



Analyse eines 110-kV- Verteilnetzes

Masterarbeit von
Konstantin Tschabuschnig, BSc.

Betreuer
Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

Februar 2020

Technische Universität Graz
Institut für elektrische Anlagen und Netze
Inffeldgasse 18/I
8010 Graz
Austria

Institutsleiter
Robert Schürhuber

Betreuer
Herwig Renner

Masterarbeit von
Konstantin Tschabuschnig

Februar 2020

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 02.02.2020

Konstantin Tschabuschnig

Kurzfassung

In dieser Masterarbeit wird ein 110 kV Verteilnetz hinsichtlich des Wirkleistungsverhaltens untersucht. Aus betrieblichen Messwerten ist bekannt, dass es immer wieder zu hohen Leitungsauslastungen kommt. Deshalb sollen die aktuellen Leitungsengpässe genauer betrachtet werden. Nach einer Analyse der Erzeugungs- und Lastverläufe wurden signifikante Lastszenarien ausgewählt und lastflusstechnisch untersucht. Ebenso sind in Zukunft weitere Ausbaumaßnahmen an den Kraftwerken geplant. Durch diesen Ausbau werden Leistungserhöhungen an Leitungen sowie an den Netzabstützungen befürchtet, diese Auswirkungen werden ebenso untersucht. Des Weiteren befindet sich eine zusätzliche Netzabstützung in Bau. Durch diese Netzabstützung werden neue Netzschnittstellen geschaffen, welche in dieser Arbeit simuliert werden. Für diese Schaltvarianten, wird auch eine (n-1)-Analyse der Regeltransformatoren, sowie der Leitungen angefertigt. Die Simulationen und Untersuchungen erfolgen mittels Neplan und Matlab.

Stichwörter: Netzabstützungen, Verteilnetz, Wirkleistungsdurchzüge, (n-1)-Bedingung

Abstract

In this master thesis a 110 kV distribution grid is analysed with focus on the active power. From the operation as well as from the measured values it is known that some lines are highly loaded. Therefore, congestions should be detected and analysed. The generation and load patterns are analysed and characteristic load scenarios have been selected as input for load flow simulations. Further expansion projects at power plants are also planned. Their effects on line loading and transformer loading at the main sub stations, are also analysed. An additional main sub station is also under construction, which will allow new interconnection possibilities, which are simulated in this thesis. With these interconnection possibilities, an (n-1)-analysis of the regulating transformers, as well as the lines, is also carried out. The simulations and investigations are performed by using Neplan and Matlab.

Keywords: main sub station, distribution grid, active power passage, (n-1)-criterion

Symbol- und Abkürzungsverzeichnis

C	Kapazität
C´	Spezifische Kapazität
f	Frequenz
I	Strom
I _{thermisch}	Thermischer Grenzstrom
K	Kupplung
KW	Kraftwerk
L	Induktivität
L´	Spezifische Induktivität
NA	Netzabstützung
P	Wirkleistung
PV-Typ	Leistung/Spannungs-Type
RHU	Regeltransformator
S	Scheinleistung
S _n	Nennscheinleistung
U	Spannung
ÜBN	Übertragungsnetz
u _k	Relative Kurzschlussspannung
UW	Umspannwerk
VN	Verteilnetz
ω	Kreisfrequenz
X _L	Reaktanz (Leitungsreaktanz)
Z	Impedanz

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Theorie und Methodik.....	3
2.1	Methodik der Netzberechnung	3
2.2	Übertragungsfähigkeit von Leitungen.....	5
2.3	(n-1)-Kriterium.....	6
2.4	Einfluss von Regeltransformatoren	6
3	Lastflussberechnungen und –analysen.....	9
3.1	Vorstellung des 110 kV Netzes	9
3.2	Messdaten	10
3.3	Darstellung des Lastverlaufes	11
3.3.1	Erzeuger und Verbraucherganglinie (Stunden-, Tages- und Wochenmittelwerte)	11
3.3.2	Erzeuger und Verbraucherganglinie (Werktag, Wochenende) ohne Pumpen	12
3.3.3	Erzeuger und Verbraucherganglinie (Werktag, Wochenende) inkl. Pumpen.....	13
3.4	Spezifikation von Lastzuständen	14
3.5	Darstellung der Lastzustände.....	16
3.5.1	Betrachtung der Jahresenergie	16
3.5.2	Darstellung der Lastfälle	19
3.5.2.1	Lastfall 1	19
3.5.2.2	Lastfall 2	20
3.5.2.3	Lastfall 3	21
3.5.2.4	Lastfall 4	22
3.5.2.5	Lastfall 5	23
3.5.2.6	Lastfall 6	24
3.5.2.7	Lastfall 7	25
3.5.2.8	Lastfall 8	26
3.5.2.9	Lastfall 9	27
3.5.2.10	Lastfall 10	28
3.5.2.11	Lastfall 11	29
3.5.2.12	Lastfall 12	30

3.6	Zusammenfassung	31
4	(n-1)-Situation an den Übergabestellen	33
4.1	Ist-Zustand.....	34
4.1.1	Netzabstützung A	34
4.1.2	Netzabstützung B	36
4.2	Netzabstützung D, Ost-, Westnetz gekuppelt bzw. vermascht	40
4.2.1	Netzabstützung A	40
4.2.2	Netzabstützung B	40
4.3	Netzabstützung D, Ost-, Westnetz getrennt.....	41
4.3.1	Ostnetz	41
4.3.2	Westnetz.....	42
5	Leitungsauslastungen im 110-kV-Netz.....	43
5.1	(n-1)-Situation an den Leitungen	43
5.1.1	Westbereich.....	43
5.1.2	Ostbereich	45
5.1.3	Zusammenfassung	45
6	Auswirkung der Erhöhung der Kraftwerkskapazitäten auf die Leitungsauslastung.....	47
6.1	Erste Ausbaustufe des Kraftwerkes KW-MO	47
6.2	Zweite Ausbaustufe des Kraftwerkes KW-MO	49
6.2.1	Mit Netzabstützung D, West- und Ostnetz gekuppelt in UW 1	49
6.2.2	Mit Netzabstützung D, West- und Ostnetz getrennt	49
6.3	Kraftwerk KW-RK.....	50
6.3.1	Kraftwerk KW-RK, gekuppelt.....	50
6.3.2	Kraftwerk KW-RK, getrennt	51
6.4	Auswirkungen einer Leistungserhöhung beim Kraftwerk M-220kV.....	52
6.4.1	Leistungsaufteilung einer Leistungserhöhung am Kraftwerk M-220kV mit Netzabstützung D und einer West-Ostnetzkupplung.....	52
6.4.2	Leistungsaufteilung einer Leistungserhöhung am Kraftwerk M-220kV mit Netzabstützung D und getrenntes Verteilnetz	53
6.5	Zusammenfassung	54

7	Netzkupplungsmöglichkeiten zwischen Ost- und Westnetz	59
7.1	Gegenüberstellung der Auswirkung an den Leitungen	59
7.1.1	Zusammenfassend	60
7.1.1.1	Getrenntes Netz.....	60
7.1.1.2	In der Netzabstützung D gekuppelt	60
7.1.1.3	Im Umspannwerk 1 gekuppelt	60
7.1.1.4	Im Umspannwerk 1 und in der Netzabstützung D gekuppelt	60
7.2	Gegenüberstellung der Auswirkung an den Netzabstützungen	61
8	Wirkleistungsdurchzüge in Abhängigkeit der 220 kV Übertragungsleitung	63
8.1	Leistungserhöhungen im Übertragungsnetz	63
8.1.1	Mit Netzabstützung D, West- und Ostnetz gekuppelt in UW 1.....	63
8.1.2	Mit Netzabstützung D, West- und Ostnetz getrennt	63
8.2	Ausfall der 220 kV Leitung im Ost-Abschnitt (1-System)	64
8.2.1	Ostbereich, West- und Ostnetz gekuppelt in UW 1	64
8.2.2	Ostbereich, West- und Ostnetz getrennt	65
8.2.3	Westbereich, West- und Ostnetz gekuppelt in UW 1	65
8.2.4	Westbereich, West- und Ostnetz getrennt	65
8.3	Ausfall der 220 kV Leitung im Ost-Abschnitt (2 Systeme).....	66
8.3.1	Bereich-Ost, West- und Ostnetz gekuppelt in UW1	66
8.3.2	Bereich-Ost, West- und Ostnetz getrennt.....	66
8.3.3	Bereich-West, West- und Ostnetz gekuppelt in UW 1.....	66
8.3.4	Bereich-West, West- und Ostnetz getrennt	67
8.4	Zusammenfassung	67
8.4.1	Durchzüge in Abhängigkeit einer Leistungserhöhung im Übertragungsnetz	67
8.4.2	Aufschläge aufgrund der Sonderschaltzustände im Übertragungsnetz	67
9	Diskussion	69
10	Literaturverzeichnis.....	71
11	Anhang	73

1 Einleitung

Ziel dieser Masterarbeit ist es ein Verteilnetz (VN) mit 110 kV Nennspannung hinsichtlich des Wirkleistungsverhaltens zu untersuchen. Dabei soll eine Darstellung der Lasten bzw. der Erzeugung für spezielle Zeitpunkte erfolgen. Für das betrachtete Netz ist eine Analyse der Leitungsauslastungen anzufertigen. Hierbei ist eine (n-1)-Analyse zu tätigen. Aus dieser sollen anschließend die ausgelasteten Leitungen extrahiert und auf zukünftige Leistungssteigerungen, an speziellen Knotenpunkten, untersucht werden. Ebenso soll an den Übergabetransformatoren (RHU) eine (n-1)-Untersuchung erfolgen. Das Verteilnetz ist durch eine große Kraftwerkskapazität im Westen geprägt. In Zukunft sind weitere Ausbauten dieser installierten Leistungen zu erwarten. Diese kommenden Projekte sollen ebenfalls in dieser Analyse beachtet werden. Die neuen Herausforderungen durch eine zusätzliche Netzabstützung und die unterschiedlichen Verschaltungsmöglichkeiten sind gleichfalls zu betrachten. Ebenso wird der Einfluss der neuen Netzabstützung, in Bezug auf Wirkleistungsdurchzüge und Leitungsentlastung, simuliert.

Basis bildet ein Netzdatensatz in NEPLAN-Format sowie gemessene Leitungsbelastungen. Das 110 kV Verteilnetz besitzt aktuell drei Netzabstützungen, welche eine Verbindung zum übergeordneten 220 kV Netz bilden. In der Zukunft wird auch eine vierte Netzabstützung vorhanden sein. Das Netz ist durch eine hohe Kraftwerkskapazität im Westen und einem Verbrauchsschwerpunkt im Osten geprägt.

2 Theorie und Methodik

2.1 Methodik der Netzberechnung

Die Mittelspannungsnetze werden aus dem übergelagerten Hochspannungsnetz gespeist, welches mit 110 kV betrieben wird. Die Lastdeckung erfolgt durch einzelne Mittel- und Spitzenlastkraftwerke, überwiegend aber durch Einspeisungen aus dem Höchstspannungsnetz. Bei den Höchstspannungsnetzen hat sich eine Spannung von 380 kV etabliert. Ältere Systeme werden jedoch noch mit 220 kV betrieben. Das Höchstspannungsnetz dient rein zum Transport. Das 110 kV Hochspannungsnetz entwickelt sich infolge der steigenden Lastdichten in den Großstädten immer mehr zu einem Verteilnetz, welches zum Teil durchaus öfters in der Kabelvariante ausgeführt wird [1]. Die Transformatoren an den Übergabestellen, welche hauptsächlich als Regeltransformatoren ausgeführt sind und das Hochspannungsnetz mit dem Höchstspannungsnetz verbinden, besitzen meistens eine Bemessungsleistung von 100 bis 300 MVA [2]. Als Grundlage für die Netzplanung dient ein Netzausbauplan, der in Hinblick auf die Anbindung an höhere Spannungsebenen mit dem Übertragungsnetzbetreiber abgestimmt ist. Die Planung solcher Netze erfolgt meist über einen Zeitraum von 15 bis 20 Jahren. [3].

Die Lastflussberechnungen bzw. die Simulationen werden mittels NEPLAN realisiert. Für das Verteilnetz besteht bereits ein nahezu getreues Modell. Die zukünftige Netzabstützung D ist bereits im Modell ergänzt, ebenso ist eine Einschleifung im Umspannwerk 48 realisiert. Das übergeordnete Netz ist in einem zweiten Layer nachgebildet, und wird zu den betrachteten Zeitpunkten so beeinflusst, dass die Leistungsflüsse im Höchstspannungsnetz und an den Übergabestellen annähernd mit den gemessenen Werten übereinstimmen. Dazu werden zwei Netzeinspeisungen verwendet. Eine wird als Leistungseinspeisung und die andere als Leistungsverbraucher realisiert. Damit wird auch die Richtung des Lastflusses im Übertragungsnetz gesteuert. Die Netzeinspeisungen werden als PV-Knotentyp realisiert. Es werden die Einspeiseleistungen eingestellt, so dass der Leistungsfluss im Übertragungsnetz, im Gebiet des betroffenen Verteilnetzes, den Messwerten der betrachteten Zeitpunkte entspricht. Mit Hilfe der Spannung des Einspeisenetzes und der Kraftwerke im Höchstspannungsnetz werden die Spannungen an den Netzabstützungen, nach den Messwerten, entsprechend eingestellt. Als Slackknoten wird ein leistungsstarker Kraftwerksknoten im Höchstspannungsnetz gewählt. Die Auswertungen der Messwerte, wie die Energieberechnung, Leitungsauslastung oder Trafoauslastungsberechnungen, werden mit Hilfe von Matlab realisiert.

Für die Analyse und Planung elektrischer Netze ist die stationäre Lastflussberechnung eine grundlegende Aufgabe. Lastflussberechnungen sind meistens stationäre Berechnungen bei konstanter Netzfrequenz [4]. Lastflussberechnungen können sowohl als Entscheidungshilfen beim Betrieb, als auch zur Planung bei Erweiterung oder Änderung eines vorhandenen Netzes herangezogen werden. Der Lastfluss kennzeichnet einen bestimmten bzw. speziellen Betriebszustand eines elektrischen Energieversorgungsnetzes. Dabei können unter anderem die Auslastung der Betriebsmittel, die Netzverluste, die Spannungshaltung im Netz bzw. der Blindleistungshaushalt und Spannungsfälle auf Leitungen analysiert werden. Für die Lastflussberechnung in einem Drehstromnetz wird grundsätzlich ein symmetrischer Aufbau und Betrieb vorausgesetzt, so dass einpolige Nachbildungen im Mitsystem möglich sind.

Für die Lastflussberechnung in NEPLAN, werden mehrere Berechnungsmethoden bereitgestellt. Darunter fällt unter anderem die Stromiteration, Newton-Raphson-Verfahren oder erweitertes Newton-Raphson-Verfahren. Für Strahlennetze kann auch eine Spannungsfallberechnung erfolgen [5]. Die schrittweise Berechnung des Stromvektors aus den jeweils verbesserten Knotenspannungen wird als Stromiteration bezeichnet. In der modernen Leistungsflussrechnung finden die Gauß-Seidel-Iteration und vorrangig das Newton-Raphson-Verfahren Verwendung. Beim Newton-Raphson-Verfahren werden die Knotenspannungen iterativ direkt aus den Leistungen bzw. ihren 1. Ableitungen berechnet [6]. Die physikalische Basis ist somit die Leistungsbilanz der Netzknoten. Es gilt die Grundlage, dass die Knotenleistung der Netzleistung am Knoten entspricht. Als Netzleistung wird jene Leistung bezeichnet, welche über Zweige des Netzes vom Knoten ab- oder zufließt. Als Knotenleistung wird, die durch Erzeuger oder Lasten am Knoten eingespeiste oder entnommene Leistung bezeichnet. Die Spannungen stellen sich so ein, dass diese Leistungen ausbalanciert sind. Somit wird das Newton-Raphson-Verfahren auf die Differenz der Knotenleistung und Netzleistung angewandt. Für eine Konvergenz ist die Wahl einer ausreichend guten Anfangslösung ausschlaggebend. Oft werden auch die Lösungen eines früheren Iterationsschrittes einer Stromiteration angewendet [7]. Das Newton-Raphson-Verfahren wird hauptsächlich bei großen Netzen angewendet, da sich die Anzahl der benötigten Iterationsschritte nahezu unabhängig von der Größe des Netzwerks ergibt. Es ergeben sich hier meistens an die fünf Iterationsschritte [8]. Für die Lastflussrechnung muss ein Slackknoten vorgegeben werden, für diesen Knoten wird die Spannung konstant mit einem Referenzwinkel (üblicherweise 0°) vorgegeben [8].

2.2 Übertragungsfähigkeit von Leitungen

Die Übertragungsfähigkeit von Leitungen wird durch den maximal zulässigen Spannungsabfall bzw. Spannungsstabilität, den maximal zulässigen Leitungswinkel (Wirkleistungsstabilität) und durch die thermisch zulässige Strombelastung begrenzt. Die natürliche Leistung ist ein erster Anhaltspunkt für das blindleistungsmäßige Verhalten einer Leitung. Sie nimmt quadratisch mit der Netzspannung zu und berechnet sich für Drehstromsysteme nach der Formel (2.2-1) [9].

$$P_{nat} = \frac{U_N^2}{Z_0} \quad (2.2-1)$$

Wobei mit Z_0 der Wellenwiderstand der Leitung und mit U_N die Nennspannung bezeichnet wird. Bei fehlender Dämpfung, verlustfreie Leitung, wird der Wellenwiderstand reell und berechnet sich nach Formel (2.2-2) [8].

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L'}{C'}} \quad (2.2-2)$$

Bei Freileitungen ist die natürliche Leistung kleiner als die thermische Grenzleistung. Bei Kabeln ist die natürliche Leistung größer als die thermische Grenzleistung. Bei langen Leitungen strebt man möglichst den Betrieb mit natürlicher Leistung an, damit keine Blindleistung übertragen werden muss und der Spannungsabfall minimal wird. Wird eine Leitung unterhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben (Schwachlastbetrieb), so wirkt sie kapazitiv. Im übernatürlichen Betrieb wirkt die Leitung induktiv und es entsteht ein Spannungsabfall zum Leitungsende hin [6].

Die Strombelastbarkeit (oder auch: thermische Grenzleistung) einer Freileitung ist durch ihre höchstzulässige Seiltemperatur begrenzt. Wegen der Standard-Umgebungsbedingungen ist sie auch abhängig von der:

- Umgebungstemperatur
- Sonneneinstrahlung
- Windgeschwindigkeit quer zum Seil

Der Verlusteintrag in das Seil erfolgt durch die beim Stromtransport entstehenden Stromwärmeverluste sowie zeitweise durch Sonneneinstrahlung. Die Abgabe der Wärmeenergie erfolgt durch Konvektion und Strahlung unmittelbar an die umgebende Luft [10].

Bei Freileitungen wird die zulässige Temperatur der Leiterseile mit dem thermischen Grenzstrom nur bei sehr ungünstigen Kühlungsverhältnissen (z.B. Windstille und intensive Sonneneinstrahlung) bereits bei dem angegebenen thermischen Grenzstrom erreicht. Freileitungen können daher insbesondere in der kälteren Jahreszeit für einen längeren Zeitraum überlastet werden. Damit steht gerade zu der Zeit der höchsten Netzbelastung auch die größte Übertragungsreserve zur Verfügung, die z.B. bei Netzstörungen entscheidend für die Aufrechterhaltung der Stromversorgung sein kann [11].

2.3 (n-1)-Kriterium

Das (n-1)-Kriterium ist ein Sicherheitsstandard, der bei der Planung und Betriebsführung von Netzen üblicherweise Anwendung findet [12]. Die Planung und Auslegung des Energieversorgungssystems auf Hoch- und Höchstspannungsebene erfolgen üblicherweise nach diesem Kriterium [13].

Beim Auftreten einer Störung bleibt im (n-1)-sicheren Zustand die Versorgung gewährleistet, ohne dass weitere Betriebsmittel überlastet werden. Viele Hochspannungsleitungen sind parallel ausgeführt. Beim Ausfall eines Systems übernimmt das andere System, sofern es sich um eine Stickleitung handelt, 100 % der Leistung. Das (n-1)-Prinzip versagt bei strahlenförmig betriebenen Netzen, wenn Masten einer Trasse durch exzessive Eisbelastung umknicken und beide parallelen Drehstromsysteme gleichzeitig ausfallen (Common Mode Fehler). Hier sei noch erwähnt, dass Common Mode Fehler nicht in die Planungsvorgaben eingehen [3]. Dies lässt sich absichern, wenn diese Netze vermascht betrieben werden [6]. Durch eine Vermaschung des Netzes muss bei Doppelleitungen das zweite System nicht die gesamte Leistung des ausgefallenen Systems übernehmen. Der restliche Teil wird von anderen Leitungssystemen übernommen. [13].

2.4 Einfluss von Regeltransformatoren

Der vertikale Energiefluss zwischen dem Höchstspannungsnetz und dem Hochspannungsnetz erfolgt durch Regeltransformatoren mit unter Last schaltbaren Regelwicklungen. Damit wird es ermöglicht das Übersetzungsverhältnis schrittweise zu verändern [6]. Somit müssen vom Regeltransformator auch die minimale, maximale und aktuelle Stufenstellung bekannt sein. Es werden hier drei Arten von Regeltransformatoren unterschieden. Es gibt die Ausführungen als Quer-, Längs- und Schrägregeltransformatoren [14].

Durch das Verändern des Stufenstellers verändert sich das (komplexe) Übersetzungsverhältnis, welches das Verhältnis zwischen Primär- und Sekundärseite wiedergibt. Die Regelung wird praktisch so realisiert, dass meistens auf der Oberspannungsseite eine Zusatzspannung aufgebracht wird, die zur Haupt- oder Stammwicklung addiert oder subtrahiert wird [15]. Mittels eines Schrägregler können Wirk- und Blindleistungsflüsse gesteuert werden. Längsregler können nahezu beliebig die Knotenspannungen bzw. Blindleistungsflüsse steuern. Querregler haben Einfluss auf die Wirkleistungsflüsse [6]. In der nachfolgenden Abbildung 2-1 sind die unterschiedlichen Varianten dargestellt.

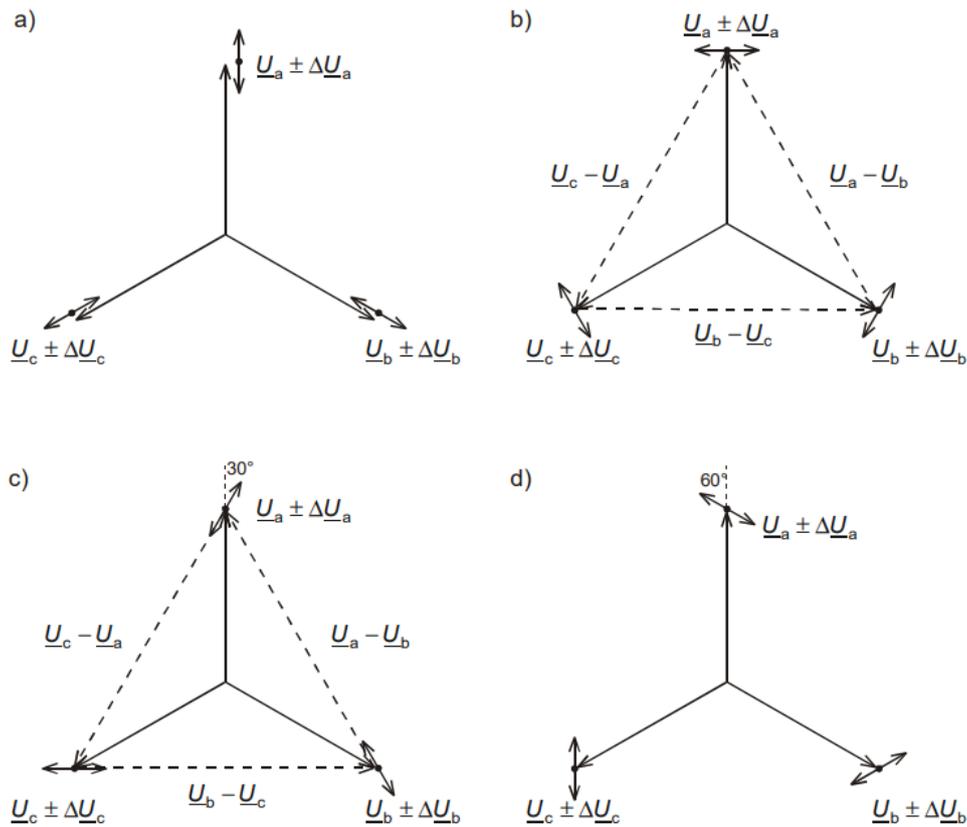


Abbildung 2-1: Phasenlagen der Zusatzspannung bei verschiedenen Regelprinzipien
 a) Längsregelung, b) Querregelung c) 30°-Schrägregelung d) 60°-Schrägregelung [15]

Das Prinzip des Regeltransformators bzw. die Wirkung ist in der nachfolgenden Abbildung 2-2 dargestellt. Die vom Transformator 1 aufgebrauchte Zusatzspannung $\pm \Delta U$ hat einen Ringstrom $\pm \Delta I$ zur Folge, der sich den ursprünglichen Strömen überlagert. Somit wird in beiden Netzen, aber auch zwischen den beiden Netzen, der Leistungsfluss beeinflusst [15].

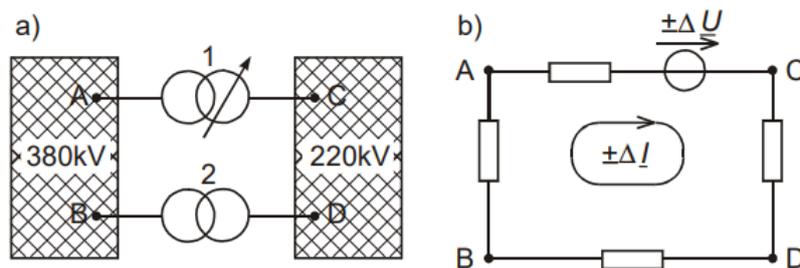


Abbildung 2-2: Prinzip der Leistungsregelung a) Anordnung b) Ersatzkreis [15]

Bei einem hohen Leistungsbedarf oder wegen der Anforderung zur Aufteilung der Kurzschlussleistung, sowie zur Erreichung des (n-1)-Prinzips werden Transformatoren häufig parallel betreiben [6].

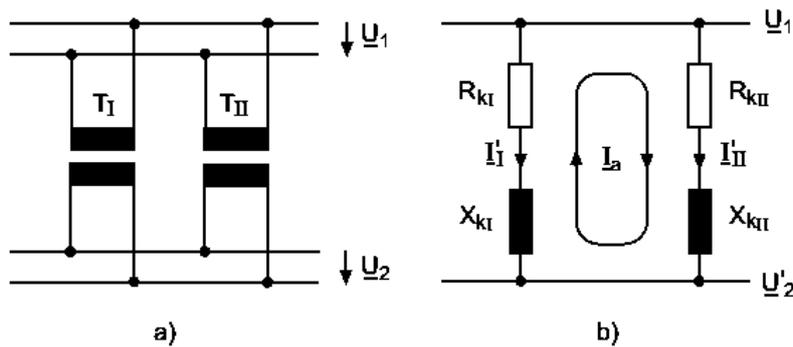


Abbildung 2-3: Parallel betriebene Transformatoren [6]

Bei der Parallelschaltung von Transformatoren kommt es bei ungleichen Transformatorparametern zu unterschiedlich großen Lastflüssen und hat einen, wie in der Abbildung 2-3 b) dargestellten Ausgleichstrom zur Folge. Dieser resultiert aus dem Spannungsunterschied zwischen beiden Transformatoren [6].

Deshalb sollen die fünf nachfolgenden Punkte bei einem parallelen Betrieb beachtet werden [16].

- Schaltgruppen mit gleicher Kennzahl
- Primär- und Sekundärseitig die gleiche Nennspannung
- Die Nennkurzschlussspannung soll maximal $\pm 10\%$ voneinander abweichen
- Das Verhältnis der Nennscheinleistungen soll nicht größer als 1:3 sein
- Gleiche Schaltgruppen, oder zwei um 180° unterschiedliche Schaltgruppen mit Auskreuzung

Das Aufteilungsverhältnis ergibt sich aus den Transformatorimpedanzen [16]. Die Impedanz eines Transformators kann mit der nachfolgenden Formel (2.4-1) ermittelt werden [17].

$$Z = u_k \frac{U^2}{S_B} \quad (2.4-1)$$

Ist die relative Kurzschlussspannung u_k eines Transformators größer, so wird auch die Impedanz bei gleicher Nennscheinleistung größer sein. Bei gleich großen u_k und unterschiedlichen Nennscheinleistungen wird sich die Leistungsaufteilung aufgrund der Scheinleistungen ergeben. Der Transformator mit der höheren Nennscheinleistung hat die kleinere Impedanz [16].

3 Lastflussberechnungen und –analysen

3.1 Vorstellung des 110 kV Netzes

Das 110 kV Verteilnetz besitzt aktuell drei Netzabstützungen (A, B und C), welche eine Verbindung zum übergeordneten 220 kV Netz bilden. In der Zukunft wird auch eine vierte Netzabstützung (D), welche eine weitere Anbindung an das 220 kV Netz bildet, vorhanden sein. Das Netz ist durch eine hohe Kraftwerkskapazität im Westen und einem Verbrauchsschwerpunkt im Osten geprägt. Im Westbereich befindet sich ebenfalls, in der Nähe des Umspannwerks (UW) 1, ein Lastschwerpunkt. Weiters ist die parallel zum Verteilnetz verlaufende Leitung des übergeordneten Übertragungsnetzes ein Einflussfaktor. Das Verteilnetz ist im nachfolgenden Netzschemaplan in Abbildung 3-1 dargestellt. Alle dargestellten Leitungszüge sind als Doppelsysteme realisiert.

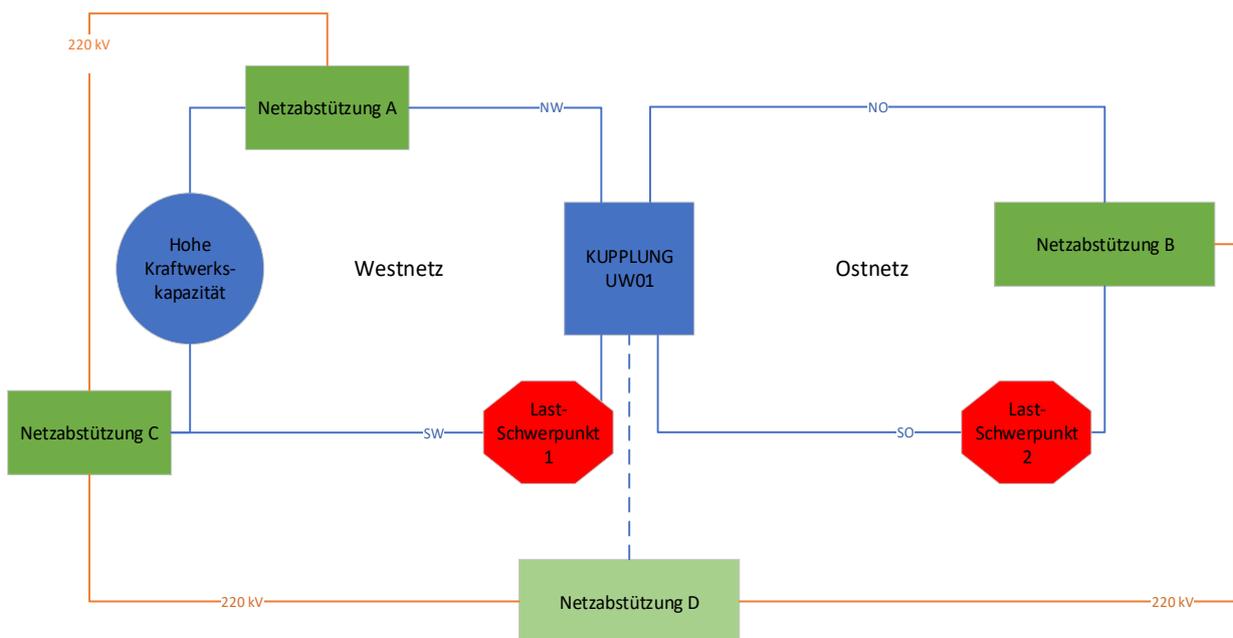


Abbildung 3-1: Netzschemaplan des Verteilnetzes

3.2 Messdaten

Für die Untersuchungen wurden die Messwerte aus dem Jahr 2017 gewählt. Es ist deshalb auf diese Messreihe zurückgegriffen worden, da das Jahr 2018, sowie das aktuelle Jahr 2019, von besonders vielen Sonderschaltzuständen (aufgrund von Defekten oder Erweiterungen) geprägt waren. Die Messwerte sind in einem *Struct* in Matlab aufgelistet. Diese Messwerte umfassen sämtliche Leistungen, Spannungen und Ströme im Verteilnetz und sind in 1/4h-Werte gemittelt. Ebenso steht für die Untersuchung ein Excel-File mit den Schaltzuständen der Leitungen und den Trafostellungen der Regeltransformatoren zur Verfügung.

Das *Struct* ist so aufgebaut, dass die Leistungen bzw. Messungen den Umspannwerken zugeordnet sind. Wenn ein Umspannwerk aufgerufen wird, so befinden sich in diesem *Struct* alle Leitungen und Transformatoren, welche in diesem Umspannwerk anzutreffen sind. In weiteren Unterordnern befinden sich dann die entsprechenden Leistungen, Spannungen und Ströme, sofern eine Strommessung installiert ist.

In Bezug auf die Leistungsrichtung an den Leitungen, muss auf die Leistungsmessung zurückgegriffen werden, denn die Strommessung liefert nur einen absoluten Wert. Um die Messdaten richtig deuten zu können müssen auch noch die Vorzeichen richtig definiert werden. Generell wird das Verbraucherzählpfeilsystem verwendet. Ein negatives Vorzeichen bei den Verteiltransformatoren bedeutet eine Rückspeisung in das 110-kV-Netz. An den Netzabstützungen bedeutet ein negatives Vorzeichen einen Bezug vom übergeordneten Netz und an den Leitungen bedeutet ein negatives Vorzeichen, dass der Leistungsfluss in Richtung des betrachteten Umspannwerkes erfolgt.

3.3 Darstellung des Lastverlaufes

In den folgenden Diagrammen sind die Erzeuger- und Verbraucherganglinien eines Jahres für unterschiedliche Mittelungsintervalle dargestellt.

3.3.1 Erzeuger und Verbraucherganglinie (Stunden-, Tages- und Wochenmittelwerte)

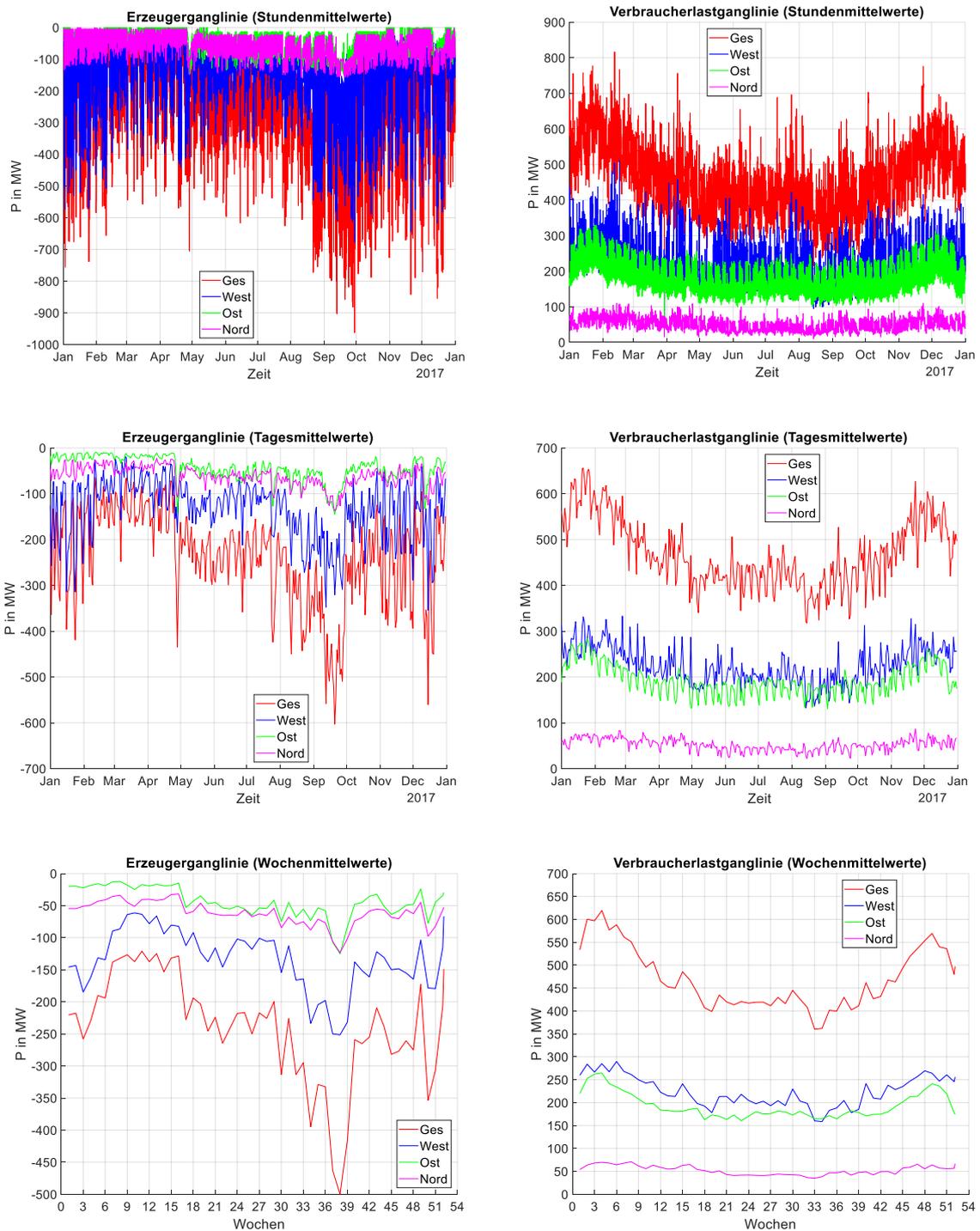


Abbildung 3-2: Erzeugerganglinie und Verbraucherlastganglinie – Stunden-, Tages- und Wochenmittelwerte

3.3.2 Erzeuger und Verbraucherganglinie (Werktag, Wochenende) ohne Pumpen

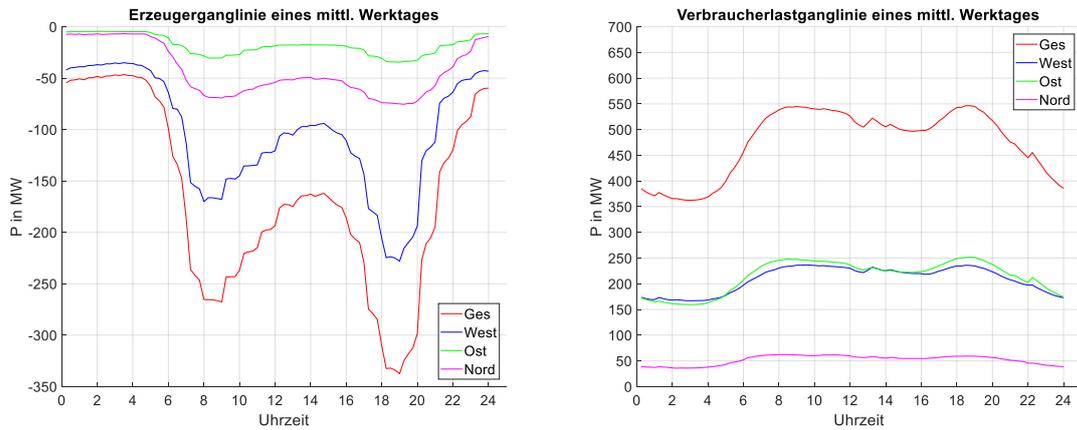


Abbildung 3-3: Erzeugerganglinie und Verbraucherlastganglinie - Mittlerer Werktag ohne Pumpleistung

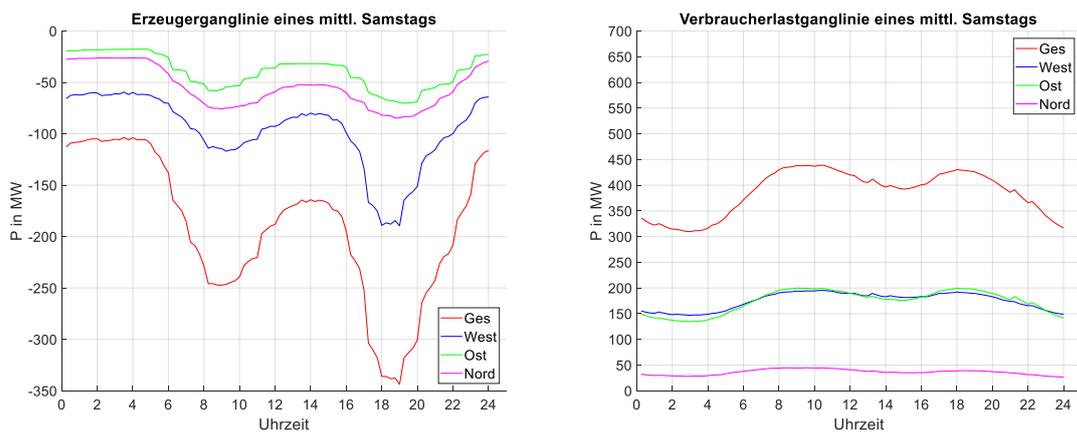


Abbildung 3-4: Erzeugerganglinie und Verbraucherlastganglinie - Mittlerer Samstag ohne Pumpleistung

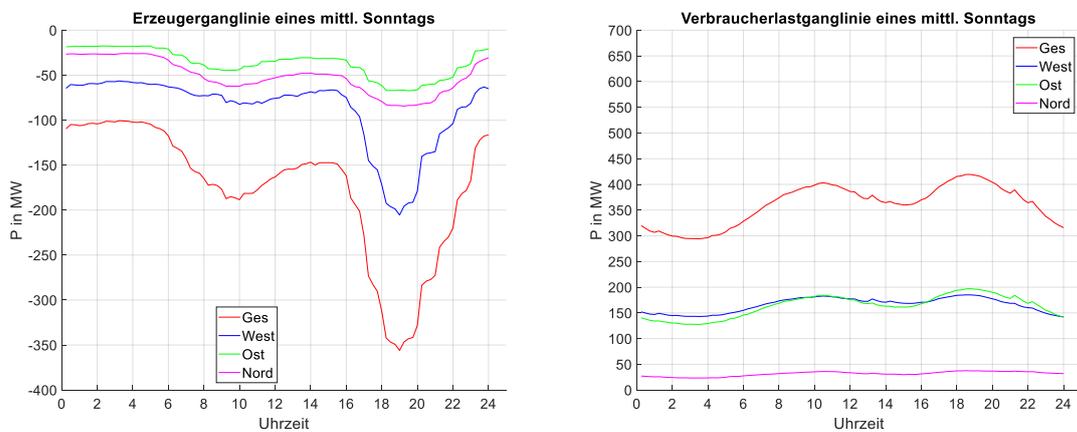


Abbildung 3-5: Erzeugerganglinie und Verbraucherlastganglinie - Mittlerer Sonntag ohne Pumpleistung

3.3.3 Erzeuger und Verbraucherganglinie (Werktag, Wochenende) inkl. Pumpen

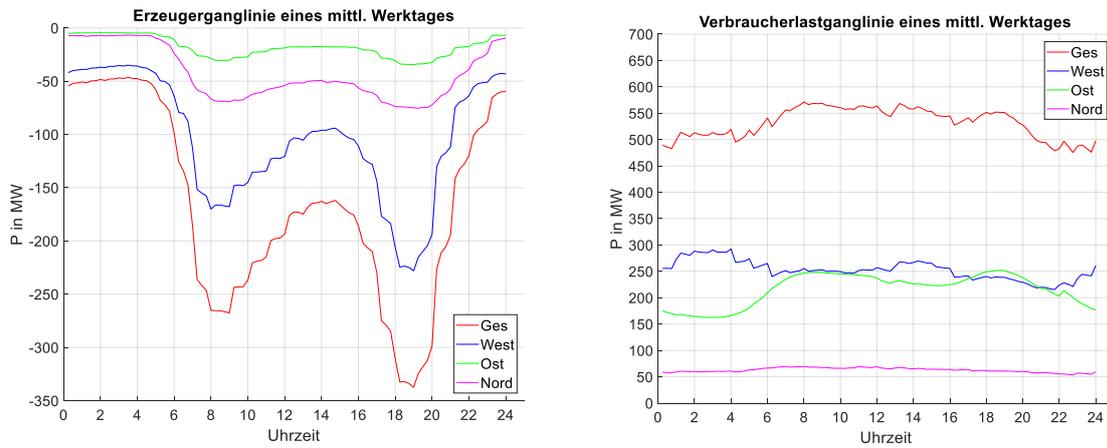


Abbildung 3-6: Erzeugerganglinie und Verbraucherlastganglinie - Mittlerer Werktag

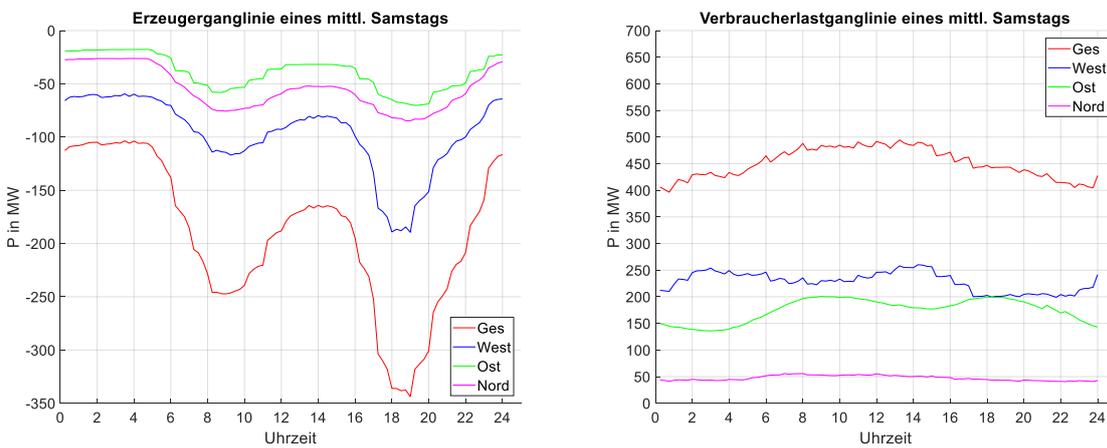


Abbildung 3-7: Erzeugerganglinie und Verbraucherlastganglinie - Mittlerer Samstag

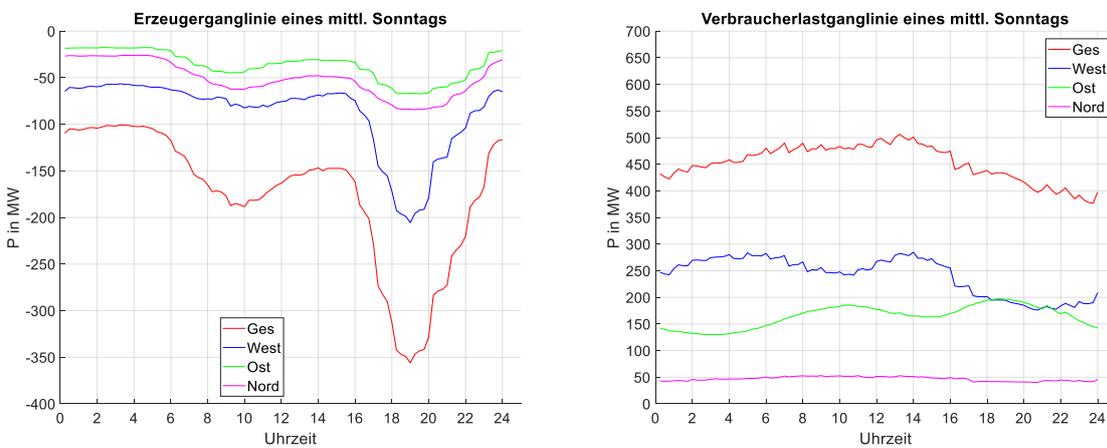


Abbildung 3-8: Erzeugerganglinie und Verbraucherlastganglinie - Mittlerer Sonntag

3.4 Spezifikation von Lastzuständen

Für die Berechnungen und Simulationen sind ¼-h Messwerte aus dem Jahr 2017 des Verteilnetzes herangezogen worden. Aus diesen Messwerten wurden anschließend typische Lastzustände extrahiert, welche bei den weiteren Simulationen analysiert werden. Bei diesen Lastzuständen handelt es sich um Zeitpunkte, die maximale Leitungsauslastungen oder spezielle Lastfälle zur Folge haben.

Lastfall	Beschreibung	Datum/Uhrzeit
1	Maximale Verbraucherleistung, inklusive Pumpbetrieb	11.02.2017 14:15
2	Maximale Verbraucherleistung, ohne Pumpbetrieb	25.01.2017 09:15
3	Minimale Last, inklusive Pumpbetrieb	13.08.2017 03:30
4	Maximale Erzeugung im Westbereich (110 kV)	29.09.2017 08:45
5	Maximale Leitungsauslastung NW/3A	01.12.2017 08:30
6	Maximale Leitungsauslastung SW/1	04.09.2017 20:15
7	Maximale Leitungsauslastung SW/2, NO/7, NO/6, Ost-Westlastfluss	12.12.2017 02:15
8	Maximale Leitungsauslastung MW/3B, MW/1	30.03.2017 08:00
9	Maximale Leitungsauslastung NNO/1	24.08.2017 12:15
10	Maximale Leitungsauslastung NNO/5, NNO/3	12.06.2017 16:00
11	Hohe Erzeugung bei geringer Last in den Umspannwerken, erhöhte Auslastung an der Netzabstützung B	23.09.2017 21:00
12	Höchster West-Ost-Lastfluss	27.03.2017 07:00

Tabelle 3-1: Ermittelte Lastfälle

In Tabelle 3-2 sind die charakteristischen Größen der einzelnen Lastzustände ersichtlich. Ein negatives Vorzeichen an den Netzabstützungen bedeutet einen Bezug vom Übertragungsnetz ins Verteilnetz. An der Kupplung zwischen Ost- und Westnetz bedeutet das negative Vorzeichen einen West-Ost-Lastfluss und an den Kraftwerken gilt das negative Vorzeichen als generatorische Leistung.

Lastfall	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
in MW												
Last	514	682	204	474	618	407	351	534	422	455	337	514
Erzeugung	-61	-557	-195	-968	-612	-659	-291	-330	-547	-145	-796	-321
Pumpbetrieb	312	0	170	0	0	0	102	0	0	92	0	0
Bereich F	180	-296	76	-397	-329	-365	35	-103	-195	65	-288	-154
Bereich M	54	-56	0	-113	-51	0	0	0	0	0	-103	0
Bereich R	19	-16	-7	-120	-24	-123	-19	-96	-85	-8	-48	-21
APG	-787	-133	-163	477	-75	255	-215	-212	144	-407	498	-198
Netzabstützung A	-319	-111	-21	247	-96	116	176	-190	-57	-62	247	-276
Netzabstützung B	-407	-51	-142	177	59	139	-382	-32	201	-345	191	94
Netzabstützung C	-61	29	0	53	-38	0	-9	10	0	0	60	-16
Ost-West	110	-220	71	-195	-247	-277	333	-179	-251	132	-96	-300

Tabelle 3-2: Charakteristische Größen der Lastzustände

Zur besseren Veranschaulichung und zur Darstellung der Auswirkung auf die Netzabstützungen, sind die Lastfälle mit den markanten Betriebspunkten, Pumpbetrieb oder Generatorbetrieb, gekennzeichnet und die Übergabeleistungen der Netzabstützungen aufgetragen. Die Netzabstützung C wurde bei dieser Darstellung aufgrund des geringen Einflusses vernachlässigt.

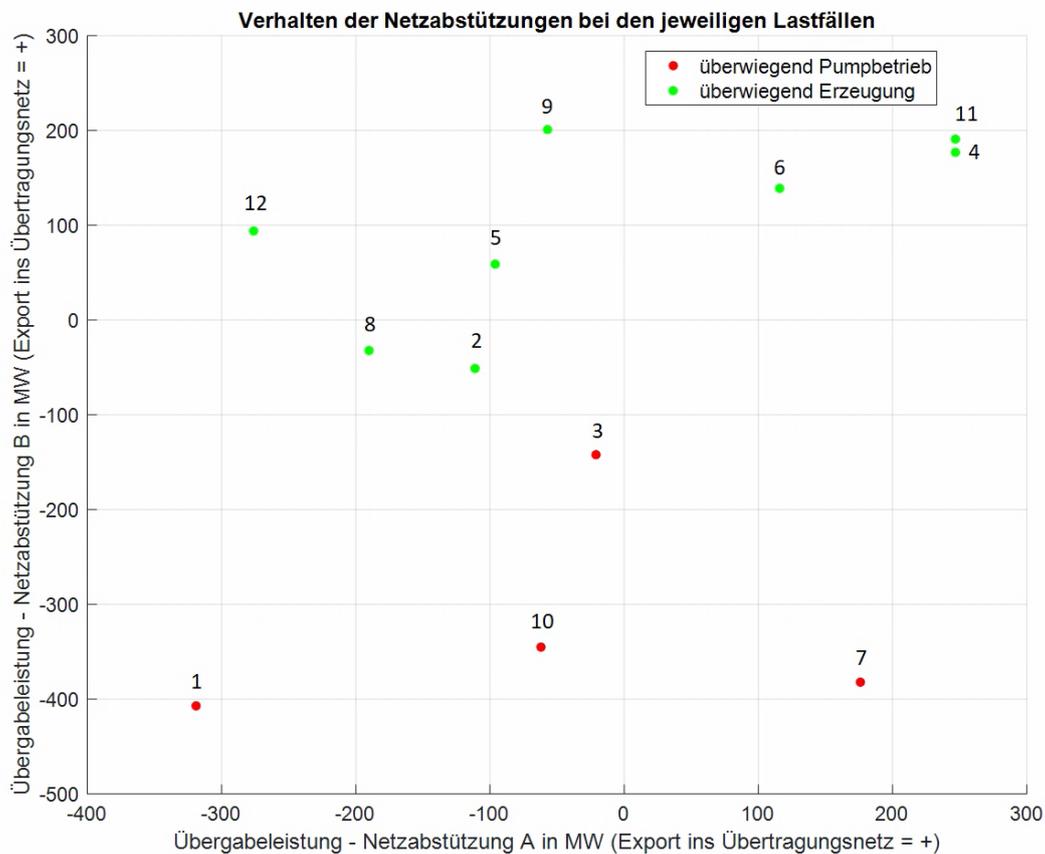


Abbildung 3-9: Verhalten der Netzabstützungen bei den Lastzuständen

Im Fall 1, 3, 7 und 10 ist ein starker Einsatz der Speicherpumpen gegeben, die anderen Lastfälle sind durch hohe Erzeugung geprägt. Im Lastfall 7 kommt es zu einem hohen Import an der Netzabstützung B und Export an der Netzabstützung A, ebenso ist dieser Punkt durch einen hohen Ost-West-Lastfluss im Verteilnetz, sowie im Übertragungsnetz, geprägt. Im Lastfall 1 wird an beiden Netzabstützungen eine sehr hohe Leistung vom Übertragungsnetz bezogen, dieser Punkt ist durch eine hohe Last und geringere Erzeugung geprägt. Die Lastfälle 4 und 11 weisen hingegen eine sehr hohe Erzeugung auf, somit kommt es an beiden Netzabstützungen zum Export an das Übertragungsnetz. Bei den Lastfällen, an denen die Erzeugung im Vordergrund steht, sind die Lastfälle 2 und 8 diejenigen, wo es an der Netzabstützung B, trotz hoher Erzeugung, zu einem Import vom Übertragungsnetz kommt. Dies ist auf die hohe Last im Verteilnetz zurückzuführen. Der Lastpunkt 12 weist, so wie der Lastpunkt 7, einen hohen Leistungsdurchzug auf, jedoch in Gegenrichtung zum Lastfall 7.

3.5 Darstellung der Lastzustände

Bezüglich der vorher definierten Lastzustände wurden Diagramme angefertigt, welche die geografische Verteilung der Wirkleistungserzeugung bzw. des Wirkleistungsverbrauches, sowie die Übergabeleistungen an den Netzabstützungen, darstellen.

Um eine Aussage über Schwerpunkte treffen zu können, sind auch die Jahresenergien ermittelt und dargestellt. Dazu sind die Kraftwerke in drei Bereiche gegliedert und anschließend die Energie berechnet worden. Für die Darstellung der Jahresverbrauchsenergie wurden die Umspannwerke in die entsprechenden Bereiche zugeteilt. Die Berechnung erfolgte mittels Matlab aus den ¼-h-Messwerten.

3.5.1 Betrachtung der Jahresenergie

Der größte Anteil der erzeugten Energie ist auf das Westnetz zurückzuführen. Im betrachteten Jahr sind 56 % der erzeugten Energie dem Westnetz, 19 % dem Ostnetz und 25 % dem Nordnetz zuzuordnen.

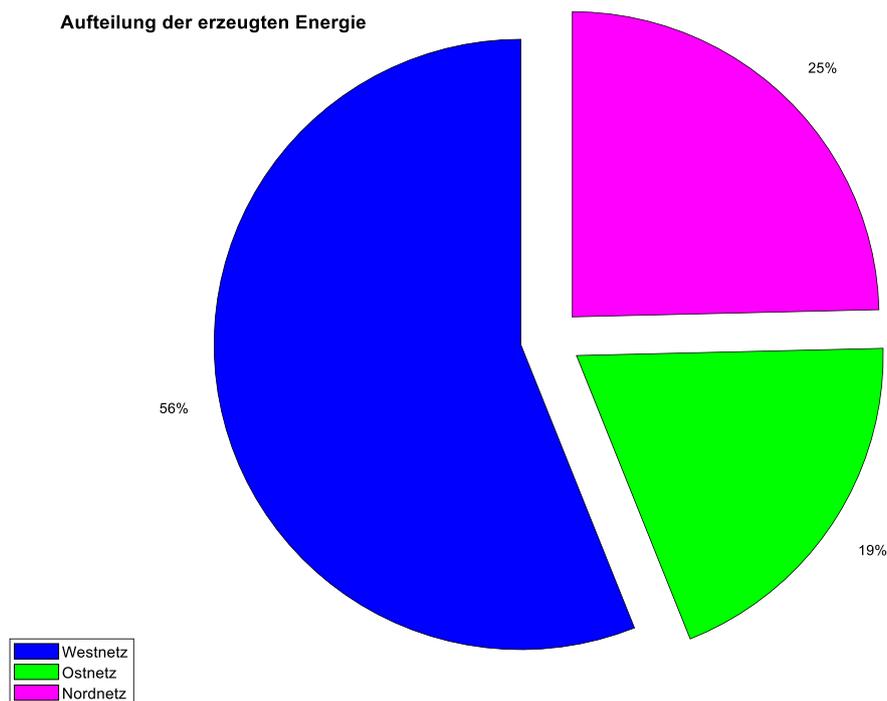


Abbildung 3-10: Gebietsweise Aufteilung der erzeugten Energie

In der nachfolgenden Abbildung 3-11 ist zu erkennen, dass der Bezug aus dem übergeordneten Netz eine wesentliche Rolle spielt. An der Netzabstützung B werden 31 % und an der Netzabstützung A werden 17 % der Jahresenergie bezogen. Die Netzabstützung C trägt mit 1 % nur einen kleinen Beitrag bei. 63 % der aus dem übergeordneten Netz bezogenen Energie wird an der Netzabstützung B abgewickelt. An die Netzabstützung A entfallen 34 % der bezogenen Energie. Bei einer gebietsweisen Aufteilung ergeben sich 47 % der erzeugten bzw. importierten Energie für das Westnetz. Das Ostnetz liefert 40 % und das Nordnetz 13 % zur Energiebilanz bei. Somit kann das Westnetz eindeutig als Erzeugungsschwerpunkt angesehen werden.

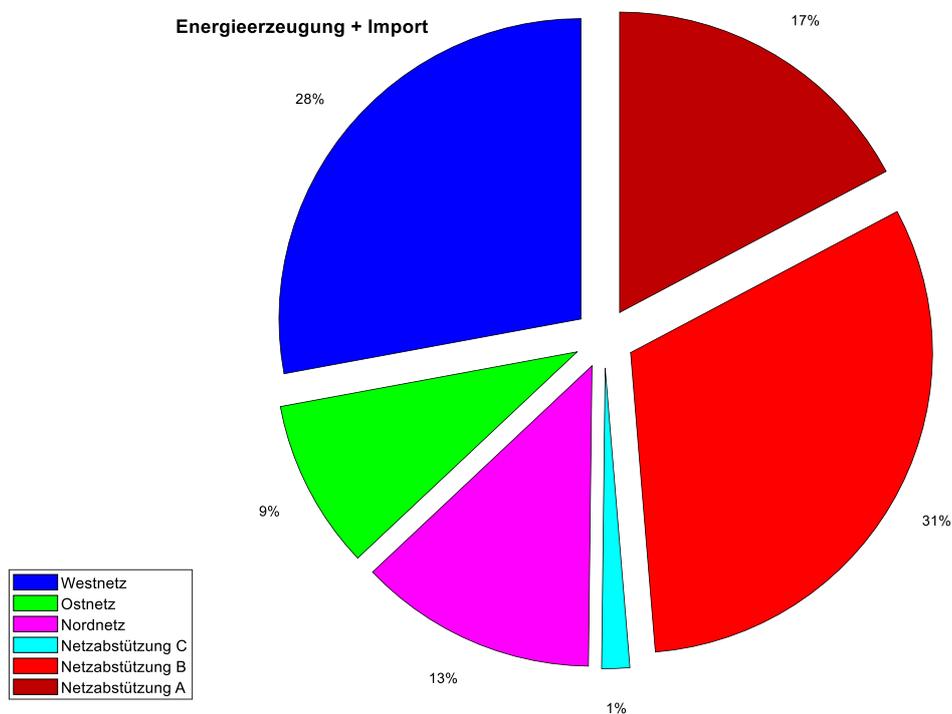


Abbildung 3-11: Energieerzeugung und Import

In Bezug auf den Energieverbrauch, sowie den Export in die Übertragungsebene, ergibt sich die Aufteilung, dass 45 % dem Westnetz, 38 % dem Ostnetz, 10 % dem Nordnetz und 6 % den Übergabestellen zuzuordnen sind. 8 % des Energieverbrauchs aus dem Westnetz ist aus der Pumpenergie resultierend. Die exportierte Leistung an das Übertragungsnetz kann mit 1,9 % der Netzabstützung A, mit 2,4 % der Netzabstützung B und mit 1,5 % der Netzabstützung C zugeordnet werden.

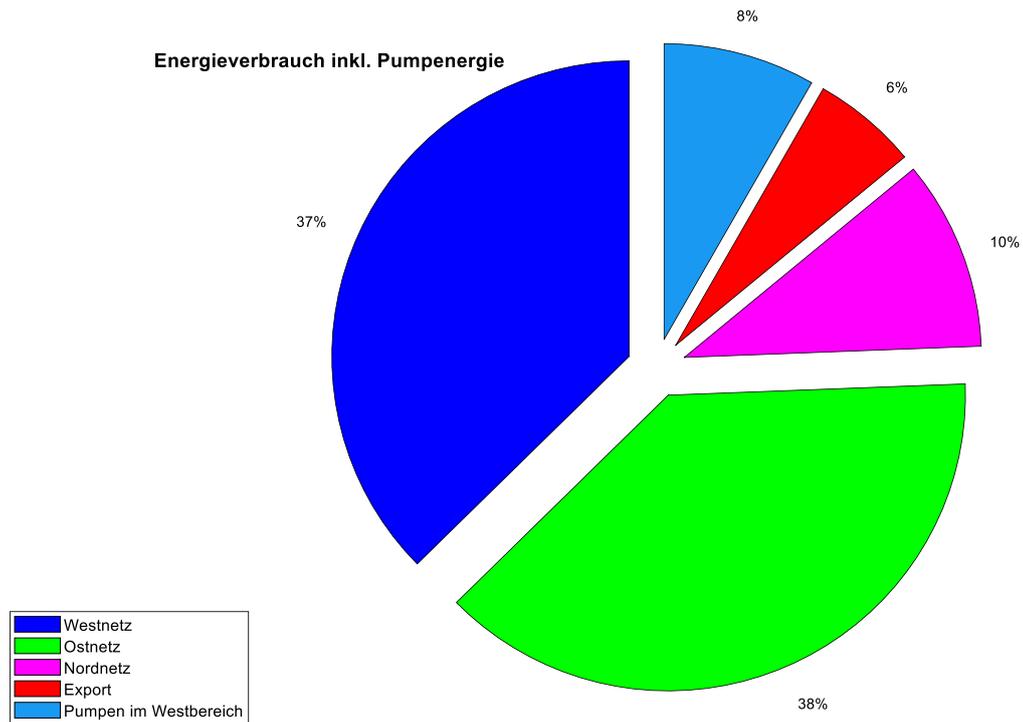


Abbildung 3-12: Energieverbrauch und Export

3.5.2 Darstellung der Lastfälle

3.5.2.1 Lastfall 1

Der Lastfall 1 beschreibt die maximale Verbraucherleistung inklusive der Pumpleistung. Dieser Lastfall ist am 11.02.2017 um 14:15 aufgetreten. Zu diesem Zeitpunkt beträgt die Last insgesamt 826 MW, wobei sie sich mit 514 MW auf die Umspannwerke und mit 312 MW auf die Kraftwerke aufteilt. Im Verteilnetz werden 61 MW erzeugt und an allen drei Netzabstützungen zusammen werden 787 MW vom Übertragungsnetz bezogen (Netzabstützung A mit 40,5 %, Netzabstützung B mit 51,8 %, Netzabstützung C mit 7,7 %). An der Kupplung im Umspannwerk 1 liegt ein Ost-West-Lastfluss vor.

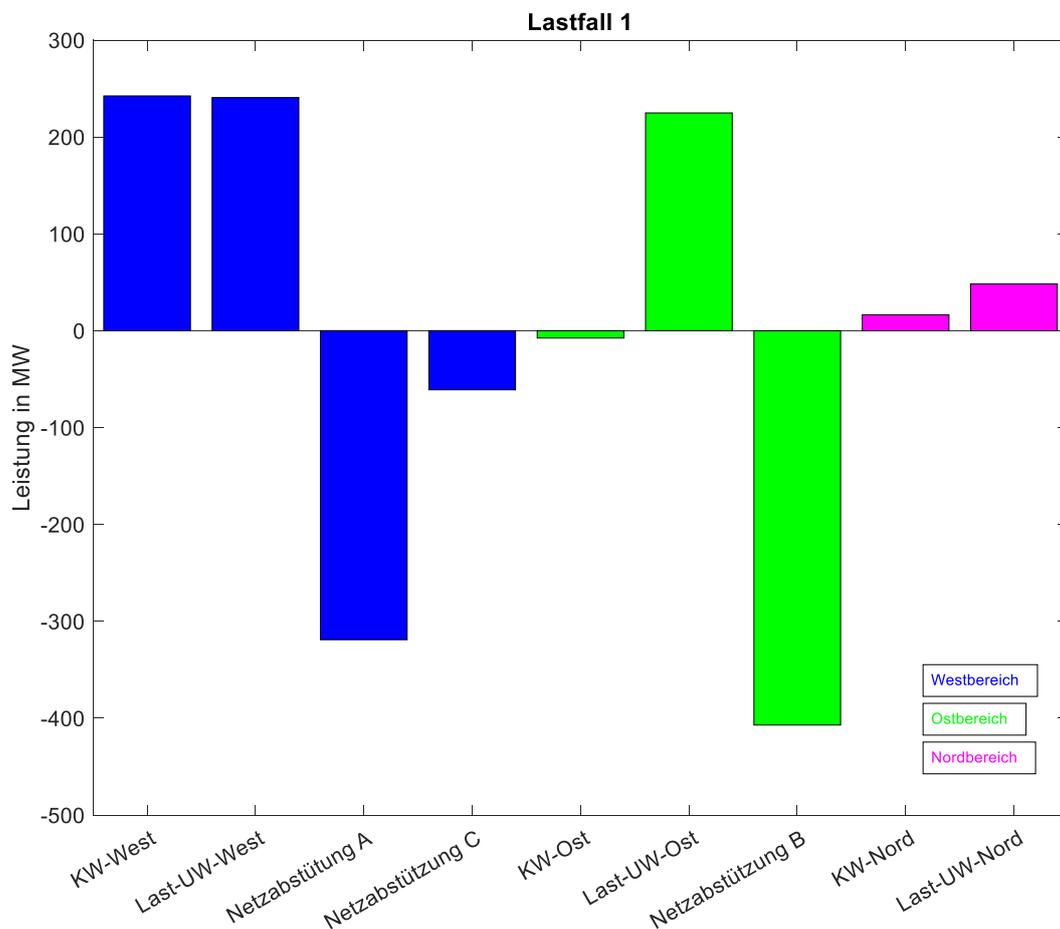


Abbildung 3-13: Leistungsaufteilung - Lastfall 1

Anhand der Abbildung 3-13 ist zu erkennen, dass beim Lastfall 1 die Erzeugung im gesamten Verteilnetz sehr gering ist und die benötigte Pumpleistung, sowie die Leistung an den Umspannwerken hauptsächlich von den Netzabstützungen aufgebracht werden. Der Import vom Übertragungsnetz ist zu diesem Zeitpunkt sehr hoch.

3.5.2.2 Lastfall 2

Dieser Lastfall beschreibt die maximale Verbrauchslast bei der Abwesenheit von Pumpleistung. Dieser Lastpunkt ist am 25.01.2017 um 09:15 ersichtlich. Die Last ist an diesem Punkt mit 682 MW gegeben. Im Verteilnetz werden 557 MW erzeugt und 133 MW vom Übertragungsnetz bezogen. An der Kupplung im Umspannwerk 1 befindet sich ein West-Ost-Lastfluss.

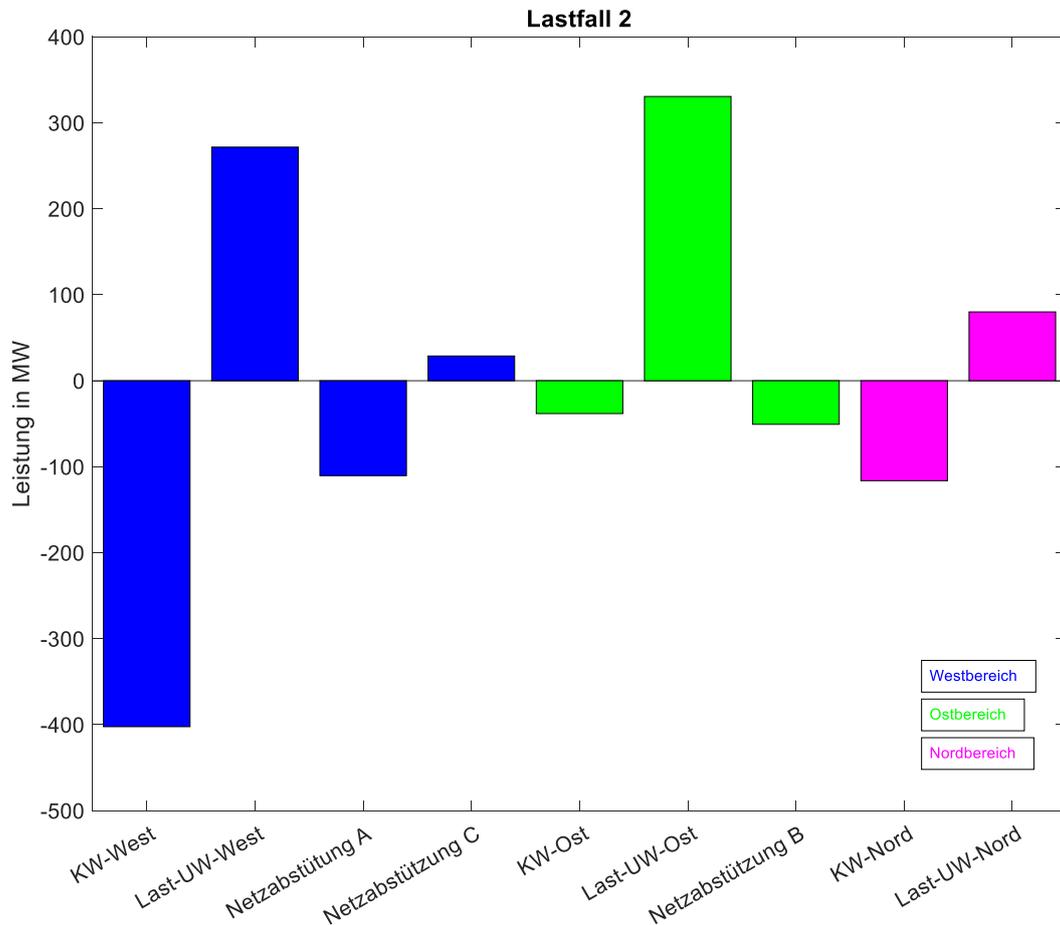


Abbildung 3-14: Leistungsaufteilung - Lastfall 2

Aus Abbildung 3-14 ist eine hohe Last im Verteilnetz ersichtlich. Der Erzeugungsschwerpunkt liegt im Westen. Der Verbrauchsschwerpunkt befindet sich im Osten und in der Mitte des Verteilnetzes. Der Verbrauch wird zum größten Teil aus der erzeugten Leistung, des Verteilnetzes, gedeckt.

3.5.2.3 Lastfall 3

Der Lastfall 3 repräsentiert die minimale Verbrauchslast an den Umspannwerken, welche am 13.08.2017 um 03:30 auftritt. Die Last beträgt an diesem Zeitpunkt 204 MW. Die Pumpen im Westen beziehen 170 MW. Im Verteilnetz werden 195 MW erzeugt und 163 MW vom Übertragungsnetz bezogen. An der Kupplung im Umspannwerk 1 befindet sich ein Ost-West-Lastfluss mit 71 MW.

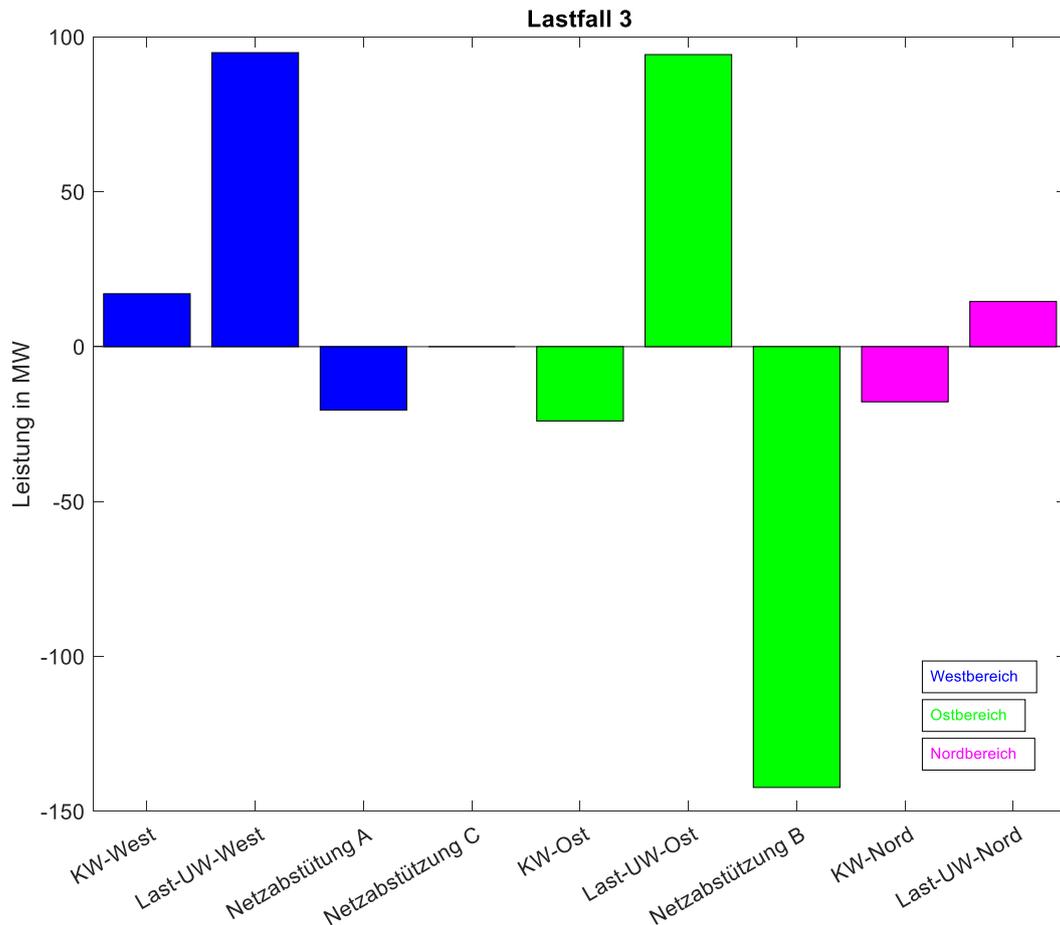


Abbildung 3-15: Leistungsaufteilung - Lastfall 3

Abbildung 3-15 zeigt einen Lastfall bei geringer Erzeugung im Osten und Pumpbetrieb im Westen. Sowie eine geringe Last im Verteilnetz, welche hauptsächlich von den Netzabstützungen bezogen wird.

3.5.2.4 Lastfall 4

Dieser spezielle Lastfall zeigt die maximale Erzeugung, welche am 29.09.2017 um 08:45 auftrat. Die Last ist mit 474 MW gegeben. Die Kraftwerke im Verteilnetz erzeugen eine Leistung von 968 MW. An allen Netzabstützungen zusammen werden 477 MW an das Übertragungsnetz übertragen. An der Kupplung zwischen West- und Ostnetz ergibt sich ein West-Ost-Lastfluss von 195 MW.

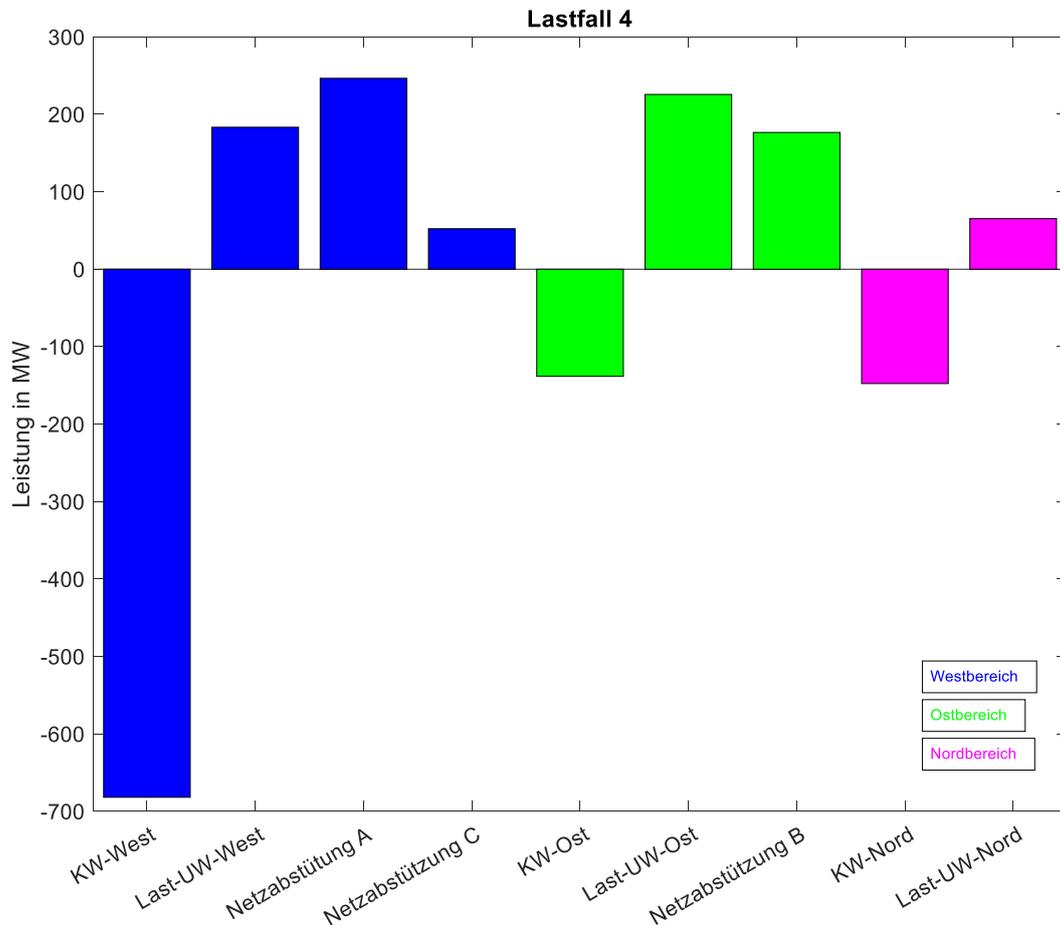


Abbildung 3-16: Leistungsaufteilung - Lastfall 4

Die Abbildung 3-16 zeigt die höchste Erzeugung im Westbereich. Die Last im Verteilnetz ist geringer als die Erzeugung und es kommt zu einem erhöhten Export an den Netzabstützungen. Wobei die Netzabstützung A den höchsten Export aufweist.

3.5.2.5 Lastfall 5

An diesem Lastfall kommt es zur maximalen Leitungsauslastung der Leitung NW/3A. Dieser Punkt ist am 01.12.2017 um 08:30 aufgetreten. Die Last ist mit 618 MW gegeben und die Erzeugung beträgt 612 MW, somit werden an den Netzabstützungen nur 75 MW vom Übertragungsnetz bezogen. An der Kupplung ist ein West-Ost-Lastfluss von 247 MW ersichtlich.

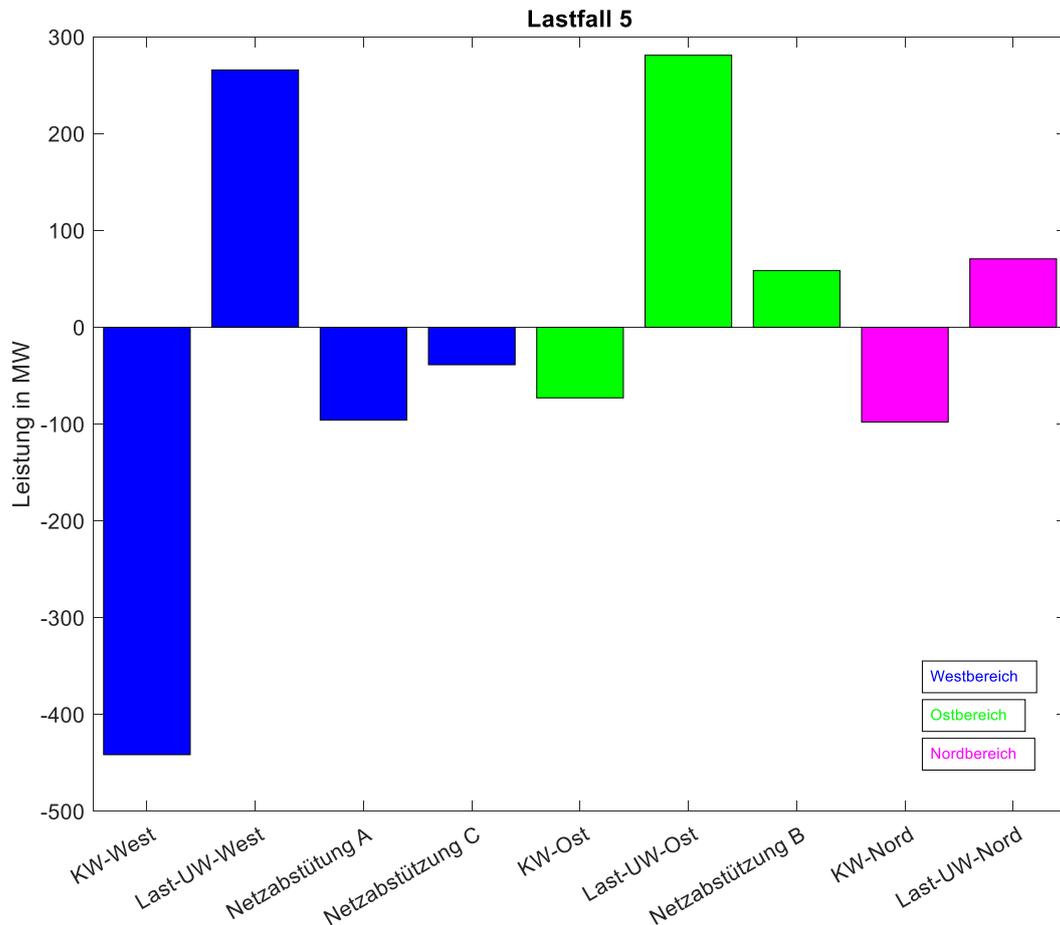


Abbildung 3-17: Leistungsaufteilung - Lastfall 5

Abbildung 3-17 zeigt im Verteilnetz einen relativ ausgeglichenen Lastfall. Die Erzeugung und der Verbrauch haben annähernd denselben Leistungswert. Jedoch befindet sich der Erzeugungsschwerpunkt im Westen, was zu erhöhten Leitungsauslastungen führt. Ebenso ist ein West zu Ost Leistungsdurchzug zu erkennen. An der Netzabstützung A wird Leistung importiert und an der Netzabstützung B wird Leistung exportiert. Obwohl im Westen ein Erzeugungsüberschuss vorliegt, kommt es an der Netzabstützung A zu einem Import an Leistung.

3.5.2.6 Lastfall 6

Hier wurde die maximale Leitungsauslastung der Leitung SW/1 gefunden. Dieser Messwert trat am 04.09.2017 um 20:15 auf. An diesem Lastfall ist eine Verbrauchsleistung von 407 MW zu erkennen. Die Erzeugung beläuft sich auf 659 MW, somit werden an den Übergabestellen 255 MW an das Übertragungsnetz abgegeben. An der Kupplung im Umspannwerk 1 ergibt sich ein West-Ost-Lastfluss von 277 MW.

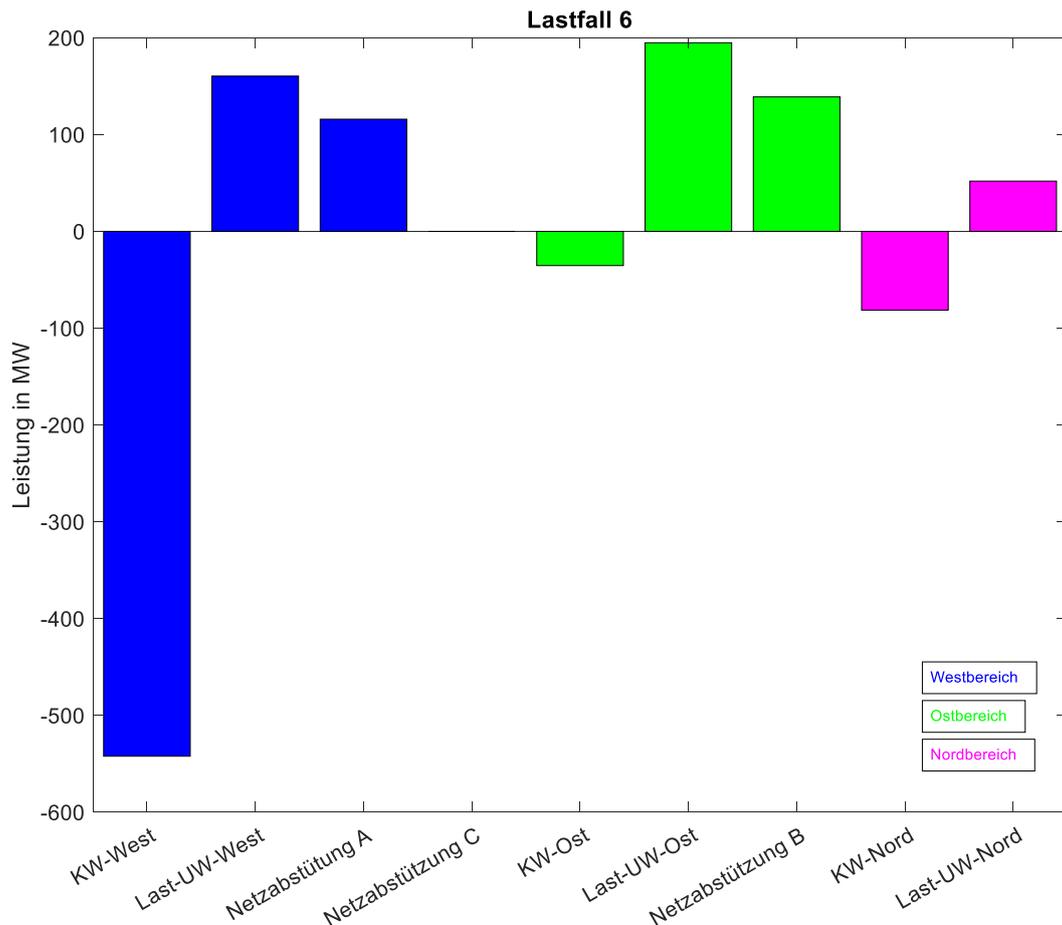


Abbildung 3-18: Leistungsaufteilung - Lastfall 6

Aus Abbildung 3-18 ist ersichtlich, dass es bei diesem Lastfall mit mittlerer Last, bei hoher Erzeugung zu einem Export an den Netzabstützungen führt. Der Westbereich kann wieder als Erzeugungsschwerpunkt definiert werden.

3.5.2.7 Lastfall 7

Dieser Lastfall hat die maximale Leitungsauslastung der Leitung SW/2, NO/7 und NO/6 zur Folge und ist am 12.12.2017 um 02:15 aufgetreten. Die Last an den Umspannwerken beträgt 351 MW und an den Pumpen 102 MW. Im Verteilnetz werden 291 MW erzeugt, deshalb müssen 215 MW vom Übertragungsnetz importiert werden. An der Kupplung ist der größte Ost-West-Lastfluss der Messreihe mit 333 MW zu erkennen.

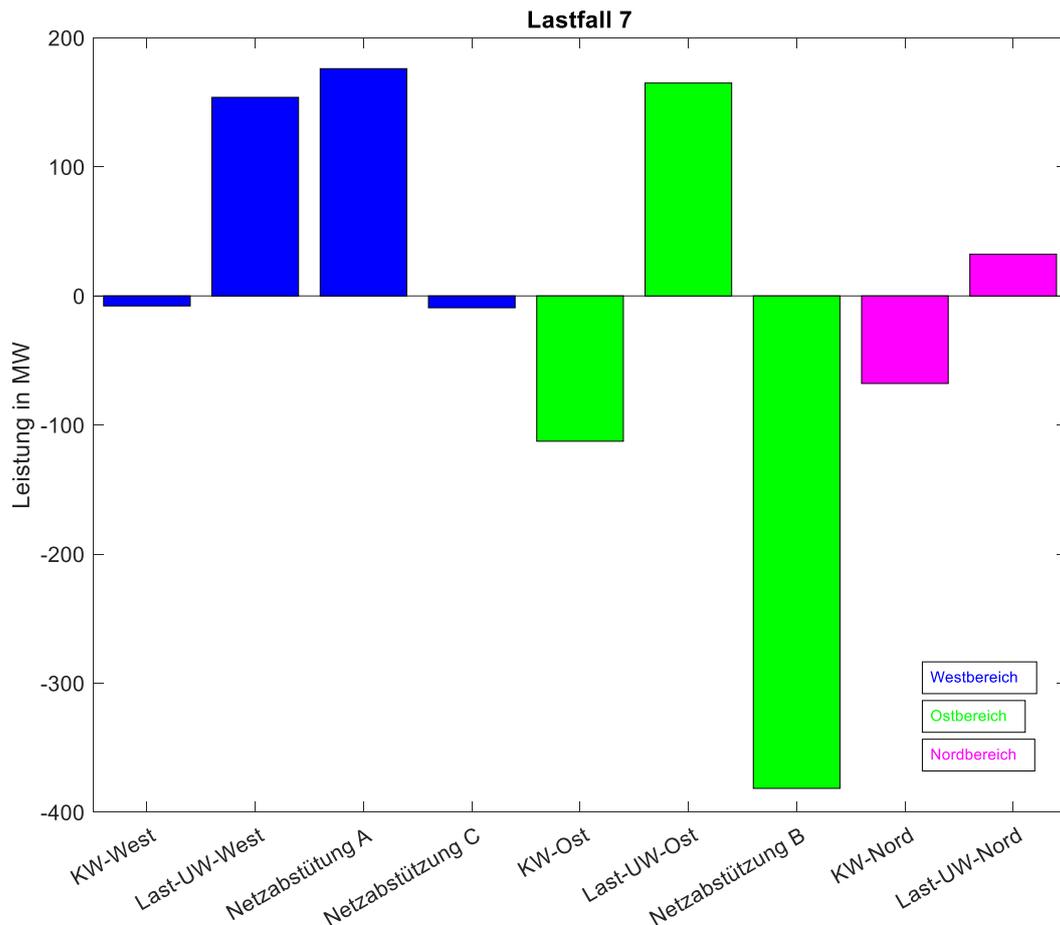


Abbildung 3-19: Leistungsaufteilung - Lastfall 7

Aus Abbildung 3-19 ist der interessante Lastfall 7 ersichtlich. Bei diesem Lastfall kommt es trotz niedriger Last, sowie geringer Erzeugung zu einer starken Auslastung an den Netzabstützungen. Die Leitungen werden ebenfalls stark belastet. An der Netzabstützung B ist ein hoher Import und an der Netzabstützung A ist ein hoher Export ersichtlich, was auf einen Leistungsdurchzug hinweist.

3.5.2.8 Lastfall 8

Der Lastfall 8 zeigt die maximale Leitungsauslastung der Leitung MW/3B sowie MW/1 am 30.03.2017 um 08:00. Die Last beträgt 534 MW und die Erzeugung beträgt 330 MW, somit werden 212 MW an den Netzabstützungen vom Übertragungsnetz bezogen. An der Kupplung im Umspannwerk 1 ergibt sich ein West-Ost-Lastfluss von 179 MW.

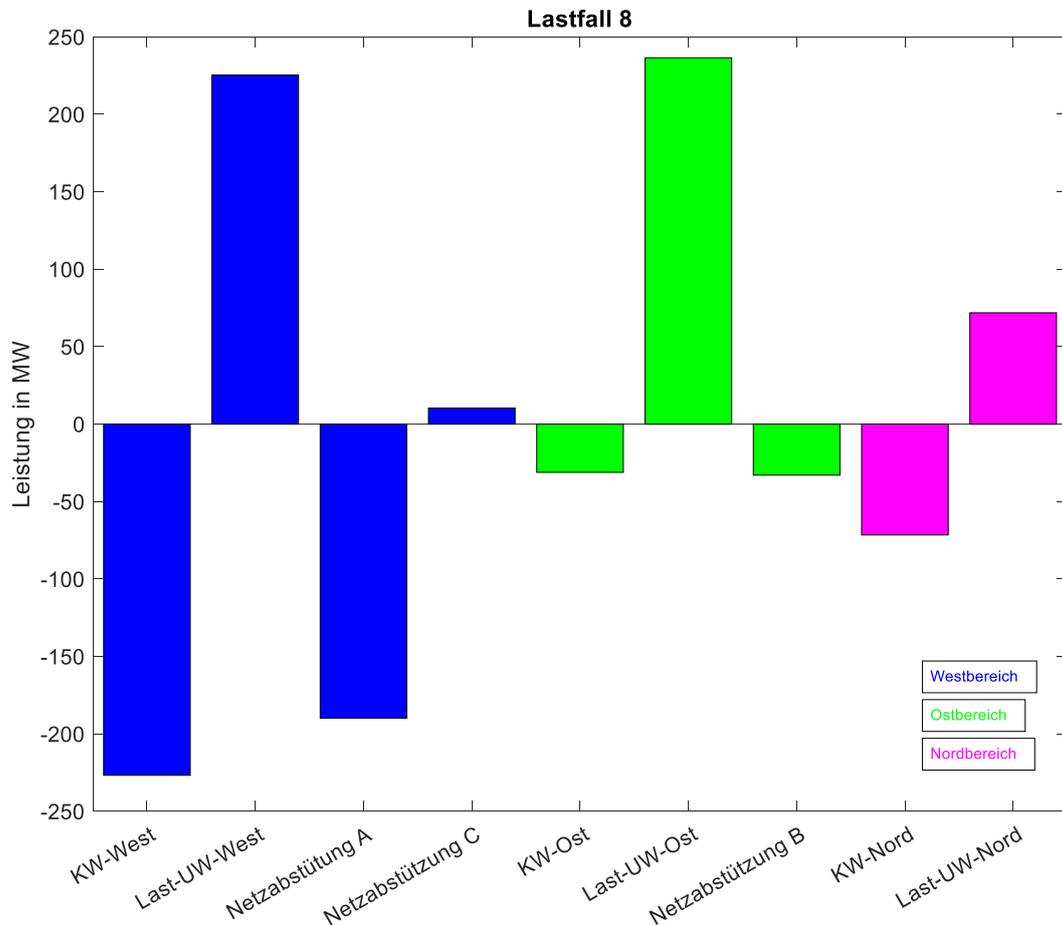


Abbildung 3-20: Leistungsaufteilung - Lastfall 8

Abbildung 3-20 zeigt einen Fall mit erhöhter Last, welche von der Erzeugung im Westen und von der Netzabstützung A gedeckt wird. Aufgrund des relativ niedrigen Imports an der Netzabstützung B, bei jedoch großen Leistungsbedarf im Ostbereich, ist hier auf einen West-Ost-Leistungsdurchzug zu schließen.

3.5.2.9 Lastfall 9

Dieser Zeitpunkt repräsentiert die maximale Auslastung der Leitung NNO/1 am 24.08.2017 um 12:15. Die Verbrauchslast ist mit 422 MW gegeben. Im Verteilnetz werden 547 MW erzeugt, somit werden 144 MW an das Übertragungsnetz abgegeben. An der Kupplung Im Umspanwerk 1 fließt ein West-Ost-Lastfluss mit 251 MW.

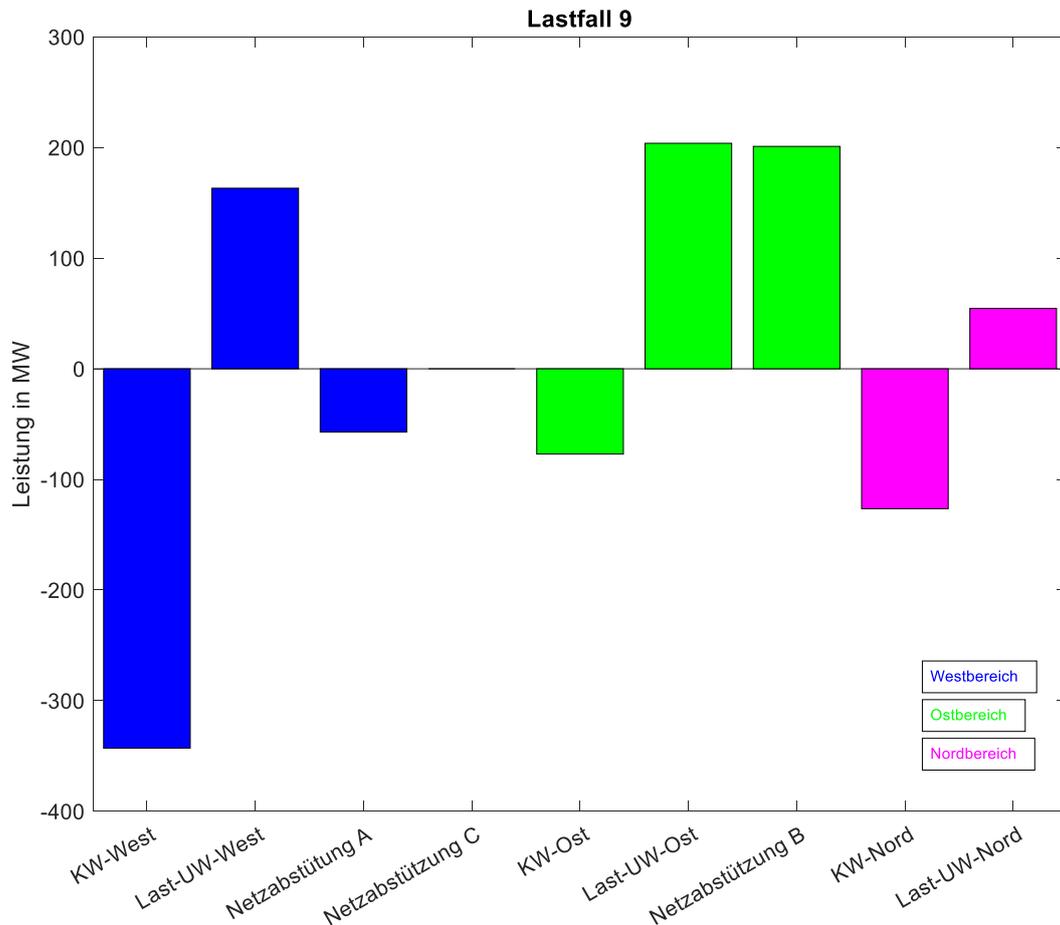


Abbildung 3-21: Leistungsaufteilung - Lastfall 9

Abbildung 3-21 zeigt die Situation, dass der Westbereich eine hohe Erzeugung, sowie einen Import an der Netzabstützung A aufweist. An der Netzabstützung B ist jedoch ein Export ersichtlich. Es ist hier ebenfalls ein West zu Ost Leistungsdurchzug zu erkennen.

3.5.2.10 Lastfall 10

Am 12.06.2017 um 16:00 ist die maximale Leitungsauslastung der Leitung NNO/5 und NNO/3 zu erkennen. Im Verteilnetz ist eine Verbrauchslast von 455 MW ersichtlich. An den Pumpen im Westen werden 92 MW bezogen und im Verteilnetz werden insgesamt 145 MW erzeugt. Deshalb ist an den Übergabestellen ein Bezug von 407 MW zu erkennen. Es fließt an der Kupplung ein Ost-West-Lastfluss von 132 MW.

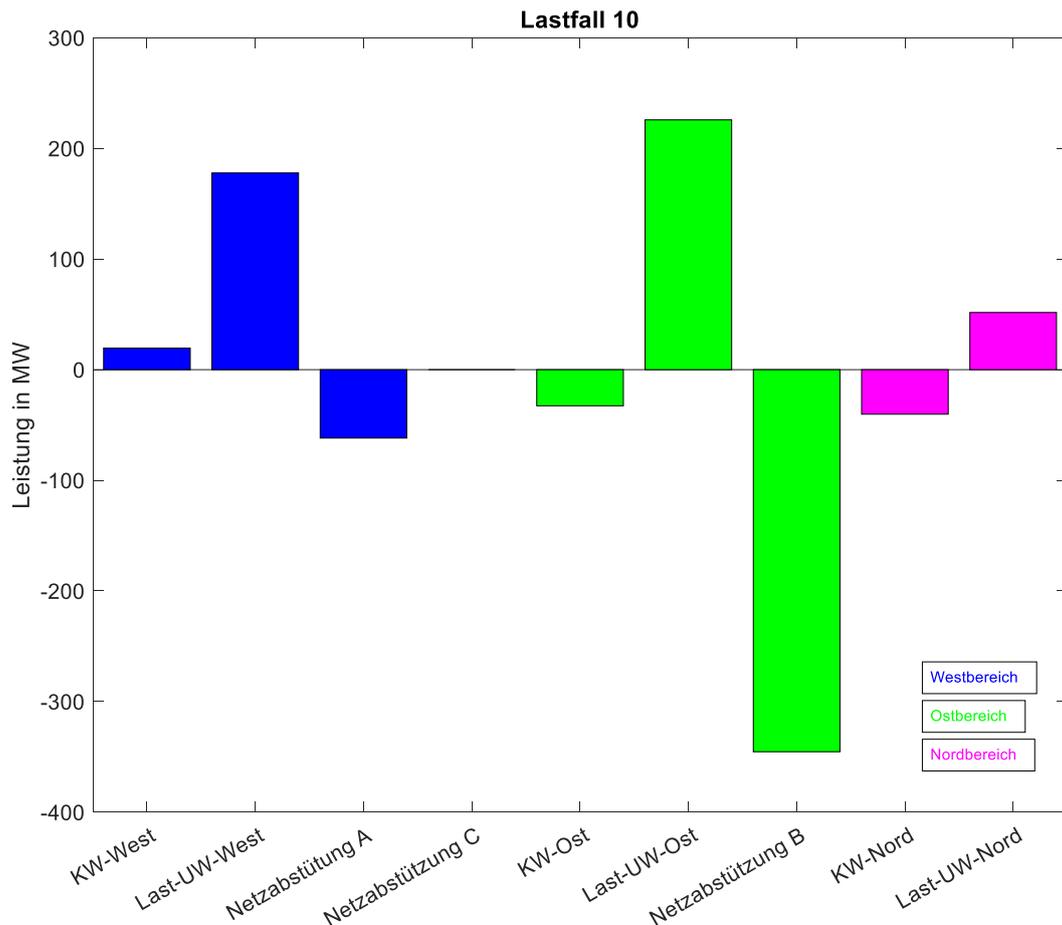


Abbildung 3-22: Leistungsaufteilung - Lastfall 10

Beim Lastfall 10, welcher in Abbildung 3-22 dargestellt ist, ist ein hoher Import an der Netzabstützung B ersichtlich. Im Westbereich ist eine geringe Pumpleistung und ebenfalls ein geringer Import an der Netzabstützung A ersichtlich. Zu diesem Zeitpunkt liegt eine mittlere Last im Verteilnetz vor.

3.5.2.11 Lastfall 11

Dieser Lastpunkt ist am 23.09.2017 um 21:00 ersichtlich und repräsentiert eine hohe Erzeugung bei geringer Last. Die Verbraucherlast ist mit 337 MW gegeben und im Verteilnetz werden 796 MW erzeugt. Deshalb werden vom Verteilnetz 498 MW an das Übertragungsnetz exportiert. An der Kupplung ergibt sich ein West-Ost-Lastfluss von 96 MW.

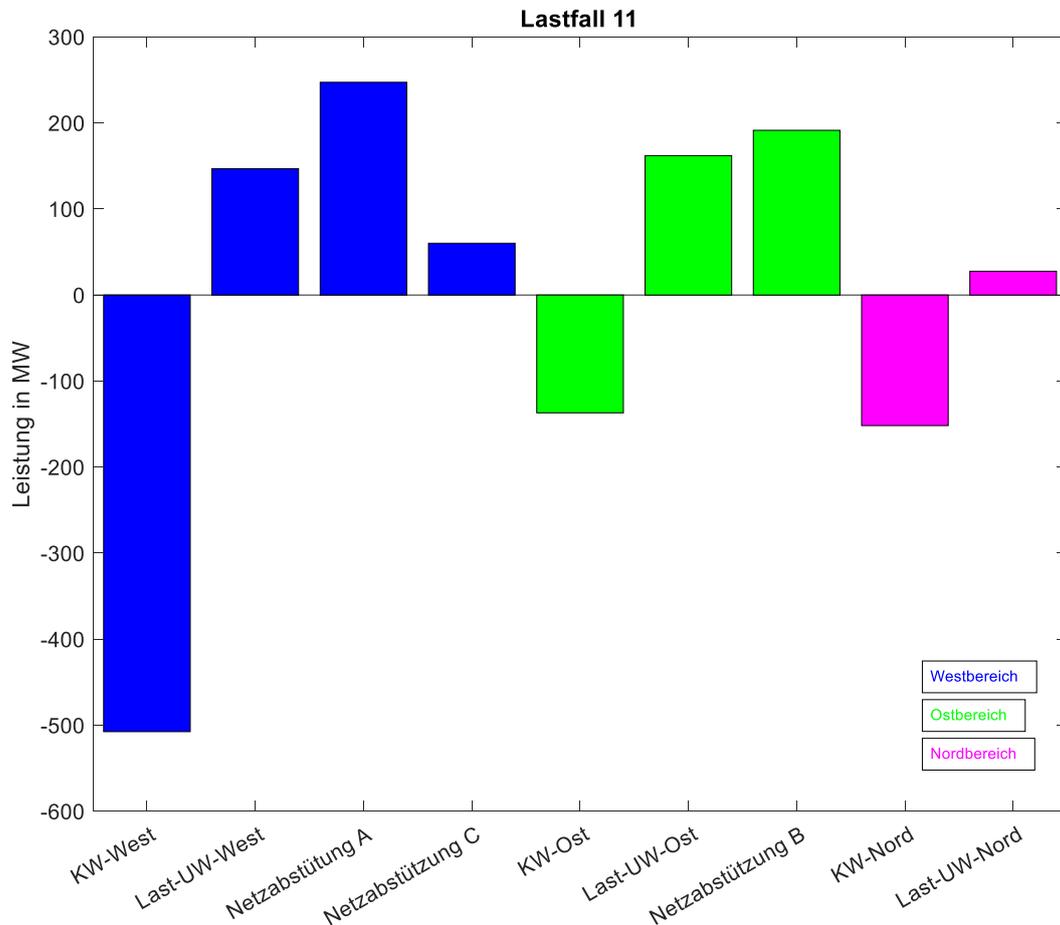


Abbildung 3-23: Leistungsaufteilung - Lastfall 11

Abbildung 3-23 zeigt wie erwartet, dass bei sehr hoher Erzeugung und geringer Last im Verteilnetz, ein Export an den Netzabstützungen vorliegen muss. Wie erwartet, hat auch die Netzabstützung A, welche sich im Erzeugungsschwerpunkt befindet, den höchsten Anteil.

3.5.2.12 Lastfall 12

Am 27.03.2017 um 07:00 ist der höchste West-Ost-Lastfluss mit 300 MW zu erkennen. Die Last beträgt zu diesem Zeitpunkt 514 MW und die Erzeugung nur 321 MW. Somit werden an den Übergabestellen 198 MW vom Übertragungsnetz importiert.

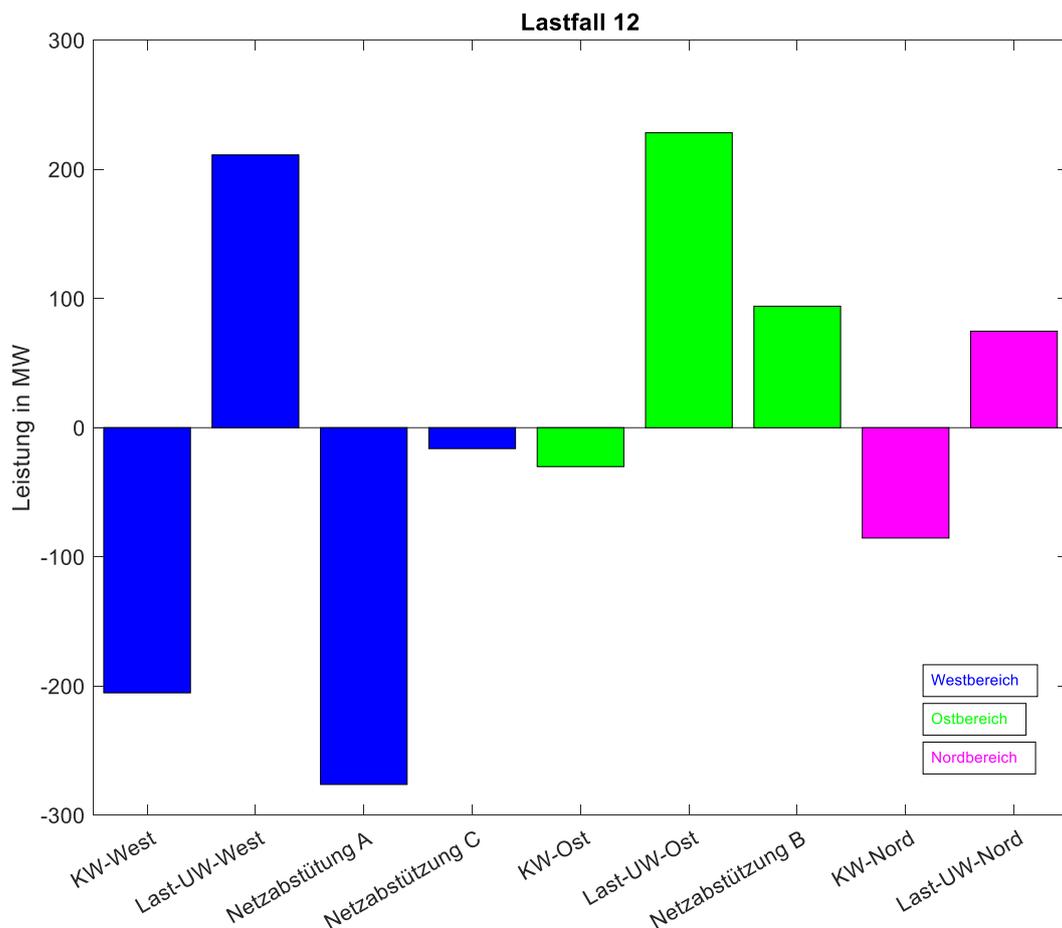


Abbildung 3-24: Leistungsaufteilung - Lastfall 12

Aus Abbildung 3-24 ist ersichtlich, dass bei hoher Last und geringer Erzeugung insgesamt ein Import an den Netzabstützungen vorliegen muss. Die Netzabstützung B, welche sich im Lastschwerpunkt befindet, weist jedoch einen Export auf. Dies weist auf einen Leistungsdurchzug hin. Die Netzabstützung A muss somit einen höheren Import abfertigen. Und die Leitungen zwischen den Netzabstützungen erfahren somit ebenfalls eine höhere Leitungsauslastung.

3.6 Zusammenfassung

Die in Kapitel 3 spezifizierten Lastfälle zeichnen sich durch besondere Situationen aus. An einigen Lastfällen ist ein Leistungsdurchzug zu erkennen, denn das 110 kV Verteilnetz erfährt bei sehr hohem Leistungstransport im parallelen Übertragungsnetz, aufgrund der Impedanzverhältnisse, ebenfalls einen Beitrag, welcher als Wirkleistungsdurchzug zu erkennen ist. Der Erzeugungsschwerpunkt im Westen kann ebenfalls gut erkannt werden. Diese erzeugte Leistung wird einerseits über die Netzabstützung A exportiert, jedoch muss ein hoher Anteil über den NW-Leitungsstrang abgeführt werden. Der SW-Leitungszug wird aufgrund seiner höheren Leitungsimpedanz weniger beansprucht.

Aus den Abbildungen des Unterkapitels 3.3.1 kann das üblich auftretende „Sommertief“ bzw. „Winterhoch“ erkannt werden. Es ist ebenso ersichtlich, dass sich die Wasserführung bzw. Wettereinflüsse, wie anhaltender starker Regen, in dem Erzeugungsverlauf wiedergeben. Dies ist hier in der Zeit von September bis Oktober zu erkennen. Durch den Pumpbetrieb kommt es bei der Lastganglinie zu einer Verschiebung der Linie im Westbereich. Wegen dieser Verschiebung kommt es zu einer Glättung der Täler, jedoch hat dies eher keinen elektrotechnischen Hintergrund, sondern ist immer aus dem aktuellen Strommarkt resultierend.

4 (n-1)-Situation an den Übergabestellen

Das Verteilnetz besitzt im Ist-Zustand drei Netzabstützungen, wobei nur an den Netzabstützungen A und B eine (n-1)-Analyse vollzogen wird. Die Netzabstützung C wird wegen ihrer kleineren Bedeutung vernachlässigt. Ebenso soll eine Analyse mit der zukünftigen Netzabstützung D vorgenommen werden. Mit der zusätzlichen Netzabstützung werden der gekuppelte und getrennte Fall unterschieden. Im gekuppelten Fall ist das Ost- und Westnetz elektrisch miteinander verbunden. Als Kuppelstelle wird das Umspannwerk 1 herangezogen. Dieser Fall ist in Abbildung 4-1 dargestellt.

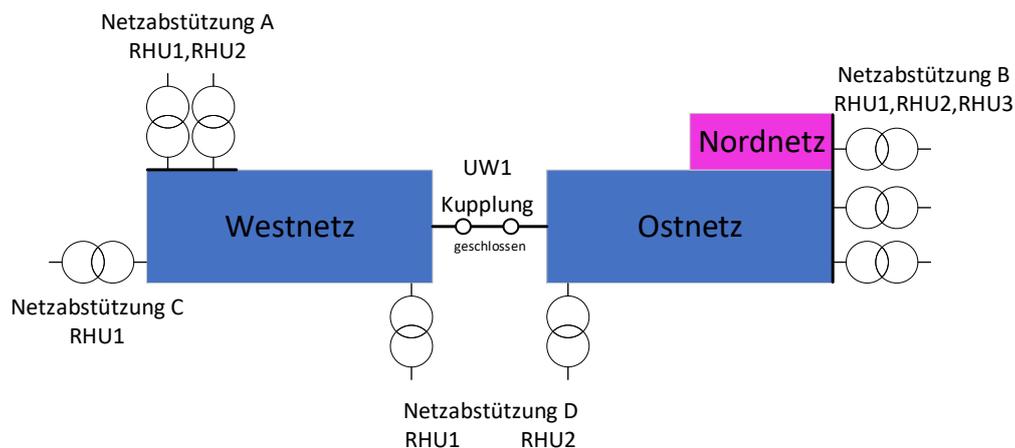


Abbildung 4-1: Schematische Darstellung - gekuppelter bzw. vermaschter Fall

Im getrennten Fall wird das Ost- und Westnetz separat betrieben. Die neue Netzabstützung stellt je einen Transformator für das Ost- und Westnetz zur Verfügung. Die Kupplung zwischen dem Ost- und Westnetz ist geöffnet. Dieser Fall ist in Abbildung 4-2 schematisch dargestellt.

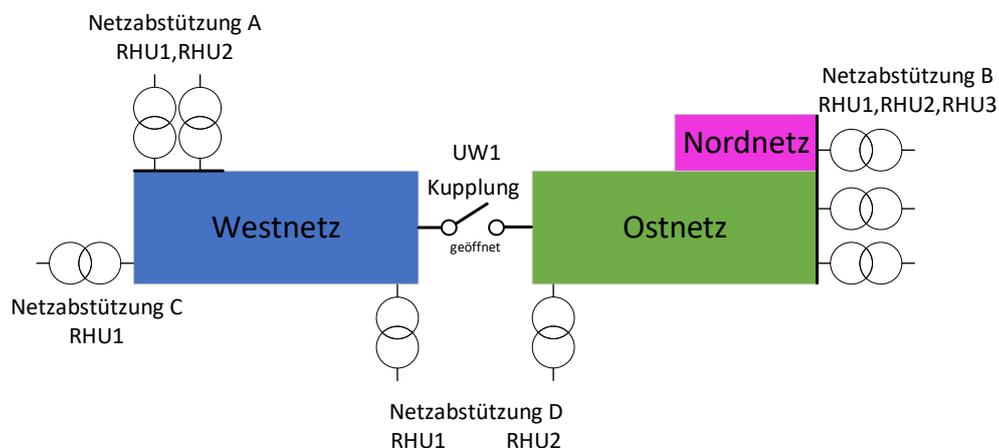


Abbildung 4-2: Schematische Darstellung - getrennter Fall

Die Transformatoren an der Netzabstützung D werden in der Mittelstellung hinzugefügt. Die Variation des Stufenstellers wird in diesem Kapitel nicht berücksichtigt.

4.1 Ist-Zustand

4.1.1 Netzabstützung A

Die Netzabstützung A besitzt zwei idente Transformatoren mit einer Nennscheinleistung von jeweils 200 MVA. Beim Ausschalten eines Transformators übernimmt der zweite, noch aktive, Transformator 66 % der Scheinleistung des ausgefallenen Transformators. Auch die anderen bestehenden Netzabstützungen übernehmen einen kleinen Teil. Die Ergebnisse für ein deaktivieren von RHU 1 in der Netzabstützung A sind in Tabelle 4-1 dargestellt, wobei für die jeweils anderen Transformatoren der übernommene prozentuelle Anteil der Leistung des inaktiven RHU 1 angegeben wird.

Netzabstützung A		Netzabstützung B			Netzabstützung C
RHU 1	RHU 2	RHU 1	RHU 2	RHU 3	RHU 1
%	%	%	%	%	%
-100	66	7	7	5	11

Tabelle 4-1: Aufteilung der Scheinleistung eines inaktiven Transformators an der Netzabstützung A

Die maximale (n-1)-sichere Scheinleistung an der Netzabstützung A ergibt sich zu 240 MVA. Dies berechnet sich laut nachfolgender Formel (4.1-1).

$$S_{n-1} = \frac{S_{n,ges}}{1 + \frac{S_{n1}}{S_{n2}} p_{aus}} \quad (4.1-1)$$

Mit $S_{n,ges}$ wird die Summe der Nennscheinleistung beider Transformatoren bezeichnet. S_{n1} und S_{n2} sind die Nennscheinleistungen der einzelnen Transformatoren, wobei S_{n1} die Nennscheinleistung des deaktivierten Transformators ist. Die Variable p_{aus} kennzeichnet den prozentuellen Beitrag, welchen der zweite Transformator vom Ersten übernehmen muss. Als Kriterium wird nur die Auslastung des zweiten Transformators im betroffenen Umspannwerk herangezogen. Es wird implizit davon ausgegangen, dass die Leistungsverlagerung auf die Transformatoren in den anderen Netzabstützungen so klein ist, dass es dort zu keiner Überlastung kommt.

Aus den Messdaten (1/4-Stunden-Mittelwerte) ist ersichtlich, dass an dieser Netzabstützung, im betrachteten Zeitraum, zu 83 % Leistung vom übergeordneten Netz bezogen und zu 17 % Leistung an das übergeordnete Netz abgegeben wird. Insgesamt sind 457 Übertretungen der (n-1)-Bedingung ersichtlich. Das ist über das Jahr gesehen ein Prozentsatz von 1,3 % bzw. kumuliert etwa zu 5 Tage im Jahr. Bei 96,5 % dieser Übertretungen wird Leistung vom Übertragungsnetz bezogen.

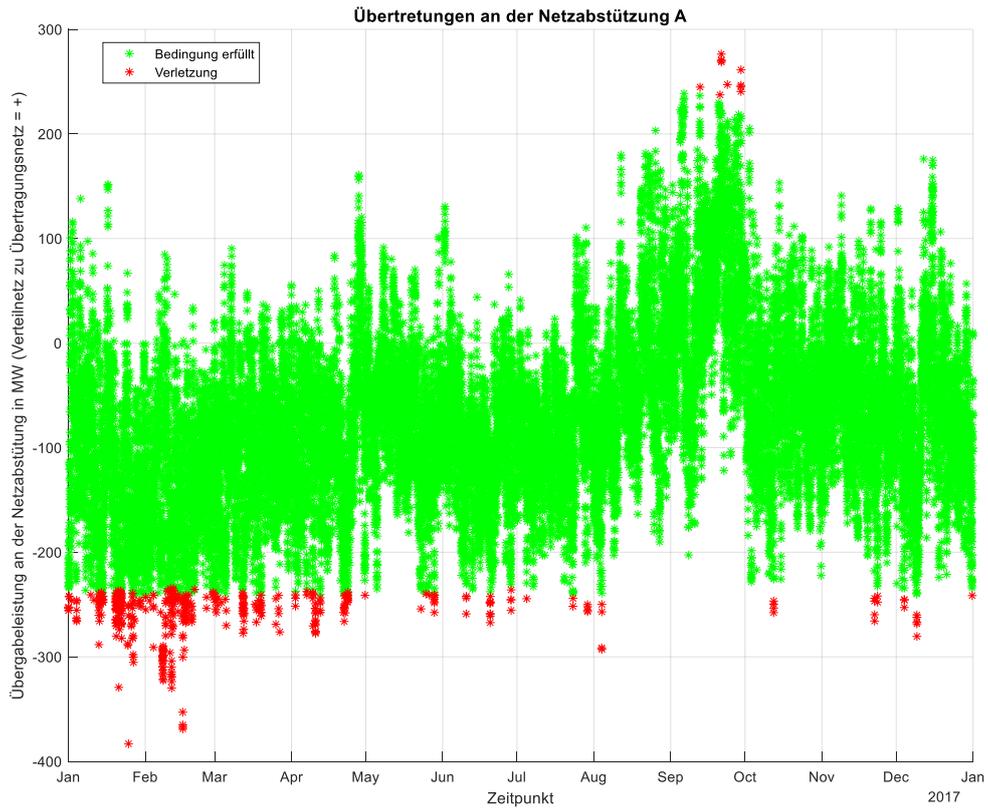


Abbildung 4-3: Zeitliche Aufteilung der (n-1)-Übertretungen – Netzabstützung A

4.1.2 Netzabstützung B

Die Netzabstützung B weist drei Regeltransformatoren auf, wobei diese in zwei idente 300 MVA und einen 220 MVA Transformator gegliedert werden kann. Für die Untersuchung muss der *worst-case*-Fall betrachtet werden. Somit wird hier untersucht, wie sich der Ausfall eines 300 MVA Transformators (RHU 1) auswirkt. Aus der nachfolgenden Tabelle 4-2 ist ersichtlich, dass die anderen Netzabstützungen nur einen sehr geringen Anteil übernehmen. Der Hauptanteil wird sich auf die zwei aktiv verbleibenden Transformatoren auswirken.

Netzabstützung A		Netzabstützung B			Netzabstützung C
RHU 1	RHU 2	RHU 1	RHU 2	RHU 3	RHU 1
%	%	%	%	%	%
5	5	-100	48	34	2

Tabelle 4-2: Aufteilung der Scheinleistung eines deaktivierten Transformators (300 MVA) an der Netzabstützung B, drei aktive Transformatoren

Aus dieser Anordnung ergibt sich für den (n-1)-sicheren-Betrieb, beim Ausschalten eines 300 MVA Transformators, eine maximale, übertragbare Scheinleistung von 510 MVA. Dieser Wert berechnet sich ebenfalls mit der Formel (4.1-1), jedoch müssen für die Ermittlung der (n-1)-Grenze zwei Berechnungen getätigt werden. Die erste Berechnung ist die Auswirkung auf den zweiten, identen Transformator und die zweite Berechnung ist die Auswirkung des deaktivierten Transformator RHU 1 auf den nicht identen Transformator RHU 3. Die niedrigere der berechneten Leistung ist dann jene, die maximal an der Netzabstützung fließen darf. Hier müssen deshalb zwei Varianten untersucht werden, da es in der Netzabstützung B zu einer Parallelschaltung von nicht identen Transformatoren kommt. Wie schon im Kapitel Theorie und Methodik erwähnt, ergibt dies eine unterschiedliche Leistungsaufteilung. Die Transformatoren besitzen annähernd die gleiche bezogene Kurzschlussspannung. Somit wird sich die Leistungsaufteilung aufgrund ihrer unterschiedlichen Scheinleistungen ergeben. Die 300 MVA Transformatoren der Netzabstützung B besitzen gegenüber dem 220 MVA Transformator eine kleinere Impedanz. Dies berechnet sich durch die Formel (2.4-1). Dadurch ergibt sich bei der Berechnung eine unterschiedliche Lastaufteilung mit je 36,5 % für RHU 1 und RHU 2, sowie 27 % für RHU 3. Dies gilt sofern alle drei Transformatoren in Mittelstellung sind.

Sofern alle drei Transformatoren in Betrieb sind, ist an dieser Netzabstützung der (n-1)-sichere-Betrieb, für die Messwerte von 2017 gewährleistet, da die maximale, übertragene Scheinleistung an dieser Netzabstützung mit 455 MVA auftrat.

Jedoch waren nicht immer alle Transformatoren im betrachteten Zeitraum in Betrieb. Dadurch kommt es an dieser Netzabstützung zu 2889 Übertretungen. Dies entspricht einen Zeitraum von 30 Tagen im Jahr. Diese Übertretungen hätten durch den dritten Transformator vermieden werden können.

Sind die Transformatoren RHU 1 und RHU 2 gemeinsam aktiv, so kommt es zu 452 Übertretungen, das sind 15,6 % der Übertretungen und entsprechen einen Zeitraum von 5 Tagen im Jahr. Bei einem gemeinsamen Betrieb von RHU 1 und RHU 3 kommt es zu 13 Übertretungen. Die meisten (n-1)-Übertretungen sind bei einem gemeinsamen Betrieb von RHU 2 und RHU 3 zu erkennen, hier sind im betrachteten Zeitraum 2424 Übertretungen zuerkennen, das sind 83,9 % aller Übertretungen an dieser Netzabstützung und entsprechen einem Zeitraum von 25 Tagen.

Aus der Abbildung 4-3 ist ebenso ersichtlich, dass der Lastfluss der Netzabstützung B, über ein Jahr gesehen, Großteils vom Übertragungsnetz zum Verteilnetz erfolgt.

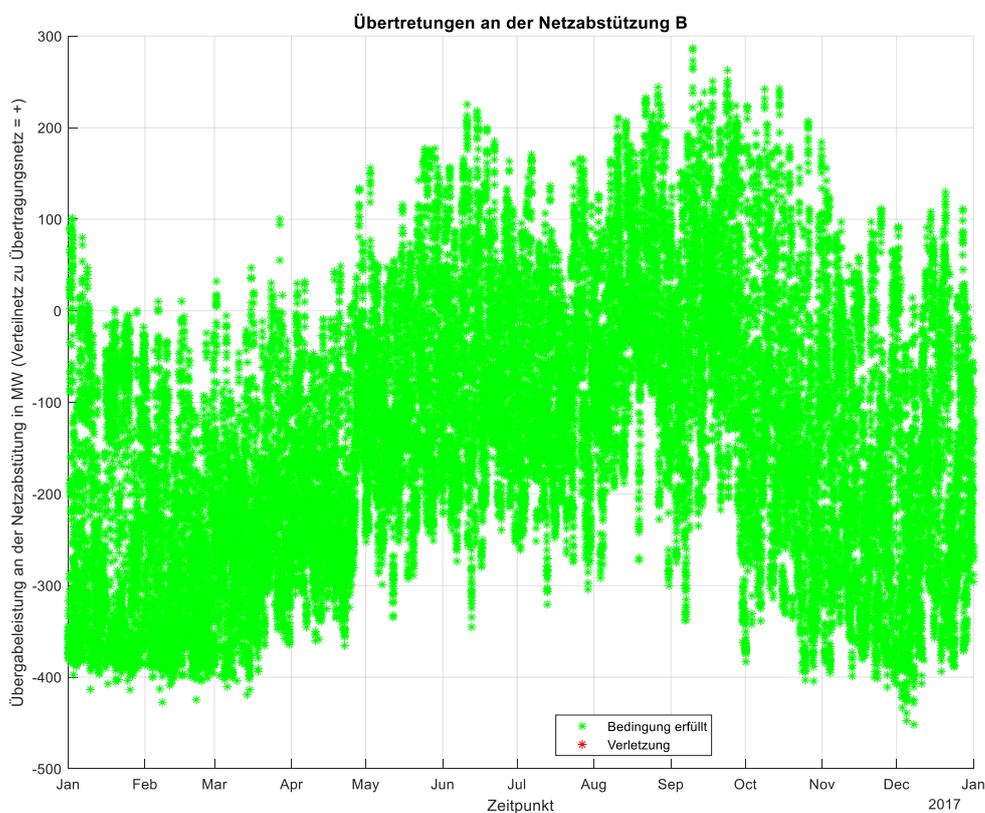


Abbildung 4-4: Keine (n-1)-Verletzung bei drei Transformatoren an Netzabstützung B

Bei dem Betrieb von RHU 1 oder RHU 2 mit RHU 3 ergibt sich bei einem (n-1)-Betrieb die maximale Scheinleistung von 265 MVA und der in Tabelle 4-3 dargestellten prozentuellen Verteilung.

Netzabstützung A		Netzabstützung B		Netzabstützung C
RHU 1	RHU 2	RHU 1 / 2	RHU 3	RHU 1
%	%	%	%	%
8	8	-100	71	3

Tabelle 4-3: Aufteilung der Scheinleistung eines ausgefallenen Transformators (300 MVA) an der Netzabstützung B, zwei aktive Transformatoren

Sofern nur die zwei 300 MVA Transformatoren im Betrieb sind, ergibt sich die maximale übertragbare Scheinleistung mit 340 MVA und den in Tabelle 4-4 dargestellten Verhältnissen.

Netzabstützung A		Netzabstützung B		Netzabstützung C
RHU 1	RHU 2	RHU 1	RHU 2	RHU 1
%	%	%	%	%
8	8	-100	78	3

Tabelle 4-4: Aufteilung der Scheinleistung eines ausgefallenen Transformators (300 MVA) an der Netzabstützung B, zwei aktive Transformatoren



Abbildung 4-5: Zeitliche Aufteilung der (n-1)-Übertretungen – Netzabstützung B bei RHU1 und RHU2

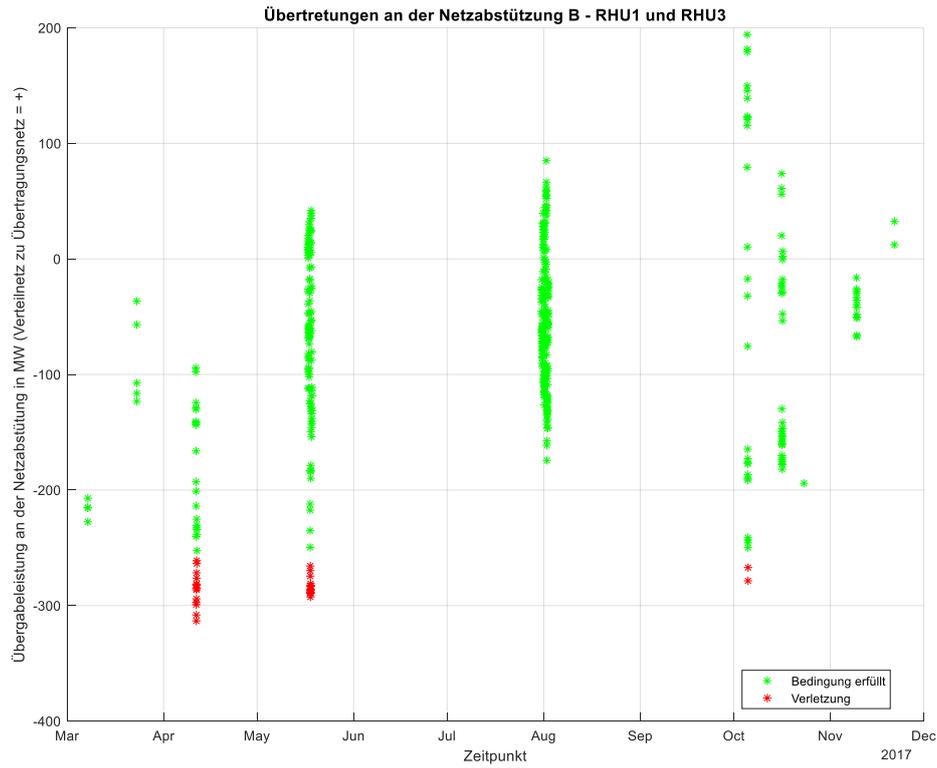


Abbildung 4-6: Zeitliche Aufteilung der (n-1)-Übertretungen – Netzabstützung B bei RHU1 und RHU3

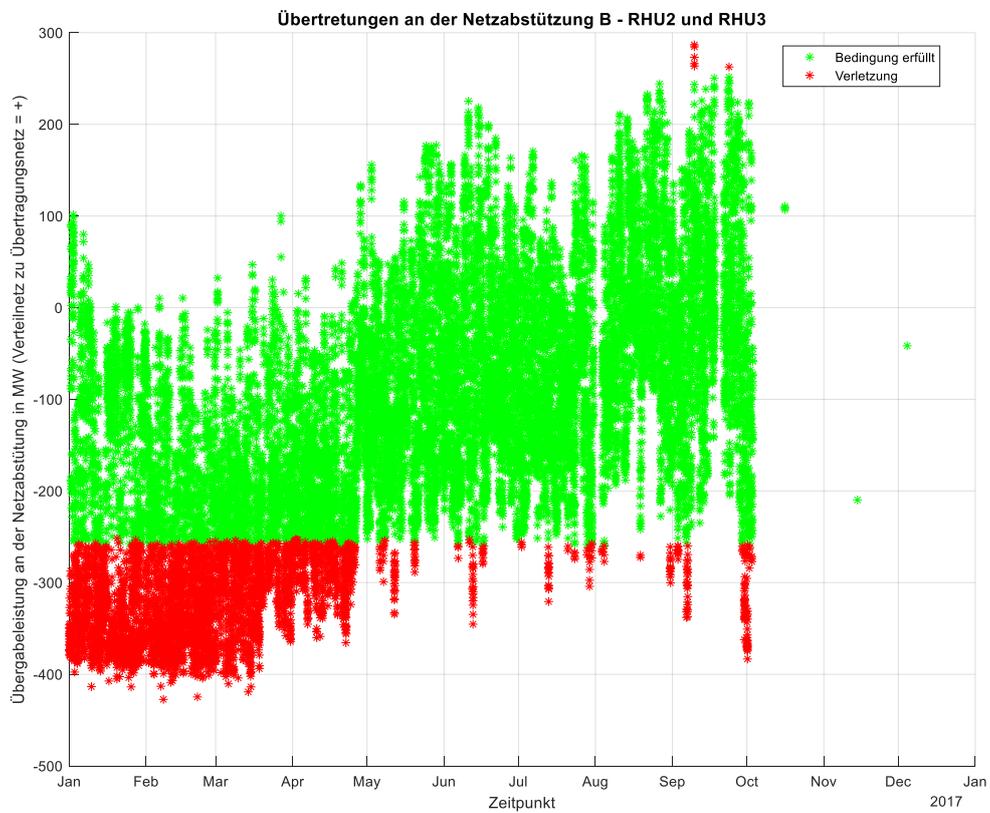


Abbildung 4-7: Zeitliche Aufteilung der (n-1)-Übertretungen – Netzabstützung B bei RHU2 und RHU3

4.2 Netzabstützung D, Ost-, Westnetz gekuppelt bzw. vermascht

4.2.1 Netzabstützung A

Aus dieser Simulation ist ersichtlich, dass die neue Netzabstützung 20 % der ausgefallenen Leistung des Transformators übernehmen wird. Der verbleibende Transformator an der Netzabstützung A übernimmt 58 % der ausgefallenen Scheinleistung.

Netzabstützung A		Netzabstützung B			Netzabstützung C	Netzabstützung D	
RHU 1	RHU 2	RHU 1	RHU 2	RHU 3	RHU 1	RHU 1	RHU 2
%	%	%	%	%	%	%	%
-100	58	3	3	3	7	12	8

Tabelle 4-5: Aufteilung der Scheinleistung eines ausgefallenen Transformators an der Netzabstützung A, mit Netzabstützung D, gekoppeltes Netz

Im Vergleich zum Ist-Zustand, ohne Netzabstützung D, musste der verbleibende Transformator 66 % der Leistung des ausgeschalteten Transformators übernehmen. Somit kann dadurch auch die maximale, an der Netzabstützung A übertragbare Scheinleistung, bei (n-1)-Betrieb, auf 255 MVA angehoben werden.

4.2.2 Netzabstützung B

Beim Deaktivieren eines 300 MVA Transformators übernehmen die restlichen, aktiv verbleibenden Transformatoren an der Netzabstützung B, 82 % der Leistung des ausgeschalteten Transformators. Dies ist die idente Prozentanzahl im Vergleich zur Ist-Situation. Die Netzabstützung D übernimmt 9 %, welche von den anderen Netzabstützungen übernommen wird.

Netzabstützung A		Netzabstützung B			Netzabstützung C	Netzabstützung D	
RHU 1	RHU 2	RHU 1	RHU 2	RHU 3	RHU 1	RHU 1	RHU 2
%	%	%	%	%	%	%	%
1	1	-100	48	34	1	5	4

Tabelle 4-6: Aufteilung der Scheinleistung eines ausgefallenen Transformators (300 MVA) an der Netzabstützung B, mit Netzabstützung D, gekoppeltes Netz.

Es kann auch erkannt werden, dass die Netzabstützung A und die Netzabstützung C, aufgrund ihrer Entfernung zur Netzabstützung B und durch das Erstellen der neuen Netzabstützung in der Netzmitte, einen geringen Beitrag des ausgefallenen Transformators übernehmen müssen.

4.3 Netzabstützung D, Ost-, Westnetz getrennt

Im getrennten Netz kommt es in der Netzabstützung D zur Situation, dass ein Transformator für das Westnetz und der zweite für das Ostnetz zur Verfügung stehen wird. Somit muss beim Ausschalten eines Transformators an der Netzabstützung D, jeweils eine andere Netzabstützung den Ausfall übernehmen.

4.3.1 Ostnetz

Für das Ostnetz stehen in dieser Variante die Netzabstützung D mit RHU 2 und die Netzabstützung B mit RHU 1, RHU 2 und RHU 3 zur Verfügung.

Wird der Transformator RHU 2 der Netzabstützung D deaktiviert, so muss die Netzabstützung B die Differenz übernehmen. Diese Aufteilung bezieht sich jeweils auf die Mittelstellung der Transformatoren und kann somit durch die Stufenstellung verstellt werden.

Netzabstützung B			Netzabstützung D
RHU 1	RHU 2	RHU 3	RHU 2
%	%	%	%
36	36	25	-100

Tabelle 4-7: Aufteilung der Scheinleistung eines ausgefallenen Transformators (300 MVA) an der Netzabstützung D, Ostnetz

Ebenso muss die Inaktivität eines 300 MVA Transformators an der Netzabstützung B betrachtet werden. Kommt es zu einer Inaktivierung eines 300 MVA Transformators an der Netzabstützung B, so werden über 80 % an die restlichen, aktiven Transformatoren der Netzabstützung übergeben. Der restliche Prozentsatz wird von der Netzabstützung D übernommen.

Netzabstützung B			Netzabstützung D
RHU 1	RHU 2	RHU 3	RHU 2
%	%	%	%
-100	48	34	15

Tabelle 4-8: Aufteilung der Scheinleistung eines ausgefallenen Transformators (300 MVA) an der Netzabstützung B, Ostnetz

4.3.2 Westnetz

Für das Westnetz steht die Netzabstützung A, die Netzabstützung C sowie die Netzabstützung D mit RHU 1 zur Verfügung. Untersucht wird der Ausfall eines Transformators an der Netzabstützung A und Netzabstützung D. Ein Ausfall an der Netzabstützung C wird aufgrund des geringen Einflusses nicht betrachtet.

Fällt der Transformator RHU 1 an der Netzabstützung D aus, so übernimmt die Netzabstützung A fast 80 % der Leistung. Der restliche Prozentsatz wird an die Netzabstützung C aufgeschlagen.

Netzabstützung A		Netzabstützung C	Netzabstützung D
RHU 1	RHU 2	RHU 1	RHU 1
%	%	%	%
39	39	19	-100

Tabelle 4-9: Aufteilung der Scheinleistung eines ausgefallenen Transformators (300 MVA) an der Netzabstützung D, Westnetz

Fällt ein Transformator an der Netzabstützung A aus, so übernimmt der zweite Transformator 63 % der Leistung. 12 % werden an die Netzabstützung C und 23 % an die Netzabstützung D abgegeben.

Netzabstützung A		Netzabstützung C	Netzabstützung D
RHU 1	RHU 2	RHU 1	RHU 1
%	%	%	%
-100	63	12	23

Tabelle 4-10: Aufteilung der Scheinleistung eines ausgefallenen Transformators (200 MVA) an der Netzabstützung A, Westnetz

5 Leitungsauslastungen im 110-kV-Netz

5.1 (n-1)-Situation an den Leitungen

Hierzu wurde bei der Simulation bei 2-systemigen Leitungen je ein System abgeschaltet und anschließend der Beitrag des abgeschalteten Systems auf das noch vorhandene, aktive System beurteilt. Für die Berechnung des (n-1)-Limits wurden 4 Lastfälle herangezogen und daraus das arithmetische Mittel berechnet. Um einen (n-1)-sicheren-Betrieb zu gewährleisten darf das noch im Betrieb bestehende Leitungssystem nicht überlastet werden.

Die (n-1)-Analysen wurden für ausgewählte Leitungen für gekuppelten und getrennten Betrieb vorgenommen. Es zeigt sich, dass die ermittelten (n-1)-Grenzen für beide Fälle praktisch ident sind. Die entsprechenden Ergebnisse sind im Anhang dargestellt.

Aus den Simulationsergebnissen ist zu erkennen, dass in Bereichen wo eine geringere Vermaschung auftritt, eine niedrigere Auslastung der Leitung bei (n-1)-Betrieb zur Folge hat. Dies betrifft den Bereich im Nord-Westen, mit den Leitungen NW/4C, NW/3B, SW/9 und SW/0B. Dort ist eine maximale Auslastung der Leitung, bei (n-1)-Betrieb, von 55 % bis 60 % zu erkennen. Ebenso ist eine Leitung mit einer maximalen Auslastung, bei (n-1)-Betrieb, von 50 % ersichtlich. Hier handelt es sich um eine Sticheitung mit 2 Systemen, welche keine weitere Vermaschung aufweist.

In Bezug auf die Übertretungen der (n-1)-Sicherheit, sind die Leitungen, welche eine Strommessung aufweisen, untersucht worden.

5.1.1 Westbereich

Die Leitungen NW/1, NW/3A, NW/4A, NW/4B, NW/5 und NW/6 zeigen in der betrachteten Auswertzeit deutliche Übertretungen der (n-1)-Grenzen, wobei an der Leitung NW/3A und NW/4B sogar der maximale thermische Übertragungsstrom überschritten ist. An dem SW-Leitungszug sind ebenso Überschreitungen der (n-1)-Bedingung an den Leitungen SW/2, SW/4A und SW/4B festzustellen. Ebenso ist eine kurze Überschreitung des maximalen Übertragungsstroms an der Leitung SW/2 ersichtlich. Bei der Betrachtung des MW-Leitungszugs ist eine Übertretung des maximalen Übertragungsstroms an der Leitung MW/3B ersichtlich. Die Leitung MW/3B ist einsystemig ausgeführt und daher prinzipbedingt nicht (n-1)-sicher. Außerdem weist sie laut den Messdaten eine besonders starke Auslastung auf.

Die Ergebnisse der (n-1)-Auswertungen sind in Tabelle 5-1 dargestellt.

Leitung	Verletzung der (n-1)-Bedingung			Verletzung des thermischen Grenzwertes
	Anzahl	Dauer/Jahr	Verletzung	Verletzung
-	-	Tage	Ja/Nein	Ja (Anzahl)/Nein
NW/1	1294	13.50	Ja	Nein
NW/4A	2215	23.07	Ja	Nein
NW/3A	3148	32.79	Ja	Nein
NW/4B	3841	40.01	Ja	Ja (15)
NW/5	3064	31.92	Ja	Nein
NW/6	3190	33.23	Ja	Nein
SW/2	9977	103.93	Ja	Ja (1)
SW/4A	4	0.04	Ja	Nein
SW/4B	15	0.16	Ja	Nein
MW/3B	x	x	x	Ja (5)

Tabelle 5-1: Übertretungen der (n-1)-Bedingung im Westbereich

Beispielhaft ist in Abbildung 5-1 eine Dauerganglinie (blau) eingezeichnet. Mit Hilfe der Dauerlinie wird es ermöglicht mit einem Blick die Dauer einer (n-1)-Verletzung abzuschätzen. Hier ist eine Verletzung über einen kumulierten Zeitraum von über 3 Monaten ersichtlich. Die genauen Werte sind in der vorangeführten Tabelle 5-1 ersichtlich.

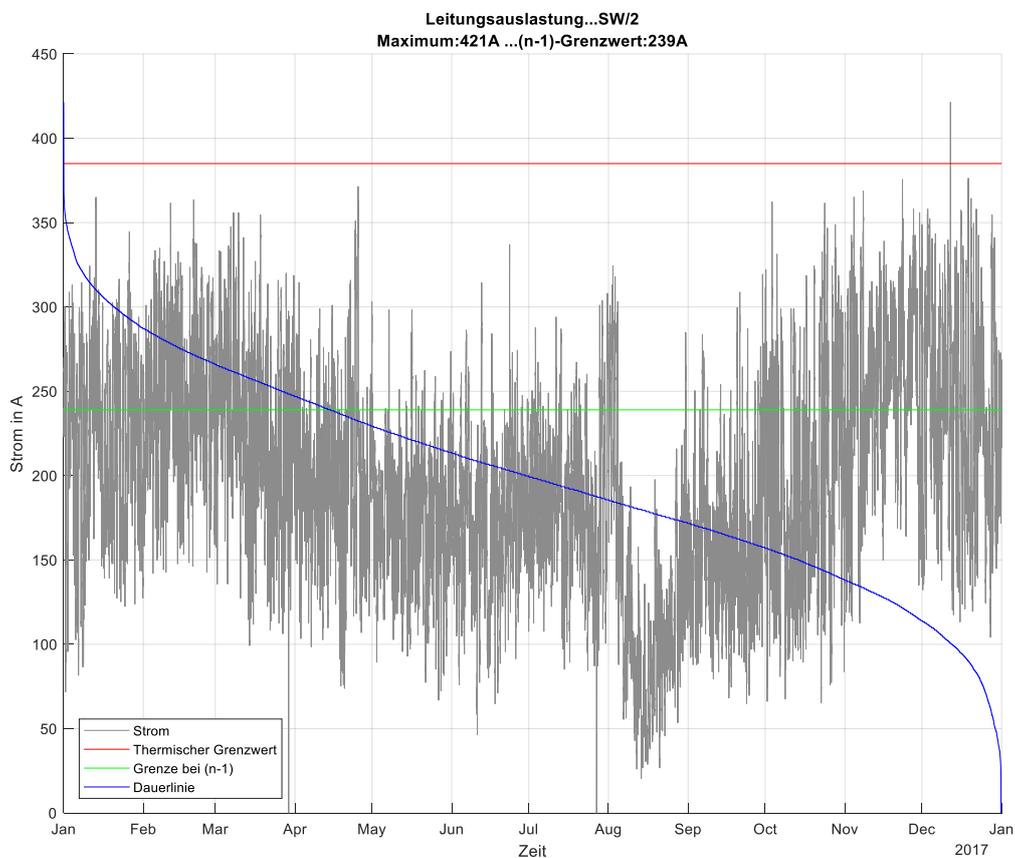


Abbildung 5-1: Auslastung der Leitung SW/2

5.1.2 Ostbereich

Hier kam es zu Überschreitungen der (n-1)-Bedingung an den Leitungen SO/6 und SO/7.

Leitung	Verletzung der (n-1)-Bedingung			Verletzung des thermischen Grenzwertes
	Anzahl	Dauer/Jahr	Verletzung	Verletzung
-	-	Tage	Ja/Nein	Ja (Anzahl)/Nein
NO/6	10	0.10	Ja	Nein
NO/7	660	6.88	Ja	Nein

Tabelle 5-2: Übertretungen der (n-1)-Bedingung im Ostbereich

5.1.3 Zusammenfassung

Es sind Übertretungen im Ost- und im Westnetz ersichtlich, wobei sich die Übertretungen im Ostnetz auf jene zwei Systeme bezieht, welche die Verbindung zur Netzabstützung B herstellen. Im Westnetz sind mehrere Systeme betroffen. Hier ist vor allem die Leitung SW/2, welche eine sehr geringe Übertragungsleistung aufweist, bereits stark ausgelastet. Ebenso ist der gesamte NW-Leitungszug hoch ausgelastet und es kommt zu einigen Übertretungen der (n-1)-Bedingung. An dem MW-Leitungszug ist eine sehr hohe Auslastung zu erkennen. Für eine bessere Veranschaulichung sind Auslastungsbereiche eingeführt und die Leitungen wurden dementsprechend untersucht. Die Ergebnisse der bereits beschriebenen Leitungen befinden sich in Tabelle 5-3.

Leitung	Leitungsauslastung über ein Jahr - 1/4h Werte						
	> 50 %	>60 %	> 70 %	>80 %	> 90 %	> 100 %	
	Anzahl	Anzahl	Anzahl	Anzahl	Anzahl	Anzahl	
West	NW/1	3840	1649	409	34	3	0
	NW/4A	5519	2706	1130	208	0	0
	NW/3A	7163	4147	2011	837	150	0
	NW/4B	7944	4824	2552	1230	431	15
	NW/5	3064	1198	312	23	0	0
	NW/6	3190	1339	388	18	0	0
	MW/3B	7514	4404	2191	800	91	5
	SW/2	18875	11237	5128	1362	137	1
	SW/4A	1209	118	2	0	0	0
	SW/4B	43	15	2	0	0	0
Ost	NO/6	3647	732	33	0	0	0
	NO/7	9224	4177	967	61	1	0

Tabelle 5-3: Leitungsauslastung der auffälligen Leitungen

6 Auswirkung der Erhöhung der Kraftwerkskapazitäten auf die Leitungsauslastung

Der Westbereich ist durch seine hohe Kraftwerkskapazität, welche sich in Generatorleistungen und Pumpleistungen gliedert, geprägt. In diesem Kapitel werden die Auswirkungen von Erhöhungen dieser installierten Leistungen analysiert. In dieser Analyse wird für jeden Leitungszug ein West-Ost-Lastfluss angenommen, dies bedeutet in diesem Fall eine positive Leistungsrichtung an den Leitungen. Für einen Ost-West-Lastfluss wird somit eine negative Leistungsrichtung angesetzt. Bei Nord-Süd-Leitungszügen wird ein Lastfluss von Norden nach Süden angenommen und mit einem positiven Vorzeichen gekennzeichnet. Alle Auswirkungen in diesem Kapitel beziehen sich auf diese Lastflussdefinition.

6.1 Erste Ausbaustufe des Kraftwerkes KW-MO

Die erste Ausbaustufe dieses Kraftwerkes wird bereits ein Quartal vor Inbetriebnahme der Netzabstützung D fertiggestellt und in Betrieb genommen. Somit sind die Auswirkungen dieser Erhöhungen auf das momentane Verteilnetz anzusehen. In der ersten Ausbaustufe sollen zusätzlich zu den vorhandenen Kraftwerkskapazitäten die Generatorleistung um 6 MW und die Pumpleistung um 22 MW erhöht werden.

Für die Analyse der Auswirkung einer höheren Generatorleistung wurden drei Zeitpunkte an denen die Kraftwerke im Westbereich überwiegend im Generatorbetrieb sind, gewählt. Für den Fall einer höheren Pumpleistung werden Fälle betrachtet, an denen im Westbereich Pumpbetrieb vorherrscht. Als Gegenknoten für die zusätzliche Einspeisung bzw. für den zusätzlichen Verbrauch wurde der Slackknoten gewählt.

Aus den Simulationen ist ersichtlich, dass sich der größte Anteil direkt auf die Netzabstützung A auswirkt. Dies ist mit 70 % der Leistungsänderung ersichtlich, das sind 35 % je Transformator. Auf die Leitung NW/4C und NW/3B wirkt sich die Änderung mit je 3 % der Leistungsänderung aus. Die Leitungen NW/4B und NW/3A erfahren je 7 % der Leistungsänderung. Auf die Leitung MW/5 wirkt 11 % der Leistungsänderung. Die prozentuellen Änderungen sind in der nachfolgenden Tabelle 6-1 dargestellt.

	NW/4C	NW/3B	NW/4B	NW/3A	NAA/RHU1	NAA/RHU2	MW/5
Betriebsart	%	%	%	%	%	%	%
Generatorbetrieb	-3	-3	+7	+7	+35	+35	+11
Pumpbetrieb	+3	+3	-7	-7	-35	-35	-11

Tabelle 6-1: Prozentuelle Leistungsaufteilung KW-MO, ohne Netzabstützung D

In Bezug auf die erste Ausbaustufe ergeben sich somit folgende, in der Tabelle 6-2, dargestellte maximale Leistungserhöhungen.

	NW/4C	NW/3B	NW/4B	NW/3A	NAA/1	NAA/2	MW/5
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Generatorbetrieb	-0,2	-0,2	+0,4	+0,4	+2,1	+2,1	+0,7
Pumpbetrieb	+0,6	+0,6	-1,5	-1,5	-7,7	-7,7	-2,4

Tabelle 6-2: Leistungsaufteilung KW-MO, ohne Netzabstützung D

Die erhöhte Generatorleistung ist nach der ersten Ausbaustufe nicht problematisch anzusehen, da diese Erhöhung auf die Leitungen kaum Auswirkungen hat. Die Netzabstützung A weist im betrachteten Zeitraum inklusive der zusätzlichen Leistung von 4,2 MW keine weiteren Überschreitung der (n-1)-Grenze auf.

Durch die erhöhte Pumpleistung steigt der Lastfluss der Leitungen NW/3B und NW/4C um je 0,6 MW. Die Leitungen NW/4B und NW/3A erfahren eine Senkung in Richtung der angenommenen Lastflussrichtung um je 1,5 MW.

Im betrachteten Zeitraum ist zu erkennen, dass der Leistungsfluss in Richtung Osten die höhere Auslastung aufweist. Bei Vorhandensein eines West-Ost-Lastflusses, wirkt sich die zusätzliche Pumpleistung in diesem Punkt positiv auf die Leitungen NW/4B und NW/3A aus. Ist der Lastfluss in Richtung Westen, so ist aufgrund der geringeren Auslastung der Leitungen in dieser Richtung, die Leistungserhöhung, wenn keine weiteren, zusätzlichen Verbraucher beachtet werden, unproblematisch. Die zusätzlichen 15,4 MW an der Netzabstützung A, würden am 25.01.2017 um 06:00, zu einer Überschreitung der Transformatorleistung um 3,5 MW führen. Sofern es keine weiteren Einschränkungen an der Übergabestelle gibt, ist dieser 1/4h-Wert jedoch der Einzige, an dem eine Übertretung festzustellen ist. Mittels einer Variation der Stufensteller könnte auch dieser Überschreitung entgegengewirkt werden. Auf die Leitungen SW/2 und SW/1 sind ebenfalls keine größeren Einflüsse zu erkennen.

6.2 Zweite Ausbaustufe des Kraftwerkes KW-MO

Nach der zweiten Ausbaustufe sollen im Kraftwerk KW-MO zusätzlich 12 MW Generatorleistung und 44 MW Pumpleistung zur Verfügung stehen.

Aufgrund der zukünftigen Netzabstützung D, und deren Verschaltungsmöglichkeiten, werden zwei Varianten betrachtet. Die erste Variante ist die neue Netzabstützung und die Kupplung des Ost- und Westnetzes im Umspannwerk 1. Die zweite Variante besteht darin das Ost- und Westnetz mit der neuen Netzabstützung getrennt zu betreiben.

6.2.1 Mit Netzabstützung D, West- und Ostnetz gekuppelt in UW 1

	NW/4C	NW/3B	NW/4B	NW/3A	NA-A/1	NA-A/2	MW/5
Betriebsart	%	%	%	%	%	%	%
Generatorbetrieb	-4	-4	+10	+10	+30	+30	+12
Pumpbetrieb	+4	+4	-10	-10	-30	-30	-12

Tabelle 6-3: Prozentuelle Leistungsaufteilung KW-MO, West- und Ostnetz gekuppelt

In Bezug auf die zweite Ausbaustufe ergeben sich somit folgende, in der Tabelle 6-4 dargestellte maximale Leistungserhöhungen.

	NW/4C	NW/3B	NW/4B	NW/3A	NA-A/1	NA-A/2	MW/5
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Generatorbetrieb	-0,5	-0,5	+1,2	+1,2	+3,6	+3,6	+1,4
Pumpbetrieb	+1,9	+1,9	-4,5	-4,5	-13,2	-13,2	-5,1

Tabelle 6-4: Leistungserhöhungen nach der ersten Ausbaustufe KW DMO, gekuppelt

6.2.2 Mit Netzabstützung D, West- und Ostnetz getrennt

Ist das Ost- und Westnetz getrennt, diese Möglichkeit besteht nur wenn die Netzabstützung D in Betrieb ist, dann ergibt sich folgende, in Tabelle 6-5 befindliche, Aufteilung.

	NW/4C	NW/3B	NW/4B	NW/3A	NA-A/1	NA-A/2	MW/5
Betriebsart	%	%	%	%	%	%	%
Generatorbetrieb	-4	-4	+7	+7	+34	+34	+10
Pumpbetrieb	+4	+4	-7	-7	-34	-34	-10

Tabelle 6-5: Prozentuelle Aufteilung bei getrennten Netzbetrieb des KW DMO

In Bezug auf die zweite Ausbaustufe ergeben sich somit folgende, in der Tabelle 6-6 dargestellte maximale Leistungserhöhungen.

	NW/4C	NW/3B	NW/4B	NW/3A	NA-A/1	NA-A/2	MW/5
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Generatorbetrieb	-0,5	-0,5	+0,8	+0,8	+3,6	+3,6	+1,2
Pumpbetrieb	+1,8	+1,8	-3,1	-3,1	-15	-15	-4,4

Tabelle 6-6: Leistungserhöhungen nach der ersten Ausbaustufe KW DMO, getrennt

Hier ist zu erkennen, dass beim getrennten Netz, gegenüber dem gekuppelten Netz, die Netzabstützung A eine um 8 % höhere Leistungsdifferenz abfertigen muss. Jedoch erfahren die Leitungen dadurch eine geringere Belastung.

6.3 Kraftwerk KW-RK

6.3.1 Kraftwerk KW-RK, gekuppelt

In diesem Kraftwerk wird die Pumpleistung um 41 MW erhöht. Das West- und Ostnetz sind im UW 1 gekuppelt.

MW/5	MW/1	MW-L/1
%	%	%
+76.5	-11.5	-12.0

Tabelle 6-7: Prozentuelle Leistungsaufteilung KW-RK, Verteilnetz gekuppelt, Netzabstützung C aktiv

In Bezug auf die zweite Ausbaustufe ergeben sich somit folgende, in Tabelle 6-8, dargestellte maximale Leistungserhöhungen.

MW/5	MW/1	MW-L/1
MW	MW	MW
+31.4	-4.7	-4.9

Tabelle 6-8: Leistungsaufteilung KW-RK, Verteilnetz gekuppelt, Netzabstützung C aktiv

Die Leitung MW-L/1 ist eine Verbindungsleitung zur Netzabstützung C. Ist die Netzabstützung C inaktiv so ergeben sich die Werte in Tabelle 6-9.

MW/5	MW/1	MW/5	MW/1
%	%	MW	MW
+87.3	-12.7	+35.8	-5.2

Tabelle 6-9: Leistungsaufteilung KW-RK, Verteilnetz gekuppelt, Netzabstützung C inaktiv

Es ist zu erkennen, dass sich 76,5 % der Leistungserhöhung am Knoten der Netzabstützung A auswirken. Somit kann geschlussfolgert werden, dass 60 % der über die Leitung NW/5 transportierte Leistung an der Übergabestelle abgefertigt werden. Die Leitung MW/1 erfährt 11,5 % der Leistungsänderung. An der Leitung MW-L/1 ist eine Änderung von 12,0 % ersichtlich. Ist die Netzabstützung C deaktiviert, so werden 10,5 % zur Leitung MW/5 addiert, die Leitung MW/1 erhält die restlichen 1,5 %.

6.3.2 Kraftwerk KW-RK, getrennt

In diesem Kraftwerk wird die Pumpleistung um 41 MW erhöht. Das West- und Ostnetz sind im UW 1 getrennt.

MW/5	MW/1	MW-L/1
%	%	%
+78.5	-10.2	-11.3

Tabelle 6-10: Prozentuelle Leistungsaufteilung KW-RK, Verteilnetz getrennt, Netzabstützung C aktiv

In Bezug auf die zweite Ausbaustufe ergeben sich somit folgende, in der Tabelle 6-11, dargestellte maximale Leistungserhöhungen.

MW/5	MW/1	MW-L/1
MW	MW	MW
+32.2	-4.2	-4.6

Tabelle 6-11: Leistungsaufteilung KW-RK, Verteilnetz getrennt, Netzabstützung C aktiv

Die Leitung MW-L/1 ist eine Verbindungsleitung zur Netzabstützung C. Ist die Netzabstützung C inaktiv so ergeben sich die Werte in Tabelle 6-12.

MW/5	MW/1	MW/5	MW/1
%	%	MW	MW
+89.1	-10.9	+36.5	-4.5

Tabelle 6-12: Leistungsaufteilung KW-RK, Verteilnetz gekuppelt, Netzabstützung C inaktiv

Es ist zu erkennen, dass sich 78,5 % der Leistungserhöhung am Knoten der Netzabstützung A auswirken. Somit kann geschlussfolgert werden, dass 68 % der über die Leitung NW/5 transportierte Leistung an der Übergabestelle abgefertigt werden. Die Leitung MW/1 erfährt 10,2 % der Leistungsänderung. An der Leitung MW-L/1 ist eine Änderung von 11,3 % ersichtlich. Ist die Netzabstützung C deaktiviert, so werden die 10,6 % zur Leitung MW/5 addiert, die Leitung MW/1 erhält die restlichen 1,4 %.

6.4 Auswirkungen einer Leistungserhöhung beim Kraftwerk M-220kV

An diesem Kraftwerk soll die Pumpleistung auf 395 MW erhöht werden, dies bedeutet eine Erhöhung von 105 MW. Zur Analyse der Leistungsaufteilung wurden Leistungserhöhungen an diesem Knotenpunkt simuliert.

6.4.1 Leistungsaufteilung einer Leistungserhöhung am Kraftwerk M-220kV mit Netzabstützung D und einer West-Ostnetzkupplung.

Die Leistungserhöhung bzw. Leistungsdifferenz werden zu 82,5 % über die 220 kV Leitungen abgeführt. Zu 17,5 % wird sich diese Differenz auf die Netzabstützung A und somit auf das Verteilnetz auswirken.

LD269	LD270	NA-A/1	NA-A/2	LD	NA-A
%	%	%	%	%	%
+41.25	+41.25	+8.75	+8.75	+82.50	+17.50

Tabelle 6-13: Prozentuelle Leistungsaufteilung einer Leistungserhöhung beim Kraftwerk M-220kV, Netz gekuppelt

Auf die Leistungserhöhung gesehen ergeben sich die in der Tabelle 6-12 befindlichen Werte.

LD269	LD270	NA-A/1	NA-A/2	LD	NA-A
MW	MW	MW	MW	MW	MW
+43.3	+43.3	+9.2	+9.2	+86.6	+18.4

Tabelle 6-14: Leistungsaufteilung einer Leistungserhöhung beim Kraftwerk M-220kV, Netze gekuppelt

Die Netzabstützung wird durch diese Leistungsdifferenz im übergeordneten Netz eine zusätzliche Belastung von 18,4 MW erfahren. Je nach Leistungsrichtung an der Netzabstützung wirkt sich diese zusätzliche Belastung addierend oder subtrahierend aus.

Bei einer Betrachtung der Messwerte vom 11.02.2017 um 14:15 ist ersichtlich, dass an der Netzabstützung A, 319 MW vom Übertragungsnetz zum Verteilnetz importiert wird. In diesem Fall wirkt sich die zusätzliche Pumpleistung positiv auf die Auslastung der Netzabstützung aus. Es werden somit nur mehr 300,6 MW importiert.

Ein ganz anderer Fall zeigt sich bei der Betrachtung des Lastfalles 7. Hier werden an der Netzabstützung A 176 MW zum Übertragungsnetz exportiert. Bei einer Pumpleistungserhöhung am Kraftwerk M-220kV, um 105 MW, kommt es zu einer Erhöhung der exportierten Leistung. Es werden dann 194,4 MW an das Übertragungsnetz übertragen. Somit kommt es zu einer deutlichen Auslastungserhöhung an der Netzabstützung. Diese Erhöhung bewirkt ebenfalls einen Anstieg der Leitungsauslastung am NW-Leitungsstrang.

Die prozentuelle Aufteilung der am Knoten der Netzabstützung A zuströmenden Leistungen ist in der nachfolgenden Tabelle 6-15 dargestellt.

NW/4B	NW/3A	MW/5	NW/3B	NW/4C
%	%	%	%	%
-15	-15	-22	+24	+24

Tabelle 6-15: Prozentuelle Aufteilung am Knoten der Netzabstützung A

Je 24 % des Leistungsanstiegs an der Netzabstützung A entfallen an die Leitungen NW/3B sowie NW/4C. Die Systeme NW/4B und NW/3A übernehmen je 15 % dieser Erhöhung.

6.4.2 Leistungsaufteilung einer Leistungserhöhung am Kraftwerk M-220kV mit Netzabstützung D und getrenntes Verteilnetz

Die Leistungserhöhung bzw. Leistungsdifferenz werden zu 86,4 % über die 220 kV Leitungen abgeführt. Zu 13,6 % wird sich diese Differenz auf die Netzabstützung A und somit auf das Verteilnetz auswirken.

LD269	LD270	NA-A/1	NA-A/2	LD	NA-A
%	%	%	%	%	%
+43.20	+43.20	+6.80	+6.80	+86.40	+13.60

Tabelle 6-16: Prozentuelle Leistungsaufteilung einer Leistungserhöhung beim Kraftwerk M-220kV, Verteilnetz getrennt

Auf die Leistungserhöhung gesehen ergeben sich die in der Tabelle 6-17 befindlichen Werte.

LD269	LD270	NA-A/1	NA-A/2	LD	NA-A
MW	MW	MW	MW	MW	MW
+45.4	+45.4	+7.1	+7.1	+90.7	+14.3

Tabelle 6-17: Leistungsaufteilung einer Leistungserhöhung beim Kraftwerk M-220kV, Netze getrennt

Die Netzabstützung wird, durch diese Leistungsdifferenz im übergeordneten Netz, eine zusätzliche Belastung von 14,3 MW erfahren. Je nach Leistungsrichtung an der Netzabstützung wirkt sich diese zusätzliche Belastung addierend oder subtrahierend aus.

Ebenso ist ersichtlich, dass sich bei einem getrennten Verteilnetz die Auswirkung auf die Netzabstützung verringert. Somit wirkt sich die Leistungsänderung um den Faktor 3,9 % reduzierend auf die Übergabestelle aus.

6.5 Zusammenfassung

Alle betrachteten Leistungserhöhungen wirken sich mit hohem Maße auf die Netzabstützung A aus. Zur besseren Darstellung sind die Auswirkungen der Erhöhungen des Pumpbetriebs, im 110 kV, Netz in der nachfolgenden Tabelle 6-18 und Tabelle 6-19 zusammengefügt.

	NW/4C	NW/3B	NW/4B	NW/3A	NA-A	MW/5
	MW	MW	MW	MW	MW	MW
KW-MO	+1.9	+1.9	-4.5	-4.5	-26.4	-5.1
KW-RK	+1.5	+1.5	-3.5	-3.5	-21.0	+31.4
Summe	+3.4	+3.4	-8.0	-8.0	-47.4	+26.3

Tabelle 6-18: Leistungserhöhungen bei Pumpbetrieb im gekoppelten Netz

	NW/4C	NW/3B	NW/4B	NW/3A	NA-A	MW/5
	MW	MW	MW	MW	MW	MW
KW-MO	+1.8	+1.8	-3.1	-3.1	-30.0	-4.4
KW-RK	+1.4	+1.4	-2.8	-2.8	-28.0	+35.8
Summe	+3.2	+3.2	-5.9	-5.9	-58.0	+31.4

Tabelle 6-19: Leistungserhöhungen bei Pumpbetrieb im getrennten Netz

Beim Vergleich des gekoppelten und getrennten Netzes ist ersichtlich, dass die Netzabstützung A beim getrennten Netz einen um 8 % höheren Beitrag der Leistungserhöhung erfährt. Die Leitungen NB/4C, NW/3B, NW/4B, NW/3A und MW/5 werden hingegen geringfügig weniger beansprucht.

Die Leistungserhöhung des Kraftwerkes M-220kV wirkt sich im gekoppelten Verteilnetz mit 17,5 % der Leistungsänderung auf die Netzabstützung A und im getrennten Verteilnetz mit 13,6 % aus. Der Einfluss vom übergeordneten Netz nimmt somit im Vergleich zum gekoppelten Netz leicht ab.

Sowohl beim getrennten Betrieb als auch im gekoppelten Betrieb ist eine starke Beanspruchung der Netzabstützung A ersichtlich. Beide Kraftwerke würden an der Netzabstützung A eine Erhöhung von 47,4 MW im gekoppelten und eine Erhöhung von 58,0 MW im getrennten Betrieb verursachen.

Der NW-Leitungszug nach der Netzabstützung A, in Richtung Osten, erfährt im gekoppelten Netz eine Änderung von 16 MW und im getrennten von 11,8 MW.

Je nach Lastfall könnte auch die zusätzliche Pumpleistung im Übergeordneten Netz folgende, in Tabelle 6-20 dargestellte, Auswirkungen auf die Leitungen liefern.

NW/4B	NW/3A	MW/5	NW/3B	NW/4C
MW	MW	MW	MW	MW
-3.3	-3.3	+4.5	+5.0	+5.0

Tabelle 6-20: Erhöhung der Leitungsauslastung aufgrund der Pumpleistungserhöhung im Übertragungsnetz

Wenn die Leistungssteigerungen der Leitung NW/3A aufgrund der Kraftwerke KW-MO und KW-RK betrachtet werden, so können keine zusätzlichen Übertretungen der (n-1)-Bedingungen erkannt werden. Ebenso sind keine thermischen Grenzwertüberschreitungen in der West-Lastflussrichtung aus Abbildung 6-1 ersichtlich. Für diese Abbildung wurden Zeitpunkte angesehen, an denen im Westbereich die Kraftwerke im Pumpbetrieb sind. Anschließend wurden zu den Leistungswerten der Leitung, die zusätzlichen prozentuellen Belastungen der Kraftwerke addiert.

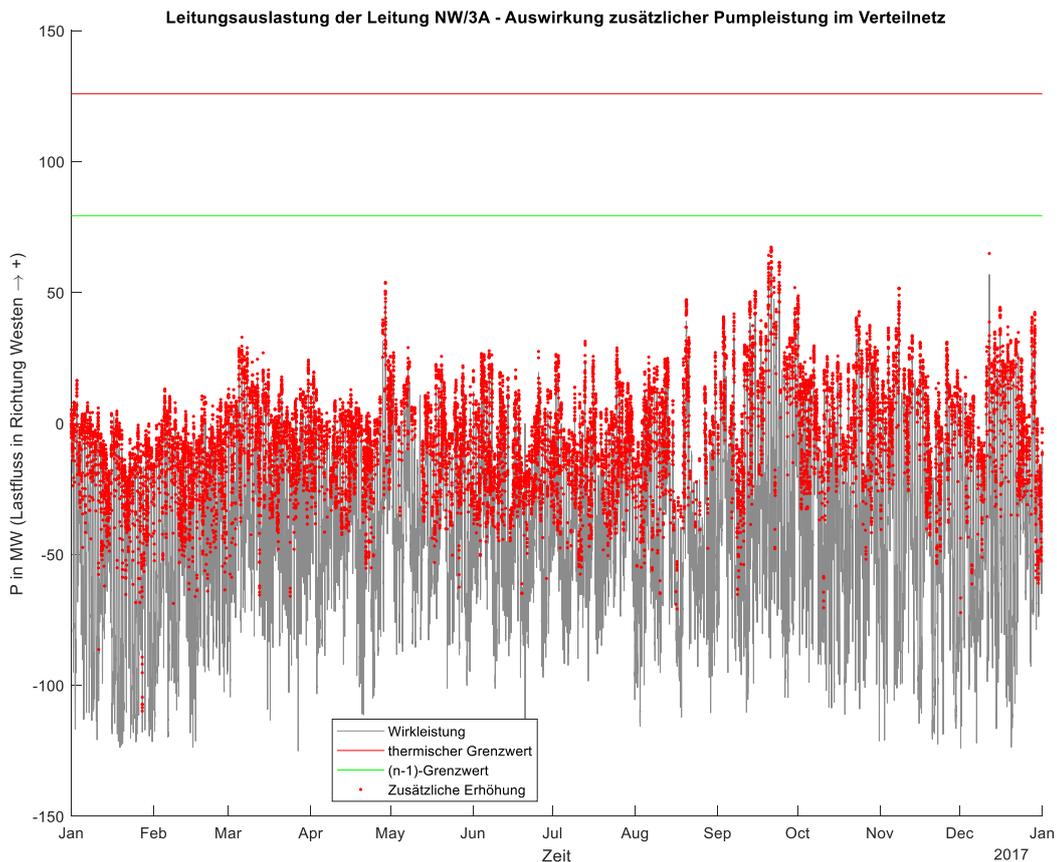


Abbildung 6-1: Leitungsauslastung - NW/3A - Auswirkung zusätzlicher Pumpleistung im Verteilnetz

Der Einfluss einer Pumpleistungserhöhung im Verteilnetz und Übertragungsnetz ist in Abbildung 6-2 dargestellt. Hierzu wurden Zeitpunkte angesehen, an denen die Kraftwerke im Verteilnetz und die Kraftwerke im Übertragungsnetz, gemeinsam im Pumpbetrieb waren. Auch anhand dieser Abbildung können keine weiteren Überschreitungen erkannt werden.

In Abbildung 6-3 sind die Einflüsse der Pumpleistungserhöhung im Übertragungsnetz auf die Leitung NW/3A dargestellt. Auch hier sind keine Übertretungen an der Leitung festzustellen.

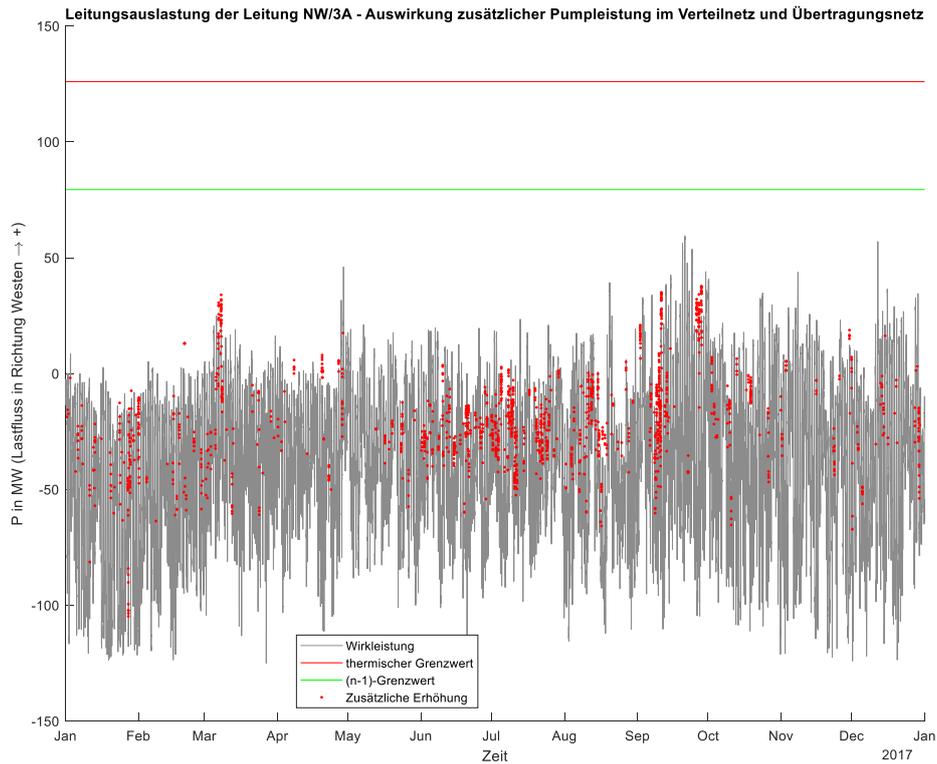


Abbildung 6-2: Leitungsauslastung-NW/3A-Auswirkung zusätzlicher Pumpleistung im VN und ÜBN

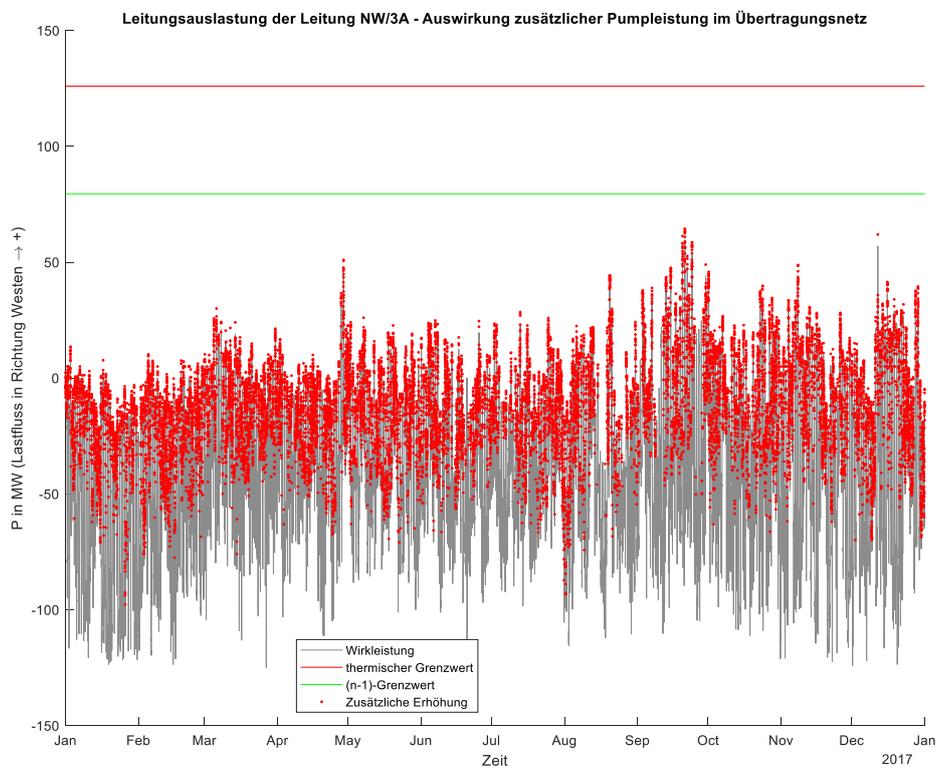


Abbildung 6-3: Leitungsauslastung-NW/3A-Auswirkung zusätzlicher Pumpleistung im ÜBN

Die Netzabstützung A erfährt, wie aus den Simulationsergebnissen hervorgeht, eine große Leistungserhöhung aufgrund des Kraftwerkausbaus. Deshalb sind in den nachfolgenden Abbildungen diese Auswirkungen dargestellt.

In Abbildung 6-4 ist die Auswirkung der Pumpleistungserhöhung auf die Netzabstützung A ersichtlich. Hier wurden Zeitpunkte an denen Pumpbetrieb im Westen herrschte herangezogen und die zusätzliche Leistung im Bezug addiert. In dieser Auswertung sind fünf Überschreitungen der Nennscheinleistung des Transformators ersichtlich. In Bezug auf die (n-1)-Bedingung kommt es zu 1158 zusätzlichen Übertretungen. Dies entspricht zusätzlich 290 Stunden im Jahr an denen keine (n-1)-Sicherheit an der Netzabstützung A vorliegt. Ebenso sind Überschreitungen der thermischen Grenze ersichtlich.

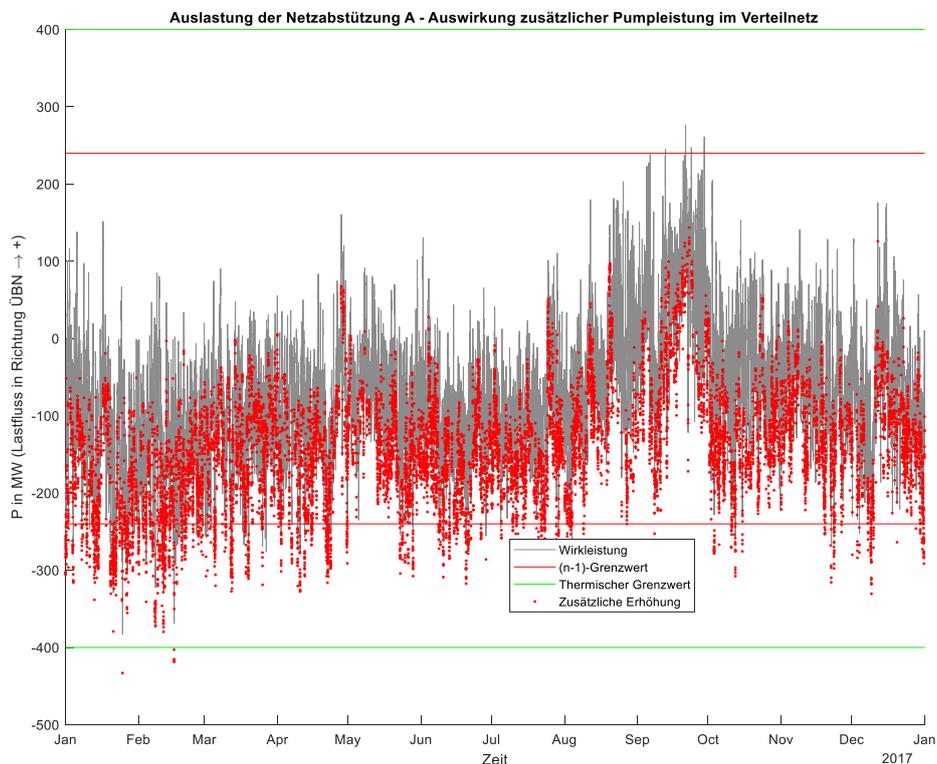


Abbildung 6-4: Auswirkung zusätzlicher Pumpleistung im VN auf die Netzabstützung A

In Abbildung 6-5 sind die Auswirkungen der Pumpleistungserhöhung im Übertragungsnetz dargestellt. Durch die zusätzliche Leistungserhöhung kommt es bei einem Lastfluss vom Verteilnetz zum Übertragungsnetz zu 35 zusätzlichen Überschreitungen der (n-1)-Bedingung.

Ebenso ist ersichtlich, dass sich der Pumpleistungsbetrieb im Übertragungsnetz während eines Pumpbetriebs im Verteilnetz, positiv auf die Netzabstützung auswirkt. Jedoch muss diese zusätzliche Entlastung an der Netzabstützung A im Wesentlichen durch einen Leistungsanstieg am NW-Leitungszug ausgeglichen werden. Der SW-Leitungszug steuert ebenfalls seinen Beitrag dazu, jedoch übernimmt dieser aufgrund seiner hohen Impedanz bei der Übertragung keine primäre Rolle.

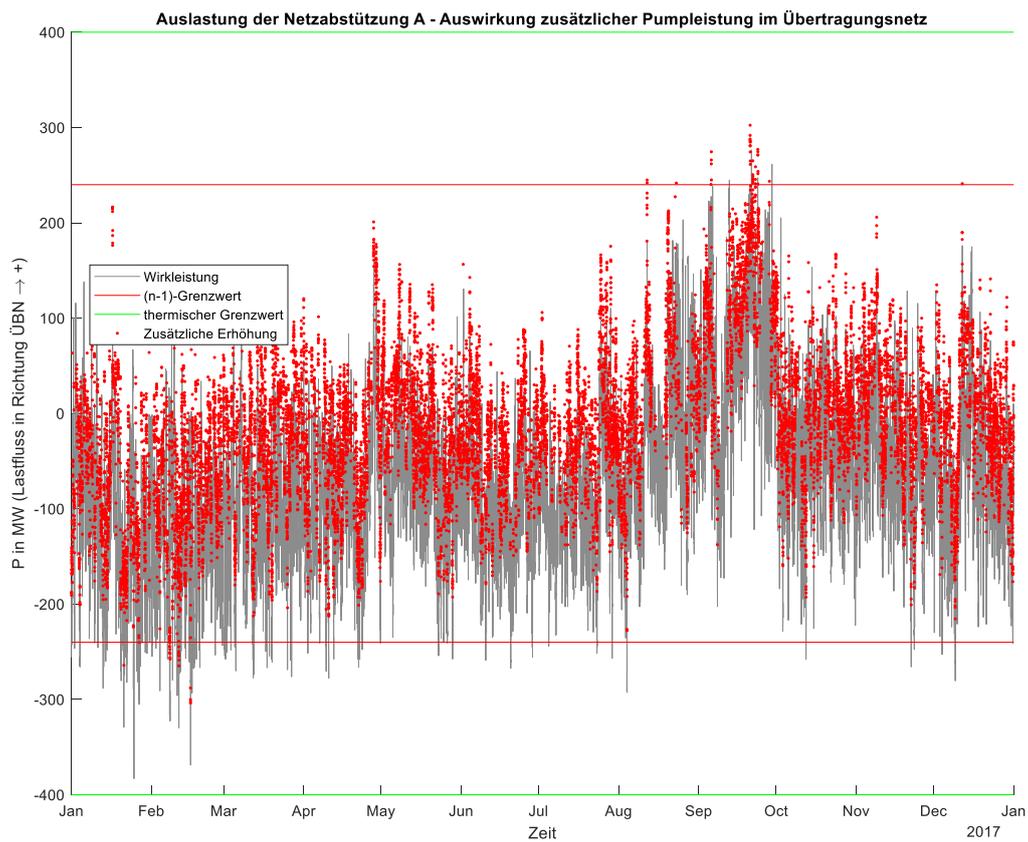


Abbildung 6-5: Auswirkung zusätzlicher Pumpleistung im ÜBN auf die Netzabstützung A

7 Netzkupplungsmöglichkeiten zwischen Ost- und Westnetz

Durch die neue Netzabstützung D tun sich neue Verschaltungsmöglichkeiten auf. Es könnte das West- und Ostnetz separat bzw. getrennt oder gekuppelt betrieben werden. Wenn es gekuppelt betrieben wird, so ergeben sich drei Varianten der Kupplung. Die insgesamt vier Varianten sind im nachfolgenden Kapitel gegenübergestellt. Die Varianten werden anhand der Lastfälle untersucht werden.

- V0 entspricht dem Ist-Zustand ohne der Netzabstützung D
- V1 entspricht dem Zustand inklusive der Netzabstützung D, im UW 1 gekuppelt
- V2 entspricht dem Zustand mit der Netzabstützung D, gekuppelt an der Netzabstützung D
- V3 entspricht dem Zustand mit der Netzabstützung D, beidseitig gekuppelt
- V4 entspricht dem Zustand mit der Netzabstützung D, getrennter Betrieb

Bei diesen Gegenüberstellungen wurde die neue Netzabstützung D mit den Regeltransformatoren in Mittelstellung betrachtet.

7.1 Gegenüberstellung der Auswirkung an den Leitungen

Zur übersichtlichen Darstellung werden in dieser Arbeit nur die Lastfälle 1 bis 3 aufgeführt.

	NW/1	NW/2	SW/2	SW/1	MW/3A	NO/0	SO/0	NO/1	NO/2	K-1	K-D
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
V0	-7.5	-7.1	54.0	43.9	15.6	0.0	0.0	-22.0	-18.7	115.0	0.0
V1	24.0	23.0	12.2	-3.9	47.3	-24.7	-107.2	6.7	10.3	94.3	0.0
V2	22.9	21.9	-11.3	-30.9	46.1	-65.0	-21.6	8.6	12.2	0.0	113.6
V3	24.2	23.1	-3.4	-21.7	47.4	-50.6	-50.5	7.2	10.8	35.4	83.1
V4	14.8	14.2	-5.4	-23.8	38.1	-54.4	-51.4	15.3	18.9	0.0	0.0

Tabelle 7-1: Vergleich der Kopplungsvarianten - Lastfall 1

	NW/1	NW/2	SW/2	SW/1	MW/3A	NO/0	SO/0	NO/1	NO/2	K-1	K-D
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
V0	-85.2	-81.5	4.8	-12.4	-66.4	0.0	0.0	51.9	59.1	-217.6	0.0
V1	-86.0	-82.5	15.0	-0.6	-67.1	-22.1	-6.2	53.7	61.4	-220.0	0.0
V2	-78.1	-74.9	64.4	56.3	-59.5	68.9	-186.1	44.8	52.4	0.0	-195.7
V3	-86.0	-82.5	17.0	1.8	-67.2	-16.0	-16.3	53.7	61.4	-209.7	-16.1
V4	-64.0	-61.3	55.0	45.4	-45.8	49.0	-137.5	34.0	41.7	0.0	0.0

Tabelle 7-2: Vergleich der Kopplungsvarianten - Lastfall 2

	NW/1	NW/2	SW/2	SW/1	MW/3A	NO/0	SO/0	NO/1	NO/2	K-1	K-D
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
V0	8.5	8.1	13.8	18.5	19.1	0.0	0.0	-12.3	-12.7	73.5	0.0
V1	21.3	20.3	-3.1	-0.7	31.9	-11.9	-45.2	0.2	-0.1	63.3	0.0
V2	19.8	18.9	-19.0	-18.9	30.4	-36.8	9.8	2.0	1.8	0.0	67.4
V3	21.3	20.3	-9.3	-7.8	31.9	-22.4	-22.5	0.4	0.1	39.7	33.3
V4	15.0	14.3	-15.9	-14.6	25.6	-30.8	-8.7	6.2	6.0	0.0	0.0

Tabelle 7-3: Vergleich der Kopplungsvarianten - Lastfall 3

7.1.1 Zusammenfassend

7.1.1.1 Getrenntes Netz

Der NW-Leitungszug wird nur durch eine Netztrennung wesentlich entlastet. Hier ist eine durchschnittliche Entlastung von 30 % ersichtlich. Ebenso ist eine deutliche Entlastung auf der Leitung MW/3A ersichtlich, diese entspricht im Durchschnitt 26 %. Die Leitungen SW/1 und SW/2 erfahren durchwegs höhere Leistungen, diese sind bei momentaner Last unter der Belastungsgrenze der Leitung angesiedelt. Ebenso sind die Leistungen auf der Leitung SW/1 und SW/2 niedriger als bei der Variante einer Kuppelung in der Netzabstützung D. Die restlichen Leitungen sind aufgrund ihrer geringeren Auslastung nicht problematisch anzusehen.

7.1.1.2 In der Netzabstützung D gekuppelt

Eine Kuppelung in der Netzabstützung hat eine leichte Entlastung des NW-Leitungszuges und der Leitung MW/3A zur Folge, jedoch kommt es zu hohen Übertragungsleistungen auf den Leitungen SW/1 und SW/2, welche nur eine niedrige maximale Übertragungsleistung aufweisen. Die Entlastung des NW-Leitungszuges ist durch eine Erhöhung der Impedanz zu verstehen, der Knotenpunkt für die Kuppelung ist dadurch von den Kraftwerkskapazitäten weiter entfernt und der SW-Leitungszug erfährt deshalb eine kleine Erhöhung, welche für diesen kein Problem darstellt, da dieser im generellen keine hohe Auslastung aufweist.

7.1.1.3 Im Umspannwerk 1 gekuppelt

Bei dieser Variante kommt es im Durchschnitt zur geringsten Belastung der Leitung SW/1 und SW/2. Der NW-Leitungszug wird nicht entlastet und erfährt die gewöhnliche durch die Netzabstützung D und den neuen Leitungen erhöhte Übertragungsleistung.

7.1.1.4 Im Umspannwerk 1 und in der Netzabstützung D gekuppelt

Diese Variante weist sehr ähnliche Charakteristika wie die im Umspannwerk 1 gekuppelte Variante auf. Die neuen Leitungen NO/0 und SO/0 zeigen eine symmetrische Aufteilung und werden aufgrund ihrer parallel zur SW/1 und SW/2 verlaufenden Leitung, eine dementsprechende Leistungsaufteilung erhalten. Auf den sehr gut dimensionierten neuen Leitungen werden im Gegensatz zu den anderen Varianten nur geringe Leistungen fließen.

7.2 Gegenüberstellung der Auswirkung an den Netzabstützungen

Ebenso soll das Verhalten bzw. der Einfluss der neuen Netzabstützung D auf die anderen Netzabstützungen untersucht werden. Es werden hier ebenfalls nur die ersten drei Lastfälle angeführt. Hier wurden die Transformatoren ebenfalls in Mittelstellung betrachtet.

	NA-C	NA-A	NA-B	NA-D/1	NA-D/2
	MW	MW	MW	MW	MW
V0	-62.3	-317.8	-408.8	0	0
V1	-41.4	-204.1	-274.7	-153.7	-107.5
V2	-41.4	-203.8	-265.8	-135.3	-135.2
V3	-40.9	-200.8	-272.4	-133.7	-133.7
V4	-46.3	-231.7	-235.3	-215.7	-51.5

Tabelle 7-4: Vergleich der Kopplungsvarianten, Netzabstützungen - Lastfall 1

	NA-C	NA-A	NA-B	NA-D/1	NA-D/2
	MW	MW	MW	MW	MW
V0	26.6	-111.9	-46.9	0	0
V1	26.9	-119.5	-37.3	4.7	-6.3
V2	29.8	-101.3	-76.1	9	8.7
V3	26.8	-120.5	-37.4	-0.2	-0.3
V4	37.4	-47.9	-123.8	149.3	-138

Tabelle 7-5: Vergleich der Kopplungsvarianten, Netzabstützungen - Lastfall 2

	NA-C	NA-A	NA-B	NA-D/1	NA-D/2
	MW	MW	MW	MW	MW
V0	0	-29.9	-144.4	0	0
V1	0	23	-87.8	-63.9	-45.2
V2	0	20.8	-79.4	-57.6	-57.6
V3	0	24.5	-86.9	-55.8	-55.7
V4	0	1.4	-60.8	-105.3	-8.7

Tabelle 7-6: Vergleich der Kopplungsvarianten, Netzabstützungen - Lastfall 3

Je nach Lastfall ergibt sich eine dementsprechende Beeinflussung. Bei Lastfall 1, wo an den Netzabstützungen A und B viel Leistung bezogen wird, ist eine deutliche Entlastung der vorhandenen Netzabstützungen ersichtlich. Der Lastfall 4, welcher einen hohen Export ins Übertragungsnetz darstellt, weist ebenfalls diesen Effekt der Entlastung auf. Wieviel Entlastung die einzelne Netzabstützung erfährt hängt von der eingestellten Stufenstellung der Regeltransformatoren ab. Hier wurde aus Vergleichsgründen die neue Netzabstützung nur in Mittelstellung betrachtet. In der Realität wird der Stufensteller jedoch ausgenutzt, um den Leistungsfluss zu beeinflussen.

8 Wirkleistungsdurchzüge in Abhängigkeit der 220 kV Übertragungsleitung

Das Verteilnetz wird ebenfalls durch die, zwischen den Netzabstützungen B und A, parallelverlaufende Übertragungsleitung beeinflusst. Dieser Einfluss soll anhand der nachfolgenden Punkte untersucht werden. Es werden hier die Laststeigerungen auf dem parallelen Übertragungsnetz mit deren Auswirkungen auf das Verteilnetz, sowie Sonderschaltzustände im übergeordneten Netz analysiert.

8.1 Leistungserhöhungen im Übertragungsnetz

Im ersten Abschnitt wird der Einfluss auf das Verteilnetzes mittels einer Leistungserhöhung im Übertragungsnetz untersucht. Dazu werden mehrere Lastfälle betrachtet und deren Ergebnisse gemittelt. Die Laststeigerung wird mittels der beiden Hilfs-Einspeisenetze erzeugt.

8.1.1 Mit Netzabstützung D, West- und Ostnetz gekuppelt in UW 1

Wird das Verteilnetz gekuppelt betrieben, so ist zu erkennen, dass sich die Leistungserhöhung hauptsächlich auf die Netzabstützungen A und B bezieht.

Netzabstützung A RHU 1, 2	Netzabstützung B RHU 1, 2, 3	Netzabstützung D RHU 1, 2	Netzabstützung C RHU 1
%	%	%	%
27.3	29.5	5.2	3.1

Tabelle 8-1: Prozentuelle Leistungserhöhung im Verteilnetz, gekuppelt

8.1.2 Mit Netzabstützung D, West- und Ostnetz getrennt

Im getrennten Betrieb ist zu erkennen, dass sich die Durchzugsleistung annähernd halbiert. Im Schnitt werden im getrennt betriebenen Verteilnetz 17,5 % der Leistungssteigerung des Übertragungsnetzes anfallen.

Netzabstützung A RHU 1, 2	Netzabstützung B RHU 1, 2, 3	Netzabstützung D RHU 1	Netzabstützung D RHU 2	Netzabstützung C RHU 1
%	%	%	%	%
16.5	17.7	17.5	18.1	1.7

Tabelle 8-2: Prozentuelle Leistungserhöhung im Verteilnetz, getrennt

8.2 Ausfall der 220 kV Leitung im Ost-Abschnitt (1-System)

Im zweiten Abschnitt werden Sonderschaltzustände im Übertragungsnetz analysiert. Die Sonderschaltzustände beschreiben jeweils eine 1-systemige Unterbrechung der 220 kV Leitung im Westbereich sowie im Ostbereich.

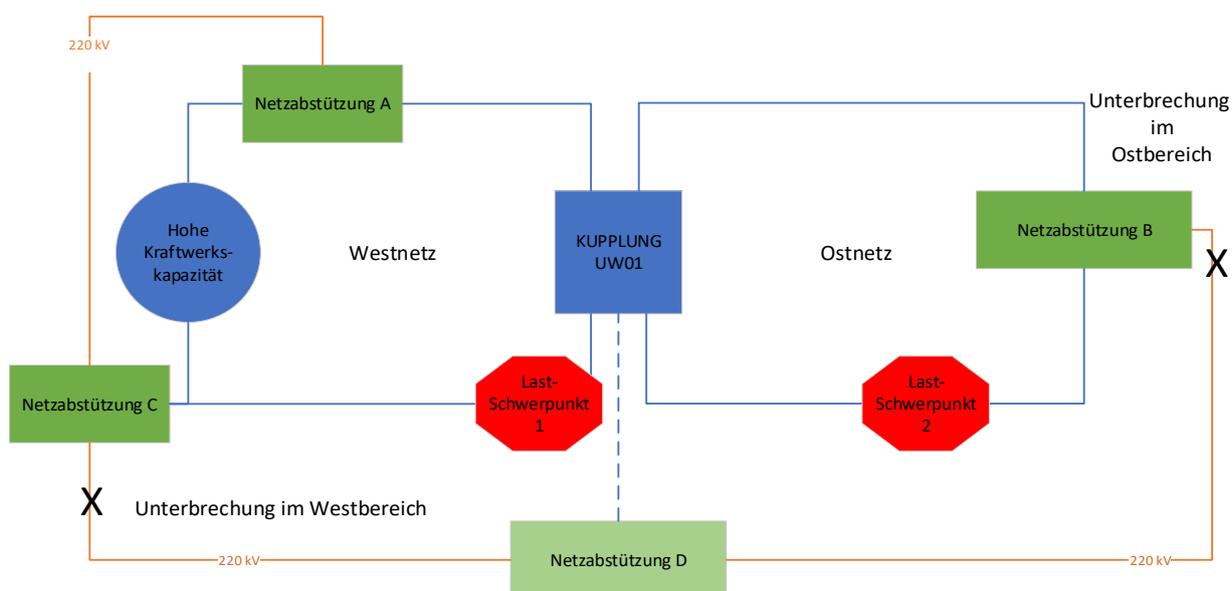


Abbildung 8-1: Schematische Darstellung des Verteilnetzes und der 220 kV Leitung mit deren Unterbrechungssimulationen

8.2.1 Ostbereich, West- und Ostnetz gekuppelt in UW 1

Ist das Verteilnetz gekuppelt, so wird von der ausgefallenen Leitung im Übertragungsnetz im Mittel 41,5 % der Leistung an das Verteilnetz weitergegeben. Von der Leistungserhöhung sind hauptsächlich die Netzabstützungen B und D betroffen.

Netzabstützung A RHU 1, 2	Netzabstützung B RHU 1, 2, 3	Netzabstützung D RHU 1, 2	Netzabstützung C RHU 1
%	%	%	%
1.3	41.3	41.8	0.3

Tabelle 8-3: Prozentuelle Leistungserhöhung im Verteilnetz aufgrund des 1-systemigen Ausfalls im Abschnitt-Ost, gekuppelt

8.2.2 Ostbereich, West- und Ostnetz getrennt

Bei einer Netztrennung ist mit 36 % eine geringfügig niedrigere Belastung der Netzabstützungen B und D im Vergleich zum gekuppelten Betrieb zu erkennen. 8,6 % der Leistung, der ausgefallenen Leitung, werden zusätzlich im Westbereich anfallen.

Netzabstützung A RHU 1, 2	Netzabstützung B RHU 1, 2, 3	Netzabstützung D RHU 1 RHU 2		Netzabstützung C RHU 1
%	%	%	%	%
8.4	35.6	8.9	36.3	1.0

Tabelle 8-4: Prozentuelle Leistungserhöhung im Verteilnetz aufgrund des 1-systemigen Ausfalls im Abschnitt-Ost, getrennt

8.2.3 Westbereich, West- und Ostnetz gekuppelt in UW 1

Hier fallen 40 % an den Netzabstützung A und D an.

Netzabstützung A RHU 1, 2	Netzabstützung B RHU 1, 2, 3	Netzabstützung D RHU 1, 2	Netzabstützung C RHU 1
%	%	%	%
39.2	1.5	41.8	4.0

Tabelle 8-5: Prozentuelle Leistungserhöhung im Verteilnetz aufgrund des 1-systemigen Ausfalls im Abschnitt-West, gekuppelt

8.2.4 Westbereich, West- und Ostnetz getrennt

Es fallen 35 % der Leistung an der Netzabstützung A und D an. 8 % der Leistung, der ausgefallenen Leitung, werden zusätzlich im Ostbereich anfallen.

Netzabstützung A RHU 1, 2	Netzabstützung B RHU 1, 2, 3	Netzabstützung D		Netzabstützung C RHU 1
		RHU 1	RHU 2	
%	%	%	%	%
34.5	8.0	35.4	8.1	3.7

Tabelle 8-6: Prozentuelle Leistungserhöhung im Verteilnetz aufgrund des 1-systemigen Ausfalls im Abschnitt-West, getrennt

8.3 Ausfall der 220 kV Leitung im Ost-Abschnitt (2 Systeme)

Ebenfalls soll der Ausfall beider Systeme als Sonderschaltzustand betrachtet werden. Hier wird jeweils die komplette 220 kV Verbindung zwischen der Netzabstützung B und D sowie zwischen der Netzabstützung C und D deaktiviert.

8.3.1 Bereich-Ost, West- und Ostnetz gekuppelt in UW1

Im Durchschnitt werden 42 % der ausgefallenen Übertragungsleistung an das Verteilnetz weitergegeben. Von der Leistungserhöhung werden hauptsächlich die Netzabstützungen B und D betroffen.

Netzabstützung A RHU 1, 2	Netzabstützung B RHU 1, 2, 3	Netzabstützung D RHU 1, 2	Netzabstützung C RHU 1
%	%	%	%
1.4	40.5	43.8	0.2

Tabelle 8-7: Prozentuelle Leistungserhöhung im Verteilnetz aufgrund des 220 kV Ausfalls im Abschnitt-Ost, gekuppelt

8.3.2 Bereich-Ost, West- und Ostnetz getrennt

Hier ist ebenfalls eine geringfügig niedrigere Belastung der Netzabstützungen B und D, im Vergleich zum gekuppelten Betrieb, zu erkennen. 10 % der Leistung, der ausgefallenen Leitung, werden zusätzlich im Westbereich anfallen.

Netzabstützung A RHU 1, 2	Netzabstützung B RHU 1, 2, 3	Netzabstützung D RHU 1	Netzabstützung D RHU 2	Netzabstützung C RHU 1
%	%	%	%	%
9.8	33.6	10.0	35.1	1.1

Tabelle 8-8: Prozentuelle Leistungserhöhung im Verteilnetz aufgrund des 220 kV Ausfalls im Abschnitt-Ost, getrennt

8.3.3 Bereich-West, West- und Ostnetz gekuppelt in UW 1

Ist eine Unterbrechung der 220 kV im Westbereich zu erkennen, so fallen 42 % an den Netzabstützungen A und D an.

Netzabstützung A RHU 1, 2	Netzabstützung B RHU 1, 2, 3	Netzabstützung D RHU 1, 2	Netzabstützung C RHU 1
%	%	%	%
39.4	3.9	43.8	4.2

Tabelle 8-9: Prozentuelle Leistungserhöhung im Verteilnetz aufgrund des 220 kV Ausfalls im Abschnitt-West, gekuppelt

8.3.4 Bereich-West, West- und Ostnetz getrennt

Beim Ausfall der 220 kV Leitung im Westbereich, fallen 35 % an der Netzabstützung A und D an. 10 % der ausgefallenen Leistungsleistung werden zusätzlich im Ostbereich anfallen.

Netzabstützung A RHU 1, 2	Netzabstützung B RHU 1, 2, 3	Netzabstützung D		Netzabstützung C RHU 1
		RHU 1	RHU 2	
%	%	%	%	%
35.9	10.0	35.5	10.1	4.0

Tabelle 8-10: Prozentuelle Leistungserhöhung im Verteilnetz aufgrund des 220 kV Ausfalls im Abschnitt-West, getrennt

8.4 Zusammenfassung

8.4.1 Durchzüge in Abhängigkeit einer Leistungserhöhung im Übertragungsnetz

Die Leistungserhöhung an der parallelen 220 kV Leitung wirkt sich im vermaschten Netz hauptsächlich auf den Netzabstützungen A und B aus. Hierbei befindet sich die neue Netzabstützung mit ihren Regeltransformatoren in der Mittelstellung. Der Durchzug entspricht im Schnitt 28 % der Leistungserhöhung. Wird das Verteilnetz getrennt betrieben, so kommt es annähernd zur Halbierung der Durchzüge. Wobei dann bist auf die Netzabstützung C, alle anderen Netzabstützungen im Durchschnitt 17,5 % der Leistungserhöhung abfertigen müssen. Die Steuerung mittels Stufensteller an der Netzabstützung D wurde hier nicht beachtet.

8.4.2 Aufschläge aufgrund der Sonderschaltzustände im Übertragungsnetz

Aus den Simulationen geht hervor, dass sich die Auswirkung vom Ausfall eines Systems, dem eines 2-systemigen Ausfalls annähernd gleicht. Der Aufschlag aus dem Übertragungsnetz im vermaschten Betrieb beträgt im Schnitt 42 %. Besteht eine Netztrennung in Ost- und Westnetz, so wird die Prozentzahl um 5 bis 6 % verringert. Die Netzabstützungen, zwischen denen die 220 kV Verbindung deaktiviert wird, erfahren die größte Beanspruchung. Die Beaufschlagung durch das Wegfallen eines Systems kann, je nach Last, zu einer deutlichen Überlastung im Verteilnetz führen.

9 Diskussion

Aus den vorangehenden Analysen geht eindeutig hervor, dass das untersuchte Verteilnetz bereits eine hohe Anzahl an stark ausgelasteten Leitungen besitzt. Durch weitere Kraftwerksausbauten wird diese Situation in Zukunft verschärft. Die Lastflussrichtung im Verteilnetz, sowie im Übertragungsnetz, spielt ebenfalls eine Rolle.

Die Messdaten zeigen, dass bei einem Pumpbetrieb im Westen mit größter Wahrscheinlichkeit ein Ost-West-Lastfluss vorliegt. Bei hoher Erzeugung ist hingegen meist ein West-Ost-Lastfluss ersichtlich. Der Ausbau der Pumpleistung im KW-220kV, welches an das Übertragungsnetz angebunden ist, hat je nach Lastfall negative Auswirkungen auf die Netzabstützung A oder auf den Leitungszug NW. Kommt es an der Netzabstützung A zu einem Lastfluss vom Verteilnetz zum Übertragungsnetz, so wird der NW-Leitungszug und die Netzabstützung A zusätzlich belastet. Ist ein Bezug vom Übertragungsnetz an der Netzabstützung A ersichtlich, dann wird die Netzabstützung A entlastet und der NW-Leitungszug muss diese zusätzliche Leistung Großteils übernehmen. Der Abtransport der erzeugten Leistung, sowie die benötigte Leistung der Pumpen im Westen, erfolgt im Wesentlichen über die Netzabstützung A und den NW-Leitungszug.

Die zusätzliche Pumpleistung im Verteilnetz hat ebenfalls Auswirkung auf die Netzabstützung A und den NW-Leitungszug. Aus den Messdaten kann eine höhere Auslastung des NW-Leitungszuges bei einem West-Ost-Lastfluss erkannt werden. Bei Ost-West-Lastflüssen, wie es bei Pumpbetrieb meistens vorkommt, ist die Leitungsauslastung im NW-Leitungszug nicht so hoch. Somit ist die zusätzliche Pumpleistung für die NW-Leitungen, mittels der simulierten Werte, noch unterhalb der $(n-1)$ -Bedingung. Jedoch erfährt die Netzabstützung A eine deutlich höhere Auslastung bzw. Belastung, was in manchen Fällen sogar zur Überschreitung der ausgelegten Scheinleistung der Regeltransformatoren führt. Über die Transformator-Stufenregelung könnte dieser Ursache entgegengewirkt werden. Ein positiver Effekt, hinsichtlich einer geringfügigen Entlastung an der Netzabstützung A, kann durch eine zusätzliche Netzabstützung D erreicht werden. Jedoch ist hier wieder ein Einfluss auf die bereits stark ausgelastete NW-Leitung zu erkennen.

Je nach Kupplungsvariante und Stufenstellung an der Netzabstützung D sowie Netzabstützung B werden diese unterschiedlich belastet. Die Leitungen SW/2 und MW/3B haben eine sehr hohe Grundauslastung und je nach Kupplungsvariante wird diese erhöht oder verringert. Der im Umspannwerk 1 gekuppelte Betrieb, zeigt die geringste Auslastung der Leitung SW/2. Der NW-Leitungszug und die Leitung MW/3B werden dadurch nicht entlastet. Eine Entlastung dieser Leitung ist nur im getrennten Netz ersichtlich (Stufenschalter vernachlässigt, Netzabstützung D in Mittelstellung). Jedoch bedeutet ein getrenntes Netz eine erhöhte Auslastung der Netzabstützungen.

In Bezug auf die (n-1)-Sicherheit der Regeltransformatoren, sind die in der Netzabstützung B vorgekommenen Überschreitungen durch das zuschalten des dritten Transformators vermeidbar. An der Netzabstützung A kommt es im Jahr 2017 zu 457 Übertretungen. Diese können geringfügig über die Veränderung der Stufenstellung vermieden werden. Ebenso ist eine Entlastung durch die zusätzliche Netzabstützung möglich.

Mit der zusätzlichen Netzabstützung D wird es ermöglicht, dass Verteilnetz in West- und Ostnetz zu trennen. Für diesen Fall würde an der Netzabstützung D ein Transformator für das Westnetz und einer für das Ostnetz zur Verfügung stehen. Bei einem Ausfall an der Netzabstützung D müsste eine andere Netzabstützung den Ausfall ausgleichen. Dies kann in extremen Lastfällen, zu hohen Leitungsauslastungen führen.

Die Untersuchung auf Wirkleistungsdurchzüge im Verteilnetz und der Sonderschaltzustände im Übertragungsnetz zeigte, dass der Durchzug im gekuppelten Betrieb im Durchschnitt mit 28 % der Leistungssteigerung im Übertragungsnetz angegeben werden kann. Der Wirkleistungsdurchzug fließt hauptsächlich zwischen den Netzabstützungen A und B. Im getrennten Netz verringert sich dieser Durchzug auf 17,5 %. In diesem Fall fließt der Wirkleistungsdurchzug zwischen den Netzabstützungen A und D sowie zwischen den Netzabstützungen D und B. Der Durchzug kann mittels der neuen Netzabstützung D nicht verhindert, sondern nur verringert werden.

Mittels Variation des Stufenstellers könnte eine weitere Verringerung erreicht werden. Die Sonderschaltzustände im Übertragungsnetz entsprechen einer Verbindungstrennung im Übertragungsnetz. Durch diese würden im Verteilnetz sehr hohe Leistungen fließen. Bei so einem Sonderfall bzw. einer Verbindungstrennung würden sich sofort 40 % der Leistung der nicht verfügbaren Leitung ins Verteilnetz verlagern, welche Überlastungen an den Netzabstützungen, sowie auf Leitungen hervorrufen könnte.

10 Literaturverzeichnis

- [1] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schluz, Elektrische Energieversorgung, 9. Auflage, Springer, 2013.
- [2] D. Oeding und B. Oswald, Elektrische Kraftwerke und Netze, 8. Auflage, Springer, 2016.
- [3] J. Scheffler, Verteilnetze auf dem Weg zum Flächenkraftwerk, Springer.
- [4] V. Crastan und D. Westermann, Elektrische Energieversorgung 3, 2. Auflage, Springer.
- [5] NEPLAN, Smarter Tools, *Neplan Elektrizität, Informationsdokument: alle Module*.
- [6] A. J. Schwab, Elektroenergiesysteme, 5. Auflage, Springer, 2017.
- [7] R. Schürhuber, *Elektrische Energiesysteme 1, Lastflussrechnungen*, TUGraz, 2017.
- [8] B. R. Oswald, Berechnung von Drehstromnetzen, 3. Auflage, Springer, 2017.
- [9] V. Crastan, Elektrische Energieversorgung 1, 3. bearbeitete Auflage, Springer.
- [10] H. Alt, Energieerzeugung und Verteilung, Hilfsmaterial zu Vorlesung 55610, Fach Hochschule Aachen.
- [11] H. Brakelmann, „Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie. Freileitung oder Kabel?“, Rheinberg, 2004.
- [12] A. Schaffarczyk und CEwind eG, Einführung in die Windenergietechnik, Hanser, 2012.
- [13] V. Wesselak und T. Schabbach, Regenerative Energietechnik, Springer, 2009.
- [14] H. Renner, *Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme, Vorlesungsskript*, TUGraz, 2016.
- [15] B. Oswald, *Elektrische Energieversorgung I, Skript*, Hannover, 2005.
- [16] J. Bacher, *Elektrische Maschinen für die Energietechnik, Skriptum*, TUGraz, 2015.
- [17] R. Schürhuber, *Elektrische Energiesysteme 1, Vorlesungsteil Transformatoren*, TUGraz, WS2017.

11 Anhang

- (n-1)-Simulationsergebnisse im gekoppelten Netzbetrieb

Leitungsname	$I_{\text{thermisch}}$	I_{max} bei (n-1)	Auslastung bei (n-1)
-	A	A	%
NW/1A	640	424	66
NW/2	640	427	67
NW/4A	640	400	63
NW/1B	640	400	63
NW/4B	640	410	64
NW/3A	640	410	64
NW/4C	1308	715	55
NW/3B	1308	715	55
NW/5	840	420	50
NW/6	840	420	50
SW/9	685	410	60
SW/0B	685	410	60
SW/8	685	504	74
SW/7	685	500	73
SW/5B	685	500	73
SW/5A	685	500	73
SW/6A	640	474	74
SW/4C	685	368	54
SW/3C	685	366	53
SW/4A	410	280	68
SW/4B	640	383	60
SW/1	385	238	62
SW/2	385	239	62
SW/1B	640	416	65
NO/1	685	561	82
NO/2	640	525	82
NO/4	640	457	71
NO/5A	685	571	83
NO/5B	685	527	77
NO/3	685	561	82
NO/6	640	460	72
NO/7	685	493	72
SO/1A	640	485	76
SO/2A	640	496	78

Tabelle 11-1: Leitungen mit (n-1)-Grenzwerten, gekoppeltes Netz

- (n-1)-Simulationsergebnisse im getrennten Netzbetrieb

Leitungsname	$I_{\text{thermisch}}$	I_{max} bei (n-1)	Auslastung bei (n-1)
-	A	A	%
NW/1A	640	424	66
NW/2	640	424	66
NW/4A	640	397	62
NW/1B	640	397	62
NW/4B	640	410	64
NW/3A	640	410	64
NW/4C	1308	706	54
NW/3B	1308	706	54
SW/5A	685	500	73
SW/6A	640	461	72
SW/4C	685	377	55
SW/3C	685	370	54
SW/4B	640	410	64
SW/1	385	246	64
SW/2	385	246	64
SW/1B	640	397	62
NO/1	685	548	80
NO/2	640	512	80
NO/6	640	460	72
NO/7	685	486	71
SO/1A	640	444	74
SO/2A	640	450	75

Tabelle 11-2: Leitungen mit (n-1)-Grenzwerten, getrenntes Netz

- Leitungsauslastung ausgelasteter Leitungen

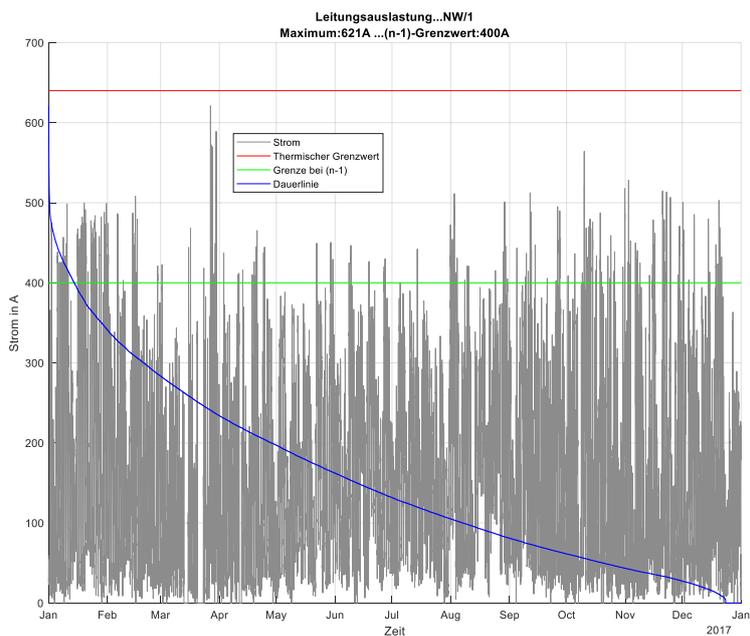


Abbildung 11-1: Auslastung der Leitung NW/1

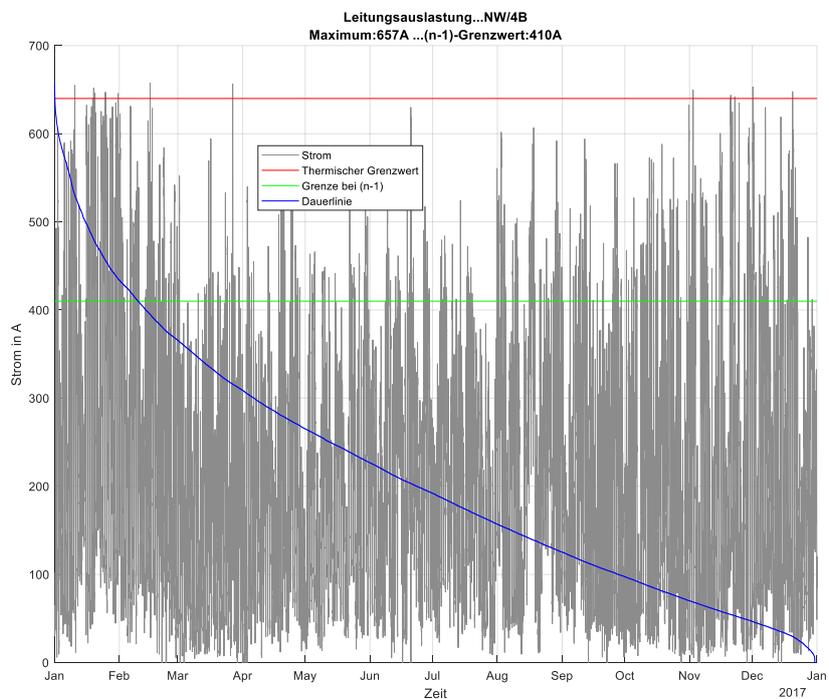


Abbildung 11-2: Auslastung der Leitung NW/4B

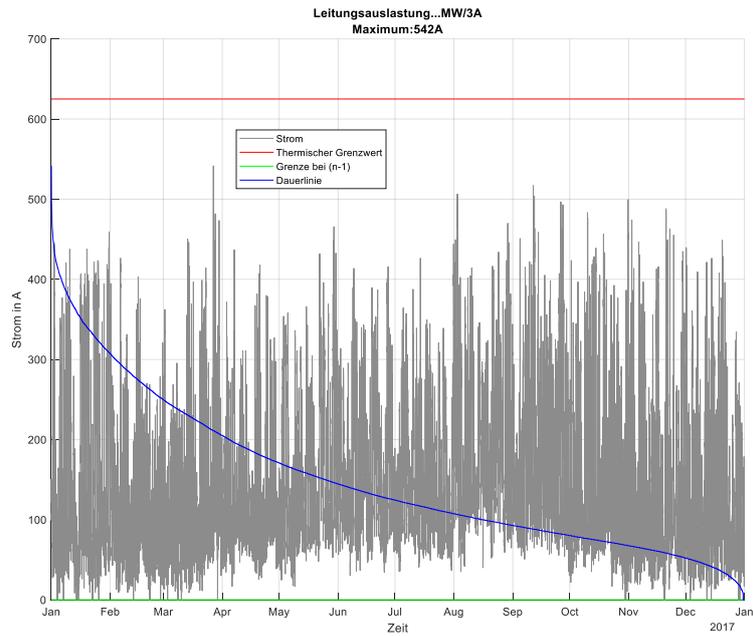


Abbildung 11-3: Auslastung der Leitung NW/3A

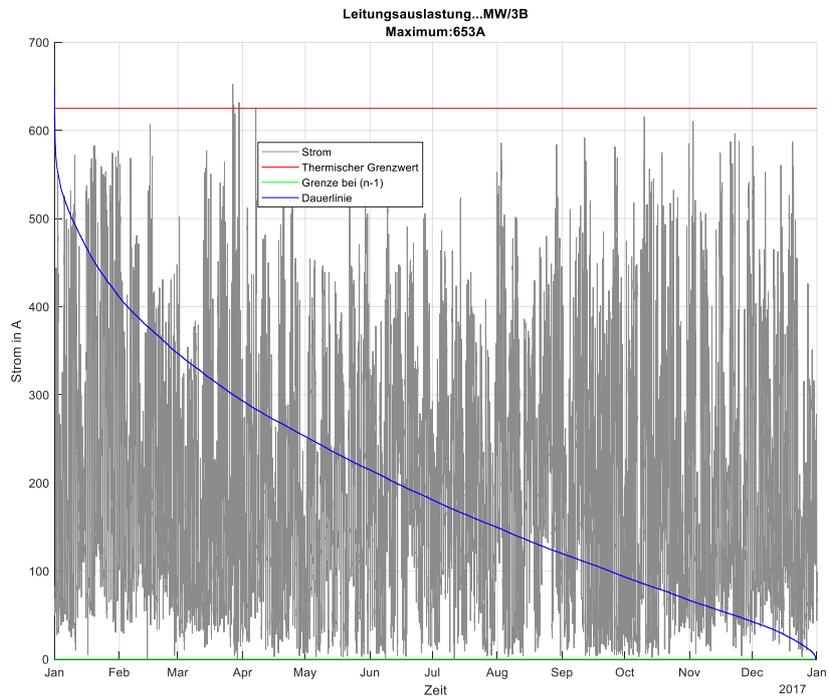


Abbildung 11-4: Auslastung der Leitung MW/3B