoden zu den folgenden Aspekten entwickelt und diskutiert:

- Abbildung von DC-Overlaynetzen im DC-OPF-Modell
- Bestimmung elektrizitätswirtschaftlich vorteilhafter Anschlussknoten steuerbarer Korridore
- Wirkung von steuerbaren Korridoren auf das Höchstspannungsnetz
- Abbildung steuerbarer Korridore im lastflussbasierten Market Coupling Modell

Zunächst wird eine Methode gezeigt, wie HGÜ-Leitungen als steuerbares Netzelement im DC-OPF-Ansatz abgebildet werden können. Dabei wird der Einsatz der HGÜ-Leitungen derart optimiert, dass ein kostenminimaler Kraftwerkseinsatz möglich ist und gleichzeitig keine unnötigen Auslastungen des DC-Netzes auftreten. Für ein IEEE Testnetz mit DC-Overlaynetz zeigt die Methode verglichen mit einem Modellansatz der ETH Zürich (Wiget & Andersson, 2013) (Verlustminimierung) gute Übereinstimmung in den DC-Lastflussergebnissen. Dies gilt sowohl für die DC-Lastflüsse im AC-Netz als auch für jene im DC-Overlaynetz. Auch zeigt die entwickelte Methode geringe Abweichungen zu einer exakten AC-Lastflussrechnung.

In weiterer Folge wird eine Methode zur Bestimmung elektrizitätswirtschaftlich sinnvoller Anschlussknoten für steuerbare Transportkorridore im 220/380-kV-Netz entwickelt. Diese basiert auf der Theorie der Schattenpreise bzw. deren ökonomische Bedeutung. Die Nebenbedingung im DC-OPF-

Modell, welche die Knotenbilanz der Lastflüsse darstellt, bildet die Basis für die Ermittlung vorteilhafter Anschlussknoten. Der Schattenpreis dieser Restriktion gibt die Änderung der Zielfunktion (Kraftwerkseinsatzkosten) bei marginaler Änderung der Nebenbedingung an. Damit quantifiziert ein negativer Schattenpreis eines beobachteten Netzknotens unmittelbar die Kostenreduktion des Kraftwerkseinsatzes bei Berücksichtigung einer zusätzlichen Übertragungskapazität an diesem Knoten. Anhand von Testnetzen kann gezeigt werden, dass mit der entwickelten Methode, abhängig vom zukünftigen Szenario, vorteilhafte Anschlussknoten für DC-Systeme unmittelbar aus den Schattenpreisen der Netzknoten abgeleitet werden können. Dabei lassen sich sowohl vorteilhafte Ausspeiseknoten (DC-System nimmt Leistung aus dem Drehstromnetz auf) als auch optimale Einspeiseknoten (DC-System speist Leistung in das Drehstromnetz ein) anhand ihres Schattenpreises lokalisieren. In weiterer Folge erweisen sich jene Knoten mit der höchsten Schattenpreisdifferenz als optimale Kombinationen (im Sinne einer Kostenreduktion) für eine HGÜ-Verbindung. Durch iterative Interpretation der Schattenpreise bzw. der Schattenpreisdifferenzen kann auch die optimale Ausbauleistung der HGÜ-Korridore quantifiziert werden. Das vorhandene Basisnetz mit situativen oder strukturellen Engpässen wird dabei mit Einspeise- und Lastsituationen implizit durch die Gleichungen des DC-OPF-Ansatzes berücksichtigt. Jene potenziellen Anschlussknoten, welche sich in unterschiedlichen Erzeugungs-Last-Situationen wiederholt als geeignet erweisen, können als robuste Knoten für den Anschluss von DC-Systemen erachtet und in weiterer Folge technischen Netzanalysen unterzogen werden.

Basierend auf der DC-OPF-Methodik zum Einsatz von DC-Systemen als steuerbare Korridore wird in im Rahmen dieser Arbeit eine Methode zur Quantifizierung der Wirkung von DC-Systemen auf das vermaschte Drehstromnetz und auf Ringflüsse über parallele (ausländische) Netzzweige gezeigt. Die Methodik basiert auf der Analyse der Lastflussaufteilung bei ausgeglichener Erzeugung und Last in einem betrachteten Netzgebiet (z.B. einer Regelzone). Aufgrund der Linearität des DC-OPF-Ansatzes lässt sich aus der Differenz der Lastflussergebnisse mit und ohne steuerbare Korridore die Wirkung von DC-Systemen auf das AC-Netz quantifizieren. Wird neben dem betrachteten Netzbereich (z.B. Regelzone) zudem das umliegende Netz (z.B. benachbarte Regelzonen) berücksichtigt, kann auch der Einfluss steuerbarer Korridore auf Ringflüsse (loop flows) ermittelt werden.

Da voraussichtlich das NTC-basierte Market Coupling künftig von einem lastflussbasierten zonalen oder nodalen Modellansatz für grenzüberschreitenden Stromhandel abgelöst wird, ist lastflussbasiertes Market Coupling auch für die elektrizitätswirtschaftliche, gesamtsystemische und strategische Netzentwicklungsplanung mit dem Modell ATLANTIS von Bedeutung¹³³. Dazu wird das Market Coupling Modell in ATLANTIS im Rahmen dieser Arbeit für ein lastflussbasiertes, implizites Market Coupling angepasst. Es kann gezeigt werden, dass lastflussbasiertes Engpassmanagement physikalische Netzengpässe bereits im Handel adäquat abbilden kann und daraus verglichen mit dem NTC-basierten Stromhandelsmodell weitere Opportunitäten für grenzüberschreitenden Stromhandel genutzt werden können. In weiterer Folge werden zwei Methoden zur Abbildung steuerbarer Korridore im lastflussbasierten Ansatz für den optimalen Stromhandel entwickelt und miteinander verglichen. Während die eine Methode die steuerbare Leitung in Form einer variablen Ein- und Ausspeisung an den korrespon-

¹³³ An europäischen Regelzongengrenzen sind aktuell HGÜ-Verbindungen vorhanden (z.B. in Form von Seekabel zwischen Kontinentaleuropa und Skandinavien oder zwischen Italien und Griechenland) bzw. in naher Zukunft vorgesehen (HGÜ-Verbindung zwischen Frankreich und Spanien), sodass eine die Abbildung derartiger Netzelemente im Modell ATLANTIS in Betracht dessen, dass lastflussbasiertes Engpassmanagement künftig voraussichtlich angewendet wird, auch aus dieser Sicht relevant ist.

dierenden Netzknoten im Optimierungsproblem berücksichtigt, wird in der zweiten Methode eine variable PTDF-Matrix entwickelt. Diese verändert sich abhängig vom Einsatz der steuerbaren HGÜ-Leitung, wobei dieser Einsatz im Sinne des kostenminimalen Kraftwerkseinsatzes unter optimaler Nutzung von Handelskapazitäten optimiert wird. Am Beispiel eines IEEE Testnetzes werden die Methoden validiert und verglichen. Beide Methoden liefern dieselben Ergebnisse bzgl. optimaler Austauschmenge zwischen Marktzone, Kraftwerkseinsatz und Einsatz der steuerbaren Netzelemente. Dennoch zeigt die Methode mit variabler Ein- und Ausspeisung nennenswerte Vorteile gegenüber dem nichtlinearen Optimierungsmodell mit variabler PTDF-Matrix. Zum einen handelt es sich um einen linearen Modellansatz, wodurch kürzere Lösungszeiten erreicht werden. Zum anderen stellt der Schattenpreis der Nebenbedingung, welche das Marktzonengleichgewicht (aus Einspeisung, Verbrauch, Export und Import) sicherstellt, unmittelbar den Marktzonenpreis dar. Bei einem nodalen PTDF-Ansatz entspricht der Schattenpreis damit unmittelbar dem jeweiligen Knotenpreis.

Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Modellkopplung von NTC-basiertem Marktmodell und DC-OPF-Modell ermöglicht die Berücksichtigung des Ergebnisses aus dem Market Coupling Modell in Form des Regelzonensaldos im DC-OPF-Modell. Damit ist die modellhafte Abbildung von Handelsalden (als Ergebnis des Market Coupling Modells) in der Regelzonenbilanz und in weiterer Folge die Berücksichtigung der Import/Export-Handelsbilanzen in der Lastflussrechnung möglich. Dies entspricht der realitätsnahen Abbildung des Regelzonensaldos der Handelsfahrpläne als Sollwertvorgabe am Sekundärregler einer Regelzone.

Anwendung der Methoden zur zukunftsorientierten elektrizitätswirtschaftlichen Netzentwicklung

Die im methodischen Teil dieser Arbeit gezeigten Modelle werden am Beispiel des deutschen Netzentwicklungsprozesses und unter Berücksichtigung des kontinentaleuropäischen Verbundsystems angewendet und damit ihre Wirkungsweise an einem praktischen Beispiel demonstriert¹³⁴. Wie bereits mehrfach erläutert, verändern sich durch den bevorstehenden Strukturbruch auf der Aufbringungsseite elektrischer Energie die zukünftigen Anforderungen an das europäische Höchstspannungsnetz. So gilt es zum Beispiel im Zuge der Energiewende in Deutschland, lastferne Erzeugung aus Windkraft im Norden (On- und Offshore) mit den verbrauchsintensiven südlicheren Bundesländern zu verbinden. Dabei zeigen Simulationen mit ATLANTIS einen künftigen Nord-Süd-Transportbedarf in der Größenordnung von deutlich über 20 GW. Die Anwendung der entwickelten Methode zur Bestimmung vorteilhafter Anschlussknoten für DC-Systeme zeigt das in Abbildung 91 (links) dargestellte Ergebnis. Jene Netzknoten mit einer im Szenariorahmen zum NEP2012 vorgesehenen hohen Anzahl von Windkraftanlagen (hohe potenzielle Einspeiseleistung) im Norden Deutschlands (Onshore und Offshore mit Schwerpunkt im Nordwesten) zeigen dabei hohe negative Schattenpreise (rote Kreise in Abbildung 91 links). Dies bedeutet, dass eine zusätzliche Übertragungsleitung in Form eines steuerbaren HGÜ-Korridors, welcher Leistung vom Knoten abtransportiert, zu einem kostenoptimaleren Kraftwerkseinsatz durch eine bessere Integration der kostengünstigen Erzeugung aus Windkraft führt. Im Gegenzug dazu zeigen insbesondere verbrauchsintensive Netzknoten bzw. Netzbereiche im Süden Deutschlands hohe

¹³⁴ Die Anwendung der entwickelten Methoden für lastflussbasiertes Engpassmanagement (PTDF-Ansatz ohne und mit steuerbare HGÜ-Korridore) kann nur anhand von Testnetzen (z.B. IEEE Testnetz mit 30 Knoten) gezeigt werden, da für die Anwendung im ENTSO-E CE Netzgebiet zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit keine öffentlich zugänglichen Daten für die Handelskapazität (flow gate capacity) zur Verfügung standen.

positive Schattenpreise (blaue Kreise in Abbildung 91 links). In diesem Sinne würde eine zusätzliche Übertragungsleitung, welche Leistung an den Knoten transportiert, eine kostenoptimalere Lastdeckung bewirken. Zusätzlich zeigt sich im Bereich des Lastzentrums Nordrhein-Westfalen verglichen mit dem Rest Deutschlands ein rascher Übergang von negativen auf positive Schattenpreise in einem räumlich begrenzten Netzgebiet. Dies deutet auf Engpässe in diesem ausgeprägt hochvermaschtem Netzbereich hin. Aus rein energiewirtschaftlicher Sichtweise ist eine Unterbrechung eines DC-Korridors verlaufend vom Nordwesten in den Süden Deutschlands im verbrauchsstarken Nordrhein-Westfalen durchaus sinnvoll. Die energiewirtschaftliche Sinnhaftigkeit für eine derartige Unterbrechung des Nord-Süd-Korridors bzw. die Aufteilung des Korridors in einen nördlichen und einen südlichen Teil liegt unter anderem darin begründet, dass damit eine der verbrauchsstärksten Regionen Deutschlands in das Overlaynetz eingebunden ist. Weiters sind in dieser Region in größerem Umfang bedarfsgerechte Kraftwerke vorhanden, deren Systemfunktion im Zusammenhang mit der Volatilität regenerativer Erzeugung zukünftig zunehmend von Bedeutung sein wird. Zudem gilt es die zeitliche Lücke zwischen Verbrauch und Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu schließen. Dies kann aus gegenwärtiger Sicht großtechnisch und mit adäquater ökonomischer Effizienz nahezu ausschließlich durch Pumpspeicherkraftwerke bspw. in den Alpen überbrückt werden, wodurch auch eine südliche Anbindung des Verbraucherschwerpunkts Nordrhein-Westfalen auf lange Sicht energiewirtschaftlich zweckmäßig scheint.

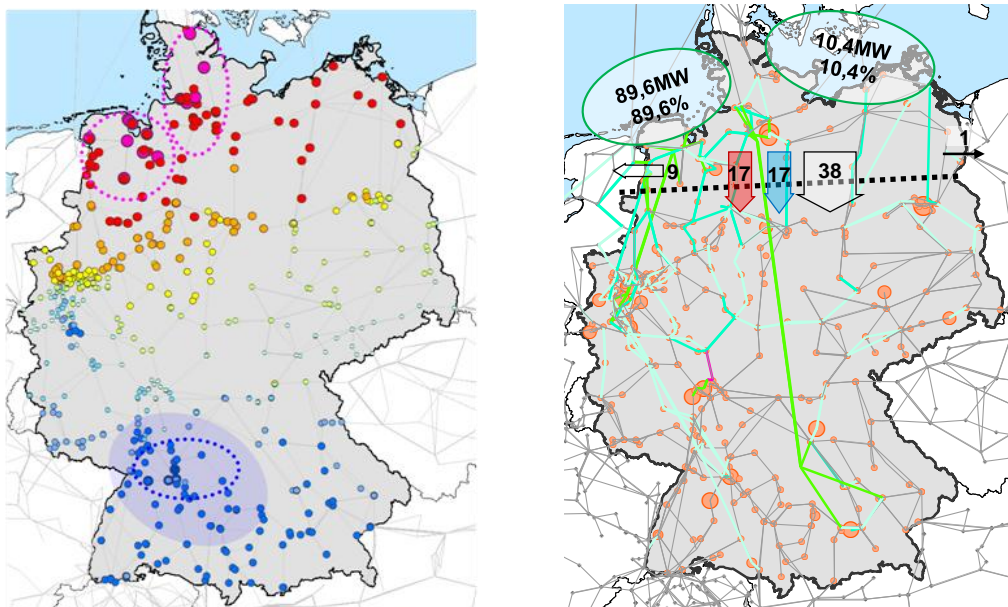


Abbildung 91: links: Knotenschattenpreise im Jahr 2032 mit dem zugrunde gelegten Startnetz. rechts: Verteilung des DC-Lastflusses bei Berücksichtigung von zwei HGÜ-Korridoren (Zahlenangaben in Prozent bzw. MW, Fläche der Kreise proportional zum Verbrauch an den Knoten)

In einer weiteren ATLANTIS-Simulation wird die Wirkung von Transportkorridoren innerhalb Deutschlands auf das restliche 220/380-kV-Höchstspannungsnetz analysiert. Dazu werden für eine ausgeglichene Systembilanz der Verbrauch und die Erzeugung (mit Schwerpunkt im Norden) in Deutschland auf 100 MW festgelegt. Das umliegende Höchstspannungsnetz wird in der Berechnung berücksichtigt, während Last und Erzeugung im Ausland unberücksichtigt bleiben. Die daraus resultierenden Lastflüsse verteilen sich entsprechend den im DC-Lastfluss vorgegebenen Netzparametern. Unter Anwendung des im methodischen Teil dieser Arbeit gezeigten Modellierungsansatzes für steuerbare Korridore im DC-OPF-Modell ergibt sich das in Abbildung 91 (rechts) dargestellte Ergebnis bei

Modellierung von zwei Nord-Süd-Korridoren. Zusammenfassend lassen sich zwei Effekte durch die HGÜ-Korridore beobachten. Zum einen sinken durch innerdeutsche DC-Korridore die Ringflüsse über das ausländische Nachbarnetz, zum anderen bewirken die Korridore eine deutliche Entlastung im deutschen 220/380-kV-Netz. Dies bedeutet größere Netzreserven zur Bewältigung zukünftiger Anforderungen an das Stromnetz.

Aufbauend auf diesen Erkenntnissen werden in weitere Folge umfangreiche Szenario- und Extremfallrechnungen mit dem Modell ATLANTIS durchgeführt. Dabei werden teilweise Analysen herangezogen, welche bereits im Zuge des Gutachtens NEMO II (Stigler et al., 2012a) vom Autor dieser Dissertation mit ATLANTIS durchgeführt wurden. Diese werden durch weitere Analysen ergänzt, welche maßgeblichen Einfluss auf den Netzausbau haben. Ziel der Modellrechnungen ist es, elektrizitätswirtschaftlich relevante Kenngrößen wie z.B. die Integration erneuerbarer Energien oder den Umfang an Redispatchmaßnahmen in unterschiedlichen Netzvarianten zu quantifizieren und damit für die langfristige Netzentwicklungsplanung zusätzlich zu den notwendigen technischen Grundlagen der konventionellen Netzausbauplanung alternative Indikatoren für Netzausbau darzustellen. Durch die Kombination aus Szenario- und Extremfallrechnungen erweitert sich das Analysespektrum. Zudem ergibt sich die Möglichkeit einer zeitlichen Beobachtung des Gesamtsystems innerhalb eines Jahres und über den Zeitraum mehrerer Jahre hinweg. Die Szenariorechnungen zeigen die nachfolgend zusammengefassten Ergebnisse. Ab dem Jahr 2022 nimmt der im Modell ermittelte Umfang an netzentlastenden Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz (Redispatch) massiv zu und netzbedingte Produktionseinschränkungen von Erzeugung aus erneuerbaren Energien, allen voran aus Windkraft (knapp 30 TWh/a bzw. 13% der potenziellen Jahreserzeugung im Jahr 2032) steigen an.

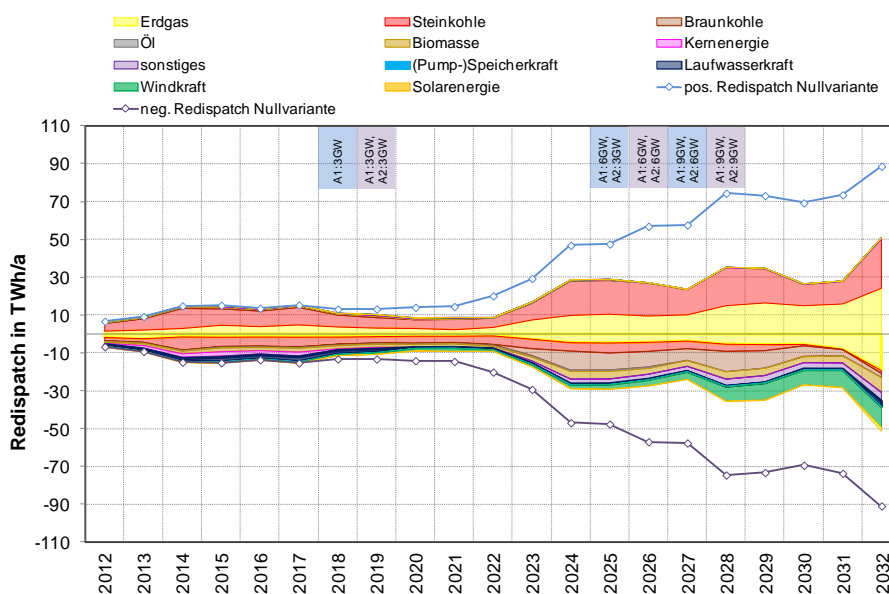
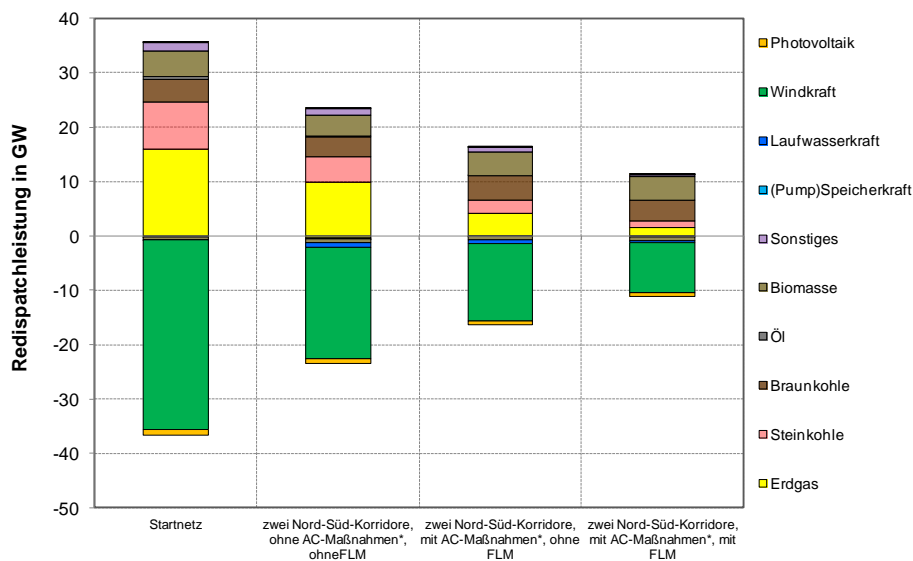


Abbildung 92: Verlauf der jährlich kumulierten Redispatchmenge zwischen 2012 und 2032 bei zeitlich gestaffelter Inbetriebnahme des HGÜ-Korridors verlaufend vom Nordwesten in den Süden von Deutschland und Verlauf des Redispatches (als Hüllkurve) in der Netzvariante ohne HGÜ-Korridore (Nullvariante)

Aufgrund zunehmender Engpässe im Startnetz wird die nicht integrierbare Erzeugung aus Windkraftwerken durch nicht marktfähige thermische Kraftwerke (Steinkohle-, Erdgaskraftwerke) ersetzt, woraus verglichen mit einem Kraftwerkseinsatz laut Markt (bei marktzoneinterner Kupferplatte) höhere CO₂-Emissionen zu erwarten sind. Der gezeigte Leistungsumfang von Redispatchmaßnahmen

bis nahezu ± 20 GW ist für den Netzbetrieb in der Praxis kaum bewältigbar und mit sehr hohen Kosten verbunden und stellt damit keine Alternative für Netzausbau nach dem NOVA-Prinzip dar. Aus den Szenariorechnungen mit einem und zwei steuerbaren Overlaykorridoren wird die positive Wirkung des gerichteten Stromtransportes über große Entfernungen deutlich. Es zeigt sich eine starke Reduktion des Redispatches im Vergleich zur Netzvariante ohne Korridore und eine deutlich höhere Integration erneuerbarer Erzeugung (v.a. aus Windkraft im Norden von Deutschland). Dabei ist ein schrittweiser und koordinierter Ausbau der Korridore in Abstimmung mit den angenommenen Ausbaupfaden für erneuerbare Energien zielführend und im Sinne einer robusten Netzausbauplanung (Abbildung 92). Die Analyse der Netzauslastungen (DC-Lastfluss im Drehstromnetz) im Nahbereich der HGÜ-Korridore zeigt, dass für die systemoptimale Einbindung der HGÜ-Leitungen begleitende NOVA-Maßnahmen im AC-Netz erforderlich sind. Dabei zeigt insbesondere der Korridor verlaufend vom Nordwesten Deutschlands über Nordrhein-Westfalen nach Süddeutschland stabile und hohe Auslastungsgrade in den untersuchten Fällen für die Jahre 2022 bis 2032.

Zusätzlich zu den Szenariorechnungen werden für den Extremfall „Starklast, Starkwind und schwache Erzeugung aus Photovoltaik“ die Wirkungen unterschiedlicher Maßnahmen im Höchstspannungsnetz (HGÜ-Korridore, Freileitungsmonitoring, AC-NOVA-Maßnahmen) auf das Gesamtsystem gegenübergestellt. Dabei werden insbesondere die Jahre 2022 und 2032 mit ATLANTIS analysiert.



*...Die für die ATLANTIS-Rechnungen herangezogenen NOVA-Maßnahmen im 220/380-kV-Netz wurden vom Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz basierend auf AC-Lastflussrechnungen und technischen Grundlagen zur Netzplanung (n-1 etc.) erhoben. (Stigler et al., 2012a)

Abbildung 93: Vergleich der Redispatchleistung aus ATLANTIS in der Extremfallrechnung „Starkwind, Starklast, schwache PV-Erzeugung“ im Jahr 2032 in unterschiedlichen Varianten aus zwei Transportkorridoren, AC-NOVA-Maßnahmen und Freileitungsmonitoring (FLM)

Im Startnetz (ohne HGÜ und ohne FLM) liegt der im Modell ermittelte Redispatchumfang im untersuchten Starkwindfall für 2032 bei ± 36 GW. Redispatch in der gezeigten Größenordnung ist keine Alternativlösung für ein zukunftsorientiertes Übertragungsnetz, sodass begleitende AC-NOVA-Maßnahmen jedenfalls notwendig sind. In der Variante mit zwei HGÜ-Korridoren (Übertragungsleistung 15 GW) kann in Kombination mit AC-NOVA-Maßnahmen und FLM für 2032 der Redispatch im Modell auf ± 11 GW reduziert werden (Abbildung 93). Aus der deutlich höheren Integration erneuer-

barer Erzeugung (v.a. aus Windkraftanlagen) resultiert ein geringerer Einsatz ineffizienter, nicht marktfähiger thermischer Kraftwerke, wodurch auch die CO₂-Emissionen verringert werden.

Die untersuchten Netzvarianten bestätigen die Robustheit der beiden angenommenen HGÜ-Korridore. Durch den Transportkorridor im Westen Deutschlands kann insbesondere für die Grenze zu den Niederlanden eine deutliche Reduktion von Ringflüssen nachgewiesen werden. Für eine zukunftsorientierte Netzentwicklung ist die HGÜ-Lösung gegenüber reinem AC-Netzausbau zu bevorzugen. Freileitungsmonitoring stellt eine sinnvolle Ergänzung dar und bietet insbesondere im Netzbetrieb zusätzliche Freiheitsgrade. Die zweckmäßige Anzahl von Korridoren und deren Dimensionierung ist maßgeblich von den Eingangsparametern wie z.B. der Verbrauchsentwicklung und -verteilung und der installierten Windkraftleistung (v.a. Offshore) und deren geografischen Verteilung (z.B. auf Ost- und Nordsee) abhängig. Auch Aspekte der Versorgungssicherheit (z.B. bei Ausfall eines DC-Systems) spielen eine entscheidende Rolle und müssen in technischen Netzanalysen angemessen berücksichtigt werden.

Aus den Simulationen mit ATLANTIS zeigt sich deutlich, dass die örtliche Distanz und zeitliche Entkopplung zwischen Erzeugung aus dargebotsabhängigen Energiequellen und dem Bedarf an elektrischer Energie künftig einen gerichteten Stromtransport erfordern. Auch die Einbindung von Energiespeichern im Sinne einer optimalen Nutzung erneuerbarer Energieerzeugung erfordert ein dafür ausgelegtes Übertragungsnetz. Neben der Aufgabe als Transportnetz bzw. Übertragungsnetz sind im Hinblick auf die Versorgungssicherheit auch die Anforderungen an ein echtes Verbundnetz entsprechend hoch. Neben der Bedienung des Transportbedarfs ist der sichere und zuverlässige Netzbetrieb von vorrangiger Bedeutung. Zusätzlich zur Energiedeckungsaufgabe durch Kraftwerke gilt es im Sinne der Netzstützung (Spannungs- und Frequenzhaltung, Kurzschlussströme etc.) auch den dafür entsprechenden sinnvollen Kraftwerksstandort im Netz zu bestimmen. Die Wirkung der Standortwahl künftiger bedarfsgerechter Kraftwerke auf den erforderlichen Netzausbau wird mit dem Simulationsmodell ATLANTIS in einer Grobanalyse dargestellt. Das übergeordnete Ziel der Untersuchungen ist die Darstellung der Auswirkung bzw. der Sensitivität der im Szenariorahmen zum NEP 2012 getroffenen Standortwahl neuer Kraftwerke auf den Netzausbaubedarf. Darauf aufbauend kann gezeigt werden, dass eine optimierte Positionierung der Szenariorahmen-Kraftwerke einen reduzierenden Einfluss auf den Redispatch und damit auf den zu erwartenden Netzausbau hat. Die Betrachtung der Marktquote geplanter Szenariorahmen-Kraftwerke zeigt (bei durchschnittlicher EE-Erzeugung) für Kraftwerke mit einer Summenleistung von rund 7 GW eine Marktquote deutlich unter 10%. Die restlichen Szenariorahmen-Kraftwerke erreichen eine durchschnittliche Marktquote von 83% und sind demzufolge, jedoch ohne nähere Betrachtung einzelner Kraftwerke, nicht unmittelbar als unwirtschaftlich zu betrachten. Bei Betrachtung der Standortwirkung (Netzanschlussknoten) marktfähiger Kraftwerke auf das Netz zeigt sich, für den besonders schwierigen Starkwindfall, dass rund 10 GW netzbelastende (oder neutrale) Wirkung haben. Diese werden basierend auf Szenario- und Extremfallrechnungen an optimierten/netzentlastenden Einspeiseknoten im Nahbereich hinter strukturellen und situativen Engpässen vorgesehen. In Kombination von optimierter Standortwahl konventioneller Kraftwerke und steuerbaren Korridoren kann die nicht-integrierbare Winderzeugung im Starkwindfall 2022 auf ein Niveau im Bereich von 5%. Der Ausblick auf das Jahr 2032 bestärkt die Erkenntnis über die Notwendigkeit steuerbarer Korridore für den gerichteten Stromtransport. Der Umfang nicht-integrierter Winderzeugung bemessen am Erwartungswert für 2032 beläuft sich im Startnetz bei optimierter Standortwahl auf 10%. Eine deutliche Reduktion des netzengpassbedingten Eingriffs in den Kraft-

werkseinsatz in Form von Redispatchmaßnahmen und Einspeisemanagement bei erneuerbaren Energien kann durch die Berücksichtigung steuerbarer Transportkorridore erreicht werden. Dabei sinkt der Umfang nicht integrierter Winderzeugung bemessen am Erwartungswert für 2032 auf 3,2%. Damit liegt die nicht-integrierte Erzeugung aus erneuerbaren Energien in einer Größenordnung, in welcher durch Alternativlösungen wie z.B. power-to-heat der energetische Nutzungsgrad aus dem Dargebot erneuerbarer Energien wirtschaftlich maximiert werden kann.

Schlussfolgerungen und Ausblick

Die langen Vorlaufzeiten für Planung und Genehmigung des Netzausbaus und die sich im Gegensatz dazu sehr dynamisch verändernde Umgebung (EE-Förderung und EE-Ausbau, Marktorganisation, Energiespeicherung, verbraucherseitige Flexibilisierungsmaßnahmen usw.) bedeuten für die Netzentwicklung die Festlegung robuster erster Schritte und die Notwendigkeit einer zeitlich rollierenden Planung. Unbestritten ist die physikalisch bedingte geringe Steuerbarkeit der Lastflüsse im Drehstromnetz, insbesondere im Hinblick auf den zukünftigen erwarteten Transportbedarf zwischen Erzeugungs- und Lastzentren. Bei den erwarteten Durchdringungsraten lastferner Einspeisung erneuerbarer Energien und dem mit der Stromwende einhergehenden Paradigmenwechsel von einem bedarfsgerechten und bedarfsnahen System hin zu einem dargebotsabhängigen und bedarfsfernen Aufbringungssystem ist daher der gerichtete Stromtransport durch steuerbare Transportkorridore als zielführende und robuste Lösung im Sinne einer gedeihlichen und nachhaltigen Umsetzung energie- und klimapolitischer Ziele zu erachten. Die Vorteile bei optimierter Netzintegration steuerbarer HGÜ-Korridore unter Berücksichtigung des künftigen Gesamtsystems sind dabei die Entlastung des 220/380-kV-Netzes, was in weiterer Folge größere Netzreserven zur Bewältigung zukünftiger Anforderungen an die Netzbetriebsführung bedeutet. Zudem reduzieren steuerbare HGÜ-Korridore den Bedarf an Redispatch (d.h. den Eingriff in den Kraftwerkseinsatz und v.a. die netzsicherheitsbedingte Produktionseinschränkung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien) erheblich und verringern außerdem die Ringflüsse über das benachbarte Ausland. Zusätzlich kann gezeigt werden, dass eine optimierte Standortwahl bedarfsgerechter zukünftiger Kraftwerke reduzierend auf den Redispatchumfang im Modell ATLANTIS wirkt, woraus auf einen verringerten Netzausbaubedarf geschlossen werden kann. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund sinkender Wirtschaftlichkeit bedarfsgerechter Kraftwerke im derzeitigen Marktsystem (energy only market), bevorstehender Stilllegungen von Kraftwerken bspw. aufgrund gesetzlicher Bestimmungen wie dem Ausstieg aus der Kernenergie sowie fehlender Investitionsanreize für den Neubau von bedarfsgerechten, konventionellen Kraftwerken von besonders dringlicher Relevanz für die Netzsicherheit und die Netzentwicklungsplanung in den kommenden Jahren.

Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Methoden und vor allem die daraus abgeleiteten Erkenntnisse durch anwendungsorientierte Analysen mit ATLANTIS zeigen die hohe Bedeutung einer elektrizitätswirtschaftlichen Rahmenplanung für die zukunftsorientierte Entwicklung eines robusten Verbundnetzes.

6 Anhang

A-I. Das Simulationsmodell ATLANTIS

Modellaufbau und Modellablauf in ATLANTIS

Das Simulationsmodell ATLANTIS wurde am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz entwickelt. Es ist eine modellhafte Abbildung der Elektrizitätswirtschaft in Kontinentaleuropa. Eine umfassende Datenbank bildet die Basis für real- und nominalwirtschaftliche Gesamtsystemanalysen und umfasst unter anderem folgende Daten¹³⁵:

- 29 Staaten der Regionalgruppe „Kontinentaleuropa“ der ENTSO-E CE (ehem. UCTE);
- mehr als 19.400 Datensätze in der Kraftwerksdatenbank (inkl. knapp 7.500 Neubauprojekte und aggregierte erneuerbare Erzeugung) bestehend aus jeweils 44 Einzeldaten je Kraftwerk (z.B. Engpassleistung, Inbetriebnahmejahr, Kraftwerkstyp etc.) (Abbildung 94);
- 30 Kraftwerkstypen mit definierten Wirkungsgraden, spezifischen Kosten, Lernkurvenparameter, Verfügbarkeit und Wartungszeiten, CO₂-Emissionsfaktoren, etc.;
- 15 Brennstofftypen je Land, wovon jeder einer eigenen Preisentwicklung folgen kann;
- rund 3.800 Netzknoten bzw. Sammelschienen der Spannungsebenen 380 kV und 220 kV (110 kV sofern systemrelevant) bestehend aus jeweils zehn Einzeldaten je Knoten (z.B. Spannungsebene, Verbrauchsgewicht, Georeferenzwerte etc.);
- mehr als 6.200 bestehende Leitungen und Transformatoren des 380/220-kV-Übertragungsnetzes inkl. für den Lastfluss relevante 110-kV- bis 150-kV-Leitungen bestehend aus jeweils 22 Einzeldaten je Netzelement (z.B. Längsimpedanz, Spannungsebene, thermischer Grenzstrom etc.) (Abbildung 94);
- rund 1.200 einzelnen Netzprojekten (inkl. HGÜ-Projekte), welche entsprechend den Projektbeschreibungen aus nationalen und internationalen (TYNDP¹³⁶) Netzentwicklungsplänen modelliert sind (Abbildung 94);
- ca. 100 Erzeugungs- und Vertriebsunternehmen mit den für die nominalwirtschaftliche Simulation wesentlichen Daten wie Anlagenspiegel, Personalaufwand, Kundenanzahl etc.

Basierend auf dieser umfangreichen Datenbank können elektrizitätswirtschaftliche Simulationen durchgeführt werden, wobei bei der Modellentwicklung auf eine möglichst flexible und einfach adaptierbare Programmstruktur geachtet wurde, um Aufgabenstellungen unterschiedlichster Art untersuchen zu können. Primäres Ziel des Simulationsmodells ist es, die komplexen Systemzusammenhänge der Elektrizitätswirtschaft darzustellen. So können beispielsweise Prognosen der langfristigen Strompreisentwicklung, Investitionsbedarf in die Netz- und Erzeugungsinfrastruktur sowie die Auswirkung selbiger auf die CO₂-Bilanz Europas, die Systemintegration erneuerbarer Energien, mittelfristige Unternehmensentwicklungen, der volkswirtschaftliche Nutzen der Errichtung von Übertragungsleitungen, Vorab-Wirkungsanalysen neuer Marktsysteme u.v.a.m. ermittelt werden.

¹³⁵ Jeder Datensatz umfasst im Modell eine Vielzahl an Datenfeldern, welche im Rahmen dieser Arbeit nur bei Bedarf näher erläutert werden. Eine tiefere Darstellung ist unter anderem in (Gutschi et al., 2009), (Gutschi et al., 2010) und (Stigler et al., 2012b) angeführt.

¹³⁶ *Ten Year Net Development Plan* von ENTSO-E. Dabei handelt es sich um den nicht bindenden zehnjährigen gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan entsprechend Art. 8 der EU-Verordnung Nr. 714/2009/EG.

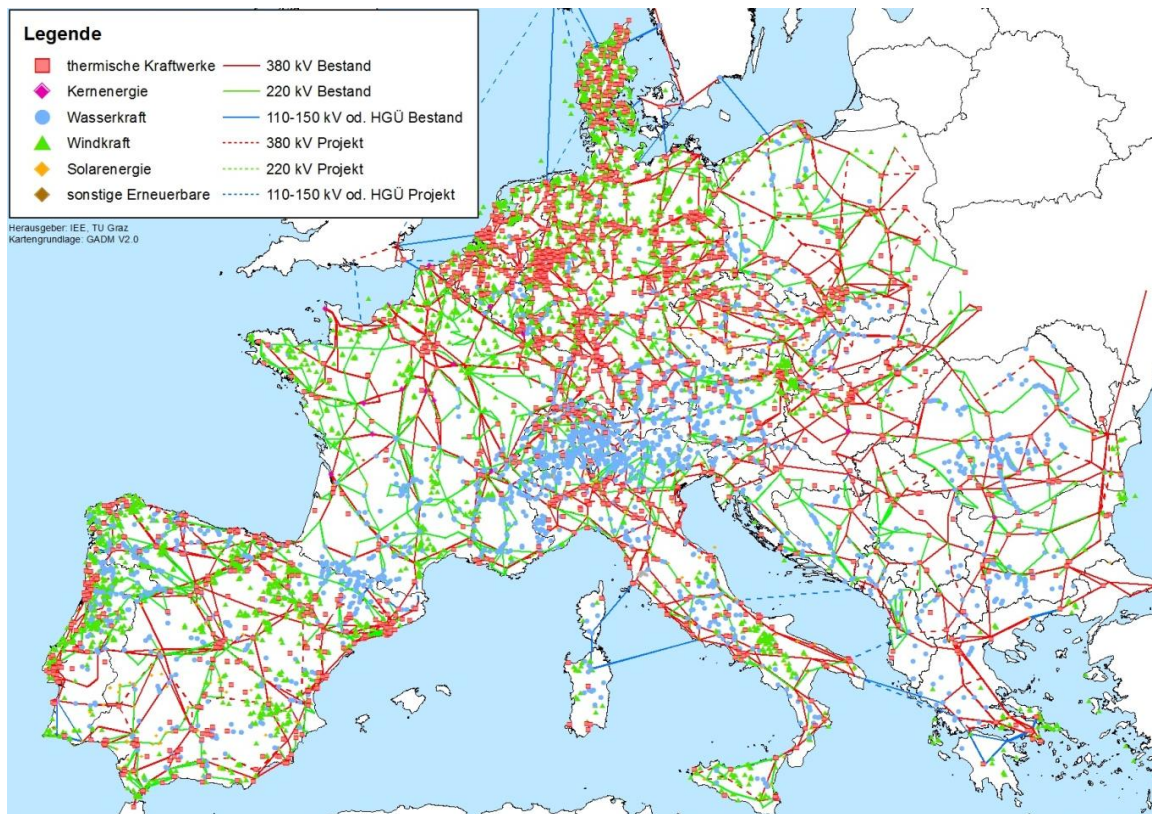


Abbildung 94: kontinentaleuropäischer Kraftwerkspark und Höchstspannungsnetz in ATLANTIS im Jahr 2012

Nachfolgend werden die wesentlichsten Eckpunkte des Simulationsablaufs kurz erläutert. Für die Simulation kommen unterschiedliche Module für Spitzenlastdeckung, Kraftwerkseinsatz, Strommärkte, Lastflussrechnung und Engpassmanagement sowie Unternehmensbilanzierung zur Anwendung. Ergänzt werden die Kernmodelle u.a. durch Werkzeuge für Extremfall- und Sensitivitätsuntersuchungen sowie zur Abschätzung von Brennstoffpreisverhältnissen. Abbildung 95 zeigt ein Blockflussbild der zugrunde liegenden Algorithmen. Die bereits erwähnte Datenbank dient als Basis für die simulierten Szenarien. Dementsprechend werden in den Szenariodefinitionen das Untersuchungsgebiet und die vorgegebenen Randbedingungen definiert. Dazu zählen z.B. die zukünftige Entwicklung von Brennstoffpreisen, Bedarfszuwachs, Wirtschaftswachstum, Leitungsausbauprojekte, politische Vorgaben wie Emissionshandel u.v.a.m. Nachdem die Ziele und Randbedingungen eines Szenarios festgelegt wurden, beginnt der eigentliche Simulationsablauf. Die Simulation von Szenarien basiert auf einer monatlichen Basis, wobei jedes Monat in je zwei Peak- und Offpeak-Perioden unterteilt wird. In rund 10% der Stunden eines Monats wird ein forcierter Speichereinsatz (Peak-Periode) verfolgt, während in weiteren 10% (Offpeak-Periode) ein entsprechend forcierter Einsatz der Pumpen erfolgt. Zu Beginn jedes simulierten Jahres wird überprüft, ob im Fall der winterlichen Jahreshöchstlast genügend Kraftwerkskapazitäten zur Deckung des Bedarfs vorhanden sind. Dabei werden über eine DC-Lastflussrechnung (DC-OPF¹³⁷) auch die geografische Verteilung der Erzeugungskapazitäten sowie Netzengpässe berücksichtigt. Um die von Mittel- und Osteuropa stark abweichende Verbrauchscharakteristik der südeuropäischen Länder mit zu berücksichtigen, wird zusätzlich eine Überprüfung der Spitzenlastdeckung im Sommer durchgeführt. Ergibt diese jährliche Leistungsdeckungsrechnung, dass nicht alle Netzknoten zu den

¹³⁷ DC-OPF steht dabei für *DC Optimal Power Flow*. Dabei handelt es sich um ein Optimierungsproblem, welches unter Einhaltung definierter Nebenbedingungen den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz ermittelt.

Spitzenzeiten ausreichend versorgt werden können, so schlägt der Algorithmus den Zubau von Kraftwerken an geeigneten Stellen im Netz vor, um diese Versorgungsengpässe beseitigen zu können.

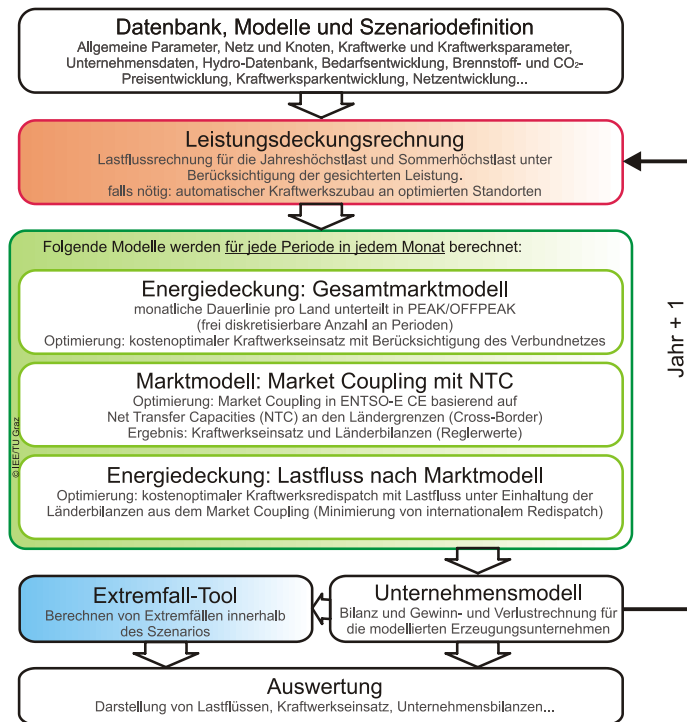


Abbildung 95: vereinfachtes Blockflussbild des Simulationsmodells ATLANTIS

Alternativ kann in derartigen Fällen oftmals auch ein Netzausbau Abhilfe schaffen. Im Rahmen dieser Arbeit werden für die ATLANTIS-Berechnungen die Szenarioentwicklung des Kraftwerksparks (installierte Leistung je Netzknoten) und die angenommene Entwicklung des Verbrauchs (Energie) bzw. der Last (Leistung) derart modelliert, dass eine Deckung der Jahreshöchstlast im gesamten Simulationszeitraum im Modellgebiet ENTSO-E Kontinentaleuropa (ENTSO-E CE) möglich und kein automatischer Kraftwerkszubau zur Deckung der Jahreshöchstlast notwendig ist. Anschließend an die Leistungsdeckungsrechnung erfolgt die monatliche Berechnung des Kraftwerkseinsatzes nach wirtschaftlichen Kriterien, wobei zunächst ein gesamteuropäischer Großhandelsmarkt durch nationale Strombörsen und daran anschließend ein gesamteuropäisch betrachtet kostenminimaler Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung der Restriktionen im Höchstspannungsnetz berechnet wird. Zahlreiche Kraftwerkparameter wie maximale und minimale Leistung, Wartungsfaktoren und Verfügbarkeitsfaktoren auf monatlicher Basis, altersabhängiger Wirkungsgrad etc. fließen in die Merit Order¹³⁸ der variablen Erzeugungskosten mit ein. Bei den dargebotsabhängigen Energieerzeugungstechnologien (z.B. Windkraft, Photovoltaik etc.) werden zudem langjährige monatliche Erzeugungscharakteristika auf NUTS-2¹³⁹ Ebene für das gesamte Simulationsgebiet ENTSO-E Kontinentaleuropa

¹³⁸ Die nach Grenzkosten (variable Erzeugungskosten) aufsteigend sortierte (verfügbare) Kraftwerkskapazität wird als Merit Order (der variablen Erzeugungskosten) bezeichnet.

¹³⁹ Abkürzung für *Nomenclature des unités territoriales statistiques*. „Die Statistiknutzer haben auf den zunehmenden Bedarf einer Harmonisierung auf Gemeinschaftsebene hingewiesen, um über vergleichbare Daten für die gesamte Europäische Union verfügen zu können. Um die Erhebung, Erstellung und Verbreitung von harmonisierten Regionalstatistiken zu ermöglichen, hat die Europäische Union die NUTS-Klassifikation eingeführt. [...] Mit der NUTS-Klassifikation wird das Wirtschaftsgebiet der Mitgliedstaaten einschließlich ihres überregionalen Gebiets untergliedert.“ (http://europa.eu/legislation_summaries/regional_policy/management/g24218_de.htm im April 2014 und Verordnung (EG) Nr. 105/2007)

berücksichtigt. für alle großen Laufwasserkraftwerke wurden monatliche Erwartungswerte der Erzeugung aus historischen Abflussdaten standortscharf modelliert (Schüppel, 2010). Die Simulation der Wärmeauskopplung von KWK-Anlagen erfolgt ebenfalls auf monatlicher Basis basierend auf monatlichen Heizgradtagen für jede NUTS-2 Ebene. Extremsituationen können im Anschluss an die Szenariorechnungen frei definiert und berechnet werden.

Anschließend wird ein gesamteuropäisches Market Coupling Modell unter Berücksichtigung vorgegebener NTC-Werte berechnet. Daraus ergeben sich bei zwölf Monaten und jeweils vier Perioden je Monat jährlich 48 Handelsergebnisse mit Kraftwerkseinsatz laut Markt sowie Export-Import-Bilanzen je Land unter Einhaltung des maximal zulässigen Handelsflusses je Grenze und Richtung (NTC).

Im nächsten Schritt erfolgt die Berücksichtigung der vom Stromnetz vorgegebenen Restriktionen, wodurch oftmals eine Veränderung des Kraftwerkseinsatzes – ein sog. Redispatch¹⁴⁰ – vorgenommen werden muss, um Engpässe im Übertragungsnetz zu beseitigen. Dabei wird ausgehend vom Ergebnis des durchgeführten Market Coupling in einem einzigen Modellschritt implizit der Kraftwerkseinsatz und der Einsatz von Phasenschiebertransformatoren und Querregeltransformatoren derart gestaltet, dass das Ausmaß an nationalen und internationalen Eingriffen in den Kraftwerkseinsatz möglichst gering bleibt. Daraus ergeben sich pro Jahr 48 Kraftwerkseinsatzoptimierungen unter Berücksichtigung des Netzes und des Handelsergebnisses. In Abschnitt 3 folgt eine nähere Beschreibung des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten integrierten DC-OPF-Modellansatzes mit Berücksichtigung des Marktergebnisses.

Nach dem DC-Lastfluss steht der tatsächliche Kraftwerkseinsatz fest und in der Folge können Brennstoffbedarf und CO₂-Emissionen je Kraftwerk berechnet werden. Aufbauend auf den Ergebnissen der physikalischen Modelle wird für jedes Unternehmen oder für eine gesamte nationale Elektrizitätswirtschaft eine vereinfachte wirtschaftliche Bilanzierung durchgeführt, wodurch auch die nominalwirtschaftlichen Auswirkungen von externen Einflüssen (Einbruch im Wirtschaftswachstum, Brennstoffpreisentwicklung etc.) oder Unternehmensentscheidungen (z.B. Kraftwerksausbaustrategien) errechnet werden können.

Zusätzlich zu den *Szenariorechnungen* können innerhalb des Szenarioraumes sogenannte *Extremfallrechnungen* durchgeführt werden. Dabei können individuell je Land der Verbrauch sowie die Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugung (Wind, Photovoltaik, Laufwasserkraft) ebenso wie der Einsatz von Speicherkraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken jeweils im Rahmen technischer Grenzen verändert werden. Außerdem können der Ausfall einzelner Netzelemente oder bspw. im Zusammenhang mit einer Starkwindsituation zulässige Überbelastungen einzelner Netzelemente (Stichwort Freileitungsmonitoring) modelliert werden. Teil- oder Komplettausfälle einzelner Kraftwerke können im Rahmen einer Extremfallrechnung in Betracht gezogen werden. Damit können innerhalb eines konsistenten Szenarioraumes bspw. Extremfälle wie Schwachlastperioden und zeitgleich auftretende Starkwindsituationen simuliert und zielführend kritische Situationen für das Übertragungsnetz oder die Leistungsdeckung generiert und überprüft werden.

¹⁴⁰ Zur Netzentlastung werden teure Kraftwerke hinter einem Engpass hochgefahren, während marktfähige Kraftwerke vor dem Engpass die Erzeugung zurückgefahren werden, wodurch der Engpass beseitigt werden kann. Diese Engpassmanagementmaßnahme ist für den Übertragungsnetzbetreiber mit Kosten verbunden, welche letztendlich vom Stromkunden in Form von Netztarifen bezahlt werden müssen.

Sowohl die Szenariorechnungen als auch die Extremfallrechnungen erlauben die Anfertigung sogenannter Snapshots für das gesamte synchrone ENTSO-E Netzgebiet. Neben dem Kraftwerkseinsatz eines jeden einzelnen Kraftwerks beinhalten derartige Snapshots bspw. auch nationale Reglerwerte (Import/Export-Bilanzen), Handelsflüsse und physikalische Lastflüsse je Grenze bzw. je Leitung sowie den Bedarf unterhalb eines jeden im Modell abgebildeten Netzknoten.

Neben der Szenariosimulation und den möglichen Nebenvarianten existieren weitere Modelle, welche zur Datenvorbereitung, Ergebnisinterpretation oder Weiterverarbeitung von Resultaten eingesetzt werden, u.a.

- Modelle zur Bestimmung der zu erwartenden monatlichen Einspeisung aus erneuerbaren Energien basierend auf historischen Klimamessdaten (Schüppel, 2010);
- ein ökonometrisches Modell für die Entwicklung europäischer Brennstoffpreise für die Stromerzeugung auf nationaler Basis;
- ein GIS-basiertes Modell zur Bestimmung von Potenzialen der Wasserkraft (Mayer, 2010), (Maier, 2011) ;

Daneben kann auch auf Modelle für alternative Berechnungsmethoden wie Simulationen auf stündlicher Basis, unterschiedliche Speichereinsatzstrategien oder alternative Marktmodelle zurückgegriffen werden.

Allgemeine Einflussfaktoren auf die Modellergebnisse in ATLANTIS

Das Simulationsmodell ATLANTIS stellt eine konsistente Abbildung der realen Elektrizitätswirtschaft dar, dennoch müssen einige vereinfachende bzw. idealisierende Annahmen getroffen werden, um die komplexen Regeln und Zusammenhänge in der europäischen Elektrizitätswirtschaft und Energiepolitik, zudem verfeinert durch nationale Gesetzgebungen, in einem Simulationsmodell darstellen zu können. Es gibt daher gewisse Einflussfaktoren, welche als Unsicherheiten in das Simulationsergebnis einfließen.

Als wichtigste Einflussfaktoren sind einerseits die tatsächliche Entwicklung des Kraftwerksparks sowie die tatsächliche Entwicklung der Preise für die fossilen Energieträger Erdgas, Steinkohle und Heizöl anzusehen. Daneben gibt es weitere Einflüsse mit ungewisser Zukunftsentwicklung, welche in der Folge erläutert werden sollen.

Als Marktsystem wird ein optimales europaweites Market Coupling angenommen, dessen Einführung bis zum Jahr 2015 als Ziel der europäischen Union erklärt wurde (ACER, 2011). Für das Marktmodell gilt zudem, dass bis zum Simulationshorizont 2032 das bestehende NTC-Konzept zugrunde gelegt wird. In der Simulation wird ein idealer Markt angenommen, in dem Kraftwerke ausschließlich nach den variablen Erzeugungskosten eingesetzt werden. In der Praxis kann es durch langfristige Bindungen an Strom- oder Wärmelieferverträge, politische Forderungen hinsichtlich Arbeitsplatzsicherung im Kohlebergbau und ähnliche Gegebenheiten zu Abweichungen von diesem idealen Markt kommen.

Sollte es bei dem durch das angenommene Marktmodell ermittelten Kraftwerkseinsatz zu Netzengpässen kommen, werden diese in der Simulation durch einen nationalen Redispatch (Änderung des Kraftwerkseinsatzes entgegen dem Marktpreis) aufgehoben. Wie bereits dargestellt kann durch nationalen Redispatch nicht jeder Engpass behoben werden, sodass ein internationaler Redispatch durchgeführt wird. Damit wird der aktuellen Situation Rechnung getragen, dass der kostspielige Redispatch

eher national bzw. regelzonenintern denn international durchgeführt wird. Zukünftig kann grenzüberschreitender Kraftwerksredispatch zur Behebung von Netzengpässen an Bedeutung gewinnen.

Neben dem Ausbau des Kraftwerksparks stellt die Entwicklung des Höchstspannungsnetzes eine Unsicherheit für die Simulation dar. Die zugrunde gelegten nationalen und gemeinschaftsweiten Netzausbaupläne stellen nur eine Prognose über den Ausbau von Leitungen dar, in der Praxis können in den Bewilligungsverfahren teilweise mehrjährige Verzögerungen sowie unterschiedliche Varianten auftreten. Zudem können sich gewisse Ausbaunotwendigkeiten in der Zukunft ergeben, welche aus heutiger Sicht noch nicht abschätzbar sind.

Die Modellierung des Netzes bzw. jene des sicheren Netzbetriebs beruht auf einer gewissen Vereinfachung, da im Simulationsmodell ATLANTIS keine Sonderschaltungen des Netzes sowie keine bilateralen Abkommen zwischen Regelzonenführer und Kraftwerksbetreibern bzgl. Redispatchreihung der Kraftwerke und Redispatchkosten aufgrund fehlender Informationen nachgebildet werden können. So können Überlastungen des Netzes, die in ATLANTIS durch einen Redispatch verhindert werden, in der Realität teilweise durch Anwendung von Sonderschaltzuständen umgangen werden. Jedoch ist eine so detailgetreue Modellierung nicht möglich, da zum einen die notwendigen Informationen nicht vorliegen und zum anderen sich nur Mutmaßungen über die tatsächliche Anwendung von Sonderschaltungen anstellen lassen. Sehr wohl wird der Einsatz von Regeltransformatoren (querregelfähige Transformatoren und Phasenschiebertransformatoren) als primäre Maßnahme im operativen Engpassmanagement in ATLANTIS berücksichtigt.

Eine weitere Vereinfachung in der DC-Lastflussrechnung ist die Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb. Die in ATLANTIS angewendete Sicherheitsmarge von 30% wird in Abschnitt 3.2.4 diskutiert. Da bei einer Sicherheitsmarge von 30% im Vergleich zu einer Sicherheitsreserve von bspw. 40% für alle Netzelemente höhere zulässige Belastungen angenommen werden, erfolgt eine konservative Betrachtung der Notwendigkeit für Netzausbau.

Im Simulationsmodell ATLANTIS wird der Brennstoffzusatzbedarf im Teillastbetrieb vernachlässigt. Der erhöhte Brennstoffbedarf in diesen Betriebszuständen führt zu erhöhten CO₂-Emissionen. Zusätzlich werden nur die direkten CO₂-Emissionen des Kraftwerksbetriebs berechnet, andere freigesetzte Treibhausgase sowie vorgelagerte Emissionen in der Brennstoffbereitstellung und im Anlagenbau jedoch vernachlässigt. Da detaillierte Brennstoffdaten für die meisten thermischen Kraftwerke in Europa nicht zur Verfügung stehen, wurden die eingesetzten Brennstoffe mit Standardwerten für CO₂-Emissionen (Kommission der Europäischen Gemeinschaft, 2007) bewertet.

A-II. IEEE 14-bus Test System

Die Daten für das AC-Netz im „IEEE 14-bus Test System“ stammen aus dem Softwarepaket MATPOWER¹⁴¹ (Zimmermann et al., 2011). Über das AC-Netz wurde in (Wiget & Andersson, 2013) ein DC-Overlaynetz gelegt, welches entsprechend Abbildung 96 aus fünf Knoten besteht. Knoten Nummer 25 ist dabei als ein reiner DC-Netzknoten (DC-Hub) vorgesehen.

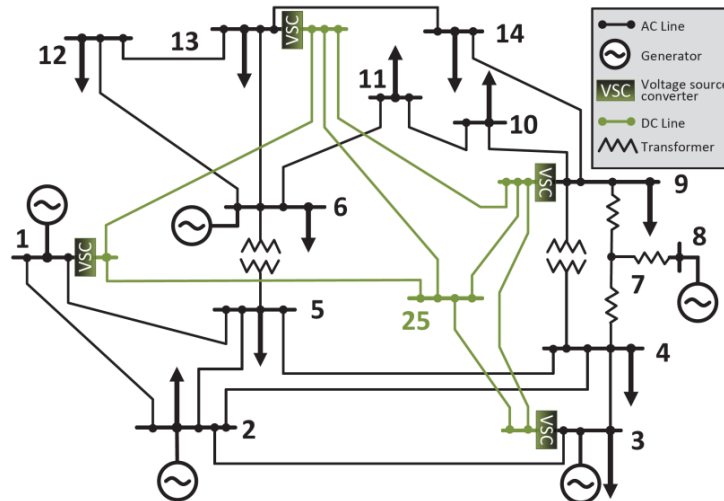


Abbildung 96: IEEE Testnetz (14 Knoten) mit überlagertem DC-Overlaynetz (Wiget & Andersson, 2013, S.4)

Tabelle 23 zeigt die Verbrauchsdaten je Knoten sowie die Erzeugung (max. Leistung, lineare und quadratische Kostenkomponente). Tabelle 24 zeigt die Parameter des AC-Netzes, während Tabelle 25 die Werte für das DC-Netz zeigt. Die Bezugsleistung für die Werte in [p.u.]-Angaben ist 100 MVA bzw. 100 MW.

Tabelle 23: Knoten, Verbrauch und Erzeugung für das IEEE 14-Knoten Testnetz (Zimmermann et al., 2011)

Knoten	Verbrauch [p.u.]	P_{\max} [p.u.]	c_{lin} [\$/MWh]	c_{quad} [\$/MWh]
1	-	3,324	20	0,0430293
2	0,217	1,400	20	0,2500000
3	0,942	1,000	40	0,0100000
4	0,478	-	-	-
5	0,076	-	-	-
6	0,112	1,000	40	0,0100000
7	-	-	-	-
8	-	1,000	40	0,0100000
9	0,295	-	-	-
10	0,090	-	-	-
11	0,035	-	-	-
12	0,061	-	-	-
13	0,135	-	-	-
14	0,149	-	-	-
25 (DC-Knoten)	-	-	-	-

¹⁴¹ R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and 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, Feb. 2011.

Tabelle 24: Leitungsdaten für das AC-Netz im IEEE 14-Knoten Testnetz (Zimmermann et al., 2011)

Leitung	Startknoten	Endknoten	X [p.u.]	Limit [p.u.]
AC 1	1	2	0,05917	9,900
AC 2	1	5	0,22304	9,900
AC 3	2	3	0,19797	9,900
AC 4	2	4	0,17632	9,900
AC 5	2	5	0,17388	9,900
AC 6	3	4	0,17103	9,900
AC 7	4	5	0,04211	9,900
AC 8	4	7	0,20912	9,900
AC 9	4	9	0,55618	9,900
AC 10	5	6	0,25202	9,900
AC 11	6	11	0,1989	9,900
AC 12	6	12	0,25581	9,900
AC 13	6	13	0,13027	9,900
AC 14	7	8	0,17615	9,900
AC 15	7	9	0,11001	9,900
AC 16	9	10	0,0845	9,900
AC 17	9	14	0,27038	9,900
AC 18	10	11	0,19207	9,900
AC 19	12	13	0,19988	9,900
AC 20	13	14	0,34802	9,900

Tabelle 25: Leitungsdaten für das DC-Overlaynetz entsprechend (Wiget & Andersson, 2013)

Leitung	Startknoten	Endknoten	Limit [p.u.]
DC 1	1	13	0,500
DC 2	1	25	0,500
DC 3	3	9	0,500
DC 4	3	25	0,500
DC 5	9	13	0,500
DC 6	9	25	0,500
DC 7	13	25	0,500

A-III. Modifiziertes IEEE 30-bus Test System

Die Daten für das AC-Netz im „IEEE 30-bus Test System“ stammen ursprünglich von der University of Washington (University of Washington). Adaptierungen wurden unter anderem von (Alsac & Stott, 1974) und (Ferrero et al., 1997) vorgenommen. Allerdings handelt es sich bei dem Testnetz um ein 33/132-kV-Netz bestehend aus 30 Knoten und 41 Netzelementen.

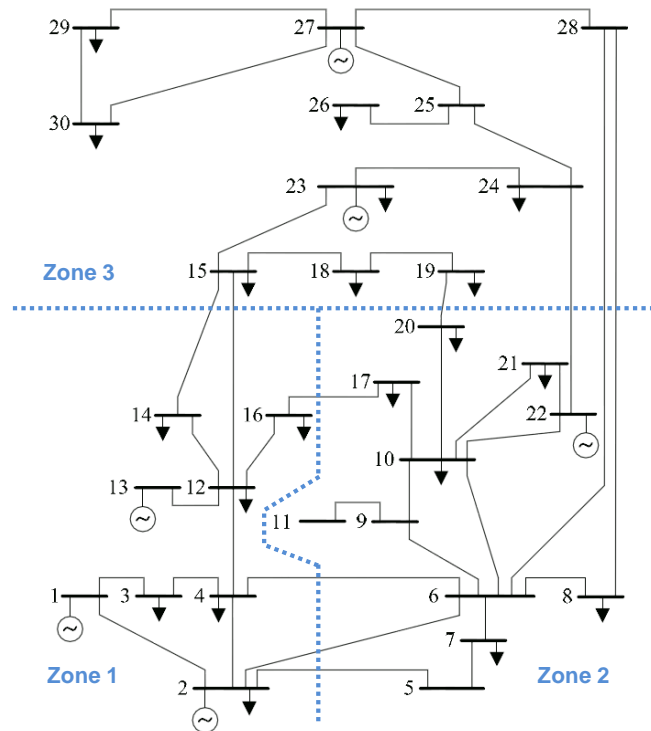


Abbildung 97: IEEE Testnetz (30 Knoten) (Dharamjit & Tanti, 2012) mit Einteilung in drei Marktzone

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Netzstruktur, der Lastverteilungsschlüssel und die Einspeiseknoten¹⁴² übernommen, allerdings mit typischen Daten eines 220/380-kV-Netzes, weshalb auch von einem modifizierten IEEE-Testnetz gesprochen wird. In weiterer Folge wird das Testnetz in drei Marktzone eingeteilt (Abbildung 97).

Tabelle 26 zeigt die Verbrauchsdaten je Knoten, deren Spannungsebene, die Erzeugung (maximale Leistung, variable Kosten) sowie die Zugehörigkeit zu den in Abbildung 97 dargestellten Marktzone. Die Gesamtlast wurde mit 5.000 MW angenommen. Die Bezugsleistung für die Werte in [p.u.]-Angaben ist 100MVA.

Die Leitungsparameter sind in Tabelle 28 dargestellt. Leitungen der Spannungsebene 380 kV werden mit einem Übertragungslimit von 1659 MW modelliert, Leitungen der Spannungsebene 220 kV mit einem Limit von 480 MW. Grenzüberschreitende Leitungen sind in Tabelle 28 farblich hinterlegt.

Die Leitungen AC20 und AC41 stellen in den durchgeführten DC-Lastflussanalysen einen strukturellen Engpass dar, weshalb sie in einer weiteren Netzvariante als DC-Leitungen (DC20 und DC41) ausgeführt werden.

¹⁴² Die Einspeisung in Knoten 13 wird im modifizierten Testnetz auf Knoten 12 verlegt da es sich bei Knoten 13 ohnehin um einen Netzstich von Knoten 12 handelt.

Tabelle 26: Knoten, Verbrauch und Erzeugung im modifizierten IEEE 30-Knoten Testnetz

Knoten	Spannungsebene [kV]	Verbrauch [p.u.]	P_{\max} [p.u.]	C_{var} [\$/MWh]	Marktzone
1	380	0,0	20	10	1
2	380	0,5	20	20	1
3	380	3,0	-	-	1
4	380	3,5	-	-	1
5	380	2,5	-	-	2
6	380	0,0	-	-	2
7	380	3,0	-	-	2
8	380	2,5	-	-	2
9	220	0,0	-	-	2
10	220	3,5	-	-	2
11	380	0,5	-	-	2
12	220	2,0	20	30	1
13	380	0,5	-	-	1
14	220	1,5	-	-	1
15	220	2,0	-	-	3
16	220	1,5	-	-	1
17	220	2,0	-	-	2
18	220	3,0	-	-	3
19	220	2,5	-	-	3
20	220	2,0	-	-	2
21	220	2,0	-	-	2
22	220	0,0	20	40	2
23	220	2,5	20	50	3
24	220	2,0	-	-	3
25	220	0,0	-	-	3
26	220	4,0	-	-	3
27	220	0,0	20	60	3
28	380	0,0	-	-	3
29	220	1,5	-	-	3
30	220	2,0	-	-	3

Die Last in Zone 1 beträgt 1.250 MW, jene in Zone 2 beträgt 1.800 MW und jene in Zone 3 beträgt 1.950 MW. Die maximale Erzeugung in Zone 1 beläuft sich auf 6.000 MW, jene in Zone 2 auf 2.000 MW und jene in Zone 3 beträgt 4.000 MW. Die günstigste Erzeugung ist in Zone 1 lokalisiert (Exportzone), während Zone 3 die teuerste Kraftwerksstruktur aufweist (Importzone).

Berechnung der Handelskapazität für das NTC-basierte Market Coupling:

Ausgehend vom Base Case¹⁴³ wird in die Erzeugung in einer Zone erhöht und in gleichem Maße die Last in der anderen Zone erhöht. Dadurch wird zusätzlich zum Basisaustausch (Base Case Exchange) eine Transferleistung erzwungen, welche iterativ solange erhöht wird, bis mindestens eine Leitung im Netzgebiet der betrachteten Zonen unzulässig belastet wird.

Tabelle 27: berechnete NTC-Werte in MW für das modifizierte IEEE 30-Knoten Testnetz

↓ von nach →	Zone 1	Zone 2	Zone 3
Zone 1	-	1.080	520
Zone 2	600	-	620
Zone 3	385	705	-

¹⁴³ Da der für die Lastflussanalyse verwendete DC-OPF-Lastfluss ein lineares Modell ist, kann ein beliebiger Base Case angenommen werden.

Die Summe aus dem Basisaustausch und bis dahin eingepägten Lastfluss ergibt die sogenannte Total Transfer Capacity. Damit erfolgt die Berechnung der für das NTC-Modell (Abschnitt 3.6) notwendigen Total Transfer Capacity (TTC) zwischen jeweils zwei Marktzone gemäß der ETSO-Methode (ETSO, 2001). Um den NTC-Wert berechnen zu können wird von der TTC die sog. Transmission Reliability Margin (TRM, Sicherheitsmarge) abgezogen. Ein Näherungswert dafür ist ebenso in angeführt. Dieser beruht auf Erfahrungswerten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (TransnetBW, 2009) (50hertz, 2010). Diese Berechnung wird für alle drei Grenzen und jeweils für zwei Richtungen vollzogen. Daraus resultieren die in Tabelle 27 dargestellten NTC-Werte für das modifizierte IEEE 30-bus Test System.

$$TRM = 100 \text{ MW} \cdot \sqrt{n} \quad (6-1)$$

n Anzahl der grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen

Tabelle 28: Leitungsdaten für das AC-Netz im modifizierten IEEE 30-Knoten Testnetz

Leitung	Startknoten	Endknoten	X [p.u.]	Limit [p.u.]
AC1	1	2	0,004227	16,59
AC2	1	3	0,013614	16,59
AC3	2	4	0,012768	16,59
AC4	3	4	0,002786	16,59
AC5	2	5	0,014577	16,59
AC6	2	6	0,012959	16,59
AC7	4	6	0,003043	16,59
AC8	5	7	0,000853	16,59
AC9	6	7	0,006028	16,59
AC10	6	8	0,003087	16,59
TRF11	6	9	0,031250	8,00
TRF12	6	10	0,031250	8,00
TRF13	9	11	0,031250	8,00
AC14	9	10	0,002121	4,80
TRF15	4	12	0,031250	8,00
TRF16	12	13	0,031250	8,00
AC17	12	14	0,004935	4,80
AC18	12	15	0,002515	4,80
AC19	12	16	0,003832	4,80
AC20 (DC20)	14	15	0,003851 (-)	4,80
AC21	16	17	0,003726	4,80
AC22	15	18	0,004214	4,80
AC23	18	19	0,002492	4,80
AC24	19	20	0,001311	4,80
AC25	10	20	0,004031	4,80
AC26	10	17	0,001630	4,80
AC27	10	21	0,001445	4,80
AC28	10	22	0,002891	4,80
AC29	21	22	0,000455	4,80
AC30	15	23	0,003896	4,80
AC31	22	24	0,003452	4,80
AC32	23	24	0,005207	4,80
AC33	24	25	0,006349	4,80
AC34	25	26	0,007329	4,80
AC35	25	27	0,004025	4,80
TRF36	27	28	0,031250	10,00
AC37	27	29	0,008009	4,80
AC38	27	30	0,011624	4,80
AC39	29	30	0,008742	4,80
AC40	8	28	0,014702	16,59
AC41 (DC41)	6	28	0,004403 (-)	16,59

A-IV. Einflussfaktoren auf die Entwicklung von Szenarien für den Netzentwicklungsprozess

Aufgrund der Paradigmen der Elektrizitätswirtschaft (allen voran: Netzgebundenheit, mangelnde Speicherbarkeit, Langlebigkeit der Anlagen, Gesamtsystemgebundenheit, bedarfsgerecht vs. dargebotsabhängig) spielt das Verbundnetz eine zentrale Rolle im Gesamtsystem der elektrischen Energieversorgung. Der Netzentwicklungsprozess basiert auf einem konsultierten Szenariorahmen, welcher die maßgebliche Bestimmungsgröße für den gesamten darauffolgenden Prozess ist. Die Sensitivitäten verschiedener Einflussfaktoren auf die Entwicklung von Szenarien für den Netzentwicklungsprozess sind von besonderer Bedeutung. Basierend auf diesen Sensitivitäten kann eine Aussage darüber getroffen werden, in welchem Umfang die einzelnen Einflussparameter bei der Bildung des Szenariorahmens Beachtung finden müssen. Die nachfolgende dargestellte konzeptionelle Gliederung benennt wesentliche Einflussfaktoren.

Aufbringung

- Konventionelle Erzeugungsanlagen
 - Bestandskraftwerke (und deren Sterbelinie)
 - Verdrängung bestehender Kraftwerke beim Einsatz
 - Standortwahl neuer Kraftwerke (Zubaukraftwerke)
 - Must-Run-Kapazität (z.B. KWK)
 - Brennstoff- und CO₂-Preisszenario (Reihenfolge in Merit Order)
 - Redispatchmaßnahmen („verträglicher“ Leistungsumfang)
- (Dargebotsabhängige) erneuerbare Energien (Wind, PV, Laufwasserkraft)
 - Kappung von Einspeisespitzen
 - Standorte und Regionalisierung
 - Ökonomisches Prinzip beim Ausbau (Förderung)
 - zeitlicher Verlauf der installierten Leistung (verzögerte Inbetriebnahme Offshore)

Bedarf und Last

- Regionalisierung der Last und zukünftige Entwicklungen
- Jahreshöchstlast
- Jahresbedarf (Energiebedarf)
- Demand Response
- Power-to-Heat
- Smart Grids

Energiespeicherung

- Speicherung von Energiedienstleistungen (z.B. Aluminium)
- Technologien (Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher, Power-to-Gas, Vehicle-to-Grid)
- Mittelfristspeicherung für Erzeugung aus Windkraft und Wasserkraft
- Power-to-Gas
 - Speicher
 - Transport

Marktorganisation

- Marktorganisation für Erzeugung
 - „energy-only“-Märkte
 - Kapazitätsmechanismen
- Marktorganisation für Stromhandel (Engpassmanagement):
 - NTC-Konzept (nationale Kupferplatten)
 - Lastflussbasierter Ansatz (PTDF)
 - Nodal Pricing

Europäische Sichtweisen

- Netzentwicklung im Ausland (nationale Pläne und internationaler TYNDP)
 - Gerichteter Stromtransport auch im Ausland
 - Sinnvolle Anknüpfungspunkte für Overlaynetzstrukturen
- Ausbau und Förderung regenerativer Energieerzeugung im Ausland
- Marktorganisation im Ausland

A-V. Anwendungsbeispiel von Schattenpreisen in der Planung von Datennetzen

Auch in Datennetzwerken (Informatik, Telekommunikation) spielen eine angemessene Netzerweiterung und deren Planung eine entsprechende Rolle. Der Datenfluss ist dabei abhängig vom festgelegten Routing-Verfahren im jeweiligen Netzwerk. Die Übertragungskapazität eines Netzzweiges ist definiert als maximale Datentübertragungsrate. In ihrem Netzwerkplanungsansatz bedienen sich (Rayes & Min, 1995) der Theorie der Schattenpreise und untersuchen die Veränderung der Kostenfunktion in Abhängigkeit marginaler Änderungen der Übertragungskapazität einzelner Netzzweige. Dabei bezeichnet $\frac{\Delta b}{\Delta C_{(i,j)}}$ den Schattenpreis der Kapazitätsrestriktion für die Netzwerkgraphen mit den Knoten (i,j) . Für den Schattenpreis der Kapazitätsrestriktion halten die Autoren folgende Netzausbauvorschrift fest:

“The link on which one additional circuit can make the greatest reduction in the blocking probability per unit cost is the link with the largest negative value amongst $\left\{ \frac{\Delta b}{\Delta C_{(i,j)}}, (i,j) \in \mathcal{L} \right\}$. Therefore, in performing capacity expansion, additional capacity can be added to the network, one circuit at a time, according to the order determined by the values of $\left\{ \frac{\Delta b}{\Delta C_{(i,j)}}, (i,j) \in \mathcal{L} \right\}$.“ (Rayes & Min, 1995, S.1370)

Ebenso mit Schattenpreisen auseinander gesetzt haben sich (Vargas et al., 1996) und (Ramanujam et al., 2009).

7 Verzeichnisse

7.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: verbundwirtschaftlicher Bestand in Südostdeutschland und Österreich mit Ende 1930	7
Abbildung 2: Vorschlag eines europäischen Großkraftnetzes aus dem Gesamtbericht über die Zweite Weltkraftkonferenz zu Berlin 1930, Band XIX, Berlin 1931. (Streeruwitz, 1931)	8
Abbildung 3: Methodische Herangehensweise an die Netzausbauplanung im TYNDP-2012 (ENTSO-E, 2012b, S.33)	12
Abbildung 4: Bewertungskriterien der Multi-Kriterien-Analyse im TYNDP-2012	13
Abbildung 5: Beispielmatrix der Multi-Kriterien-Analyse (ENTSO-E, 2013a, S.24)	14
Abbildung 6: NERC Standards und deren Beschreibung (PJM, 2013a, S.28)	14
Abbildung 7: Zuverlässigkeitsanalysen, welche im Rahmen des RTEP-Prozesses 2012 durchgeführt werden. (PJM, 2013b, S.3)	15
Abbildung 8: Einflussfaktoren auf die Simulationen zur Bestimmung der ökonomischen Effektivität von Netzprojekten im RTEP-Prozess (PJM, 2013a, S.44)	16
Abbildung 9: Basisablauf für den Netzausbauprozess (CIGRE, 2014, S.23)	17
Abbildung 10: Nutzenfaktoren der Kosten-Nutzen-Analyse (CIGRE, 2014, S.27)	17
Abbildung 11: Vergleich alternativer Optionen für <i>Heywood Interconnector</i> (AEMO; ElectraNet, 2013, S.V)	19
Abbildung 12: Dauerlinie der vertikalen Netzlast im Zeitraum 01.2013 bis 04.2014 und Anpassungen nach §13 EnWG in der Regelzone 50hertz. (Datenquelle für Redispatch: (50hertz; Amprion; TenneT; TrasnetBW, 2013); Datenquelle für die vertikale Netzlast: (50hertz, 2014b))	21
Abbildung 13 Import-Export-Saldo der Regelzone APG im Zeitverlauf 2002 bis 2013 (Kaschnitz, 2014)	22
Abbildung 14: kontinentaleuropäischer Kraftwerkspark und Höchstspannungsnetz in ATLANTIS im Jahr 2012	23
Abbildung 15: vereinfachtes Blockflussbild des Simulationsmodells ATLANTIS	24
Abbildung 16: Darstellung eines Handelsergebnisses (NTC-basiertes Market Coupling) aus ATLANTIS. Grenzüberschreitende Handelsflüsse (rote Pfeile...vollständige Nutzung der angenommenen Handelskapazität).	25
Abbildung 17: Darstellung der physikalischen Summenlastflüsse (DC-Lastfluss) zwischen den Regelzonen in ATLANTIS. Grenzüberschreitende Leistungsflüsse (rote Pfeile...vollständige Nutzung der angenommenen (n-1)-Kapazität der grenzüberschreitenden Leitungen).	25
Abbildung 18: Methodik der Netzentwicklungsplanung am Energie Zentrum Graz. vgl. (Stigler et al., 2012a)	26
Abbildung 19: Testsysteme (links) und Fehlerbandbreiten des DC-Lastflusses (rechts, graue Balken beschreiben den maximalen Fehler, während die schwarzen Balken den mittleren Fehler darstellen) (Stott et al., 2009)	30
Abbildung 20: Gegenüberstellung des gemessenen Wirkleistungsflusses und des berechneten DC-Lastflusses	31
Abbildung 21: Gegenüberstellung der Abweichung zwischen DC- und AC-Lastfluss mit dem gemessenen Wirkleistungsfluss im untersuchten Lastflussfall (jeder Punkt repräsentiert ein Netzelement im Testnetz)	32
Abbildung 22: Abweichungen zwischen gemessenem Wirkleistungsfluss (blaue Linie) bzw. gemessener Scheinleistung (violette Linie) und berechnetem DC-Lastfluss bezogen auf die thermische Übertragungsgrenze	33
Abbildung 23: Auswertung der (n-1)-Analyse mit dem DC-Lastfluss zur Bestimmung einer adäquaten Sicherheitsmarge (TRM) für elektrizitätswirtschaftliche Analysen und bei Anwendung eines DC-OPF-Modells	36
Abbildung 24: Auswertung einer (n-1)-Rechnung für vier Lastzeitpunkte in einer europäischen Regelzone	37
Abbildung 25: IEEE Testnetz (14 Knoten) mit überlagertem DC-Overlaynetz (Wiget & Andersson, 2013, S.4) ...	39
Abbildung 26: Lastflussergebnis im AC-Netz (Wirkleistungsfluss) (Wiget & Andersson, 2013, S.5)	39
Abbildung 27: Lastflussergebnis im DC-Netz (Wiget & Andersson, 2013, S.5)	40
Abbildung 28: DC-OPF-Ergebnisse im AC-Netz unter Anwendung des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten DC-OPF-Modells auf das IEEE 14-bus Testnetz mit DC-Overlaynetz It. (Wiget & Andersson, 2013),	42
Abbildung 29: DC-OPF-Ergebnisse im DC-Netz unter Anwendung des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten DC-OPF-Modells auf das IEEE 14 bus Testnetz mit DC-Overlaynetz It. (Wiget & Andersson, 2013)	43
Abbildung 30: grafische Überblendung der Leistungsflüsse im AC-Netz gemäß DC-OPF-Modell (rot gerahmte blaue Balken) und den Ergebnissen aus (Wiget & Andersson, 2013).	43

Abbildung 31: grafische Überblendung der Leistungsflüsse im DC-Netz gemäß DC-OPF-Modell (rot gerahmte violette Balken) und den Ergebnissen aus (Wiget & Andersson, 2013).....	44
Abbildung 32: Güte möglicher Anschlussknoten für DC-Systeme (rot für ideale Ausspeisung aus dem AC-Netz, grün für ideale Einspeisung in das AC-Netz) basierend auf dem Szenariorahmen zum NEP 2012 (Szenario B und C aus (Bundesnetzagentur, 2012a)) (Linnemann et al., 2012)	46
Abbildung 33: Lösungsraum (farbige Fläche) mit den Nebenbedingungen und der Zielfunktion im Optimum.....	47
Abbildung 34: Lösungsraum (farbige Fläche) mit Nebenbedingungen und Zielfunktion des Optimierungsbeispiels bei Relaxation der rechten Seite (right hand side, RHS) der Nebenbedingung NB1.....	53
Abbildung 35: Testnetz mit zwei Knoten	55
Abbildung 36: Testnetz mit zwei Knoten (ohne Erzeugungseinheit im Verbrauchsknoten A2)	56
Abbildung 37: Testnetz mit drei in Serie liegenden Netzknoten	58
Abbildung 38: Testnetz mit vier Netzknoten	64
Abbildung 39: Verlauf des Zielfunktionswertes (Zielgröße, ZF-Wert) bei iterativer Relaxation der Restriktion (3-65) für unterschiedliche Knotenkombinationen im Testnetz mit vier Knoten (Abbildung 38)	65
Abbildung 40: Leitungsbelastung bei iterativer Relaxation der Knotenkombination A2-A3.....	67
Abbildung 41: Verlauf der Zielgröße (ZF-Wert, linke Skala) und Verlauf der Schattenpreisdifferenz (rechte Skala) bei iterativer Erhöhung der Relaxation der Restriktion (3-65) für die Knotenkombination A2-A3 und anschließender iterativer Relaxation von A1-A2 (bei starrer Relaxation von A2-A3 auf 200 MW).	68
Abbildung 42: Testnetz mit vier Netzknoten und einer DC-Leitung zwischen A1 und A3.....	69
Abbildung 43: Verlauf der Zielfunktionsgröße (linke Skala) bei sukzessiver Erhöhung der Übertragungskapazität einer DC-Leitung zwischen A1 und A3 im Vergleich zum Verlauf der Zielgröße bei Relaxation der Restriktion (3-65) für die Knoten A1 und A3; Schattenpreisdifferenzen (rechte Skala) unterschiedlicher Knotenkombinationen	70
Abbildung 44: Wirkleistungsflüsse auf den Leitungen im Testnetz mit vier Knoten und einer DC-Leitung (Auslastung auf der rechten Skala bemessen an der jeweiligen Kapazität der DC-Leitung) zwischen den Knoten A1 und A3, deren Kapazität sukzessive in 1 p.u.-Schritten bis auf 300 MW erhöht wird.....	70
Abbildung 45: Verlauf der Zielfunktionsgröße (linke Skala) bei sukzessiver Erhöhung der Übertragungskapazität einer DC-Leitung zwischen A1 und A2 im Vergleich zum Verlauf der Zielgröße bei Relaxation der Restriktion (3-65) für die Knoten A1 und A2; Verlauf der Schattenpreisdifferenzen (rechte Skala) unterschiedlicher Knotenkombinationen.	71
Abbildung 46: Verlauf der Zielfunktionsgröße (linke Skala) bei zunächst sukzessiver Erhöhung der Übertragungskapazität einer DC-Leitung zwischen A1 und A2 und anschließender sukzessiver Erhöhung der Kapazität einer DC-Leitung zwischen Knoten A2 und A3. Verlauf der Schattenpreisdifferenzen (rechte Skala) unterschiedlicher Knotenkombinationen.	72
Abbildung 47: Konstellation mit drei Marktzone.....	75
Abbildung 48: Testsystem mit drei Knoten und einer DC-Leitung (links), welche durch eine variable Einspeisung bzw. Ausspeisung abgebildet wird (rechts).....	79
Abbildung 49: IEEE Testnetz (30 Knoten) (Dharamjit & Tanti, 2012) mit Einteilung in drei Marktzone	83
Abbildung 50: Flussbild der Modellkopplung zwischen Marktmodell und DC-Lastflussmodell.....	85
Abbildung 51: Gegenüberstellung realer Daten (ENTSO-E, 2011a) und Werte aus der Kopplung von Marktmodell und DC-OPF in ATLANTIS für den Zeitraum 2006 bis 2010 exemplarisch für die Marktzone Deutschland	87
Abbildung 52: Gegenüberstellung realer Daten (ENTSO-E, 2011a) und Werte aus der Kopplung von Marktmodell und DC-OPF in ATLANTIS für den Zeitraum 2006 bis 2010 exemplarisch für die Regelzone Schweiz	87
Abbildung 53: NUTS-2 Regionen in Europa* (Kartenmaterial: (GADM, 2012) und (DIVA-GIS, 2012))	92
Abbildung 54: zeitliche Entwicklung der installierten Leistung des deutschen Kraftwerkspark im Szenario B abgebildet in ATLANTIS mit den Stützstellen B-2022 und B-2032 entsprechend dem Szenariorahmen des NEP 2012 (Bundesnetzagentur, 2012a).....	93
Abbildung 55: Verteilung des Verbrauchs auf Bundesländerebene für die Verbrauchsbestandteile Haushalte (HH) und Gewerbe/Handel/Dienstleistung/Industrie (GHDI). Datenquelle: (Consentec/IAEW, 2012)	94
Abbildung 56: zeitliche Entwicklung der installierten Leistung des Kraftwerkspark in ENTSO-E CE bis 2032....	95
Abbildung 57: NTC-Werte für Deutschland in MW für die Wintermonate 2022 (links) und die Sommermonate 2022 (rechts), Datenquelle (Consentec/IAEW, 2012)	96
Abbildung 58: NTC-Werte in MW für die Wintermonate 2032 (links) und die Sommermonate 2032 (rechts) Datenquelle (Consentec/IAEW, 2012) und eigene Annahmen	97

Abbildung 59: Leistungsbilanz in Deutschland im Jahr 2013 und im Szenariojahr 2023 (Barth, 2013)	98
Abbildung 60: Vergleich des Kraftwerkseinsatzes laut Marktmodell mit jenem laut DC-Lastflussmodell (kostenminimaler Redispatch) für den Extremfall Starkwind, Starklast, schwache PV im Jahr B-2032 in ATLANTIS (ohne Leitungslimit im deutschen Startnetz)	100
Abbildung 61: Leistungsdeckung für Deutschland für den Extremfall „Starklast, Starkwind, schwache PV- Erzeugung“ im Jahr 2032 (Szenario B) (Marktergebnis in ATLANTIS)	101
Abbildung 62: ATLANTIS-Snapshots für B-2032 laut Market Coupling mit NTC (links) und laut physikalischem DC-Lastflussmodell (kostenminimaler Redispatch im Startnetz) (rechts) im Extremfall „Starklast, Starkwind, schwache PV“ im Startnetz	102
Abbildung 63: links: Knotenschattenpreise für den Extremfall „Starklast, Starkwind, schwache PV- Erzeugung“ im Jahr 2032 (Szenario B) mit dem zugrunde gelegten Startnetz (ohne HGÜ-Leitungen, ohne AC-NOVA). rechts: Verteilung der Last basierend auf (Consentec/IAEW, 2012) und das Winddargebot im Extremfall „Starklast, Starkwind, schwache PV“ im Jahr B-2032.....	104
Abbildung 64: links: Knotenschattenpreise für den Extremfall „Starklast, Starkwind, schwache PV- Erzeugung“ im Jahr 2032 (Szenario B) mit dem zugrunde gelegten Startnetz und einem Nord-Süd- Korridor mit 9 GW Kapazität. rechts: Knotenschattenpreise für den Extremfall „Starklast, Starkwind, schwache PV-Erzeugung“ im Jahr 2032 (Szenario B) mit dem zugrunde gelegten Startnetz und einem Nord-Süd-Korridor mit 13,5 GW Kapazität.....	105
Abbildung 65: links: Knotenschattenpreise für den Extremfall „Starklast, Starkwind, schwache PV- Erzeugung“ im Jahr 2032 (Szenario B) mit dem zugrunde gelegten Startnetz und zwei Nord-Süd- Korridoren mit einer Gesamtkapazität von 22,5 GW Kapazität und NOVA-Maßnahmen im AC-Netz. rechts: Knotenschattenpreise bei Verlagerung der Windkraft in die Ostsee mit Anschlussknoten an der Küste bzw. in deren (elektrotechnischen) Nahbereich.	106
Abbildung 66: Verteilung des DC-Lastflusses im Startnetz bei 100 MW Offshoreeinspeisung und 100 MW Gesamtlast in Deutschland (Zahlenangaben in Prozent bzw. MW, Fläche der Kreise proportional zum Verbrauch)	107
Abbildung 67: Verteilung des DC-Lastflusses in Variante mit einem Nord-Süd-Korridor bei 100 MW Offshoreeinspeisung und 100 MW Gesamtlast in Deutschland (Zahlenangaben in Prozent bzw. MW, Fläche der Kreise proportional zum Verbrauch)	108
Abbildung 68: Verteilung des DC-Lastflusses in Variante mit zwei Nord-Süd-Korridoren bei 100 MW Offshoreeinspeisung und 100 MW Gesamtlast in Deutschland (Zahlenangaben in Prozent bzw. MW, Fläche der Kreise proportional zum Verbrauch)	109
Abbildung 69: steuerbare Transportkorridore A1, A2 und B.....	112
Abbildung 70: Verlauf der jährlich kumulierten Redispatchenergie je Kraftwerkstyp zwischen 2012 und 2032 (Szenario B aus dem Szenariorahmen des NEP 2012) basierend auf der ATLANTIS-Simulation in der Nullvariante (Startnetz ohne Overlaykorridore).....	114
Abbildung 71: Vergleich der kumulierten Redispatchmenge in TWh/a im Jahr B-2032 in den Szenariorechnungen Nullvariante, Variante A (Korridor A1), Variante B (A1 und A2), Variante C (Korridor A1, A2 und B) und Variante D (Korridor A1, A2 und B mit Sensitivitätsrechnung für Engpassmanagement).....	117
Abbildung 72: Prozentuelle Verteilung der jährlichen Redispatchmenge (Energie) in der Variante C für B- 2032 aus der Szenariorechnung mit ATLANTIS.....	118
Abbildung 73: Ergebnis der DC-Lastflussrechnung in ATLANTIS: Auslastungsdauerlinien der Korridore A1, A2 und B in den Varianten A, B und C im Szenariojahr B-2032 (positive Auslastung entspricht Nord- Süd-Richtung).....	119
Abbildung 74: Auslastungsdauerlinie der HGÜ-Korridore A und B in der Variante C verglichen mit Variante D (positive Auslastung entspricht Nord-Süd-Richtung).....	121
Abbildung 75: Verlauf der jährlich kumulierten Redispatchmenge je Kraftwerkstyp in Variante E zwischen 2012 und B-2032 bei zeitlich gestaffelter Inbetriebnahme der Teilkorridor A1 und A2 verglichen mit dem Verlauf des Redispatchumfangs in der Nullvariante (dargestellt in Form der Hüllkurve, vgl. Abbildung 70).....	122
Abbildung 76: Leistungsdeckung für Deutschland für den Extremfall „Starklast, Starkwind, schwache PV- Erzeugung“ im Jahr 2022 (linker Balken) und 2032 (rechter Balken) (Szenario B) (Marktergebnis in ATLANTIS).....	125
Abbildung 77: ATLANTIS-Snapshots für B-2022 laut Market Coupling mit NTC (links) und laut physikalischem DC-Lastflussmodell (kostenminimaler Redispatch im Startnetz) (rechts) im Extremfall	125

Abbildung 78: Vergleich der Redispatchleistung aus ATLANTIS in unterschiedlichen Netzvarianten in der Extremfallrechnung „Starkwind, Starklast, schwache PV-Erzeugung“ im Jahr 2022 ohne begleitende AC-NOVA-Maßnahmen und fallweisem Freileitungsmonitoring (FLM).....	126
Abbildung 79: ATLANTIS-Snapshots für 2022 laut physikalischem DC-Lastflussmodell im Startnetz (Nullvariante) (links) und im Startnetz mit den Korridoren A1 und A2 und ohne FLM (rechts) im Extremfall „Starkwind, Starklast, schwache PV-Erzeugung“.....	127
Abbildung 80: Vergleich der Redispatchleistung aus ATLANTIS in unterschiedlichen Netzvarianten in der Extremfallrechnung „Starkwind, Starklast, schwache PV-Erzeugung“ im Jahr 2032 ohne begleitende AC-NOVA-Maßnahmen und fallweisem Freileitungsmonitoring (FLM).....	128
Abbildung 81: ATLANTIS-Snapshots für 2032 laut physikalischem DC-Lastflussmodell im Startnetz (Nullvariante) (links) und im Startnetz mit den Korridoren A1 und A2 und ohne FLM (rechts) im Extremfall „Starkwind, Starklast, schwache PV-Erzeugung“.....	129
Abbildung 82: Vergleich der Redispatchleistung aus ATLANTIS in der Extremfallrechnung „Starkwind, Starklast, schwache PV-Erzeugung“ im Jahr 2032 in unterschiedlichen Varianten aus Transportkorridoren, AC-NOVA-Maßnahmen und Freileitungsmonitoring (FLM)	131
Abbildung 83: Entwicklung des Großhandelspreises an der Strombörse (Spotpreis) und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Zeitraum 2011 bis Mitte 2013 (Barth, 2013).....	133
Abbildung 84: Stilllegungspläne Ende 2013 (eigene Darstellung, Datenquellen: (Bundesnetzagentur, 2013a) und (Bundesnetzagentur, 2013b))	134
Abbildung 85: Szenariorahmen-Kraftwerke lt. Szenariorahmen NEP 2012 (Szenario B-2022) und Abschaltung der Kernkraftwerke bis 2022 (eigene Darstellung, Quellen: (Bundesnetzagentur, 2012a), (Consentec/IAEW, 2012))	136
Abbildung 86: Methodik für die Analyse über netzoptimierte Standorte der Szenariorahmen-Kraftwerke	136
Abbildung 87: links: Auslastung des Startnetzes im Extremfall Starkwind, Starklast, schwache Erzeugung aus Photovoltaik im Jahr 2022. rechts: Auslastung des AC-Netzes im Extremfall Starkwind, Starklast, schwache Erzeugung aus Photovoltaik mit steuerbarem Korridor (blau) im Jahr 2022.	139
Abbildung 88: Vergleich des jährlichen Redispatchumfangs in der Szenariorechnung (durchschnittliche Erzeugung aus erneuerbaren Energien) für das Jahr 2022 in unterschiedlichen Varianten	140
Abbildung 89: Vergleich des Redispatchumfangs in GW im Extremfall „Starkwind, Starklast, schwache PV-Erzeugung“ im Jahr 2022 bei unterschiedlichen Netzvarianten.....	141
Abbildung 90: Verlauf des jährlich kumulierten Redispatchumfangs in TWh von 2022 bis 2032 basierend auf ATLANTIS Simulationen für unterschiedliche Varianten.....	142
Abbildung 91: links: Knotenschattenpreise im Jahr 2032 mit dem zugrunde gelegten Startnetz. rechts: Verteilung des DC-Lastflusses bei Berücksichtigung von zwei HGÜ-Korridoren (Zahlenangaben in Prozent bzw. MW, Fläche der Kreise proportional zum Verbrauch an den Knoten)	147
Abbildung 92: Verlauf der jährlich kumulierten Redispatchmenge zwischen 2012 und 2032 bei zeitlich gestaffelter Inbetriebnahme des HGÜ-Korridors verlaufend vom Nordwesten in den Süden von Deutschland und Verlauf des Redispatches (als Hüllkurve) in der Netzvariante ohne HGÜ-Korridore (Nullvariante)	148
Abbildung 93: Vergleich der Redispatchleistung aus ATLANTIS in der Extremfallrechnung „Starkwind, Starklast, schwache PV-Erzeugung“ im Jahr 2032 in unterschiedlichen Varianten aus zwei Transportkorridoren, AC-NOVA-Maßnahmen und Freileitungsmonitoring (FLM)	149
Abbildung 94: kontinentaleuropäischer Kraftwerkspark und Höchstspannungsnetz in ATLANTIS im Jahr 2012.....	154
Abbildung 95: vereinfachtes Blockflussbild des Simulationsmodells ATLANTIS	155
Abbildung 96: IEEE Testnetz (14 Knoten) mit überlagertem DC-Overlaynetz (Wiget & Andersson, 2013, S.4) .	159
Abbildung 97: IEEE Testnetz (30 Knoten) (Dharamjit & Tanti, 2012) mit Einteilung in drei Marktzone	161

7.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Unterschreitungswahrscheinlichkeiten für 30% und 40% in den analysierten Lastzeitpunkten	36
Tabelle 2: Ergebnis im Testnetz mit zwei Knoten bei einer Leitungskapazität von 10 MW	55
Tabelle 3: Ergebnis im Testnetz mit zwei Knoten (ohne Erzeugung in Knoten A2 wie in Abbildung 36 dargestellt) und der Möglichkeit die Leitung LTG12 zu überlasten	57
Tabelle 4: Ergebnis im Testnetz (Situation A) mit drei Knoten und der Möglichkeit die Leitungen zu überlasten.....	58

Tabelle 5: Ergebnis im Testnetz (Situation A) mit 3 Knoten und Relaxation von A1 (RHS+1) und A3 (RHS-1)	60
Tabelle 6: Ergebnis im Testnetz (Engpasssituation B) mit drei Knoten und der Möglichkeit die Leitungen LTG12 (10 MW) und LTG23 (300 MW) zu überlasten.....	60
Tabelle 7: Ergebnis im Testnetz (Engpasssituation C) mit drei Knoten und der Möglichkeit die Leitungen LTG12 (300 MW) und LTG23 (10 MW) zu überlasten.....	61
Tabelle 8: reduzierte Kosten der Überlastungsvariablen für unterschiedliche Strafzahlungen im Netz mit 3 Knoten	63
Tabelle 9: Ergebnis im Testnetz mit vier Knoten und der Möglichkeit die Leitungen zu überlasten (1. Durchlauf).....	64
Tabelle 10: links: Zielfunktionsgröße in Euro (2. Durchlauf) bei unterschiedlichen Kombinationen für die Relaxation; rechts: Differenzen der Zielfunktionsgröße [€] zwischen dem zweiten Durchlauf (bei Relaxation unterschiedlicher Knotenkombinationen) und dem ersten Durchlauf (231,333) ohne Relaxation.....	65
Tabelle 11: angenommene Erzeugungs- und Lastsituationen im Testnetz mit drei Marktzone (Abbildung 48)....	82
Tabelle 12: angenommene Flowgate Capacities (FGC) in MW im Testnetz mit drei Marktzone (Abbildung 48) für je fünf unterschiedliche Fälle in den Situationen S1 und S2.....	82
Tabelle 13: Ergebnisse der Vergleichsrechnungen zwischen dem Modell mit variabler Einspeisung und dem Modell mit variabler PTDF-Matrix	83
Tabelle 14: Kraftwerkseinsatz im modifizierten IEEE 30-Knoten Testnetz basierend auf dem NTC-Modell.....	84
Tabelle 15: Kraftwerkseinsatz im modifizierten IEEE 30-Knoten Testnetz basierend auf dem nodalen PTDF-Modell (ohne DC-Systeme)	84
Tabelle 16: Kraftwerkseinsatz im modifizierten IEEE 30-Knoten Testnetz basierend auf dem nodalen PTDF-Modell (mit DC-Systemen zwischen den Knoten 6 und 28 sowie zwischen den Knoten 14 und 15).....	85
Tabelle 17: Installierte Nettoleistung in GW je Kraftwerkstechnologie (Consentec/IAEW, 2012)	92
Tabelle 18: Brennstoff- und CO ₂ -Preise für Deutschland im Modell ATLANTIS.....	98
Tabelle 19: abschließender Vergleich der Lastflussverhältnisse in der 100 MW-Sensitivitätsanalyse über die Wirkungsweise steuerbarer Nord-Süd-Transportkorridore im deutschen Höchstspannungsnetz.....	109
Tabelle 20: Angenommene zeitliche Entwicklung der Offshoreleistung (Nordsee) und die angenommene gestaffelte Inbetriebnahme der Teilkorridore A1 und A2 (jeweils 3 Systeme à 3 GW) in Variante E.....	122
Tabelle 21: Auslastung der HGÜ-Korridore in der Overlayvariante mit zwei Nord-Süd-Korridoren aus der DC-OPF-Rechnung in ATLANTIS für 2032 in den unterschiedlichen Netzvarianten für den untersuchten Starkwindfall. Die Prozentangaben beziehen sich auf die Bemessungsleistung der einzelnen Korridore A1, A2 und B.	132
Tabelle 22: Markt- und Netzwirkung der Szenariorahmen-Kraftwerke im Startnetz im Jahr 2022.....	138
Tabelle 23: Knoten, Verbrauch und Erzeugung für das IEEE 14-Knoten Testnetz (Zimmermann et al., 2011) ...	159
Tabelle 24: Leitungsdaten für das AC-Netz im IEEE 14-Knoten Testnetz (Zimmermann et al., 2011).....	160
Tabelle 25: Leitungsdaten für das DC-Overlaynetz entsprechend (Wiget & Andersson, 2013).....	160
Tabelle 26: Knoten, Verbrauch und Erzeugung im modifizierten IEEE 30-Knoten Testnetz	162
Tabelle 27: berechnete NTC-Werte in MW für das modifizierte IEEE 30-Knoten Testnetz.....	162
Tabelle 28: Leitungsdaten für das AC-Netz im modifizierten IEEE 30-Knoten Testnetz	163

7.3 Abkürzungsverzeichnis

AC-Lastflussexakte, nichtlineare Lastflussberechnung
CBACost Benefit Analysis (Kosten-Nutzen-Analyse)
DC-LastflussNäherungsweise, lineare Lastflussberechnung unter Vernachlässigung der Verluste und Annahme eines einheitlichen Spannungsniveaus
DC-OPFDC optimal power flow
DSMDemand Side Management
EnLAGEnergieleitungsausbaugesetz
ENTSO-EEuropean Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-E CEENTSO-E Continental Europe
FERCFederal Energy Regulatory Commission
FGCFlow Gate Capacity
FLMFreileitungsmonitoring
GADMGlobal Administrative Areas (GIS Database)
GHDIVerbrauchergruppe Gewerbe/Handel/Dienstleistung/Industrie
GISGeografisches Informationssystem
GTCGrid Transfer Capability
HGÜHochspannungsgleichstromübertragung (siehe HVDC)
HHVerbrauchergruppe Haushalte
HVDCHigh Voltage Direct Current (siehe HGÜ)
IEAInternational Energy Agency
ISOIndependent System Operator (PJM)
KWKKraft-Wärme-Kopplung
MIPmixed-integer problem, gemischt-ganzzahliges (lineares) Optimierungsproblem
MINLPmixed-integer nonlinear problem
MIQCPmixed-integer quadratically constrained problem
MWMegawatt
(n-1)-SicherheitGewährleistung eines sicheren Netzbetriebes innerhalb der zulässigen Grenzen bei Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels (Stromkreis, Transformator)
NEPNetzentwicklungsplan
NERCNorth American Electric Reliability Corporation
NOVANetzoptimierung, Netzverstärkung, Netzausbau
NTCNet Transfer Capacity
NUTSNomenclature des unités territoriales statistiques
PCIProject of Common Interest
PSTPhasenschiebertransformator (phase shifting transformer)
PTDFPower Transfer Distribution Factor
PVPhotovoltaik
RIT-TRegulatory investment test for transmission
RTEPRegional Transmission Expansion Plan
RTORegional Transmission Organisation
SzR-KWSzenariorahmen-Kraftwerk
TPtechnisches Profil, technical profile
TRMTransmission Reliability Margin
TSOTransmission System Operator
TYNDPTen-Year Network Development Plan (ENTSO-E)
ÜNBÜbertragungsnetzbetreiber

7.4 Quellen- und Literaturverzeichnis

- 50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012a. *Netzentwicklungsplan Strom 2012 - 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber (15. August 2012)*. www.netzentwicklungsplan.de: 50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW.
- 50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012b. *EEG / KWK-G*. [Online] URL: <http://www.eeg-kwk.net/de/Anlagenstammdaten.htm> [Zugriff 05 Juni 2012].
- 50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012c. *Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes*. [Online] URL: http://www.50hertz.com/de/file/2012.03.30_Planungsgrundsaeetze.pdf.
- 50hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW, 2012d. *Kraftwerkliste zum NEP 2012 mit Glossar*. <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/dokumentensammlung>: www.netzentwicklungsplan.de.
- 50hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW, 2013. *http://www.netztransparenz.de*. [Online] URL: <http://www.netztransparenz.de/de/Redispatch.htm> [Zugriff Maerz 2014].
- 50hertz, 2009. *Allgemeines Modell zur Berechnung der Gesamt- übertragungskapazität und der Sicherheitsmarge*. [Online] URL: http://www.50hertz.com/de/file/Allgemeines_Modell_50HzT.pdf [Zugriff 18 Februar 2014].
- 50hertz, 2010. *50hertz*. [Online] URL: http://www.50hertz.com/de/file/Allgemeines_Modell_50HzT.pdf [Zugriff 10 Maerz 2013].
- 50hertz, 2014a. *Hochrechnungswerte-Windenergieeinspeisung 2013 und 2014*. [Online] URL: <http://www.50hertz.com/de/153.htm> [Zugriff Maerz 2014].
- 50hertz, 2014b. *Vertikale Netzlast*. [Online] URL: http://www.50hertz.com/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xml/149.htm?rdeLocaleAttr=de&rdeCOQ=SID-23F8402E-409EF26C [Zugriff April 2014].
- ACER, 2011. *Draft cross-regional roadmap for Day-Ahead Market Coupling - WORK IN PROGRESS*. ACER.
- AEMO; ElectraNet, 2013. *South Australia – Victoria (Heywood) Interconnector Upgrade - RIT-T: Project Assessment Conclusions Report*. [Online] URL: <http://www.aemo.com.au/Electricity/Planning/Regulatory-Investment-Tests-for-Transmission/Heywood-Interconnector-RIT-T> [Zugriff April 2014].
- AER, 2010a. *AER Final - Regulatory investment test for transmission - 29 June 2010*. [Online] Australian Energy Regulator URL: <http://www.aer.gov.au/sites/default/files/Final%20RIT-T%20-%2029%20June%202010.pdf> [Zugriff April 2014].
- AER, 2010b. *AER Final - Regulatory investment test for transmission application guidelines - 29 June 2010*. [Online] Australian Energy Regulator URL: <http://www.aer.gov.au/sites/default/files/Final%20RIT-T%20application%20guidelines%20-%2029%20June%202010.pdf> [Zugriff April 2014].
- Aguado, Bourgeois, Bourmaud, Casteren, V., Ceratto et al., 2012. *Flow-based market coupling in the Central Western European region - on the eve of implementation -*. Paris, 2012.
- Alsac, O. & Stott, B., 1974. *Optimal Load Flow with Steady-State Security*. In *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol.PAS-93, no.3, pp.745,751, May 1974. doi: 10.1109/TPAS.1974.293972, 1974. IEEE.
- Amprion, 2014. *Windenergieeinspeisung Hochrechnung 2013 und 2014*. [Online] URL: <http://www.amprion.de/windenergieeinspeisung#> [Zugriff Maerz 2014].
- APG, 2013. *Masterplan 2030 - Für die Entwicklung des Übertragungsnetzes in Österreich Planungszeitraum 2013 – 2030 - Mit Ausblick bis 2050*. Wien: APG - Austrian Power Grid.
- Baldick, R., Chowdhury, B., Dobson, I., Dong, Z., Gou, B. et al., 2008. *Initial review of methods for cascading failure analysis in electric power transmission systems* IEEE PES CAMS task force on understanding, prediction, mitigation and restoration of cascading failures. In *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, vol., no., pp.1,8, 20-24 July 2008. doi: 10.1109/PES.2008.4596430, 2008. IEEE.
- Baradar, M., Hesamzadeh, M.R. & Ghandhari, M., 2012. *Modelling of multi-terminal HVDC systems in optimal power flow formulation*. In *Electrical Power and Energy Conference (EPEC), 2012 IEEE*, vol., no., pp.170,175, 10-12 Oct. 2012. doi: 10.1109/EPEC.2012.6474944, 2012. IEEE.
- Bart & Andreewsky, 2005. *Network modelling for congestion management: zonal representation versus nodal representation*. In *15th PSCC, Liege; 22-26 August 2005, Session 31, Paper 3*, 2005.

- Barth, P., 2013. Energiewende in Deutschland: politisch oder technisch-wirtschaftliche Herausforderung. In *Fachtagung der Österreichischen Gesellschaft für Energietechnik im OVE: Energiewende - die Herausforderung! 10.-11. Oktober in Graz*. Graz, 2013. OVE.
- Barth, R., Apfelbeck, J., Vogel, P., Meiborn, P. & Weber, C., 2009. *Load-flow based market coupling with large-scale wind power in Europe*.
- BBPIG2013, 23.07.2013. *Bundesbedarfsplangesetz vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543)*.
- BMWI, BMWFI, UVEK, 2012. *Erklärung von Deutschland, Österreich und der Schweiz zu gemeinsamen Initiativen für den Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken (02.05.2012)*. Berlin, Wien, Bern: <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/26737.pdf> (Zugriff am 14.11.2012).
- BTRDB, 2012. *Betreiber-Datenbasis - Betriebsdaten von Windanlagen (Stand März 2012)*.
- Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt, 2013. *Monitoringbericht 2013*. Stand: Dezember 2013; Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB.
- Bundesnetzagentur, 2011. *Az. Abz. 6-1/2011/Szenariorahmen NEP Gas*.
- Bundesnetzagentur, 2012a. *Az.: 8121-12/Szenariorahmen 2011*. Bonn.
- Bundesnetzagentur, 2012b. *Bundesnetzagentur Kraftwerksliste*. [Online] URL: http://www.bundesnetzagentur.de/cdn_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_node.html [Zugriff 05 Juni 2012].
- Bundesnetzagentur, 2013a. *Kraftwerksliste BnetzA, Stand 16/10/2013*. Excelliste.
- Bundesnetzagentur, 2013b. *Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste (KWSAL) BnetzA, Stand 18/11/2013*. PDF-Dokument.
- CAO, 2013. *Central Auction Office - CEE*. [Online] URL: <http://www.central-ao.com/projects/cee-fba-project> [Zugriff 19 Maerz 2014].
- CASC.EU, 2013. *Documentation of the CWE FB MC solution - As basis for the formal approval-request*. [Online] URL: <http://www.casc.eu/en/Resource-center/CWE-Flow-Based-MC/Approval-Documents> [Zugriff 20 Maerz 2014].
- CIGRE, 2014. *Tools for economically optimal transmission development plans*. Technical Brochure Nr.572. ISBN : 978-2-85873-267-8; CIGRE WG C1.24.
- Consentec/IAEW, 2012. *Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO)*. IAEW und Consentec GmbH - Aachen: Die dem TU Graz-Gutachten zu Grunde gelegte Fassung von NEMO wurde der TU Graz von der Bundesnetzagentur anlässlich des Arbeitsgruppenmeetings am 3./4. April 2012 in Graz übergeben.
- Cottle, R., 2003. *The Basic George B. Dantzig*. Stanford: Stanford Business Books. ISBN-13: 978-0804748346.
- dena, 2010. *dena-Netzstudie II*. Berlin.
- Dharamjit & Tanti, 2012. Load Flow Analysis on IEEE 30 bus System. In *International Journal of Scientific and Research Publications (IJSRP), Volume 2, Issue 11, November 2012 Edition*. ISSN 2250-3153, 2012. IJSRP.
- Dierkes, Leeuwen, v., Verheggen & Moser, 2014. Einfluss von konventionellen Kraftwerken auf die Spannungsstabilität im Übertragungsnetz unter Berücksichtigung dezentraler Einspeisung. In *13. Symposium EnInnov2014 "Innehalten und Ausblick: Effektivität und Effizienz für die Energiewende" 12.-14. Februar 2014 an der Technischen Universität Graz*. ISBN: 978-3-85125-310-8, 2014. TU Graz - IEE.
- DIVA-GIS, 2012. *DIVA-GIS free spatial data*. [Online] URL: <http://www.diva-gis.org/Data>.
- Domschke, W. & Drexl, A., 2011. *Einführung in Operations Research*. 8. Aufl. 2011: Springer. ISBN 978-3-642-18111-5.
- Duthaler, 2007. *Power Transfer Distribution Factors: Analyse der Anwendung im UCTE-Netz*. Masterarbeit. Zürich: D-ITET, EEH – Power Systems Laboratory ETH Zürich.
- Echternacht, D., Heuberger, D., Breuer, C., Linnemann, C. & Moser, A., 2013. Advantageous positions for HVDC terminals in Europe. In *Energytech, 2013 IEEE, vol., no., pp.1,5, 21-23 May 2013*. doi: 10.1109/EnergyTech.2013.6645291, 2013. IEEE.
- enervis, BET, 2013. *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland*. [Online] URL: http://www.google.at/url?sa=t&rc=t=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=0CDcQFjAB&url=http%3A%2F%2Fwww.vku.de%2Ffileadmin%2Fget%2F%3F24103%2FEMD_Gutachten__Langfassung.pdf&ei=-OdDUrOaKYmWtQaD7YGgCQ&usq=AFQjCNHGgAK7a_88X7SSjKZcYp1W_iG5Xw&bv=bv.53217764,d.Yms [Zugriff September 2013].

- ENTSO-E, 2004. *Continental Europe Operation Handbook - Appendix A1: Load-Frequency Control and Performance*. [Online] Brüssel URL: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix%20_final.pdf [Zugriff April 2014].
- ENTSO-E, 2010. *Ten-Year Net Development Plan 2010-2020*. [Online] Brüssel: ENTSO-E URL: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/TYNDP-final_document.pdf.
- ENTSO-E, 2011a. *entsoe exchange data*. [Online] URL: <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/exchange/> [Zugriff 22 Februar 2011].
- ENTSO-E, 2011b. *Operation Handbook*.
- ENTSO-E, 2012a. *Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)*. [Online] URL: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/resources/CACM/120927_CACM_Network_Code_FINAL.pdf [Zugriff 18 Februar 2014].
- ENTSO-E, 2012b. *Ten-Year Network Development Plan 2012*. [Online] ENTSO-E aisbl URL: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/2012/TYNDP_2012_report.pdf.
- ENTSO-E, 2013a. *ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects*. [Online] URL: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/events/Workshops/CBA/131114_ENTSO-E_CBA_Methodology.pdf [Zugriff Januar 2014].
- ENTSO-E, 2013b. *ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects - Key issues and questions*. [Online] URL: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/events/Workshops/CBA/130612_CBA_Methodology_-_Key_issues.pdf [Zugriff Januar 2013].
- ENTSO-E, 2013c. *European Commission Consultation on Generation Adequacy, Capacity Mechanisms and the Internal Market in Electricity - ENTSO-E Response Paper*. [Online] URL: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/position_papers/20130207_ENTSOE_Response_to_EC_Consultation_Gen_Adeq_FINAL.pdf [Zugriff Oktober 2013].
- ENTSO-E, 2013d. *Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2013-2030 (April 2013)*. Brüssel: ENTSO-E.
- ENTSO-E, 2013e. *Network Code on Operational Security*. [Online] URL: <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/operational-security/> [Zugriff 2014].
- ETSO, 2001. *entso-e*. [Online] URL: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/ntc/entsoe_proceduresCapacityAssessments.pdf [Zugriff März 2013].
- Europäische Kommission, 2014. *Energy Strategy for Europe*. [Online] URL: http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/pci_de.htm [Zugriff April 2014].
- Europäische Union, 2009a. *Amtsblatt der Europäischen Union vom 14.8.2009: Richtlinie 2009/72/EG des europäischen Parlamentes und Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG*. [Online] L211/55 - L211/93 URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:de:PDF> [Zugriff März 2014].
- Europäische Union, 2009b. *Amtsblatt der Europäischen Union vom 14.8.2009: Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des europäischen Parlamentes und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1*. [Online] L211/15 - L211/35 URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:DE:PDF> [Zugriff März 2014].
- Europäische Union, 2013. *Amtsblatt der Europäischen Union vom 25.4.2013: Verordnung (EU) Nr.347/2013 des europäischen Parlamentes und Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG (.)*. [Online] URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:115:0039:0075:DE:PDF> [Zugriff März 2014].
- European Commission, 2010. Directorate-General for Energy - EU energy trends to 2030 - update 2009.
- Farahmand, H., Hosseini, S.M.A., Doorman, G.L. & Fosso, O.B., 2010. Flow based activation of reserves in the Nordic power system. In *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, vol., no., pp.1,8, 25-29 July 2010. doi: 10.1109/PES.2010.5589810, 2010. IEEE.
- Fath, Gutsch, Schüppel & Stigler, 2011. Stochastischer Ansatz zur Bestimmung der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks. In *IEWT2011 - 7. Internationale Energiewirtschaftstagung (Februar 2011)*, 2011. TU Wien.

- FERC, 2014. *Order No. 1000 - Transmission Planning and Cost Allocation*. [Online] URL: <https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/trans-plan.asp> [Zugriff April 2014].
- Ferrero, R.W., Shahidehpour, S.M. & Ramesh, V.C., 1997. Transaction analysis in deregulated power systems using game theory. In *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol.12, no.3, pp.1340,1347, Aug 1997. doi: 10.1109/59.630479, 1997. IEEE.
- frontier economics, 2013. *Bundesministerium für Wirtschaft*. [Online] URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/C-D/studie-dezentrale-leistungsverpflichtungssysteme.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [Zugriff September 2013].
- GADM, 2012. *Global Administrative Areas*. Datenbank. Global Administrative Areas (2012). GADM database of Global Administrative Areas, version 2.0. [online] URL: www.gadm.org: Global Collaboration Engine.
- GAMS, 2007. *GAMS Support*. [Online] (Last modified: 2007/04/30 09:09) URL: http://support.gams.com/doku.php?id=gams:what_is_the_meaning_of_the_marginal_values [Zugriff 03 März 2014].
- GAMS, 2012. *GAMS - The Solver Manuals*. Washington, DC, USA: GAMS Development Corporation, Washington, DC, USA.
- Gomory, R.E. & Baumol, W.T., 1960. Integer Programming and Pricing. *Econometrica*, Vol. 28, No. 3 (Jul., 1960), pp. 521-550, July. pp.521-50.
- Guo, J., Fu, Y., Li, Z. & Shahidehpour, M., 2009. Direct Calculation of Line Outage Distribution Factors. In *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol.24, no.3, pp.1633,1634, Aug. 2009. doi: 10.1109/TPWRS.2009.2023273, 2009. IEEE.
- Gutschi, Bachhiesl, Huber, Nischler, Jagl et al., 2009. ATLANTIS - Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätswirtschaft bis 2030. pp.438-48.
- Gutschi, Jagl, Nischler, Huber, Bachhiesl et al., 2010. Scenarios for the development of the electricity economy in Continental Europe. *21st World Energy Congress*.
- Haß, D., Pels Leuden, G., Schwarz, J. & Zimmermann, H., 1981. Das (n-1)-Kriterium in der Planung von Übertragungsnetzen. *Elektrizitätswirtschaft EW, Heft 25*, pp.923 - 926.
- Huang, 2011. Dynamic PTDF Implementation in the market model. In *Master Thesis Electrical Power Engineering*. Delft, 2011. TU Delft.
- Hug-Glanzmann, G. & Andersson, G., 2009. N-1 security in optimal power flow control applied to limited areas. In *Generation, Transmission & Distribution, IET*, vol.3, no.2, pp.206,215, February 2009. doi: 10.1049/iet-gtd:20080112, 2009. IEEE.
- IEA, 2010. *World Energy Outlook 2010*. ISBN: 978 92 64 08624 1. IEA/OECD.
- Jacobo, J.C. & De Roure, D., 2008. A decentralised DC optimal power flow model. In *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on*, vol., no., pp.484,490, 6-9 April 2008. doi: 10.1109/DRPT.2008.4523455, 2008. IEEE.
- Kallrath, J., 2013. *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis*. 2., überarb. u. erw. Aufl. 2013: Springer; ISBN 978-3-658-00690-7.
- Kaschnitz, 2014. Netzbetriebliche Herausforderungen der Energiewende. In *13. Symposium EnInnov2014 "Innehalten und Ausblick: Effektivität und Effizienz für die Energiewende" 12.-14. Februar 2014 an der Technischen Universität Graz*. ISBN: 978-3-85125-310-8, 2014. IEE - TU Graz.
- Kommission der Europäischen Gemeinschaft, 2007. Entscheidung der Kommission vom 18. Juli 2007 zur Festlegung von Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen im Sinne der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (Monitoring-Leitlinien).
- Koopmans, T.C., 1975. Prize Lecture: Concepts of Optimality and Their Uses. *Nobel Lectures, Economics 1969-1980, Editor Assar Lindbeck, World Scientific Publishing Co., Singapore, 1992*, 11 December.
- Kumar, Srivastava & Singh, 2004. A zonal congestion management approach using ac transmission congestion distribution factors. In *Electric Power Systems Research, Volume 72, Issue 1, 15 November 2004*. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2004.03.011>, 2004. ELSEVIER.
- Kundur, P., Paserba, J., Ajjarapu, V., Andersson, G., Bose, A. et al., 2004. Definition and classification of power system stability. In *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol.19, no.3, pp.1387,1401, Aug. 2004. doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981, 2004. IEEE.

- Linnemann, C., Echternacht, D., Breuer, C., Heuberger, D. & Moser, A., 2012. Ermittlung vorteilhafter HGÜ-Anschlussknoten. In *VDE-Kongress 2012 vom 05.-06.11.2012 in Stuttgart*. ISBN: 978-3-8007-3446-7, 2012. VDE Verlag GmbH Berlin Offenbach.
- Maier, K., 2011. *Analyse des iberischen Elektrizitätssystems unter besonderer Berücksichtigung der erneuerbaren Energien*. Graz: Magisterarbeit erstellt und eingereicht am IEE (TU Graz) - Betreuung durch DI Gernot Nischler.
- Mayer, C., 2010. *Potenziale erneuerbarer Stromerzeugung in Italien und Frankreich*. Graz: Magisterarbeit erstellt und eingereicht am IEE (TU Graz) - Betreuung von DI Gernot Nischler.
- Miller, O.v., 1930. *Gutachten über die Reichselektrizitätsversorgung*. Berlin: VDI-Verlag G.m.b.H.
- Monopolkommission, 2013. *Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende*. Sondergutachten 65. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß §62 Abs.1 EnWG.
- Nacht, T., 2010. *Lastflussbasierte Optimierungsalgorithmen in der Elektrizitätswirtschaft*. Graz: Diplomarbeit erstellt und eingereicht am IEE (TU Graz) - Betreuung durch DI Gernot Nischler.
- NERC, 2013. *Reliability Standards Development Plan*. [Online] URL: <http://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/ReliabilityStandardsDevelopmentPlan.aspx> [Zugriff April 2014].
- NERC, 2014. *Reliability Standards*. [Online] URL: <http://www.nerc.com/pa/stand/Pages/ReliabilityStandardsUnitedStates.aspx?jurisdiction=United%20States> [Zugriff 2014].
- Nischler, 2009. *Engpassmanagement auf grenzüberschreitenden Leitungen - Aktuelle Entwicklungen und Modellierungsansätze*. Graz: Diplomarbeit erstellt und eingereicht am IEE (TU Graz).
- Nischler, G., Bachhiesl, U. & Stigler, H., 2012. *Nutzen von Verbundleitungen*. 12. Symposium Energieinnovation, Technische Universität Graz, 15.-17. Februar 2012: IEE - TU Graz.
- Nischler, G., Gutschl, C., Wiedenegger, C. & Stigler, H., 2009. *Untersuchung der Einflüsse von Cross-Border Capacity Management am Beispiel der Elektrizitätswirtschaften in Süd-Ost-Europa*. Wien: 6.Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT2009).
- Nischler, Renner, Brandauer, Fickert & Stigler, 2013. Herangehensweise an die Netzplanung im Rahmen des deutschen Netzentwicklungsprozesses 2012 am Energie Zentrum Graz. In *8. International Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT2013)*. Wien, 2013. TU Wien.
- Nischler, G. & Stigler, H., 2014a. Netzausbauplanung und künftige Erzeugungsstruktur. In *13. Symposium EnInnov2014 "Innehalten und Ausblick: Effektivität und Effizienz für die Energiewende" 12.-14. Februar 2014 an der Technischen Universität Graz*. ISBN: 978-3-85125-310-8, 2014a. TU Graz - IEE.
- Nischler, G. & Stigler, H., 2014b. Ausbau von Übertragungsnetzen als Voraussetzung für die Integration von erneuerbaren Energien. In Ostbayrisches-Technologie-Transfer-Institut, ed. *Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien - OTTI-Konferenz 29.-30. Januar 2014, Berlin*. ISBN: 978-3-943891-34-8, 2014b. Energiefachbuchhandel.
- Oeding, D. & Oswald, B.R., 2011. *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Springer 2011.
- Ohrem, S., Ringelband, T. & Moser, A., 2010. Coordinated operation of HVDC systems in extra-high voltage networks. In *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE , vol., no., pp.1,5, 25-29 July 2010*. doi: 10.1109/PES.2010.5589965, 2010. IEEE.
- Oliven, O., 1930. Europas Großkraftlinien - Vorschlag eines europäischen Höchstspannungsnetzes. *Zeitschrift des Vereines Deutscher Ingenieure Band 74, Nr. 25 (21. Juni 1930): S. 875-879*, 21 Juni. pp.875 - 879.
- Ornig, J., 1930a. Energiewirtschaft - Deutsche Elektrizitätsversorgung. *Elektrotechnik und Maschinenbau, 48. Jahrg., 1930, Heft 27, 6.Juli 1930*, 6. Juli. pp.666 - 667.
- Ornig, J., 1930b. Millers Reichsversorgungsplan und Österreich. *Elektrotechnik und Maschinenbau, 48. Jahrg., Heft 51 vom 21. Dezember 1930*, 21. Dezember. pp. 1117 - 1125.
- Overbye, T.J., Cheng, X. & Sun, Y., 2004. A comparison of the AC and DC power flow models for LMP calculations. In *System Sciences, 2004. Proceedings of the 37th Annual Hawaii International Conference on , vol., no., pp.9 pp., 5-8 Jan. 2004*. 10.1109/HICSS.2004.1265164, 2004. IEEE.
- PJM, 2013a. *2013 RTEP - Input, Data, Assumptions and Scope*. [Online] URL: <http://www.pjm.com/-/media/documents/reports/rtep-plan-documents/2013-rtep-process-white-paper.ashx> [Zugriff April 2014].
- PJM, 2013b. *PJM 2012 - RTEP in Review: Book 1*. [Online] URL: <http://www.pjm.com/-/media/documents/reports/2012-rtep/2012-rtep-book-1.ashx> [Zugriff April 2014].

- PJM, 2014a. *PJM Region transmission Planning Process: PJM Manual 14B (Revision: 26, effective date: March 28, 2014)*. [Online] URL: <http://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m14b.ashx> [Zugriff April 2014].
- PJM, 2014b. *RTEP Development*. [Online] URL: <http://www.pjm.com/planning/rtep-development.aspx> [Zugriff April 2014].
- PJM, 2014c. *Reliability Pricing Model: RPM Auctions (RPM Training - Section D)*. [Online] URL: <http://www.pjm.com/-/media/training/core-curriculum/ip-rpm/rpm-training-section-d-auctions.ashx> [Zugriff April 2014].
- Prognos AG, 2011. *Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2012 der Fernleitungsnetzbetreiber*. http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/files/110822_Prognos_Szenariorahmen_NEP_F.pdf.
- Purchala, K., Haesen, E., Meeus, L. & Belmans, R., 2005a. Zonal network model of European interconnected electricity network. In K.U.Leuven, ed. *CIGRE/IEEE PES, 2005. International Symposium*, vol., no., pp.362,369, 7-7 Oct. 2005. doi: 10.1109/CIGRE.2005.1532763, 2005a. IEEE.
- Purchala, K., Meeus, L., Van Dommelen, D. & Belmans, R., 2005b. Usefulness of DC power flow for active power flow analysis. In *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE*, vol., no., pp.454,459 Vol. 1, 12-16 June 2005. doi: 10.1109/PES.2005.1489581, 2005b. IEEE.
- Ramanujam, P., Li, Z. & Higham, L., 2009. Shadow Prices vs. Vickrey Prices in Multipath Routing. In *INFOCOM 2009, IEEE*, vol., no., pp.2956,2960, 19-25 April 2009. doi: 10.1109/INFCOM.2009.5062266, 2009. IEEE.
- Rayes, A. & Min, P.S., 1995. Capacity expansion of least busy alternate routing with shadow price. In *Global Telecommunications Conference, 1995. GLOBECOM '95., IEEE*, vol.2, no., pp.1369,1373 vol.2, 14-16 Nov 1995. doi: 10.1109/GLOCOM.1995.502626, 1995. IEEE.
- Reich, Gutschli, Nischler, Nacht & Stigler, 2012. Szenarienanalysen für den Masterplan 2030 der Austrian Power Grid AG. In *Symposium Energieinnovation 2012: Alternativen für die Energiezukunft Europas*. Graz, 2012. IEE - TU Graz.
- Renner, H., 2013. *Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme*. Skriptum zur Vorlesung. Graz: IfeA - TU Graz.
- Schlesinger, Lindenberger & Lutz, 2011. *Energieszenarien 2011*. Basel/Köln/Osnabrück: PROGNOSE/EWI/GWS - für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.
- Schüppel, A., 2010. *Modellierungsansätze zur Beschreibung dargebotsabhängiger Stromerzeugung*. Graz: Diplomarbeit erstellt und eingereicht am IEE der TU Graz.
- Sillaber, A. & Renner, H., 2007. Sicherheitsorientierte Betriebsführung in Elektroenergiesystemen. *Elektrizitätswirtschaft EW, Heft 8*, pp.50-57.
- Stigler, Gutschli, Nischler, Bachhiesl, Huber et al., 2012b. *Aktuelle Weiterentwicklung des Simulationsmodells ATLANTIS*. TU Graz: EnInnov 2012.
- Stigler, Nischler, Renner, Fickert, Brandauer et al., 2012a. *Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz 2012*. Energie Zentrum Graz: http://nvnob.bundesnetzagentur.de/netzausbau/Gutachten_NEMO_II.pdf.
- Stott, B., Jardim, J. & Alsac, O., 2009. DC Power Flow Revisited. In *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol.24, no.3, pp.1290,1300, Aug. 2009. doi: 10.1109/TPWRS.2009.2021235, 2009. IEEE.
- Streeruwitz, E., 1931. *Rationalisierung und Weltwirtschaft*. [Online] (ISBN(Online): 978-3-7091-5303-1) URL: http://extras.springer.com/1931/978-3-7091-5155-6/978-3-7091-5155-6_OSFO1.pdf [Zugriff März 2014].
- Suhl, L. & Mellouli, T., 2013. *Optimierungssysteme - Modelle, Verfahren, Software, Anwendungen*. 3., korr. u. aktual. Aufl. 2013: Springer. ISBN 978-3-642-38937-5.
- TenneT - Presse, 2013. *TenneT reserviert Irsching 4 und 5 für Redispatch*. [Online] URL: <http://www.tennet.eu/de/news-presse/article/tennet-reserviert-irsching-4-und-5-fuer-redispatch.html> [Zugriff April 2014].
- TenneT, 2014. *Tatsächliche Windenergieeinspeisung 2013 und 2014*. [Online] URL: <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung> [Zugriff März 2014].
- Transgrid, 2013. *New South Wales Transmission Annual Planning Report 2013*. [Online] URL: <http://www.transgrid.com.au/network/np/Documents/Annual%20Planning%20Report%202013.pdf> [Zugriff April 2014].

- TransnetBW, 2009. *TransnetBW*. [Online] URL:
<http://www.transnetbw.de/downloads/strommarkt/engpassmanagement/allgemeines-kapazitätsberechnungsmodell-2012.pdf> [Zugriff Maerz 2013].
- TransnetBW, 2014. *Windeinspeisung Prognose und Hochrechnung 2013 und 2014*. [Online] URL:
<http://www.transnetbw.de/de/kennzahlen/erneuerbare-energien/windenergie> [Zugriff Maerz 2014].
- UCTE, 2011. *The 50 Year Success Story – Evolution of a European Interconnected Grid*. Brüssel: Secretariat of UCTE.
- University of Washington, n.d. *Electrical Engineering - Power Systems Test Case Archive*. [Online] URL:
<http://www.ee.washington.edu/research/pstca/> [Zugriff Juli 2013].
- Van Hertem, D., Verboomen, J., Purchala, K., Belmans, R. & Kling, W.L., 2006. 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 IEEE International Conference on , vol., no., pp.58,62, 28-31 March 2006*. Print ISBN: 0-86341-613-6, 2006. IEEE.
- Vargas, C., Hegde, M.V. & Naraghi-Pour, M., 1996. Shadow prices for modified least loaded routing (MLLR). In *System Theory, 1996., Proceedings of the Twenty-Eighth Southeastern Symposium on , vol., no., pp.45,49, 31 Mar-2 Apr 1996*. doi: 10.1109/SSST.1996.493469, 1996. IEEE.
- Vukasovic, M., Apostolovic, M. & Todem, C., 2008. Implementation aspects of partial netting in flow-based auction clearing mechanism. In *Electricity Market, 2008. EEM 2008. 5th International Conference on European , vol., no., pp.1,6, 28-30 May 2008*. doi: 10.1109/EEM.2008.4579026, 2008. IEEE.
- Vukasovic, M. & Skuletic, S., 2007. Implementation of different methods for PTDF matrix calculation in flow-based coordinated auction. In *Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2007. POWERENG 2007. International Conference on , vol., no., pp.791,795, 12-14 April 2007*. doi: 10.1109/POWERENG.2007.4380158, 2007. IEEE.
- Waniek, D., Rehtanz, C. & Handschin, E., 2010. Flow-based evaluation of congestions in the electric power transmission system. In *Energy Market (EEM), 2010 7th International Conference on the European , vol., no., pp.1,6, 23-25 June 2010*. doi: 10.1109/EEM.2010.5558762, 2010. IEEE.
- Wiget, R. & Andersson, G., 2012. Optimal power flow for combined AC and multi-terminal HVDC grids based on VSC converters. In *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE , vol., no., pp.1,8, 22-26 July 2012*. doi: 10.1109/PESGM.2012.6345448, 2012. IEEE.
- Wiget, R. & Andersson, G., 2013. DC Optimal Power Flow Including HVDC Grids. In *Presented at the IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC) 2013, Halifax, NS, Canada*. Halifax, Canada, 2013. IEEE (http://www.eeh.ee.ethz.ch/uploads/tx_ethpublications/wiget_EPEC_2013.pdf).
- Williams, H.P., 1997. Integer Programming and pricing revisited. *IMA J Management Math (1997) 8 (3): 203-213* doi:10.1093/imaman/8.3.203 , pp.203-13.
- Zimmermann, R., Murillo-Sánchez, C. & Thomas, R., 2011. MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education. In IEEE, ed. *Power Systems, IEEE Transactions on , vol.26, no.1, pp.12,19, Feb. 2011*. doi: 10.1109/TPWRS.2010.2051168, 2011. IEEE.