

Hochschule Flensburg

M A S T E R - T H E S I S

Thema: Technisch-ökonomische Optimierung des
 Übertragungsnetzausbaus in Deutschland unter
 Berücksichtigung von (n-1)-Ausfallanalysen

von: Clara Büttner

Matrikel-Nr.: 640224

Studiengang: Systemtechnik

Betreuer und
Erstbewerter: Prof. Dr. Jochen Wendiggensen

Zweitbewerter: M. Eng. Ulf Philipp Müller

Ausgabedatum: 12. Dezember 2019

Abgabedatum: 30. März 2020

Erklärung

Ich versichere, dass ich die vorliegende Thesis ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen benutzt habe.

Flensburg, am 30.03.2020

Clara Büttner

Abstract

The security of electrical supply is one of the most important targets of transmission grid operators. Beyond national borders it is determined that this target has to be achieved even in case of failure of one grid element. The so-called (n-1)-security affects the transmission grid operation as well as its expansion planning. Considering (n-1)-security in transmission expansion optimization results in large optimization problems which set high demands on hardware and lead to long calculation times. Therefore researchers often use a simplified method based on empirical values reducing the loading of each line. Due to the high complexity, this approach has not been validated yet.

This work presents a method of complexity reduction which allows security constrained network expansion planning in large networks. It is applied for (n-1)-secure optimization of the German transmission grid using tools and data created in the research project *open_eGo*. The grid expansion optimized with the simplified method leads to higher system costs and higher investments in grid expansion. An (n-1)-secure grid operation is possible but causes higher costs for energy production. In contrast, security constrained optimization benefits from higher line loads. The share of cost-effective dispatch of renewable energy increases despite less grid expansion. If (n-1)-security is considered, lines in german transmission grid are expanded more often. This is needed to meet contingency constraints and allows less energy imports.

The developed method of security constrained grid optimization not only allows validating simplification methods but also further applications which improve the consideration of (n-1)-security in grid expansion planning. All methods are implemented in the open source tool *eTraGo* and can be used and further developed by other researchers.

Inhaltsverzeichnis

Erklärung	I
Abstract	II
Abkürzungsverzeichnis	V
Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	VIII
1 Einleitung	1
1.1 Zielsetzung	2
1.2 Aufbau	3
2 Stand der Wissenschaft und Technik	5
3 Methodik	11
3.1 Anforderungen	11
3.2 Grundlagen der open_eGo-Methoden	12
3.2.1 Netzmodell	13
3.2.2 Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit	14
3.2.3 Technisch-ökonomische Optimierung	15
3.2.4 Komplexitätsreduktion	17
3.2.4.1 Räumliche Komplexitätsreduktion	17
3.2.4.2 Zeitliche Komplexitätsreduktion	18
3.3 Optimierung unter Berücksichtigung von (n-1)-Ausfallanalysen	21
3.3.1 Herleitung der (n-1)-Nebenbedingungen	22
3.3.2 Minimalbeispiel	23
3.3.3 Anwendung der Methodik auf das Übertragungsnetz in Deutschland	27
3.4 Iterativer SCLOPF unter Berücksichtigung von Netzausbau	31
3.4.1 Ablauf	31
3.4.2 Berücksichtigung von Netzausbau	32
3.4.3 Verbesserung der Laufzeit und numerischer Stabilität	33
3.4.4 Minimalbeispiel	35
3.4.5 Variation der maximal erlaubten Überlastung	36

3.5	Überprüfung des vereinfachten Ansatz auf (n-1)-Sicherheit	38
4	Rechnungen und Ergebnisse	39
4.1	Szenario A: Netzausbau NEP 2035	40
4.1.1	LOPF mit anschließender (n-1)-Analyse	40
4.1.2	Vergleich mit dem SCLOPF	43
4.2	Szenario B: Netzausbau nach dem Netzentwicklungsplan	49
4.2.1	LOPF mit anschließender (n-1)-Analyse	50
4.2.2	Vergleich mit dem SCLOPF	53
4.3	Szenario C: Netz- und Speicherausbau NEP 2035	60
4.4	Szenario D: Netz- und Speicherausbau eGo 100	60
4.4.1	LOPF mit anschließender (n-1)-Analyse	61
4.4.2	Vergleich mit dem SCLOPF	63
4.5	Vergleich des Berechnungsaufwands	69
5	Diskussion	71
5.1	Kritische Betrachtung der Methodik	71
5.2	Einordnung der Ergebnisse	75
5.3	Vergleich der Ergebnisse mit externen Quellen	82
5.4	Verbesserung des einfachen Ansatzes zur Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit	85
6	Ausblick	88
7	Fazit	91
	Literaturverzeichnis	92
A	Anhang Methodik	i
A.1	Netzmodell	i
A.2	Python-Funktion iterativer SCLOPF	ii
A.3	Python-Funktion Überprüfung auf (n-1)-Sicherheit	iv
A.4	(n-1)-Nebenbedingungen im Optimierungsproblem	v
B	Anhang Ergebnisse	vi

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen

AC	Wechselstrom
BNetzA	Bundesnetzagentur
BODF	Branch Outage Distribution Factor
DC	Gleichstrom
EE	Erneuerbare Energien
ENTSO-E	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
LOPF	Linear Optimal Power Flow
NEP	Netzentwicklungsplan
OPF	Optimal Power Flow
OEDB	OpenEnergyDatabase
OSM	OpenStreetMap
PF	Power Flow
PST	Phasenschiebertransformator
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
SCLOPF	Security Constrained Linear Optimal Power Flow
SCOPF	Security Constrained Optimal Power Flow
SOC	Speicherfüllstand
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Akronyme

<i>eGo</i>	<u>e</u> lectricity <u>g</u> rid <u>o</u> ptimization
<i>eTraGo</i>	<u>e</u> lectricity <u>t</u> ransmission <u>g</u> rid <u>o</u> ptimization
<i>osmTGmod</i>	<u>O</u> pen <u>S</u> treet <u>M</u> ap- <u>T</u> ransmission- <u>G</u> rid- <u>M</u> odel
<i>PyPSA</i>	<u>P</u> ython for <u>P</u> ower <u>S</u> ystem <u>A</u> nalysis
<i>tsam</i>	<u>T</u> ime <u>S</u> eries <u>A</u> ggregation <u>M</u> odule

Abbildungsverzeichnis

3.1	Einordnung von eTraGo	12
3.2	open_eGo Netzmodell	14
3.3	Auswertung des zeitlichen Clusterings	20
3.4	Netz des Minimalbeispiels	24
3.5	Netzausbau	26
3.6	Absolute Leitungsauslastungen im Grundfall	27
3.7	Relative Leitungsauslastungen im Ausfall von Leitung 1	27
3.8	BODFs im deutschen Übertragungsnetz	28
3.9	Flussdiagramm des iterativen SCLOPF	32
3.10	Ergebnisse des iterativen SCLOPF	36
3.11	Variation der maximal zugelassenen Überlastung einer Leitung	37
3.12	Prüfung von LOPF Ergebnissen auf (n-1)-Sicherheit	38
4.1	Szenario A: Energieerzeugung im LOPF und der Ausfallanalyse	41
4.2	Szenario A: Leitungsauslastungen im LOPF und der Ausfallanalyse	43
4.3	Szenario A: Energieerzeugung im LOPF und SCLOPF	44
4.4	Szenario A: Transitflüsse	45
4.5	Szenario A: Leitungsauslastungen im SCLOPF	46
4.6	Szenario A: Räumliche Verteilung der Abweichungen des Netzausbaus	48
4.7	Szenario A: Häufigkeitsverteilung der Abweichungen des Netzausbaus	49
4.8	Szenario B: Verortung der nicht-lösbaren Überlastung im (n-1)-Ausfall	50
4.9	Szenario B: Abweichung der Energieerzeugung im LOPF und der Ausfallanalyse	52
4.10	Szenario B: Abweichung der Energieerzeugung im LOPF und SCLOPF	54
4.11	Szenario B: Transitflüsse	55
4.12	Szenario B: Maximale Leitungsauslastungen im SCLOPF	56
4.13	Szenario B: Räumliche Verteilung der Abweichungen des Netzausbaus	59
4.14	Szenario B: Häufigkeitsverteilung der Netzausbauabweichung	59
4.15	Szenario D: Verortung der nicht-lösbaren Überlastung im (n-1)-Ausfall	61
4.16	Szenario D: Abweichung der Energieerzeugung im LOPF und der Ausfallanalyse	63
4.17	Szenario D: Abweichung der Energieerzeugung im LOPF und SCLOPF	64
4.18	Szenario D: Transitflüsse	65

4.19	Szenario D: Maximale Leitungsauslastungen im SCLOPF	66
4.20	Szenario D: Räumliche Verteilung der Abweichungen des Netzausbaus .	68
4.21	Szenario D: Abweichungen des Netzausbaus einzelner Trassen	69
4.22	Vergleich der Rechenzeiten	70
5.1	Begrenzungen der (n-1)-Nebenbedingungen sortiert nach BODF	86
A.1	open_eGo Netzmodell mit Netzausbau nach dem NEP 2035 B2	i
B.1	Szenario A: Absoluter Ausbau der Übertragungskapazitäten	vi
B.2	Szenario B: Absoluter Ausbau der Übertragungskapazitäten	vi
B.3	Szenario D: Absoluter Ausbau der Übertragungskapazitäten	vii

Anmerkung

Aus Gründen der Übersicht wurde im Fall einer selbst erstellten Abbildung auf eine Quellenangabe verzichtet. Sofern in der Bildunterschrift der Abbildung keine Quelle angegeben ist handelt es sich somit um eine im Rahmen dieser Arbeit erstellte Darstellung.

Tabellenverzeichnis

2.1	Bestehende Methoden zur Reduktion der (n-1)-Nebenbedingungen . . .	9
3.1	Anzahl der Betriebsmittel im Netzmodell	18
3.2	Leistungsparameter	24
3.3	Lastflüsse im Ausfall von Leitung 1 und deren Begrenzung	29
3.4	Einordnung der Methoden zur Reduktion der (n-1)-Nebenbedingungen .	30
4.1	Parameter aller Szenarien	39
4.2	Berechnungsszenarien	40
4.3	Ergebnisse des Szenario A	40
4.4	Ergebnisse des Szenario B	49
4.5	Ergebnisse des Szenario D	60

1 Einleitung

Die Versorgungssicherheit hat höchste Priorität im Betrieb des elektrischen Energiesystems und muss demnach auch im Ausfall eines Betriebselements sichergestellt sein. Dies zeigte sich zum Beispiel im Dezember 2006 als rund 15 Millionen Menschen in Europa für etwa 1,5 Stunden von einem Stromnetzausfall betroffen waren. Auch in Teilen Nordafrikas kam es zu Störungen. Laut dem Bericht der Bundesnetzagentur war der Grund dafür die geplante Abschaltung der 380-kV-Höchstspannungsleitung zwischen Conneforde und Diele im Norden Deutschlands [9]. Der zugehörige Netzbetreiber ermittelte mit Lastflusssimulationen, dass zu dem Zeitpunkt keine Grenzwertverletzungen auftreten werden. Auf Grundlage empirischer Daten wurde angenommen, dass auch im Ausfall der genannten Leitung keine Störungen auftreten würden [18]. Eine Umleitung der Lastflüsse über südlicher gelegener Höchstspannungsleitungen in der angrenzenden Regelzone wäre möglich.

Dennoch kam es nach Abschaltung der Leitung zur Verletzung von Sicherheitsgrenzwerten in einem nahegelegenen Umspannwerk. In den Leitstellen der Netzbetreiber wurde sich daraufhin für eine Gegenmaßnahme entschieden. Diese führte nicht zu dem gewünschten Erfolg, die Auslastung der bereits überlasteten Leitung stieg weiter bis Schutzeinrichtungen die Leitung abschalteten [18]. Diese Abschaltung löste kaskadierte Folgeausfälle weiter Leitungen aus, innerhalb kürzester Zeit teilte sich das europäische Verbundnetz in drei Teilnetze. Damit verbunden waren starke Frequenzabweichungen in allen Teilnetzen, die wiederum Lastabwürfe in mehreren Ländern nach sich zogen[18].

Der störungsfreie Betrieb des Stromnetzes ist höchstes Ziel des kontinentalen Netzverbunds der ENTSO-E sowie den dazugehörigen nationalen Netzagenturen und -betreibern. Die Wahrscheinlichkeit des Ausfall eines einzelnen Netzelements ist aufgrund der Vielzahl an Komponenten vergleichsweise hoch. Ursachen dafür können nicht nur vermeintlich kontrollierte Abschaltungen wie im Dezember 2006, sondern auch zufällige, nicht beeinflussbare Ereignisse wie extreme Wetterlagen sein. Deswegen wird der Netzbetrieb so ausgelegt, dass auch im Ausfall eines Betriebselements, dem so genannten (n-1)-Ausfall, Störungen und Folgeausfälle vermieden werden. Dieser Grundsatz zählte auch im Jahr 2006, damals entschieden sich die Mitarbeiter der Leitstelle jedoch gegen eine vollständige (n-1)-Analyse welche die Überlastung der angrenzenden Leitungen prognostiziert hätte.

Diese Analysen ermitteln wie sich die Lastflüsse im Ausfall eines Betriebselements ver-

schieben würden. Auch Überlastungen im (n-1)-Fall zählen zu den Netzengpässen, die im Netzbetrieb beispielsweise mit Redispatch-Maßnahmen verhindert werden. Dies verursacht jedoch hohe Kosten und ist zudem nur begrenzt einsetzbar. Deswegen sind (n-1)-Analysen bereits Teil der Netzausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes um zukünftige Netzengpässe im Vorfeld zu verhindern.

Die Berücksichtigung der (n-1)-Analysen in der Bestimmung von Netzausbaubedarf ist aufgrund der Vielzahl an Leitungen komplex und stellt somit hohe Anforderungen an die Hardware und benötigt eine hohe Rechenzeit. Deswegen verwendeten die Übertragungsnetzbetreiber zur Planung des Netzausbaus in der Vergangenheit einen vereinfachten Ansatz, bei dem keine konkreten (n-1)-Ausfälle betrachtet werden. Zur Berücksichtigung der Ausfälle wurde stattdessen angenommen, dass mit der Begrenzung der maximalen Auslastung alle Leitungen (n-1)-Sicherheit gewährleistet werden kann [36]. Der Wert dieser Begrenzung stammt aus Erfahrungswerten der Übertragungsnetzbetreiber [36]. Im Rahmen der Energiewende findet in Deutschland aktuell eine Transformation des Energiesystems statt. Die Verlagerung der Energieerzeugung von konventionellen Großkraftwerken hin zu der dezentralen Erzeugung Erneuerbare Energien (EE) führt schon jetzt zu bisher unbekanntem Netzsituationen und stellt neue Anforderungen an den Netzbetrieb und deren Planung. Mit dem Fortschreiten der Energiewende werden diese weiter steigen. In diesem Kontext ist es fraglich, inwiefern in dem von konventionellen Kraftwerken geprägten Energiesystem gesammelte Erfahrungswerte auf zukünftige Netze übertragbar sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber verwenden in der Netzausbauplanung seit dem Jahr 2015 nicht mehr diesen vereinfachten Ansatz zur Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit. Jedoch ist er Teil aktueller Forschungen des deutschen Energiesystems und wird beispielsweise in dem im Projekt *open_eGo* entwickelten Netzoptimierungstool für die Übertragungsnetzebene angewendet. Inwiefern diese Vereinfachung im Zuge der Transformation des Energiesystems zulässig ist wurde im Rahmen des Forschungsprojekts bisher jedoch nicht untersucht. Eine Validierung dieses Ansatzes für die Anwendung auf reale große Netze mit hohem Anteil EE ist zudem nicht von anderen Quellen veröffentlicht.

1.1 Zielsetzung

Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Bestimmung des (n-1)-sicheren und technisch-wirtschaftlichen optimalen Ausbaus des Übertragungsnetzes in Deutschland. Dafür werden Jahresrechnungen in hoher räumlicher Auflösung durchgeführt. Mit der Betrachtung eines mittelfristigen Energiesystemszenarios, erstellt auf Grundlage von Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber, soll Vergleichbarkeit zu den realen Netzausbauplänen

ermöglicht werden. Aussagen über die Entwicklung zu einem vollständig von EE gespeisten Energiesystem sollen mit der Betrachtung eines weiteren Szenarios ermöglicht werden. Zudem wird auch der zuvor verwendete Ansatz der Reduktion der maximalen Auslastung auf die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums hin untersucht und mit den Ergebnissen der Optimierung unter Berücksichtigung der Ausfallanalysen verglichen. Im Rahmen dieser Arbeit sollen folgende Forschungsfragen beantwortet werden:

1. Führt der Ansatz der reduzierten maximalen Leitungsauslastungen im deutschen Höchstspannungsnetz zu einem kostenoptimalen, (n-1)-sicheren Netzausbau?
2. Inwiefern weichen die Optimierungsergebnisse von denen mit der konkreten Berücksichtigung der (n-1)-Ausfälle ab?
3. Welche Rolle spielen die Ausfallanalysen in der Ermittlung des Ausbaus von Übertragungs- und Energiespeicherkapazitäten?
4. Ist die Übertragung des Erfahrungswertes zur Berücksichtigung der Ausfallsicherheit auf zukünftige Netze mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung EE zulässig?

Eine Herausforderung bei den notwendigen Optimierungen zur Beantwortung dieser Fragen ist insbesondere die Modellgröße. Das deutsche Übertragungsnetz beinhaltet eine Vielzahl an Leitungen und Netzknoten, die für die Ausfallanalysen in hoher räumlicher Auflösung vorliegen müssen. Für die Bestimmung von Netzausbaubedarf sind außerdem Berechnungen über einen längeren Zeitraum notwendig. Diese Problematik bestand bereits in den vorherigen Optimierungen des Übertragungsausbaus. Mit der Berücksichtigung der (n-1)-Ausfallanalysen steigt die Komplexität jedoch deutlich an. Im Verlauf der Arbeit ist deswegen vermehrt die Reduktion der Modellgröße und Komplexität zur Ermöglichung der notwendigen Berechnungen in den Vordergrund gerückt. Grundlage der Optimierungen ist das im Forschungsprojekt *open_eGo* erstellte Netzmodell sowie das Python-Netzoptimierungstool *eTraGo*. Sowohl das Datenmodell als auch *eTraGo* sind nach Open-Source- und Open-Data-Richtlinien veröffentlicht. Auch die im Rahmen dieser Arbeit geschaffenen Weiterentwicklungen und Ergebnisse sind öffentlich verfügbar. Dies schafft zum einen Transparenz und Reproduzierbarkeit, zum anderen kann so eine Weiterentwicklung oder Anwendung der Methoden in anderen Forschungen ermöglicht werden.

1.2 Aufbau

Im Folgenden wird zunächst der Stand der Wissenschaft und Technik von (n-1)-sicheren Netzoptimierungen erläutert. Dabei wird sowohl auf die aktuelle Netzausbauplanung

als auch auf aktuelle Forschungen eingegangen. Anschließend werden die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten und entwickelten Methoden erläutert. Dafür werden als erstes die Anforderungen an die Methodik definiert, die für eine technisch-ökonomische Optimierung des Übertragungsnetzausbaus notwendig sind. Daraufhin werden die für die Ausfallanalysen wichtigsten Aspekte des verwendeten Netzmodells und des Netzoptimierungstools aus dem Projekt *open_eGo* dargelegt. Im Anschluss daran wird die Methodik zur Optimierung unter Berücksichtigung von (n-1)-Ausfallanalysen erklärt. Darauf aufbauend wird anschließend die in dieser Arbeit (weiter-)entwickelte und angewendete Variante der (n-1)-sicheren Netzausbauoptimierung erläutert. Im anschließenden Kapitel werden die durchgeführten Optimierungen vorgestellt und deren Ergebnisse präsentiert. Diese Ergebnisse sowie die verwendete Methodik wird daraufhin ausführlich diskutiert. Abschließend werden Schlussfolgerungen formuliert und ein Ausblick auf mögliche Weiterentwicklungen oder Anwendungsfälle gegeben.

2 Stand der Wissenschaft und Technik

Das (n-1)-Kriterium ist im gesamten europäischen Verbundnetz der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) wesentlicher Bestandteil sowohl der Netzbetriebs- als auch der Netzausbauplanung. Das Kriterium besagt im Wesentlichen, dass auch im Ausfall eines Netzbetriebsmittels wie beispielsweise einer Übertragungsleitung, ein störungsfreier Netzbetrieb möglich sein muss. Die Definition der sicherzustellenden Netzsicherheit im Übertragungsnetz ist im Anhang C des so genannten *Transmission Codes* der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) [31] festgelegt; demnach müssen nach einem störungsbedingten Ausfall eines Betriebsmittels mehrere Auswirkungen, wie beispielsweise dauerhafte Grenzwertverletzungen der Strombelastung oder Folgeausfälle ausgeschlossen werden. Zudem ist darin festgelegt, dass ein (n-1)-Ausfall in der Regel der Ausfall eines Stromkreises oder Transformators entspricht [31].

Im **Netzbetrieb** müssen die entsprechenden Netzbetreiber regelmäßig prüfen, ob die (n-1)-Sicherheit gewährleistet ist. Dies erfolgt mit Netzberechnungen, die einzelne Leitungsausfälle simulieren. Kommt es dabei zu Verletzungen des (n-1)-Kriteriums müssen Maßnahmen getroffen werden, welche die Ausfallsicherheit wiederherstellen. Beispiele dafür sind Einspeisemanagement- oder Redispatchmaßnahmen. Dies verursacht zum einen hohe Kosten, zum anderen sind die technischen Möglichkeiten im Netzbetrieb begrenzt.

Deswegen ist die zukünftige Vermeidung von Netzengpässen im (n-1)-Fall bereits in der **Netzausbauplanung** verankert. Verantwortlich für die Planung des Übertragungsnetzausbaus in Deutschland ist die Bundesnetzagentur (BNetzA) sowie die vier ÜNB. Letztere sind nach §12 des Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) gesetzlich dazu verpflichtet, in regelmäßigen Abständen einen Netzentwicklungsplan (NEP) zu veröffentlichen und damit der BNetzA Netzausbauprojekte vorzuschlagen. Dieser muss auch den Ablauf der Methodik offenlegen, die im Wesentlichen aus einer Marktsimulation und darauf aufbauenden Netzanalysen besteht [40]. Die ÜNB bestimmen den notwendigen Netzausbau mit mehreren Lastflussberechnungen iterativ, Last- und Erzeugungszeitreihen stehen nach der Marktsimulation fest und sind in den Netzberechnungen unveränderlich [40]. Simuliert wird in den Netzanalysen nicht nur der störungsfreie Grundfall, sondern auch der (n-1)-Fall. Dafür werden iterativ einzelne Leitungen aus dem System entfernt. Zunächst untersuchen die ÜNB wie das aktuelle Netz in den ermittelten Netzsituationen ausgelastet wäre. Diese Auslastungen liegen häufig über 100 % und verletzen so die Anforderungen des *Transmission Codes*. In den folgenden Schritten

der Netzanalysen wird deswegen bestimmt, mit welchen Netzausbaumaßnahmen diese Grenzwertverletzungen vermieden werden können.

Dabei werden Netzengpässe behoben, indem an der Stelle des Engpasses bestehende Leitungen ausgebaut oder neue Trassen hinzugefügt werden. Dieses Verfahren führt jedoch nicht zwangsläufig zu einer Entlastung des Netzes, im Extremfall sind sogar höhere Auslastungen als zuvor und Stabilitätsverluste möglich. Ursache dessen ist das sogenannte Braess-Paradoxon. Dies beschreibt ein Phänomen, nach dem rationale Einzelentscheidungen zu einer Verschlechterung der Situation für alle führen kann [7]. Bekannt und bewiesen wurde das Paradoxon in der Verkehrsplanung [7]. Im Jahr 2012 fanden Physiker der Universität Göttingen jedoch heraus, dass dies auch in elektrischen Netzen auftreten kann [34]. Der Ausbau bestehender Übertragungskapazitäten, die zuvor hoch ausgelastet waren kann nach Witthaut und Timme zu einem Anstieg der Auslastungen benachbarter Leitungen führen. Nach der Methodik der ÜNB führt dies zu weiteren Netzausbaumaßnahmen der hoch ausgelasteten Trassen. Dies wäre jedoch eventuell mit der Wahl anderer Ausbau-Pfade zu verhindern gewesen.

Das zweistufige Verfahren aus Marktsimulation und Netzanalysen der ÜNB orientiert sich zwar an dem aktuellen Energiemarkt, ist aber nicht in der Lage einen **technisch-ökonomisch optimalen Netzausbau** zu ermitteln [11]. Dies ist mit sogenannten Optimal Power Flows (OPFs) möglich, in denen die Gesamtsystemkosten mit technischen Nebenbedingungen minimiert werden. Die Gesamtsystemkosten bestehen zum einen aus den Grenzkosten für die Energieerzeugung, zum anderen aus (annualisierten) Investitionskosten in den Ausbau von Netzbetriebsmitteln wie beispielsweise Leitungen und Energiespeicher. Somit können in einer Berechnung gleichzeitig die Einspeisezeitreihen und der Ausbaubedarf ermittelt werden und optimal auf einander abgestimmt werden. Die elektrotechnischen Nebenbedingungen garantieren dabei die technische Umsetzbarkeit. Im OPF werden die AC-Leitungen mit dem PI-Modell abgebildet, das komplexe Lastflüsse ermittelt [8]. Das führt zu einem hohen Ressourcen- und Zeitaufwand zur Lösung des OPF. Im Linear Optimal Power Flow (LOPF) werden die AC-Flüsse linear angenähert. So entsteht ein lineares Optimierungsproblem welches im Vergleich zum OPF deutlich einfacher zu lösen ist. Diese Näherung vernachlässigt die Blindleistungsflüsse, mit einem Power Flow (PF) im Anschluss an den LOPF ist es jedoch möglich, diese im Nachhinein zu simulieren [8].

Die (n-1)-Sicherheit wird bei der Optimierung des Übertragungsnetzes oft aus Gründen der Komplexität nur vereinfacht berücksichtigt. So wird beispielsweise in der *Netzstudie II* der Deutschen-Energie-Agentur (dena) angenommen, dass wenn Leitungen im Maximum mit 70 % ihrer Übertragungskapazität ausgelastet sind (n-1)-Sicherheit gegeben ist [16]. Dieser Wert entspricht laut dena [16] Erfahrungswerten der ÜNB. Auch in den Projekten *VerNetzen* [32] und *open_eGo* [24] wurde dieser Ansatz verfolgt. Bis zum Jahr 2014 beinhaltete auch der NEP diesen Ansatz zur Berücksichtigung der (n-1)-

Sicherheit [10]. Eine Validierung dieser Methodik im deutschen Übertragungsnetz ist jedoch nicht vorhanden oder nicht öffentlich verfügbar.

Mit der Erweiterung des LOPF um zusätzliche Nebenbedingungen im **Security Constrained Linear Optimal Power Flow (SCLOPF)** können (n-1)-Ausfälle korrekt abgebildet werden und somit in der Netzplanung berücksichtigt werden. Diese (n-1)-Nebenbedingungen verhindern die Überlastungen von Komponenten im Ausfall einer anderen [8]. Aktuell werden SCLOPF nicht in der Praxis für die Netzausbauplanung in Deutschland verwendet, die grundsätzliche Methodik besteht jedoch bereits seit den 1960er Jahren [13]. Kommerzielle Netzberechnungstools, wie beispielsweise NEPLAN¹ und PowerFactory² beinhalten die Anwendung des SCLOPF. In der vorliegenden Arbeit wird das Open-Source-Tool *PyPSA* (Akronym für Python for Power System Analysis) für die Netzoptimierungen verwendet, auch dies enthält eine sicherheitsbeschränkte Lastflussoptimierung [8].

Problematisch ist bei der Berechnung von SCLOPFs vor allem die Größe des entstehenden Optimierungsmodells, da Nebenbedingungen für jede Kombination aus Übertragungskomponenten zu jedem Berechnungszeitschritt ergänzt werden. Daraus resultieren sehr hohe Anforderungen an die Hardware, deren Rechenkapazitäten in den vergangenen Jahren gestiegen ist. Dennoch ist die Komplexität der SCLOPF-Modelle so groß, dass Berechnungen hoch aufgelöster Netzmodelle nicht einfach möglich sind. Weil ein großer Anteil der (n-1)-Nebenbedingungen das Optimierungsergebnis kaum oder gar nicht beeinflussen ist eine Filterung der relevanten Bedingungen, den so genannten **Umbrella Constraints**, sinnvoll.

Die Identifikation dieser Nebenbedingungen ist Teil aktueller Forschungen. Diese beziehen sich allerdings vornehmlich auf den nicht-linearen Security Constrained Optimal Power Flow (SCOPF), die Linearisierung im SCLOPF stellt bereits eine Vereinfachung auch im Sinne der (n-1)-Analysen dar. So verwenden die Autoren in Quelle [4] die lineare Lösung als ersten Schritt für die Lösung des SCOPF. Eine der einfachsten Methoden zur Reduktion der (n-1)-Nebenbedingungen ist die Annahme, dass (n-1)-Ausfälle nur die räumlich nahe liegenden Leitungen beeinflussen. Dies wird beispielsweise von Biskas et al. in [5] angewendet. Dabei werden jedoch überregionale Lastflussänderungen vernachlässigt. Die Anwendung dieser Methodik ist demnach nur dann zulässig, wenn dies ausgeschlossen werden kann. Dieser Ansatz wurde von Davis und Overbye in Quelle [15] verbessert. Hier nehmen die Autoren an, dass nur die (n-1)-Nebenbedingungen die Lösung beeinflussen, bei denen die Netztopologie und -parameter auf signifikante Veränderungen der Auslastung der verbleibenden Leitungen im Ausfall einer anderen schließen lassen. So entsteht eine begrenzte Anzahl an Leitungskombinationen für die Nebenbedingungen zu jedem Berechnungszeitschritt für beide Flussrichtungen ergänzt

¹<https://www.neplan.ch/description/n-1-constrained-optimal-power-flow/?lang=de>, abgerufen am 22.01.2020

²<https://www.digsilent.de/de/optimal-power-flow.html>, abgerufen am 22.01.2020

werden. Grundlegend ist dabei die Definition ab wann signifikante Veränderungen zu erwarten sind. Davis und Overbye verwenden dafür Faktoren, welche angeben wie viel Prozent der Auslastung im (n-1)-Fall auf die verbleibenden Leitungen übertragen wird. Liegt dieser Wert über 5 % werden die entsprechenden Nebenbedingungen ergänzt. Der Prozentsatz ergibt sich aus den Grenzwerten für den Ausfall von einzelnen Erzeugungsanlagen in Nordamerika [25] und wurde zudem auf die Genauigkeit hin überprüft. Beide Ansätze haben den Vorteil, dass in einer einfachen Voruntersuchung die relevanten (n-1)-Nebenbedingungen ermittelt werden. Allerdings ist die (n-1)-Sicherheit nicht garantiert, da auch weiter entfernte oder vermeintlich nicht relevante Leitungsausfälle zu Überlastungen führen können.

Eine andere Möglichkeit der Filterung relevanter Nebenbedingungen sind mehrstufige Verfahren. Im einfachsten Fall wird dabei zunächst ein LOPF berechnet und daraufhin geprüft, welche Nebenbedingungen nicht eingehalten werden. Dann werden explizit diese zu dem Optimierungsmodell hinzugefügt. Diese Schritte werden dann so lange durchgeführt, bis die Lösung vollständig (n-1)-sicher ist. Dieses Verfahren ist beispielsweise in [13] beschrieben. Darüber hinaus gibt es Kombinationen mit den zuvor beschriebenen einfachen Ansätzen sowie deutlich komplexere iterative Verfahren. So verwenden Xavier et. al. in [35] einen iterativen Algorithmus der nur bestimmte verletzte Nebenbedingungen ergänzt. Zunächst wird auch hier ein LOPF ohne (n-1)- und auch ohne AC-Fluss-Nebenbedingungen berechnet. Daraufhin werden die Flüsse im Grundfall und (n-1)-Fall bestimmt. Ist eine Leitung im Ausfall einer anderen überlastet, wird hier allerdings nicht jede Nebenbedingung ergänzt sondern nur die, die den größten Einfluss auf die überwachte Leitung hat. So kann die Modellgröße weiter reduziert werden. Nach [35] stellt dies eine gute Näherung bei deutlich geringerem Ressourcenaufwand dar. Die Autoren beziehen sich dabei auf den nicht-linearen SCOPF, grundsätzlich wäre die Methodik aber auch auf SCLOPFs übertragbar. In [6] entwickeln die Autoren unter anderem eine Methode zu Bestimmung von (n-1)-Nebenbedingungen, die unabhängig von den Netzparametern immer Einfluss auf die Lösung des Optimierungsproblems haben. Die Identifikation dieser *Super Umbrella Constraints* benötigt eine Vielzahl an SCLOPFs um den Einfluss der Netzparameter zu verringern. Eine weitere Möglichkeit ist die Identifikation der Umbrella Constraints in einer vor dem SCLOPF durchgeführten Optimierung, dies stellen Ardakani und Bouffard in [2] vor. Darin wird eine Minimierung der Anzahl der (n-1)-Nebenbedingungen ermöglicht die darauf basiert, dass einzig die begrenzenden Nebenbedingungen in dem Lösungsbereich des Optimierungsproblems liegen [2]. Zunächst ist diese Voruntersuchung jedoch deutlich komplexer als das eigentliche SCLOPF-Problem, sodass für die Anwendung auf große Netzmodelle weitreichende Anpassungen möglich wären. Zur besseren Übersicht sind die vorhandenen Methoden in Tabelle 2.1 kurz beschrieben. Im weiteren Verlauf der vorliegenden Arbeit werden diese Methoden auf die Anwendbarkeit für die (n-1)-sichere Optimierung des deutschen Übertragungsnetzes hin überprüft.

		Kurzbeschreibung der Methodik
Biskas et al.	[5]	Berücksichtigung räumlich naheliegender Leitungen
Davis und Overbye	[15]	nur Nebenbedingungen, bei denen sich im Ausfall mindestens 5 % der Auslastung von der verbleibenden Leitung übernommen wird
Bouffard et al.	[6]	Identifikation von Netzsituation-unabhängigen Super Umbrella Constraints
Ardakani und Bouffard	[2]	Minimierung der Nebenbedingungen über Optimierungsproblem
Capitanescu et al.	[14]	iteratives Verfahren, Ergänzung aller nicht erfüllten Nebenbedingungen
Xavier et al.	[35]	iteratives Verfahren, zunächst ohne Lastflussbedingungen, Ergänzung ausgewählter nicht erfüllter Nebenbedingungen

Tabelle 2.1: Bestehende Methoden zur Reduktion der (n-1)-Nebenbedingungen

Die vorgestellten Veröffentlichungen beziehen sich auf AC-Flussmodelle und vereinfachen diese zum Teil zu DC-Flüssen. Das Übertragungsnetz in Deutschland besteht im Wesentlichen aus AC-Freileitungen und -Kabeln. **DC Verbindungen** bestehen aktuell nur nach Dänemark und Schweden. In den kommenden Jahren ist seitens der ÜNB allerdings der Aufbau innerdeutscher DC-Leitungen geplant [40]. Eine Einbeziehung der DC-Leitungen in die (n-1)-Analysen scheint spätestens bei der Netzplanung oder dem -betrieb dieser Leitungen sinnvoll. Grundsätzlich unterscheiden sich AC und DC Leitungen darin, dass AC Komponenten passive Elemente sind während DC-Leitungen aktiv gesteuert werden. Die Betrachtung der (n-1)-Ausfälle von DC-Leitungen hat sich im Jahr 2018 stark in den Grundsätzen der Planung des Übertragungsnetzes der deutschen ÜNB verändert. Während zuvor nicht zwangsläufig vollständige Ausfälle der DC-Leitungen berücksichtigt waren sondern nur Teilausfälle [37], scheinen in den neuen Versionen immer Vollauffälle relevant zu sein [39]. Für den Ausfall einer DC-Leitung werden im AC-Netz insgesamt 2 GW vorgehalten. In der mehrstufigen Methodik der ÜNB ist eine Berücksichtigung des Ausfalls von DC-Leitungen einfach umsetzbar. In der Methodik des SCLOPF ist dies jedoch aufwändiger und bisher nicht enthalten. Raptis entwickelte in seiner Masterthesis [27] eine Methodik zur (n-1)-Analyse von kombinierten AC/DC-Netzen die auch (n-1)-Ausfälle von DC-Leitungen einschließt. Dabei werden die (n-1)-Analysen getrennt nach Netztechnik durchgeführt, eine Änderung der DC-Flüsse ist im Ausfall einer AC-Leitungen und umgekehrt nicht möglich. Demnach ist diese Methodik nur in der Betrachtung von vermaschten DC-Overlay-Netzen sinnvoll und nicht bei einzelnen DC-Verbindungen im AC-Netz, wie es bei den vorhandenen

und den geplanten neuen Trassen im deutschen Übertragungsnetz der Fall ist.

In den genannten Veröffentlichungen werden die Methoden zumeist nicht auf reale Netze angewendet. Häufig werden Test-Systeme mit einer meist nur geringen Anzahl an Netzknoten verwendet. Zudem ist der verwendete Code nicht öffentlich verfügbar. Der Ausbau der Übertragungskapazitäten ist nicht immer Teil des Optimierungsproblems und erweitert die Anforderungen an Komplexitätsreduktion. Die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums ist wichtiger Bestandteil der Netzausbauplanung. Dennoch wird aus Gründen der hohen Komplexität in Forschungsprojekten zur Bestimmung des Übertragungsnetzausbaus in Deutschland häufig ein vereinfachter Ansatz verwendet, der auf Erfahrungswerten der ÜNB basiert. Auch im Forschungsprojekt *open_eGo* (Akronym für Open electricity grid optimization)³ wird die (n-1)-Sicherheit derzeit nur vereinfacht berücksichtigt. Die Auswirkungen auf die Ergebnisse waren bis zum Zeitpunkt dieser Arbeit nicht bekannt.

In der vorliegenden Arbeit wird das in *open_eGo* entwickelte Open-Data-Übertragungsnetzmodell sowie das Open-Source-Python-Tool *eTraGo* (Akronym für electricity transmission grid optimization) verwendet und um den SCLOPF erweitert. Damit kann der Übertragungsnetzausbau in Deutschland (n-1)-sicher ermittelt werden. Zudem erfolgt eine Überprüfung des aktuell verwendeten Ansatzes der Reduktion der maximalen Leitungsauslastungen. Der gesamte Code sowie die verwendeten Daten sind öffentlich zugänglich, sodass eine Reproduktion der Ergebnisse möglich ist.

³<https://openegoproject.wordpress.com/>

3 Methodik

Die Beantwortung der eingangs genannten Forschungsfragen erfolgt auf Grundlage von technisch-ökonomischen Optimierungen des Übertragungsnetzausbaus in Deutschland mit dem Python-Tool *eTraGo*. Zudem wird das im Projekt *open_eGo* entwickelte Open-Data-Netzmodell verwendet. Die hier verwendete Methodik entspricht somit in vielen Bereichen der im Projekt *open_eGo* entwickelten Methoden. Deswegen werden Teile davon im Folgenden kurz beschrieben und notwendige Weiterentwicklung für die Anwendung der (n-1)-Ausfallanalysen erläutert. Im Anschluss daran wird die vorhandene Methodik zur Berücksichtigung von (n-1)-Ausfällen in der technisch-wirtschaftlichen Energiesystemoptimierung erläutert und anhand von Minimalbeispielen demonstriert. Aufgrund der hohen Komplexität des deutschen Übertragungsnetzes war diese nicht direkt anwendbar, deswegen waren Anpassungen und Weiterentwicklungen nötig, die im anschließenden Unterkapitel beschrieben werden. Abschließend wird erläutert, wie der vereinfachte Ansatz zur Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit auf diese geprüft wird.

3.1 Anforderungen

Um belastbare Aussagen über die (n-1)-Sicherheit des Systems treffen zu können, müssen mehrere Anforderungen erfüllt sein. Zum einen ist eine hohe räumliche Auflösung notwendig, damit der Ausfall einzelner Leitungen abgebildet werden kann. Diese müssen außerdem systemscharf im Netzmodell enthalten sein, um jeweils nur die Auswirkungen des Ausfalls eines Leitungssystems zu berücksichtigen. Zum anderen sind für die Bewertung von Netz- und Speicherausbau Jahresrechnungen nötig. Mit zeitlichen Komplexitätsreduktionsmethoden kann die zeitliche Auflösung jedoch verringert werden. Im Zusammenspiel mit der hohen räumlichen Auflösung und der gesteigerten Modell-Komplexität aufgrund des (n-1)-Kriteriums steigt der Bedarf dessen stark an, da die zu Verfügung stehende Hardware (ein Server mit 16 Kernen und etwa 300 GB Arbeitsspeicher) sowie Bearbeitungszeit der Abschlussarbeit die mögliche Komplexität begrenzen.

3.2 Grundlagen der open_eGo-Methoden

Für die technisch-ökonomischen Optimierungen des Übertragungsnetzausbaus in Deutschland wird das im Projekt *open_eGo* entwickelte Open-Data-Netzmodell, veröffentlicht auf der OpenEnergyDatabase (OEDB)⁴, sowie das darin entstandene Open-Source-Tool *eTraGo* verwendet und weiterentwickelt. Mit diesem Python-Tool können Netzberechnungen und -optimierungen durchgeführt werden. Es wurde insbesondere für die Berechnung großer Systeme, wie dem deutschen Übertragungsnetz, entwickelt und beinhaltet zusätzlich zu den eigentlichen Optimierungen eine Vielzahl an weiteren Methoden, die für die Berechnungen und Auswertung der Ergebnisse notwendig sind. So kann beispielsweise die hohe räumliche und zeitliche Auflösung mit Komplexitätsreduktionsmethoden verringert werden. Zudem ist hier eine Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit, mit dem vereinfachten Ansatz der Reduktion der maximalen Leitungsauslastung, möglich. Für die Optimierungen und Lastflussberechnungen greift *eTraGo* auf Methoden des Open-Source-Tools *PyPSA* zurück. Im Anschluss an die Optimierung können diese mit weiteren Funktionen ausgewertet werden, oder nach der Desaggregation als Eingangsgröße an das Netzebenen-übergreifende-Berechnungstool *eGo* weitergegeben werden. Letzteres wird aufgrund der Beschränkung auf das Übertragungsnetz in dieser Arbeit nicht angewendet. Diese Funktionalitäten von *eTraGo* sind in Abbildung 3.1 dargestellt.

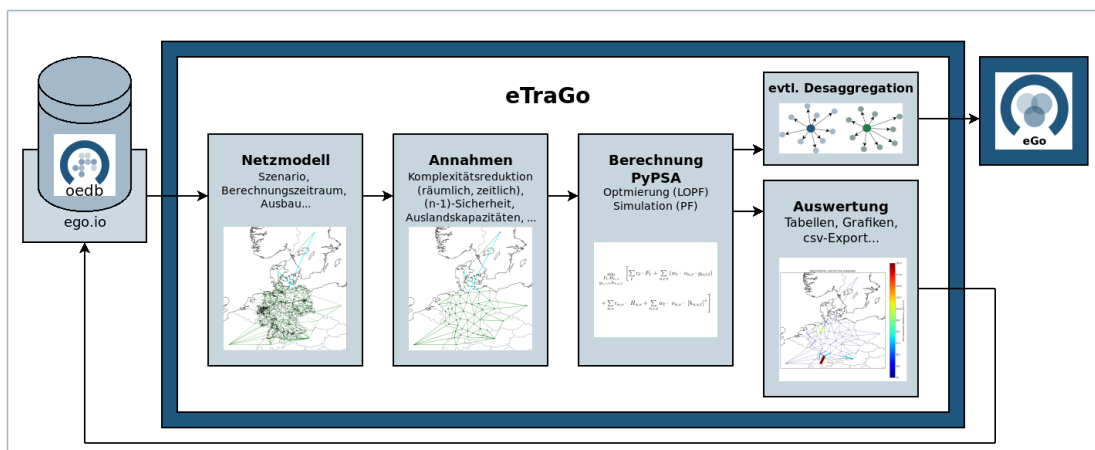


Abbildung 3.1: Einordnung von eTraGo, Quelle [24]

Im folgenden Kapitel werden die für die (n-1)-Ausfallanalysen wichtigsten Teile der Methoden zusammengefasst. Eine ausführliche Dokumentation aller verwendeten Daten und Methoden ist im Abschlussberichts des Forschungsprojekts, Quelle [24], veröffentlicht. Aufgrund der erhöhten Anforderungen an die räumliche Auflösung der Opti-

⁴<https://openenergy-platform.org/>

mierungen bei der Berücksichtigung von (n-1)-Ausfallanalysen waren zudem Weiterentwicklungen bestehender Methoden der Komplexitätsreduktion notwendig. Auch diese werden im Folgenden erläutert.

3.2.1 Netzmodell

Im so genannten *dataprocessing* des *open_eGo*-Projekts wird auf Grundlage öffentlich zugänglicher Daten unter anderem ein räumlich und zeitlich hochaufgelöstes Modell des deutschen Übertragungsnetzes erstellt. Zudem berücksichtigt das Datenmodell die direkt elektrisch verbundenen Länder in geringerer räumlicher Auflösung. Entgegen anderer Netzmodelle beinhaltet dieses Modell nicht nur die Ebene der Höchstspannung (HöS) sondern auch die der Hochspannung (HS). In drei Szenarien wird die Entwicklung des Kraftwerksparks über den *Status Quo* über die Prognosen der ÜNB für das Jahr 2035 (*NEP 2035*) bis hin zu einem vollständig von EE gespeisten Energiesystem (*eGo 100*) abgebildet.

Die Topologie des Übertragungsnetzes in Deutschland wird mit Hilfe des Open-Source-Tools *osmTGmod* (Akronym für OpenStreetMap-Transmission-Grid-Model) aus Daten der OpenStreetMap (OSM) entnommen und im *dataprocessing* verbessert. Das resultierende Netzmodell ist in Abbildung 3.2 dargestellt. In *osmTGmod* werden zudem die elektrischen Parameter der Leitungen und Transformatoren mit der Annahme von Standard-Komponenten je Spannungsebene gesetzt. Parallel verlaufende Leitungen einer Spannungsebene sind in OSM allerdings nicht konsistent berücksichtigt, einige Leitungen sind mehrfach System-scharf enthalten während andere parallel geschaltet und somit zusammengefasst sind. Für die (n-1)-Ausfallanalysen müssen alle Leitungen als System-scharfe Komponenten im Modell vorhanden sein. Um die langwierige Erstellung eines neuen Datenmodells zu vermeiden wurde im Rahmen dieser Arbeit in *eTraGo* eine Funktion ergänzt, mit der die parallelen Leitungen in ihre Systeme aufgeteilt werden.

Die direkt elektrisch verbundenen Nachbarländer sind ohne die Netztopologien enthalten. Die in dem Modell der OSM vorhandenen grenzüberschreitenden Leitungen aus Deutschland werden bis zu dem geografischen Mittelpunkt des jeweiligen Landes weitergeführt. Verbindungen zwischen den angrenzenden Ländern werden aus Daten der ENTSO-E entnommen und analog dazu dem Netzmodell hinzugefügt. In dem Netzmodell ist die Übertragungstechnologie der Leitungen von der realen Technik abhängig. So sind mit Ausnahme einzelner Leitungen nach Schweden und Dänemark alle Leitungen AC-seitig modelliert.

Das Modell des bestehenden Netzes kann zudem um im NEP-Szenario 2035 B2 geplante Leitungen ergänzt werden. Dieses Szenario wurde auch für die Erstellung des Kraftwerksparks im *open_eGo* Szenario NEP 2035 verwendet und ermöglicht so einen Vergleich mit der Netzausbauplanung der ÜNB. Geplant sind darin unter anderem di-

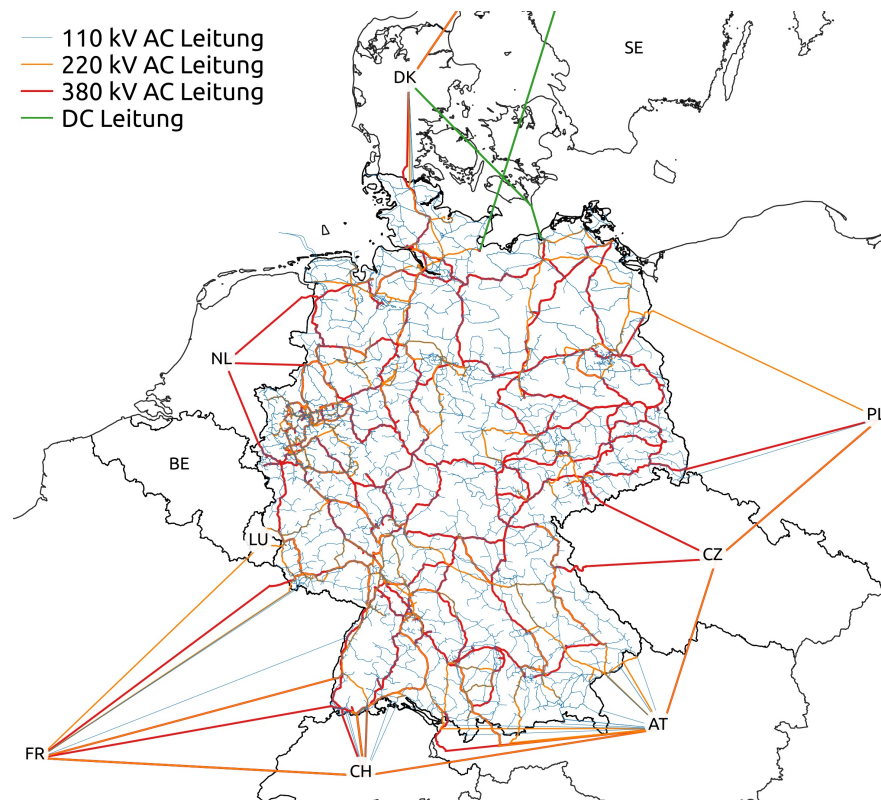


Abbildung 3.2: open_eGo Netzmodell

rekte elektrische Verbindungen zwischen Deutschland und Norwegen (*NordLink*) sowie Deutschland und Belgien. Nach der oben beschriebenen Methodik werden diese beiden Länder mit den entsprechenden Kraftwerksparks und Lastzeitreihen ergänzt. Zudem werden auch die bestehenden Verbindungen zwischen Belgien, Norwegen und den weiteren elektrischen Nachbarländern hinzugefügt. Das somit erweiterte Netzmodell ist im Anhang A.1 in Abbildung A.1 dargestellt. In vielen Fällen ist eine Umstellung bestehender Leitungen auf höhere Übertragungskapazitäten, zumeist durch die Erhöhung der Spannungsebene von 220 kV auf 380 kV, geplant. Deswegen wird auch der Rückbau der ersetzten Leitungen berücksichtigt [11]. Die Parameter der neuen Leitungen orientieren sich dabei, sofern möglich, an den real geplanten Systemanzahlen und Übertragungsmitteln [11].

3.2.2 Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit

Zur Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit werden in *eTraGo* alle AC-Übertragungskapazitäten auf 50 % in der HS- und 70 % in der HöS-Ebene linear reduziert [24]. Dies entspricht, wie in Kapitel 2 beschrieben, dem Vorgehen anderer Forschungsvorhaben wie beispielsweise der *dena Netzstudie II* [16] und Erfahrungswerten der ÜNB. Dort wird allerdings nur die HöS-Ebene betrachtet, da im Netzmodell eine 110 kV im Mittel

aus zwei Systemen besteht, wurde hier der Faktor auf 50 % verringert. Erfahrungswerte liegen in diesem Fall nicht vor.

Auch der bestimmte Netzausbau soll (n-1)-sicher erfolgen. Deswegen werden die angenommenen Netzausbaukosten pro Leistungseinheit entsprechend des Sicherheitsfaktors erhöht. Das führt dazu, dass zum Beispiel in der HöS-Ebene der Ausbau von 70 MW die Kosten einer um 100 MW Leitung erhält, und so auch die zusätzliche Übertragungskapazität mit einem Aufschlag zur (n-1)-Sicherheit versehen ist. Die bestehenden DC-Leitungen sind in diesem Ansatz nicht berücksichtigt, sie behalten die vollständige Übertragungskapazität [24].

3.2.3 Technisch-ökonomische Optimierung

Für die technisch-ökonomische Optimierung verwendet *eTraGo* den LOPF des Python-Tools *PyPSA*. Ziel des LOPF ist die Minimierung der jährlichen Gesamtsystemkosten, bestehend aus den Grenzkosten der Energieerzeugung und den Investitionen in den Ausbau der Netzkomponenten [8]. Im Rahmen dieser Arbeit wurde der Ausbau von Übertragungsleitungen und Energiespeichern berücksichtigt, die Zielfunktion setzt sich demnach nach Gleichung 3.1 zusammen. Elektrotechnische Zusammenhänge wie beispielsweise die Kirchhoff'sche Knotenregel werden in Form von Nebenbedingungen ergänzt [8].

$$K_a = \underbrace{\sum_{\ell} c_{\ell} \cdot F_{\ell}}_{\text{Netzausbau}} + \underbrace{\sum_{n,r,t} (w_t \cdot o_{n,r} \cdot g_{n,r,t})}_{\text{Erzeugergrenzkosten}} + \underbrace{\sum_{n,s} c_{n,s} \cdot H_{n,s}}_{\text{Speicherausbau}} + \underbrace{\sum_{n,s,t} w_t \cdot o_{n,s} \cdot [h_{n,s,t}]^+}_{\text{Speichergrenzkosten}} \quad (3.1)$$

K_a : jährliche Systemkosten

ℓ : Index Leitung/Transformator

n : Index Netzknoten

r : Index Erzeuger

t : Index Zeitschritt

s : Index Speicher

c_{ℓ} : Kapitalkosten Leitung/Transformator

F_{ℓ} : Nennleistung Leitung/Transformator

w_t : Gewichtung des Zeitschritts

$o_{n,r}$: Grenzkosten des Erzeugers n, r

$g_{n,r,t}$: Einspeisung des Erzeugers n, r, t

$c_{n,s}$: Kapitalkosten des Speichers n, s

$H_{n,s}$: Nennleistung des Speichers n, s

$o_{n,s}$: Grenzkosten des Speichers n, s

$h_{n,s,t}$: Einsatz von Speicher n, s, t

Bei der Optimierung von Energiespeichern in *eTraGo* wird der Ausbau zusätzlicher Wasserstoff- und Batteriespeicherkraftwerke in Deutschland bestimmt. Die möglichen Standorte werden im Vorfeld im *dataprocessing* ermittelt und orientieren sich an realen geografischen Gegebenheiten [24]. Die Bestimmung des Netzausbaubedarfs bezieht sich

in *eTraGo* vordergründig auf den Ausbau bestehender Trassen. Mit den ergänzenden Szenario *NEP 2035 B2* ist es möglich, die von den ÜNB geplanten neuen Leitungen in der Optimierung zu berücksichtigen.

Der Ausbau von Betriebsmitteln kann sowohl nach oben als auch nach unten begrenzt werden. Im Bezug auf die Optimierung des Übertragungsnetzausbaus bestehender Leitungen in Deutschland wird als untere Grenze die Übertragungskapazität der bestehenden Leitung gesetzt. Im Gegensatz dazu erhalten die im ergänzenden Szenario *NEP 2035 B2* enthaltenen neuen Leitungen zumeist keinen unteren Grenzwert. Es ist demnach möglich, dass diese Leitungen in der Optimierung keine Übertragungskapazität erhalten. Einen Sonderfall stellen hier die Leitungen dar, die bestehende Leitungen ersetzen. Dann wird die bestehende Kapazität als untere Grenze der neuen Leitung gewählt und die rückzubauende Leitung aus dem Modell entfernt. Eine obere Grenze wird zunächst nicht festgelegt. So ist zwar einerseits der Zubau technisch nicht umsetzbarer hoher Übertragungskapazitäten möglich. Andererseits kann damit die Verlagerung des Ausbaus auf andere Trassen bei hohem Ausbau einer Leitung verhindert werden. Dies erleichtert auch das Verständnis der Optimierungsergebnisse und ist so für einen Vergleich der Methoden zur Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit besser geeignet.

Die entstehenden Flüsse F_ℓ durch die passiven Komponenten AC-Leitungen und Transformatoren werden nach Gleichung 3.2 linear angenähert. Diese Näherung resultiert aus der Annahme, dass der Fluss vom Knoten m zu Knoten n allein von der jeweiligen Impedanz x_ℓ und der Spannungswinkeldifferenz $\theta_m - \theta_n$ zwischen den Knoten bestimmt ist [28]. Diese Näherung ist vor allem dann zulässig, wenn die Impedanzen des Übertragungsmittels deutlich größer sind als die Reaktanzen. Das deutsche Übertragungsnetz besteht vornehmlich aus Freileitungen mit einem großen x/r -Verhältnis und erfüllt demnach diese Bedingung [24].

$$F_\ell = \frac{1}{x_\ell}(\theta_m - \theta_n) \quad (3.2)$$

Der LOPF beinhaltet keine Anpassung der Widerstandsbeläge der Leitungen und Transformatoren beim Ausbau von Übertragungskapazitäten. Um dies zu berücksichtigen braucht es nach [20] mehrere LOPFs mit anschließender Anpassung der Parameter bis zur Konvergenz des Netzausbaus. In *eTraGo* werden die Widerstandsbeläge nach jeder Iteration mit einem einfachen Ansatz angepasst. Bei der Parallelschaltung zweier identischer Leitungen entspricht der Gesamtwiderstand dem halben Widerstand einer einzelnen Leitung. Dies wird nach Gleichung 3.3 extra- und interpoliert.

$$\frac{x_{\ell,opt}}{x_\ell} = \frac{s_{nom}}{s_{nom,opt}} \quad (3.3)$$

Als Konvergenzkriterium kann entweder eine feste Anzahl an Iterationen oder ein Grenzwert der Zielfunktionswertänderung zwischen zwei Iterationen angegeben werden. Eine feste Anzahl an Iterationen kann zu einer Lösung mit nicht vollständig konvergiertem Netzausbau führen, allerdings ist die Rechenzeit im Vorfeld besser abschätzbar. Mit der Erfahrung aus vergangenen Optimierungen kann allerdings abgeschätzt werden, dass nach etwa fünf Iterationen nur noch geringfügige Änderungen auftreten und somit Konvergenz erreicht ist.

3.2.4 Komplexitätsreduktion

Die räumliche und zeitliche Auflösung des Netzmodells führt zu einer hohen Komplexität des Optimierungsmodells. Dies ist mit den zu Verfügung stehenden Ressourcen nicht lösbar. Aus diesem Grund werden verschiedene Methoden angewendet, welche die Komplexität reduzieren, aber dennoch belastbare Optimierungsergebnisse ermöglichen. Mit den (n-1)-Ausfallanalysen erhöht sich die Komplexität zusätzlich, was den Bedarf an Komplexitätsreduktion weiter erhöht.

3.2.4.1 Räumliche Komplexitätsreduktion

Das verwendete Netzmodell besteht aus der HS- und der HöS-Ebene. Wie in Abbildung 3.2 sichtbar ist, verfügt die HS Ebene über eine deutlich höhere räumliche Auflösung. Dies wird auch an der Anzahl der Betriebsmittel in Tabelle 3.1 deutlich. Zudem haben Teile des HS-Netzes keine Übertragungsaufgaben. Aus diesen Gründen wird die HöS-Ebene sowohl in der Praxis der Netzausbauplanung [40] als auch in der Forschung häufig singular betrachtet. Mit dem **eHV-Clustering** kann dies in *eTraGo* nachgebildet werden. Dabei werden alle Übertragungskomponenten der HS-Ebene aus dem Netzmodell entfernt und die auf HS-Ebene angeschlossenen Erzeuger, Lasten und Speicher an den elektrisch nächstgelegene HöS-Knoten angeschlossen. Die Entfernung der HS-Ebene führt zu einer Reduktion der Netzknotenanzahl von mehr als 80 % und demnach zu einer deutlich geringeren räumlichen Komplexität.

Mit dem **k-means Clustering** des Tools *PyPSA* kann die Netzknotenanzahl beider oder nur der HöS-Ebene auf eine bestimmte Anzahl an Knoten reduziert werden, der Algorithmus ist in Quelle [24] erläutert. Die Reduktion der Knotenanzahl führt jedoch auch zu Veränderungen der Netztopologie, da die Leitungen zwischen den neu entstehenden Cluster-Knoten aggregiert werden. So sind keine Bewertungen von (n-1)-Ausfällen einzelner realer Leitungen mehr möglich. Aus diesem Grund wird das k-means Clustering nur zur Entfernung von Netzknoten ohne angeschlossene Last und Erzeugung angewendet. Dennoch werden dabei im Normalfall parallel verlaufende Leitungen

	HS/HöS-Ebene	HöS-Ebene
Knoten	11305	2471
<i>davon Netzknoten</i>	5304	367
AC-Leitungen	23295	5211
<i>davon zwischen Netzknoten</i>	k.A.	1280
DC-Leitungen	2	2

Tabelle 3.1: Anzahl der Betriebsmittel im Netzmodell
Anm.: Status Quo Szenario, Leitung entspricht einem System

zusammengefasst. Die Aggregation der Leitungen ist für die (n-1)-Analysen nicht zulässig, da so die Ausfälle von Trassen simuliert werden und parallel verlaufende Leitungen nicht als redundante Übertragungsmittel zur Verfügung stünden. Deswegen wurde das Clustering so angepasst, dass die Leitungen zwischen den Cluster-Knoten nicht aggregiert werden sondern System-scharf erhalten bleiben.

PyPSA beinhaltet zudem die Option, **Stichleitungen zu entfernen**. Befindet sich eine Stichleitung zwischen zwei Cluster-Zentren wird diese als verbindende Leitung hinzugefügt, auch wenn im ursprünglichen Netzmodell keine Verbindung vorhanden war. Das führt zur Überschätzung der Übertragungskapazitäten oder sogar zu zusätzlichen Vermaschungen, die nicht dem Modell entsprechen. Deswegen werden die Stichleitungen vor dem k-means Clustering entfernt und die damit verbundenen Komponenten an den nächstgelegenen Knoten angeschlossen. Zudem führen Stichleitungen zu Fehlern in der (n-1)-Analyse da bei deren Ausfall keine vergleichbaren Ersatzleitungen vorhanden sind. Dies wird vermieden indem auch nach dem Clustering alle Stichleitungen entfernt werden.

In der vorliegenden Arbeit wird das HöS-Netzmodell mit allen Netzknoten und den dazwischenliegenden systemscharfen Leitungen verwendet. Demnach entsprechen die Anzahl der Betriebsmittel denen der rechten Spalte in Tabelle 3.1 zwischen Netzknoten.

3.2.4.2 Zeitliche Komplexitätsreduktion

Die zeitliche Komplexität kann in *eTraGo* mit dem einfachen Überspringen einer gleichbleibenden Anzahl an Stunden (**skip snapshots**) oder dem **snapshot clustering** des Python-Pakets *tsam* (Akronym für **T**ime **S**eries **A**ggregation **M**odule) reduziert werden. In der Vergangenheit war eine Reduktion auf jede dritte oder fünfte Stunde meist ausreichend, aufgrund der geringen Anzahl an fehlenden Stunden wichen die Ergebnisse auch nur geringfügig von der vollständigen zeitlichen Komplexität ab. Die (n-1)-Analysen haben jedoch einen höheren Bedarf an Komplexitätsreduktion. Die zuvor verwendete zeitliche Auflösung würde den zur Verfügung stehenden Arbeitsspeicher übersteigen.

Deswegen könnte in etwa nur jede 20. Stunde berechnet werden, was die Verwendung dieser Methode ausschließt. Das snapshot clustering wurde zum Zeitpunkt dieser Arbeit nur selten verwendet, eine ausführliche Analyse der Abweichungen und Rechenzeiten war deshalb nicht vorhanden und wurde im Vorfeld dieser Arbeit durchgeführt. Im zeitlichen Clustering werden auf Grundlage der eingehenden Zeitreihen von Lasten und fluktuierenden Erneuerbaren repräsentative Zeiträume ausgewählt und entsprechend der Anzahl der repräsentierten Zeiträume gewichtet. In *eTraGo* wird aktuell standardmäßig auf **repräsentative Tage** geclustert, grundsätzlich ist der Zeitraum jedoch variabel. Das Tool *tsam* unterstützt dafür unterschiedliche Algorithmen, in *eTraGo* wird das hierarchische Clustering angewendet [24].

Da intertemporale Abhängigkeiten nicht abgebildet werden können ist die Modellierung von Energiespeichern eine Herausforderung in der Verwendung des zeitlichen Clustering. In der aktuellen Version von *eTraGo* werden Nebenbedingungen ergänzt, die eine Abbildung der Speicherfüllstände verbessern. Dafür gibt es zwei Möglichkeiten. Entweder wird mit der sogenannten *daily bounds*-Bedingung der Speicherfüllstand (SOC) am Anfang und Ende jedes Cluster-Tages auf 50 % setzen um zumindest die energetische Jahresbilanz zu erfüllen. Alternativ kann mit der Nebenbedingung *intertemporal SOC* eine genauere Abbildung der intertemporalen Zusammenhänge der Energiespeicher nach der Veröffentlichung von Kotzur et. al [22] erfolgen. Letztere stellt grundsätzlich die bessere Näherung da, ist aber in der Berechnung deutlich aufwändiger. Beide Möglichkeiten werden im Folgenden betrachtet.

Die Analyse des zeitlichen Clustering wurde mit einem Netzmodell durchgeführt, welches dem späteren Modell möglichst gut entspricht. Deswegen wurde das Szenario *NEP 2035* verwendet und Netz- und Speicherausbau berücksichtigt. Zur Beschleunigung der Rechenzeit und dem Ermöglichen einer Berechnung der zeitlichen Komplexität musste die räumliche Auflösung stärker reduziert werden. Mit jeweils drei verschiedenen Knotenzahlen des k means Clustering wird der Einfluss zufälliger Ergebnisse verringert. Geclustert wurde jeweils auf 5, 10, 15, 20, 25 und 30 Tage, eine höhere Komplexität ist in der (n-1)-Analyse vermutlich nicht möglich. Analysiert werden die Abweichungen des Zielfunktionswerts, der Rechenzeit sowie des absoluten Ausbaus (in MW) von dem Originalproblem in der vollständigen zeitlichen Komplexität.

In Abbildung 3.3 sind die absoluten Werte der relativen Abweichungen vom Originalproblem dargestellt, jeweils über die drei räumlichen Auflösungen gemittelt. Aufgrund des geringen Speicherausbaus von nur wenigen Megawatt geht dieser nicht in die Analyse ein. Die Graphen in rot zeigen die Ergebnisse der Berechnungen mit der einfachen Nebenbedingung des festgelegten Füllstands, in grün sind die Ergebnisse mit den Nebenbedingungen der intertemporalen Speicherfüllstände abgebildet. Die Ergebnisse zeigen, dass sich mit der steigenden Anzahl an Berechnungszeitschritten wie erwarteten tendenziell die Abweichungen verringern und die Rechenzeit steigt. Die Berechnungen mit der komplexeren Nebenbedingung dauern deutlich länger, ermöglichen jedoch ge-

ringere Abweichungen vom Zielfunktionswert. Im Gegensatz dazu ist die Abweichung des Netzausbaus mit der *daily bounds*-Nebenbedingung geringer als die mit der *SOC*-Nebenbedingung. In beiden Fällen sind die Abweichungen im Netzausbau im Mittel noch auch mit 30 repräsentativen Tagen noch deutlich über 10 %, was zu hoch ist um den Netzausbaubedarf belastbar zu ermitteln.

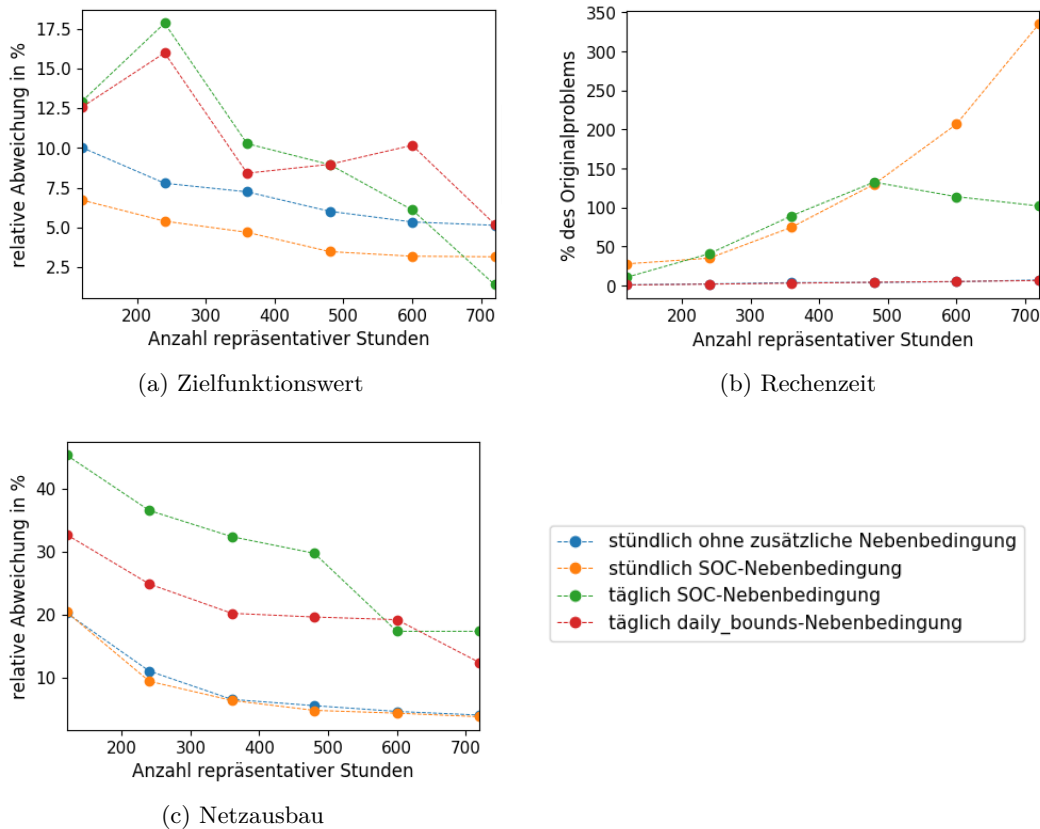


Abbildung 3.3: Auswertung des zeitlichen Clusterings

Aus diesem Grund wurde zusätzlich ein Clustering auf **repräsentative Stunden** untersucht, bei dem eine bessere Abbildung von Extremstunden vermutet wurde. Die Berücksichtigung des SOC erfolgte dabei einerseits lediglich mit der richtigen Sortierung der gewichteten Stunden, sodass in Jahressumme die Energiebilanz passt aber die Verläufe des SOC nicht korrekt abgebildet werden. Andererseits kann in Anlehnung an die SOC-Nebenbedingung aus [22] der SOC Verlauf angenähert werden. Dafür wird die zusätzliche Variable SOC^{intra} für jeden Speicher s zu jedem Zeitschritt h ergänzt. Berechnet wird der Wert mit der Nebenbedingung nach Gleichung 3.4, hier geht der SOC der vorherigen Stunde sowie die Lade- oder Entladeleistung P^{char}, P^{dis} des Clusterzeitschritts sowie Wirkungsgrade ein. Zudem wird der SOC^{intra} nach Gleichung 3.5 begrenzt; die obere Grenze ergibt sich aus der Nennleistung F_s^{nom} und der gegebenen

maximalen Anzahl an Stunden, die diese erbracht werden kann h_{max} . Der SOC jeder berechneten Cluster-Stunde entspricht dem jeweiligen SOC^{intra} .

$$SOC_{s,h+1}^{intra} = SOC_{s,h}^{intra} (1 - \eta_s^{self}) + \eta_s^{char} P_{s,h}^{char} - \frac{P_{s,h}^{dis}}{\eta_s^{dis}} \quad (3.4)$$

$$0 \leq SOC_{s,h}^{intra} \leq h_{max} P_s^{nom} \quad (3.5)$$

Um Vergleichbarkeit zu dem Clustering auf repräsentative Tage zu ermöglichen erfolgte die Auswertung mit der gleichen Anzahl repräsentativer Stunden (120, 240, 360, 480, 600 und 720 Stunden). Zudem wurden beide Varianten der Berücksichtigung intertemporaler SOC analysiert, diese sind in den Abbildungen blau (keine Nebenbedingung) und orange (SOC^{intra} -Nebenbedingung) dargestellt. Auch hier stellen die Rechnungen mit der SOC-Nebenbedingung eine bessere Näherung da, benötigen allerdings eine deutlich höhere Rechenzeit die teilweise sogar über der Rechenzeit des Originalproblems liegt. Im Vergleich zu dem Clustering auf repräsentative Tage können mit beiden Varianten geringere Abweichungen vom Zielfunktionswert und insbesondere des Netzausbaus erzielt werden. Zudem ist der Verlauf der Abweichungen mit zunehmender Anzahl an repräsentierten Zeitschritten flacher, was die Prognose von Fehler erleichtert. Dies ermöglicht außerdem eine geringere zeitliche Auflösung, da sowohl der Zielfunktionswert als auch der Netzausbau bereits bei 480 repräsentativen Stunden im Mittel weniger als 5% von dem des Originalproblems abweichen.

Die Auswertung zeigt, dass die Auswahl repräsentativer Stunden eine deutlich bessere Näherung darstellt. Sogar ohne eine Nebenbedingung für die intertemporalen SOC-Verläufe sind gute Aussagen über den Netzausbaubedarf mit deutlich reduzierter Rechenzeit möglich. Auf Grundlage dieser Auswertung wird im weiteren Verlauf das Clustering auf etwa 400 repräsentative Stunden ohne Nebenbedingung angewendet.

3.3 Optimierung unter Berücksichtigung von (n-1)-Ausfallanalysen

Bei der technisch-ökonomischen Optimierung unter Berücksichtigung von (n-1)-Ausfallanalysen, dem so genannten SCLOPF, wird die in Abschnitt 3.2.3 beschriebene Optimierung um (n-1)-Ausfallanalysen erweitert. Dafür werden zusätzliche Nebenbedingungen ergänzt, die mögliche (n-1)-Ausfälle abbilden. Die grundsätzliche Methodik ist bereits in *PyPSA* enthalten und wird im Folgenden erläutert. Zunächst wird die mathematische Beschreibung und Herleitung der resultierenden Nebenbedingungen dargelegt. Darauf folgt die Demonstration der Methodik an einem Minimalbeispiel. Im

Anschluss daran werden aktuelle Herausforderungen in der Anwendung von SCLOPFs auf große Netze dargestellt.

3.3.1 Herleitung der (n-1)-Nebenbedingungen

Im SCLOPF werden (n-1)-Ausfälle mittels Nebenbedingungen die dem LOPF-Problem hinzugefügt werden berücksichtigt. Diese Nebenbedingungen stellen sicher, dass im Ausfall eines Übertragungsmittels kein anderes überlastet wird. Es gibt verschiedene Herleitungen und Formulierungen dieser Nebenbedingungen, hier wird die in *PyPSA* verwendete Herleitung nach Quelle [28] beschrieben. Die Formulierung beinhaltet alle passiven Übertragungskomponenten (AC-Leitungen und Transformatoren).

Die resultierende Nebenbedingung ist in Gleichung 3.6 dargestellt, sie begrenzt die richtungsunabhängige Auslastung $|f|$ von Komponente k im Ausfall von Komponente ℓ auf die Übertragungskapazität F_k .

$$|f_k^{(\ell)}| \leq F_k \quad (3.6)$$

Wie sich die Auslastung von Komponente k im Ausfall von Komponente ℓ verändert wird mit Hilfe von Branch Outage Distribution Factors (BODFs) nach Gleichung 3.7 berechnet.

$$f_k^{(\ell)} = f_k + BODF_{k\ell} \cdot f_\ell \quad (3.7)$$

Die BODF beschreiben welchen Anteil der Auslastung der ausfallenden Komponente ℓ die bleibenden Komponenten übernehmen. Sie basieren auf den Power Transfer Distribution Factors (PTDFs), welche die Auswirkungen der räumlichen Verschiebung der Erzeugung von einem Knoten zu einem anderen quantifizieren. PTDFs werden auf Grundlage der linearen Näherung von Lastflüssen (Gleichung 3.2) und dem Kirchhoff'schen Knotengesetz in Matrizen-Form berechnet. Gleichung 3.8 zeigt die lineare Näherung der Lastflüsse in Matrizen-Form. Anstatt der Impedanzen wird hier zur einfacheren Darstellung deren Kehrwert, die so genannte Suszeptanz-Matrix $B_d = \text{diag}(b_1, \dots, b_L) \in \mathbb{R}^{L \times L}$ verwendet. Die Matrix $K \in \mathbb{R}^{N \times L}$ beinhaltet die Zugehörigkeit der Übertragungskomponenten zu den Netzknoten nach Gleichung 3.9.

$$F = B_d \cdot K^t \cdot \theta \quad (3.8)$$

$$K = \begin{cases} 1, & \text{wenn } n \text{ Startpunkt von Komponente } \ell \\ -1, & \text{wenn } n \text{ Endpunkt von Komponente } \ell \\ 0 & \text{ansonsten} \end{cases} \quad (3.9)$$

Mit dem Kirchhoff'schen Knotengesetz in Matrizen-Form $P = K \cdot F$ und Gleichung 3.8 besteht ein linearer Zusammenhang zwischen der Einspeisung und dem Spannungswinkel am Knoten über den Faktor $B = K \cdot B_d \cdot K^t \in \mathbb{R}^{N \times N}$. Durch Umstellen dieser Gleichung wird auch ein linearer Zusammenhang zwischen Leitungsflüssen und Einspeisungen an den Knoten deutlich. Der dazwischen liegende Faktor wird als PTDF definiert, siehe Gleichung 3.10.

$$PTDF = B_d \cdot K^t \cdot B^* \in \mathbb{R}^{L \times N} \quad (3.10)$$

Die BODF werden letztlich mit Gleichung 3.11 berechnet, diese kann nicht analytisch hergeleitet werden, ein Beweis ist beispielsweise in Quelle [19] enthalten.

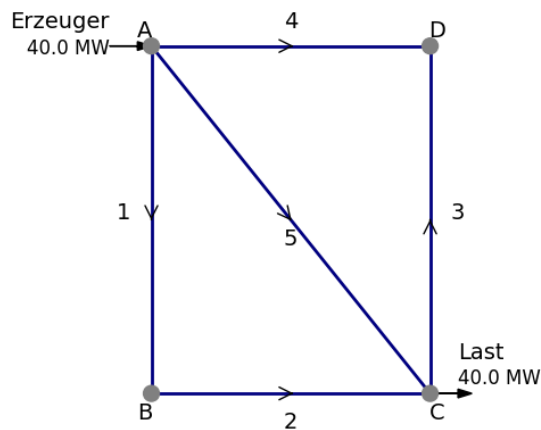
$$BODF_{k\ell} = \frac{[PTDF \cdot K]_{k\ell}}{1 - [PTDF \cdot K]_{\ell\ell}} \quad (3.11)$$

Bei der Bestimmung von Netzausbaubedarf sind wie beim LOPF auch beim SCLOPF mehrere Iterationen notwendig. Zum Erreichen der Konvergenz ist beim SCLOPF vermutlich eine höhere Anzahl an Iterationen notwendig.

3.3.2 Minimalbeispiel

Mit Hilfe eines kleinen Beispielnetzes sollen im Folgenden die Unterschiede in den Ergebnissen des SCLOPF gegenüber dem LOPF mit reduzierten Übertragungskapazitäten aufgezeigt werden. Dafür wird das Python-Tool *PyPSA* verwendet. Das Beispielnetz, bestehend aus den vier Knoten A - E und fünf Leitungen 1 - 5, ist in Abbildung 3.4 dargestellt. An Knoten A ist ein Erzeuger ohne Grenzkosten, wie beispielsweise eine Windkraftanlage, angeschlossen. Die Startwerte der Leitungsparameter sind in Tabelle 3.2 dargestellt.

Der LOPF kann mit diesen Eingangsdaten ein Ergebnis ermitteln, für die (n-1)-Ausfallanalysen des SCLOPF werden zusätzlich die BODFs benötigt. Deren Berechnung wird im Folgenden exemplarisch für die erste Iteration durchgeführt. Aufgrund der Anpassungen der Leitungsimpedanzen mit dem Ausbau der Übertragungskapazitäten



Nr.	x	Kapazität MVA	Kosten €/MVA/km
1	1	20	0,1
2	1	20	0,1
3	1	20	0,1
4	1	20	0,1
5	4	20	0,1

Tabelle 3.2: Leitungsparameter

Abbildung 3.4: Netz des Minimalbeispiels

verändern sich die einzelnen Werte in den folgenden Iterationen. Zunächst kann nach Gleichung 3.9 die Netztopologie als Matrix K wie folgt aufgestellt werden:

$$K = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & -1 & 1 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \end{pmatrix} \quad (3.12)$$

Die Kehrwerte der Leitungsimpedanzen bilden Matrix B_d :

$$B_d = \begin{pmatrix} 1,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 \\ 0,00 & 1,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 \\ 0,00 & 0,00 & 1,00 & 0,00 & 0,00 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 1,00 & 0,00 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,25 \end{pmatrix} \quad (3.13)$$

Auf Grundlage von K und B_d kann Matrix B aufgestellt werden:

$$B = K \cdot B_d \cdot K^t = \begin{pmatrix} 2,25 & -1,00 & -0,25 & -1,00 \\ -1,00 & 2,00 & -1,00 & 0,00 \\ -0,25 & -1,00 & 2,25 & -1,00 \\ -1,00 & 0,00 & -1,00 & 2,00 \end{pmatrix} \quad (3.14)$$

Für die folgenden Gleichungen wird meist die Inverse von Matrix B benötigt. In einem vollständig verbundenem Netz wie diesem kann Matrix B allerdings nicht direkt invertiert werden [28]. Nach Quelle [28] kann stattdessen die Moore-Penrose Pseudo-Inverse B^* verwendet werden. Diese berechnet sich zu:

$$B^* = \begin{pmatrix} 0,2625 & -0,0625 & -0,1375 & -0,0625 \\ -0,0625 & 0,3125 & -0,0625 & -0,1875 \\ -0,1375 & -0,0625 & 0,2625 & -0,0625 \\ -0,0625 & -0,1875 & -0,0625 & 0,3125 \end{pmatrix} \quad (3.15)$$

Nach Gleichung 3.10 werden die PTDF berechnet:

$$PTDF = \begin{pmatrix} 0 & -0,7 & -0,4 & -0,2 \\ 0 & 0,3 & -0,4 & -0,2 \\ 0 & 0,2 & 0,4 & -0,3 \\ 0 & 0,2 & 0,4 & 0,7 \\ 0 & -0,1 & -0,2 & -0,1 \end{pmatrix} \quad (3.16)$$

Für die Bestimmung der BODFs werden die auf Netzknoten bezogenen PTDFs verwendet, die in Gleichung 3.17 berechnet werden.

$$PTDF \cdot K = \begin{pmatrix} 0,7 & -0,3 & -0,2 & -0,2 & 0,4 \\ -0,3 & 0,7 & 0,6 & -0,2 & 0,4 \\ -0,2 & -0,2 & 0,7 & -0,3 & -0,4 \\ -0,2 & -0,2 & -0,3 & 0,7 & -0,4 \\ -0,1 & 0,1 & -0,1 & -0,1 & 0,2 \end{pmatrix} \quad (3.17)$$

Die einzelnen Elemente der resultierenden BODF-Matrix (Gleichung 3.18) werden mit Hilfe von Gleichung 3.11 ermittelt. Exemplarisch ist die Berechnung für $BODF_{1;3}$ in Gleichung 3.19 dargestellt.

$$BODF = \begin{pmatrix} -1 & -1 & -2/3 & -2/3 & 1/2 \\ -1 & -1 & -2/3 & -2/3 & 1/2 \\ -2/3 & -2/3 & -1 & -1 & -1/2 \\ -2/3 & -2/3 & -1 & -1 & -1/2 \\ 1/3 & 1/3 & -1/3 & -1/3 & -1 \end{pmatrix} \quad (3.18)$$

$$BODF_{1;3} = \frac{[PTDF \cdot K]_{1;3}}{1 - [PTDF \cdot K]_{3;3}} = \frac{-0,2}{1 - 0,7} = -\frac{2}{3} \quad (3.19)$$

Abschließend werden mit den berechneten BODFs Nebenbedingungen nach Gleichung 3.6 für die beide Flussrichtungen dem Optimierungsmodell hinzugefügt. Es ist möglich, nur die Ausfälle bestimmter Leitungen zu berücksichtigen. Für ein einfacheres Verständnis wird im folgenden nur der Ausfall von Leitung 1 berücksichtigt. Für dieses

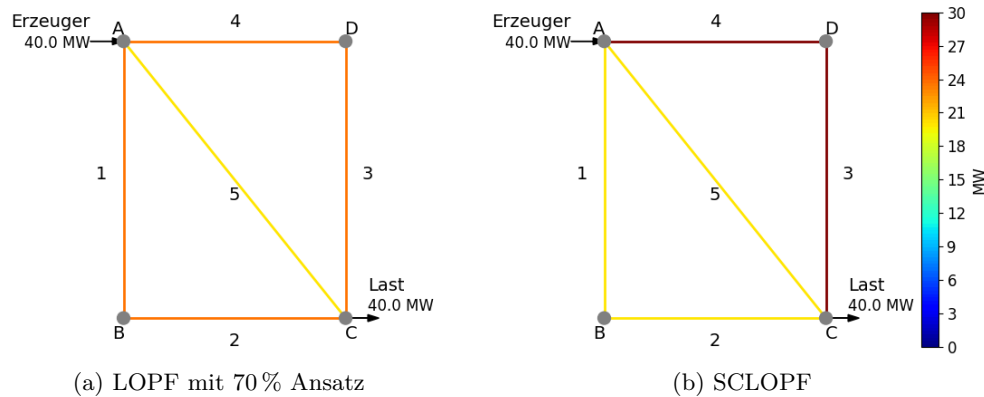


Abbildung 3.5: Netzausbau

Beispiel ist der entsprechende Abschnitt des Optimierungsproblems der ersten Iteration in Anhang A.4 dargestellt.

Als Konvergenzkriterium des LOPF und SCLOPF wird eine Änderung von 0,1% des Zielfunktionswertes zwischen zwei Iterationen gewählt. Der **LOPF mit den Begrenzung der maximalen Leitungsauslastung** erreicht dies Kriterium nach acht Iterationen. Die Übertragungskapazitäten der Leitungen 1 bis 4 werden jeweils um etwa 3,5 MW vermeintlich (n-1)-sicher vergrößert, Leitung 5 wird nicht ausgebaut. Der Zielfunktionswert liegt bei etwa 1,42 €. Die Leitungsauslastung im Grundfall ergeben sich ausschließlich aus den elektrischen Flussbedingungen. Da die Leitungen 1 bis 4 die selbe Impedanz haben, werden diese auch gleich belastet. Leitung 5 hingegen hat eine vierfach höhere Impedanz und verbindet Last und Erzeugung direkt, die Auslastung ist demnach halb so groß wie die der anderen Leitungen. Überprüft man die Ergebnisse auf die (n-1)-Sicherheit für den Ausfall von Leitung 1 ergeben sich die in Abbildung 3.7a dargestellten relativen Leitungsauslastungen. Die Leitungen 3 und 4 wären mit fast 120% der zur Verfügung stehenden Übertragungskapazität belastet, das (n-1)-Kriterium ist demnach nicht erfüllt.

Wird der (n-1)-Ausfall von Leitung 1 im **SCLOPF** berücksichtigt müssen sich die Ergebnisse zwangsläufig ändern. Hier wird das Konvergenzkriterium nach 10 Iterationen erreicht. Wie in Abbildung 3.5b dargestellt werden im SCLOPF nur die Leitungen 3 und vier ausgebaut, allerdings mit zusätzlichen 10 MW deutlich stärker als im LOPF. Die restlichen Leitungen werden hingegen nicht ausgebaut. Der Zielfunktionswert ist mit 2,00 € höher als der des LOPF. Wie zu erwarten kommt es im Ausfall von Leitung 1 nicht zu Überlastungen der übrigen Leitungen, siehe Abbildung 3.7b. Da die Leitungen 3 und 4 nun höhere Übertragungskapazitäten nutzen können, liegen die relativen Auslastungen bei 100%.

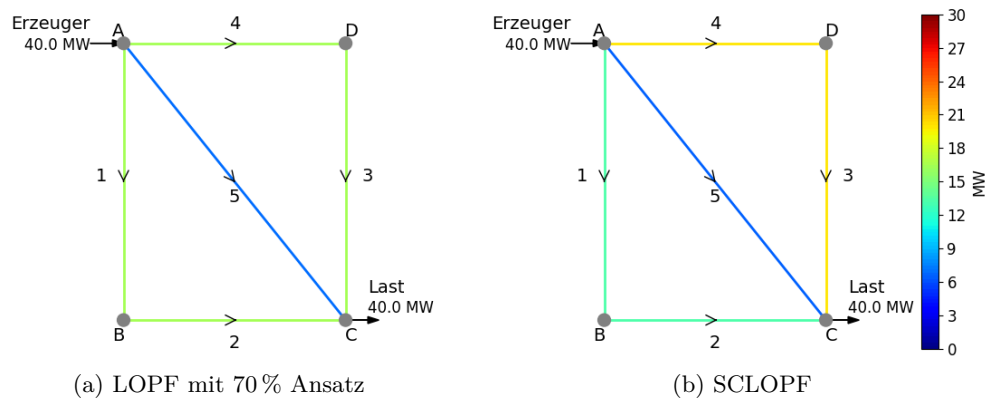


Abbildung 3.6: Absolute Leitungsauslastungen im Grundfall

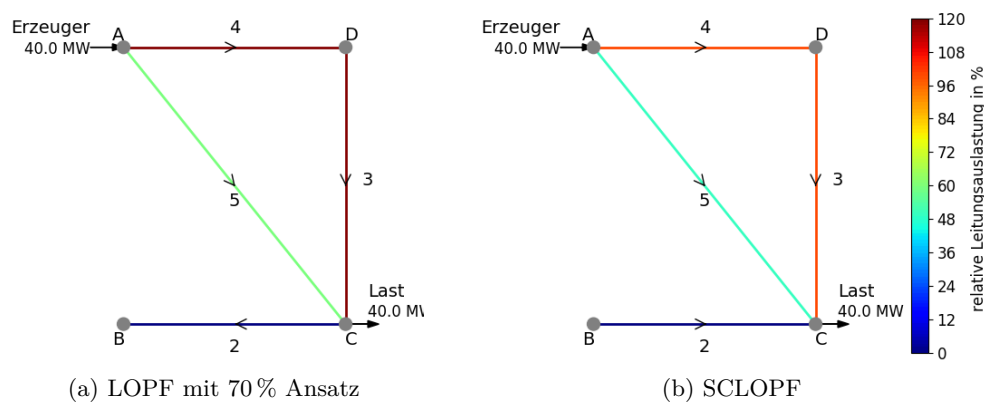


Abbildung 3.7: Relative Leitungsauslastungen im Ausfall von Leitung 1

3.3.3 Anwendung der Methodik auf das Übertragungsnetz in Deutschland

Die zuvor erläuterte Berechnung der BODFs ist nur für **vermaschte Netze** anwendbar [28]. Im deutschen Übertragungsnetz gibt es jedoch vereinzelt Stickleitungen, die einzelne Erzeugungsanlagen, Lasten oder untergeordnete Netzebenen anschließen. Diese Leitungen müssen aus dem Netzmodell entfernt werden und die daran verbundenen Erzeugungsanlagen und Lasten an den nächstgelegenen Netzknoten angeschlossen werden. Dafür wird die in Abschnitt 3.2.4 beschriebene *PyPSA*-Funktion zur Entfernung von Stickleitungen verwendet.

Im deutschen Übertragungsnetz gibt es neben dem AC-Netz vereinzelt **DC-Leitungen**, deren Anzahl sich im Zuge des geplanten Netzausbaus in den kommenden Jahren erhöhen wird. Die hier verwendete Formulierung des SCLOPFs schließt jedoch keine DC-Übertragungsmittel in die (n-1)-Analysen ein. Demnach ist weder der Ausfall einer DC-Leitung berücksichtigt, noch können diese im (n-1)-Fall einer AC-Leitung mit

Lastflussänderungen reagieren. Aufgrund der geringen Anzahl an DC-Leitungen ist der Einfluss dessen jedoch vermutlich gering. Dies wird in Kapitel 5 ausführlich diskutiert.

Mit Hilfe der **BODFs im deutschen Übertragungsnetzmodell** können erste Vermutungen möglicher Ergebnisse der (n-1)-Analysen angestellt werden. Wie zu erwarten sinken tendenziell die Auswirkungen einer verbleibenden Leitung mit steigendem räumlichen Abstand von der ausfallenden Leitung. Parallel verlaufende Leitungen übernehmen den Großteil der nicht mehr zur Verfügung stehenden Übertragungskapazität. Auffällig ist zudem, dass der Ausfall einiger Leitungen deutlich größere Veränderungen der Lastflüsse nach sich ziehen als die Ausfälle anderer. Sowohl die prozentuale Veränderung der Leitungsauslastung als auch die Anzahl der betroffenen verbleibenden Leitungen variiert stark. In den Abbildungen 3.8a und 3.8b sind die Auswirkungen der (n-1)-Ausfälle zweier ausgewählter Leitungen gegenübergestellt, die ausfallende Leitung ist in rot gekennzeichnet, die Linienbreite und -farbe entspricht dem jeweiligen BODF. Hier wird deutlich, dass der Ausfall von Leitung Nr. 1164 deutlich größere Veränderungen nach sich zieht als der von Leitung Nr. 512. Grund dafür ist zum einen die stärkere Vermaschung der Netzgebiets um Leitung Nr. 512. So kann die fehlende Kapazität lokal ausgeglichen werden. Zum anderen ist die Leitung Nr. 1164 eine 380 kV-Leitung während Leitung Nr. 512 mit 220 kV betrieben wird. Deswegen sind die elektrischen Eigenschaften von Leitung Nr. 1164 besser und auch die Übertragungskapazität ist deutlich höher. Des Weiteren geht auch aus der Abbildung hervor, dass Leitung Nr. 1164 deutlich länger ist als Leitung Nr. 512, dies entspricht dem jeweiligen Grad der Vermaschung im Bereich der Leitung. Diese Faktoren bedingen größere Veränderungen im Ausfall der Leitung. Aus Abbildung 3.8a geht zudem hervor, dass Leitungsausfälle im deutschen Übertragungsnetz auch überregionale Veränderungen der Lastflüsse verursachen können. Eine Aufteilung des gesamten Netzmodells in kleinere Gebiete zur Reduktion der (n-1)-Nebenbedingungen ist somit nicht möglich.

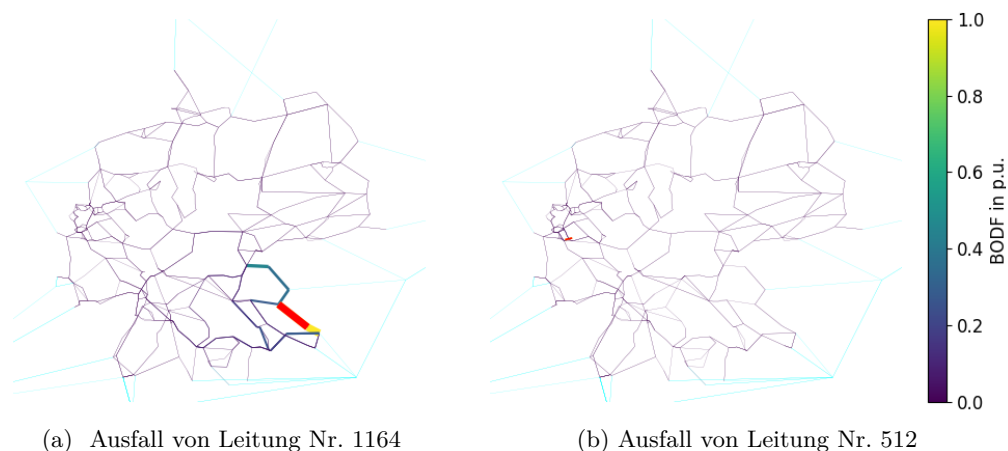


Abbildung 3.8: BODFs im deutschen Übertragungsnetz

Leitung	Auslastung MVA	Untere Grenze MVA	Obere Grenze MVA
2	0	-20	20
3	-30	-30	30
4	-30	-30	30
5	10	-20	20

Tabelle 3.3: Lastflüsse im Ausfall von Leitung 1 und deren Begrenzung

Die Herausforderung bei der Übertragung der SCLOPF-Methodik auf große Netze wie das deutsche Übertragungsnetz ist die **hohe Anzahl zusätzlicher (n-1)-Nebenbedingungen** und die damit verbundene Modellgröße. Diese Nebenbedingungen werden im SCLOPF im Normalfall für jede mögliche Kombination zweier Leitungen zu jedem Zeitschritt für beide möglichen Flussrichtungen ergänzt. Im deutschen Übertragungsnetz mit etwa 700 Systemen würden in einer Jahresrechnung demnach über acht Milliarden Nebenbedingungen entstehen. Das führt zu einer enormen Modellgröße und notwendigen Rechenzeit [14]. Allerdings beeinflussen meist nur ein Bruchteil der (n-1)-Nebenbedingungen die Optimierungsergebnisse.

Das wird auch im zuvor erläuterten Minimalbeispiel deutlich. In der letzten Iteration des SCLOPF werden die Flüsse durch die Leitungen auf die in Tabelle 3.3 dargestellten oberen und unteren Werte begrenzt. Links daneben ist die entstehende Auslastung der Leitungen im Ausfall von Leitung 1 aufgetragen. Vergleicht man die tatsächlichen Auslastungen im (n-1)-Fall mit den Grenzwerten fällt auf, dass die tatsächliche Auslastung der Leitungen 2 und 5 weit entfernt von den Grenzwerten ist. Auch bei den Leitungen 3 und 4 ist jeweils nur eine Begrenzung in negativer Flussrichtung notwendig, um die (n-1)-Sicherheit herzustellen. In diesem Beispiel würden demnach zwei der acht Nebenbedingungen ausreichen, um exakt das selbe Ergebnis zu erhalten. Mit einer geringeren Anzahl an Nebenbedingungen ist das Modell zum einen kleiner und braucht so weniger Arbeitsspeicher, zum anderen kann das Problem schneller gelöst werden, da weniger Bedingungen eingehalten werden müssen. Da diese leicht zu erfüllen sind und die Lösung nicht beeinflussen, ist die Verringerung der Rechenzeit jedoch nur gering.

In größeren Systemen liegt der Anteil notwendiger Nebenbedingungen, der so genannten *Umbrella Constraints* zur Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums zum Teil unter 1% [2]. Aus diesem Grund ist die Entwicklung von Methoden zur Identifikation der relevanten Nebenbedingungen Teil aktueller Forschung. Diese sind bereits im Stand der Wissenschaft (Kapitel 2) erläutert. Im Folgenden werden die dort beschriebenen Methoden auf die Anwendbarkeit der im Rahmen dieser Arbeit durchzuführenden Berechnungen untersucht.

Die Variante nur räumlich nahegelegene Leitungen in die (n-1)-Analysen einzubeziehen ist bei der Betrachtung von Abbildung 3.8a nicht sinnvoll, da demnach auch weiter

		Netzausbau	(n-1)-sicher	Komplexität
Biskas et al.	[5]	ja	nein	
Davis und Overbye	[15]	ja	nein	-
Bouffard et al.	[6]	nein	nein	--
Ardakani und Bouffard	[2]	nein	ja	--
Capitanescu et al.	[14]	mit Anpassungen	ja	+
Xavier et al.	[35]	mit Anpassungen	ja	++

Tabelle 3.4: Einordnung der Methoden zur Reduktion der (n-1)-Nebenbedingungen

entfernte Leitungen im (n-1)-Fall von Änderungen betroffen sind. Besser geeignet ist der Ansatz von Davis und Overbye, bei dem lediglich (n-1)-Nebenbedingungen für die Leitungskombinationen mit einem BODF $> 5\%$ ergänzt werden [15]. Diese Variante wurde mit dem deutschen Übertragungsnetzmodell getestet. Dabei zeigte sich, dass die Anzahl verbleibender Nebenbedingungen noch zu hoch war um größere Rechnungen durchzuführen. Eine Erhöhung des BODF-Grenzwertes führte zwar zu einer deutlich geringeren Komplexität, die Lösungen erfüllten aber nicht immer das (n-1)-Kriterium. Aus diesen Gründen wurde dieser Ansatz wieder verworfen.

Die Bestimmung von *Super Umbrella Constraints* nach [6] sowie die vorgeschaltete Optimierung zur Identifikation begrenzender Nebenbedingungen nach [2] erfordern einen hohen Rechenaufwand im Vorfeld des SCLOPF, der zum Teil sogar den der eigentlichen Optimierung übersteigt. Mit der zur Verfügung stehenden Hardware und der begrenzten Rechenzeit ist dies nicht möglich. Zudem vernachlässigen beide Methoden den Ausbau von Übertragungskapazitäten. Eine dahingehende Anpassung ist zwar möglich, führt jedoch zu mehreren Iterationen und somit einem nicht lösbaren Laufzeit- und Ressourcen-Problem. Die iterativen Methoden aus [13] und [35] sind beide grundsätzlich geeignet und führen vermutlich auch zu einer höheren Reduktion der Nebenbedingungen als die Variante mit dem BODF-Grenzwert. In den Veröffentlichungen wird jedoch kein Netzausbau berücksichtigt. Die Methode kann jedoch dahingehend weiterentwickelt werden. Die Iterationen des SCLOPF können mit denen der Netzausbaubestimmung kombiniert werden, sodass die Rechenzeitsteigerung begrenzt ist. Zudem kann so eine vollständig (n-1)-sichere Lösung ermittelt werden. Eine Übersicht der verwendeten Kriterien und die Einordnung der jeweiligen Methodiken ist in Tabelle 3.4 zusammengestellt.

Mit Hilfe dieser Einordnung der vorhandenen Methodiken wurde zunächst auf Grundlage von [14] eine Methodik zur iterative Bestimmung des optimalen Netzausbaubedarfs unter Berücksichtigung von (n-1)-Ausfallanalysen entwickelt. Bei der Anwendung auf Optimierungen des deutschen Übertragungsnetzes zeigte sich jedoch, dass die Anzahl der bestimmten (n-1)-Nebenbedingungen weiterhin zu einer hohen Rechenzeit und Arbeitsspeicher-Engpässen führte. In Folge dessen wurde dieser Ansatz nach Teilen der Methodik von Xavier et al. [35] weiterentwickelt. Dies wird im folgenden Abschnitt erläutert.

3.4 Iterativer SCLOPF unter Berücksichtigung von Netzausbau

In der vorliegenden Arbeit wird eine Methode zur Optimierung mit Berücksichtigung von (n-1)-Nebenbedingungen entwickelt, die auf Teilen der Veröffentlichung von Xavier et al. [35] basiert. Die Anzahl der (n-1)-Nebenbedingungen wird dabei soweit reduziert, dass auch Anwendungen auf große Netze, wie das deutsche Übertragungsnetz. Die Einflüsse auf die Ergebnisse der Optimierung sind gering. Des Weiteren kann auch der Ausbau der Übertragungskapazitäten in der Optimierung berücksichtigt werden. Die entwickelte Methode besteht im wesentlichen aus Iterationen von SCLOPFs und anschließenden Prüfungen der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums.

Im Folgenden wird der Ablauf der Methodik sowie die Berücksichtigung von Netzausbau erläutert. Zudem werden notwendige Maßnahmen zur Verbesserung der Laufzeit und Vermeidung numerischer Instabilitäten beschrieben. Darauf folgt die Demonstration an dem bereits verwendeten Minimalbeispiel.

3.4.1 Ablauf

Im ersten Schritt wird ein LOPF ohne Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit berechnet. Abweichend zu der von Xavier et al. entwickelten Methodik werden in der Optimierung auch die Flussbedingungen direkt berücksichtigt. So können zusätzliche Iterationsschritte vermieden werden, zudem wäre der Einfluss der Vernachlässigung der Übertragungsleitungen nicht quantifizierbar. Im Anschluss an den ersten LOPF wird geprüft, welche Kombinationen aus ausfallender Leitung und verbliebener Leitung wann zu Überlastungen führen. Diese Kombinationen sowie die jeweilige Richtung des Stromflusses durch die überprüfte Leitung werden gespeichert.

Nach Xavier et al. wird daraufhin zu jeder Stunde für jeder Leitung untersucht, welcher Ausfall zu der größten Überlastung führt. Die (n-1)-Nebenbedingungen, die diese Überlastungen verhindern werden daraufhin dem Optimierungsmodell hinzugefügt. Dies führt automatisch auch zur Einhaltung der (n-1)-Nebenbedingungen die zwar verletzt werden aber nicht zu der höchsten Überlastung führen. Grund dafür ist, dass der Lastfluss der verbleibenden Leitungen so am stärksten begrenzt wird. Mit Änderungen der Lastflüsse in folgenden Iterationen können andere Ausfälle größere Auswirkungen haben, die entsprechenden Nebenbedingungen werden dann jedoch in späteren Iterationen ergänzt.

Im Anschluss an diese Analyse wird das erweiterte Optimierungsproblem gelöst. Das Ergebnis dessen wird erneut auf (n-1)-Sicherheit geprüft. Diese Schritte werden so lange wiederholt bis keine Überlastungen im (n-1)-Fall vorhanden sind. Die anschließenden Ergebnisse unterscheiden sich nicht von denen des zuvor beschriebenen SCLOPF, dies

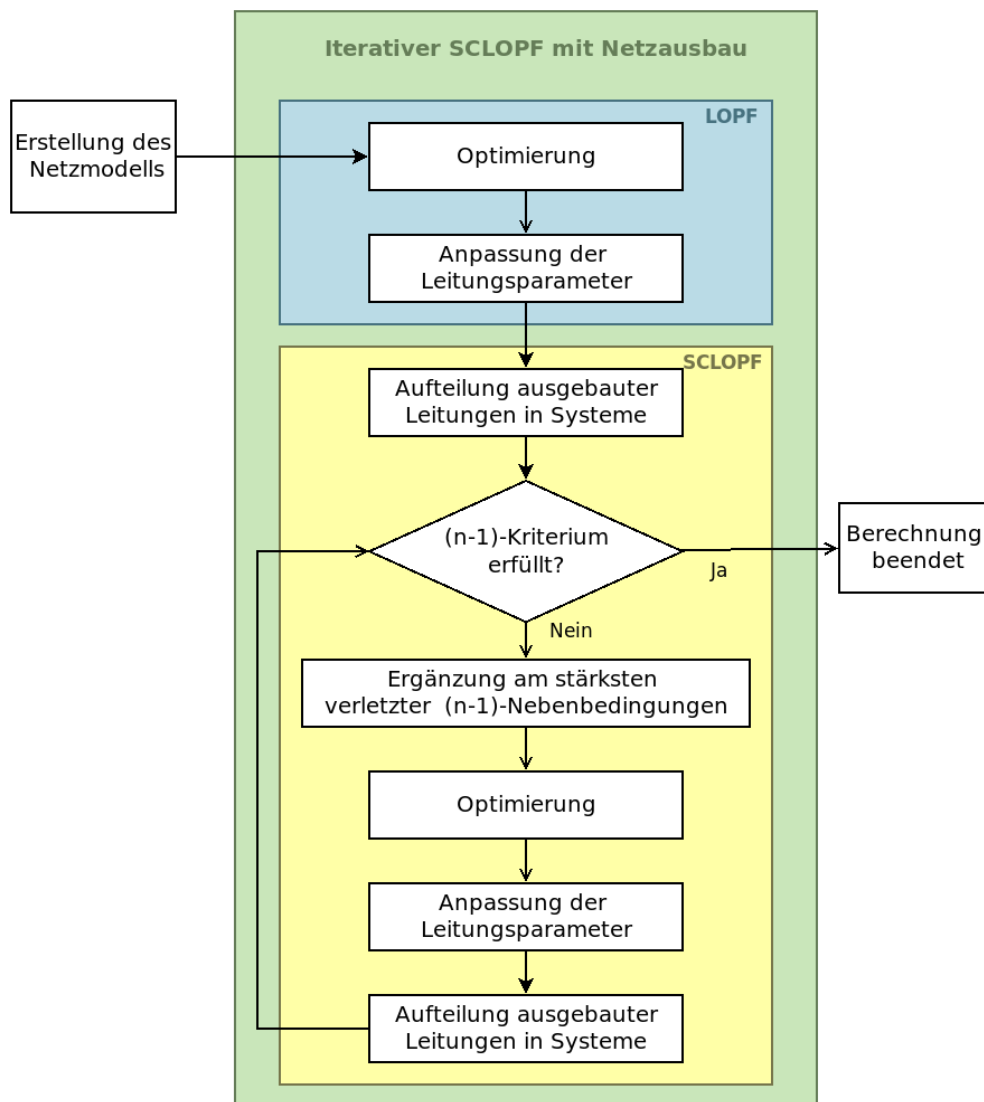


Abbildung 3.9: Flussdiagramm des iterativen SCLOPF

wird im folgenden Minimalbeispiel gezeigt. Der Ablauf der iterativen Methodik zur Bestimmung des (n-1)-sicheren Netzausbaubedarfs ist im Flussdiagramm in Abbildung 3.9 dargestellt. Die Anpassung der Leitungsparameter und Aufteilung ausgebauter Leitungen in Systeme findet nur bei der Betrachtung von Netzausbau statt und wird im folgenden Kapitel 3.4.2 erläutert.

3.4.2 Berücksichtigung von Netzausbau

Der kontinuierliche Ausbau der Übertragungskapazitäten im LOPF und SCLOPF steht im Gegensatz zu der Notwendigkeit System-scharfer Leitungen in den (n-1)-Analysen. Die vor der Optimierung in einzelne Systeme geteilte Leitungen können auf Übertragungskapazitäten optimiert werden, die weit über die Kapazität eines einzelnen Systems

hinausgehen. In den Ausfallanalysen des SCLOPF wäre somit der Ausfall von mehr als einem Leitungssystem abgebildet, was der Definition eines (n-1)-Ausfalls [31] widerspricht.

Gelöst wird dieses Problem mit der Aufteilung der optimierten Leitungen nach jeder Iteration. Dafür wird geprüft, um wie viel Prozent die optimierte Übertragungskapazität über der bestehenden Leistung liegt. Ab einem bestimmten Prozentsatz wird die optimierte Übertragungskapazität auf mehrere Leitungssysteme verteilt und die Parameter entsprechend angepasst. Somit sind einzelne Systeme mit einer geringeren Kapazität als die einer realen Leitung möglich. Dies beeinflusst die Ausfallanalysen nicht, da der Ausfall einer Leitung mit geringer Übertragungskapazität und hohen Widerstandsbelägen nur geringe Auswirkungen auf die verbleibenden Leitungen hat. Übertragungskapazitäten einzelner Leitungen über den gewählten Prozentsatz hinaus der realen Leitungen sind somit nicht im Modell enthalten. Dafür steigt jedoch die Anzahl der Leitungen mit dem Fortschreiten der einzelnen Iterationen. Dies zieht eine höhere Komplexität und demnach einen größeren Berechnungsaufwand nach sich.

Die Wahl der maximal zulässigen Übertragungskapazität orientiert sich dabei an real existierenden Leitungen. Im *open_eGo* Netzmodell wird eine Kapazität von 1790 MVA je 380 kV-Freileitungssystem angenommen. Mit neueren Leiterseilen sind jedoch auch höhere Kapazitäten möglich. Aktuell sind u.a. Leitungssysteme mit 2685 MVA [3] und 2920 MVA [26] in Planung oder Bau befindlich. Aus diesem Grund wird in den folgenden Berechnungen erst ab einer Systemgröße über 150 % der bestehenden Übertragungskapazität von der Ergänzung eines neuen Systems ausgegangen. Bei Ausbauten unter 50 % wird hingegen von einer Umbeseilung der bestehenden Leitung ausgegangen. Dies spiegelt sich jedoch nicht in den Kosten des Ausbaus wider.

3.4.3 Verbesserung der Laufzeit und numerischer Stabilität

Die grundsätzliche Formulierung der (n-1)-Nebenbedingungen orientiert sich stark an den im SCLOPF in *PyPSA* hinzugefügten Nebenbedingungen. Die notwendigen Anpassungen für die im Rahmen dieser Arbeit entstandenen Methoden zur Reduktion der Nebenbedingungen und dem iterativen Verfahren führten allerdings dazu, dass eine Anpassung der bestehenden *PyPSA*-Funktion sehr aufwändig wäre. Stattdessen ist die iterative Berechnung des SCLOPF in *eTraGo* funktional implementiert. In Anhang A.2 ist die übergeordnete Funktion ohne zusätzliche Funktionen zur Aufzeichnung der Zeit und Speicherung der Optimierungsergebnisse sowie Anzeigen auf der Konsole eingefügt. Angestrebt wurde bei der Implementierung eine **geringe Laufzeit**. Bei der Prüfung des Optimierungsergebnis auf (n-1)-Sicherheit hängt kein Zeitschritt von einem anderen ab. Deswegen ist dieser Teil parallelisiert und kann auf eine gewünschten Anzahl an Prozessorkernen aufgeteilt werden. Je nach Anzahl der Prozesse sind so enorme Ein-

sparungen der Berechnungszeit möglich. Während der parallelen Prozesse steigt jedoch der Arbeitsspeicherverbrauch. Die Aufteilung auf eine Vielzahl an Kernen ist demnach nicht sinnvoll. Beispielrechnungen ergaben eine gute Auslastung bei der Aufteilung auf acht Prozesse.

Das Ergebnis des iterativen SCLOPF ist in jedem Fall (n-1)-sicher. Dafür sind in großen Modellen jedoch häufig viele Iterationen notwendig, da bereits wenige geringe Überlastungen einzelner Leitungen zu erneuten Iterationen führen. Dies kann mit zwei Parametern verhindert werden. Zum einen kann angegeben werden, ab welcher Belastung im (n-1)-Fall eine Leitung als überlastet gilt. Wird beispielsweise eine Überlastung von 5% der Übertragungskapazität zugelassen, werden deutlich weniger Iterationen benötigt. Dies verringert zudem die Modellgröße, da die Anzahl an (n-1)-Nebenbedingungen reduziert wird. Aufgrund der endlichen Rechengenauigkeit ist das Zulassen sehr geringer Überlastungen zudem sinnvoll. Zum anderen ist es möglich eine bestimmte Anzahl an höherer Überlastungen zuzulassen. Wird diese Anzahl ausreichend klein gewählt, kann die Lösung im Gesamten noch immer als (n-1)-sicher gelten. Führen beispielsweise zehn Kombinationen aus ausfallender und verbleibender Leitung an einer Stunde des Jahres zu Überlastungen, entspricht dies in einem Netzmodell mit über 1000 Leitungen und 8760 Stunden lediglich einem Anteil von weniger als 10^{-6} %, was als vernachlässigbar anzunehmen ist. Der Einfluss dieser Parameter auf das Optimierungsergebnis wird im folgenden Abschnitt 3.4.5 eingeordnet.

Die Auswahl der relevanten (n-1)-Nebenbedingungen führt zu einer deutlichen Reduktion der Modellgröße, da nur noch ein Bruchteil dieser Nebenbedingungen in den einzelnen Iterationen hinzugefügt wird. Iterative Methoden neigen dazu sehr zeitaufwändig zu sein. Allerdings müssen bei der Bestimmung von Netzausbau ohnehin mehrere Iterationen berechnet werden, die mit den Iterationen des SCLOPF kombiniert werden können, sodass die Steigerung der Rechenzeit begrenzt ist.

Die komplexen Optimierungsmodelle des SCLOPF und auch die des LOPF beinhalten sowohl große als auch kleine Zahlenwerte. Die kleinsten Impedanzen der Leitungen liegen beispielsweise in einer Größenordnung von 10^{-5} während die Kapazität einiger Erzeugungsanlagen mit 10^4 angegeben ist. Diese Spanne zwischen großen und kleinen Zahlen im Optimierungsproblem führt häufig zu **numerischen Instabilitäten**. Diese können nicht nur zu deutlichen Steigerungen der Laufzeit führen sondern auch dazu, dass der Solver nicht in der Lage ist eine optimale Lösung zu bestimmen. Es ist möglich die Einstellungen des Solvers auf den Umgang mit numerischen Problemen anzupassen. Dies führt jedoch zu massiven Steigerungen der Rechenzeit. Eine Umformulierung des Optimierungsproblems stellt, sofern möglich, eine deutlich bessere Lösung dar.

In den neueren *PyPSA*-Versionen ist dies bereits für die Leitungsimpedanzen enthalten. Diese werden in den Fluss-Nebenbedingungen mit dem Faktor 10^5 multipliziert und entsprechen so eher den Größenordnungen anderer Koeffizienten. Die Flüsse sind davon

nicht beeinflusst, da dies alle Leitungen gleichermaßen betrifft. Bei der Optimierung der im NEP geplanten neuen Leitungen ist dies jedoch problematisch. Diese Leitungen können mit einer sehr geringen Übertragungskapazität eingesetzt werden. Nach der Anpassung der Widerstandsbeläge sind die Leitungsimpedanzen entsprechend Gleichung 3.3 sehr hoch. Die erläuterte Multiplikation mit dem Faktor 10^5 führt daraufhin zu einer Vergrößerung der Spanne der Größenordnungen. Im ersten Schritt wurde daraufhin der Faktor nicht mehr statisch festgelegt, sondern entsprechend der maximalen Leitungsimpedanz gewählt. Dennoch blieb eine große Spanne zwischen höchster und geringster Impedanz, die so weiterhin zu numerischen Problemen führte. Infolgedessen wurde die minimale Leitungskapazität der geplanten Leitungen auf 50 MW gesetzt. So waren besonders hohe Impedanzen ausgeschlossen, in der Auswertung der Ergebnisse muss dies jedoch berücksichtigt werden.

Die (n-1)-Nebenbedingungen des SCLOPF beinhalten BODFs, die per Definition im Intervall $[-1, 1]$ liegen. Somit entstehen besonders kleine Zahlen im Optimierungsproblem. Vergleichbar zu dem Vorgehen der Fluss-Bedingungen kann ein Faktor dies verbessern. Mathematisch entspricht Gleichung 3.20 exakt Gleichung 3.7. Die Multiplikation aller Summanden führt jedoch dazu, dass die kleinen BODF mit größeren Zahlenwerten abgebildet werden. Bei der Wahl des Faktors ist jedoch zu bedenken, dass auch die Übertragungskapazitäten mit höheren Zahlenwerten abgebildet werden. Die Wahl eines großen Faktors kann somit nachteilig sein. In den Berechnungen zeigte sich, dass eine Multiplikation mit 100 sinnvoll ist.

$$100 \cdot F_k^{(\ell)} \leq |100 \cdot f_k + 100 \cdot BODF_{k\ell} \cdot f_\ell| \quad (3.20)$$

Wird eine (n-1)-Nebenbedingung nach einer Iteration des SCLOPF nicht erfüllt, wird diese Nebenbedingung in jeder folgenden Iteration hinzugefügt. Die Notwendigkeit der Nebenbedingung kann sich jedoch in späteren Iterationen aufgrund von Leitungsausbau ändern. Damit einher gehen Verringerungen der BODF. Diese können so trotz der Multiplikation zu numerischen Problemen führen. Aus diesem Grund werden (n-1)-Nebenbedingungen mit einem $BODF < 10^{-8}$ nicht berücksichtigt. Dies beeinflusst nicht das Optimierungsergebnis da diese Nebenbedingung meist ohnehin keine Begrenzung darstellen. Zudem bleibt das Konvergenzkriterium der vollständigen (n-1)-Sicherheit und deren Prüfung unverändert.

3.4.4 Minimalbeispiel

Diese iterative Methode wird im folgenden an dem bereits verwendeten Minimalnetz vorgestellt. Auch hier wird der Ausfall von Leitung 1 berücksichtigt. Da in diesem Fall nur ein Berechnungszeitschritt vorhanden ist, kann die beschriebene Parallelisierung

der (n-1)-Analyse hier nicht angewendet werden. Die Anzahl der parallelen Prozesse wird demnach auf eins gesetzt. Für die maximal erlaubte Überlastung einer Leitung wird 0,00001 % der Übertragungskapazität gewählt. Dieser Wert ist nah an Null, so dass alle Überlastungen vermieden werden und groß genug, um unendliche Schleifen zu vermeiden. Überlastungen über diesen Grenzwert hinaus werden nicht zugelassen.

Nach acht Iterationen wird das Konvergenzkriterium erreicht. Alle relevanten (n-1)-Nebenbedingungen nach Tabelle 3.3 werden bereits nach dem ersten LOPF identifiziert. In den folgenden Iterationen konvergiert der ermittelte Netzausbau sowie die damit verbundenen Impedanzen und BODFs. Die Optimierungsergebnisse unterscheiden sich nicht von denen des vollständigen SCLOPF. Sowohl der Zielfunktionswert, als auch Erzeugereinsätze und der Netzausbau entsprechen den in Abschnitt 3.3.2 erläuterten Ergebnissen. Dies ist in Abbildung 3.10 visualisiert.

In diesem Beispiel ist die Berechnungszeit nicht geringer als die des vollständigen SCLOPF, begründet ist dies mit der geringen Knotenanzahl und dem somit geringen absoluten Zeitaufwand. Zudem konnte hier keine Parallelisierung verwendet werden. Im Vergleich zu dem SCLOPF mit allen (n-1)-Nebenbedingungen der Speicherbedarf jedoch geringer. Somit konnte mit dem hier beschriebenen iterativen SCLOPF das selbe Ergebnis mit einem verringerten Ressourcenaufwand erzielt werden.

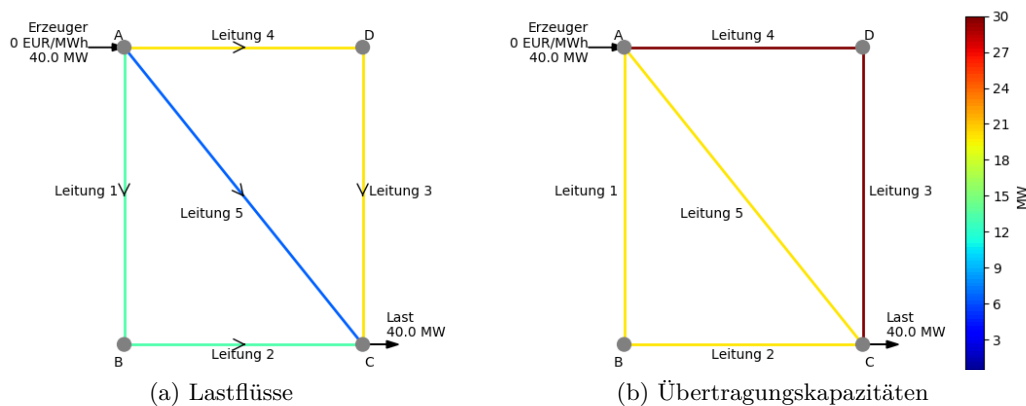


Abbildung 3.10: Ergebnisse des iterativen SCLOPF

3.4.5 Variation der maximal erlaubten Überlastung

In dem Minimalbeispiel wird nur eine sehr geringe Überlastung im (n-1)-Fall erlaubt um eine vollständig konvergierte Lösung zu garantieren. Für die Optimierung des Übertragungsnetzausbaus in Deutschland führt dieser geringe Wert vermutlich zu einer sehr hohen Anzahl an Iterationen und damit verbundenen hohen Rechenzeit und Modellgröße. Aus diesem Grund wurde an Hand des Minimalbeispiels untersucht, wie sensitiv

dieser Grenzwert ist. Verändert man die Größenordnung der maximal erlaubten Überlastung auf 0,0001, 0,001 und 0,01 verringert sich die Anzahl der notwendigen Iterationen zum Erreichen der Konvergenz. Bei der Betrachtung der Zielfunktionswerte der einzelnen Iterationen, dargestellt in Abbildung 3.11, fällt auf, dass unabhängig von dem Grenzwert die Ergebnisse der ersten, zweiten, dritten und vierten Iteration identisch sind. Nach dem vierten SCLOPF hat die Berechnung mit dem Grenzwert von 0,01 das Konvergenzkriterium erreicht. Bei den geringeren Grenzwerten verlaufen die Zielfunktionswerte über die Iterationen weiterhin gleich, die Optimierungen mit höherem Grenzwert sind lediglich schneller konvergiert.

Auffällig ist außerdem, dass die Kurve des Zielfunktionswerts ab der fünften Iteration sehr flach verläuft. Auch der Netzausbau verändert sich dann nur noch sehr gering. Es ist demnach anzunehmen, dass ein Grenzwert in der Größenordnung von 0,01 bis 0,001 ausreicht, um vollständig konvergierte Ergebnisse zu erhalten. Eine Prüfung des Parameters der maximalen Anzahl erlaubter Überlastungen ist in diesem Minimalbeispiel aufgrund der geringen Komplexität nicht sinnvoll und wird somit lediglich in den späteren Berechnungen angewendet.

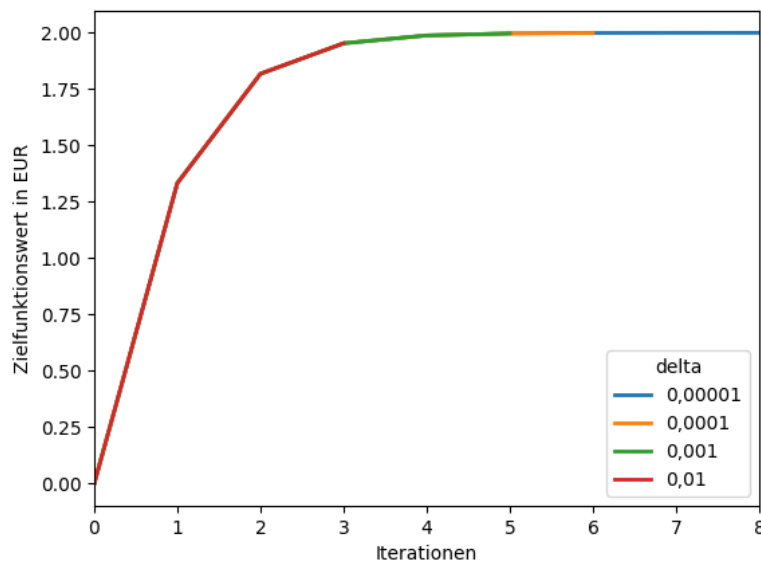


Abbildung 3.11: Variation der maximal zugelassenen Überlastung einer Leitung

3.5 Überprüfung des vereinfachten Ansatz auf (n-1)-Sicherheit

Ziel der vorliegenden Arbeit ist auch die Prüfung des bestehenden Ansatzes zur Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit mit linearen Reduktion der Übertragungskapazitäten (Abschnitt 3.2.2). Auch für diese Überprüfung wird die Methodik des zuvor beschriebenen iterativen SCLOPF verwendet. Abbildung 3.12 zeigt den Verlauf der Methodik. Zunächst wird das Optimierungsproblem mit einem LOPF gelöst, in dem der Ansatz der reduzierten Übertragungskapazitäten enthalten ist. Dabei wird je nach Einstellungen auch der Netz- und oder Speicherausbaubedarf ermittelt. Im Anschluss daran wird dieser auf die (n-1)-Sicherheit geprüft. Dafür wird der zuvor erläuterte iterative SCLOPF verwendet. Hier ist jedoch der Netz- und Speicherausbau nicht mehr veränderlich, lediglich die Einspeisung der Erzeugungsanlagen wird optimiert. Dennoch können mehrere Iterationen notwendig sein. Mit dem Hinzufügen der (n-1)-Nebenbedingungen kommt es zu Flussänderungen, die wiederum auch zu Verletzungen der (n-1)-Sicherheit führen können. Konvergiert der iterative SCLOPF ist der im LOPF bestimmte Ausbaubedarf (n-1)-sicher, da Anpassungen der Einspeisungen in Form von Redispatch im Netzbetrieb möglich sind.

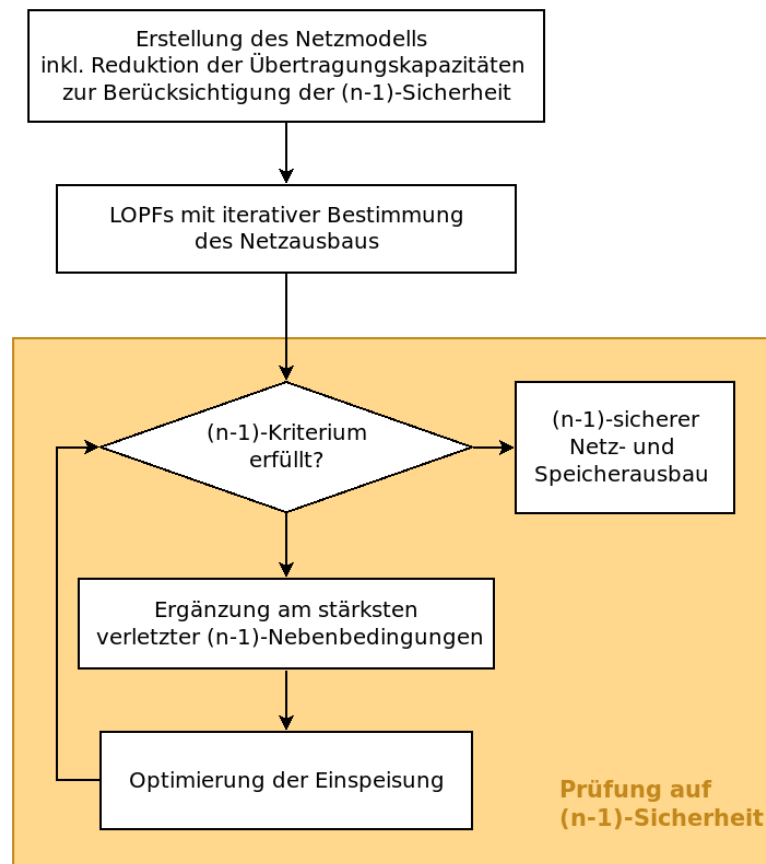


Abbildung 3.12: Prüfung von LOPF Ergebnissen auf (n-1)-Sicherheit

4 Rechnungen und Ergebnisse

Im folgenden Kapitel werden die durchgeführten Optimierungen vorgestellt und deren Ergebnisse erläutert. Insgesamt werden vier verschiedene Szenarien betrachtet um Einflüsse verschiedener Faktoren zu ermitteln. Dafür wird jeweils ein LOPF mit einer nachträglichen (n-1)-Analyse sowie ein SCLOPF durchgeführt. Ein Großteil der möglichen Parameter der Optimierungsrechnungen bleibt dabei in allen Rechnungen unverändert, siehe Tabelle 4.1. So wird in allen Berechnungen ausschließlich das HöS-Netz betrachtet bei dem eine hohe räumliche Auflösung des Netzmodells beibehalten wird. Zudem bleiben parallel verlaufende Leitungen als einzelne Systeme im Modell enthalten und werden nicht aggregiert. Die zeitliche Auflösung wird auf 400 repräsentative Stunden reduziert, eine höhere Anzahl ist aus Gründen der Komplexität des SCLOPF nicht möglich.

Eine Übersicht der einzelnen berechneten Szenarien ist in Tabelle 4.2 dargestellt. In den jeweiligen Unterkapiteln werden die Ergebnisse der Berechnungen erläutert. Dabei werden zunächst die Ergebnisse des LOPF mit den begrenzten Leitungsauslastungen und der anschließenden (n-1)-Analyse nach Kapitel 3.5 erörtert. Anschließend werden die Ergebnisse des LOPF mit denen der (n-1)-sicheren Optimierung im SCLOPF verglichen.

Datenversion	v0.4.6
Auslastung (n-1)-Analyse	maximal 105% der Übertragungskapazität
Anzahl höherer Auslastungen	maximal 5h
parallele Leitungen	systemscharf
Austauschkapazitäten	nach realer Technologie, NTC nach ACER 2016
Einstellungen Netzausbau	höhere Kosten nach NEP, unbegrenzter Ausbau
Räumliche	eHV-clustering,
Komplexitätsreduktion	K-Means-Clustering auf 450 Knoten: Entfernung von Stickleitungen keine Leitungsaggregation
Zeitliche	400 repräsentative Stunden,
Komplexitätsreduktion	keine zusätzlichen Nebenbedingungen

Tabelle 4.1: Parameter aller Szenarien

Szenario	Netzausbau	Speicherausbau
A NEP 2035	x	
B NEP 2035 + NEP 2035 B2	x	
C NEP 2035	x	x
D eGo 100	x	x

Tabelle 4.2: Berechnungsszenarien

4.1 Szenario A: Netzausbau NEP 2035

In diesem Szenario wird in dem mittelfristigen Szenario nach dem NEP 2035 der Netzausbaubedarf des Bestandsnetzes ermittelt. Die wesentlichen Ergebnisse sind in Tabelle 4.3 dargestellt und werden im Folgenden weiter ausgeführt. Zunächst werden die Ergebnisse mit dem aktuellen Ansatz zur Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit sowie die daran anschließende (n-1)-Ausfallanalyse dargelegt. Darauf folgt ein Vergleich derer mit den Ergebnissen der Optimierung des Netzausbaus unter gleichzeitiger Berücksichtigung der (n-1)-Ausfälle im SCLOPF.

	Einheit	LOPF	Ausfallanalyse	SCLOPF
Systemkosten	Mrd. / € a	7,46	7,57	7,21
Netzausbaukosten	Mrd. €	16,48		14,13
<i>davon in Deutschland</i>	Mrd. €	4,30		4,40
Netzausbau	TW km	30,24		29,61
<i>davon in Deutschland</i>	TW km	9,06		9,08
Anteil EE	%	62,36	62,27	62,43
Energieimporte	TWh	99,29	93,21	97,87

Tabelle 4.3: Ergebnisse des Szenario A

4.1.1 LOPF mit anschließender (n-1)-Analyse

Im LOPF mit der Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheiten mit Hilfe des vereinfachten Ansatzes entstehen **Gesamtsystemkosten**, bestehend aus annualisierten Investitionskosten in Netzausbau und Grenzkosten der Energieerzeugung, von 7,46 Mrd €. In der nachträglichen (n-1)-Analyse steigen die Systemkosten um etwa 1,4 % an. Grund für diesen Anstieg sind vermehrte Einspeisungen von Erzeugungsanlagen mit höheren Grenzkosten.

So steigt in der nachträglichen (n-1)-Analyse seitens der EE die **Einspeisung** der Biomassekraftwerke und die der Windenergieanlagen an Land, während der Einsatz von Wasserkraftwerken, Photovoltaik und Offshore-Windenergieanlagen abnimmt. Da

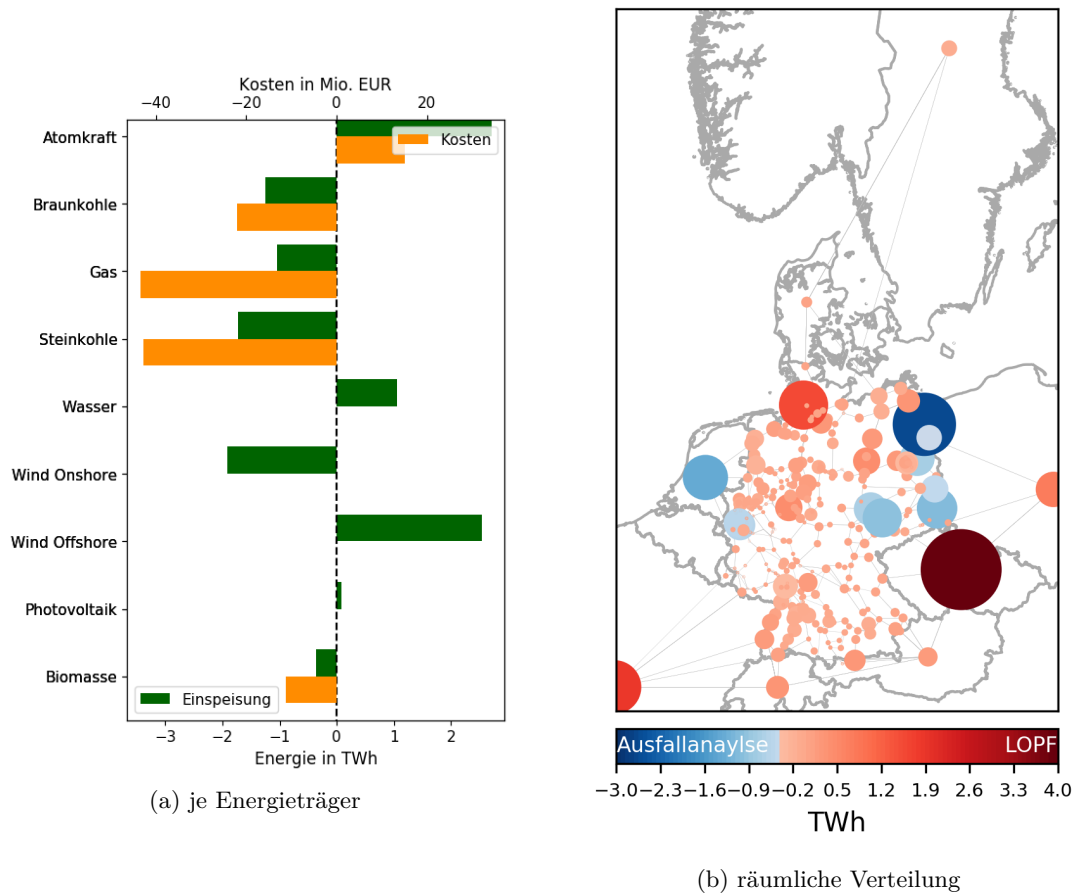


Abbildung 4.1: Szenario A: Energieerzeugung im LOPF und der Ausfallanalyse

im Bereich der EE lediglich die Einspeisung von Biomassekraftwerken von Grenzkosten behaftet ist, steigen somit die Kosten der regenerativen Energieerzeugung. Bei den konventionellen Kraftwerken kommt es unter Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums zu höheren Einspeisungen von Braun- und Steinkohle- sowie Gaskraftwerken. Der Einsatz von Atomkraftwerken sinkt hingegen ab. Diese Verschiebung führt zu höheren Kosten der Energieversorgung, da Kohle- und Gaskraftwerke deutlich höhere Grenzkosten als Atomkraftwerke aufweisen. Die Veränderungen der Energieerzeugung und den damit verbundenen Grenzkosten ist in Abbildung 4.1a visualisiert, auch hier werden die Kostensteigerungen deutlich. Im Verhältnis zu den gesamten Einspeisungen je Energieträger sind dieser Veränderungen jedoch nur gering. Der Einsatz der Gaskraftwerke steigt mit 1,28% noch am stärksten an, bei den anderen Kraftwerksarten liegen die relativen Veränderungen deutlich unter 1%. Aufgrund der geringen relativen Abweichungen verändert sich der Anteil EE auch nur geringfügig, in den Ausfallanalysen ist dieser etwa 0,1 Prozentpunkte geringer.

An welchen Netzknoten es zu Abweichungen der Energieerzeugung kommt ist in Abbildung 4.1b dargestellt. Hier fällt auf, dass die Erzeugung in Frankreich, Tschechien

und Polen in der (n-1)-Analyse geringer ist. Dies ist im Wesentlichen auf geringere Einspeisungen der dort installierten Atomkraftwerke zurückzuführen. In den Niederlanden ist die Energieerzeugung in der Ausfallanalyse hingegen höher, da dort vermehrt On- und Offshore-Windenergieanlagen einspeisen. Die Abweichungen in den anderen Ländern sind deutlich geringer. In Deutschland ist in der (n-1)-Analyse eine Verlagerung der Energieerzeugung in den Osten des Landes zu sehen, an den meisten Knoten im Westen ist die Einspeisung geringer. Verursacht wird dies vor allem von der Einspeisung der Windenergieanlagen. Die Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee speisen in der (n-1)-Analyse weniger ein als im LOPF. Auch der Einsatz der Windenergieanlagen an Land ist fast überall in Deutschland in der (n-1)-Analyse deutlich geringer, mit Ausnahme von Anlagen im Nord-Osten Deutschlands die hier höhere Auslastungen erreichen. Zudem steigt in der (n-1)-Analyse der Einsatz der Braunkohlekraftwerke, die vermehrt im Osten des Landes verortet sind. Doch auch in Nordrhein-Westfalen führt ein Braunkohlekraftwerk zu höheren Einspeisungen in der Ausfallanalyse.

Sowohl im LOPF als auch in der anschließenden (n-1)-Ausfallanalyse ist Deutschland in Jahressumme Energieimporteur. In beiden Optimierungsrechnungen werden bilanziell fast 20 % des Bedarfs elektrischer Energie in Deutschland in den angrenzenden Ländern erzeugt. Ein Großteil der **Energieimporte** stammt aus Frankreich, Dänemark und der Schweiz. Auch Tschechien, Schweden und Österreich exportieren über das Jahr summiert mehr Energie nach Deutschland als sie importieren. Die Niederlande importieren hingegen deutlich mehr Energie aus Deutschland als sie exportieren, auch Luxemburg und Polen importieren bilanziell Energie aus Deutschland. Dabei ist zu berücksichtigen, dass durch die Verbindungen zwischen den einzelnen Ländern Loop-Flows möglich sind, die zwar hier in die Energiebilanz eingehen aber nicht von Erzeugung und Verbrauch getrieben sind.

Die genannten Energieimporteure- und -exporteure bleiben dies auch in der anschließenden (n-1)-Ausfallanalyse. Die Energiemengen nehmen im Vergleich zum LOPF jedoch zu beiden Richtungen tendenziell ab. Dies führt dazu, dass Deutschland in der Ausfallanalyse etwa 6 % weniger Energie importiert, ausgelöst wird dies vor allem von geringeren Importen aus Schweden, Tschechien und der Schweiz sowie höheren Exporten in das polnische Stromnetz.

Neben der Energieerzeugung verändern sich auch die **Lastflüsse** in der (n-1)-Analyse. Dies ist zum einen notwendig, wenn die (n-1)-Sicherheit im Ergebnis des LOPF nicht gegeben ist da die zusätzlichen (n-1)-Nebenbedingungen direkt die Lastflüsse begrenzen. Zum anderen können dabei, im Gegensatz zum LOPF, die einzelnen Leitungen mit der vollen optimierten Übertragungskapazität belastet werden. Eine Belastung über den 70 %-Grenzwert des LOPF hinaus liegt in etwa 35 % der relativen Auslastungen der Leitungen vor. In der Betrachtung der maximalen Auslastungen der Leitungen, dargestellt in Abbildung 4.2, zeigt sich deutlich, dass einzelne Leitungen in der (n-1)-

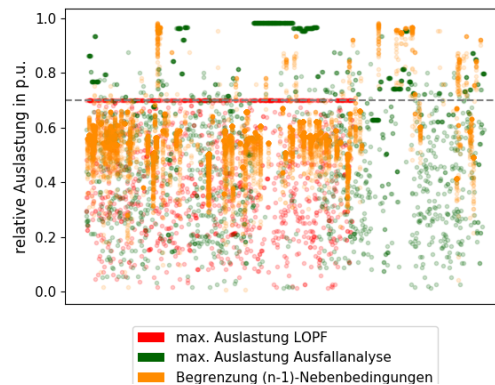


Abbildung 4.2: Szenario A: Leitungsauslastungen im LOPF und der Ausfallanalyse

Analyse bis zu über 70 % belastet werden während andere nur bis zu etwa 50 % ausgelastet werden. Die Abbildung zeigt die Auslastungen und Begrenzungen jeder einzelnen Leitung, die x-Achse zeigt den Index der Leitungen. Die Aufteilung der ausgebauten Leitungen in einzelne Systeme betrifft nur die Ausfallanalyse und nicht den vorangegangenen LOPF, deswegen unterscheidet sich die Anzahl der roten Punkte von denen der anderen. Die maximale Auslastung kann jedoch auch ausschließlich auf Grundlage der Verbrauch- und Einspeisesituationen und nicht von dem (n-1)-Kriterium begrenzt sein. Aus diesem Grund sind in Abbildung 4.2 zusätzlich die Begrenzungen der (n-1)-Nebenbedingungen aufgetragen. Daraus geht hervor, dass diese teilweise auslösend für die Leitungsspezifisch variierenden maximalen Auslastungen sind.

4.1.2 Vergleich mit dem SCLOPF

Die jährlichen **Gesamtsystemkosten** des SCLOPF sind 3,32 % geringer als die des LOPF und 4,67 % geringer als die der nachträglichen (n-1)-Analyse im Anschluss an den LOPF. Sowohl die Investitionen in den Ausbau der Übertragungskapazitäten als auch die Kosten für die Energieerzeugung sind im SCLOPF niedriger.

Im Vergleich zu dem LOPF ist im SCLOPF der Anteil EE an der **Energieerzeugung** höher und steigt im gesamten System auf 62,43 % an. Verursacht wird dieser Anstieg vor allem von steigenden Einspeisungen der Windenergieanlagen an Land. Auch Wasserkraftwerke, Photovoltaikanlagen und Offshore-Windenergieanlagen tragen einen größeren Anteil zu Energieerzeugung bei, jedoch dieser ist allerdings geringer als bei den Offshore-Anlagen. Die Biomasseeinspeisung geht im SCLOPF hingegen zurück, dies führt zu geringeren Kosten der regenerativen Energieerzeugung. Im Bereich der konventionellen Energieerzeugungsanlagen ist vor allem die Einspeisung von Braunkohlekraftwerken im SCLOPF geringer. Die Einspeisung von Atomkraftwerken steigt hingegen an. Da mit diesem Energieträger deutlich kostengünstiger Energie bereitge-

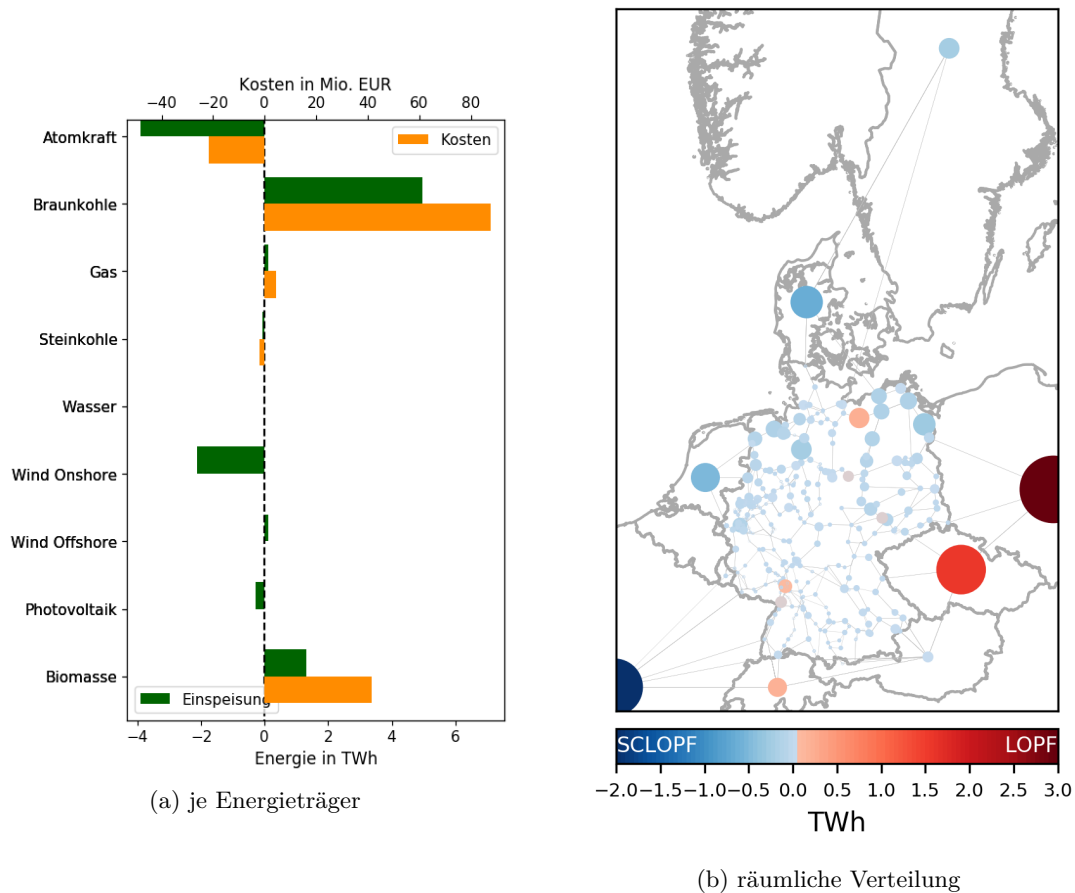


Abbildung 4.3: Szenario A: Energieerzeugung im LOPF und SCLOPF

stellt werden kann als mit Kohle führt dies zu geringeren Kosten der konventionellen Energieerzeugung. Die Abweichungen in der Energieerzeugung und die damit einhergehenden Kostenänderungen sind in Abbildung 4.3a dargestellt.

Die Verteilung der Abweichungen der Energieerzeugung, dargestellt in Abbildung 4.3b, zeigt eine höhere Energieerzeugung im LOPF in Polen und Tschechien. Im SCLOPF sind hier vor allem die Einsätze der Braunkohlekraftwerke geringer. In Frankreich wird hingegen im SCLOPF mehr Energie erzeugt als im LOPF, da die dort installierten Atomkraftwerke vermehrt einspeisen. Auch in den Niederlanden, Dänemark und Schweden wird mit vermehrten Biomasse- und Windenergieeinspeisungen im SCLOPF mehr Energie erzeugt. Die Energieerzeugung in Deutschland ist im SCLOPF insgesamt höher als im LOPF. In den nördlichen Regionen mit hohen installierten Windenergieleistungen ist die Differenz höher als im Rest des Landes. An vereinzelten Netzknoten in Deutschland ist jedoch die Erzeugung im LOPF höher. Ursache dessen ist in der Nähe der Grenze zu Frankreich der höhere Einsatz eines Steinkohlekraftwerks, in Norddeutschland kommt es an einem Netzknoten zu Verlagerungen der Windenergieeinspeisungen auf andere Netzknoten.

Auch im SCLOPF importiert Deutschland bilanziell über das berechnete Jahr Energie aus den angrenzenden Ländern. Mit 97,87 TWh liegt die Summe der **Energieimporte** unter dem Wert im LOPF. Vergleichbar zum LOPF wird stammt auch hier ein Großteil der Energieimporte aus Frankreich, Dänemark und der Schweiz während vor allem in die Niederlande mehr Energie aus Deutschland exportiert wird. Abweichend zum LOPF wird im SCLOPF kaum noch Energie aus Schweden importiert, die Energiebilanz zu Deutschland ist in etwa ausgeglichen. Aus Dänemark wird hingegen mehr Energie importiert, die Differenz entspricht in etwa den Importen aus Schweden im LOPF. Im Vergleich zu der (n-1)-sicheren Lösung des LOPF wird im SCLOPF zudem weniger Energie aus der Schweiz, aber mehr aus Frankreich importiert. Auch hier gleichen sich die Differenzen in etwa aus. Die dennoch in Summe höheren Importe im Vergleich zum LOPF mit anschließender Ausfallanalyse ergibt sich im wesentlichen aus geringeren Energieexporten nach Polen und höheren -importen aus Tschechien. Die Transitflüsse zwischen Deutschland und den elektrisch verbundenen Nachbarländern sind in Abbildung 4.4 dargestellt. Die geringere Energieerzeugung in Polen führt demnach auch zu geringeren Exporten nach Tschechien. Dennoch steigen die Energieexporte aus Tschechien nach Deutschland, was durch höhere Importe aus Österreich möglich ist. Die Schweiz exportiert im SCLOPF fast doppelt so viel Energie nach Österreich wie im LOPF. Die im SCLOPF höhere Energieerzeugung in Frankreich wirkt sich auf die Energieexporte nach Deutschland aus, die Exporte in die Schweiz sind hingegen geringer. Der Energieaustausch zwischen Dänemark und Schweden ist im SCLOPF deutlich höher, nach Dänemark werden etwa 50 % mehr Energie exportiert.

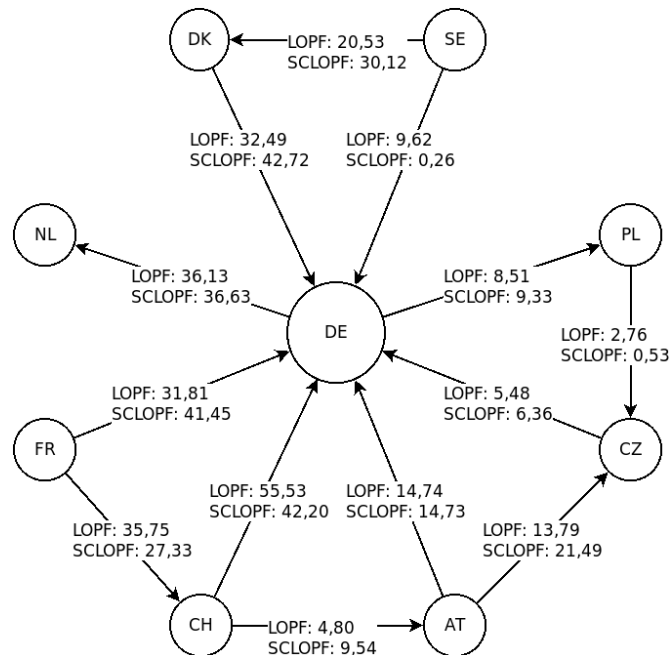


Abbildung 4.4: Szenario A: Transitflüsse in TWh

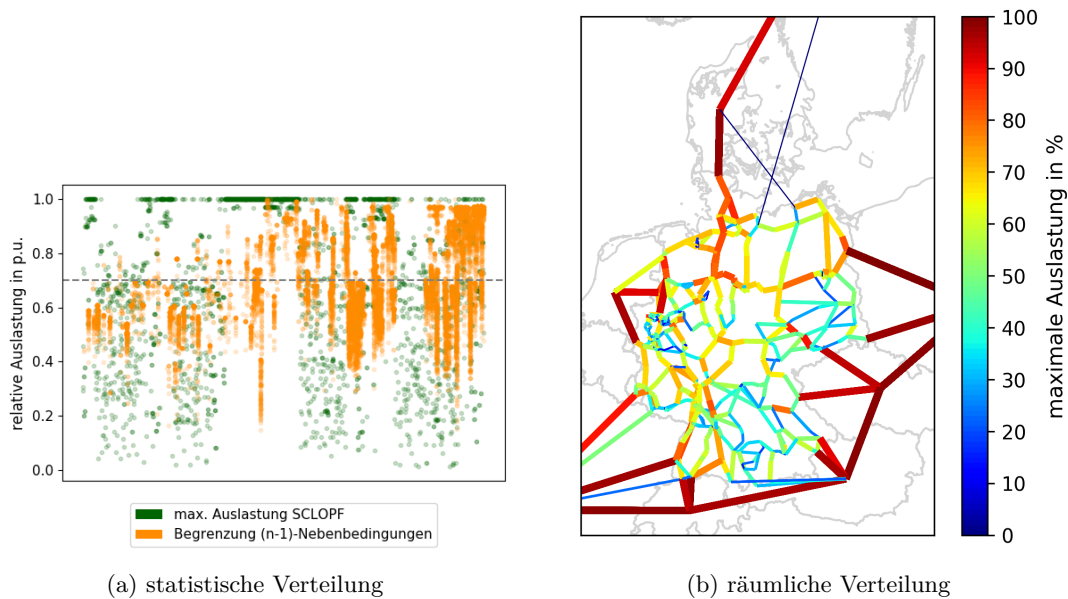


Abbildung 4.5: Szenario A: Leitungsauslastungen im SCLOPF

Im SCLOPF können im Gegensatz zum LOPF mit der anschließenden Ausfallanalyse die Leitungen bereits bei der Optimierung der Übertragungskapazitäten über 70 % hinaus ausgelastet werden. Auslastungen über diesem Wert treten bei etwa jeder zweiten Leitung mindestens einmal im Jahr auf. Die maximal auftretende relative Auslastung der einzelnen Leitungen ist demnach im Mittel höher als im LOPF und der darauf folgenden Analyse, da deutlich mehr Leitungen höhere Auslastungen erreichen. Eine statistische Verteilung der maximalen Auslastung einer einzelnen Leitung im SCLOPF ist Abbildung 4.5a dargestellt, im Vergleich zu denen im LOPF (Abbildung 4.2) wird auch hier die vermehrt höhere Auslastung der Leitungen deutlich.

Dennoch erreichen einzelne Leitungen auch im Maximum keine Auslastungen über 10 % der möglichen Kapazität. Bei der Betrachtung der Leitungsbegrenzungen aufgrund der (n-1)-Nebenbedingungen fällt auf, dass dies in den meisten Fällen nicht auf diese zurück zu führen ist, vermutlich erfordern die Verbrauchs- und Erzeugungssituationen keine höheren Auslastungen der entsprechenden Leitungen. Dennoch erfolgen im SCLOPF auch vereinzelt Begrenzungen der Leitungsauslastungen auf 15 % der Kapazität zur Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit. Im Maximum werden die Auslastungen auf 100 % der Übertragungskapazität begrenzt. Im Mittel liegt die Begrenzung der Leitungsauslastungen zur Erfüllung des (n-1)-Kriteriums bei 70,24 % der Übertragungskapazität. Die räumliche Verteilung der maximalen Leitungsauslastungen im SCLOPF in Abbildung 4.5b zeigt, dass insbesondere die grenzüberschreitenden Leitungen Auslastungen von bis zu 100 % erreichen. Innerdeutsche Leitungen erreichen im SCLOPF nur vereinzelt Auslastungen von mehr als 70 %. Des Weiteren fällt auf, dass Leitungen im Osten Deutschlands tendenziell geringere Auslastungen erreichen. Nach Abbildung 4.5a liegt

dies vermutlich nicht an den Begrenzungen durch die (n-1)-Nebenbedingungen sondern vermutlich an der Last- und Erzeugungssituation.

Die Investitionen in den **Ausbau der Übertragungskapazitäten** sind im LOPF 14 % höher als im SCLOPF. Während über die Betriebszeit der Leitungen im LOPF Investitionen von 16,47 Mrd € liegen diese im SCLOPF bei 14,12 Mrd €. Die Abweichungen der zusätzlichen Leitungskilometer sind jedoch geringer, die zusätzlichen Übertragungskapazitäten sind sogar im SCLOPF höher. Dies scheint ambivalent zu den Investitionskosten. Bei der Betrachtung des Netzausbaus nach Übertragungstechnologie fällt auf, dass im SCLOPF im Gegensatz zum LOPF ausschließlich die Kapazitäten der AC-Leitungen erhöht werden, die DC-Kapazitäten werden nicht erhöht. Mit einer zusätzlichen Übertragungskapazität einer einzelnen Trasse von etwa 15 GW ist der maximale Ausbau einer Verbindung im LOPF deutlich größer als im SCLOPF bei dem kein Ausbau von mehr als 12 GW pro Trasse stattfindet.

Die räumliche Verteilung des Netzausbaus ist in beiden Optimierungen tendenziell ähnlich. Dies geht aus den relativen und absoluten Abweichung des Ausbaus der einzelnen Trassen, dargestellt in Abbildung 4.6, hervor.⁵ In der Darstellung ist zu beachten, dass in der relativen Abweichung auf der negativen Seite Werte $< -100\%$ entstanden, die wie eine Abweichung von -100% dargestellt sind. Wird eine Trasse im LOPF ausgebaut, findet in vielen Fällen auch ein Ausbau der selben Trasse im SCLOPF statt. Ausnahmen sind eine Trasse westlich von Hannover und Kassel sowie eine Leitung im Bereich der Grenze zur Schweiz, deren Übertragungskapazitäten nur im SCLOPF erhöht werden. In Deutschland werden zudem die östliche Verbindungsleitung zwischen dem Raum Hamburg und Hannover, kleinere Leitungsabschnitte nahe der Grenze zu den Niederlanden im Bereich Mannheim sowie eine Trasse nahe der Grenze zu der Schweiz im SCLOPF deutlich stärker ausgebaut als im LOPF. Auch eine der grenzüberschreitenden Leitungen nach Frankreich sowie die Verbindung zwischen Österreich und der Schweiz erreichen in der Optimierung des SCLOPF deutlich höhere Übertragungskapazitäten. Des Weiteren wird in der Betrachtung der absoluten Abweichungen auch der höhere Ausbau im SCLOPF einer Leitung in Schleswig-Holstein deutlich, die relative Abweichung ist allerdings gering. Die Kapazität DC-Verbindung nach Schweden wird hingegen ausschließlich im LOPF gesteigert. Auch die AC-Verbindungen zwischen Frankreich und der Schweiz, Deutschland und der Schweiz sowie Deutschland und Polen werden im LOPF stärker ausgebaut als im SCLOPF. Zudem werden auch innerdeutsche Trassen, wie die Verbindung nahe des Anschlusspunktes der Wind-Offshore-Parks bei Dörpen, die westlich zwischen Hamburg und Hannover verlaufende Leitung sowie Verbindungen Nahe den Grenzen zu Frankreich und der Schweiz im LOPF auf höhere Übertragungskapazitäten optimiert. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass aufgrund der Begrenzung der maximalen Leitungsauslastung im LOPF trotz des höheren Aus-

⁵Die absoluten Ausbauten im LOPF und SCLOPF sind im Anhang in Abbildung B.1 dargestellt.

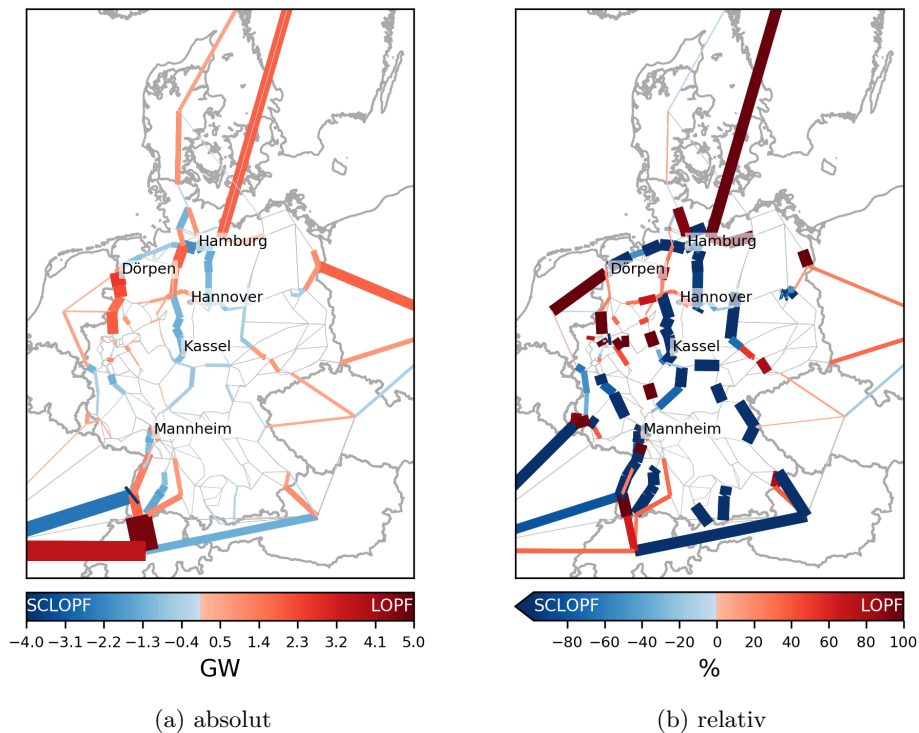


Abbildung 4.6: Szenario A: Räumliche Verteilung der Abweichungen des Netzausbaus

baus die gleiche oder sogar eine geringere Übertragungskapazität als im SCLOPF zur Verfügung steht. Dies ist beispielsweise bei den grenzüberschreitenden Leitungen nach Polen und Tschechien der Fall.

Die Häufigkeitsverteilung der Abweichungen des Netzausbaus je Trasse zeigt, dass die überwiegende Anzahl der Trassenabschnitte im LOPF und SCLOPF sehr ähnlich ausgebaut werden. Aus diesem Grund wurde für die Darstellung der absoluten und relativen Abweichungen in Abbildung 4.7 eine logarithmische Skala gewählt. Aus den Häufigkeitsverteilungen geht hervor, dass eine Trasse tendenziell im SCLOPF auf höhere Übertragungskapazitäten ausgebaut wird. Dies wird vor allem in der relativen Darstellung deutlich, auch hier wurden negative relative Abweichungen $< -100\%$ der Säule der -100% zugeordnet. Im Mittel wird eine Trasse im SCLOPF auf eine etwa 18 MW höhere Übertragungskapazität ausgebaut als im LOPF.

In Deutschland ist der Ausbau der Übertragungskapazitäten im SCLOPF jedoch merklich höher als im LOPF. Gegenteilig zum Verbundsystem sind hier auch die Investitionen in den Ausbau der Leitungen 2,5 % höher als im LOPF. Die Steigerungen der Übertragungskapazitäten sind im SCLOPF mehr als 10 % höher. Die grenzüberschreitenden Leitungen werden hingegen vermehrt im LOPF stärker ausgebaut.

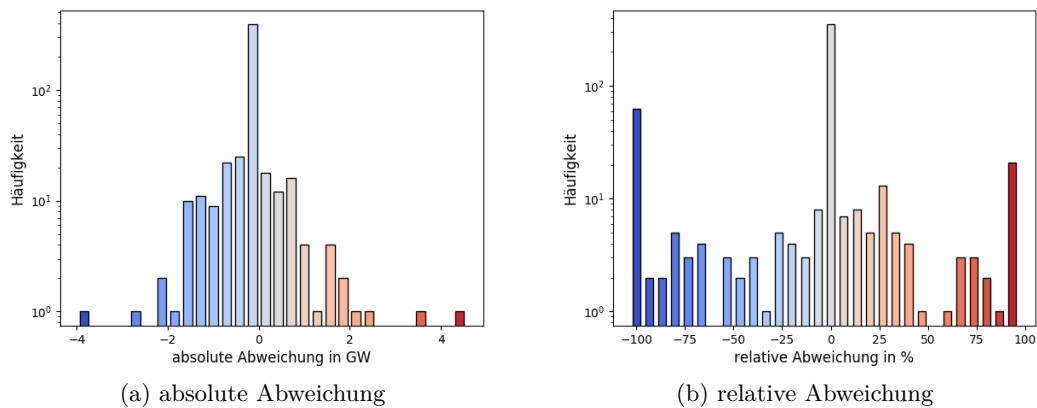


Abbildung 4.7: Szenario A: Häufigkeitsverteilung der Abweichungen des Netzausbaus

4.2 Szenario B: Netzausbau nach dem Netzentwicklungsplan

In diesem Szenario können nicht nur die Übertragungskapazitäten der bestehenden Leitungen erhöht, sondern auch die im NEP 2015 im Szenario *2035 B2* geplanten neuen Trassen hinzugefügt werden. Die wesentlichen Kennzahlen der Ergebnisse sind in Tabelle 4.4 gegenübergestellt und werden im Folgenden erläutert.

	Einheit	LOPF	Ausfallanalyse	SCLOPF
Systemkosten	Mrd. / € a	7,43	7,58	7,18
Netzausbaukosten	Mrd. €	21,52		19,18
<i>davon in Deutschland</i>	Mrd. €	5,60		5,88
Netzausbau	TW km	29,00		31,51
<i>davon in Deutschland</i>	TW km	11,40		11,50
Anteil EE	%	68,41	68,11	68,47
Energieimporte	TWh	111,06	105,71	105,21

Tabelle 4.4: Ergebnisse des Szenario B

Anmerkung: LOPF-Ausfallanalyse mit Einschränkungen

Die Prüfung der Ergebnisse des LOPF auf die (n-1)-Ausfallsicherheit zeigte, dass der mit dem vereinfachten Ansatz bestimmte Netzausbau nicht vollständig (n-1)-sicher ist. Bereits in der ersten Iteration der nachträglichen (n-1)-Analyse mit Hilfe von SCLOPF sind (n-1)-Nebenbedingungen enthalten die nicht eingehalten werden können. In der Nähe von Münster kann beispielsweise die Überlastung im Ausfall einer parallel verlaufenden Leitung nicht verhindert werden. Ausfallende und verbleibende überlastete Leitung gehören der selben Spannungsebene an und sind Teil des Bestandsnetzes. Beide werden um die selbe Übertragungskapazität erhöht. Eine parallel verlaufende im NEP neu entstehende Leitung erhält keine Übertragungskapazität. Im Bereich um

Siegen tritt ein ähnlicher Fall ein, hier kann im Ausfall einer 220 kV-Leitung die Überlastung des zweiten Systems der selben Trasse und Spannungsebene nicht verhindert werden. Auch hier planen die ÜNB eine parallel verlaufende 380 kV-Leitung, die jedoch nicht ausgebaut wird. Südlich von Stuttgart kann die Überlastung einer im NEP neu geplanten Leitung, die im LOPF nur eine geringe Übertragungskapazität erhält, im Ausfall einer verbundenen 380 kV-Leitung des Bestandsnetzes nicht verhindert werden. Die Verortung der im (n-1)-Ausfall überlasteten Leitungen und die jeweils ausfallenden Leitungen sind in Abbildung 4.8 rot hervorgehoben.

Infolgedessen wurden diese spezifischen Kombinationen aus ausfallender Leitung und verbleibender Leitung in der (n-1)-Analyse vernachlässigt. Zudem wurde die maximal erlaubte Überlastung einer Leitung im (n-1)-Fall einer anderen Leitung auf 10% der Übertragungsleistung erhöht um weitere Unlösbarkeiten zu vermeiden. Mit diesen Anpassungen war eine Lösung der nachträglichen (n-1)-Analyse möglich. Diese beinhalten jedoch die genannten Einschränkungen im Hinblick auf das (n-1)-Kriterium.

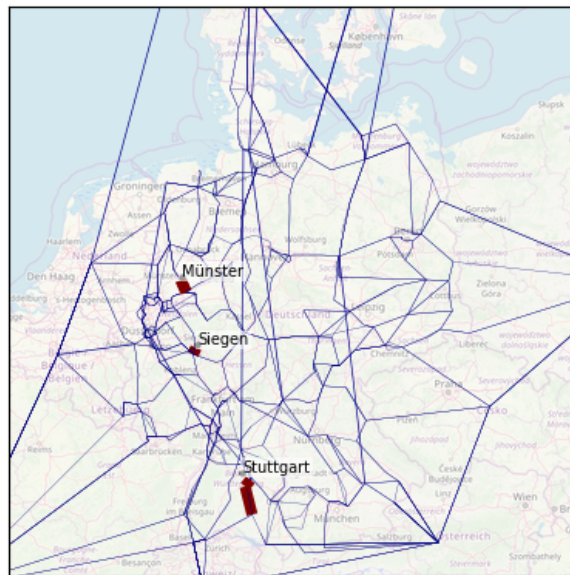


Abbildung 4.8: Szenario B: Verortung der nicht-lösbaren Überlastung im (n-1)-Ausfall

4.2.1 LOPF mit anschließender (n-1)-Analyse

Die **jährlichen Gesamtsystemkosten** steigen in der nachträglichen (n-1)-Analyse von 7,43 Mrd € auf 7,58 Mrd € an. Dieser Anstieg um etwa 2% ist allein auf gesteigerte Kosten für die Energieerzeugung zurückzuführen. Die Kosten für die regenerative

Energieerzeugung steigen, da die Einspeisung der Biomassekraftwerke in der nachträglichen (n-1)-Analyse etwa 1 TWh höher ist als im LOPF, was zu mehr als 43 Mio € höheren Systemkosten führt. Im Gegensatz dazu geht der Anteil der Erzeugung von Wasserkraft-, Windkraft- und Photovoltaikanlagen in der (n-1)-Analyse zurück. Da diese Energieträger keine Grenzkosten haben führt dies jedoch nicht zu Änderungen der Systemkosten. Auch die jährlichen Kosten für die konventionelle Energieerzeugung ist in der nachträglichen (n-1)-Analyse höher. Im Vergleich zu dem LOPF speisen Kraftwerke aller konventionellen Energieträger in Summe in der (n-1)-Analyse mehr Energie ein. Aufgrund der hohen Grenzkosten führen insbesondere die vermehrten Einsätze von Gaskraftwerken zu einer Steigerung der Systemkosten um etwa 45 Mio €. Die Abweichungen der Energieeinspeisungen und damit verbundenen Grenzkosten sind in Abbildung 4.9a dargestellt. Im Verhältnis zu der gesamten Energieeinspeisung sind diese Abweichungen jedoch in den meisten Fällen gering, mit Ausnahme der Biomasse- und Gaskraftwerke, deren Einspeisung in der (n-1)-Analyse 6,6 % und 44,7 % höher sind als im LOPF. Der Anteil EE an der Energieerzeugung ist in der nachträglichen (n-1)-Analyse geringer als im LOPF. Dies geht auch aus Abbildung 4.9a hervor, da bei nahezu allen regenerativen Energieträgern die Einspeisung im LOPF höher und bei den konventionellen Kraftwerken geringer ist.

Die Unterschiede von LOPF und (n-1)-Analyse in der Energieerzeugung verteilen sich nach Abbildung 4.9b auf die einzelnen Netzknoten. In Deutschland wird insgesamt in der Ausfallanalyse mehr Energie erzeugt. Ein Anstieg der Energieerzeugung ist vor allem in Nordosten sichtbar, hier speisen vermehrt Windenergieanlagen an Land und in der Ostsee ein. Auch im Rest des Landes kommt es in der Ausfallanalysen zu höheren Einspeisungen, die im Wesentlichen auf Biomasseanlagen zurückzuführen sind. An einzelnen Knoten in Deutschland ist die Einspeisung jedoch im LOPF höher. So kommt es im Nordwesten Deutschland hier in der (n-1)-Analyse zu geringeren Einspeisungen der On- und Offshore Windenergieanlagen. Des Weiteren wird ein Braunkohlekraftwerk an der Grenze zu Frankreich im LOPF deutlich stärker eingesetzt. In Frankreich ist die Energieerzeugung in der Ausfallanalyse höher, da die dort installierten Atomkraftwerke höhere Volllaststunden erreichen. In den anderen Ländern ist die Erzeugung zumeist im LOPF höher. Besonders auffällig ist diese Abweichung in Norwegen und Schweden. Ursache dessen sind höhere Einsätze der Wasser- und Windkraftanlagen, in Schweden speisen zudem vermehrt Atomkraftwerke ein.

Über das gesamte Jahr aufsummiert **importiert** Deutschland im LOPF 111 TWh mehr Energie als exportiert wird, was in etwa 20 % des elektrischen Energieverbrauchs in Deutschland entspricht. Auch in der anschließenden (n-1)-Analyse bleibt Deutschland Netto-Importeur von Energie der angrenzenden Länder. Die Menge der Energieimporte geht jedoch leicht zurück und liegt bei etwa 106 TWh. In beiden Optimierungen stammt ein großer Teil der Energieimporte aus Norwegen, und auch aus der Schweiz, Dänemark, Österreich, Frankreich und Tschechien wird mehr Energie importiert als ex-

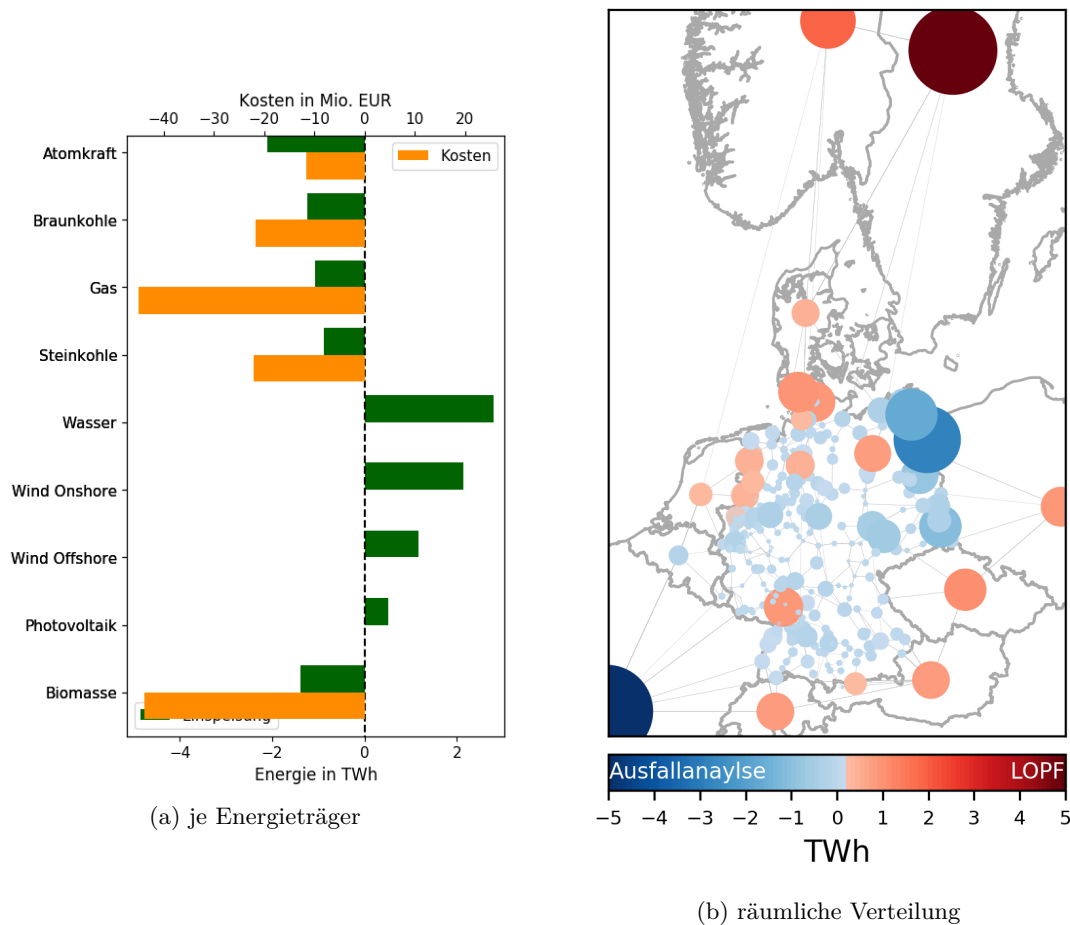


Abbildung 4.9: Szenario B: Abweichung der Energieerzeugung im LOPF und der Ausfallanalyse

portiert. Nach Polen, Luxemburg und in die Niederlande wird hingegen mehr Energie exportiert als importiert. Die Unterschiede in den Energiemengen sind meist gering, auffällig sind jedoch geringere Importe aus Schweden in der (n-1)-Analyse.

Die **Auslastungen der AC-Leitungen** sind in der (n-1)-Analyse im Mittel höher, da auch Auslastungen über 70 % möglich sind, die mittlere Auslastung einer Leitung steigt von etwas unter 20 % auf etwa 28 %. Etwa 40 % der Leitungen sind in der Ausfallanalyse mindestens eine Stunde über 70 % der Übertragungskapazität hinaus ausgelastet. Einzelne Leitungen werden jedoch in beiden Optimierungen nur mit einem geringen Anteil ihrer Kapazität eingesetzt. Auch die mittlere Auslastung der DC-Leitungen ist in der nachträglichen (n-1)-Analyse höher. Hier wird eine Leitung mit im Mittel über 73 % der Übertragungskapazität ausgelastet, während dieser Wert im LOPF fast 20 Prozentpunkte geringer ist. Im Besonderen die Auslastung der geplanten innerdeutschen DC-Leitungen ist in der Ausfallanalyse höher.

4.2.2 Vergleich mit dem SCLOPF

Bei der Bestimmung des Netzausbaubedarfs unter Berücksichtigung der (n-1)-Nebenbedingungen im SCLOPF sind die entstehenden **jährlichen Systemkosten** geringer als im LOPF sowie der anschließenden (n-1)-Analyse. So können im SCLOPF zum einen die Lasten mit dem Einsatz von Erzeugungsanlagen mit geringeren Grenzkosten gedeckt werden, zum anderen sind auch die Investitionen in der Ausbau der Übertragungskapazitäten niedriger.

Sowohl bei der konventionellen als auch bei der regenerativen **Energieerzeugung** entstehen im SCLOPF geringere Kosten als im LOPF. Im Bereich der EE steigt im SCLOPF der Einsatz von Windkraft- und Photovoltaikanlagen gegenüber dem LOPF an. Die Einspeisung der Offshore-Windenergieanlagen steigt dabei am stärksten an. Diese Anlagen speisen fast 5 TWh mehr ein als im LOPF, etwa die Hälfte dieser Energie ist auf Kraftwerke der deutschen Wind-Offshore-Parks zurückzuführen. Die Einspeisung von Biomasse- und Wasserkraftwerken ist hingegen im Verbundsystem geringer als im LOPF. Da Kosten für erneuerbare Energieerzeugung ausschließlich durch die Einspeisung von Biomassekraftwerken entstehen, führt dies zu sinkenden Systemkosten. Von Seiten der konventionellen Energieerzeugung ist im Verbundsystem im SCLOPF die Einspeisung von Steinkohle- und Atomkraftwerken höher als im LOPF. In diesem ist hingegen die Einspeisung von Gas- und Braunkohlekraftwerken höher. Da die entstehenden Kosten bei der Energiegewinnung mit Hilfe von Kernenergie deutlich geringer sind als die Verwendung von Kohle oder Gas führt dies zu geringeren Kosten der konventionellen Energieerzeugung im SCLOPF. Zudem ist die Energiegewinnung mit Gas deutlich teurer als die anderer Energieträger, auch dies führt zu geringeren Gesamtsystemkosten des SCLOPF. Im deutschen Energiesystem ist im SCLOPF bei den konventionellen Kraftwerken ein deutlicher Anstieg der Braunkohlekraftwerke sichtbar, bei den anderen konventionellen Energieträgern kommt es nur zu geringen Veränderungen. Der Anteil EE ist im Verbundsystem im SCLOPF geringfügig höher als im LOPF, Grund dafür sind vor allem vermehrte Einspeisungen der Offshore-Windenergieanlagen. In Deutschland ist der Anteil EE jedoch im SCLOPF geringer als im LOPF, da die steigende Energieerzeugung mit Braunkohle höher ist als der Anstieg der Windenergieeinspeisung.

Die Verortung der Abweichungen in der Energieerzeugung in Abbildung 4.10b zeigt, dass im LOPF in den angrenzenden Ländern Norwegen, Schweden, Polen und Tschechien mehr erzeugt wird als im SCLOPF. In Polen und Tschechien liegt dies vor allem an gesteigerten Einsätzen der Braunkohlekraftwerke während in Norwegen und Schweden Wasserkraftwerke vermehrt einspeisen. An den Netzknoten in Dänemark und Frankreich ist hingegen die Einspeisung im SCLOPF höher, in Dänemark steigt die Einspeisung der Windenergieanlagen während in Frankreich vor allem der Einsatz der Kernkraftwerke zunimmt. An den innerdeutschen Netzknoten ist die Einspeisung im

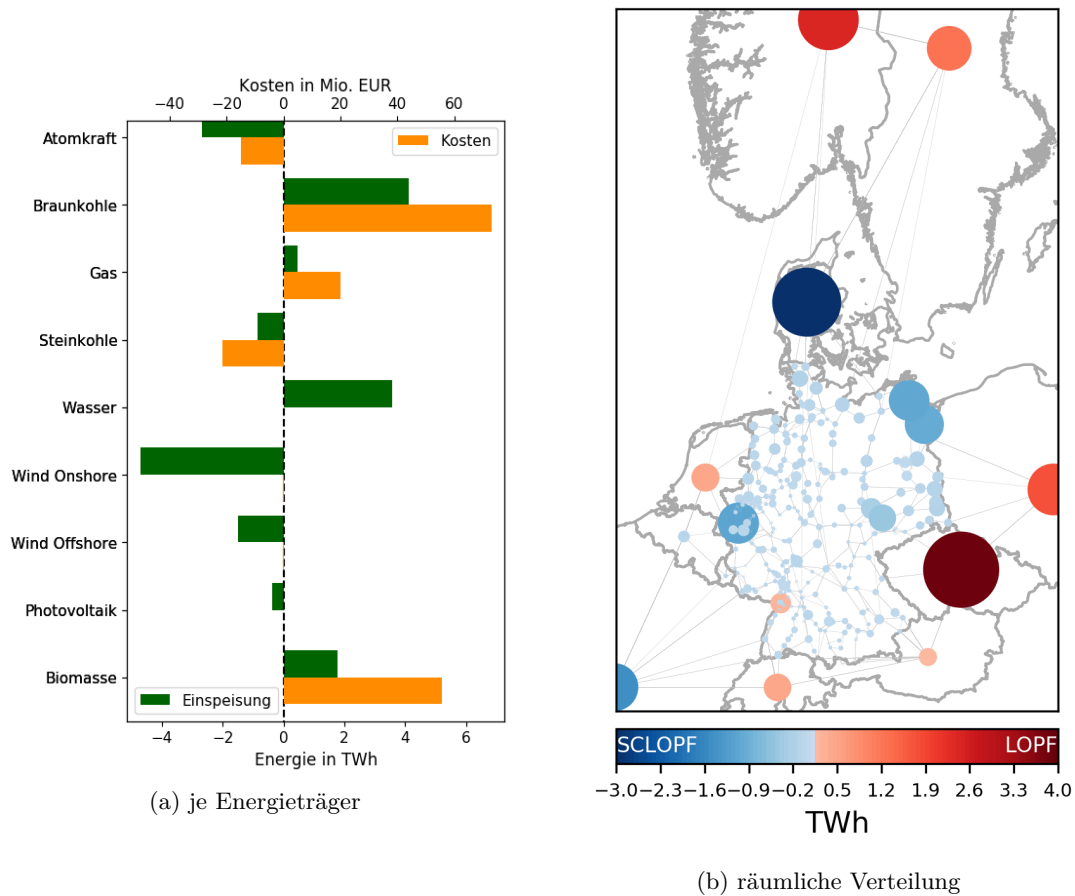


Abbildung 4.10: Szenario B: Abweichung der Energieerzeugung im LOPF und SCLOPF

SCLOPF in nahezu allen Fällen höher als im LOPF. Dabei treten einige Punkte besonders hervor. So wird an einem Knoten in der Nähe zu Düsseldorf im SCLOPF etwa 1 TWh mehr Energie eingespeist als im LOPF, dies ist auf ein Braunkohlekraftwerk zurückzuführen. Auch an der Ostseeküste an der Grenze zu Polen wird an zwei nah beieinander liegenden Netzknoten im SCLOPF deutlich mehr Energie eingespeist. Diese wird von Windenergieanlagen an Land und den Offshore-Windparks in der Ostsee erzeugt.

In Jahressumme importiert Deutschland im LOPF und SCLOPF mehr Energie aus anderen Ländern als exportiert wird. Die Höhe der **Energieimporte** ist im LOPF mit etwa 111 TWh höher als im SCLOPF, bei dem in Jahressumme etwa 105 TWh importiert werden. Sowohl im LOPF als auch im SCLOPF wird aus Norwegen, Schweden, Dänemark, Frankreich, Österreich, Tschechien und der Schweiz mehr Energie importiert als exportiert während nach Polen, den Niederlanden und Luxemburg mehr Energie exportiert wird. Die Energiebilanz zwischen Deutschland und Belgien ist in beiden Optimierungen nahezu ausgeglichen. Die Transitflüsse zwischen den Ländern sind über

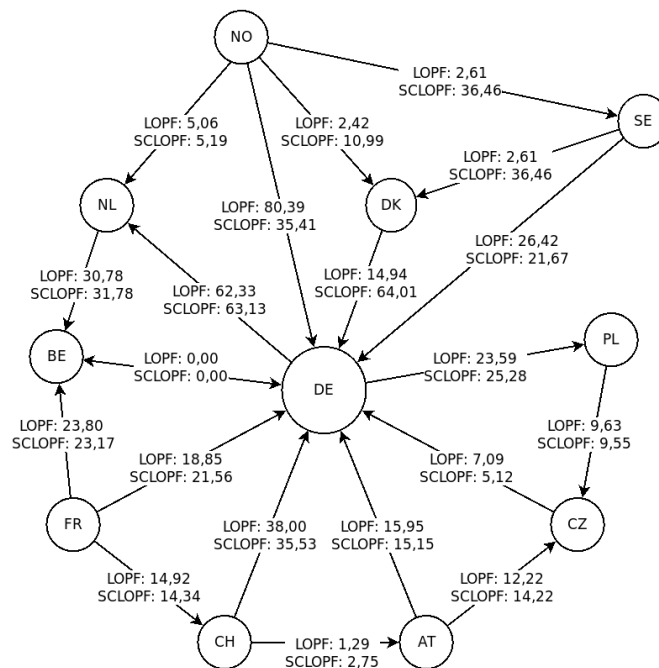


Abbildung 4.11: Szenario B: Transitflüsse in TWh

das Jahr summiert in Abbildung 4.11 dargestellt.

Mit der Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit im SCLOPF sinken die Energieimporte aus Norwegen deutlich, die aus Dänemark steigen hingegen an. In Summe sind die Importe aus den skandinavischen Ländern in beiden Optimierungsrechnungen in etwa gleich. Die stark gestiegenen Energieexporte aus Dänemark sind zum einen möglich, da die Energieerzeugung größer ist. Zum anderen importiert Dänemark im SCLOPF deutlich mehr Energie aus Schweden und Norwegen. Diese zusätzliche Energie importiert Schweden wiederum aus Norwegen. Die Energieerzeugung in Norwegen ist im SCLOPF nur geringfügig geringer als im LOPF. Die Energie, die im LOPF direkt von Norwegen nach Deutschland exportiert wird gelangt im SCLOPF im Wesentlichen auch nach Deutschland, allerdings mit Umwegen über Dänemark und Schweden. Die Exporte von Norwegen in die Niederlande bleiben in etwa gleich. Auch die Energieflüsse zwischen den Niederlanden, Belgien und Deutschland gleich im SCLOPF in etwa denen des LOPF. Die Importe Deutschlands aus Frankreich sind im SCLOPF aufgrund der höheren Energieerzeugung gestiegen. Nach Deutschland exportiert die Schweiz im SCLOPF weniger Energie, die Exporte nach Österreich sind dafür höher. Auch die Exporte aus Österreich nach Tschechien nehmen zu, hier wird zudem weniger Energie nach Deutschland exportiert während die Importe aus Polen in etwa konstant bleiben. So kann ausgeglichen werden, dass die Erzeugung im LOPF in Tschechien höher ist als im SCLOPF. Des Weiteren exportiert Deutschland im SCLOPF mehr Energie nach Polen, wo die Energieerzeugung geringer ist.

Die **Leitungsauslastungen** sind im SCLOPF tendenziell höher als im LOPF und der anschließenden (n-1)-Analyse. Die mittlere Auslastung einer AC-Leitung liegt hier bei etwa 37% und somit 17 Prozentpunkte höher als im LOPF und 9 Prozentpunkte über der in der Ausfallanalyse des LOPF. Fast 55% der Leitungen werden im SCLOPF mindestens eine Stunde mit mehr als 70% der Übertragungskapazität ausgelastet. Die maximalen Auslastungen einer Leitung sind in Abbildung 4.12a in grün dargestellt. Die Ursache geringer maximaler Auslastungen können nicht nur die (n-1)-Nebenbedingungen sondern auch ungünstige Last- und Erzeugungssituationen sein. Deswegen ist in dieser Abbildung zudem die Begrenzung der Leitungsauslastungen aufgrund der (n-1)-Nebenbedingungen in orange dargestellt. Daraus geht hervor, dass einzelne Leitungen zu bestimmten Zeitpunkten aufgrund der Ausfallsicherheit nur geringe Auslastungen erreichen dürfen, der Großteil der geringen Auslastungen jedoch unabhängig von den (n-1)-Nebenbedingungen ist. Im Mittel führen die (n-1)-Nebenbedingungen zu einer Begrenzung der Leitungsauslastungen auf 71% der Übertragungskapazität. Die maximale Auslastung einer Leitung im SCLOPF, dargestellt in Abbildung 4.12b ist vor allem bei den grenzüberschreitenden Leitungen hoch. Auch im Norden Deutschlands kommt es vermehrt zu Auslastungen von bis zu 100%. Im Rest des Landes treten nur vereinzelt Leitungsauslastungen über 70% auf. Nach der nebenstehenden Abbildung ist dies vermutlich häufig nicht Folge der (n-1)-Nebenbedingungen sondern der Last- und Erzeugung.

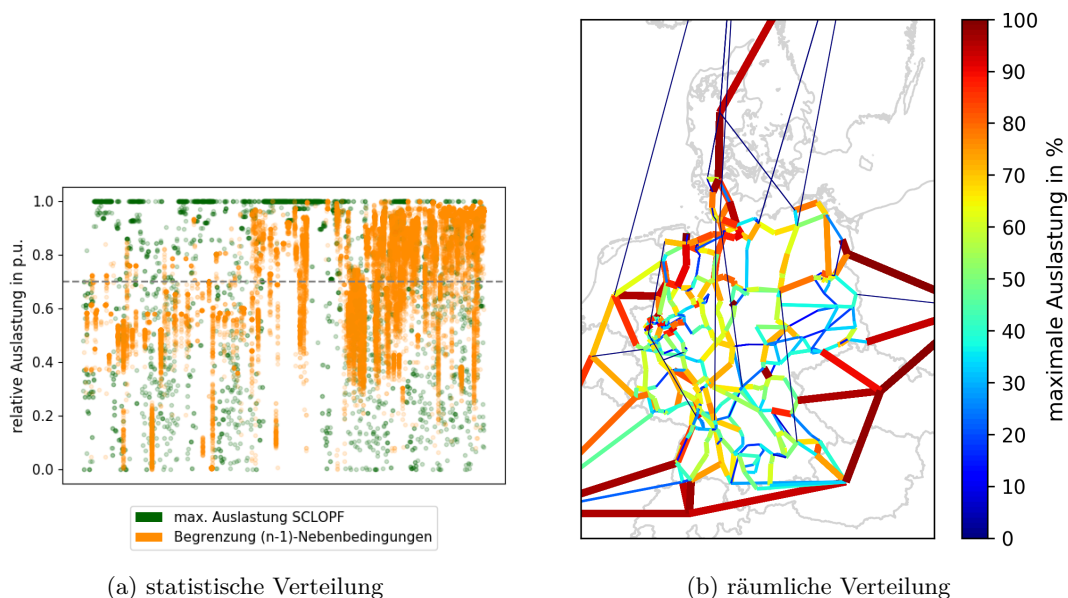


Abbildung 4.12: Szenario B: Maximale Leitungsauslastungen im SCLOPF

Die DC-Leitungen werden hingegen im SCLOPF tendenziell weniger ausgelastet als im LOPF und der nachträglichen (n-1)-Analyse. Die mittlere Auslastung der DC-Leitungen

beträgt etwa 49 %. Der Anteil der DC-Flüsse an den gesamten Lastflüssen ist zudem im SCLOPF deutlich geringer und sinkt auf etwa die Hälfte des Anteils im LOPF ab. Dies ist neben der Auslastung der DC-Leitungen auch von der optimierten Übertragungskapazität abhängig.

Die Investitionen in den **Ausbau der Übertragungskapazitäten** entsprechen im LOPF 21,52 Mrd €, im SCLOPF sind die Investitionen etwa 10 % geringer. Die Summe der zusätzlichen Übertragungskapazitäten ist jedoch im SCLOPF fast 9 % höher als im LOPF. Die Verteilung des absoluten Netzausbaus auf die verschiedenen Übertragungstechnologien zeigt, dass im LOPF anteilig deutlich mehr DC-Leitungen ausgebaut werden als im SCLOPF. Dies bezieht sich auch auf die im NEP geplanten neuen innerdeutschen DC-Leitungen.

Die im LOPF ausgebauten Trassen erhalten zumeist auch im SCLOPF erhöhte Übertragungskapazitäten. Dies geht aus der Darstellung des absoluten Ausbaus der einzelnen Trassen, dargestellt im Anhang in Abbildung B.2b hervor. Jedoch gibt es auch Abweichungen in der Auswahl der ausgebauten Trassen und der Höhe der zusätzlichen Übertragungskapazitäten. So werden einzelne Trassenabschnitte im Nord-Westen Deutschlands, südlich des Anschlusspunktes der Offshore-Windparks in Dörpen im LOPF um 22 GW ausgebaut, im SCLOPF ist der maximale Ausbau je Trasse geringer. Die absoluten und relativen Abweichungen im Ausbau der Übertragungskapazitäten sind in Abbildung 4.13 visualisiert. Bei der Betrachtung der absoluten Abweichung fallen zunächst die großen Differenzen bei den Verbindungen von Deutschland zu den skandinavischen Ländern auf. Im LOPF wird die geplante DC-Leitung nach Norwegen circa 6 GW höher ausgebaut. Auch die Kapazität der im NEP geplanten zusätzlichen DC-Verbindung nach Schweden wird im LOPF etwa um 1 GW stärker erhöht. Allerdings wird im SCLOPF die Kapazitäten der AC-Trasse nach Dänemark sowie die Verbindung zwischen Dänemark und Schweden stärker ausgebaut. Die Verbindung zwischen Norwegen und Schweden ist aus Gründen der besseren Darstellung nicht in den Abbildungen sichtbar, diese erhält sowohl im LOPF als auch im SCLOPF keine höhere Übertragungskapazität. Des Weiteren ist die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Hamburg, dem Offshore-Anschlusspunkt Dörpen bis an die Grenze zu den Niederlanden sowie die Austauschkapazitäten von Deutschland in die Niederlande im LOPF höher. Diese Trassen werden jedoch zum Teil auch im SCLOPF stark ausgebaut, sodass die relativen Abweichungen teilweise gering sind. Auch die Trassen in die angrenzenden Länder Polen, Tschechien, Österreich und die Schweiz werden im LOPF vermehrt ausgebaut, während im SCLOPF der Ausbau einer Verbindung nach Frankreich etwas größer ist. Aufgrund der Begrenzung der maximalen Auslastung im LOPF auf 70 % steht jedoch trotz eines höheren Ausbaus im LOPF teilweise die gleiche oder sogar eine höhere Übertragungskapazität im SCLOPF zur Verfügung. AC-Trassen in der Nähe von Kassel, Berlin und Stuttgart werden im SCLOPF zwischen 1 und 3 GW

höher ausgebaut, im LOPF erhalten diese zumeist keine zusätzliche Übertragungskapazität. Die geplante innerdeutsche DC-Leitungen ab Magdeburg in Richtung Süden wird im LOPF mit einer Kapazität von etwa 115 MW eingesetzt, in der Optimierung des SCLOPF erhält diese Leitung keine Übertragungskapazität. Alle weiteren geplanten innerdeutschen DC-Trassen werden in beiden Optimierungen nicht eingesetzt. Insgesamt ist der Ausbau der Übertragungskapazitäten und Leitungskilometer in Deutschland im SCLOPF etwas höher als im LOPF. Hier sind im Gegensatz zum Verbundsystem auch die Investitionen in den Netzausbau höher.

Die Häufigkeitsverteilung der absoluten und relativen Abweichungen des Ausbaus einzelner Trassen zeigt, dass die überwiegende Anzahl die gleiche Übertragungskapazität erhält oder diese nur geringfügig abweicht. Dargestellt sind diese in Abbildung 4.14, dabei ist die logarithmische Skala zu beachten. Die Mehrheit der absoluten Abweichungen liegt im Bereich von -2 GW und 2 GW, einzelne Trassen weisen auch höhere Differenzen im Netzausbau auf. Im Mittel ist der Ausbau einer Trasse im SCLOPF geringfügig höher, der Mittelwert der absoluten Abweichungen liegt bei circa -24 MW. Bei den relativen Abweichungen zeigt sich eine deutlich kontinuierlichere Verteilung. Auch hier ist die Anzahl der Trassen mit keiner Abweichung am größten, die Anzahl der Trassen deren Abweichungen bei -100% und 100% sind jedoch auch hoch. Hier ist zu beachten, dass alle Trassen die ausschließlich im SCLOPF ausgebaut werden der Säule von -100% zugeordnet sind auch wenn die relative Abweichung rechnerisch größer ist. Auffällig ist zudem, dass höhere relative Ausbauten im LOPF zwischen 30 und 80% nur sehr selten auftreten während auf der Seite des SCLOPF deutlich mehr Trassen Abweichungen in diesem Bereich aufweisen. Dies trägt dazu bei, dass auch der relative Ausbau einer Trasse im Mittel im SCLOPF höher ist. Der Mittelwert der relativen Abweichungen liegt bei $6,73\%$.

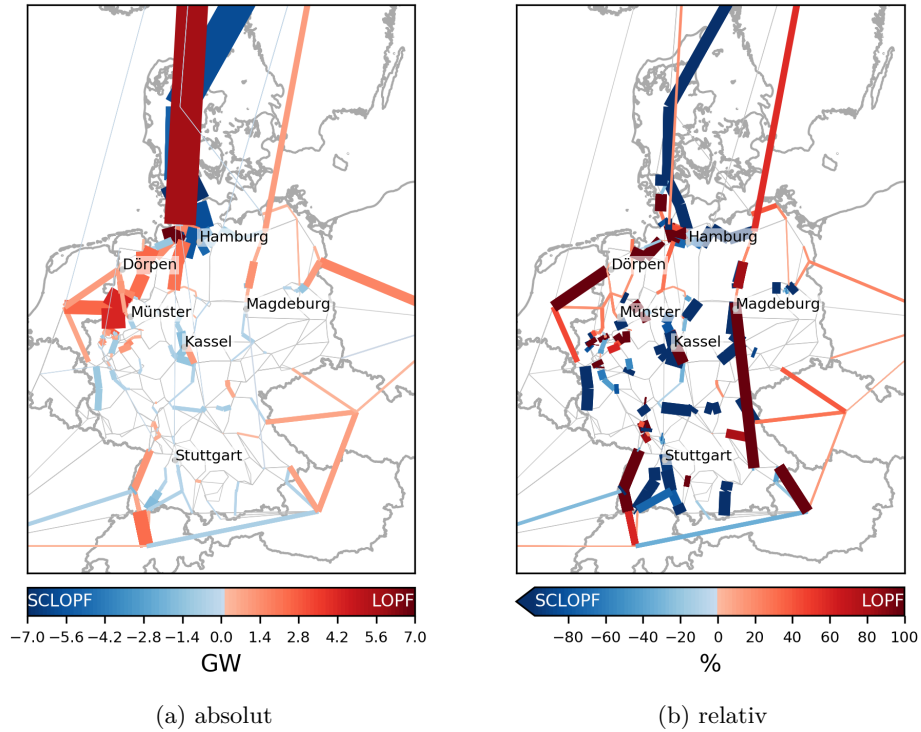


Abbildung 4.13: Szenario B: Räumliche Verteilung der Abweichungen des Netzausbaus

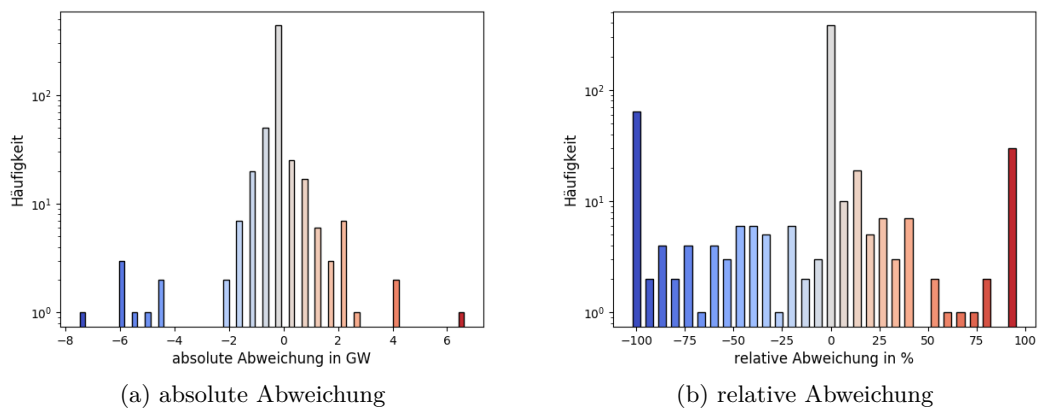


Abbildung 4.14: Szenario B: Häufigkeitsverteilung der Netzausbauabweichung

4.3 Szenario C: Netz- und Speicherausbau NEP 2035

In den bisherigen *eTraGo*-Rechnungen des NEP 2035-Szenarios wurden die Batterie- und Wasserstoffspeicher zumeist nicht ausgebaut, da der Ausbau von Leitungen deutlich geringere Investitionen benötigt. Ziel dieser Berechnungen war somit die Bestimmung, ob die konkrete Berücksichtigung von (n-1)-Ausfällen der Leitungen zu einem vermehrten Ausbau von Energiespeichern führt. In den Ergebnissen zeigt sich, wie aufgrund der vorherigen Berechnungen bereits erwartet, kein nennenswerter Ausbau der Energiespeicherkapazitäten. Auch im SCLOPF sind die optimierten Kapazitäten der Batterie- und Wasserstoffspeicher so gering, dass dies keinem Ausbau entspricht. Somit unterscheiden sich die Ergebnisse des Szenario C nicht von denen im Szenario A.

4.4 Szenario D: Netz- und Speicherausbau eGo 100

Mit den Optimierungen dieses Szenarios wird der Einfluss der Berücksichtigung der (n-1)-Ausfallanalysen, im Besonderen im Hinblick auf die Bestimmung des Netz- und Speicherausbaubedarfs, in einem nahezu vollständig von EE gespeisten Energiesystem ermittelt. Die wesentlichen Ergebnisse der Optimierungen sind in Tabelle 4.5 gegenübergestellt.

	Einheit	LOPF	Ausfallanalyse	SCLOPF
Systemkosten	Mrd. / € a	6,19	6,19	5,65
Netzausbaukosten	Mrd. €	30,17		26,01
<i>davon in Deutschland</i>	Mrd. €	9,81		9,28
Netzausbau	TW km	58,22		56,57
<i>davon in Deutschland</i>	TW km	22,21		21,01
Anteil EE	%	100,00	99,99	100,00
Energieimporte	TWh	66,74	67,16	65,18

Tabelle 4.5: Ergebnisse des Szenario D

Anmerkung: LOPF-Ausfallanalyse mit Einschränkungen

In der (n-1)-Ausfallanalyse der Ergebnisse des LOPF zeigte sich, dass Unlösbarkeiten im Optimierungsmodell vorhanden sind. Das bedeutet, dass mit Änderungen der Einspeisung keine vollständig (n-1)-sichere Lösung ermittelt werden kann. Die Analyse der Unlösbarkeiten ergab, dass eine einzelne (n-1)-Nebenbedingung nicht erfüllt werden kann. Diese Nebenbedingung bezieht sich auf die in Abbildung 4.15 in rot hervorgehobenen Leitungen in der Nähe von Hannover. Im (n-1)-Ausfall der oberen Leitung (Nr. 1230) ist zu einem Zeitschritt der Optimierung eine Überlastung der unteren Leitung (Nr. 761) nicht vermeidbar. Da lediglich eine (n-1)-Nebenbedingung nicht erfüllt werden

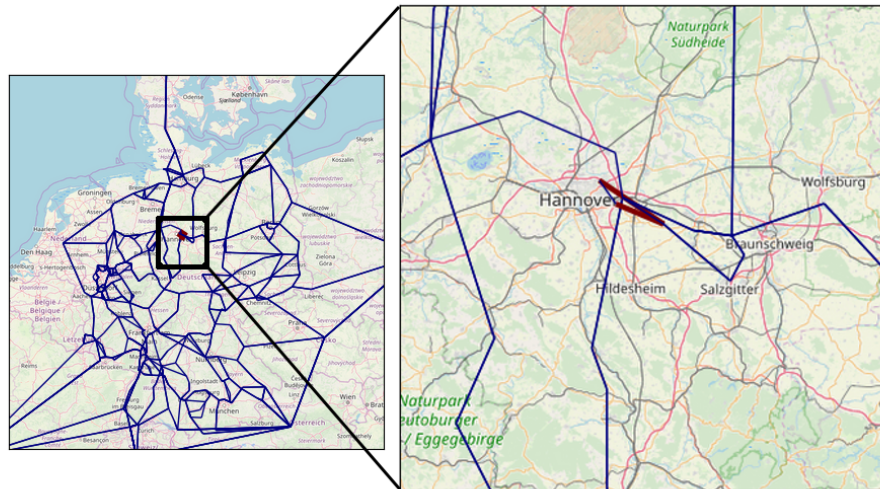


Abbildung 4.15: Szenario D: Verortung der nicht-lösbaren Überlastung im (n-1)-Ausfall

konnte, die zudem ein lokales begrenztes Problem darstellt, wurde eine (n-1)-Ausfallanalyse unter Vernachlässigung der Überlastung von Leitung Nr. 761 im Ausfall von Leitung Nr. 1230 durchgeführt. Dabei wurde zudem die maximal erlaubte Überlastung einer Leitung auf 10 % der Übertragungskapazität erhöht um weitere Unlösbarkeiten zu vermeiden. Mit diesen Anpassungen war die (n-1)-Ausfallanalyse im Anschluss an den LOPF lösbar, jedoch mit den genannten Einschränkungen der (n-1)-Sicherheit.

4.4.1 LOPF mit anschließender (n-1)-Analyse

Die Bestimmung des Netz- und Speicherausbaubedarfs mit dem LOPF und dem vereinfachten Ansatz zur Berücksichtigung der (n-1)-Nebenbedingungen führt zu jährlichen **Systemkosten** von 6,19 Mrd €. In der anschließenden (n-1)-Analyse steigen die Systemkosten geringfügig um etwa 2 Mio € an. Dies ist auf höhere Kosten für die Energieerzeugung zurückzuführen.

Im nahezu vollständig von EE gespeisten Energiesystem entstehen Kosten der Energieerzeugung ausschließlich bei der Erzeugung in Biomassekraftwerken sowie den verbleibenden konventionellen Gaskraftwerken in Frankreich. Der Anteil EE an der **Energieerzeugung** ist aufgrund der wenigen konventionellen Kraftwerke im LOPF und der anschließenden (n-1)-Analyse bei nahezu 100 %. Der Einsatz der verbleibenden konventionellen Gaskraftwerke ist in der (n-1)-Ausfallanalyse höher als im LOPF was zu einem geringfügig niedrigeren Anteil EE an der Energieerzeugung führt. Die Abweichungen der Einspeisungen nach Energieträger sowie die damit verbundenen Kostenänderungen, dargestellt in Abbildung 4.16a, zeigen, dass die höhere Einspeisung von Gaskraftwer-

ken in der (n-1)-Analyse jedoch nur gering ist. Dennoch sind die daraus resultierenden Steigerungen der Systemkosten hoch. Im LOPF ist die Einspeisung der Biomassekraftwerke und somit die Kosten der regenerativen Energieerzeugung hingegen höher. Dies führt zu insgesamt ähnlichen Kosten der Energieerzeugung im LOPF und der darauf folgenden Ausfallanalyse. Die Energiegewinnung mit Offshore-Windenergieanlagen ist im LOPF höher als in der (n-1)-Analyse. In dieser ist hingegen der Anteil der Wasser-, Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen an Land größer. Betrachtet man die relativen Abweichungen der Einspeisungen je Energieträger sind diese jedoch gering. Die Abweichungen der Energieerzeugung je Netzknoten (Abbildung 4.16b) zeigen räumliche Verlagerungen der Energieerzeugung. Bei den elektrisch verbundenen Nachbarländern ist eine Verschiebung der Erzeugung von Dänemark im LOPF nach Schweden in der Ausfallanalyse zu erkennen. Zudem wird im LOPF deutlich mehr Energie in Polen erzeugt, in der Ausfallanalyse ist hingegen die Energiegewinnung in Österreich deutlich höher. In Deutschland fällt auf, dass mit der Berücksichtigung der (n-1)-Analyse eine Verschiebung der Erzeugung vom Westen des Landes in den Osten des Landes erfolgt. Dies ist insbesondere in den Küstenregionen mit hohen Windenergiepotentialen sichtbar.

Deutschland importiert über das gesamte Jahr summiert im LOPF und der (n-1)-Analyse mehr Energie als in die angrenzenden Länder exportiert wird. Die Summe der **Energieimporte** ist im LOPF mit 66,74 TWh höher als in der (n-1)-Analyse, in der Deutschland 67,16 TWh importiert. Ein großer Teil der Energieimporte stammt in beiden Optimierungen aus Schweden, Dänemark und Tschechien. Nach Abbildung 4.16b verändern sich jedoch die Mengen der Energieimporte aufgrund der Abweichungen der Energieerzeugung in den jeweiligen Ländern. Frankreich und Polen importieren im gesamten Jahr deutlich mehr Energie aus Deutschland als sie exportieren.

Die **Leitungsauslastungen** sind auch im *eGo 100*-Szenario in der (n-1)-Analyse wie zu erwarten tendenziell höher als im LOPF, da Auslastungen über 70 % der Übertragungskapazität möglich sind. Diese Möglichkeit wird bei etwa der Hälfte der Leitungen in der (n-1)-Analyse mindestens zu einer Stunde genutzt. Wie bereits bei den anderen Szenarien erreichen auch hier einzelne Leitungen nur geringe Auslastungen, dies liegt jedoch in den meisten Fällen an ungünstigen Last- und Erzeugungssituationen. In der (n-1)-Analyse begrenzen die zusätzlichen Nebenbedingungen die Auslastungen der Leitungen sowohl auf geringe als auch auf hohe Anteile der Übertragungskapazität. Die Verteilung der maximalen Auslastung im LOPF und Begrenzung durch die (n-1)-Analyse ist vergleichbar zu der bereits in Abschnitt 4.1 dargestellten Abbildung. Die mittlere Auslastung einer einzelnen Leitung liegt im LOPF bei etwa 20 %, in der Ausfallanalyse ist dieser Wert etwa 11 Prozentpunkte höher.

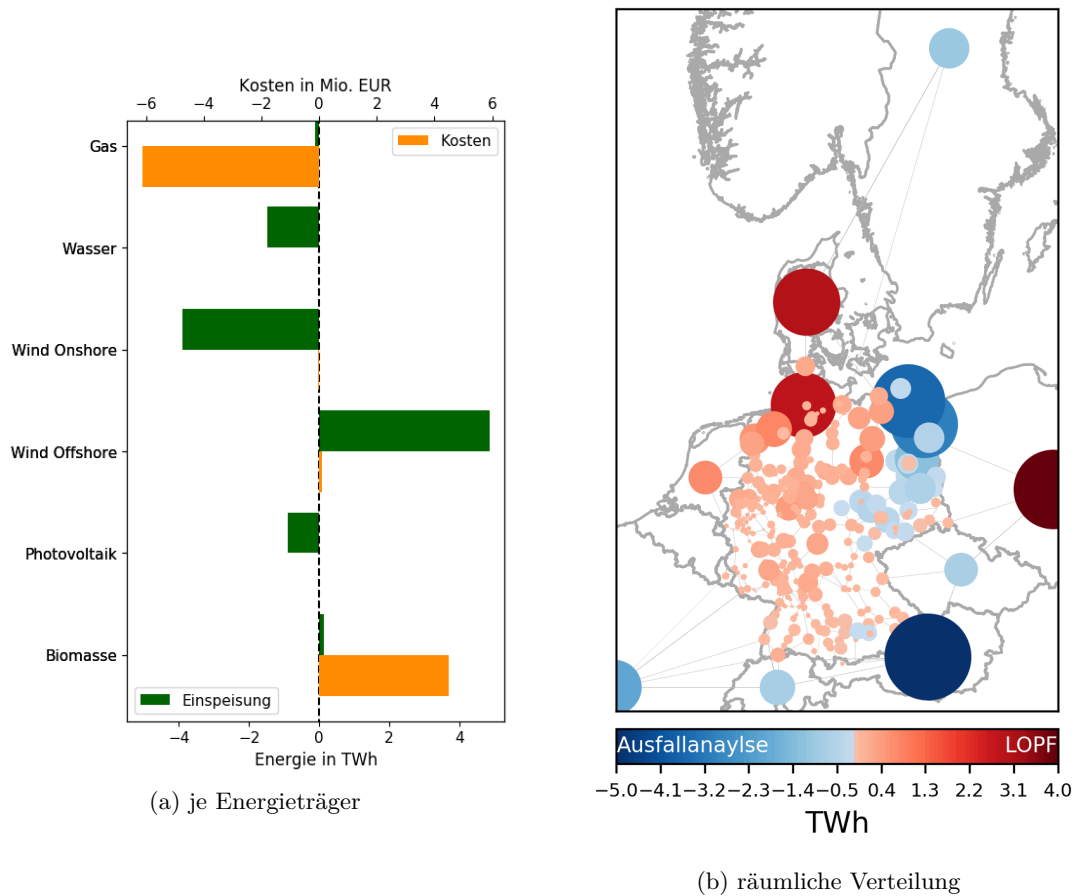


Abbildung 4.16: Szenario D: Abweichung der Energieerzeugung im LOPF und der Ausfallanalyse

4.4.2 Vergleich mit dem SCLOPF

Die **jährlichen Systemkosten** in der Optimierung des SCLOPF etwa 9% geringer als im LOPF und der anschließenden Ausfallanalyse. Auch hier sind sowohl die Investitionen in den Netz- und Speicherausbau als auch die Grenzkosten der Energieerzeugung im SCLOPF niedriger als im LOPF.

Die geringeren Kosten der **Energieerzeugung** entstehen im Wesentlichen aufgrund geringerer Einspeisungen von Biomassekraftwerken im SCLOPF, wie aus Abbildung 4.17a hervorgeht. Stattdessen steigt im SCLOPF die Einspeisung der Wasserkraftwerke und Windenergieanlagen an Land. Da weder Wasser- noch Windenergieanlagen zu Kosten der Energieerzeugung führen sind dabei jedoch die um fast 10 TWh geringeren Einspeisungen von Energie aus Biomasseanlagen ausschlaggebend für eine Kostensenkung von etwa 300 Mio €. Die Veränderungen in der Energieerzeugung sind in den angrenzenden Ländern tendenziell größer als in Deutschland. Dies wird in der räumlichen Verortung der Abweichungen in der Energieerzeugung in Abbildung 4.17b deutlich.

So wird im LOPF deutlich mehr Energie in Frankreich, Schweden und den Niederlanden erzeugt. Zurückzuführen ist dies in Frankreich und den Niederlanden auf geringere Einspeisungen der Biomassekraftwerke im SCLOPF. In Schweden wird im SCLOPF weniger Energie aus den Wasserkraftwerken eingespeist. Mehr Energie wird im SCLOPF hingegen in Polen und Dänemark erzeugt. Hier steigt vor allem die Einspeisung der Windenergieanlagen an Land und Wasser, aber auch die Wasserkraftwerke in Polen erreichen höhere Volllaststunden. Auch in Deutschland wird insgesamt im SCLOPF mehr Energie erzeugt als im LOPF. Es fällt auf, dass im SCLOPF vor allem im Osten aber auch im Westen des Landes mehr Energie erzeugt wird. Diese wird im wesentlichen von Windenergieanlagen an Land erzeugt. Auf der mittleren Nord-Süd-Achse kommt es im LOPF zu höheren Energieeinspeisungen als im SCLOPF, an einem Knoten in der Nähe von Hamburg ist die Erzeugung im LOPF deutlich höher. Auslösend dafür sind vermehrte Einsätze eines Offshore-Windparks in der Nordsee. Die Energiegewinnung mit Biomasse ist im SCLOPF an allen Knoten in Deutschland geringer, die stärkeren Einsätze der Windkraftanlagen überlagern dies jedoch im Osten und Westen. Dies führt dazu, dass nur in der Mitte des Landes die vermehrte Energieerzeugung im LOPF mit Biomasse sichtbar ist.

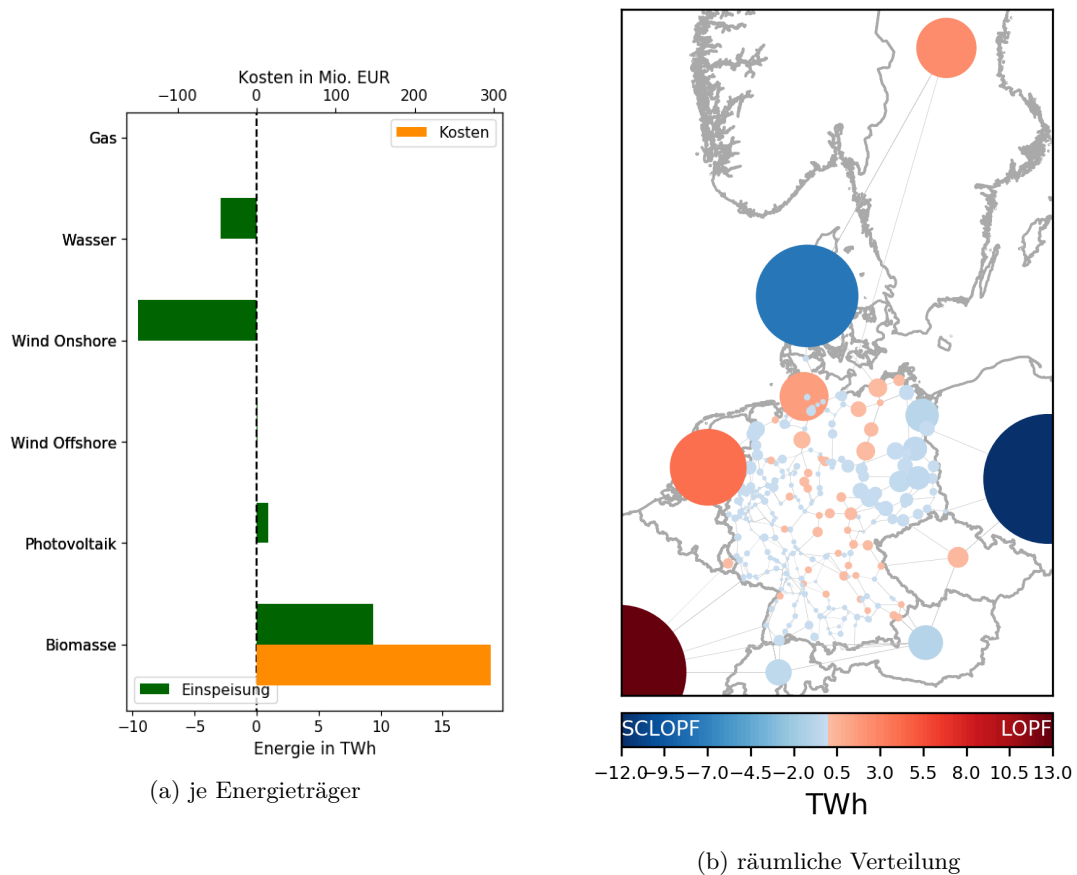


Abbildung 4.17: Szenario D: Abweichung der Energieerzeugung im LOPF und SCLOPF

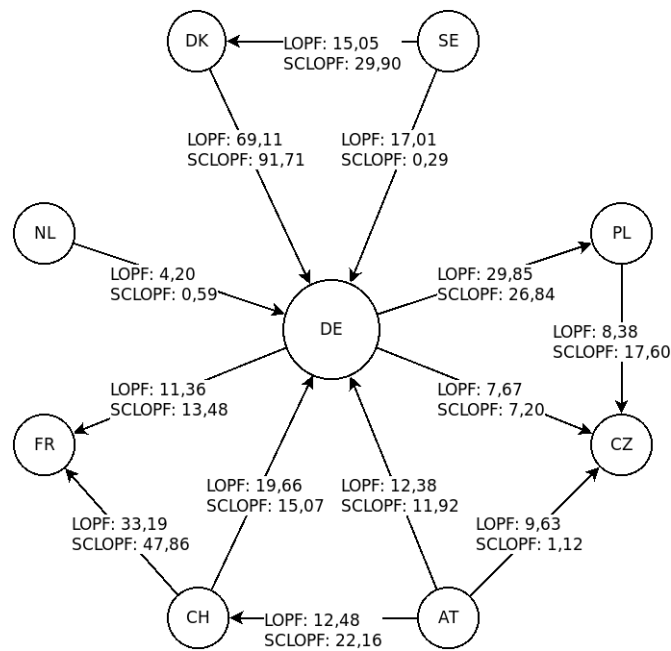


Abbildung 4.18: Szenario D: Transitflüsse in TWh

Im Austausch mit den angrenzenden Ländern importiert Deutschland auch im SCLOPF bilanziell mehr Energie als exportiert wird. Im gesamten Jahr liegt die Summe der **Energieimporte** 65,18 TWh über den -exporten und ist somit geringer als im LOPF. Wie im LOPF importiert Deutschland auch im SCLOPF Energie aus Dänemark, Schweden, den Niederlanden, der Schweiz und Österreich. Nach Frankreich, Tschechien und Polen wird hingegen mehr Energie exportiert. Jedoch kommt es im SCLOPF zu Abweichungen in den Energiemengen. So sind die Energieexporte von Schweden nach Deutschland im SCLOPF deutlich geringer, die Exporte aus Dänemark sind deutlich höher. Zusätzlich zu der höheren Energieerzeugung in Dänemark im SCLOPF ist dies durch gesteigerte Energieimporte aus Schweden möglich.

Die Energieexporte von den Niederlanden nach Deutschland sind im SCLOPF deutlich geringer als im LOPF, dies ist eine Folge der beschriebenen geringeren Energieerzeugung in den Niederlanden. Mit der gesteigerten Energieerzeugung sinken im SCLOPF die Energieexporte von Deutschland nach Polen. Der überwiegende Teil der im SCLOPF gesteigerten Energieerzeugung in Polen wird nach Tschechien exportiert. Die Importe von Österreich nach Tschechien sind im SCLOPF merklich geringer. In der Schweiz steigen im SCLOPF die Energieimporte aus Österreich und die -exporte nach Frankreich. Nach Deutschland wird aus der Schweiz und Österreich im SCLOPF geringfügig weniger Energie exportiert, die Exporte nach Frankreich nehmen hingegen zu. Die im SCLOPF geringere Energieerzeugung in Frankreich wird demnach mit steigenden Energieimporten, vor allem aus der Schweiz aber auch aus Deutschland, ausgeglichen. Eine Übersicht über die beschriebenen Transitflüsse bietet Abbildung 4.18.

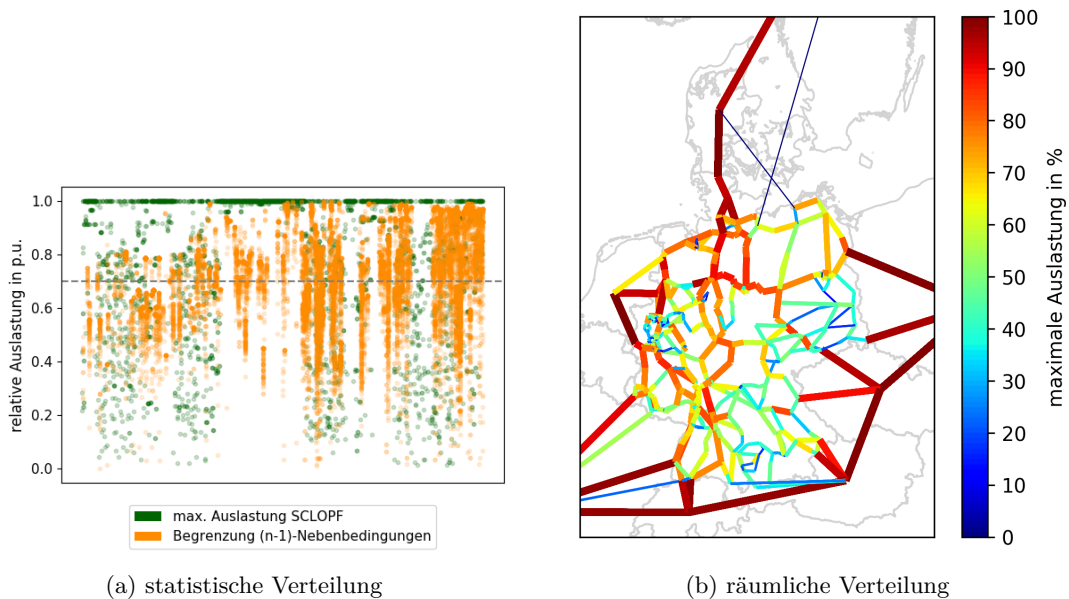


Abbildung 4.19: Szenario D: Maximale Leitungsauslastungen im SCLOPF

Bei etwa zwei von drei Leitungen liegt die relative **Leitungsauslastung** im SCLOPF mindestens einmal im Jahr über dem Grenzwert im LOPF von 70%. Im Gegensatz dazu werden einige Leitungen in dem gesamten Berechnungszeitraum nicht mit mehr als 10% der Übertragungskapazität belastet. Vereinzelt werden Leitungen auch gar nicht eingesetzt, dies sind jedoch alle Leitungen, die erst mit dem System-scharfen Ausbau der Leitungen hinzugefügt wurden. Die mittlere Auslastung aller Leitungen liegt bei 38,42% der jeweiligen Übertragungskapazität und ist somit deutlich höher als im LOPF. Die maximalen relativen Auslastungen der Leitungen im SCLOPF sowie die Begrenzungen durch die (n-1)-Nebenbedingungen sind in Abbildung 4.19 dargestellt. Daraus geht hervor, dass auch hier die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums zu sowohl sehr geringen als auch hohen Leitungsauslastungen führen. Maximale Auslastungen von bis zu 100% treten im SCLOPF vor allem bei den grenzüberschreitenden Leitungen auf. Dies geht aus der räumlichen Verteilung der maximalen Auslastungen in Abbildung 4.19b hervor. Doch auch in Deutschland erreichen Leitungen im SCLOPF maximale Auslastungen von über 70%, dies ist besonders häufig bei Leitungen auf der Nord-Süd-Achse der Fall. In Nordrhein-Westfalen, Sachsen und Bayern werden viele Leitungen im Maximum nur gering ausgelastet. Vermutlich wird dies jedoch nicht von den (n-1)-Nebenbedingungen hervorgerufen sondern von den Erzeugungs- und Lastsituationen, da nach Abbildung 4.19 nur wenige Leitungen durch die (n-1)-Nebenbedingungen auf geringe Prozentsätze der Kapazität begrenzt werden. Diese Nebenbedingungen verhindern die hohe Auslastung der Leitung zudem nur zeitlich begrenzt, sodass im gesamten Jahr dennoch hohe Auslastungen möglich wären.

Die zu Verfügung stehenden zusätzlichen Batterie- und Wasserstoffspeicher in Deutschland werden sowohl im LOPF als auch im SCLOPF nicht eingesetzt. Es findet demnach kein **Ausbau der Energiespeicherkapazitäten** statt. Der **Ausbau der Übertragungskapazitäten** wird jedoch in beiden Optimierungen vermehrt eingesetzt. Im LOPF werden einzelne Trassen auf bis zu 30 GW zusätzliche Übertragungsleistung optimiert, und auch im SCLOPF erhalten einige Trassen mehr als 25 GW höhere Übertragungskapazität. Auch mit einem nahezu vollständig erneuerbaren Kraftwerkspark werden im LOPF und SCLOPF tendenziell die Übertragungskapazitäten der gleichen Trassen erhöht. Jedoch werden einzelne Trassen, wie beispielsweise die Verbindung von Deutschland nach Schweden, nur in einer der Optimierungen ausgebaut. In diesen Fällen sind die zusätzlichen Übertragungskapazitäten allerdings eher gering. Dies wird auch in der Darstellung der absoluten und relativen Abweichungen des Netzausbaus in Abbildung 4.20 deutlich. Bei der Betrachtung der relativen Abweichungen wird deutlich, dass im SCLOPF viele Trassen ausgebaut werden, die im LOPF keine zusätzliche Übertragungskapazität erhalten. So wird zum Beispiel eine Verbindung zwischen Deutschland und Tschechien nur im SCLOPF ausgebaut. Die absolute Abweichung der zusätzlichen Übertragungskapazität ist mit 0,3 GW im Vergleich zu anderen Leitungen eher gering. Im gesamten Netzgebiet erhalten mehrere Trassen im SCLOPF zusätzliche Übertragungskapazitäten von < 1 GW, die im LOPF die Bestandskapazität behalten. Ein Ausbau höherer absoluter Übertragungskapazitäten einzelner Trassen findet vermehrt im LOPF statt. Dies betrifft vordergründig Trassen im Norden, so werden die Austauschkapazitäten nach Dänemark stärker erhöht als im SCLOPF und zudem Verbindungen in der Nähe des Offshore-Windpark-Anschlusspunktes Dörpen sowie die Trasse westlich von Hamburg und Hannover mehr als 3 GW höher ausgebaut. Die Verbindung nach Dänemark und Teile der Verbindungen in der Nähe von Hamburg und Dörpen erhalten jedoch auch im SCLOPF deutlich erhöhte Übertragungskapazitäten, sodass die relativen Abweichungen vergleichsweise gering sind.

Auch die Häufigkeitsverteilung der absoluten und relativen Abweichungen des Ausbaus einzelner Trassen, dargestellt in den Abbildungen 4.21a und 4.21b zeigt, dass die überwiegende Anzahl der Leitungen in beiden Optimierungen sehr ähnlich ausgebaut werden. Die Anzahl der Leitungen, deren Abweichung der Säule um 0 GW bzw. 0% zugeordnet werden ist deutlich größer als die der höheren Abweichungen, so war eine logarithmische Skala notwendig um auch die Anzahlen der größeren Abweichungen im Diagramm sehen zu können. Bei der Häufigkeitsverteilung der absoluten Abweichungen zeigt sich eine relativ gleichmäßige Verteilung auf die Seite der positiven Abweichungen (höherer Ausbau im LOPF) und die negativen Abweichungen (höherer Ausbau im SCLOPF). Im Mittel wird die Übertragungskapazität einer einzelnen Trasse im LOPF um etwa 60 MVA mehr erhöht als im SCLOPF. Die Häufigkeitsverteilung der relativen Abweichungen zeigt hingegen eine deutlichere Verschiebung in Richtung eines höheren Ausbaus im SCLOPF. Zwar gibt es im Bereich von Abweichungen zwischen 5% und

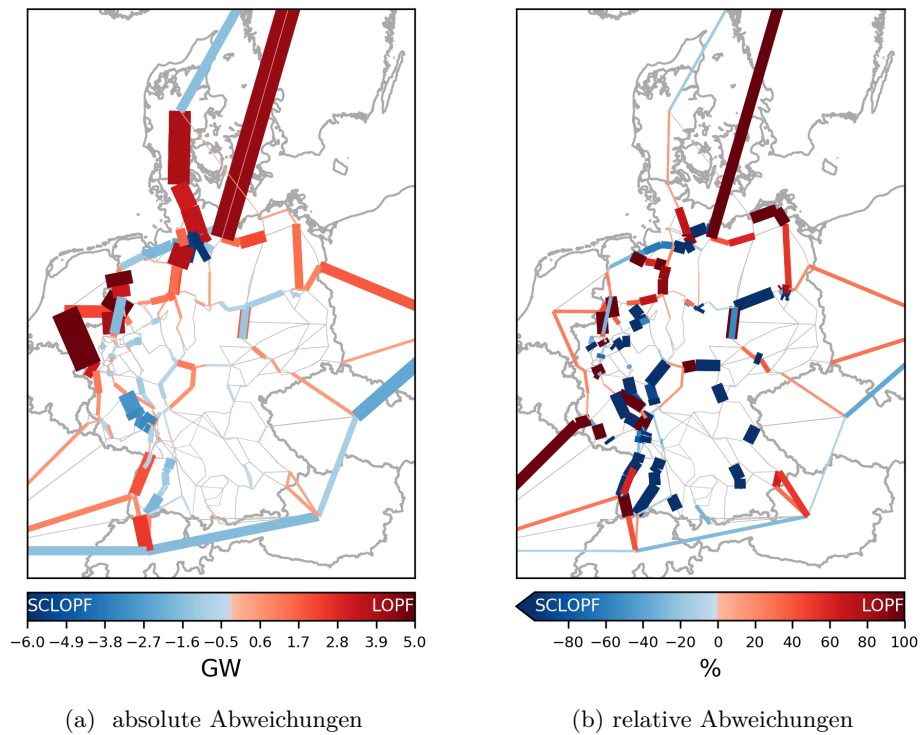


Abbildung 4.20: Szenario D: Räumliche Verteilung der Abweichungen des Netzausbaus

50 % mehr Trassen mit relativ höherem Ausbau im LOPF als im SCLOPF, relative Abweichungen über diesen Bereich hinaus treten auf der Seite eines höheren Ausbaus im SCLOPF hingegen deutlich häufiger auf. Im Besonderen ist die Anzahl der Trassen, die nur im SCLOPF und nicht im LOPF deutlich höher als die Anzahl im umgekehrten Fall. Dies führt letztlich dazu, dass eine Trasse im Mittel im SCLOPF um 4,3 % höher ausgebaut wird als im LOPF.

Insgesamt fällt auf, dass im SCLOPF vor allem innerdeutsche Trassen höhere Übertragungskapazitäten erhalten. Die Länge dieser Trassen ist allerdings eher gering, so dass die zusätzlichen Kapazitäten mal Kilometer in Deutschland im SCLOPF dennoch geringer sind. Auch die Investitionen in den Ausbau der Übertragungskapazitäten in Deutschland sind im SCLOPF geringer.

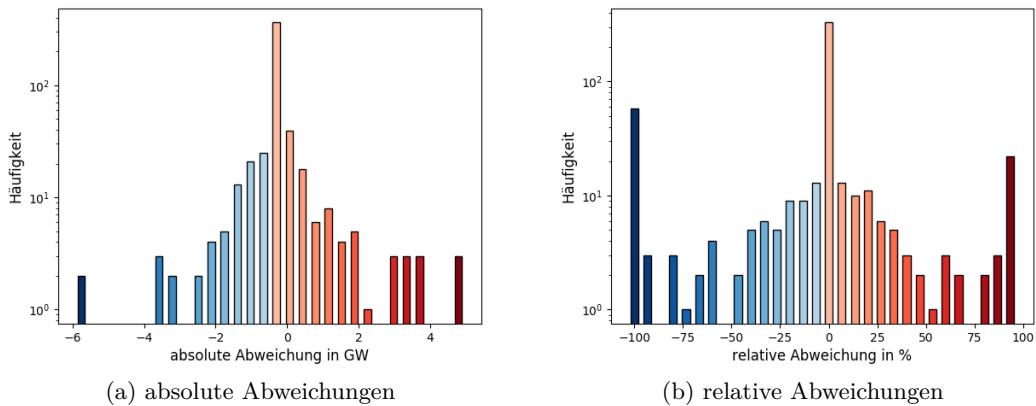


Abbildung 4.21: Szenario D: Abweichungen des Netzausbaus einzelner Trassen

4.5 Vergleich des Berechnungsaufwands

In allen Szenarien benötigte der LOPF mit der (n-1)-Analyse deutlich weniger Ressourcen als der entsprechende SCLOPF. Die Rechenzeiten aller Berechnungen sind in Abbildung 4.22 gegenüber gestellt. Zeitgleich zu den Optimierungen des Szenario A war der Server mit einem zusätzlichen rechen-aufwändigen Prozess ausgelastet, deswegen ergaben sich Einschränkungen in der Rechengeschwindigkeit zu Beginn der Optimierungen.

In der Darstellung zeigen sich deutlich die höheren Rechenzeiten des SCLOPF. Diese entstehen einerseits durch eine höhere Anzahl an Iterationen. Der SCLOPF benötigte zwischen 20 und 41 Optimierungen zum Erreichen des Konvergenzkriteriums. Die geringste Anzahl an Iterationen benötigte das Szenario A. Im Szenario B waren deutlich mehr Iterationen zum Erreichen der (n-1)-Sicherheit nötig. Ursache dafür kann die höhere Anzahl der Leitungen sein. Die Anzahl der Iterationen des LOPF ist hingegen auf fünf festgelegt. Die anschließende Ausfallanalyse benötigte ähnlich viele Iterationen. Zum anderen benötigte eine einzelne Iteration im SCLOPF mehr Zeit als im LOPF, dies ist mit der steigenden Anzahl der Nebenbedingungen zu erklären. Für die Lösung des Szenario D wurde besonders viel Zeit benötigt. Im Gegensatz zu den Szenarien A und B beinhaltet das Optimierungsproblem durch den Ausbau der Energiespeicher weitere Variablen.

Ein Großteil der Rechenzeit der SCLOPFs wurde für die Lösung des Optimierungsproblems benötigt. Diese könnte eventuell mit Verbesserungen der Solver-Einstellungen verringert werden, was jedoch einen erheblichen Zeitaufwand mit sich bringen würde. Das Speichern der Ergebnisse und Hinzufügen der Nebenbedingungen benötigte kaum Zeit. Die Formulierung der (n-1)-Nebenbedingungen war hingegen etwas zeitaufwändiger. Diese könnte parallel in mehreren Prozessen erfolgen und so den iterativen

SCLOPF insgesamt beschleunigen.

Der Arbeitsspeicherverbrauch wurde während der Berechnungen nicht gemessen. Allerdings war die parallele Berechnung zweier SCLOPF und der entsprechenden LOPF ohne Einschränkungen möglich.

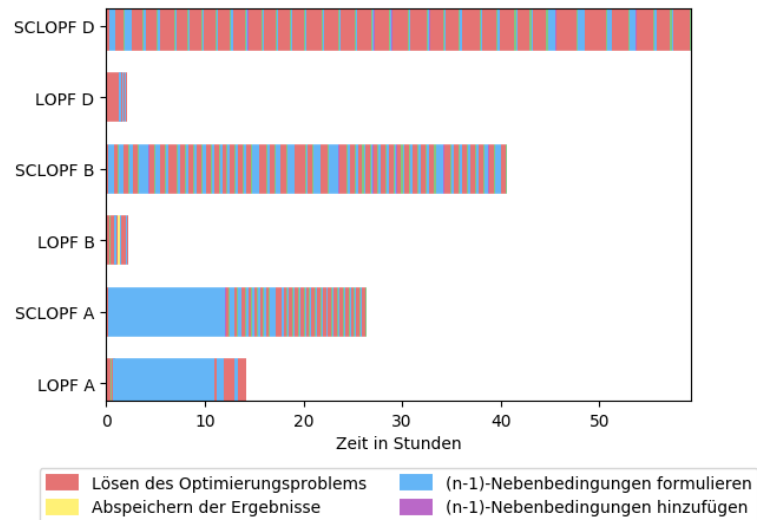


Abbildung 4.22: Vergleich der Rechenzeiten

5 Diskussion

Im folgenden Kapitel werden die gewonnenen Ergebnisse in den Kontext eingeordnet. Dafür werden zunächst die Vor- und Nachteile der verwendeten Methodik identifiziert. Im Anschluss daran werden die Ergebnisse der einzelnen Szenarien diskutiert und in den Kontext des Stands der Wissenschaft eingeordnet. Abschließend werden Überlegungen zur Verbesserung der Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit in der technisch-wirtschaftlichen Optimierung der LOPFs angestellt.

5.1 Kritische Betrachtung der Methodik

Die Verwendung des Open-Data-Netzmodells und dem Open-Source-Netzberechnungstool aus dem Forschungsprojekt *open_eGo* ist bereits ausführlich im Abschlussbericht des Projekts [24] diskutiert. Hier werden nur einige Aspekte genannt, die im Hinblick auf die (n-1)-Ausfallanalysen und Einordnung der Ergebnisse einen besonderen Stellenwert haben.

So kann aufgrund fehlender öffentlich verfügbarer Daten die Übertragungsleistung und die elektrischen Parameter der einzelnen Leitungen nur mit Hilfe von Standardwerten gewählt werden. Somit werden alle Leitungen einer Spannungsebene mit denselben Werten versehen, auch wenn in der Realität verschiedene Leiterseile mit unterschiedlichen Parametern im Stromnetz enthalten sind. Eine Über- oder Unterschätzung der Leitungskapazitäten und -parameter kann demnach nicht ausgeschlossen werden. Des Weiteren kann die vereinfachte Betrachtung des Auslands zu Abweichungen der Realität führen. Die alleinige Berücksichtigung der direkt mit Deutschland verbundenen Nachbarländern kann zu Verzerrungen der Last- und Erzeugungssituationen führen und verhindert zudem Flüsse über weitere Länder. Die Transitflüsse zwischen Deutschland, Polen und Tschechien werden im Netzbetrieb seit kurzem zur Vermeidung von Loop-Flows mit Hilfe von Phasenschiebertransformatoren (PST) an den Grenzübergängen aktiv gesteuert. Auch an der Grenze zu den Niederlanden sind PST installiert. Aus der Erfahrung anderer *eTraGo*-Berechnungen führt die Modellierung aktiver Transitflüsse zwischen Polen, Tschechien und den Niederlanden nach Deutschland zu dem vermehrten Ausbau innerdeutscher Leitungskapazitäten.

Die **technisch-wirtschaftliche Optimierung** der Einspeisungen und des Ausbaus führt zum bestmöglichen Betrieb des Energiesystems. Dies ist derzeit jedoch nicht mit

dem Strommarkt zu vereinbaren. Hier wird zumeist die Netztopologie vernachlässigt, sodass einzig die Grenzkosten entscheidend für den Einsatz der Kraftwerke ist. In den Optimierungen des LOPF und SCLOPF werden hingegen die Erzeugereinspeisungen auf die Leitungsauslastungen angepasst. Zum einen sind so höhere Kosten der Energieerzeugung zur Vermeidung von Netzengpässen möglich. Zum anderen müssen auch die Lastfluss-Bedingungen erfüllt sein, die nur technisch mögliche passive Flüsse erlauben. Bei der Optimierung des Ausbaus der Übertragungs- und Energiespeicherkapazitäten im LOPF und SCLOPF werden die annualisierten Kosten zusätzlich den Kosten für die Energieerzeugung gegenübergestellt. Demnach ist es möglich, dass zugunsten geringerer Investitionskosten zeitweise höhere Kosten für die Energieerzeugung entstehen. Gegenteilig dazu können einzelne Leitungs- oder Speicherkapazitäten stark erhöht werden, um Energie zu besonders geringen Grenzkosten einzusetzen. Diese zusätzlichen Kapazitäten können zudem, in den angegebenen Grenzen, jeden beliebigen Wert annehmen und sind nicht auf umsetzbare Größen limitiert. Dennoch können daraus auf sinnvolle Zubaukapazitäten geschlossen werden, die in etwa dem Optimum entsprechen.

Die mit dem Ausbau der Übertragungskapazitäten einhergehende Änderung der Widerstandsbeläge ist nicht in den Optimierungen enthalten. Dies würde dazu führen, dass aus dem linearen Problem ein komplexeres Mixed-Integer-Optimierungsproblem wird. Stattdessen werden mehrere Iterationen mit entsprechender Anpassung der Parameter an die ermittelten Leitungskapazitäten durchgeführt. Dies stellt nach Hagspiel et. al [20] jedoch eine gute Näherung dar.

Zudem werden in den linearen Optimierung nur Wirkleistungen berücksichtigt, die **Blindleistung** wird vernachlässigt. Dies kann zu Unterschätzungen der Leitungsauslastungen führen. Mit dem steigenden Anteil dezentraler Energieversorgung sinken jedoch die Blindleistungsflüsse. Zudem ermöglicht *eTraGo* eine nicht-lineare Simulation im Anschluss an die Optimierung des LOPF oder SCLOPF. Dieses zweistufige Verfahren führt zu einer deutlichen Reduktion der Rechenzeit und -ressourcen. Das Verfahren wird ausführlich im Endbericht des Projekts *open_eGo* [24] erläutert und begründet. Die Beschränkung auf die **HöS-Netzebene** führt zur Vernachlässigung der HS-Ebene. Diese stellt zusätzliche Übertragungskapazität bereit. Eine Vernachlässigung führt tendenziell zu einer Überschätzung des Netzausbaubedarfs. Somit kann im Hinblick auf den Ausbau der Übertragungskapazitäten bei der Beschränkung auf die HöS-Ebene von einer konservativen Betrachtungsweise ausgegangen werden. Auch in der (n-1)-Analyse hätten die zusätzlichen HS-Leitungen vermutlich positive Auswirkungen. Bei dem Ausfall einer Leitung der HöS-Ebene stünden mehr verbleibende Leitungen zur Verfügung. Da Leitungen der HS-Ebene geringe Übertragungsleistungen als HöS-Leitungen haben, hat deren Ausfall geringere Auswirkungen auf die verbleibenden Leitungen. Zudem führen die höhere Widerstandsbeläge der HS-Leitungen dazu, dass bevorzugt HöS-Leitungen eingesetzt werden. Ein Beweis dieser Vermutung ist jedoch nicht Teil dieser Arbeit.

Für die Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit im SCLOPF ist die Definition einzelner Leitungen als Leitersysteme notwendig. Dafür werden zum einen die in *osmTGmod* zusammengefassten parallelen Leitungen aufgeteilt. Zum anderen werden alle Knoten entfernt, an denen weder Last noch Erzeugungsanlagen angeschlossen sind. Die hohen Anforderungen der (n-1)-Analysen an die räumliche Auflösung können so erfüllt werden. Die Normierung der HöS-Ebene führt zur Vernachlässigung der Transformatoren. Diese sind ohnehin so abgebildet, dass sie keinen Engpass darstellen können. Der Einfluss der Widerstände der Transformatoren ist hingegen nicht berücksichtigt. Für die lineare Optimierung im LOPF und SCLOPF entstehen darüber hinaus keine Einschränkungen aufgrund der Normierung.

Die hohe Anzahl der Nebenbedingungen des SCLOPF sowie die Notwendigkeit einer hohen räumlichen Auflösung führte zu einem gesteigerten Bedarf **zeitlicher Komplexitätsreduktion**. Deswegen wird im Gegensatz zu dem Großteil der bisher mit *eTraGo* durchgeführten Optimierung das Clustern auf repräsentative Stunden angewendet. Aus der in Abschnitt 3.2.4.2 erläuterten Analyse ging hervor, dass eine Reduktion auf 400 Stunden auch ohne zusätzliche Nebenbedingungen zur Berücksichtigung saisonaler Energiespeicher nur geringe Abweichungen zum Originalproblem aufweist. Der Ausbau der Energiespeicher war in der Prüfung der Methoden des zeitlichen Clusterings allerdings sehr gering. Deswegen konnten keine Aussagen darüber getroffen werden, inwiefern die nicht enthaltenen Nebenbedingungen zur Abbildung saisonaler Energiespeicher deren Ausbaubedarf beeinflussen. Auch mit anderen Parametern war dies nicht möglich, vermutlich wäre dafür eine höhere räumliche Komplexität notwendig. Dies schloss sich jedoch aus Gründen der Rechenzeit aus. Eine Bewertung des Energiespeicherausbaubedarfs ist somit mit der hier verwendeten zeitlichen Komplexitätsreduktion nur eingeschränkt möglich.

Die bis hier genannten Einschränkungen betreffen die Betrachtung der jeweiligen Einzelergebnisse des LOPF und SCLOPF. Da beide Optimierungen davon betroffen sind, ist ein Vergleich der Ergebnisse davon weitestgehend unabhängig.

Die Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit in der Optimierung des Energiesystems ist mit dem SCLOPF möglich. Die Berechnung mit Hilfe der BODFs ist aufgrund der zugrundeliegenden Mathematik nur für vermaschte Netze anwendbar, Stichleitungen führen zur Unlösbarkeit des Optimierungsproblem. Die Anwendung auf das deutsche Übertragungsnetz ist dennoch fast uneingeschränkt möglich, da nur vereinzelt Stichleitungen zu Erzeugungsanlagen oder Lasten enthalten sind. Dennoch sind somit einzelne Leitungen nicht in der (n-1)-Analyse berücksichtigt. Dies ist auch bei den Vergleichsrechnungen der LOPFs der Fall.

Des Weiteren werden im SCLOPF **DC-Leitungen** im (n-1)-Fall vernachlässigt. Es ist weder der Ausfall einer DC-Leitung berücksichtigt, noch dient diese im Ausfall einer AC-Leitung als Flexibilität. Raptis entwickelte in seiner Masterthesis eine Methodik,

die auch DC-Leitungen in den SCLOPF einbezieht [27]. Dabei werden jedoch vernetzte DC-Leitungen betrachtet, deren (n-1)-Ausfälle auch allein von anderen DC-Leitungen kompensiert werden. Anpassungen der DC-Lastflüsse im Ausfall einer AC-Leitung und umgekehrt sind nicht möglich. Im deutschen Übertragungsnetz sind derzeit allerdings nur einzelne DC-Leitungen enthalten, die nicht untereinander verknüpft sind. Auch die von den ÜNB geplanten innerdeutschen DC-Trassen werden nicht untereinander verbunden sein. Deswegen ist die von Raptis entwickelte Methodik nicht für die (n-1)-sichere Optimierung des Übertragungsnetzes in Deutschland anwendbar.

Zudem ist der Betrieb der DC-Leitungen aufgrund der aktiven Steuerung deutlich anders als der der passiven AC-Leitungen. So ist nach den Planungsgrundsätzen der ÜNB eine Überlastungen der DC-Leitungen im Ausfall einer AC-Leitung durch die Steuerung quasi ausgeschlossen [39]. Der Ausfall einer DC-Leitung ist jedoch nach den ÜNB zu berücksichtigen. Für den Ausfall einer DC-Leitung ist das AC-Drehstromnetz darauf ausgelegt, im Maximum 2 GW einer ausfallenden DC-Leitung zusätzlich zu übertragen [39]. Grundsätzlich gibt es zwei verschiedene Regelungsstrategien der Umrichter, die Bauweise ist jedoch gleich. Netzgeführte Umrichtersysteme sind von Informationen des Netzes abhängig und passen bei der Einspeisung ins Drehstromnetz die Phasenlage die des Netzes an. Selbstgeführte Umrichter können hingegen auch einen Inselbetrieb ermöglichen, da sie selbst die Phasenlage bestimmen. Die Ausfallrate einer DC-Freileitung und der entsprechenden Umrichter ist nach Herstellerinformationen unabhängig von der Art des Umrichters in etwa so hoch wie die einer 380 kV-Freileitung [29]. Bei Erd- oder Seekabeln treten jedoch deutlich seltener Ausfälle auf. Durch einen geeigneten Aufbau der Umrichter können Vollaufälle verhindert werden [29]. Eine Gleichsetzung der DC-Leitungen mit den AC-Leitungen in der (n-1)-Analyse wäre demnach nicht sinnvoll, da diese im Ausfall einer anderen Leitung anders reagieren. Denkbar wäre hingegen eine Weiterentwicklung der Methodik, die auch AC-Flussänderungen im (n-1)-Ausfall einer DC-Leitung ermöglicht. Dies würde weitreichende Anpassungen der SCLOPF-Methodik nach sich ziehen. Aufgrund der geringen Anzahl an DC-Leitungen im deutschen Übertragungsnetz wurde im Rahmen dieser Arbeit auf eine solche Anpassung verzichtet.

Die **hohe Komplexität und Modellgröße** ist vermutlich die wesentliche Ursache für die nur vereinzelte Anwendung der SCLOPFs. Gegenüber dem deutlich häufiger verwendeten LOPF gibt es ansonsten keine Nachteile, aufgrund der korrekten Einbeziehung der (n-1)-Ausfälle jedoch einen großen Vorteil. Im Besonderen die Anwendung auf große, komplexe Systeme wie das Übertragungsnetz in Deutschland verursacht einen hohen Bedarf an Komplexitätsreduktion. Die Berücksichtigung des Ausbaus der Übertragungskapazitäten führt zu zusätzlichen Herausforderungen.

Dies zeigte sich auch im Verlauf dieser Arbeit. Zu Beginn führte die Anwendung der in *PyPSA* enthaltenen Methodik der SCLOPF dazu, dass bereits Rechnungen mit etwa 200 Knoten und 24 Stunden die Arbeitsspeicher-Kapazität von über 300 GB des vor-

handenen Rechenserver überschritt. Eine hohe Modellgröße war bereits aufgrund der im Stand der Wissenschaft genannten Veröffentlichung zu erwarten. Daraufhin wurde mit Hilfe des aktuellen Forschungsstands eine Methodik zur Reduktion der (n-1)-Nebenbedingungen entwickelt, mit der eine Optimierung des Übertragungsnetzausbaus in Deutschland möglich ist. Die Anzahl der (n-1)-Nebenbedingungen kann so stark reduziert werden. Die Lösung des Optimierungsproblems ist nicht von dem des komplexeren SCLOPF mit allen Nebenbedingungen zu unterscheiden. Diese Untersuchung war jedoch nur in einem kleinen Netz möglich, für das deutsche Übertragungsnetz sind mit den vorhandenen Rechenressourcen keine entsprechenden Vergleichsrechnungen in der vollen Komplexität möglich. Dennoch ist auf Grundlage der durchgeführten Beispielrechnung anzunehmen, dass die Reduktion der Anzahl der (n-1)-Nebenbedingungen nicht oder nur geringfügig von dem Originalproblem mit allen Nebenbedingungen abweicht. Die Selektion führt zwar zu deutlich weniger Nebenbedingungen das Konvergenzkriterium der (n-1)-Sicherheit bleibt aber nahezu uneingeschränkt bestehen.

Mit der entwickelten Methodik ist eine Bewertung der vereinfachten Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums gut möglich. Die iterativen SCLOPFs ermöglichen nicht nur eine sehr gute Abbildung der Betriebsmittelausfälle sondern aufgrund der Reduktion auf begrenzende Nebenbedingungen auch Optimierungen großer Energiesysteme. Die benötigten Ressourcen an Zeit und Hardware liegen zwar deutlich über dem der LOPFs stellen aber dennoch einen großen Fortschritt dar. Bei dem Vergleich der Ergebnisse des SCLOPF müssen Aspekte der Methodik von *eTraGo* und dem Open-Data-Netzmodell berücksichtigt werden.

5.2 Einordnung der Ergebnisse

In allen drei Szenarien sind die Systemkosten im **LOPF** geringer als in der anschließenden **(n-1)-Analyse**. Ursache dessen sind höhere Kosten für die Energieerzeugung. Diese entstehen im Besonderen im Bereich der konventionellen Energieerzeugung. Vor allem die Einspeisungen der Offshore-Windparks sind im LOPF höher als in der Ausfallanalyse. In dieser decken vermehrt konventionelle Kraftwerke, aber auch Biomassekraftwerke die anfallende Last. Dies führt zu einem zu höheren Kosten der Energieerzeugung. Zum anderen ist auch der Anteil EE an der Energieerzeugung in den Ausfallanalysen geringer als im LOPF. Im *eGo 100*-Szenario stehen nahezu keine konventionellen Kraftwerke zur Verfügung. Hier kommt es zum Ausgleich der geringeren Wind-Offshore-Einspeisungen zu gesteigerten Einspeisungen der Windenergieanlagen an Land.

Die geringeren **Einspeisungen** der Wind-Offshore-Anlagen in der Ausfallanalyse entstehen, da die hohe Erzeugungsleistung der Windparks auf nur wenige Knoten nahe der

Nord- und Ostseeküste verteilt ist. Das Bestandsnetz ist nicht für eine hohe Einspeisung an diesen Orten ausgelegt. Die Kapazitäten der Leitungen in der Nähe der Wind-Offshore-Anschlusspunkte werden im LOPF stark erhöht. Dennoch sind auch mit diesem Ausbau unter Berücksichtigung der (n-1)-Ausfallsicherheit langfristig nur geringere Auslastungen der Leitungen und somit Einspeisungen der Offshore-Windenergieanlagen möglich. Die im *NEP 2035*-Szenario enthalten konventionellen Kraftwerke sind zumeist in der Nähe von Lastzentren installiert und deutlich besser in das Bestandsnetz integriert als EE-Anlagen. Auch Biomassekraftwerke sind im Gegensatz zu Wind-Offshore-Anlagen über die gesamte Fläche Deutschlands verteilt. Somit ist die Distanz zwischen Erzeugung von Verbrauch geringer, was in der (n-1)-Analyse vorteilhaft ist. Vor allem in den Szenarien A und D zeigt sich in der Ausfallanalyse eine Verlagerung der Energieerzeugung in Deutschland in den Osten des Landes. Aus historischen Gründen gibt es nur wenige HÖS-Leitungen, die das Übertragungsnetz der neuen Bundesländer mit dem der alten Bundesländer verknüpfen. Sowohl im LOPF als auch in der Ausfallanalyse fließt auf diesen Trassen mehr Energie in Richtung Osten. Die wenigen Trassen zwischen den neuen und alten Bundesländern führen dazu, dass ein (n-1)-Ausfall einer dieser Leitungen große Auswirkungen mit sich bringt. Deswegen sind die Leitungsflüsse in der Ausfallanalyse im gesamten Jahr deutlich geringer als im LOPF. Zum Ausgleich steigt die Energieerzeugung in den neuen Bundesländern. In den alten Bundesländern muss weniger Energie für die neuen Bundesländer bereitgestellt werden, hier sinkt dementsprechend die Energieerzeugung ab.

Mit Ausnahme des Szenario D sind die **Energieimporte** Deutschlands im LOPF höher als in der anschließenden (n-1)-Ausfallanalyse. Die Energieerzeugung in Deutschland ist in dieser Analyse zumeist höher. Dies stützt die These, dass der Stellenwert Verbraucher-naher Energieerzeugung mit der Berücksichtigung der (n-1)-Ausfälle steigt. Die höhere Aggregationsebene der verbundenen Nachbarländer führt zudem zu starken Vereinfachungen der jeweiligen Netztopologien. Im Ausfall einer der grenzüberschreitenden Leitungen stehen nur wenige ähnlich verlaufende Leitungen zur Verfügung. Das Übertragungsnetz in Deutschland ist hingegen deutlich höher aufgelöst, einzelne Leitungen überwinden deutlich geringere Distanzen und sind stärker vermascht. Deswegen ist anzunehmen, dass der (n-1)-Ausfall einer innerdeutschen Leitung weniger Auswirkungen auf das Gesamtsystem hat als der Ausfall einer der Auslandsleitungen. Eine verstärkte Auslastung der innerdeutschen Leitungen begünstigt somit eine bessere Netzstabilität in der (n-1)-Analyse.

Nur im Szenario A konnte die Ausfallanalyse im Anschluss an den LOPF eine uneingeschränkt (n-1)-sichere Lösung ermitteln. In den Szenarien B und D waren einige Überlastungen im (n-1)-Fall nicht allein mit Änderungen in der Energieerzeugung vermeidbar. Im Szenario B betreffen diese Überlastungen die neu geplanten Leitungen oder parallel dazu verlaufende Leitungen. Aus Gründen der numerischen Stabilität ist es

nicht möglich, dass die neu geplanten Leitungen im LOPF keine Kapazität erhalten. Eine Übertragungskapazität von mindestens 50 MVA ist vorgegeben. Wenn im LOPF kein zusätzlicher Ausbaubedarf der geplanten Leitungen ermittelt wird, entstehen so große Gefälle zwischen den einzelnen Leitungskapazitäten, da andere Leitungen Kapazitäten bis zu etwa 3 GW erreichen. Im (n-1)-Fall einer Leitung mit hoher Übertragungskapazität kann dies zu hohen relativen zusätzlichen Auslastungen der kleineren Leitungen führen. Die Anpassung der Impedanzen zur Berücksichtigung der mit dem Netzausbau veränderlichen Widerstandsbeläge führt in dem Fall geringer Übertragungskapazitäten zu hohen Widerstandsbelägen. Dies verringert zum einen die Auswirkungen von Ausfällen auf Leitungen mit geringer Übertragungskapazität, da die entsprechenden BODF klein sind. Zum anderen führt dies im Fall des geplanten Zubaus von Leitungen parallel zu bestehenden Trassen dazu, dass die bestehenden Leitungen im Ausbau bevorzugt werden. Diese haben schon zu Beginn eine deutlich geringere Impedanz und erreichen somit höhere Auslastungen als die neu geplanten Leitungen. Die neuen Leitungen haben zwar meist grundsätzlich bessere elektrische Eigenschaften, da vermehrt 380 kV Leitungen parallel zu 220 kV-Trassen geplant sind, bei einer zu Beginn geringen Übertragungskapazität ist dies jedoch im Optimierungsproblem nicht ersichtlich. Dies führt dazu, dass neu geplante Leitungen parallel zu bestehenden Trassen nur selten ausgebaut werden, obwohl sie zu einer deutlichen Entlastung führen könnten.

Im Szenario D führt nur eine einzige Kombination zweier Leitungen zu unvermeidbaren Überlastungen in der Ausfallanalyse. Diese Leitungen verlaufen sehr ähnlich und sind zudem der selben Spannungsebene zugeordnet. Die elektrischen Parameter und Auslastungen sind demnach sehr ähnlich. Es gibt keine vergleichbaren anderen Leitungen, im Ausfall einer der Leitungen muss die verbleibende andere Leitung den Lastfluss beider Leitungen tragen. Dies entspricht im Extremfall einer Überlastung von 100 %. Um dies zu verhindern, dürften die einzelnen Leitungen maximal mit 50 % der Übertragungskapazität ausgelastet sein. Dieses Problem ist jedoch stark räumlich begrenzt. Es bezieht sich allein auf die Verbindungen zwischen nahegelegenen Umspannwerken. Schon bei einer geringfügigen Reduktion der Anzahl der Netzknoten ist die Vernachlässigung der beiden Leitungen möglich. Deswegen führt die Ausfallanalyse trotz der Vernachlässigung dieser beiden Leitungen dennoch zu belastbaren Ergebnissen.

Bei der (n-1)-sicheren Bestimmung des Netzausbaubedarfs im **SCLOPF** entstehen im Vergleich zum **LOPF** geringere Systemkosten. Im europäischen Verbundsystem sind sowohl die Kosten für die Energieerzeugung als auch die Investitionen in den Ausbau der Übertragungskapazitäten geringer. Die vereinfachte Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit mit Hilfe von Erfahrungswerten überschätzt tendenziell die Systemkosten und ist demnach ein konservativer Ansatz. Dies spricht für die Verwendung dieses Ansatzes in der Energiesystemmodellierung. In Deutschland sind die Investitionen in den Netzausbau hingegen zumeist im SCLOPF höher. Dies spricht für ein gegenüber dem LOPF

abweichendes Energieimportverhalten.

Die im SCLOPF geringeren Kosten der **Energieerzeugung** zeigen, dass die Vorteile der vollständigen Auslastung der Übertragungskapazitäten die Nachteile der teilweise starken Begrenzungen der Lastflüsse zur Einhaltung der (n-1)-Sicherheit übersteigen. Letztere sorgen jedoch nur für eine Begrenzung der Lastflüsse in einzelnen Stunden des Jahres, zu anderen Zeiten können die betreffenden Leitungen dennoch vollständig ausgelastet werden. Im SCLOPF steigt der Anteil EE an der Energieerzeugung an, da die zur Verfügung stehenden Leitungskapazitäten höhere Auslastungen erreichen können. Insbesondere die Erzeugung von Windenergieanlagen an Land ist in allen betrachteten Szenarien gestiegen. Die Einsätze der kostenintensiven Biomassekraftwerke können reduziert werden.

Im Bereich der im *NEP 2035*-Szenario verbleibenden konventionellen Kraftwerke zeigt sich eine Verlagerung der Erzeugung von Braunkohlekraftwerken auf günstigere Atomenergie. Atomkraftwerke sind in diesem Szenario nur in den elektrisch verbundenen Nachbarländern Frankreich, Polen und Tschechien installiert. In Frankreich steigt die Energieerzeugung mit Atomkraftwerken besonders stark an, die Energieproduktion übersteigt im SCLOPF den Energieverbrauch stärker als im LOPF. In Polen und Tschechien geht hingegen die Energieerzeugung mit Hilfe von Braunkohle zurück. Die Transitflüsse zwischen den Ländern lassen vermuten, dass vermehrt Energie aus Frankreich über Österreich und die Schweiz nach Tschechien und Polen exportiert wird. Mit den geringeren Grenzkosten von Atomenergie gegenüber Braunkohle sind so Kosteneinsparungen möglich. Im LOPF wäre für diese Energieflüsse steigende Investitionen in den Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten notwendig, weil die maximale Auslastung der Leitungen eingeschränkt ist. Gestützt wird diese Vermutung zudem von den maximalen Leitungsauslastungen im SCLOPF. Die grenzüberschreitenden Leitungen erreichen alle Auslastungen über die Begrenzungen im LOPF hinaus. Der Ausbau der Leitungen zwischen Frankreich und Polen ist zwar in Einzelfällen im LOPF größer, mit der Beschränkung der maximalen Leitungsauslastung ist jedoch die zu Verfügung stehende Übertragungskapazität im SCLOPF auch in diesen Fällen größer.

Mit einem nahezu vollständig von EE gespeisten Energiesystem im Szenario D ist die Energieerzeugung in Frankreich im LOPF deutlich höher als im SCLOPF. In Polen steigt die Energieerzeugung hingegen im SCLOPF an. Die Abweichungen sind höher als in den NEP-Szenarien. Ursache für die geringere Energieerzeugung in Frankreich sind im Wesentlichen geringere Einspeisungen von Biomassekraftwerken. Windenergieanlagen an Land tragen besonders zu der im SCLOPF gesteigerten Energieerzeugung in Polen bei. Hier lassen die Transitflüsse zwischen den Ländern vermuten, dass in Polen erzeugte Windenergie im SCLOPF zum Ausgleich der Energiebilanz in Tschechien beiträgt. Die im LOPF hohen Importe nach Tschechien aus Österreich sinken, dafür exportiert Österreich mehr Energie in die Schweiz und darüber auch nach Frankreich. Wie bei den Optimierungen der NEP-Szenarien stehen aufgrund der Begrenzung der ma-

ximalen Leitungsauslastung im LOPF geringere Austauschkapazitäten zur Verfügung, die geringere Einspeisungen von Biomasseanlagen zugunsten höherer Windenergieeinspeisungen ermöglichen. Dies führt zu geringeren Kosten der Energieerzeugung. Auch in diesem Szenario stützten die hohen Auslastungen der grenzüberschreitenden Leitungen im SCLOPF diese Vermutung.

In allen Szenarien ergeben sich des Weiteren Änderungen in den Transitflüssen zwischen den skandinavischen Länder untereinander und nach Deutschland. In den Szenarien B und D kommt es in diesen Ländern zudem zu größeren Abweichungen der erzeugten Energiemengen. Die Energieimporte nach Deutschland aus Dänemark sind in allen Szenarien im SCLOPF deutlich höher als im LOPF. Die Importe aus Schweden, und im Szenario B auch die aus Norwegen, sind hingegen im LOPF deutlich höher. Zudem steigen im SCLOPF die Energieimporte Dänemarks aus Schweden und Norwegen. Energieimporte aus Schweden und Norwegen gelangen so über Dänemark in das deutsche Stromnetz. Zusätzlich steigt in den Szenarien B und D im SCLOPF die Energieerzeugung durch Windenergieanlagen in Dänemark während die Einspeisung der Wasserkraftwerke in Schweden (und Norwegen) geringer ist. Beide dieser regenerativen Energiequellen können ohne Grenzkosten einspeisen. Diese Verschiebung der Energieerzeugung führt demnach zu keinen Änderungen der Systemkosten. Allerdings ist die Verfügbarkeit der Wasserkraftwerke deutlich höher als die der Windenergieanlagen, da deren Einspeisung nicht vom Wetter abhängt. Das Potential der Wasserkraftwerke wird im Modell zudem vermutlich überschätzt, da die Anzahl der möglichen Volllaststunden deutlich über den beispielsweise vom NEP veröffentlichten Werten liegt.

Die Stromnetze von Deutschland und Schweden sind derzeit mit einer **DC-Leitungen** verbunden. Auch die im NEP geplanten neuen Verbindungen nach Schweden und Norwegen sind als DC-Leitungen angedacht. Zwischen Dänemark und Deutschland ist derzeit sowohl eine DC-Leitung als auch mehrere AC-Trassen installiert. Grund für die Abweichung der Energieimporte aus den skandinavischen Ländern kann somit auch die unterschiedliche Bewertung von AC und DC-Flüssen im SCLOPF sein. DC-Leitungen sind nicht Teil der (n-1)-Ausfälle im SCLOPF und werden auch im LOPF nicht auf eine maximale Leitungsauslastung begrenzt. Bei der Betrachtung des Ausbaus der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten zu Dänemark, Norwegen und Schweden fällt auf, dass im LOPF die DC-Kapazitäten stärker ausgebaut werden. Im SCLOPF ist hingegen teilweise der Ausbau der AC-Verbindungen zwischen Dänemark und Deutschland höher. Die zu Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten sind im LOPF aufgrund der Begrenzung der maximalen Auslastung in allen Fällen geringer. Die AC-Leitungen sind im LOPF gegenüber DC-Leitungen mit einer begrenzten maximalen Auslastung und steigenden Investitionskosten zur Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit im Nachteil. Die Investitionskosten für den Ausbau einer AC-Leitung sind trotz des Anstiegs noch deutlich geringer als die einer vergleichbaren DC-Leitung. Dennoch führt dies dazu, dass im SCLOPF das Verhältnis von AC- und DC-Investitionskosten geringer ist. Der

Einsatz und Ausbau der AC-Leitungen ist im SCLOPF somit günstiger, DC-Leitungen werden seltener eingesetzt und ausgebaut.

Zudem muss in (n-1)-Analysen des SCLOPF auch der sichere Betrieb der an die DC-Leitungen anschließenden AC-Betriebsmittel gewährleistet sein. Die bestehende DC-Verbindung nach Schweden ist nahe einer der wenigen Verbindungsleitungen zwischen dem vormals getrennten Stromnetzen der neuen und alten Bundesländer angeschlossen. Aufgrund der geringen Vermaschung ist der (n-1)-sichere Betrieb dieser Leitungen im SCLOPF eingeschränkt. Dies kann dazu führen, dass die weitere Verteilung der aus Schweden importierten Energie im SCLOPF nicht immer möglich ist. Die Leitungen aus Dänemark sind zumeist mit dem Stromnetz in Schleswig-Holstein verbunden. Dort ist zum einen die Vermaschung höher, zum anderen kann im Ausbau dieser Trassen auch von der hohen Erzeugung von Windenergie in Schleswig-Holstein profitiert werden.

Das **Energiesystem in Deutschland** ist im SCLOPF tendenziell unabhängiger von den angrenzenden Ländern als im LOPF. Die Energieimporte Deutschlands sind in allen Szenarien im SCLOPF geringer, dafür speisen Kraftwerke in Deutschland vermehrt ein. Die Windenergieanlagen im Norden des Landes erreichen in allen Szenarien im SCLOPF höhere Volllaststunden. Die mit den (n-1)-Nebenbedingungen nur zeitweise begrenzten Leitungsauslastungen erreichen hier im Maximum besonders hohe Werte. Das große Potential der Energieerzeugung mit Windenergieanlagen kann somit im SCLOPF verstärkt ausgenutzt werden. Vor allem im Szenario D mit einer gesteigerten Anzahl an Windparks sind hier höhere Einspeisungen möglich. Die Einspeisungen der Biomassekraftwerke in Deutschland geht hingegen im SCLOPF zurück. Die dafür benötigten Grenzkosten können mit Hilfe der höheren Windenergieeinspeisungen und höheren Leitungsauslastungen vermieden werden. Der Einsatz der in den Szenarien A und B verbleibenden konventionellen Kraftwerke in Deutschland ist im LOPF und SCLOPF ähnlich, die Einspeisung der Braunkohlekraftwerke ist tendenziell im SCLOPF geringer. Auch hier ist zu vermuten, dass höhere Einspeisungen von Windenergieanlagen in Kombination mit höheren Leitungsauslastungen von Grenzkosten behaftete Einspeisungen verhindern können.

Die **Kapazitäten der Energiespeicher** in Deutschland werden in keinem der betrachteten Szenarien erhöht. Der Ausbau der Energiespeicher führt zu deutlich höheren Investitionskosten als die Erhöhung der Übertragungskapazitäten. In der technisch-wirtschaftlichen Optimierung wird der Netzausbau deswegen dem Speicherausbau vorgezogen. Auch mit Berücksichtigung der (n-1)-Ausfälle im SCLOPF ist es möglich, auch ein nahezu vollständig von EE gespeistes Energiesystem ohne zusätzliche Speicherkapazitäten in Deutschland zu betreiben. Das *eGo 100*-Szenario beinhaltet jedoch gesteigerte Energiespeicherkapazitäten im Ausland für die keine Investitionen nötig sind. Zudem kann das verwendete zeitliche Clustering ohne besondere Berücksichtigung saisonaler Energiespeicher deren Bedeutung sowohl im LOPF als auch im SCLOPF einschränken.

Die **Übertragungskapazitäten in Deutschland** werden im SCLOPF stärker erhöht als im LOPF. Mehrere Leitungen werden nur im SCLOPF ausgebaut und behalten im LOPF die bereits bestehende Kapazität. Die Einhaltung der (n-1)-Nebenbedingungen können dies erfordern, aber auch der verbesserte Zugang zu günstigeren Erzeugungskapazitäten kann dies auslösen. Es fällt auf, dass im LOPF jedoch höhere Ausbauten einzelner Trassen erfolgen. Diese sind in der Nähe der Wind-Offshore-Abschlusspunkte verortet. Oft ist die relative Abweichung der Leitungsausbaus zu dem im SCLOPF jedoch im Bereich von 30 %, sodass im SCLOPF zeitweise die gleiche Übertragungskapazität zur Verfügung steht. Auch die (n-1)-Sicherheit kann dazu führen, dass im SCLOPF einzelne Trassen weniger Übertragungskapazität erhalten um den sicheren Betrieb zu gewährleisten. Auffällig ist vor allem im Szenario A, dass im SCLOPF im Fall eines hohen Ausbaus einer Trasse auch ähnlich verlaufende Trassen vermehrt ausgebaut werden. Auch sind die ausgebauten Trassenabschnitte im SCLOPF meist länger. Dies ist mit dem (n-1)-Kriterium zu begründen. Die ähnlich verlaufenden und weiterführenden Trassen haben tendenziell hohe BODFs im (n-1)-Ausfall der stark ausgebauten Trasse. Um diesen Anteil der Lastflüsse der ausfallenden Leitung zusätzlich tragen zu können, muss auch deren Übertragungskapazität erhöht werden.

Die Abweichungen des Ausbaus einzelner Trassen sind in allen Szenarien ähnlich, sowohl die mittleren absoluten Abweichungen als auch die mittleren relativen Änderungen entsprechen ähnlichen Werten. Auch die relativen Abweichungen des gesamten Netzausbaus im Verbundsystem gleichen im nahezu vollständig von EE versorgten Energiesystem dem der NEP-Szenarien. Der Ausbau der Übertragungskapazitäten in Deutschland ist jedoch in den NEP-Szenarien im SCLOPF etwas höher während mit dem *eGo 100*-Szenario ein höherer Ausbau im LOPF stattfindet. Der vereinfachte Ansatz zur Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit mit Hilfe von Erfahrungswerten führt demnach bei hohem Anteil dezentraler EE-Erzeugung nicht zu schlechteren Ergebnissen. Die steigenden Kapazitäten der EE-Anlagen verteilen sich auf die gesamte Fläche Deutschlands. Auch wenn weiterhin im Norden vor allem viele Windenergieanlagen günstig Energie bereit stellen können steigen auch die Kapazitäten der Windenergie- und Photovoltaikanlagen in der Mitte und im Süden Deutschlands. Somit entsteht ein höheres Potential Verbraucher-naher kostengünstiger Energieerzeugung, dass im SCLOPF und LOPF gleichermaßen zur Verfügung steht.

Insgesamt sind die Ergebnisse des LOPF mit dem vereinfachten Ansatz zur Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit mit denen des SCLOPF vergleichbar. Sowohl die Systemkosten als auch der Leitungsausbau zeigen insgesamt ähnliche Tendenzen, der LOPF führt zumeist zu konservativeren Ergebnissen als der SCLOPF. Allerdings ergeben sich in der genaueren Betrachtung auch nicht zu vernachlässigende Unterschiede. Eine Verbraucher-nahe Erzeugung hat im SCLOPF mehr Vorteile als im LOPF. Je mehr Leitungen zwischen Erzeuger und Verbraucher liegen, desto höher ist die Wahrscheinlich-

keit, dass der Lastfluss von einem (n-1)-Ausfall verhindert wird. Die höhere Auslastung der innerdeutschen Leitungen ist im SCLOPF nicht nur möglich, sondern aufgrund der höheren Vermaschung auch im (n-1)-Fall stabiler. Dies löst auch geringere Energieimporte Deutschlands aus. Mit den möglichen Leitungsauslastungen über 70 % hinaus ist zudem ein verstärkter Einsatz der EE in Deutschland möglich und führt zu Kostensenkungen.

5.3 Vergleich der Ergebnisse mit externen Quellen

Die Anwendung einer (n-1)-sicheren technisch-wirtschaftlichen Optimierung auf die Bestimmung des Übertragungsnetzausbaus in Deutschland ist bisher nicht veröffentlicht. Eine Einordnung unter Verwendung externer Quellen ist somit nur eingeschränkt möglich.

Die **Netzausbauplanung der ÜNB** verwendet (n-1)-Analysen. Jedoch als Teilschritt eines iterativen Verfahrens zur heuristischen Bestimmung von Netzausbaumaßnahmen und nicht mit einem Optimierungsverfahren. Der im NEP der ÜNB bestimmte Netzausbaubedarf übersteigt den hier ermittelten Ausbau deutlich. Die dem hier verwendeten *NEP 2035*-Szenario zugrunde liegenden Version aus dem Jahr 2015 prognostiziert Investitionen in den Netzausbau von 20 bis 36 Mrd €. Je nachdem wie hoch der Anteil der Erdkabelabschnitte ist, entstehen Kosten am oberen oder unteren Rand dieser Preisspanne [38]. Im aktuellen NEP aus dem Jahr 2019 entstehen Netzausbaukosten von über 60 Mrd € bis zum Zieljahr 2030 [40]. Dieser Kostenanstieg ist weniger mit steigendem Netzausbaubedarf begründet sondern liegt höheren spezifischen Kosten für den Ausbau der Übertragungsleitungen zugrunde. So wurden zuvor beispielsweise Kosten für die Genehmigungsverfahren deutlich unterschätzt [40]. Im NEP werden je nachdem ob es sich um eine Netzverstärkungsmaßnahme oder den Neubau einer Trasse verschiedene Ausbaukosten angenommen. Für die hier durchgeführten Optimierungen wurden die höchsten Kosten aus dem NEP 2015 verwendet.

Die deutlich geringeren Investitionen in den Ausbau des Übertragungskapazitäten im Szenario A und B zeigen, dass in den Optimierungen dieser Arbeit deutlich weniger Netzausbaubedarf identifiziert wird als im NEP. In der Betrachtung der Ergebnisse des Szenario B fällt auf, dass insbesondere die geplanten innerdeutschen DC-Verbindungen in den hier durchgeführten Optimierungen nicht eingesetzt werden. Die Methodik und Datengrundlage der ÜNB unterscheidet sich von der hier verwendeten Methodik und Daten. So können die ÜNB beispielsweise auf das tatsächliche Netzmodell zurückgreifen, während das hier verwendete Modell mit Annahmen entstanden ist. Dennoch zeigen sich auch in dem Open-Data-Netzmodell Phänomene, wie die starke Auslastung der grenzüberschreitenden Leitungen nach Polen und Tschechien, die auch im realen Netzbetrieb auftreten. Größter methodischer Unterschied ist die Teilung der Rechnungen

der Netzbetreiber in Marktsimulation und Netzanalysen. Im Gegensatz bedingen sich im LOPF wie auch im SCLOPF Erzeugereinsätze und Netzausbau gegenseitig. Weitere methodische Unterschiede zum Vorgehen der ÜNB ergeben sich aus der vorangegangenen kritischen Betrachtung der Methodik. Inwiefern dieser grundlegende methodische Unterschied die Ergebnisse des Netzausbaubedarfs beeinflusst ist derzeit nicht zu quantifizieren. Die Ergebnisse des Forschungsprojekts *CondyNet* lassen jedoch vermuten, dass mit der Optimierung des Netzausbaus eine Verringerung dessen einhergeht⁶.

Die hier durchgeführte Optimierungen zeigen im SCLOPF einen Anstieg des innerdeutschen Netzausbaubedarfs gegenüber dem LOPF. Die Energieimporte aus den angrenzenden Ländern sind geringer. Somit sind die Ergebnisse des SCLOPF näher an den Ergebnissen der ÜNB als die des LOPF. Die bleibende Abweichung ist jedoch hoch, der Netzausbaubedarf ist deutlich geringer und die ÜNB sehen Deutschland als Energieimportland. Der Einfluss einzelner Aspekte der Berechnungen der ÜNB auf den SCLOPF könnte mit erweiterten Optimierungen geprüft werden.

Die ÜNB betrachten jedoch kein Szenario mit einem vollständig von EE gespeisten Energiesystem. Dies ist auch ein Kritikpunkt des *Öko-Instituts* an der Netzausbauplanung des ÜNB [17]. Das *Öko-Institut* beschäftigt sich auch mit der Modellierung und Netzausbauplanung des Übertragungsnetzes in Deutschland. Sowohl die Datengrundlage als auch die Methodik ist näher an denen der ÜNB als die hier verwendeten Werkzeuge. So ist der Netzausbaubedarf nicht Teil einer Optimierung sondern wird iterativ ermittelt. Zur Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit werden einzelne Netzelemente deaktiviert [33]. Mit Hilfe von Netzausbau werden die dabei entstehenden Leitungsüberlastungen minimiert [33]. Die Mehrstufigkeit der Methodik entspricht dem Vorgehen der ÜNB, zusätzlich gibt es jedoch auch Methoden die den Netzausbaubedarf minimieren. Die Wirksamkeit der Netzausbaumaßnahmen der ÜNB werden in Berechnungen des *Öko-Instituts* grundsätzlich bestätigt. Mit der Minimierung des Netzausbedarfs sind jedoch auch Einsparungen möglich [17].

Auch in dem **Forschungsprojekt *Kombikraftwerk 2*** wird der Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes in Deutschland iterativ bestimmt. Diese Bestimmung erfolgt zunächst im (n-0)-Fall. Im Anschluss daran wird geprüft, ob allein mit Redispatchmaßnahmen das (n-1)-Kriterium erfüllt werden kann [21]. Ist dies nicht der Fall werden zusätzliche Leitungen an den entsprechenden Stellen hinzugefügt [21]. Betrachtet wird dabei unter anderem ein Szenario mit 100 % EE-Anlagen. Das Startnetzmodell besteht hier jedoch nicht nur aus dem Bestandsnetz, sondern auch aus dem geplanten Netzausbau der ÜNB. Auf dieser Grundlage werden zur Sicherstellung des störungsfreien Netzbetriebs im Grundfall 3,8 km zusätzliche Leitungen hinzugefügt. Im Abschlussbericht [21] wird angemerkt, dass auf diesen Trassen zum Teil auch mehr als eine Leitung verläuft. Hinsichtlich Investitionskosten oder zusätzlicher Übertragungskapazität wird

⁶<http://condynet.de/>

der Netzausbaubedarf nicht beziffert. Um auch im (n-1)-Fall keine Netzengpässe zu erhalten ist ein zusätzlicher Ausbau von 1,1 km nötig. Bei der im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Optimierungen des 100 %-EE-Szenarios ist der ermittelte Netzausbaubedarf höher. Da in dem *Kombikraftwerk 2*-Modell jedoch mit den geplanten Leitungen nach dem NEP deutlich mehr Übertragungskapazität zur Verfügung steht, ist dies allerdings kaum vergleichbar.

In den Tools des **Forschungsprojekts *INTEVEER*** wird der Netz- und Speicherausbaubedarf des Stromnetzes in Europa mit LOPFs optimiert [12]. Die (n-1)-Sicherheit wird mit der Reduktion der maximalen Leitungsauslastungen auf 70 % abgebildet [12]. Betrachtet werden dabei mehrere Szenarien mit dem Zieljahr 2030 oder 2050. Für das Zieljahr 2030 wurde in *INTEVEER* ein Netzausbaubedarf in Deutschland von 45 TWkm ermittelt [12], zusätzliche Energiespeicherkapazitäten werden nicht eingesetzt. Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Berechnungen für das Jahr 2035 ermitteln in Deutschland einen Netzausbaubedarf von etwa 30 TWkm. Auch hier findet kein Ausbau der Speicherkapazitäten statt. Gegenteilig zu den *eTraGo*-Berechnungen wurde in *INTEVEER* jedoch auch der Ausbau der Erzeugungskapazitäten optimiert. Trotz des ähnlichen Zieljahres ist der Vergleich somit eingeschränkt. Für das Zieljahr 2050 gibt es eine Variante, die auf die Datengrundlage des *eHighway 2050* zurückgreift und keine Optimierung des Kraftwerkparks beinhaltet. Auch das *eGo 100*-Szenario basiert auf diesen Daten, was einen guten Vergleich der Ergebnisse ermöglicht. Auch in diesem Szenario liegt der in *INTEVEER* ermittelte Netzausbaubedarf mit 31 TWkm über dem in *eTraGo* bestimmten Bedarf von etwa 23 TWkm. In beiden Fällen werden keine zusätzlichen Energiespeicherkapazitäten benötigt. Die Differenz des Netzausbaubedarfs kann von verschiedenen Faktoren verursacht werden. So wird in *INTEVEER* beispielsweise das gesamte Verbundnetz der ENTSO-E abgebildet, und auch die geplanten innerdeutschen DC-Leitungen sind berücksichtigt. Dennoch ist die Größenordnung der Ergebnisse ähnlich.

Eine Optimierung mit vollständiger Abbildung der (n-1)-Sicherheit zur Einordnung des vereinfachten Ansatzes findet jedoch dabei nicht statt. Dies ist Teil der Masterarbeit von **Kristjonsson** [23] und der Semesterarbeit von **Vargas** [30]. Beide Arbeiten untersuchen jedoch primär den Einfluss auf die Einspeiseoptimierung, der Ausbau der Leitungen ist nicht Teil der Optimierung. Kristjonsson vergleicht die (n-1)-sichere Optimierung unter anderem mit einem Ansatz der Begrenzung maximaler Leitungsauslastungen. Dafür wird ein Beispielnetz mit 6 Knoten betrachtet. Im Ergebnis führt dies zu bleibenden Leitungsüberlastungen bei dem vereinfachten Ansatz. Jedoch waren Redispatch-Maßnahmen zur Erfüllung der (n-1)-Sicherheit bei dieser Analyse nicht möglich. Dies ist im realen Netzbetrieb jedoch möglich, und auch Teil der hier verwendeten Methodik zur Prüfung des vereinfachten Ansatzes auf (n-1)-Sicherheit. Ein Ergebnis der Arbeit ist auch, dass mit Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums der Stromhandel eingeschränkt wird [23]. Auch die Berechnungen der vorliegenden Arbeit kommen zu

dem Ergebnis, dass im SCLOPF Verbraucher-nahe Energieerzeugung wichtiger ist als im LOPF. In der Semesterarbeit von Vargas wird die Methodik des SCLOPF unter anderem auf das Stromnetz der Schweiz angewendet. Die Erfüllung aller (n-1)-Kriterien war dabei jedoch nicht möglich, die Redispatch-Möglichkeiten waren nicht ausreichend. Ein Vergleich mit den hier gewonnenen Ergebnissen ist somit nicht möglich.

Die (n-1)-sichere Optimierung des Stromnetzes gehört zu den Zielen des **Forschungsprojekts *CondyNet2***⁷. Dafür wird das Software-Tool *PyPSA* verwendet, sodass Parallelen zu der vorliegenden Arbeit anzunehmen sind. Das Projekt ist jedoch noch nicht abgeschlossen, sodass zum aktuellen Zeitpunkt noch keine Ergebnisse vorliegen. Dies bestätigt jedoch die Aktualität und Relevanz der Fragestellung (n-1)-sicherer Energiesystemoptimierungen.

5.4 Verbesserung des einfachen Ansatzes zur Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit

Der mit dem vereinfachten Ansatz bestimmte Netzausbau führt in den meisten Fällen zu einem (n-1)-sicheren Energiesystem. Die wenigen Ausnahmen sind räumlich begrenzt und können näherungsweise vernachlässigt werden. Dennoch ergeben sich Unterschiede zu der Bestimmung des Netzausbaubedarfs unter gleichzeitiger Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit. Hinsichtlich des Gesamtsystems führt der vereinfachte Ansatz zu konservativen Ergebnissen. Der Vorteil Verbraucher-naher Erzeugung wird jedoch vermutlich unterschätzt, was teilweise zu einer Unterschätzung des Netzausbaus in Deutschland führt. Die Berechnungen in dieser Arbeit haben aber auch den erhöhten Rechenaufwand der SCLOPFs gezeigt, der trotz wirksamer Methoden der Komplexitätsreduktion deutlich über dem der LOPF lag. Deswegen ist anzunehmen, dass die hier vorgestellte Methodik zur Anwendung der SCLOPF nicht den derzeit verwendeten LOPF ersetzen wird. Im Folgenden werden Überlegungen angestellt, wie der vereinfachte Ansatz langfristig von den hier durchgeführten SCLOPF profitieren kann. Eine Prüfung dieser Ansätze ist jedoch nicht Teil dieser Arbeit.

Im Mittel wurden die Auslastungen der im (n-1)-Fall verbleibenden Leitungen auf etwa 70 % der Übertragungskapazität begrenzt. Der mit Hilfe von Erfahrungswerten ermittelte Ansatz findet sich demnach auch in den Ergebnissen des SCLOPF. Einzelne Leitungen werden jedoch mit den (n-1)-Nebenbedingungen auf deutlich geringere oder höhere Anteile der Übertragungskapazität begrenzt. Demnach gibt es Leitungen, auf die der Ausfall einer anderen Leitung besonders hohe oder nur geringe Auswirkungen hat. Eine Verbesserung des vereinfachten Ansatzes wäre mit der Einordnung der Auswirkungen der Ausfälle auf die jeweiligen Leitungen möglich. Mit dem Wissen, welche Lei-

⁷<http://condynet.de/projekt.html>, abgerufen am 19.02.2020

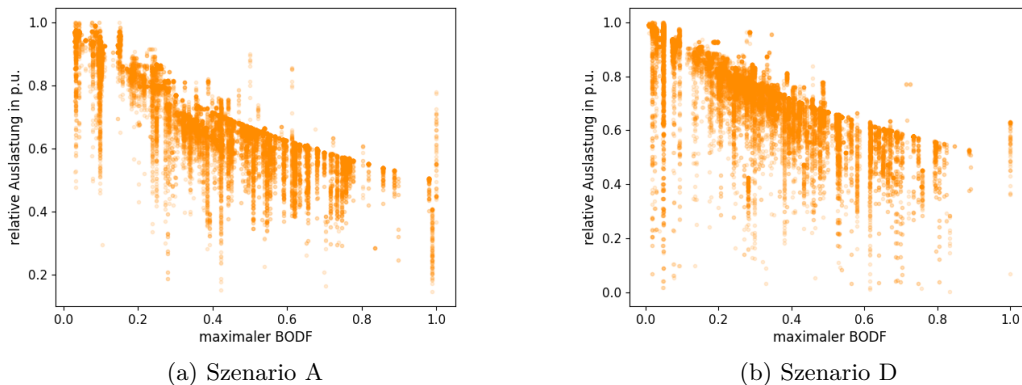


Abbildung 5.1: Begrenzungen der (n-1)-Nebenbedingungen sortiert nach BODF

tung für besonders hohe Änderungen der Auslastung im (n-1)-Fall ausgelegt sein muss, könnten hier die maximalen Auslastungen im Grundfall stärker eingeschränkt werden. Andersherum wäre es so auch möglich den Leitungen, die wenig bis gar nicht von (n-1)-Ausfällen beeinflusst werden höhere maximale Auslastungen zuzuordnen. Diese Zuordnung sollte möglichst ohne zusätzliche aufwendige Berechnungsschritte auskommen um die Rechenzeit und -ressourcen einzuschränken.

Die Methodik der hier verwendeten SCLOPFs bestimmt mit den BODFs auf Grundlage der Netztopologie und Leitungsparameter Faktoren die den Einfluss eines (n-1)-Ausfalls auf die verbleibenden Leitungen beschreiben. Bereits in der Betrachtung der BODF im Übertragungsnetz in Abschnitt 3.3.3 zeigte sich, dass diese Faktoren je nach Ausfall variieren können. Betrachtet man je Leitung nicht die davon betroffenen Leitungen sondern die zusätzlichen Flüsse, die diese im (n-1)-Fall der anderen Leitungen tragen müssen, sind Rückschlüsse auf die notwendige Begrenzung der Lastflüsse im Grundfall denkbar. Diese Vermutung wurde mit Hilfe der Ergebnisse des SCLOPF geprüft. Erster Ansatz ist dabei das Auftragen der durch die (n-1)-Nebenbedingungen begrenzten Leitungsauslastungen sortiert nach dem maximalen BODF im (n-1)-Fall einer anderen Leitung. Dies ist für die Szenarien A und D in Abbildung 5.1 dargestellt. Bei der Auswertung des Szenario B zeigt sich ein ähnliches Bild. Die Abbildungen lassen eine Korrelation zwischen der Begrenzung der Leitungsauslastungen im SCLOPF und dem maximalen BODF im Ausfall einer anderen Leitung vermuten. Es gibt eine auffällige Tendenz zu stärkeren Eingrenzungen der Leitungsauslastung je stärker eine Leitung vom Ausfall einer anderen betroffen ist. Der Zusammenhang ist vermutlich exponentiell.

Die (n-1)-Nebenbedingungen schränken teilweise auch Leitungen mit geringem maximalen BODF stärker ein. Dies ist im Szenario D häufiger der Fall als im Szenario A. Grund für eine hohe Einschränkung trotz geringem BODF können zum einen hohe Auslastungen im Grundfall sein. Zum anderen kann trotz eines geringen BODF der Ausfall

einer Leitung mit hoher Kapazität große Einschränkungen für eine Leitung mit deutlich geringerer Kapazität bedeuten. In der System-scharfen Modellierung sind die Unterschiede zwischen maximaler und minimaler Leitungskapazität beschränkt. Allerdings ist die Übertragungskapazität einer 380 kV-Leitung beispielsweise mehr als dreimal so hoch wie die einer 220 kV-Leitung. Die Einbeziehung der jeweiligen Leitungskapazitäten in die Sortierung der Begrenzungen der Auslastungen könnte dies verbessern. Die Begrenzung der Leitungsauslastungen durch die (n-1)-Nebenbedingungen betreffen allerdings nur einzelne Zeitschritte während die Reduktion der maximalen Auslastung im LOPF den gesamten Berechnungszeitraum betrifft. Eine zu starke Einschränkung kann somit zu einer deutlichen Überschätzung des Einfluss der (n-1)-Sicherheit führen und so auch den Netzausbaubedarf stark überschätzen.

Mit der dargestellten Auswertung wäre eine Leitungs-spezifische Reduktion der maximalen Leitungsauslastungen im LOPF möglich. Mit Hilfe der BODF können die erlaubten Auslastungen eingeschätzt werden. Inwiefern dies zu einer Annäherung der Ergebnisse des LOPF an die des SCLOPF führt ist nur mit weiteren Rechnungen möglich, die nicht Teil der vorliegenden Arbeit sind. Sollte dies zu keiner oder nur einer zu geringen Verbesserung der Ergebnisse führen, wären weitere Anpassung wie die Berücksichtigung der jeweiligen Leitungskapazitäten möglich.

6 Ausblick

Die im Rahmen dieser Arbeit weiterentwickelten Methoden können zukünftig vielfältig Anwendung finden. Zudem sind auch Verbesserungen möglich, um beispielsweise die Laufzeit zu reduzieren. Weitere Teil des iterativen SCLOPF könnten auf parallel laufende Prozesse verteilt werden, was direkt zu einer Verringerung der Laufzeit der einzelnen Iterationen führt. Die Berechnung des iterativen SCLOPF benötigte signifikant mehr Iterationen als der LOPF. Der Verlauf des Zielfunktionswerts zeigt jedoch bereits nach etwa der 10. Iteration nur noch sehr geringe Änderungen. Mit einem genauen Abgleich der Ergebnisse der einzelnen Iterationen kann ermittelt werden, ob eine geringere Anzahl an Iterationen des SCLOPF zulässig ist. Dies könnte mit der Steigerung der maximalen Leitungsüberlastung im (n-1)-Fall oder der Anzahl von Stunden höherer Überlastung umgesetzt werden. Mit der Reduktion der Anzahl der Iterationen sinkt nicht nur die Laufzeit sondern auch der Arbeitsspeicherbedarf. So könnte die Methodik auch für größere Netzmodelle oder auf einem kleineren Server angewendet werden.

Der in Abschnitt 5.4 beschriebene Ansatz kann zudem ein erster Schritt der Übertragung der SCLOPF-Ergebnisse zur Verbesserung der Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit in LOPFs sein. Die Vermutung der Korrelation von maximaler Leitungsauslastung und BODF könnte mit weiteren SCLOPF bestätigt werden. Des Weiteren kann mit der Implementierung des erläuterten Ansatzes Rechnungen durchgeführt und die Ergebnisse mit denen des SCLOPF verglichen werden. Zeigt sich eine geringere Abweichung als bei der pauschalen Reduktion der maximalen Auslastungen könnte das (n-1)-Kriterium so in zukünftigen Berechnungen besser abgebildet werden. Wenn sich keine Verbesserung gegenüber dem aktuellen Ansatz zeigt könnte der Ansatz erweitert werden, beispielsweise um die Leitungskapazitäten. Auch zeitlich variierende Begrenzungen wären denkbar, dafür bedarf es jedoch einer zusätzlichen Klassifizierung der Netzsituationen.

Eine Annäherung der *eTraGo*-Methodik an die der realen Netzausbauplanung ist zum Teil bereits vorhanden und könnte weiterentwickelt werden. So ist beispielsweise eine Modellierung der aktiven Steuerung der Transitflüsse nach Polen und Tschechien möglich. Im Hinblick auf die Realisierung des identifizierten Netzausbaubedarfs könnte auch eine Begrenzung des maximalen Ausbaus einzelner Trassen sinnvoll sein. (n-1)-Ausfälle und daraus resultierende Netzengpässe sind Grundlage der Netzausbauplanung der ÜNB. Die korrekte Abbildung der Ausfälle im SCLOPF kann die Einschätzung des

Netzausbaubedarfs der ÜNB mit *eTraGo* verbessern. Dafür sind weitere Berechnungen unter Berücksichtigung der genannten Aspekte nötig.

Weitere Anwendungen der SCLOPFs können zudem die hier gewonnenen Ergebnisse stützen und das Gesamtbild verbessern. Angesichts der ähnlichen Tendenzen in allen berechneten Szenarien ist es sehr unwahrscheinlich, dass weitere Berechnungen stark von diesen abweichen. Dennoch lassen sich so die Einflüsse in dieser Arbeit nicht betrachteter Aspekte ermitteln. In keinem der hier betrachteten Szenarien wurden die Speicherkapazitäten in Deutschland ausgebaut. Ursache dessen könnte zum einen die günstigen Bedingungen für den Netzausbau sein. Zum anderen war der Ausbau der Speicherkapazitäten in den angrenzenden Ländern nicht Teil der Optimierung sondern im Modell hinzugefügt. So dienen die hohen Speicherkapazitäten in den angrenzenden Ländern auch als kostenlose Flexibilität für das deutsche Energiesystem. Mit der Einschränkung des Netzausbaus auf realisierbare Trassengrößen und der Berücksichtigung aller zusätzlichen Speicherkapazitäten als Optimierungsvariablen kann die Bedeutung der (n-1)-Sicherheit für den Speicherausbaubedarf besser ermittelt werden. Die geringe zeitliche Auflösung ohne zusätzliche Berücksichtigung saisonaler Energiespeicherverläufe kann zudem zu einer Unterschätzung des Ausbaus führen. Dies kann nur mit SCLOPFs mit höherer zeitlicher Auflösung geprüft werden. Fraglich ist jedoch, ob die aktuell zu Verfügung stehenden Rechenkapazitäten dafür ausreichen. Eine abschließende Prüfung der notwendigen Ressourcen zur Betrachtung einer höheren zeitlichen Komplexität wurde aus Gründen der begrenzten Bearbeitungszeit im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt.

Des Weiteren könnte der Einfluss der HS-Ebene auf die Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums ermittelt werden. Im LOPF führt die tendenziell zu einer Verringerung des Netzausbaus, da schon zu Beginn höhere Übertragungskapazitäten zur Verfügung stehen. Mit SCLOPFs kann die Rolle der HS-Ebene im Kontext der (n-1)-Ausfälle geprüft und quantifiziert werden. Es ist jedoch zu bedenken, dass in der realen Netzausbauplanung und auch dem Netzbetrieb das Vorgehen der HS-Ebene sich in Teilen von dem in der HöS-Ebene unterscheidet. Dies ermöglicht somit aber auch die Bestimmung des Potentials des Zusammenspiels der HS- und HöS-Ebene. Die im Projekt *open_eGo* entwickelten Tools und Datenmodelle ermöglichen zudem eine Netzebenen-übergreifende Optimierung vom Übertragungsnetz bis in die Niederspannungsebene. Es findet keine gleichzeitige Optimierung aller Netzebenen statt, nach einem Top-Down-Ansatz gehen die auf der HS-HöS-Ebene bestimmten Erzeuger- und Speichereinsatzzeitreihen in die Optimierungen der unteren Spannungsebenen ein. Diese weichen im SCLOPF vom LOPF ab. Im Besonderen die vermehrte Einspeisung von Windenergieanlagen kann die Optimierung der Mittel- und Niederspannungsnetze beeinflussen.

Derzeit führt die Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit im Betrieb des Übertragungsnetzes dazu, dass vorhandene Übertragungskapazitäten auch im Grundfall nicht vollstän-

dig genutzt werden können. Teilweise müssen hohe Anteile der möglichen Kapazität für eventuelle (n-1)-Ausfälle vorbehalten werden und führen so zu einem suboptimalen Betrieb des Stromnetzes. Mit so genannten *Weiterentwicklungen des konventionellen (n-1)-Kriteriums* werden Ansätze entwickelt, die höhere Leitungsauslastungen in Grundfall ermöglichen und gleichzeitig die Erfüllung des (n-1)-Kriteriums sicherstellen [1]. Eine Möglichkeit dafür ist die flächendeckende Installation von Elementen, die im (n-1)-Fall automatisiert den Lastfluss steuern [1]. Somit kann das präventive Vorhalten von Übertragungskapazitäten verringert werden. Ein anderer Ansatz ist die Einbeziehung von Wahrscheinlichkeiten, wie beispielsweise die Ausfallwahrscheinlichkeiten einzelner Leitungen, in das (n-1)-Kriterium [1]. Die ÜNB wenden dies bereits in Teilen an, in der Netzausbauplanung findet diese Erweiterung jedoch bisher keine Anwendung. Diese möglichen Weiterentwicklungen des (n-1)-Kriteriums könnten auch in die beschriebene Optimierung des Netzausbaus integriert werden. Zukünftig sind demnach nicht nur Weiterentwicklungen in der Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit in der Optimierung des Energiesystems in Deutschland möglich. Auch das (n-1)-Kriterium an sich könnte sich in den kommenden Jahren verändern.

7 Fazit

Die (n-1)-Sicherheit wird derzeit in der technisch-ökonomischen Optimierung des Netzausbaus aufgrund der hohen Komplexität häufig nur vereinfacht berücksichtigt. In der vorliegenden Arbeit ist es jedoch mit Hilfe aktueller Forschungsergebnisse gelungen eine Methodik zu entwickeln, die in der Lage ist den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes in Deutschland (n-1)-sicher zu ermitteln. Dafür werden iterativ die notwendigen Nebenbedingungen zur Einhaltung der (n-1)-Sicherheit ermittelt und der Optimierung hinzugefügt. In Testrechnungen zeigt sich keine Abweichung zu der Optimierung mit allen Nebenbedingungen. Auch wenn eine Analyse größerer Modelle noch aussteht, ist eine sehr gute Näherung anzunehmen.

Mit dieser Methodik konnte auch der aktuell verwendete Ansatz der Reduktion der maximalen Leitungsauslastungen geprüft werden. Mit dem bestimmten Netzausbau ist bis auf vereinzelte Ausnahmen ein (n-1)-sicherer Betrieb des Übertragungsnetzes möglich. Dafür bedarf es jedoch Veränderungen in der Energieerzeugung, die zu einer Steigerung der Systemkosten führen. Der ermittelte Netzausbau ist jedoch nicht Kosten-optimal. Im Vergleich sind in der (n-1)-sicheren Optimierung des Übertragungsnetzausbaus des europäischen Verbundnetzes weniger Investitionskosten in den Ausbau nötig, da hier im Mittel deutlich höhere Leitungsauslastungen möglich sind. Der Ausbau einer Leitung des Übertragungsnetzes in Deutschland ist hingegen in der (n-1)-sicheren Optimierung tendenziell höher. Dies ist einerseits notwendig zur Erfüllung des (n-1)-Kriteriums, andererseits sind so höhere Einsätze lokaler EE-Anlagen möglich. Diese Verbraucher-nahe Energieerzeugung ist im Hinblick auf die (n-1)-Sicherheit vorteilhaft.

Grundsätzlich ähneln die Ergebnisse des vereinfachten Ansatzes denen der Optimierung unter Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit, allerdings gibt es auch Abweichungen. Mit der Transformation zu einem 100 % erneuerbaren Kraftwerkspark steigen diese nicht an sondern sind tendenziell geringer. Die höhere Laufzeit führt vermutlich dazu, dass auch zukünftig vereinfachte Ansätze zur Modellierung des (n-1)-Kriteriums benötigt werden. Diese Ansätze können mit der geschaffenen Möglichkeit der (n-1)-sicheren Optimierung verbessert und auch in größeren Netzmodellen validiert werden.

Literaturverzeichnis

- [1] Agora Energiewende und Energynautics: *Toolbox für die Stromnetze – Für die künftige Integration von Erneuerbaren Energien und für das Engpassmanagement*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2018.
- [2] Ardakani, A. J. und F. Bouffard: *Identification of Umbrella Constraints in DC-Based Security-Constrained Optimal Power Flow*. IEEE Transactions on Power Systems, 28(4):3924–3934, Nov 2013.
- [3] Baden-Württemberg Regierungspräsidium Tübingen: *Planfeststellungsbeschluss für die Errichtung einer 380-kV-Höchstspannungsfreileitung, Amprion Bauleitnummer (Bl.) 4608, Punkt Rommelsbach - Umspannanlage Herbertingen*, Dez. 2017. <https://rp.baden-wuerttemberg.de/rpt/Abt2/Ref24/Documents/pfb-amprion380kv-rt-herbertingen-2017-12-11.pdf>.
- [4] Bhaskar M, M., M. Srinivas und M. Sydulu: *Security Constraint Optimal Power Flow (SCOPF) – A Comprehensive Survey*. International Journal of Computer Applications, 11(6):42–52, Dez. 2010.
- [5] Biskas, P. N. und A. G. Bakirtzis: *A decentralized solution to the Security Constrained DC-OPF problem of multi-area power systems*. In: *2005 IEEE Russia Power Tech*, S. 1–7, June 2005.
- [6] Bouffard, F., F. D. Galiana und J. M. Arroyo: *Umbrella Contingencies in Security-Constrained Optimal Power Flow*. 15th PSCC, Liege, 2005.
- [7] Braess, D.: *Über ein Paradoxon aus der Verkehrsplanung*. Unternehmensforschung, 12:258–268, Dez. 1968.
- [8] Brown, T., J. Hörsch und D. Schlachtberger: *PyPSA: Python for Power System Analysis*. Journal of Open Research Software, 6, 2018, ISSN 2049-9647. <http://dx.doi.org/10.5334/jors.188>.
- [9] Bundesnetzagentur: *Bericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen über die Systemstörung im deutschen und europäischen Verbundsystem am 4. November 2006*, 2006.

-
- [10] Bundesnetzagentur: *Bedarfsermittlung 2017-2030 Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom*, 2017.
- [11] Büttner, C.: *Offene Modellierung des geplanten Leitungsausbaus in Deutschland*. Bachelor-Thesis, Hochschule Flensburg, 2018.
- [12] Cao, K. K., T. Pregger, Y. Scholz, H. C. Gils, K. Nienhaus, M. Deissenroth, C. Schimeczek, N. Krämer, B. Schober, H. Lens, T. Kneiske und B. Idlbi: *Analyse von Strukturoptionen zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit (INTEEVER)*. Abschlussbericht, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart, Institut für Technische Thermodynamik (TT), Abteilung Energiesystemanalyse; Universität Stuttgart, Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK), Abteilung Stromerzeugung und Automatisierungstechnik; Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), Abteilung Netzplanung und Netzbetrieb, 2019.
- [13] Capitanescu, F., M. Glavic, D. Ernst und L. Wehenkel: *Contingency Filtering Techniques for Preventive Security-Constrained Optimal Power Flow*. IEEE Transactions on Power Systems, 22(4):1690–1697, Nov 2007.
- [14] Capitanescu, F., J.M. Ramos, P. Panciatici, D. Kirschen, A.M. Marcolini, L. Platbrood und L. Wehenkel: *State-of-the-art, challenges, and future trends in security constrained optimal power flow*. Electric Power Systems Research, 81(8):1731 – 1741, 2011, ISSN 0378-7796. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779611000885>.
- [15] Davis, C.M. und T. J. Overbye: *Multiple Element Contingency Screening*. IEEE Transactions on Power Systems, 26(3):1294–1301, Aug 2011.
- [16] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): *dena-Netzstudie II. - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025*, 2010. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9106_Studie_dena-Netzstudie_II_deutsch.PDF.
- [17] Flachsbarth, F.: *Netzplanung, Netzengpässe und Lastenmanagement - Netzplanung und Netzmodellierung aus der Sichtweise des Öko-Instituts*, 2017. <https://www.buergerdialog-stromnetz.de/assets/Uploads/170913-Leitwarte-Lehrte-Vortrag-Flachsbarth-Öko-Institut.pdf>.
- [18] Gesellschaft für Anlagen-und Reaktorsicherheit (GRS) mbH: *Störungen im Stromnetz und Notstromfälle in Kernkraftwerken in den Jahren 2003 bis 2012*, 2014.

- [19] Guo, J., Y. Fu, Z. Li und M. Shahidehpour: *Direct Calculation of Line Outage Distribution Factors*. IEEE Transactions on Power Systems, 24(3):1633–1634, Aug 2009.
- [20] Hagspiel, S., C. Jägemann, D. Lindenberger, T. Brown, S. Cherevatskiy und E. Tröster: *Cost-optimal power system extension under flow-based market coupling*. Energy, 66:654 – 666, 2014, ISSN 0360-5442. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214000322>.
- [21] Knorr, K., B. Zimmermann, D. Kirchner, M. Speckmann, R. Spieckermann, M. Widdel, M. Wunderlich, Dr. R. Mackensen, Dr. K. Rohrig, Dr. F. Steinke, Dr. P. Wolfrum, T. Leveringhaus, T. Lager, Prof. Dr.-Ing. habil. L. Hofmann, D. Filzek, T. Göbel, B. Kusserow, L. Nicklaus und P. Ritter: *Kombikraftwerk 2 - Abschlussbericht*, 2014.
- [22] Kotzur, L., P. Markewitz, M. Robinius und D. Stolten: *Time series aggregation for energy system design: Modeling seasonal storage*. Applied Energy, 213:123–135, Mar 2018, ISSN 0306-2619. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.01.023>.
- [23] Kristjonsson, M.: *Enforcing the N-1 Criterion in Power Transmission Networks: An Analysis of a Theoretical Model*. Master-Thesis, Norwegian School of Economics, 2013.
- [24] Müller, U.P., B. Schachler, W.D. Bunke, J. Bartels, M. Glauer, C. Büttner, S. Günther, E. Kötter, I. Cußmann, L. Hülk, M. Scharf, T. Mossakowski und J. Wendiggensen: *Netzebenenübergreifendes Planungsinstrument - zur Bestimmung des optimalen Netz- und Speicherausbaus in Deutschland - integriert in einer Open-EnergyPlattform*, 2019.
- [25] NERC - North American Electric Reliability Corporation: *Nerc iro-006-03 reliability coordination transmission loading relief*. online verfügbar unter www.nerc.com/files/IR0-006-3.pdf, abgerufen am 22.01.20.
- [26] Niedersächsische Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr: *Planfeststellungsbeschluss für die Errichtung und den Betrieb der 380-kV-Leitung Stade- Landesbergen, Abschnitt Stade - Sottrum, Teilabschnitt: Raum Stade*, Apr. 2018. https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Onshore_Germany/Stade-Landesbergen/2018/PFA1/20180427_Original_PFB_Raum_Stade.pdf.
- [27] Raptis, S.: *Security Constrained Optimal Power Flow in a Mixed AC-DC Grid*. Master-Thesis, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, 2013.

- [28] Ronellenfitsch, H., D. Manik, J. Hörsch, T. Brown und D. Witthaut: *Dual Theory of Transmission Line Outages*. IEEE Transactions on Power Systems, 32(5):4060–4068, Sep. 2014.
- [29] Sengbusch, K. v. und J. Hanson: *Einbindung von HGÜ-Systemen in Wechselstromnetze – Erfahrungen und Potentiale*. Internationaler ETG-Kongress 2007, Okt. 2007.
- [30] Vargas, D.S.: *Optimization-based N-1 Security Assessment*. Semesterarbeit, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, Jan. 2012. <https://ethz.ch/content/dam/ethz/special-interest/itet/institute-eeh/power-systems-dam/documents/SAMA/2012/Vargas-SA-2012.pdf>.
- [31] Verband der Netzbetreiber: *TransmissionCode 2007 - Anhang C: Anwendung des (n-1)-Kriteriums*. VDN, 2007.
- [32] Wiese, F., G. Bökenkamp, C. Wingenbach und O. Hohmeyer: *An open source energy system simulation model as an instrument for public participation in the development of strategies for a sustainable future*. Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment, 3(5):490–504, 2014, ISSN 20418396. <https://doi.org/10.1002/wene.109>.
- [33] Winger, C. E-Mail, 2020.
- [34] Witthaut, D. und M. Timme: *Braess' paradox in oscillator networks, desynchronization and power outage*. New J. Phys., 14:083036, Jan. 2012.
- [35] Xavier, A. S., F. Qiu, F. Wang und P. R. Thimmapuram: *Transmission Constraint Filtering in Large-Scale Security-Constrained Unit Commitment*. IEEE Transactions on Power Systems, 34(3):2457–2460, 2019.
- [36] Übertragungsnetzbetreiber: *Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*, 2012.
- [37] Übertragungsnetzbetreiber: *Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes*, 2015.
- [38] Übertragungsnetzbetreiber: *Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, 1. Entwurf*, 2015.
- [39] Übertragungsnetzbetreiber: *Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes*, 2018.
- [40] Übertragungsnetzbetreiber: *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, 1. Entwurf*, 2019.

A Anhang Methodik

A.1 Netzmodell

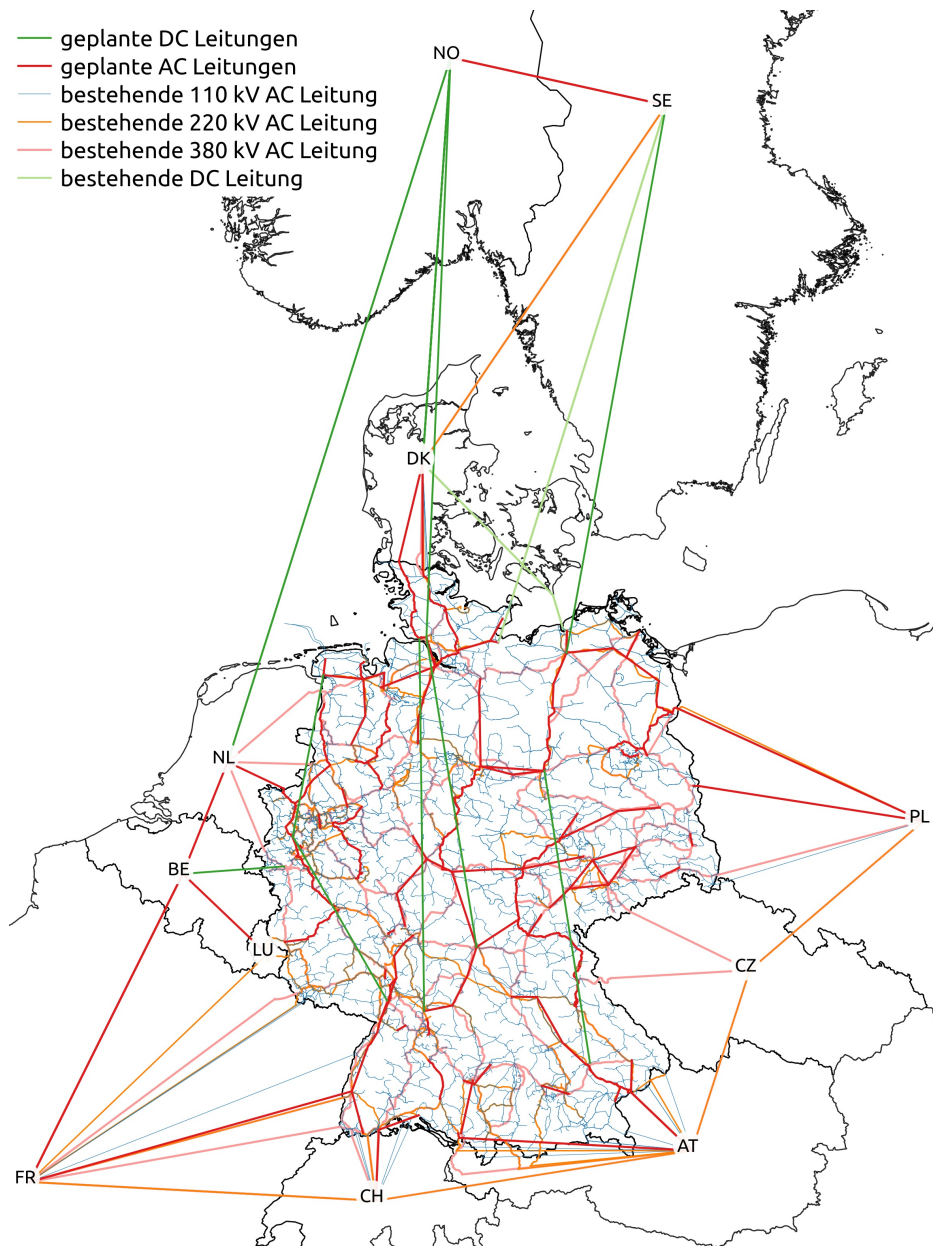


Abbildung A.1: open_eGo Netzmodell mit Netzausbau nach dem NEP 2035 B2

A.2 Python-Funktion iterativer SCLOPF

```

1 def iterate_sclopf(network, args, branch_outages, extra_functionality,
2   n_process, delta, n_overload = 0, post_lopf = False):
3
4   l_snom_pre = network.lines.s_nom.copy()
5   t_snom_pre = network.transformers.s_nom.copy()
6   add_all_contingency_constraints.counter = 0
7   results_to_csv.counter=0
8   split_extended_lines.counter = 0
9   n = 0
10  combinations = dict.fromkeys(network.snapshots, [[], [], []])
11  size = 0
12  nb = 0
13
14  if post_lopf:
15      l_snom_pre, t_snom_pre = split_extended_lines(network, percent = 1.5)
16
17      network_lopf_build_model(network, formulation='kirchhoff')
18
19      network_lopf_prepare_solver(network, solver_name='gurobi')
20
21      network = prepare_lopf_for_sclopf(network)
22
23  else:
24      network_lopf( network.snapshots,
25                   solver_name=args['solver'],
26                   solver_options=solver_options_lopf,
27                   extra_functionality=extra_functionality,
28                   formulation=args['model_formulation'])
29
30      if network.results["Solver"][0]["Status"].key!='ok':
31          raise Exception('SCLOPF not solved.')
32
33  if network.lines.s_nom_extendable.any():
34      l_snom_pre, t_snom_pre = \
35          update_electrical_parameters(network,
36                                      l_snom_pre, t_snom_pre)
37
38      if post_lopf == False:
39          l_snom_pre, t_snom_pre = split_extended_lines(network, percent =
40              1.5)
41
42          network_lopf_build_model(network, formulation=args['
43              model_formulation'])
44
45          network_lopf_prepare_solver(network, solver_name=args['solver'])
46
47  new = post_contingency_analysis_per_line(network, branch_outages, n_process,
48      delta)
49
50  for i in range(len(new.keys())):
51      size = size + len(new.values()[i][0]) * network.snapshot_weightings[new.
52          keys()[i]]

```

```
50 while size > n_overload:
51     if n < 100:
52         combinations = calc_new_sc_combinations(combinations, new)
53
54         nb = int(add_all_contingency_constraints(
55             network, combinations, track_time))/2
56
57         iterate_lopf_calc(network, args, l_snom_pre, t_snom_pre)
58
59         if network.results["Solver"][0]["Status"].key!='ok':
60
61             raise Exception('SCLOPF '+ str(n) + ' not solved.')
62
63         if network.lines.s_snom_extendable.any():
64             l_snom_pre, t_snom_pre = update_electrical_parameters(network,
65                 l_snom_pre, t_snom_pre)
66
67             if post_lopf == False:
68                 l_snom_pre, t_snom_pre = split_extended_lines(network,
69                     percent = 1.5)
70
71                 network_lopf_build_model(network, formulation=args['
72                     model_formulation'])
73
74                 network_lopf_prepare_solver(network, solver_name=args['
75                     solver'])
76
77         new = post_contingency_analysis_per_line(
78             network,
79             branch_outages,
80             n_process,
81             delta)
82
83         size = 0
84         for i in range(len(new.keys())):
85             size = size + len(new.values()[i][0])* network.
86                 snapshot_weightings[new.keys()[i]]
87
88         n+=1
89
90     else:
91         print('Maximum number of iterations reached.')
92         break
```

A.3 Python-Funktion Überprüfung auf (n-1)-Sicherheit

```

1 def post_contingency_analysis(network, branch_outages, n_process, delta = 0.01):
2
3     nw, branch_outages = set_dispatch(network.copy(), branch_outages)
4     snapshots_set={}
5     length = int(nw.snapshots.size / n_process)
6
7     for i in range(n_process):
8         snapshots_set[str(i+1)]=nw.snapshots[i*length : (i+1)*length]
9     snapshots_set[str(n_process)] = nw.snapshots[i*length :]
10
11     manager = mp.Manager()
12     d = manager.dict()
13
14     def multi_con(nw, snapshots, d):
15
16         for sn in snapshots:
17
18             p0_test = nw.lpf_contingency(branch_outages=branch_outages,
19                                         snapshots=sn)
20
21             load_signed = (p0_test.divide(nw.passive_branches().s_nom_opt,axis
22                                         =0)).drop(['base'], axis = 1)
23
24             load_per_outage_over = load_signed.transpose()[load_signed.abs().max
25                                                         () > (1+delta)].transpose()
26
27             out = load_per_outage_over.columns.values
28             mon = load_per_outage_over.abs().idxmax().values
29             sign = []
30             for i in range(len(out)):
31                 sign.append(np.sign(load_per_outage_over[
32                                 out[i]][mon[i]].astype(int))
33                             combinations = [out, mon, sign]
34
35             if not len(combinations[0]) == 0:
36                 d[sn]=combinations
37
38     processes = [mp.Process(
39                 target=multi_con, args=(nw, snapshots_set[i], d)
40                 ) for i in snapshots_set]
41
42     for p in processes:
43         p.start()
44
45     for p in processes:
46         p.join()
47
48     for p in processes:
49         p.terminate()
50
51     return d

```

A.4 (n-1)-Nebenbedingungen im Optimierungsproblem

```
1 c_u_contingency_flow_upper(Line_1_Line_1_now)_:
2 +0 passive_branch_p(Line_1_now)
3 <= 20
4
5 c_u_contingency_flow_upper(Line_1_Line_2_now)_:
6 -0.9999999999999989 passive_branch_p(Line_1_now)
7 +1 passive_branch_p(Line_2_now)
8 <= 20
9
10 c_u_contingency_flow_upper(Line_1_Line_3_now)_:
11 -0.6666666666666652 passive_branch_p(Line_1_now)
12 +1 passive_branch_p(Line_3_now)
13 <= 20
14
15 c_u_contingency_flow_upper(Line_1_Line_4_now)_:
16 -0.6666666666666652 passive_branch_p(Line_1_now)
17 +1 passive_branch_p(Line_4_now)
18 <= 20
19
20 c_u_contingency_flow_upper(Line_1_Line_5_now)_:
21 +0.3333333333333326 passive_branch_p(Line_1_now)
22 +1 passive_branch_p(Line_5_now)
23 <= 20
24
25 c_l_contingency_flow_lower(Line_1_Line_1_now)_:
26 +0 passive_branch_p(Line_1_now)
27 >= -20
28
29 c_l_contingency_flow_lower(Line_1_Line_2_now)_:
30 -0.9999999999999989 passive_branch_p(Line_1_now)
31 +1 passive_branch_p(Line_2_now)
32 >= -20
33
34 c_l_contingency_flow_lower(Line_1_Line_3_now)_:
35 -0.6666666666666652 passive_branch_p(Line_1_now)
36 +1 passive_branch_p(Line_3_now)
37 >= -20
38
39 c_l_contingency_flow_lower(Line_1_Line_4_now)_:
40 -0.6666666666666652 passive_branch_p(Line_1_now)
41 +1 passive_branch_p(Line_4_now)
42 >= -20
43
44 c_l_contingency_flow_lower(Line_1_Line_5_now)_:
45 +0.3333333333333326 passive_branch_p(Line_1_now)
46 +1 passive_branch_p(Line_5_now)
47 >= -20
```

B Anhang Ergebnisse

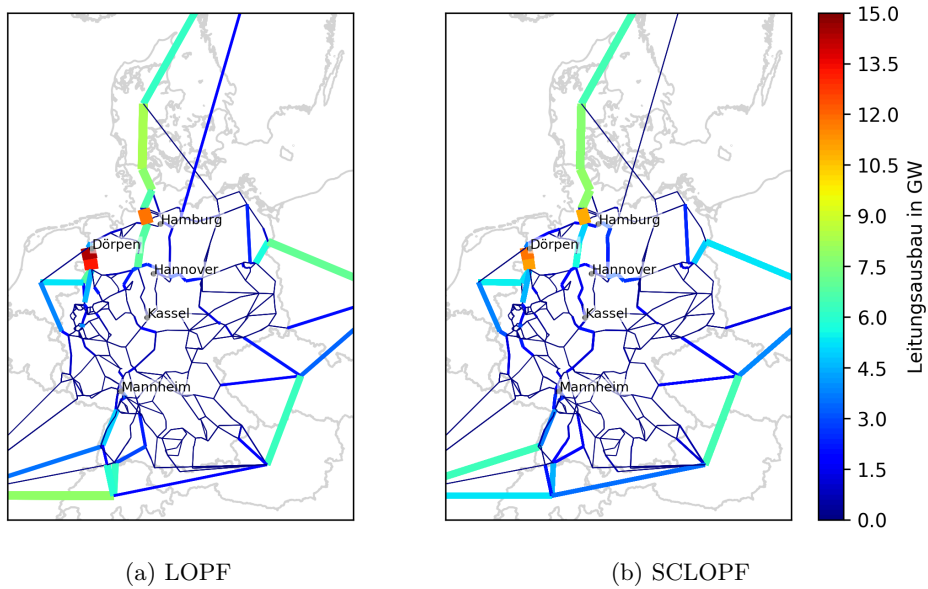


Abbildung B.1: Szenario A: Absoluter Ausbau der Übertragungskapazitäten

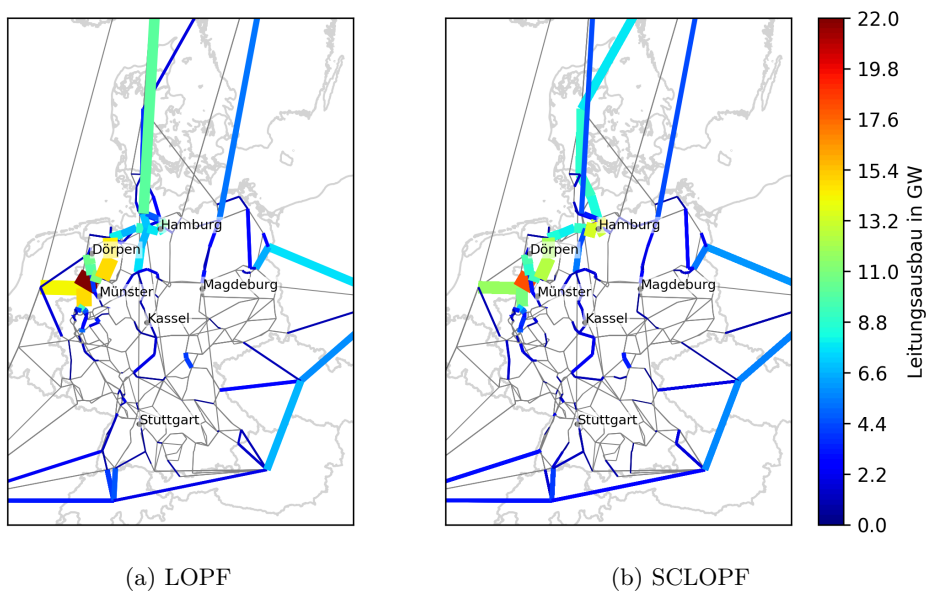


Abbildung B.2: Szenario B: Absoluter Ausbau der Übertragungskapazitäten

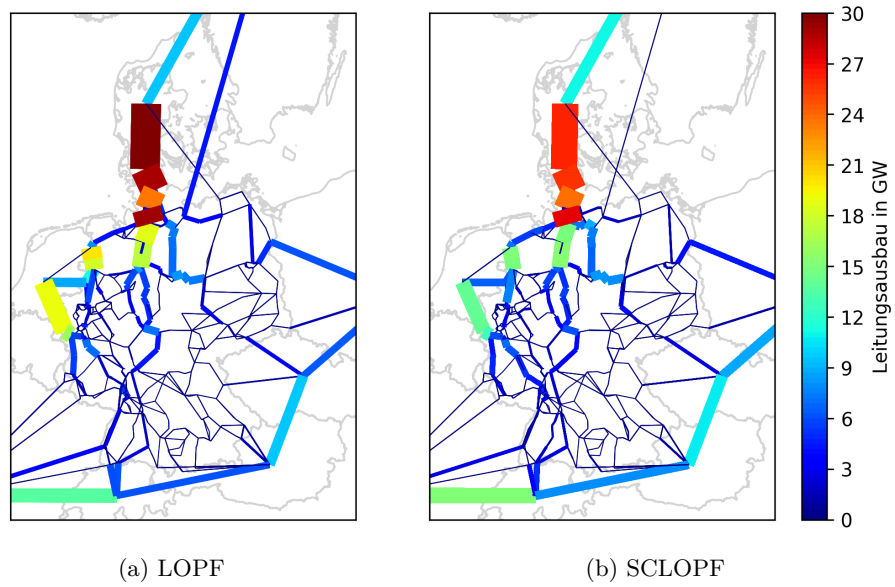


Abbildung B.3: Szenario D: Absoluter Ausbau der Übertragungskapazitäten