

**Spannungsregelung und Stabilitätsverhalten
dezentraler Erzeugungsanlagen
in stromrichterdominierten Verteilernetzen**

Von der Fakultät für Maschinenbau, Elektro- und Energiesysteme der
Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg zur
Erlangung des akademischen Grades einer Doktorin der
Ingenieurwissenschaften

vorgelegt von

Dipl.-Ing.

Natalia Zent (geb. Walger)

geboren am 6.11.1976 in Taldy-Kurgan

Vorsitzender: Prof. Dr.-Ing. Johannes Schiffer

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Georg Möhlenkamp

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz

Tag der mündlichen Prüfung: 19.06.2023

<https://doi.org/10.26127/BTUOpen-6444>

Vorwort

Während meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Lehrstuhl **LEA Leistungselektronik und Antriebssysteme** konnte ich mich vertiefend mit der Theorie und der Simulation von dezentralen Erzeugungsanlagen in Verteilernetzen befassen. Ein Teil der Erkenntnisse dieser Forschung, insbesondere aus dem Fachbereich der Regelung von Wind- und Solar Anlagen, ist in dieser Arbeit zusammengefasst.

Die wichtigsten Impulse für die Forschung und Entwicklung meiner Arbeit hat Herr Prof. Dr.-Ing. Georg Möhlenkamp geliefert. Ihm sei an dieser Stelle herzlich für seine fundierte fachliche Unterstützung und die herausragende Zusammenarbeit in all den Jahren gedankt. Viele neue Ideen und Ratschläge, die auch über diese Arbeit hinausgehen, jedoch in vielen Berichten niedergeschrieben sind, entstanden im Projekt ARGE FNB OST (Arbeitsgemeinschaft Flächennetzbetreiber Ost) in Zusammenarbeit mit Herr Prof. Dr.-Ing. Georg Möhlenkamp, Herr Prof. Dr.-Ing. Johannes Schiffer, Herrn M. Sc. Levani Meskhiya und anderen Kollegen. Während dieses Projektes konnte ich tiefgreifende Einblicke in die Modellierung und Simulation von Hoch- und Mittelspannungsnetzen gewinnen. Für seine Unterstützung und seinen fachlichen Rat möchte ich mich an dieser Stelle bei Herrn Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz herzlich bedanken.

Weiterhin möchte ich mich bei allen Kollegen des Lehrstuhls für Leistungselektronik und Antriebssysteme, für den Gedankenaustausch, die fruchtbare Zusammenarbeit und Inspiration, sowie die kurzweiligen zurückliegenden Jahre am Institut bedanken. Allen Studenten, die ich im Rahmen von Masterarbeiten betreut habe, danke ich herzlich für ihre Beiträge zu dieser Arbeit.

Zu guter Letzt möchte ich mich bei meiner Familie, bei meinem Mann, insbesondere bei meinem ältesten Sohn, sowie all meinen Freunden, für die ständige Unterstützung in guten als auch in schlechten Zeiten bedanken.

Berlin, November 2022

Natalia Zent

Kurzfassung

In dieser Arbeit wird die *Neue Direkte Spannungsregelung* von dezentralen Erzeugungsanlagen in der PowerFactory Simulationsumgebung von der DIgSILENT GmbH implementiert und das Stabilitätsverhalten dieser Anlagen in Verteilernetzen untersucht. Auf die Vorgaben der VDE-AR-N-4110 und VDE-AR-N-4120 wird insbesondere eingegangen. Die Herleitung der mathematischen Modelle erfolgt im Laplace-Bereich und gibt die Möglichkeit her, neben ihrem Einsatz in Netzberechnungssoftware, die Auslegung und Optimierung der Regelung des gesamten Netzmodells zu berechnen. Die Ableitung der Regelungsmodelle der Wind-, Solar und statischen Generator-Anlagen erfolgt dabei in der Raumzeigerdarstellung im dq-Koordinatensystem. Mit Hilfe der Raumzeigerrechnung können elektrische Größen in Drehstromverbrauchern schnell berechnet und anschaulich im stationären Zustand als Gleichgrößen dargestellt werden.

Der erste Teil der Arbeit behandelt die Auswahl der Netztopologie und Netzmodelle in der Power Factory Simulationsumgebung. Die ausgewählten Benchmark-Modelle der ARGE FNB OST (Arbeitsgemeinschaft Flächennetzbetreiber Ost) sind synthetische 110-kV-Verteilernetze, die vorgelagerte Höchst- und nachgelagerte Mittelspannungsnetzmodelle beinhalten. Der gesamte Leistungsbedarf im Netz liegt bei Höchstlast 1.083 GW und verteilt sich auf die verschiedenen Spannungsebenen. Die stationäre Berechnung der Lastflüsse wird unter der Berücksichtigung des maximalen Anteils und der räumlichen Verteilung der **Dezentralen Erzeugungsanlagen** (DEA) als auch der Charakteristik der Verbraucherstrukturen durchgeführt.

Im zweiten Teil wird die *Neue Direkte Spannungsregelung* der dezentralen Erzeugungsanlagen implementiert. Die Regler werden unter Verwendung geeigneter Auslegungsverfahren, wie dem Betragsoptimum, hinsichtlich des dynamischen Führungsverhaltens eingestellt. Es wird durch die dynamische Simulation nachzuweisen, dass elektrische Verteilernetze auch mit sehr hohem Stromrichteranteil durch das neue Spannungsregelungsverfahren stabil und sicher betrieben werden können.

Im dritten Teil wird ein „worstcase“ betrachtet. Hier geht es um ein simuliertes Splitting-System Szenario. Ein großer Teil des Verteilernetzes trennt sich und bildet ein Inselnetzwerk. Das dabei entstehende Leistungsungleichgewicht, ein Sprung von ungefähr 5 bis 10 GW, soll durch die Spannungsregelung ausgeglichen werden.

Viele verschiedene Forschungsgebiete wurden in der Arbeit simulativ untersucht. Es wird nicht nur der maximaler Anteil der DEA sondern auch deren Verteilung im Netz betrachtet. Dabei wurden in der Simulation einerseits die Anforderungen der Netzbetreiber analysiert. Auf der anderen Seite sind die Hersteller der Stromrichter, die sich um die Fähigkeiten der Stromrichter kümmern, welche die Anforderungen des Systems erfüllen müssen. Gemeinsames Ziel der Netzvertreter ist es, dass ein stabiles und effizientes stromrichterdominierendes Verteiler- und Übertragungsnetz erarbeitet wird, siehe Abbildung 1.

Das alles ist kein Szenario ferner Zukunft. In Anbetracht der heutigen hohen stromrichterdominierten Netze und den möglichen Splitting-System-Szenarios ist das ein ernst zu nehmendes Problem von heute.

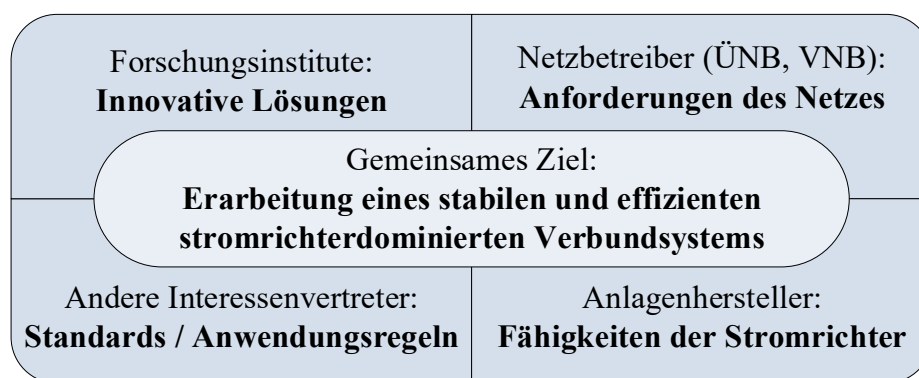


Abbildung 1: Gemeinsames Ziel der Netzvertreter

Abstract

In this paper, the *New Direct Voltage Control* model of a decentralized generation plant is implemented in the simulation environment PowerFactory from DIgSILENT GmbH. This model will be used to analyze the stability and behavior of these plants in electrical power distribution networks. In particular, the specifications of VDE-AR-N-4110 and VDE-AR-N-4120 will be addressed. The derivation of the mathematical models is done through the Laplace transformation and gives the possibility to design and optimize the control of the network and integrate the system into a network calculation software. The derivation of the control models for wind, solar and static generator systems is done in space vector representation in the dq-coordinate system. Using the space vector calculation, electrical quantities of three-phase circuits can be calculated quickly, and vividly displayed since the dq-transformation provides Direct Current (DC) quantities in a steady state.

The first part of the paper deals with the selection of network topology and network models in the Power Factory simulation environment. The selected Benchmark Models of ARGE FNB OST are synthetic 110-kV-distribution networks, including preceding high voltage and succeeding medium voltage network models. The total power demand of the assumed grid is 1.083 GW at peak load and is distributed among the different voltage levels. The steady-state calculation of the load flow is calculated considering the maximum share and the spatial distribution of the Distributed Energy Resource (DER), as well as the characteristics of the consumer structures.

In the second part, the newly developed *New Direct Voltage Control* of DER is implemented. The controllers are designed regarding dynamic control behavior using suitable design methods, such as the absolute value optimum. The first objective is to prove by dynamic Root Mean Square (RMS) simulations that electrical distribution networks can be operated stably and safely by the new voltage control method, even at a very high converter ratio.

In the third part, the worst-case scenario is considered. In this case, it is the simulation of a system splitting scenario, whereby a large part of the distribution network separates and becomes isolated. The resulting power imbalance, a jump of approximately 5 to 10 GW in the system, must be controlled by the voltage regulator.

Part of this paper is the analysis of the requirements of grid operators and manufacturers of power converters, considering the requirements for the power converters to operate as an electrical grid control. Together with the simulation and the corresponding real power grid, the goal is to develop a stable and efficient converter-dominated distribution and transmission grid.

One of the emphases of this paper is the urgency to develop new voltage control systems for power converters. The splitting system scenario is not a distant future situation, as we can already observe high converter-dominated shares in grids today.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	XII
Abbildungsverzeichnis	XV
Tabellenverzeichnis.....	XVIII
Formelverzeichnis	XIX
1 Einleitung	21
2 Aktuelle Normen	26
3 Stand der Technik und Forschungsgebiete dieser Arbeit.....	32
3.1 Maximaler Anteil der DEA in Verteilernetzen.....	33
3.2 Räumliche Verteilung der DEA in Verteilernetzen.....	35
3.3 Stabiler Betrieb der DEA in Verteilernetzen.....	39
3.4 Vermeidung ungewollter Teil- und Inselnetze	41
4 Aufbau der Simulation in PowerFactory.....	44
4.1 Auswahl der Netztopologie	44
4.2 Auswahl eines Netzmodells.....	45
4.2.1 Verwendung generischer Höchstspannungsnetzmodelle	45
4.2.2 Verwendung generischer Hochspannungsnetzmodelle.....	49
4.2.3 Verwendung generischer Mittelspannungsmodelle	50
4.3 Modellierung der DEA	50
4.4 Modellierung der Last	53
4.5 Modellierung der Netzbetriebsmittel.....	53
5 Statische Simulation der Lastflüsse.....	55
6 Regelung der DEA	58
6.1 Klassische Stromregelung	60
6.2 Neue Direkte Spannungsregelung	63
6.3 Implementierung der Neuen Direkten Spannungsregelung in PowerFactory	66
6.3.1 Das Generator Modell	67

6.3.2	Soll- und Istwert Vorbereitung im DER Model_nz	68
6.3.3	Spannungsregelung im Voltage Source Ref_nz.....	69
6.3.4	Systemidentifikation und Auslegung der Spannungsregler	71
7	Dynamische Simulation der Spannungsregelung.....	81
7.1	Spannungsregelung im stationären Betrieb	82
7.2	Spannungsregelung im quasistationären Betrieb.....	84
8	Simulationsergebnisse	85
8.1	Simulationsergebnisse des maximalen Anteils der DEA	85
8.2	Simulationsergebnisse der räumlichen Verteilung der DEA.....	97
8.3	Simulationsergebnisse des stabilen Betriebes der DEA	98
8.4	Simulationsergebnisse der Inselnetzbildung mit der DEA.....	100
9	Zusammenfassung der Ergebnisse und Ausblick.....	104
	Literaturverzeichnis.....	106
	Anhang	112
A.1	Frequenzbereiche und Zeiträume gemäß Artikel 12	112
A.2	Spannungsbereiche und Zeiträume gemäß Artikel 13	113
A.3	Betriebsmittel des HöS-Netzes.....	114
A.4	Betriebsmittel des HoS-Netzes.....	115
A.5	Betriebsmittel des MS-Netzes	117
A.6	Einstellungen der Lastflussberechnung.....	119
A.7	Die Übertragungsfunktion des Führungsverhaltens	120
A.8	Die Übertragungsfunktion des Störverhaltens	121
A.9	GwU(s) mit konjugiert komplexer Erweiterung	122
A.10	GwU(s) Betrag des Frequenzganges	123
A.11	Optimale Nachstellzeit Tpi_opt.....	124
A.12	Einsetzen von Tpi_opt in die GwU(s).....	125
A.13	Spannungsregelung im Arbeitspunkt 4 und 5	126
A.14	Szenario für das Jahr 2025	128

A.15 Szenario für das Jahr 2035	131
A.16 Szenario für das Jahr 2050	134

Abkürzungsverzeichnis

<u>Abkürzungen</u>	<u>Definition</u>
AC	Alternating Current
ARGE FNB OST	Arbeitsgemeinschaft Flächennetzbetreiber Ost
AVR	Automatic voltage regulator, automatische Spannungsreglung
BNetzA	Bundesnetzagentur
DC	Direct Current
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
DER	Distributed Energy Resource
EE	Erneuerbare Energien
EEA	Energieerzeugungsanlage
EU	Europäische Union
EZA	Erzeugungsanlage
f_{enn}	Nennfrequenz
FRT	Fault-Ride-Through
HöS	Höchstspannungsnetz
HöS/HS-Transformator	Höchstspannung/ Hochspannung Transformator
HS	Hochspannungsnetz
HS/MS-Transformator	Hochspannung/Mittelspannung Transformator
HS-DEA	Hochspannung Dezentrale Erzeugungsanlage
i_d	Wirkstrom
i_{d_act}	Istwert des Wirkstromes
i_{d_ref}	Sollwert des Wirkstromes
I_{enn}	Nennstrom
i_q	Blindstrom

iq_act	Istwert Blindstrom
iq_ref	Sollwert des Blindstromes
KL	Kennlinie
LEA	Leistungselektronik und Antriebssysteme
LEB	Leistungselektronische Bauelemente
MS	Mittelspannungsnetz
NAP	Netzanschlusspunkt
OS	Oberseite des Transformators
P _{cu}	Kupferverluste in kW
P(f)	Wirkleistungsregelung in Abhängigkeit von der Frequenz
P _{act}	Istwert der Wirkleistung
P _{ref}	Sollwert der Wirkleistung
p.u.	Per unit
PVA	Photovoltaikanlagen
Q _{act}	Istwert der Blindleistung
Q _{ref}	Sollwert der Blindleistung
Q(P)	Blindleistungsregelung in Abhängigkeit von der Wirkleistung
Q(U)	Blindleistungsregelung in Abhängigkeit von der Netzspannung
RMS	Root Mean Square, Mittelwertbildung
SC	Synchronous Condensor
SG	Synchrongenerator
TAR	Technische Anschlussregeln
ÜNA	Übertragungsnetzanschluss
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

uk	Kurzschlussspannung der Generator-Induktivität in %
u _{li_in}	Imaginärer Anteil der Spannung in p.u.
u _{lr_in}	Realer Anteil der Spannung in p.u.
U _{nenn}	Nennspannung
US	Unterseite des Transformators
VT	Voltage of terminal
V _t	DEA Referenzspannung
WEA	Windenergieanlagen

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Gemeinsames Ziel der Netzvertreter.....	1
Abbildung 2: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen [57].....	21
Abbildung 3: Begrenzungskennlinien für Q(P)-Regelung.....	30
Abbildung 4: Begrenzungskennlinien für Q(U)-Regelung	31
Abbildung 5: Anteile verschiedener Energieerzeuger an der Bruttostromerzeugung [57].....	34
Abbildung 6: Netzmodell aus ARGE Studie.....	36
Abbildung 7: Entstehung von Teil- und Inselnetzen.....	43
Abbildung 8: PowerFactory Netztopologie.....	46
Abbildung 9: Äquivalente zentrale Erzeugungsanlagen	48
Abbildung 10: Wirk- und Blindleistungsgrenzen der zentralen Erzeugungsanlagen	48
Abbildung 11: Äquivalente HoS-Netze	49
Abbildung 12: Äquivalente MS-Netze.....	50
Abbildung 13: DEA im HS/MS-Netzen mit verschiedenen Regler Strukturen.....	51
Abbildung 14: Abbildung dezentraler Erzeugungsanlagen	52
Abbildung 15: Wirk- und Blindleistungsgrenzen der dezentralen Erzeugungsanlagen	52
Abbildung 16: Einstellung des Leistungsfaktors bei Verbrauchern.....	53
Abbildung 17: Freileitungen im HöS-Netz	54
Abbildung 18: Freileitungen im HoS-Netz	54
Abbildung 19: Hoch- und Mittelspannungstransformatoren	54
Abbildung 20: Automatische Stufenregelung der Transformatoren	55
Abbildung 21: Mittelspannungen aller Sammelschienen bei der Lastflussberechnung	56
Abbildung 22: Hochspannungen aller Sammelschienen bei der Lastflussberechnung.....	56
Abbildung 23: Spannungswinkel aller Betriebsmittel bei der Lastflussberechnung	57
Abbildung 24: Das Regelungsverhalten der DEA nach VDE-AR-N 4110	58
Abbildung 25: Das Regelungsverhalten der DEA nach VDE-AR-N 4120	58
Abbildung 26: Die einstellwerte der Q(U)-Kennlinie der Blindleistungsregelung.....	59
Abbildung 27: Ein Ersatzschaltbild einer DEA mit dem Stromquellenverhalten.....	60
Abbildung 28: Ein Zeigerbild im dq-Koordinatensystem.....	61
Abbildung 29: Kaskadenregelungsstruktur der klassischen stromgeregelten DEA.....	61
Abbildung 30: Regelungsstruktur der klassischen Stromregelung	62
Abbildung 31: Ein Ersatzschaltbild einer DEA mit dem Spannungsquellenverhalten.....	63
Abbildung 32: Ein Zeigerbild im dq-Koordinatensystem.....	63
Abbildung 33: Kaskadenregelungsstruktur der spannungsgeregelten DEA	64

Abbildung 34: Blindleistungsregelung der Neuen Direkten Spannungsregelung	65
Abbildung 35: Wirkstromregelung der Neuen Direkten Spannungsregelung	65
Abbildung 36: Dynamisches Regler-Modell DER_Simplified_Frame_PI HV_nz	67
Abbildung 37: PowerFactory Spannungsquellenmodell des statischen Generators	67
Abbildung 38: Definition der Ausgangsvariablen im DER Model_nz	68
Abbildung 39: DER Model_nz	69
Abbildung 40: Ausschnitt aus dem DER Model_nz	69
Abbildung 41: Voltage Source Ref_nz	70
Abbildung 42: Die Spannungsregelung im Voltage Source Ref_nz.....	70
Abbildung 43: Gütekriterien des Regelkreises.....	72
Abbildung 44: Hauptregelkreis	72
Abbildung 45: Hauptregelkreis mit dem Vorfilter	74
Abbildung 46: Ergebnisse der Spannungsregelung im Arbeitspunkt 1	82
Abbildung 47: Ergebnisse der Spannungsregelung im Arbeitspunkt 2	83
Abbildung 48: Ergebnisse der Spannungsregelung im Arbeitspunkt 3	84
Abbildung 49: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2025, Hochspannung ...	85
Abbildung 50: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2025, Mittelspannung ..	86
Abbildung 51: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2025, Stufenschalter.....	86
Abbildung 52: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2025, Wirkleistung.....	87
Abbildung 53: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2025, Blindleistung.....	87
Abbildung 54: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2035, Hochspannung ...	89
Abbildung 55: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2035, Mittelspannung ..	90
Abbildung 56: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2035, Stufenschalter.....	90
Abbildung 57: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2035, Wirkleistung.....	91
Abbildung 58: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2035, Blindleistung.....	91
Abbildung 59: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2050, Hochspannung ...	93
Abbildung 60: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2050, Mittelspannung ..	94
Abbildung 61: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2050, Stufenschalter.....	94
Abbildung 62: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2050, Wirkleistung.....	95
Abbildung 63: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2050, Blindleistung.....	95
Abbildung 64: Ergebnisse der räumlichen Verteilung der DEA.....	97
Abbildung 65: Leistungsüberschuss im Netz.....	98
Abbildung 66: Spannungsregelung mit falschen Parametereinstellungen.....	99
Abbildung 67: Mittelspannung mit falschen Parametereinstellungen	99

Abbildung 68: Inselnetzbildung	100
Abbildung 69: Inselnetz Betriebsmittel.....	100
Abbildung 70: Ergebnisse der Inselnetzbildung, Hochspannung	101
Abbildung 71: Ergebnisse der Inselnetzbildung, Mittelspannung	102
Abbildung 72: Ergebnisse der Inselnetzbildung, Blindleistung.....	103
Abbildung 73: Einstellungen der Lastflussberechnung	119
Abbildung 74: Ergebnisse der Spannungsregelung im Arbeitspunkt 4	126
Abbildung 75: Ergebnisse der Spannungsregelung im Arbeitspunkt 5	127
Abbildung 76: Ergebnisse der Spannungsregelung mit Stufenschalter im Arbeitspunkt 5 ...	127
Abbildung 77: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2025, Hochspannung .	128
Abbildung 78: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2025, Mittelspannung	129
Abbildung 79: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2025, Stufenschalter...	129
Abbildung 80: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2025, Wirkleistung.....	130
Abbildung 81: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2025, Blindleistung....	130
Abbildung 82: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2035, Hochspannung .	131
Abbildung 83: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2035, Mittelspannung	132
Abbildung 84: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2035, Stufenschalter...	132
Abbildung 85: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2035, Wirkleistung.....	133
Abbildung 86: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2035, Blindleistung....	133
Abbildung 87: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2050, Hochspannung .	134
Abbildung 88: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2050, Mittelspannung	135
Abbildung 89: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2050, Stufenschalter...	135
Abbildung 90: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2050, Wirkleistung.....	136
Abbildung 91: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2050, Blindleistung....	136

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Erneuerbare Energien Ziele der Bundesregierung und Status quo [57].....	22
Tabelle 2: Bruttostromerzeugung aus EE in den Jahren 2020 und 2021 [57].....	22
Tabelle 3: Installierte Summenleistung in GW je EE-Typ und Netzebene [57].....	23
Tabelle 4: Allgemeine Bestimmungen und Anforderungen an die Verbraucheranlagen	27
Tabelle 5: Geplanten Anteile der Energieerzeuger an der Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahre 2050 [57].....	34
Tabelle 6: Szenarienbetrachtung mit wachsendem Anteil der DEA.....	35
Tabelle 7: Verteilung der Wirkleistung im Netzmodell.....	38
Tabelle 8: Umrichter Regelungsverfahren	39
Tabelle 9: Netzbildende Eigenschaften von Umrichtern	40
Tabelle 10: Eingänge, Ausgänge und Parameter der Spannungsregelung.....	71
Tabelle 11: Zusätzliche Parameter der Spannungsregler	81
Tabelle 12: Parametereinstellungen der Spannungsregelung im Arbeitspunkt 1	82
Tabelle 13: Parametereinstellungen der Spannungsregelung im Arbeitspunkt 2	83
Tabelle 14: Parametereinstellungen der Spannungsregelung im Arbeitspunkt 3	84
Tabelle 15: Parametereinstellungen der Spannungsregelung für das Szenario 2025.....	85
Tabelle 16: Parametereinstellungen der Spannungsregelung für das Szenario 2035.....	89
Tabelle 17: Parametereinstellungen der Spannungsregelung für das Szenario 2050.....	93
Tabelle 18: Frequenzbereiche und Zeiträume gemäß Artikel 12.....	112
Tabelle 19: Spannungsbereiche 110-kV-300 kV und Zeiträume gemäß Artikel 13.....	113
Tabelle 20: Spannungsbereiche 300-kV-400 kV und Zeiträume gemäß Artikel 13.....	113
Tabelle 21: Betriebsmittel des HöS-Netzes	114
Tabelle 22: Betriebsmittel des HoS-Netzes	115
Tabelle 23: Betriebsmittel des MS-Netzes.....	117
Tabelle 24: Parametereinstellungen der Spannungsregelung im Arbeitspunkt 4	126
Tabelle 25: Parametereinstellungen der Spannungsregelung im Arbeitspunkt 5	127
Tabelle 26: Parametereinstellungen der Spannungsregelung für das Szenario 2025.....	128
Tabelle 27: Parametereinstellungen der Spannungsregelung für das Szenario 2035.....	131
Tabelle 28: Parametereinstellungen der Spannungsregelung für das Szenario 2050.....	134

Formelverzeichnis

Formel 1: Spannungsabhängige Verbraucherleistung.....	53
Formel 2: Übertragungsfunktionen des PI-Reglers.....	62
Formel 3: Übertragungsfunktionen des Lead-Lag Blocks	64
Formel 4: Abbildung des statischen Generators	67
Formel 5: Impedanz des statischen Generators.....	68
Formel 6: Übertragungsfunktion der Regelstrecke	72
Formel 7: Verstärkung des statischen Generators.....	73
Formel 8: Zeitkonstante des statischen Generators.....	73
Formel 9: Übertragungsfunktion des PI-Reglers	73
Formel 10: Allgemeine Führungsübertragungsfunktion des Regelkreises	73
Formel 11: Führungsverhalten	73
Formel 12: Übertragungsfunktion des Filters	74
Formel 13: Führungsübertragungsfunktion des Regelkreises.....	74
Formel 14: Allgemeine Störübertragungsfunktion des Regelkreises.....	74
Formel 15: Störverhalten.....	75
Formel 16: Übertragungsfunktion zweiter Ordnung.....	75
Formel 17: Überschwingweite	75
Formel 18: Anregelzeit.....	75
Formel 19: Betragsoptimum.....	76
Formel 20: Führungsübertragungsfunktion nach der Erweiterung	76
Formel 21: Frequenzgang.....	76
Formel 22: Optimierung des Frequenzganges	77
Formel 23: Optimierte Nachstellzeit	77
Formel 24: Übertragungsverhalten mit optimierter Nachstellzeit.....	77
Formel 25: Führungsübertragungsfunktion mit der Dämpfung und Kennkreisfrequenz.....	77
Formel 26: Koeffizient a_2	78
Formel 27: Reglerverstärkung.....	78
Formel 28: Koeffizient a_1	78
Formel 29: Dämpfung	78
Formel 30: Dämpfung nach Einsetzen von K_{PI}	79
Formel 31: Neu berechnete Überschwingweite	79
Formel 32: Neu berechnete optimierte Nachstellzeit.....	79
Formel 33: Neu berechnete Kennkreisfrequenz.....	79

Formel 34: Maximale Kennkreisfrequenz.....	80
Formel 35: Neu berechnete Anregelzeit.....	80
Formel 36: Minimale Anregelzeit	80
Formel 37: Minimale Anregelzeit in Abhängigkeit von Abtastzeit.....	80

1 Einleitung

In den letzten Jahren zeigt sich eine globale Bewegung hin zu einem wachsenden Bewusstsein für die Umwelt, in dessen Zuge der Klimaschutz und die Lösung des globalen Energieproblems an weltweiter Bedeutung gewonnen haben [41]. Eine umweltfreundliche und CO₂-arme Zukunft, erfordert ein gemeinschaftliches Umdenken in der Energiewirtschaft, Industrie und Politik. Deshalb hat die Europäische Union (EU) schon im Dezember 2008 das europäische Klimagesetz verabschiedet, in dem Zielvorgaben für Klimaschutz und Energieverbrauch bis 2050 festgeschrieben sind [42]. In Deutschland wurden die europäischen Vorgaben, hinsichtlich des Ausstiegs der Förderung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen, auf Basis des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes bzw. Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes umgesetzt [43], [44], [57]. Zudem sollten bis zum Jahre 2020 20 % weniger Treibhausgase als im Jahr 2005 emittiert werden und der Anteil der erneuerbaren Energien (EE) am Bruttoendenergieverbrauch 20 % erreicht werden [45], [57], siehe Abbildung 2.

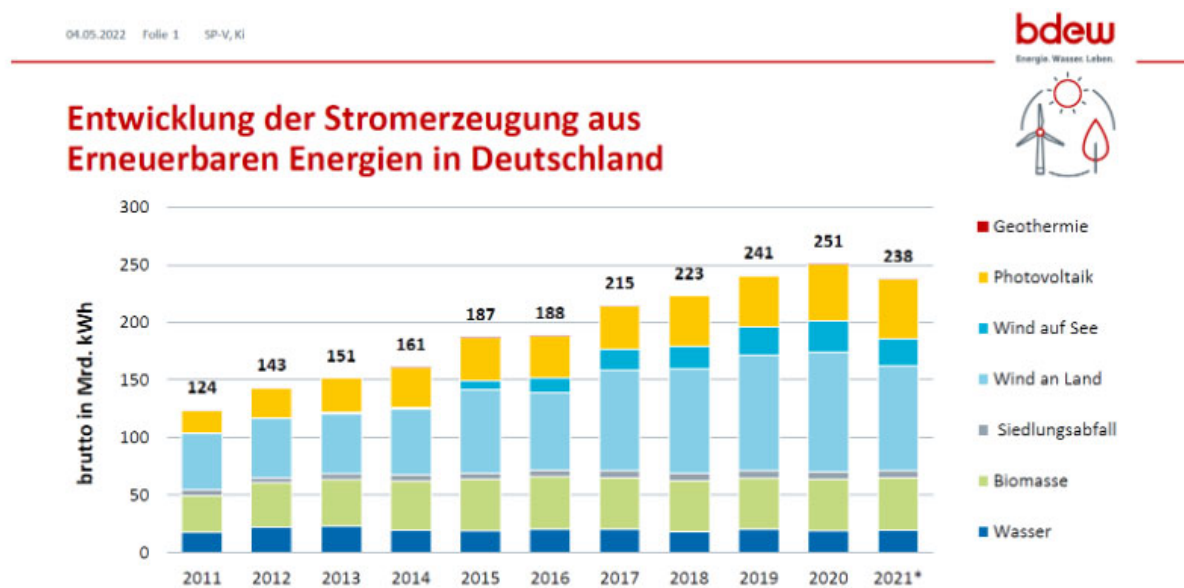


Abbildung 2: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen [57]

Für die klimapolitischen Ziele Deutschlands, sollen fossile Energieträger sowie die Kernenergie durch eine nachhaltige Stromversorgung mittels erneuerbarer Energien, wie z. B. Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen (WEA und PVA), ersetzt werden [46], [57]. So soll der Energieanteil der Stromerzeugung aus Sonne, Wind und Biomasse bis zum Jahr 2025 auf 40-45 %, bis zum Jahr 2035 auf 65 % und bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 % ausgebaut werden, siehe Tabelle 1.

Tabelle 1: Erneuerbare Energien Ziele der Bundesregierung und Status quo [57]

	2019 (Status quo)	2020	2025	2030	2040	2050
	Anteil erneuerbarer Energien in Prozent					
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	17,4	18		30	45	60
Anteil am Bruttostromverbrauch	42,1	mind. 35	EEG 2017: 40 bis 45	EEG-Änderung 2020: 65*		mind. 80
Anteil am Wärmeverbrauch	14,7	14				

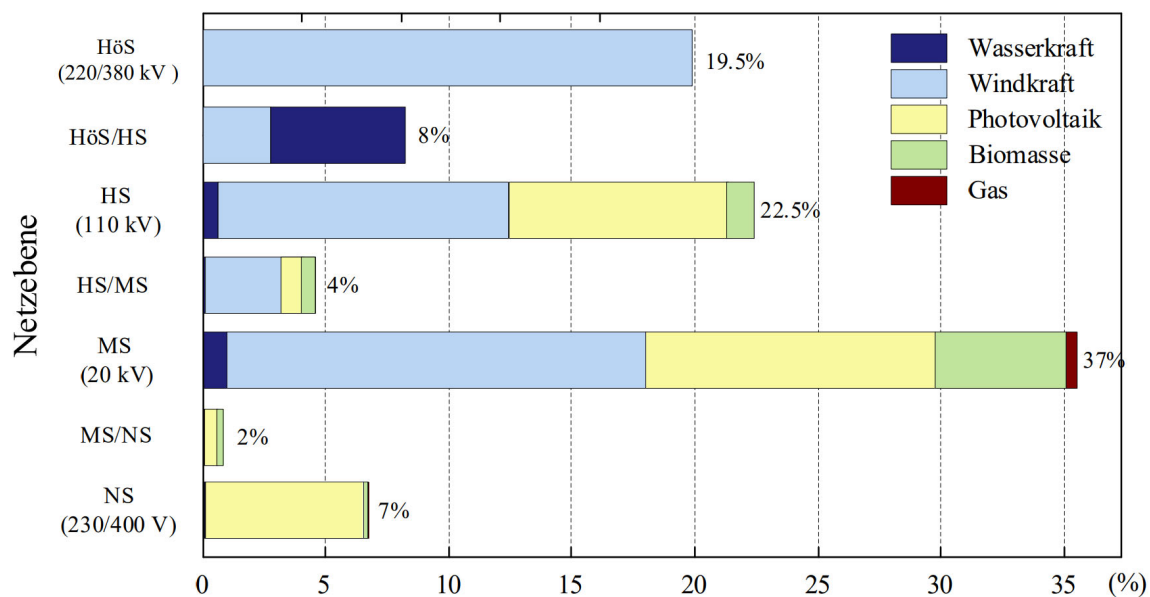
Bei den PV-Anlagen wird ein jährlicher Zubau von 2.5 GW, bei den WE-Anlagen an Land ein jährlicher Zubau von 2.5 GW und bei den Offshore-WEA von 6.5 GW bis zum Jahr 2022 angestrebt. In Summe sollen bis 2030 15 GW installiert werden. Bereits im Jahr 2021 deckten die PVA in Deutschland mit einer Bruttostromerzeugung von 50 GWh ca. 9 % des Bruttostromverbrauchs. Die WEA am Land erzeugten im Jahr 2021 mit 90 GWh ca. 16 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien, siehe Tabelle 2 [47], [57].

Tabelle 2: Bruttostromerzeugung aus EE in den Jahren 2020 und 2021 [57]

	Erneuerbare Energien 2020		Erneuerbare Energien 2021	
	Bruttostromerzeugung in GWh	Anteil am Bruttostromverbrauch ⁴ in %	Bruttostromerzeugung in GWh	Anteil am Bruttostromverbrauch ⁴ in %
Wasserkraft ¹	18.317	3,3	19.086	3,4
Windenergie an Land	104.796	18,9	89.474	15,7
Windenergie auf See	27.306	4,9	24.374	4,3
Photovoltaik	49.496	8,9	49.992	8,8
biogene Festbrennstoffe ²	11.306	2,0	11.363	2,0
biogene flüssige Brennstoffe	307	0,1	293	0,1
Biogas	28.757	5,2	28.453	5,0
Biomethan	2.914	0,5	2.890	0,5
Klärgas	1.579	0,3	1.587	0,3
Deponiegas	247	0,04	229	0,04
biogener Anteil des Abfalls ³	5.820	1,0	5.630	1,0
Geothermie	231	0,04	249	0,04
Summe	251.076	45,2	233.620	41,1

Im Zuge der Energiewende findet ein Wechsel von einem konventionellen zentralen Versorgungssystem zu einem dezentralen Versorgungssystem mit Einspeisung aus EE-Anlagen statt [48]. Hierbei befinden sich in Deutschland mehr als 76 % der gesamt installierten Leistung der EE in den Netzebenen 3 bis 7, siehe Tabelle 3 [49], [50], [57].

Tabelle 3: Installierte Summenleistung in GW je EE-Typ und Netzebene [57]



In diesem Zusammenhang sind über 39.25 GW an installierter Leistung am Mittelspannungsnetz und mehr als 22 GW am Niederspannungsnetz angeschlossen. Unterdessen werden lastseitig ebenfalls neue Teilnehmer, wie z. B. Elektroautos, durch die klimapolitische Ziele in den Alltag der Bevölkerung eingeführt. Im Bereich der Elektromobilität ist ein Markthochlauf in den kommenden Jahren zu erwarten, so dass bis 2022 mindestens eine Millionen Elektrofahrzeuge und bis 2030 sechs Millionen auf Deutschlands Straßen fahren sollen. Die für die Erschließung mit Elektrofahrzeugen benötigte Ladeinfrastruktur wird ebenfalls in der Niederspannungsebene ausgebaut [51].

Sowohl der Ausbau von EE, als auch der Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen, wurde erst durch die Anwendungen der Umrichter-Technologien ermöglicht. Umrichter dienen als Schnittstelle zwischen Versorgungsnetz und Einspeisung bzw. Last. Somit spielen diese eine zentrale Rolle für die Energiewende. Mehrere Studien zeigten im Jahr 2015, dass bereits mehr als 80 % der Netzelemente in elektrischen Energienetzen über leistungselektronische Komponenten angeschlossen waren. Schätzungen zufolge ist die Tendenz in den kommenden Jahren steigend [52]. Somit ist festgelegt, dass in Zukunft mehr Geräte, basierend auf leistungselektronischen Bauelementen (LEB), im elektrischen Verteilernetz eingeführt werden. Verteilernetze, mit einem hohen Anteil LEB-basierter Erzeuger und Lasten, werden heutzutage und auch in Zukunft vor verschiedene Herausforderungen gestellt.

Aus den zuvor beschriebenen Aspekten lassen sich folgende Herausforderungen für den zukünftigen Betrieb von Verteilernetzen zusammenfassen:

- Wechselwirkungen zwischen aktiven Netzanschlusselementen im gleichen Netzbezirk und/ oder benachbarten Netzen,
- ungeklärtes Resonanzrisiko durch überlagerte Regelungsschleifen,
- schwingungsanfällige Netze durch reduzierte Anlaufkonstanten,
- Einfluss der zunehmenden dynamischen Elemente im Verteilernetz,
- Simulationswerkzeuge für umrichterdominierte Netze großer Ausdehnung [52].

Es ist zukünftig zu erwarten, dass alle Anlagen (HGÜ-Systeme, dynamische Kompensationsanlagen, dezentrale Einspeisungen usw.) mit leistungselektronischen Schaltungen die Normen, z. B. an die Spannungsstützung im normalen Betrieb als auch im Kurzschlussbetrieb, erfüllen müssen. Die Verhaltensweise von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) wird nicht nur durch physikalische Gesetze, sondern auch durch Regelalgorithmen bestimmt. Diese neue Betriebsführung von DEA führt in allen Spannungsebenen der elektrischen Energieversorgung zu Veränderungen im transienten Verhalten der elektrischen Netze, z. B. bei einem Fehlertritt. Gerade in diesem Zeitbereich müssen Selektivschutzeinrichtungen reagieren. Die gegenseitige Beeinflussung von Selektivschutzeinrichtungen und der Regelungen leistungselektronischer Betriebsmittel muss analysiert und vermieden werden.

Die Systemintegration erneuerbarer Energien erfordert Veränderungen sowohl bei den EE-Anlagen, als auch der bestehenden Versorgungsstruktur. Insgesamt soll eine optimierte Energieversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien erreicht werden. Die folgenden Punkte sind dabei von besonderer Bedeutung:

- Netzoptimierung und -ausbau,
- flexible Erzeugung,
- flexibler Verbrauch,
- Systemdienstleistungen durch EE,
- flexibler Strommarkt.

Um die Optimierung der Energieversorgung zu erleichtern, wurde im April 2018 das Prinzip der Solidarität im Verbundsystem nach dem VDE überarbeitet:

"In elektrischen Verbundsystemen beruht der sichere Betrieb wesentlich auf der Solidarität der Netze und der darüber zusammengeschalteten Erzeugungsanlagen. Die Netzbetreiber stimmen sich ab, wie sich die Netze bei Störungen verhalten und sich gegenseitig unterstützen. Dies betrifft sowohl die regeltechnischen Fähigkeiten als auch die Leistungsreserven für das Gesamtsystem. Aufgrund der dezentralen Erzeugung in den Verteilernetzen und den neuen Erzeugungstechnologien ergeben sich hierbei neue Chancen und Herausforderungen. Das Solidaritätsprinzip garantiert die Sicherheit des europäischen Verbundsystems - und dies zu geringen volkswirtschaftlichen Kosten. Diese Solidarität ist auch für den künftigen Betrieb unverzichtbar" [24].

2 Aktuelle Normen

Die Entwicklung und Integration der erneuerbaren Energieanlagen in Verteilernetzen werden nicht nur in Deutschland, sondern auch auf der Europäischen Ebene unterstützt und gefördert. Besonders wichtig sind die Vorschriften für den Netzanschluss von EEA in Verteilernetzen. Im Amtsblatt der Europäischen Union L 223/21 DE vom 18.8.2019 wurde folgende Verordnung erlassen:

"Es sollten harmonisierte Vorschriften für den Netzanschluss von Verbrauchsanlagen und Verteilernetzen festgelegt werden, um einen klaren Rechtsrahmen für den Netzanschluss zu schaffen, den unionsweiten Stromhandel zu erleichtern, die Systemsicherheit zu gewährleisten, die Integration erneuerbarer Energieträger zu unterstützen, den Wettbewerb zu fördern sowie eine effizientere Netz- und Ressourcennutzung zu ermöglichen und somit Vorteile für die Verbraucher zu schaffen.

Die Systemsicherheit kann nicht unabhängig von den technischen Fähigkeiten aller Nutzer gewährleistet werden. In der Vergangenheit standen meist die Erzeugungsanlagen im Mittelpunkt, was die Bereitstellung technischer Fähigkeiten betraf. In dieser Hinsicht wird jedoch künftig eine wichtigere Rolle der Verbrauchsanlagen erwartet. Grundlegende Voraussetzungen sind dabei die regelmäßige Koordinierung auf Übertragungs- und Verteilernetzebene und eine angemessene Leistungsfähigkeit der an die Übertragungs- und Verteilernetze angeschlossenen Betriebsmittel, die ausreichend robust sein müssen, um Störungen standzuhalten und dazu beizutragen, größere Unterbrechungen zu verhindern oder den Wiederaufbau des Netzes nach einem Zusammenbruch zu unterstützen" [58].

Die allgemeinen Bestimmungen und Anforderungen an die Verbrauchsanlagen mit Übertragungsnetzanschluss (ÜNA), Verteilernetzanlagen mit ÜNA und Verteilernetze mit ÜNA sind im Amtsblatt L 223/21 im Artikel 12 bis 21 beschrieben und werden bei der Entwicklung und Implementierung der *Neuen Direkten Spannungsregelung* der DEA in der Simulationsumgebung berücksichtigt. Die Zusammenfassung dieser Artikel findet man in der nachfolgenden Tabelle 4:

Tabelle 4: Allgemeine Bestimmungen und Anforderungen an die Verbraucheranlagen

<p>Artikel 12: Allgemeine Bestimmungen hinsichtlich der Frequenz</p> <p>Verteilernetzanlagen mit ÜNA und Verteilernetze müssen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb in den in Anhang A.1 aufgeführten Frequenzbereichen und Zeiträumen aufrechtzuerhalten.</p>
<p>Artikel 13: Allgemeine Bestimmungen hinsichtlich der Spannung</p> <p>Verbrauchsanlagen mit ÜNA, Verteilernetzanlagen mit ÜNA und Verteilernetze mit ÜNA müssen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb in den in Anhang A.2 aufgeführten Spannungsbereichen und Zeiträumen aufrechtzuerhalten.</p>
<p>Artikel 14: Kurzschlussfähigkeit</p> <p>Der relevante Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bestimmt auf der Grundlage der Nennkurzschlussfähigkeit der technischen Anlagen seines Übertragungsnetzes den maximalen Kurzschlussstrom am Netzanschlusspunkt, dem die Verbrauchsanlage mit ÜNA oder das Verteilernetz mit ÜNA standhalten muss.</p>
<p>Artikel 15: Anforderungen hinsichtlich der Blindleistung</p> <p>Verbrauchsanlagen mit ÜNA und Verteilernetze mit ÜNA müssen in der Lage sein, innerhalb eines vom relevanten ÜNB festgelegten Blindleistungsbereichs einen stabilen Betrieb aufrechtzuerhalten.</p>
<p>Artikel 16: Schutzanforderungen</p> <p>Der relevante ÜNB legt unter Berücksichtigung der Merkmale der Verbrauchsanlage mit Übertragungsnetzanschluss bzw. des Verteilernetzes mit Übertragungsnetzanschluss fest, welche Geräte und Einstellungen für den Schutz des Übertragungsnetzes erforderlich sind und vereinbare relevante Schutzsysteme und -einstellungen.</p> <p>Schutzgeräte können die folgenden Aspekte umfassen:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) externe und interne Kurzschlüsse, b) Über- und Unterspannungen am Netzanschlusspunkt mit dem Übertragungsnetz, c) Überfrequenzen, d) Unterfrequenzen, e) Schutz der Verbraucherstromkreise, f) Transformatorschutz, g) Backup-Systeme für Schutz- und Schaltfehler.

Artikel 17: Bestimmungen hinsichtlich der Regelung

1. Der relevante ÜNB und der Eigentümer der Verbrauchsanlage mit ÜNA bzw. der Betreiber des Verteilernetzes mit ÜNA vereinbaren die für die Netzsicherheit relevanten Systeme und Einstellungen der einzelnen Regelungsgeräte der Verbrauchsanlage.

2. Die Vereinbarung umfasst mindestens folgende Aspekte:

- a) isolierter (Netz-)Betrieb,
- b) Dämpfung von Schwingungen,
- c) Störungen des Übertragungsnetzes,
- d) automatischer Übergang zur Notversorgung und Rückkehr zur normalen Netztopologie,
- e) automatisches Wiedereinschalten der Schutzschalter (nach einphasigen Fehlern).

3. Der relevante ÜNB und der Eigentümer der Verbrauchsanlage mit ÜNA bzw. der Betreiber des Verteilernetzes mit ÜNA vereinbaren etwaige Änderungen an den für die Netzsicherheit relevanten Systemen und Einstellungen der verschiedenen Regelungsgeräte.

4. Hinsichtlich der Priorität von Schutz- und Regelungseinrichtungen organisiert der Eigentümer der Verbrauchsanlage mit ÜNA oder der Betreiber des Verteilernetzes mit ÜNA die Schutz- und Regelungsvorrichtungen der Verbrauchsanlage mit ÜNA bzw. des Verteilernetzes mit ÜNA gemäß der folgenden (absteigend geordneten) Prioritätsliste:

- a) Schutz des Übertragungsnetzes,
- b) Schutz der Verbrauchsanlage mit ÜNA bzw. des Verteilernetzes mit ÜNA,
- c) Frequenzregelung (Anpassung der Wirkleistung), Leistungsbegrenzung.

Artikel 18: Informationsaustausch

Der relevante ÜNB legt die Standards für den Informationsaustausch fest. Der relevante ÜNB veröffentlicht eine detaillierte Liste der erforderlichen Daten.

Artikel 19: Lastabwurf und Lastwiederzuschaltung

Jeder Betreiber eines Verteilernetzes mit ÜNA und, soweit dies vom ÜNB bestimmt wird, jeder Eigentümer einer Verbrauchsanlage mit ÜNA hält Vorrichtungen bereit, die einen bestimmten Anteil seiner Last bei Unterfrequenzen automatisch vom Netz trennen können. Der relevante ÜNB kann auf Grundlage einer Kombination aus Unterfrequenz und dem Frequenzgradienten Auslösekriterien dieser Trennung festlegen.

Die Vorrichtungen für den Unterfrequenzlastabwurf müssen es ermöglichen, Lasten einer bestimmten Spanne von Betriebsfrequenzen stufenweise vom Netz zu trennen.

Artikel 20: Spannungsqualität

Die Eigentümer von Verbrauchsanlagen mit ÜNA und die Betreiber von Verteilernetzen mit ÜNA stellen sicher, dass ihr Netzanschluss nicht zu unzulässigen Netzurückwirkungen führt. Das Ausmaß der Verzerrung darf das vom relevanten ÜNB zugestandene Maß nicht überschreiten. Die ÜNB stimmen ihre Anforderungen hinsichtlich der Spannungsqualität mit den Anforderungen benachbarter ÜNB ab.

Artikel 21: Simulationsmodelle

1. Verbrauchsanlagen mit ÜNA und Verteilernetze mit ÜNA müssen die in den Absätzen 3 und 4 aufgeführten Anforderungen hinsichtlich der Simulationsmodelle oder gleichwertiger Informationen erfüllen.

2. Jeder ÜNB kann Simulationsmodelle oder gleichwertige Informationen anfordern, die das Verhalten der Verbrauchsanlage mit ÜNA und/oder des Verteilernetzes mit ÜNA durch statische und dynamische Simulationen zeigen.

3. Jeder ÜNB legt Inhalt und Format dieser Simulationsmodelle oder gleichwertigen Informationen fest. Inhalt und Format müssen Folgendes umfassen:

- a) **statische** und **dynamische** Simulationen, einschließlich der 50-Hz-Komponente,
- b) Simulation transienter elektromagnetischer Vorgänge am Netzanschlusspunkt,
- c) Struktur und Blockdiagramme.

4. Im Hinblick auf dynamische Simulationen müssen das Simulationsmodell oder die gleichwertigen Informationen gemäß Absatz 3a) die folgenden Teilmodelle oder gleichwertige Informationen umfassen:

- a) Leistungsregelung,
- b) Spannungsregelung,
- c) Schutzmodelle für die Verbrauchsanlagen,
- d) die unterschiedlichen Lasttypen, d. h. die elektrotechnischen Merkmale der Last,
- e) Stromrichtermodelle.

5. Jeder relevante Netzbetreiber oder relevante ÜNB legt die Anforderungen an die Aufzeichnungen über die Verbrauchsanlagen mit ÜNA und/oder die Verteilernetzanlagen mit ÜNA fest, damit er die Reaktion des Modells mit diesen Aufzeichnungen vergleichen kann.

Zusätzlich zu der Europäischen Verordnung wird das prinzipielle Verhalten von DEA in deutschen Verteilernetzen durch die technische Anschlussregel VDE-AR-N vorgegeben [23], [25]. Bezüglich der Spannungsstützung wird zwischen quasi stationärem und dynamischen Verhalten unterschieden. Im stationären Fall sollen die DEA bei kleinen und langsamen Spannungsänderungen einen entsprechenden Blindleistungsbeitrag liefern, um die Spannung innerhalb der festgelegten Grenzen zu halten. Es gibt vier Methoden, um den Blindleistungswert vorzugeben:

1. **Konstante Blindleistung Q ,**
2. **Konstanter Leistungsfaktor $\cos \varphi$,**
3. **$Q(U)$ -Kennlinien Regelung,**
4. **$Q(P)$ -Kennlinien Regelung.**

Der konstante Blindleistungswert und der konstante Leistungsfaktor werden von dem Wind- oder Solarparkbetreiber definiert. Die $Q(U)$ - und $Q(P)$ -Methoden sind in der technischen Anschlussregel VDE-AR-N 4110 für die Mittelspannung und in der technischen Anschlussregel VDE-AR-N 4120 für die Hochspannung beschrieben [25]. Beim Regelungsverhalten wird zwischen DEA mit Anschluss in der Hochspannungs- und Mittelspannungs-Ebene (HS-Ebene und MS-Ebene) unterschieden. Die beispielhafte Begrenzungskennlinie des MS-Netzes mit der $Q(P)$ -Kennlinie (KL) und des HS-Netzes mit der $Q(U)$ -Kennlinie dieser Methoden sind entsprechend in der Abbildung 3 und 4 zu finden.

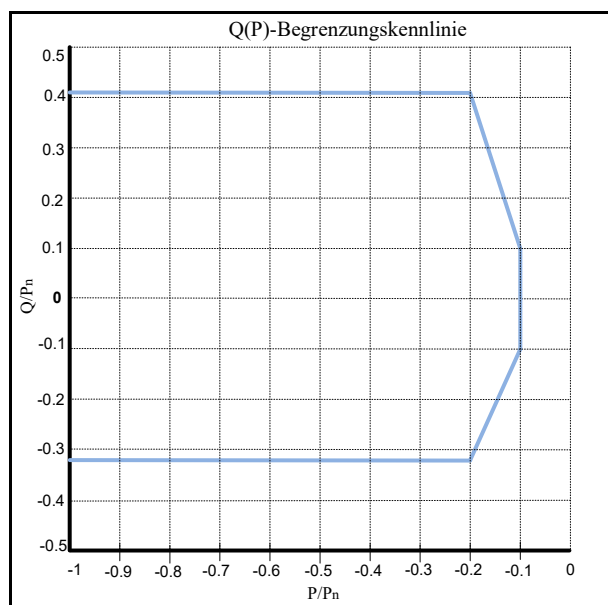


Abbildung 3: Begrenzungskennlinien für $Q(P)$ -Regelung

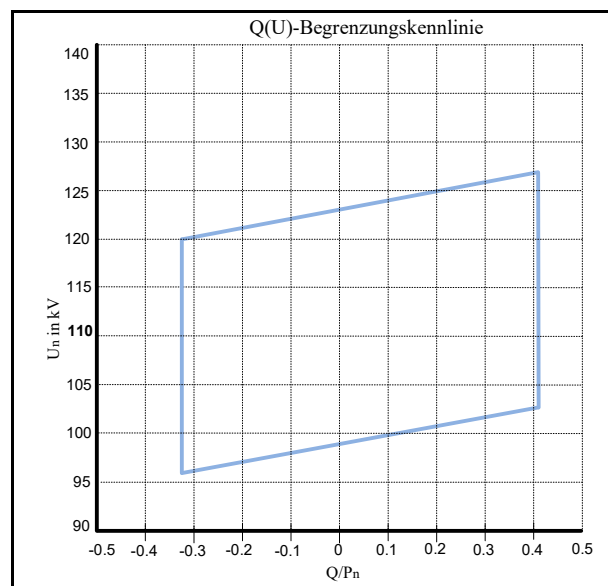


Abbildung 4: Begrenzungskennlinien für $Q(U)$ -Regelung

Bezüglich des dynamischen Spannungsverhaltens wird eine dynamische Netzstützung, die sogenannte FRT (Fault-Ride-Through), im Kurzschlussfall verlangt, bei dem in Abhängigkeit der Spannungsabweichung ein priorisierter Blindstrom ins Netz eingespeist wird. Folgende Anforderungen an die DEA im NAP werden nach VDE-AR-N 4110 und VDE-AR-N 4120 verlangt:

- Bereitstellung eines zusätzlichen Blindstromes ab Fehlerbeginn mit optimaler Netzstützung von symmetrischen und unsymmetrischen Fehlern,
- Minimierung der Überspannung in nicht fehlerbehafteten Phasen mit der Netzstützung im Mit- und Gegensystem,
- Spannungsmessung und Bereitstellung des zusätzlichen Blindstromes im NAP,
- Blindstrom wird priorisiert und der Sollwert ergibt sich kontinuierlich aus der Kennlinie, der Wirkstrom wird kontinuierlich nachgeregelt,
- nach Fehlerende steigt der Wirkstrom auf Vorfehlerwert innerhalb maximal einer Sekunde (Anschwingzeit),
- Übergang zur statischen Spannungshaltung.

Eine genaue Übersicht über die allgemeinen Anforderungen an DEA wird im nächsten Kapitel dargestellt.

3 Stand der Technik und Forschungsgebiete dieser Arbeit

Der stabile Betrieb elektrischer Netze wird heute im Wesentlichen durch große Kraftwerke gewährleistet. Es gibt folgende netzstabilisierende Verfahren:

- Die **Primär-** und **Sekundärregelleistung** zur Ausregelung von andauernden Laständerungen wird nahezu ausschließlich durch thermische Kraftwerke und Wasserkraftwerke bereitgestellt,
- Die Synchrongeneratoren der großen Kraftwerke liefern den Hauptanteil der **Kurzschlussströme** zur räumlichen Begrenzung von Spannungseinbrüchen bei Netzfehlern und zur Auslösung des Netzschutzes,
- Die als **Momentanreserve** bezeichneten rotierenden Massen der Kraftwerke dienen als Kurzzeitspeicher zum Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch im Kurzzeitbereich,
- Die aktive **Dämpfung der Pendelschwingungen** im Netz erfolgt nach Stand der Technik an den Spannungs- bzw. Erregungsreglern der Synchrongeneratoren der großen Kraftwerke [53].

Die verteilten DEA tragen nach dem Stand der Technik nur punktuell zur Netzstabilität bei. Studien, mit dem Quellenverzeichnis [53], zeigen, dass der steigende Anteil von erneuerbaren Energie-Einspeisern mit dem konventionell eingesetzten Stromregelungsverfahren einen negativen Einfluss insbesondere auf die transiente Stabilität im deutschen Verbundnetz hat. Die Verminderung der transienten Stabilität äußert sich dabei in einer höheren Wahrscheinlichkeit der Instabilität einzelner Kraftwerke in Folge von großen Netzstörungen sowie in einer abnehmenden Dämpfung der mit den Ausgleichsvorgängen verbundenen Frequenzschwingungen. Große Wind- und Solarparks tragen nach dem jetzigen Stand der Technik nicht oder nur in geringem Ausmaß zur transienten Stabilität des Netzes bei [53].

Der Stand der Technik im Bereich Netzstabilität hat sich in den letzten drei Jahren maßgeblich weiterentwickelt. Themengebiete wie „Netzbildende Regelungsverfahren im Verbundnetz“ oder „Netzbildende Regelung“ haben sich mittlerweile als Forschungs- und Anwendungsthemen etabliert, während diese zuvor kaum eine Rolle gespielt haben.

Insbesondere die Anwendung von netzbildenden Regelungsverfahren werden breit in Konferenzbeiträgen und in Fachzeitschriften diskutiert und finden sich in ersten Normen wieder. In der Fachliteratur wird davon gesprochen, dass netzbildende Regelungsverfahren in

naher Zukunft eine zentrale Rolle spielen könnten [54] bzw. ihr Einsatz sogar „unvermeidbar“ ist [55].

Auf europäischer Ebene hat der Verband der Netzbetreiber ENTSO-E eine intensive Analyse zur Systemdynamik bei hoher Stromrichter-Durchdringung begonnen [56]. Die Anwendung von netzbildenden Regelungsverfahren ist eine breit diskutierte und vielversprechende Option, um zukünftig die Versorgungssicherheit unabhängig von konventionellen Kraftwerken zu gewährleisten.

Eine der vielversprechendsten netzbildenden Spannungsregelungen der heutigen Entwicklung ist die „*Neue Direkte Spannungsregelung*“. Dieses Regelungsverfahren wurde von **I. Erlich** für umrichterbasierten DEA erarbeitet [1]. Der Ansatz wird in dieser Arbeit aufgegriffen und weiterentwickelt, in die Simulationssoftware PowerFactory implementiert und auf die spannungsstabilisierende Wirkung in Verteilernetzen untersucht.

Dabei wurden folgende Themenschwerpunkte in Bezug auf die Netzstabilität erfasst und erarbeitet:

- Maximaler Anteil der DEA in Verteilernetzen,
- Räumliche Verteilung der DEA in Verteilernetzen,
- Stabiler Betrieb der DEA in Verteilernetzen,
- Ungewollte Teil- und Inselnetze.

3.1 Maximaler Anteil der DEA in Verteilernetzen

Zuerst muss geklärt werden, wie sich die deutschen Verteilernetze in der Zukunft entwickeln. Wie hoch wird der maximale Anteil der DEA sein, welcher Art der DEA werden dominieren und wie wird das optimale Verhältnis der rotierenden Maschinen und der DEA im Netzverbund aussehen?

Zur Zeit leisten die Synchrongeneratoren einen großen Anteil an der Energieerzeugung. Die Momentanreserve und die Kurzschlussleistung werden in den meisten Fällen von Synchrongeneratoren (SG) zur Verfügung gestellt. Langfristig ist jedoch eine Substitution der SG durch ein 100 %iges Erneubare-Energie-Szenario geplant. Der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung in Deutschland betrug 45 % im Jahr 2020. Dieser Anteil soll bis zum Jahr 2050 um weitere 35 % steigen, siehe Abbildung 5 [57].

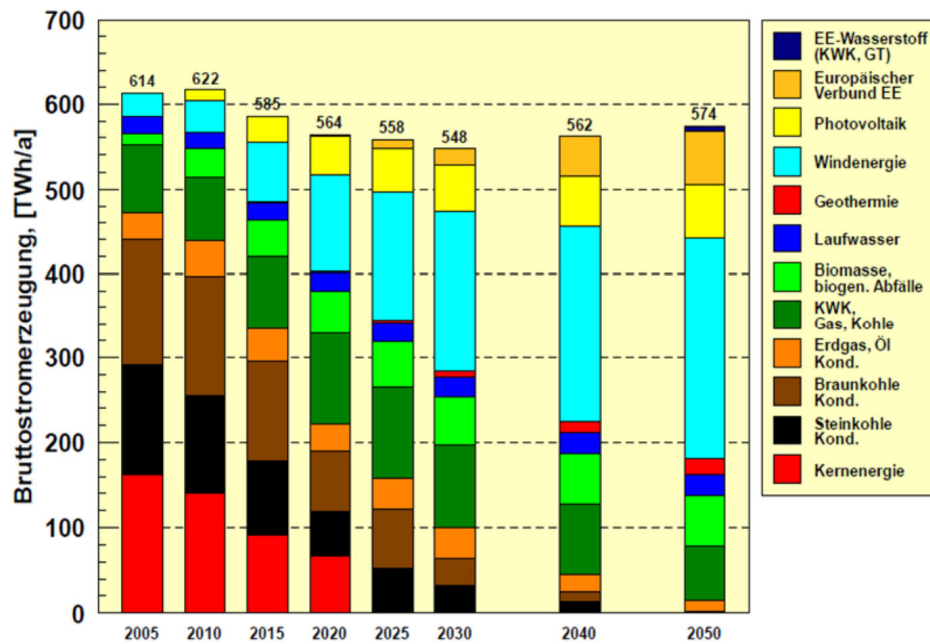


Abbildung 5: Anteile verschiedener Energieerzeuger an der Bruttostromerzeugung [57]

Mit Hilfe der dargestellten Anteile verschiedener Energieerzeuger wurden Daten für die drei geplanten Ausbaustufen bzw. drei Szenarien ermittelt. Für die Erstellung dieser drei Szenarien, wurden Daten vom Jahr 2025, 2035 und 2050 verwendet und der jeweilige Anteil des Energieerzeugers auf den Gesamtanteil der Bruttostromerzeugung bezogen. Da der Anteil des „EE-Wasserstoffs“ unterhalb von einem Prozent liegt, wurde dieser Wert vernachlässigt. Ebenfalls wurde der Anteil des „Europäischer Verbundes EE“ bei der Unterscheidung der erneuerbaren Energien im Modellnetz nicht beachtet. Dieser Anteil wird nicht in Deutschland erzeugt, er gelangt über das Übertragungsnetz nach Deutschland und wird dementsprechend zu dem Anteil der Kraftwerke hinzugerechnet. Auch die konventionellen Energieerzeuger werden zum Anteil der Kraftwerke hinzugezählt, die in einem geringen Maße vorhanden bleiben. Außerdem wurde der Anteil der „Kraft-Wärme-Kopplung“ (KWK) sowie die „Laufwasserkraftwerke“ bei den Großkraftwerken verortet, da hier Standard-Synchronmaschinen, wie bei den konventionellen Kraftwerken, eingesetzt werden [57].

Tabelle 5: Geplante Anteile der Energieerzeuger an der Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahre 2050 [57]

Wind	Photovoltaik	Biogas	Biomasse	Geothermie	Kraftwerke
45 %	20 %	6 %	4 %	5 %	20 %

Um die Erneuerbare-Energie-Szenarien für das Jahr 2025, 2035 und 2050 zu erarbeiten, wurden in PowerFactory drei verschiedene Netzvarianten implementiert. Jede Variante stellt ein Szenario dar, das sich an dem Anteil der eingespeisten Leistung der DEA orientiert. Dabei wird der prozentuale Anteil der strom- und spannungseinprägenden DEA verändert, siehe Tabelle 6. Zudem ist zu erkennen, dass im Jahr 2050 der Anteil der gesamten Energieerzeuger aus erneuerbaren Energien bei 80 % und der Anteil der konventionellen Kraftwerke bei 20 % liegen wird.

Tabelle 6: Szenarienbetrachtung mit wachsendem Anteil der DEA

Szenario	Anteil der stromeinprägenden DEA	Anteil der spannungseinprägenden DEA
2025	40 %	5 %
2035	40 %	20 %
2050	40 %	40 %

Das erste Szenario im Jahr 2025 beinhaltet 45 % der DEA, wobei nur 5 % davon spannungseinprägenden DEA sind und 40 % davon das klassische stromeinprägende Regelungsverhalten aufweisen. Beim zweiten Szenario im Jahr 2035 steigt der gesamte Anteil der DEA auf 60 %, das Verhältnis ist 40 % zu 20 %. Und das dritte Szenario im Jahr 2050 hat einen maximalen Anteil DEA von 80 %, davon sind 40 % spannungseinprägende DEA und 40 % stromeinprägende DEA.

3.2 Räumliche Verteilung der DEA in Verteilernetzen

Anschließend stellt sich die Frage, wie strom- und spannungseinprägende DEA auf den Verteilernetzebenen verteilt werden sollten, damit die Anlagen im Normalbetrieb als auch im Störfall funktionstüchtig bleiben.

Die räumliche Verteilung der erneuerbaren Energieerzeuger in den Netzmodellen für das Szenario von 2035 und 2050 ist dieselbe, wie im bereits implementierten Szenario von 2025 beim ARGE-Projekt, siehe Abbildung 6. Die Wind- und Solar-Standorte bleiben erhalten, nur das Regelungsverhalten der DEA wird angepasst.

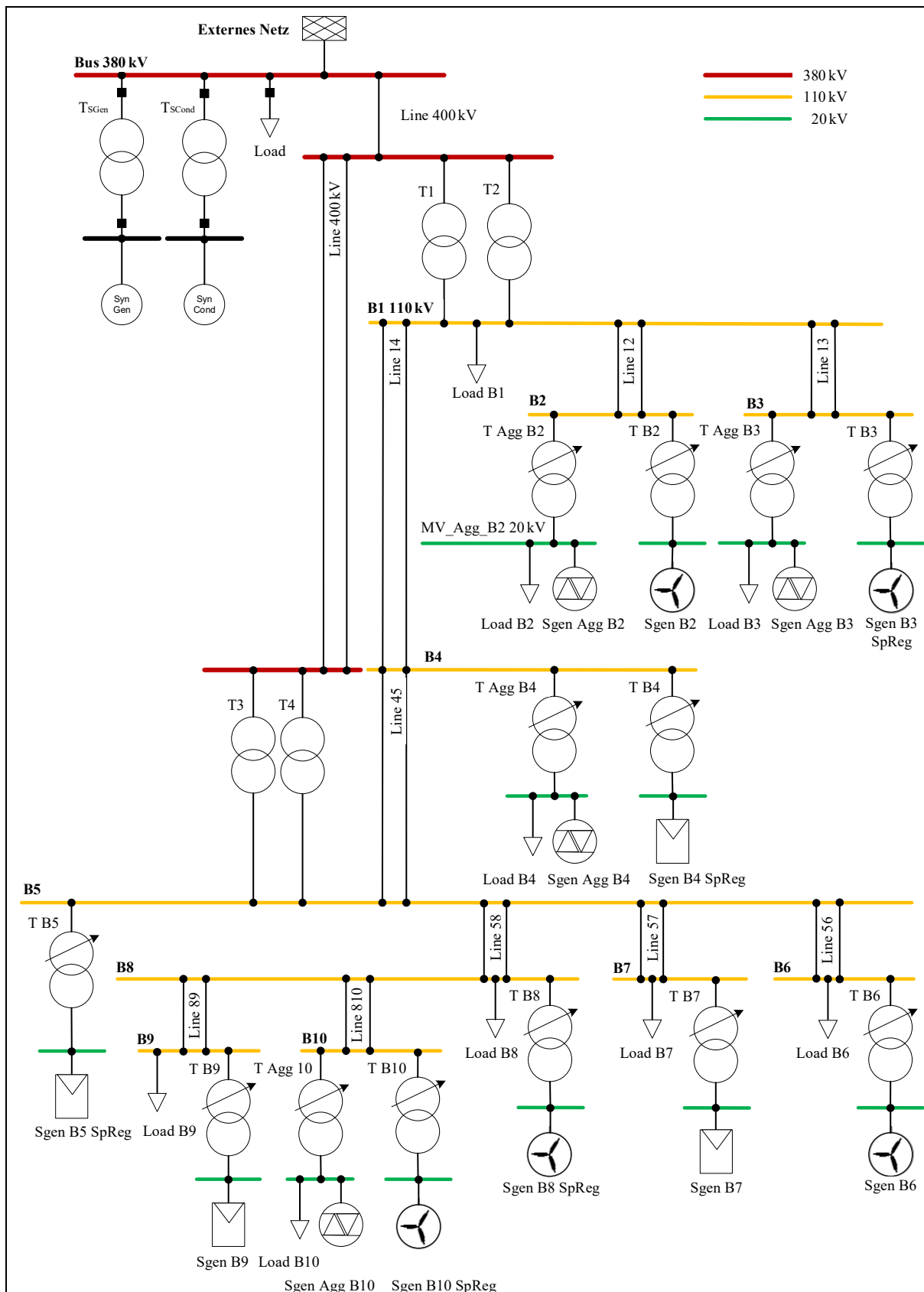


Abbildung 6: Netzmodell aus ARGE Studie

Die Erzeugerleistung der vier aggregierten statischen Generatoren:

- *Sgen_Agg_B2*,
- *Sgen_Agg_B3*,
- *Sgen_Agg_B4*,
- *Sgen_Agg_B10*

bleibt bei jedem Szenario gleich, siehe Tabelle 7.

Es gibt insgesamt neun dezentrale Energieanlagen:

- *Sgen_B2*,
- *Sgen_B3_SpReg*,
- *Sgen_B4_SpReg*,
- *Sgen_B5_SpReg*,
- *Sgen_B6*,
- *Sgen_B7*,
- *Sgen_B8_SpReg*,
- *Sgen_B9*,
- *Sgen_B10_SpReg*.

Fünf davon sind Windkraftanlagen und vier PV-Anlagen. Die Zahlenwerte zur Einstellung der Wirkleistung im Originalmodell vom Jahr 2025 wurden in der Tabelle 7 in der Spalte 4 dargestellt. Die gesamte Wirkleistung aller Energieerzeuger im Jahr 2025 liegt bei 730 MW. Im Jahr 2035 wird die gesamte Erzeugerleistung von 840 MW angestrebt und im Jahr 2050 von 1005 MW.

Beim ersten Szenario im Jahr 2025 wird nur eine spannungsgeregelte DEA mit dem Namen *Sgen_B10_SpReg* im unteren Bereich des Netzmodells an die Sammelschiene *B10* angeschlossen. Das zweite Szenario im Jahr 2035 beinhaltet drei spannungsgeregelten DEA: *Sgen_B3_SpReg*, *Sgen_B5_SpReg* und *Sgen_B10_SpReg*. Eine bleibt im unteren Bereich, eine in der Mitte und die dritte wird im oberen Bereich des Netzmodells integriert. Bei dem dritten Szenario im Jahr 2050 werden insgesamt fünf spannungsgeregelten DEA: *Sgen_B3_SpReg*, *Sgen_B4_SpReg*, *Sgen_B5_SpReg*, *Sgen_B8_SpReg* und *Sgen_B10_SpReg* betrachtet und gleichmäßig im Netzmodell verteilt.

Die Verbraucherstruktur ändert sich nicht. Es wird immer noch von einer Last-Gesamtleistung von 108 MW im Verteilernetz ausgegangen. Der Leistungsfaktor $\cos \varphi$ bleibt bei allen Verbraucher konstant von 0.93.

Tabelle 7: Verteilung der Wirkleistung im Netzmodell

Sammel-schiene	Typ	Name DEA	2025 [MW]	2035 [MW]	2050 [MW]	Last [MW]	Last cos φ
B1	-	-	-	-	-	2.25	0.93
B2	Wind	Sgen_B2	74	74	74		
B3	Wind	Sgen_B3_SpReg	8.8	97	170		
B4	PV	Sgen_B4_SpReg	63.5	63.5	85		
B5	PV	Sgen_B5_SpReg	149	170	188		
B6	Wind	Sgen_B6	23	23	23	7.5	0.93
B7	PV	Sgen_B7	4	4	4	7.5	0.93
B8	Wind	Sgen_B8_SpReg	84	84	140	7.5	0.93
B9	PV	Sgen_B9	126	126	126	7.5	0.93
B10	Wind	Sgen_B10_SpReg	72	72	72		
Name Generator							
B2	stat.	Sgen_Agg_B2	40	40	40	43	0.93
B3	stat.	Sgen_Agg_B3	20.8	20.8	20.8	11	0.93
B4	stat.	Sgen_Agg_B4	45	45	45	6.5	0.93
B10	stat.	Sgen_Agg_B10	18.3	18.3	18.3	16	0.93
Σ			~730 (45%)	~840 (60%)	~1005 (80%)	~109	

3.3 Stabiler Betrieb der DEA in Verteilernetzen

Der geregelte Umrichter soll in Zukunft netzbildende Aufgaben übernehmen. Diese Fähigkeit wird durch die nachfolgenden Eigenschaften charakterisiert:

- Das Klemmenverhalten soll sich durch eine Spannungsquelle beschreiben lassen,
- Die Sinusspannung wird, anhand vorgegebener Parameter, eigenständig bereitgestellt und ist selbstgeführt,
- Die Frequenz und die Spannung werden eigenständig innerhalb definierter Grenzen gehalten,
- Auf Leistungsänderungen kann durch eigene Energiereserven reagiert werden,
- Der Stromrichter bzw. die Anlage weist ein eigenständig stabilisierendes Verhalten im Zusammenspiel mit anderen Erzeugungsanlagen im Netz auf und kann sich mit diesen synchronisieren,
- Stabilisierendes dynamisches Frequenz-Wirkleistungsverhalten,
- Unter Einsatz der neuen Regelung sollen die Umrichter selbst stabil arbeiten [45].

In der Tabelle 8 wurden die alten netzfolgenden bzw. netzstützenden und die aktuellen netzstabilisierenden bzw. netzbildenden Regelungsverfahren gegenübergestellt. Die netzfolgenden oder netzstützenden Umrichter werden durch Stromregelungs- oder Hystereseregelungsverfahren realisiert. Die netzstabilisierenden und die neuen netzbildenden Umrichter werden durch die direkte – oder spannungseinprägende Regelung bereitgestellt. Zusätzlich zu der Hauptregelung können die spannungsstützende und spannungshaltende Funktionen wie Q(U)- bzw. Q(P)-Kennlinienverfahren oder P(f)-Kennlinienverfahren eingesetzt werden. Die allgemeine Terminologie zu Umrichter Regelungsverfahren wurde in der folgenden Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8: Umrichter Regelungsverfahren


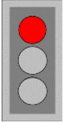
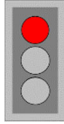
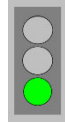
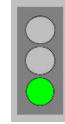
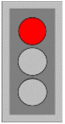
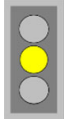
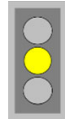
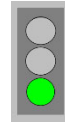
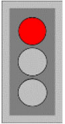
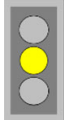
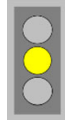
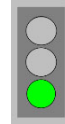
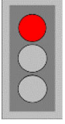
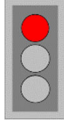
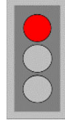
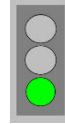
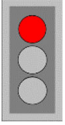
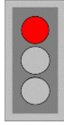
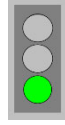
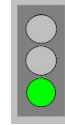
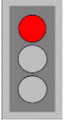
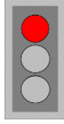
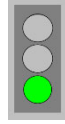
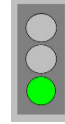
	Umrichter Regelungsverfahren			
	Netzfolgend (grid following)	Netzstützend (grid supporting)	Netzstabilisierend (grid stabilizing)	Netzbildend (grid forming)
Regelungsprinzip	Netzspannungsfolgend (keine Trägheit)		Netzspannungsbildend (mit f(P) Trägheit)	
Regelungsverfahren	Spannungsorientierte Stromregelung, Hystereseregelung		Direkte oder spannungseinprägende Regelung	
Zusätzliche Fkt.	keine	P(f)+Q(U)-KL	Q(U)-KL	P(f)+Q(U)-KL

Tabelle 9: Netzbildende Eigenschaften von Umrichtern

System- anforderungen	Netzbildende Eigenschaften von Umrichtern			
	Netzfolgend (grid following)	Netzstützend (grid supporting)	Netzstabilisierend (grid stabilizing)	Netzbildend (grid forming)
1. Statische Spannungshaltung				
2. Spannungsregelung und Blindleistungsbereitstellung				
3. Spannungsamplitudenträgheit und Blindleistungsmomentanreserve				
4. Insel- und Schwarzstartfähigkeit				
5. Senke für Netzverzerrungen				
6. Kurzschlussstrom				

Die Technische Richtlinien für Erzeugungsanlagen an der Mittelspannungsebene [49] beschreiben, was unter dem Begriff „Spannungshaltung“ zu verstehen ist.

"Unter der statischen Spannungshaltung ist die Bereitstellung von Blindleistung durch eine Erzeugungsanlage zur Spannungshaltung im MV-Netz zu verstehen. Durch die statische Spannungshaltung sollen langsame, quasistationäre Spannungsänderungen im Verteilernetz in vertraglichen Grenzen gehalten werden" [49].

Für die Untersuchung der statischen Spannungshaltung mit der *Neuen Direkten Spannungsregelung* werden die Spannungen an den Sammelschienen im Hoch- und Mittelspannungsnetzen betrachtet. Dabei werden Spannungsabweichungen aufgezeigt und die Unterschiede in den verschiedenen Szenarien in den Jahren 2025, 2035 und 2050 ermittelt.

Nicht nur die spannungshaltenden Eigenschaften der Umrichter werden in Zukunft gefordert, siehe Tabelle 9. Die neuen zusätzlichen Funktionen, die die alten netzfolgenden Umrichter nicht aufwiesen (die Ampeln sind rot), werden bei den netzbildenden Umrichter verlangt (die Ampeln sind grün):

- Statische Spannungshaltung,
- Spannungsregelung und Blindleistungsbereitstellung,
- Spannungsamplitudenträgheit und Blindleistungsmomentanreserve,
- Insel- und Schwarzstartfähigkeit,
- Senke für Netzverzerrungen,
- Kurzschlussstrom.

In der Arbeit werden drei Funktionen: „*Statische Spannungshaltung*“, „*Spannungsregelung und Blindleistungsbereitstellung*“ und die „*Inselfähigkeit*“, die in den folgenden Kapiteln beschrieben werden, im Netzmodell implementiert und mit der *Neuen Direkten Spannungsregelung* untersucht.

3.4 Vermeidung ungewollter Teil- und Inselnetze

Im Störfall kann das Verbundsystem in mehrere Teilnetze aufgetrennt werden. Die entstehenden isolierten Teilnetze oder Netzgruppen können nur mit Hilfe geeigneter schutz- und regeltechnischer Funktionen weiter betrieben werden. In der VDE-AR-N 4130 wird gefordert, dass die regeltechnischen Eigenschaften, siehe Tabelle 9, von allen installierten

Erzeugungsanlagen erbracht werden, um einen Zusammenbruch nicht nur im Teilnetz, sondern auch im Verbundsystem zu vermeiden. Alle Betriebsmittel müssen die Systemstabilität gemeinsam stützen. Der „Europäische Network Code“ (EU Network Code on Emergency and Restoration, ENTSO-E Policy 5 Emergency Operation) sieht Maßnahmen zur Systemrettung vor [26]. Da in Deutschland die meisten DEA in Verteilernetzen installiert sind, spielen diese Anlagen eine große Rolle für die Systemstabilität. Bei auftretenden Problemen sind solche Maßnahmen wie dynamische Spannungsstützung (FRT-Funktion) von DEA umzusetzen. Um großflächige „blackouts“ zu vermeiden, werden die Anforderungen und die Maßnahmen zwischen allen Beteiligten geregelt. Beispielsweise muss für eine kleine Netzgruppe mit dezentraler Erzeugung, in der die Schwungmasse und die Kurzschlussleistung sehr klein sind, in kritischen Netzzuständen eine Entscheidung getroffen werden. Auf einer Seite muss das überlagerte Netz so lange wie möglich innerhalb der definierten Grenzen gestützt werden, auf der anderen Seite muss eine Netzgruppe rechtzeitig abgetrennt werden, um Rückwirkungen und Schäden auf die Übertragungsnetzebene zu vermeiden. Bei einem Teilnetzbetrieb können viele Risiken und kritische Zustände auftreten, die man mit Hilfe der DEA beherrschen soll. Deswegen führen diese neuen Herausforderungen im Systembetrieb zu steigenden Anforderungen in den technischen Anschlussregelungen, wie z.B. der Q(U)–Regelung und der schnellen P(f)–Regelung von DEA. Es ist zu erwarten, dass in Zukunft vermehrt Abtrennungen vom Verbundnetz vorkommen werden und die dabei entstehenden Ausgleichsvorgänge beherrscht werden müssen. Trotzdem muss sichergestellt werden, dass die entstandenen Teilnetze stabil und sicher betrieben werden können [24].

Im Teilnetz ändern sich wichtige Systemparameter und mit ihnen Eigenschaften wie:

- das Leistungsgleichgewicht mit entsprechender Frequenzänderung,
- die Kurzschlussleistung,
- die Trägheit des Systems (Schwungmasse),
- die Netzspannung nach Betrag und Phasenwinkel (Vektorsprung).

In dieser Arbeit wird ein Inselbetrieb betrachtet und in dem Zusammenhang die Spannungsregelung analysiert. Ein für den Inselbetrieb konzipierter Netzbereich kann während des ungestörten Normalbetriebs des Verbundsystems unter abgestimmten Rahmenbedingungen aus Forschungsgründen getrennt werden. Eine vorsorgliche Trennung während einer Störung im Verbundsystem verletzt das Solidaritätsprinzip und ist bisher nicht vorgesehen. Denkbar ist ein Inselbetrieb nur im Einzelfall und nach sorgfältiger Bewertung, da diese Trennung die Störung im Verbundsystem verschärfen kann. Die abgetrennten Inselnetze leisten keinen

stützenden Beitrag für das Gesamtsystem mehr, der gerade in kritischen Situationen benötigt wird. Der Inselnetzbetrieb bei Arbeiten am Netz wird hier nicht betrachtet. Bildung von Teil- und Inselnetze werden vorab so geplant, dass festgelegte Netzbereiche nach vereinbarten Kriterien kontrolliert vom Verbund getrennt werden können. Teilnetze hingegen bilden sich abhängig von Störungsort und -verlauf und sind daher nicht planbar. Zudem sind diese in ihrer Ausdehnung vorab nicht absehbar.

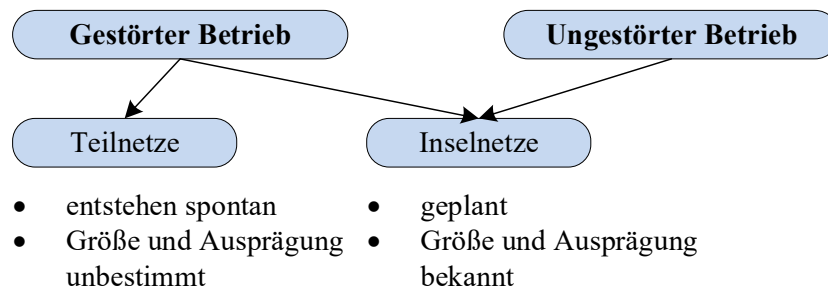


Abbildung 7: Entstehung von Teil- und Inselnetzen

Die Planung und der Betrieb von Inselnetzen, in denen auch private Netzkunden angeschlossen sind, ist derzeit in Europa unüblich. Die zunehmende Installation von verbrauchsnahe Erzeugern eröffnet theoretisch stellenweise die Möglichkeit, dass sich Netzsegmente vom Verbundbetrieb trennen und autark versorgen. Für einen solchen Inselbetrieb müssen frühzeitig gemeinsame Regeln aufgestellt werden, die klären:

- ob und wann sich Inselnetze bilden sollen,
- welche Verantwortungen wechselseitig bei welchem Betriebszustand bestehen und
- unter welchen Bedingungen und wie die Rückführung ins Verbundsystem erfolgt.

Der durch eine Störung ausgelöste Inselnetzbetrieb stellt einen Sonderfall dar. Die Verantwortung und der zusätzliche Aufwand zur Aufrechterhaltung des Inselbetriebs liegen beim zuständigen Netzbetreiber [25].

In dieser Arbeit wird untersucht, ob und wie es mit der *Neuen Direkten Spannungsregelung* durch spannungseinprägende dezentralen Erzeugungsanlagen möglich ist, Teil- und Inselnetze stabil und sicher zu betreiben.

4 Aufbau der Simulation in PowerFactory

Das PowerFactory Programm von DigSILENT wurde für die Simulation von Energieversorgungssystemen entwickelt. Die umfangreiche Modellbibliothek der Softwareumgebung geben Anwendern die Möglichkeit, vorgefertigte Modelle für Generatoren, Konverter, PV-Anlagen als auch dynamische Modelle zu verwenden. Um die Wechselwirkungen zwischen Verbrauch und Erzeugung im Netz zu untersuchen, werden Energieprofile und Modelle für Lasten und Quellen angewendet. Ereignisse in Energieversorgungssystemen, wie umgekehrte Leistungsflüsse, Spannungsabfälle und Spannungserhöhungen, unterschiedliche Auslastung der Betriebsmittel, können wegen der dezentralen Erzeugung in Stromnetzen auftreten. PowerFactory ist eine geeignete Grundlage für die notwendigen Untersuchungen und Analysen, für die Berechnung des Spannungsfalls/-anstiegs bis hin zu dynamischen Simulationen und der Optimierung des Strom- und Spannungsregelungsprofils [35].

4.1 Auswahl der Netztopologie

Die BTU Cottbus-Senftenberg hat mit der ARGE FNB OST in den Jahren 2021 bis 2022 eine Studie zu den „Auswirkungen höherer Netzauslastung auf die Stabilität im Verteilernetz“ durchgeführt [36]. Während dieser Studie wurde an synthetischen Benchmark-Netzmodellen als auch an einigen 110-kV-Realnetzen die grundsätzliche Fragestellung untersucht, welche stabilitätsrelevanten Effekte aufgrund höherer Netzauslastungen in 110-kV-Verteilernetzen auftreten können. Anhand unterschiedlicher Betriebsfälle wurden das Systemverhalten verschiedener Blindleistungsregelungsverfahren von EE-Anlagen sowie deren Wechselwirkungen mit den Reglern der Transformator-Stufensteller im Zeitbereich untersucht. Zudem standen die Wechselwirkungen zwischen den Netzebenen Höchst-/Hochspannung (HöS/HS) und Hoch-/Mittelspannung (HS/MS) im Fokus. Ziel dieser Untersuchungen war die Identifizierung grundsätzlicher stabilitätsgefährdender Wechselwirkungen im Verteilernetz [36]. Diese Arbeiten haben eine Reihe von wichtigen Erkenntnissen gebracht, die in einem Gesamtabschlussbericht zusammengefasst wurden [59]. Für die Netzuntersuchung wurden zwei Benchmark-Modelle zukünftiger 110-kV-Netze mit unterschiedlicher Topologie entwickelt und in PowerFactory implementiert. Das Netzmodell mit radialer Benchmark-Topologie wurde für die weitere Forschung und Entwicklung der *Neuen Direkten*

Spannungsregelung für die netzbildenden Umrichter verwendet. Diese Topologie ist in Abbildung 8 dargestellt.

4.2 Auswahl eines Netzmodells

Die radiale Benchmark-Topologie wird auf Basis des gemischten HS-Netz von SimBench erstellt und die Netzparameter werden aus der genannten Vorlage übernommen [37]. Zusätzlich zu den SimBench Vorlagen konnten in Zusammenarbeit mit den Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern die realen Netzdaten herangezogen werden. Insgesamt wurde die Anzahl der DEA-Knoten nach SimBench auf neun reduziert.

Es werden typische Leitungen für die jeweilige Spannungsebenen eingesetzt. Nur für die Freileitungen zwischen den Schienen B1-B2, B1-B4, B4-B5, B5-B8 und B8-B9 werden Hochtemperatur-Leiterseile verwendet. Die angewandten Betriebsmittel, als auch die Werte der installierten Leistung, sind dem Anhang 3, 4 und 5 zu entnehmen.

4.2.1 Verwendung generischer Höchstspannungsnetzmodelle

Im radialen 110-kV-HS-Netz werden äquivalente 380-kV-HöS- und 20-kV-MS-Netze verwendet. Hierbei wird das "IEEE Nordic Voltage Stability Test System" als Referenz für ein HöS-Netz verwendet [38]. Die zentralen Erzeugungsanlagen sind mit Synchrongeneratoren an das Elektrizitätsversorgungssystem angebunden. Die zentrale Erzeugung wird aggregiert und als äquivalenter Synchrongenerator (Synchronous generator, SynGen) mit dem parallel liegenden Blindleistungskompensator als Phasenschieber (Synchronous Condenser, SynCond) modelliert. Eine automatische Spannungsregelung (AVR), ein Erregersystem und eine Schlupfstabilisierung wird basierend auf IEEE Std. 421.5-2005 in der PowerFactory abgebildet [39]. Die Lasten werden im äquivalenten 380-kV-Höchstspannungsnetz ebenfalls aggregiert und als äquivalente spannungsabhängige Last (GeneralLoad, Type Agg), wie in der Abbildung 8 zu sehen, dargestellt. Das externe 380-kV-Netz wird ebenfalls im oberen Bereich an der Sammelschiene *SL BUS 380 kV* angeschlossen. Die maximale Kurzschlussleistung Sk^{max} beträgt 10.000 MVA und der maximale Strom Ik^{max} beträgt 15.2 kA. Es werden sechs HöS-Transformatoren erschlossen. Zwei davon verbinden die Synchrongeneratoren und sind vom Typ *350 MVA_380/15kV*. Die vier anderen verbinden das Hochspannungsnetz und sind vom Typ *400 MVA_400/120kV*, siehe Abbildung 8 und 9.

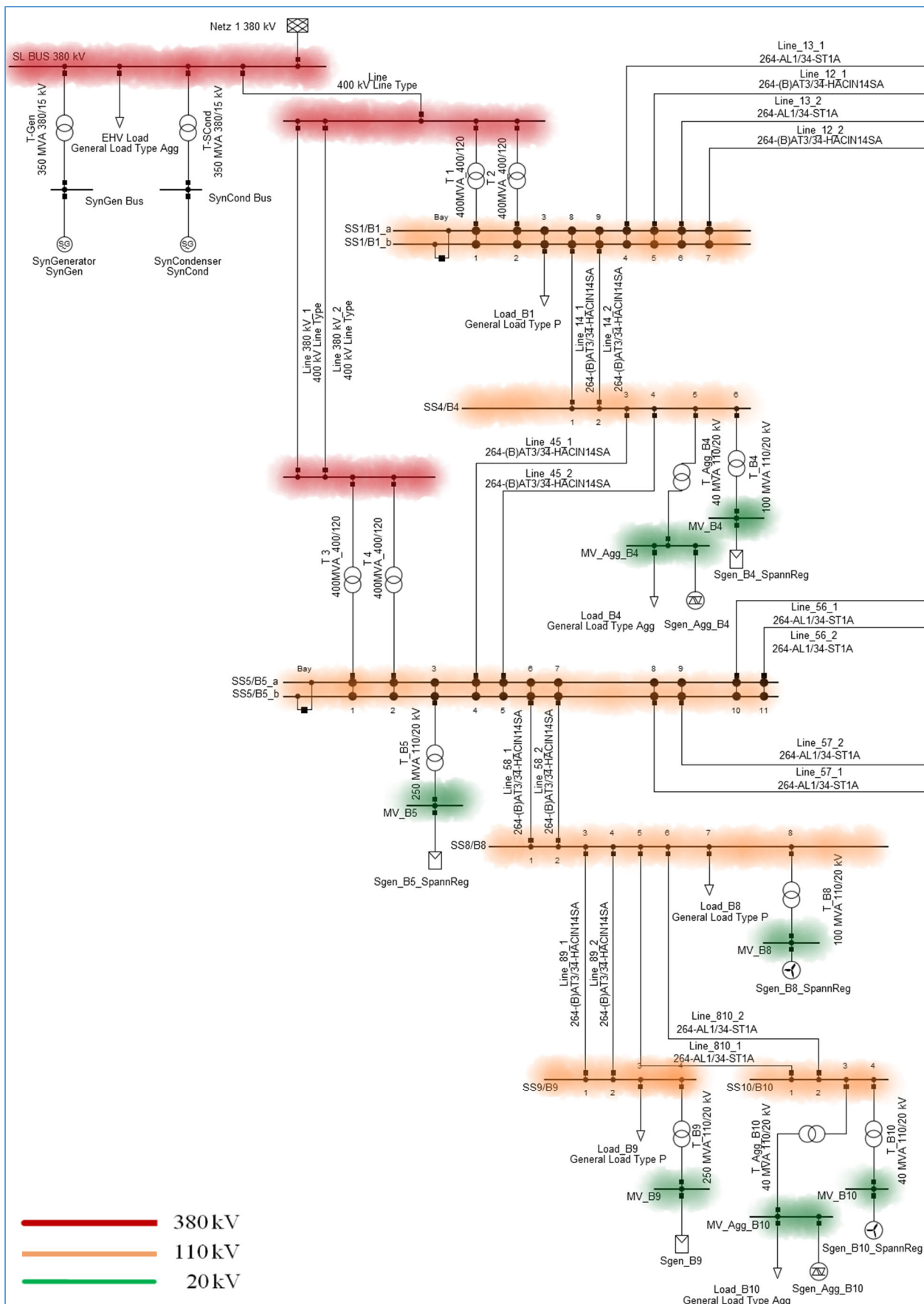


Abbildung 8: PowerFactory Netztopologie

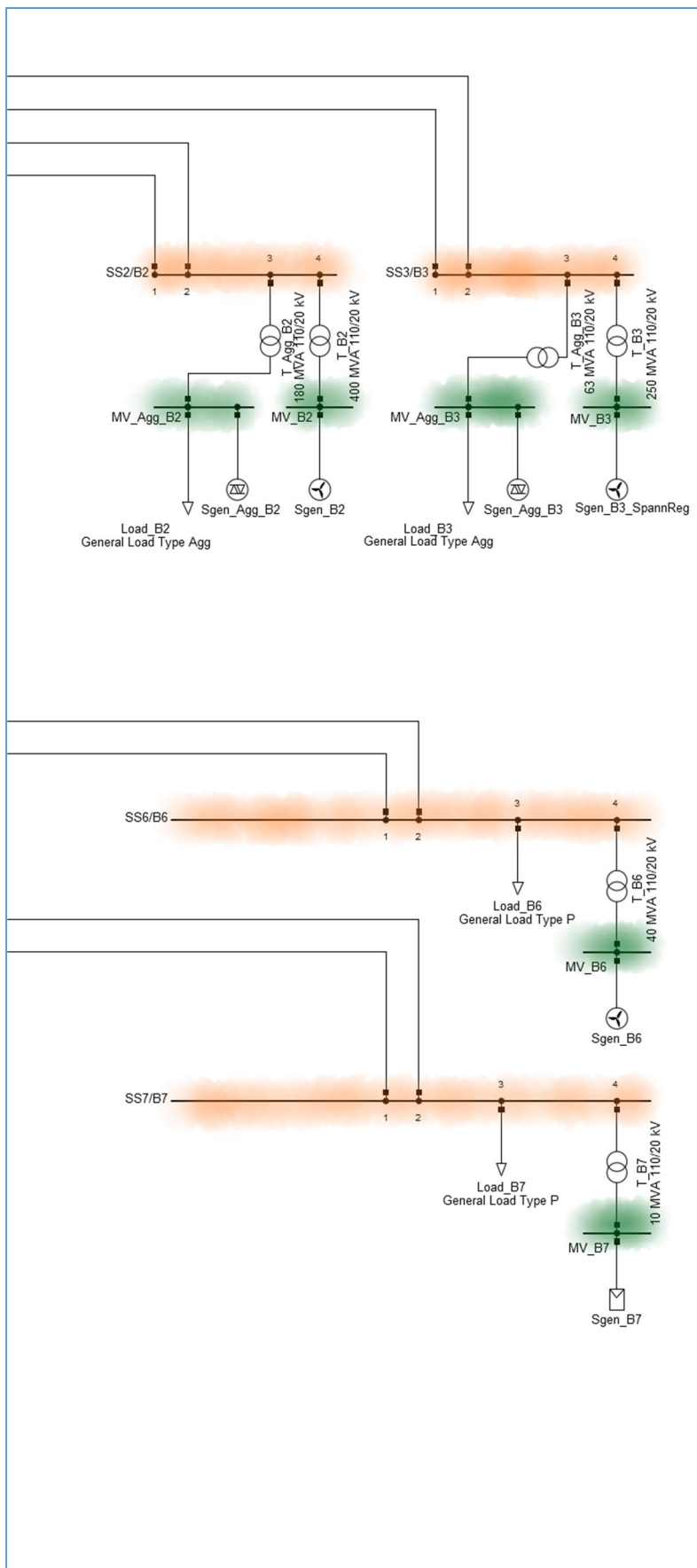


Abbildung 8: PowerFactory Netztopologie

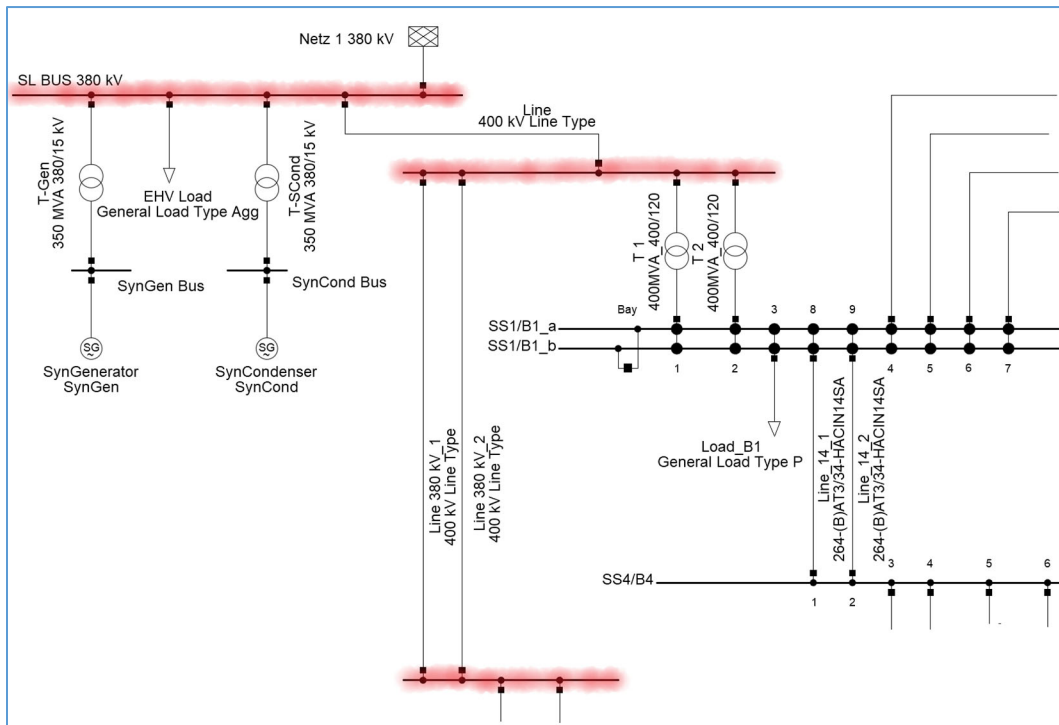


Abbildung 9: Äquivalente zentrale Erzeugungsanlagen

Für die zentralen Erzeugungsanlagen werden die maximalen und minimalen Wirk- und Blindleistungsgrenzen in einem Leistungsdiagramm eingegeben, siehe Abbildung 10.

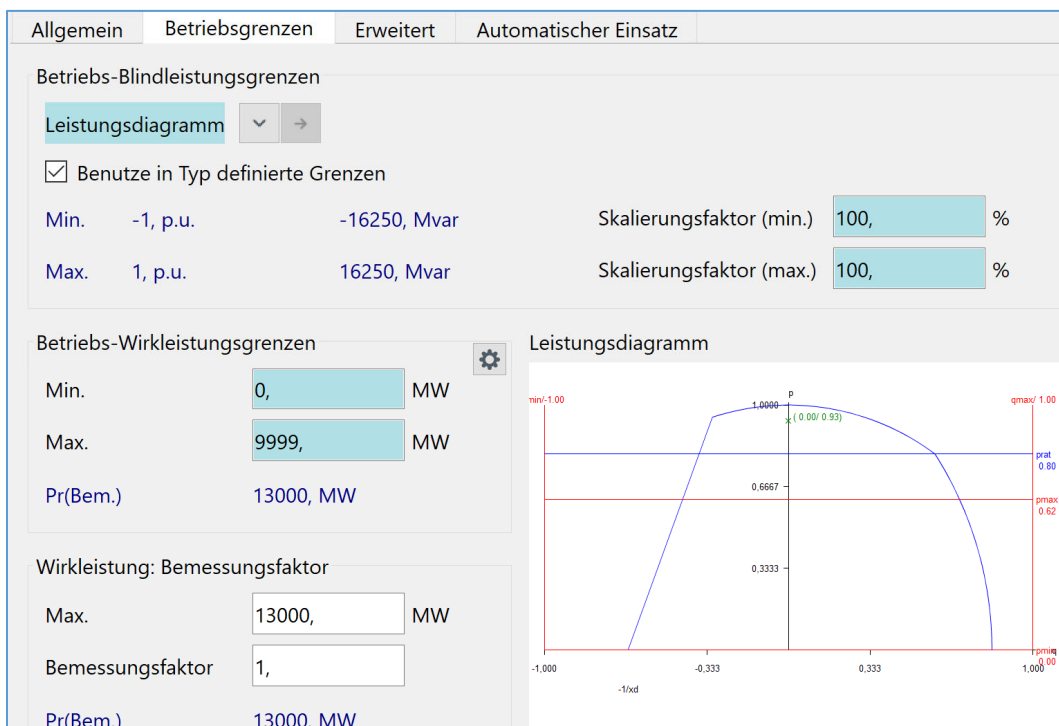


Abbildung 10: Wirk- und Blindleistungsgrenzen der zentralen Erzeugungsanlagen

4.2.2 Verwendung generischer Hochspannungsnetzmodelle

Die Struktur des äquivalenten radialen 110-kV-Hochspannungsnetzes ist in der Abbildung 11 dargestellt. Die erste und die fünfte 110-kV-Doppelsammelschienen sind die Kernpunkte des Hochspannungsnetzes, dort sind die verschiedenen Abgänge angeschlossen. Die weiteren acht Sammelschienen haben eine einfache Ausführung, hier sind die MS-Netze mit den DEA über einen Transformator-Stufensteller angeschlossen.

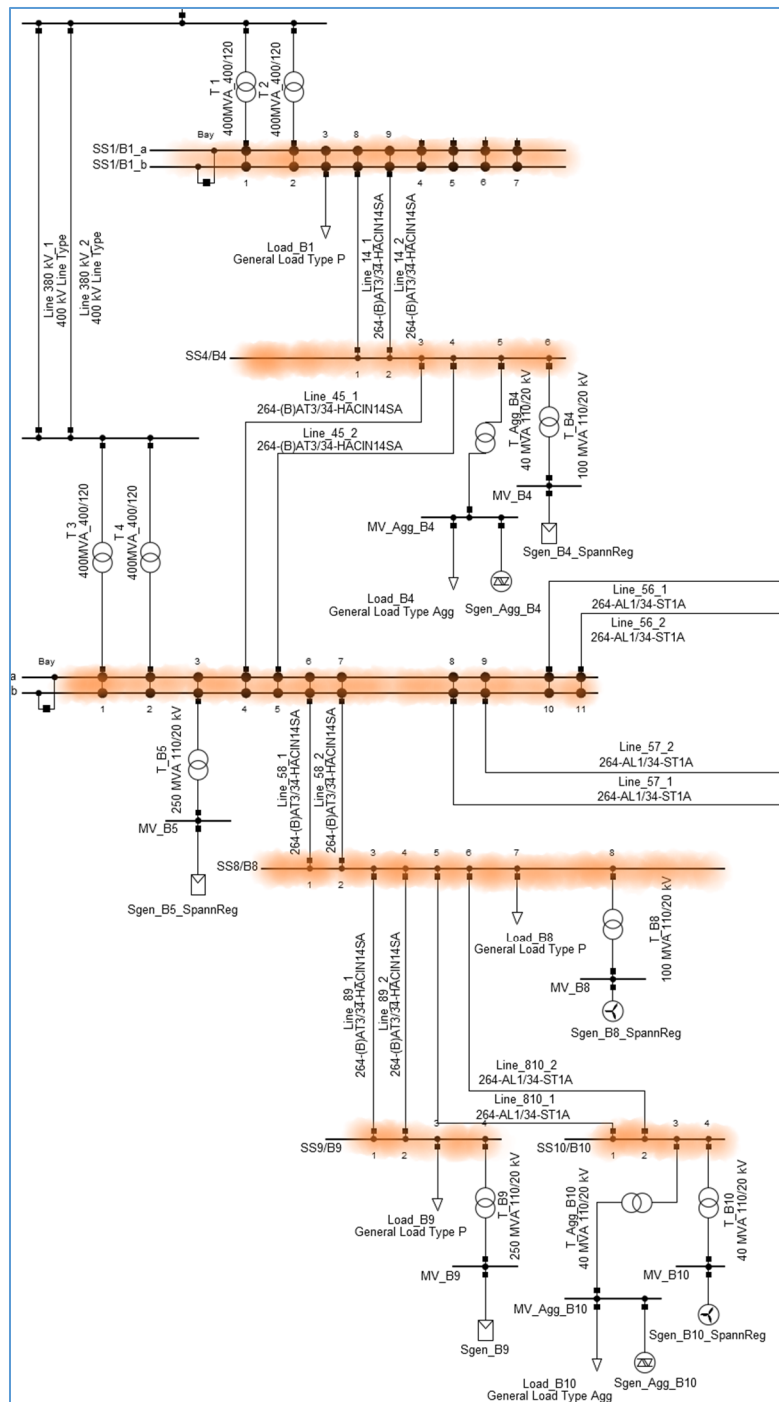


Abbildung 11: Äquivalente HoS-Netze

4.2.3 Verwendung generischer Mittelspannungsmodelle

Bei der Modellierung der äquivalenten, aktiven Mittelspannungsnetze wird sich an der Arbeit von N. Fulgêncio orientiert [40]. Wie in Abbildung 12 dargestellt, werden die äquivalenten MS-Netze als aggregierte statische Generatoren mit den parallel liegenden äquivalenten spannungsabhängigen Lasten und DEA modelliert. Die statischen Generatoren und DEA werden über einen automatisch stufenden Transformator an das HS-Netz angeschlossen.

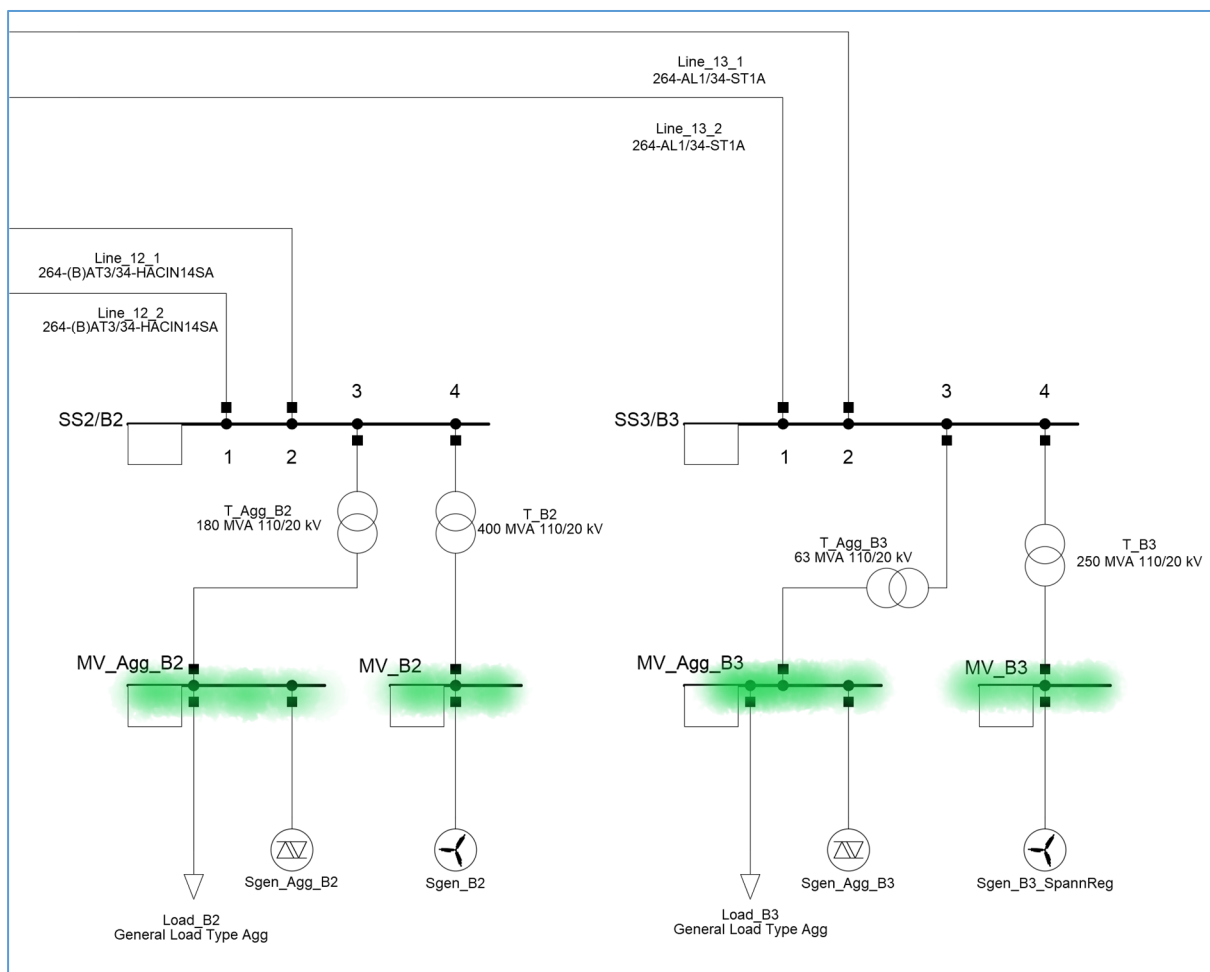


Abbildung 12: Äquivalente MS-Netze

4.3 Modellierung der DEA

DEA müssen je nach Spannungsebene unterschiedliche Anforderungen der Netzbetreiber hinsichtlich ihres Blindleistungsverhaltens erfüllen. Üblich ist hier insbesondere in den unteren Spannungsebenen der Verteilernetze ein spannungsenkendes Blindleistungsverhalten, um so der erwarteten Spannungserhöhung durch die Wirkleistungsrückspeisung in den Verteilernetzen entgegenzuwirken. Die aktuell geltenden Richtlinien für den Anschluss von

Erzeugungsanlagen an die Hochspannungsebene sind in den Technischen Anschlussregeln (TAR) Hochspannung VDE-AR-N 4120 und an die Mittelspannungsebene in den TAR Mittelspannung VDE-AR-N 4110 niedergeschrieben.

Es gibt verschiedene Ansätze bei der Modellierung von HS- und MS-DEA mit vereinfachten Reglerstrukturen. In der Arbeit wurde der Ansatz, wie in der Abbildung 13 dargestellt, eingesetzt:

- alle HS/MS-Transformatoren erhalten einen Stufensteller-Regler, der die Spannung auf der Unterseite (US) regelt,
- die Blindleistungsregelung der DEA basiert auf der Spannungsmessung auf der Oberseite (OS) des HS/MS-Transformators bzw. am Netzanschlusspunkt (NAP),
- die *Neue Direkte Spannungsregelung* oder die klassische Stromregelung ist in jeder DEA implementiert.

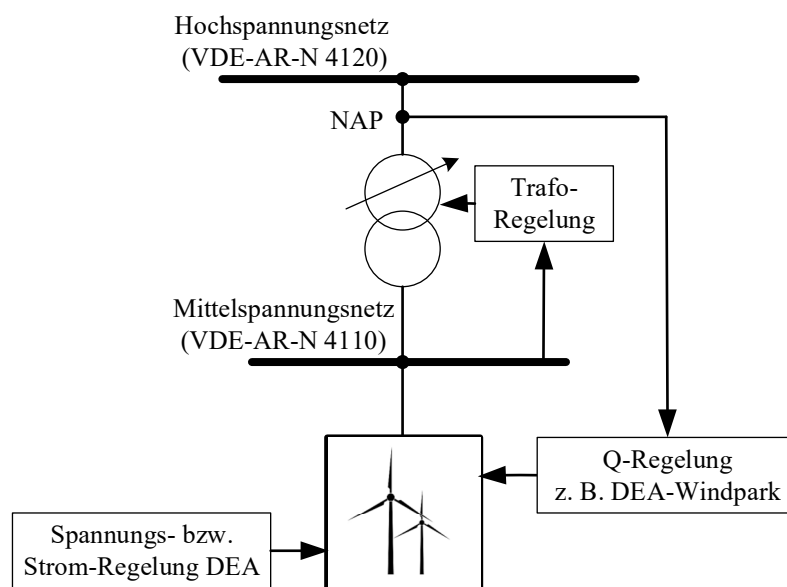


Abbildung 13: DEA im HS/MS-Netzen mit verschiedenen Regler Strukturen

Im Rahmen dieser Arbeit wird zur Abbildung dezentraler Erzeugungsanlagen ein Modell des statischen Generators mit Vorgabe der Wirk- und Blindleistungseinspeisung verwendet. Die idealen Erzeugungsanlagen werden als Terminal mit der Spannung am Anschlusspunkt zum MS-Netz als V_t bezeichnet. Laut Tabelle 7 werden einige DEA mit der dynamischen *Neuen Direkten Spannungsregelung* und der Wirk- und Blindleistungsbilanzierung modelliert, die restlichen mit der alten klassischen Stromregelung nachgebildet.

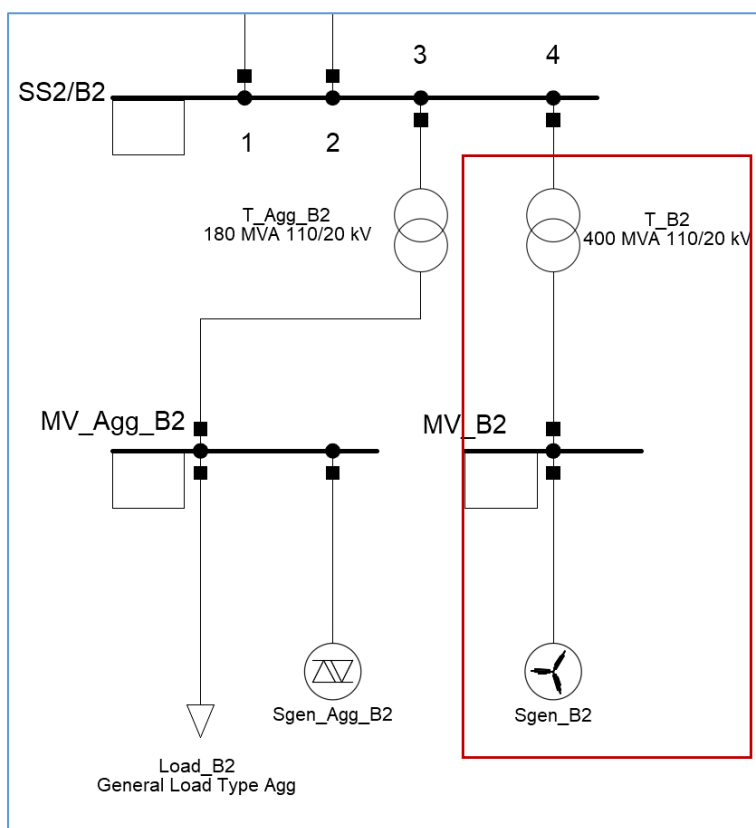


Abbildung 14: Abbildung dezentraler Erzeugungsanlagen

Unter den Betriebsgrenzen werden in einem Leistungsdiagramm nach TAR maximale und minimale Wirk- und Blindleistungsgrenzen eingegeben, siehe Abbildung 15.

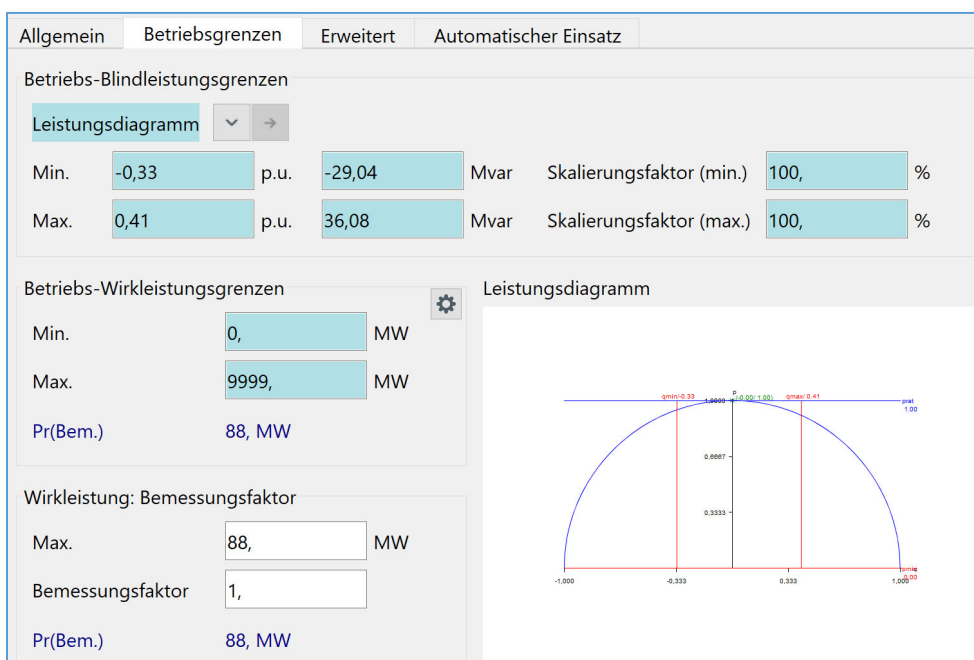


Abbildung 15: Wirk- und Blindleistungsgrenzen der dezentralen Erzeugungsanlagen

4.4 Modellierung der Last

Die elektrischen Verbraucher beziehen sowohl Wirk- als auch Blindleistung. Die Blindleistung wird durch die Vorgabe von $\cos \varphi$ realisiert, siehe Abbildung 16. Hierbei ist die Leistungsaufnahme je nach Verbraucher spannungsabhängig. Dies führt bei rein ohmschen Verbrauchern dazu, dass sich die Leistungsaufnahme mit dem Quadrat der Spannung verändert. Die Berücksichtigung der Spannungsabhängigkeiten wird durch ein allgemeines stationäres Exponentenmodell abgebildet, die tatsächliche Leistungsaufnahme P ergibt sich hierbei in Abhängigkeit der Spannung U , aus der Leistungsaufnahme P_0 bei Spannung U_0 und dem Exponenten α :

$$P_{stationär} = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^\alpha$$

Formel 1: Spannungsabhängige Verbraucherleistung

Allgemein		Erweitert	
Eingabeart	P, cos(phi) <input type="button" value="v"/>		
Symmetrisch/Unsymmetrisch	Symmetrisch <input type="button" value="v"/>		
Betriebspunkt			
Wirkleistung	44,	<input type="button" value="MW"/>	
Leistungsfaktor	0,9299999	<input type="button" value="ind."/>	<input type="button" value="v"/>
Spannung	1,	<input type="button" value="p.u."/>	

Abbildung 16: Einstellung des Leistungsfaktors bei Verbrauchern

4.5 Modellierung der Netzbetriebsmittel

Die Freileitungen verhalten sich bei starker Belastung induktiv, bei schwacher Belastung kapazitiv. Daher führen unterschiedliche Leitungsauslastungen zu einem variierenden Blindleistungsbedarf des Netzes, der durch die spannungsgeregelten Komponenten, etwa Synchrongeneratoren, ausgeglichen werden muss. Im HöS-Netz wurden die Freileitungen vom Typ *400 kV Line Type* verwendet, im HoS-Netz *264-(B)AT3/34-HACINI4SA Type*.

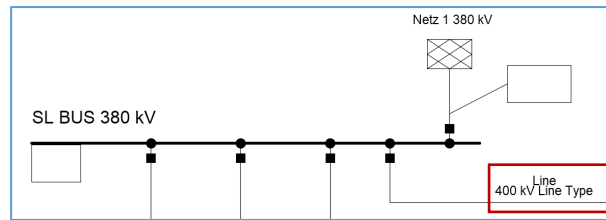


Abbildung 17: Freileitungen im HöS-Netz

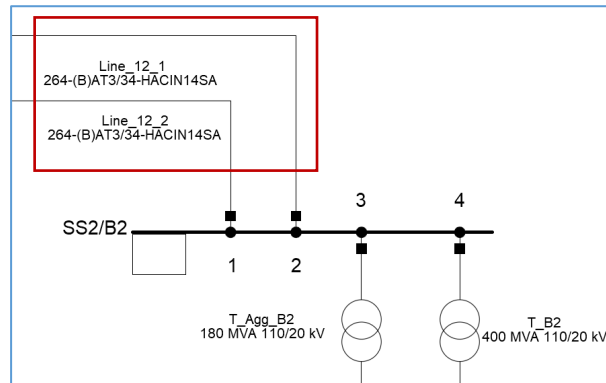


Abbildung 18: Freileitungen im HoS-Netz

Die Transformatoren weisen ein induktives Verhalten auf und sind insbesondere als Maschinentransformatoren und als Verteilernetztransformatoren zwischen Höchstspannungs- und Hochspannungsebene bzw. zwischen Hochspannungs- und Mittelspannungsebene mit Transformatorstufenschaltern ausgelegt. Die automatische Transformatorstufung kann durch die Vorgabe von Mindestzeiten, in denen die Spannung außerhalb des gewünschten Spannungsbandes liegen muss ($t_{Totband}$), sowie um Mindeststufungsabständen zwischen zwei aufeinanderfolgenden Transformatorstufungen ($t_{Abstand}$) ergänzt werden. Weitere Netzbetriebsmittel werden im Modell nicht berücksichtigt.

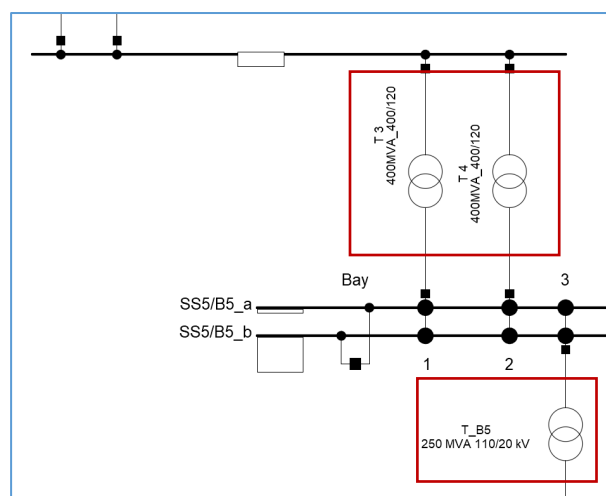


Abbildung 19: Hoch- und Mittelspannungstransformatoren

Die technischen Daten von allen Betriebsmitteln sind dem Anhang 3, 4 und 5 zu entnehmen.

5 Statische Simulation der Lastflüsse

Für die statische Berechnung wurde die in PowerFactory zur Verfügung stehende Lastflussberechnung, verwendet. Diese dient generell der Überprüfung und Bewertung eines Energieversorgungsnetzes und zeigt eine Momentaufnahme der Leistung aus dem Netz für ein stationäres System ohne Fehler. Dadurch kann sowohl die Auslastung der Betriebsmittel ermittelt werden als auch die Frage geklärt werden, ob die Spannungen in einem angemessen Rahmen liegen. Die Lastverteilung im Netz und die Spannungshaltung wurde für alle Sammelschienen mit statischen Berechnungen untersucht. Die Lastflussberechnungsmethode wurden für ein AC-Lastfluss (alternating current) mit einem symmetrischen Wechselspannungssystem durchgeführt. Es wurde darauf geachtet, dass die automatische Stufenregelung der Transformatoren aktiviert wurde, siehe Abbildung 20. Außerdem wurde die Spannungsabhängigkeit der Lasten mitberücksichtigt. Die Berechnungen wurden mit der klassischen Newton-Raphson Methode durchgeführt und die bereits in PowerFactory voreingestellten Einstellungen verwendet. Die genauen Einstellungen der Lastflussberechnung können dem Anhang 6 entnommen werden. Innerhalb von 5 Iterationen hat das Newton-Raphson Algorithmus konvergiert, die Lastflussberechnung war erfolgreich.

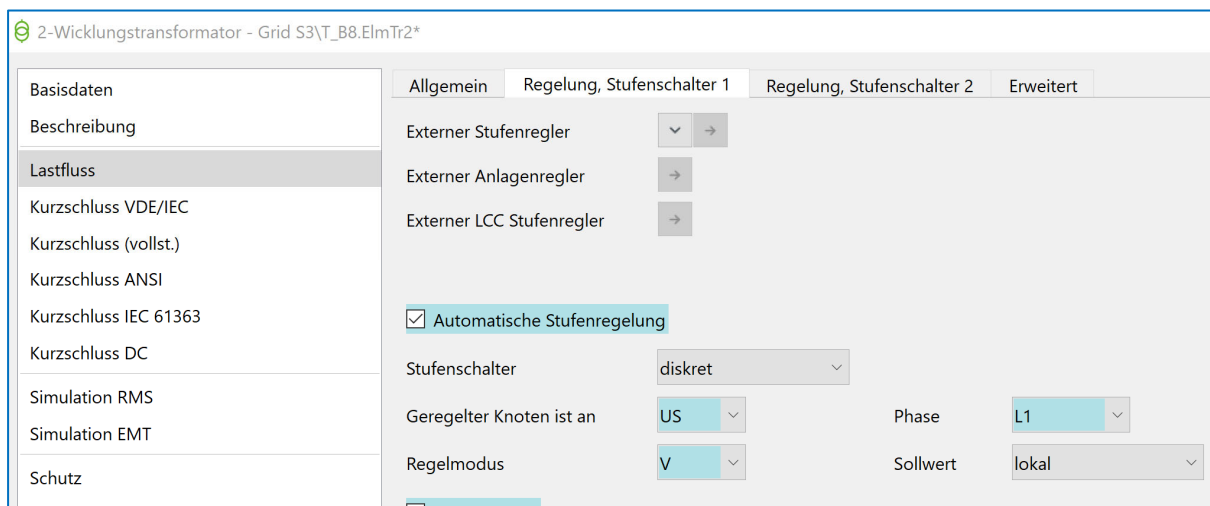


Abbildung 20: Automatische Stufenregelung der Transformatoren

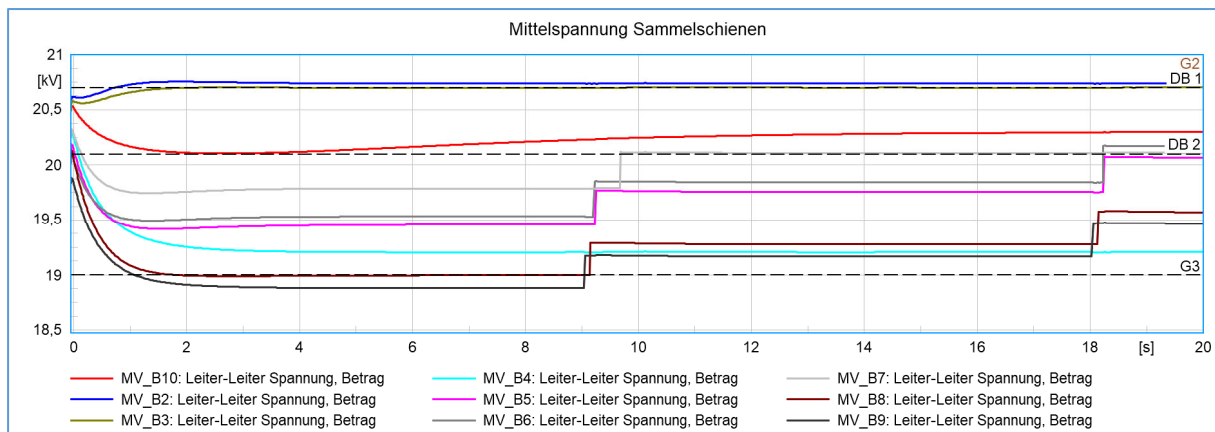


Abbildung 21: Mittelspannungen aller Sammelschienen bei der Lastflussberechnung

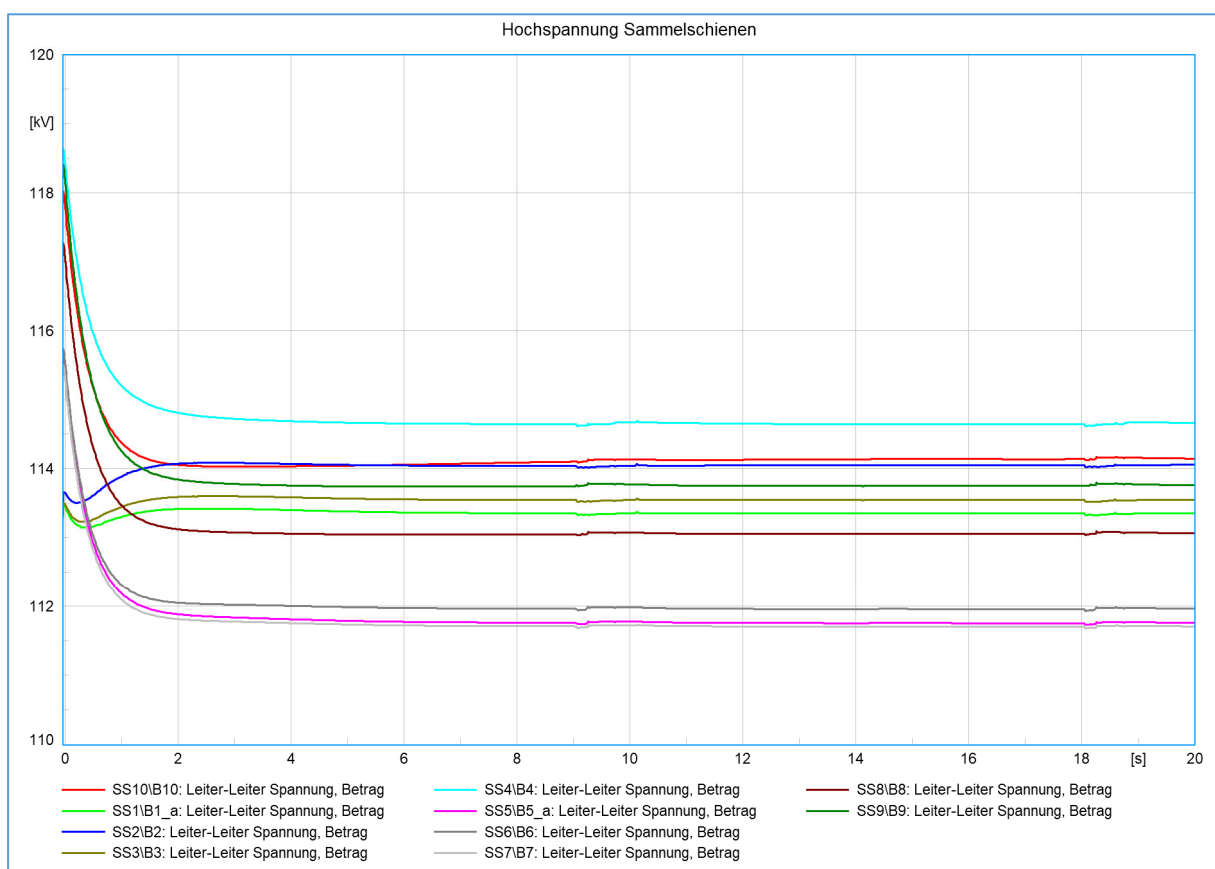


Abbildung 22: Hochspannungen aller Sammelschienen bei der Lastflussberechnung

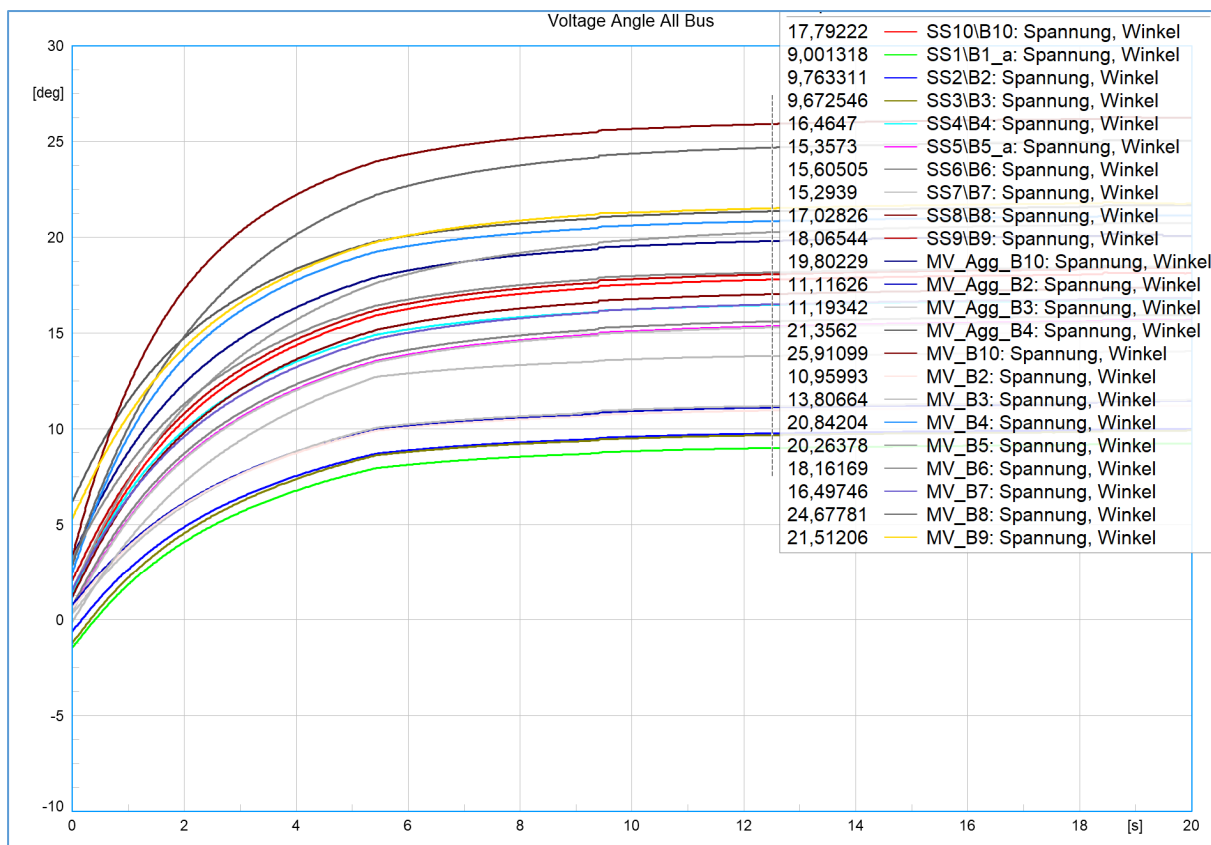


Abbildung 23: Spannungswinkel aller Betriebsmittel bei der Lastflussberechnung

Nach der Lastflusssimulation waren die Mittelspannungen an den Sammelschienen zwischen 19 kV und 21 kV, siehe Abbildung 21. Bei einigen Mittelspannungen kann man die Sprünge beobachten, die auf Transformator Stufung hinweisen. Alle Hochspannungen waren im normalen Bereich, die Werte lagen zwischen 111.8 kV und 114.7 kV, siehe Abbildung 22. Der Spannungswinkel zwischen den Netzknoten wird eingehalten, siehe Abbildung 23. Die Betriebsmittel waren nicht überlastet. Die Ist-Werte der Wirk- und Blindleistung haben die vorgegebenen Sollwerte in einer definierten Zeit erreicht.

6 Regelung der DEA

Die Eigenschaften einer DEA zum Netz hängt in erster Linie von der verwendeten Regelalgorithmen ab, da diese das Verhalten und die Reaktion auf Einflüsse aus dem Netz bestimmen. Das Regelungsverhalten der Wirk- und Blindleistung der DEA im Anschlusspunkt zur Mittelspannungsebene wird nach der Anwendungsrichtlinie VDE-AR-N 4110 durch ein PT1-Zeitverhalten vorgegeben. Die Leistung als Regelgröße erreicht ihren vorgegebenen stationären Zustand innerhalb von 6 Sekunden bis 60 Sekunden ohne Überschwingen.

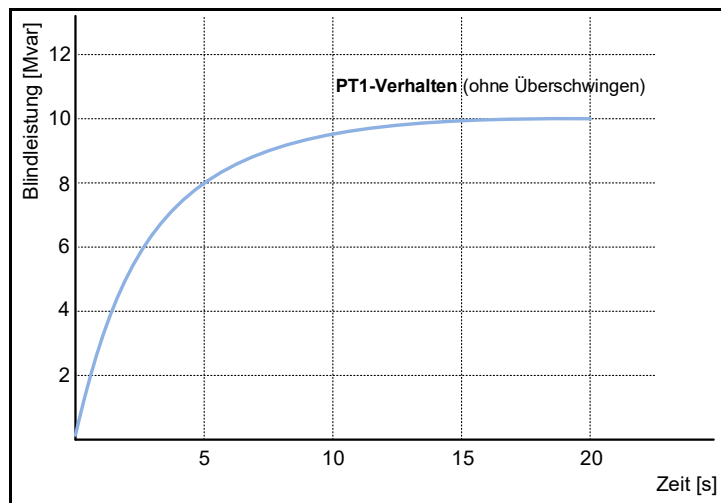


Abbildung 24: Das Regelungsverhalten der DEA nach VDE-AR-N 4110

Das Regelungsverhalten der Wirk- und Blindleistung der DEA im Anschlusspunkt zur Hochspannungsebene wird nach der Anwendungsrichtlinie VDE-AR-N 4120 durch ein PT2-Zeitverhalten vorgegeben. Die Leistung als Regelgröße erreicht ihren vorgegebenen stationären Zustand innerhalb von 1 Sekunden bis 5 Sekunden mit anschließendem Überschwingen.

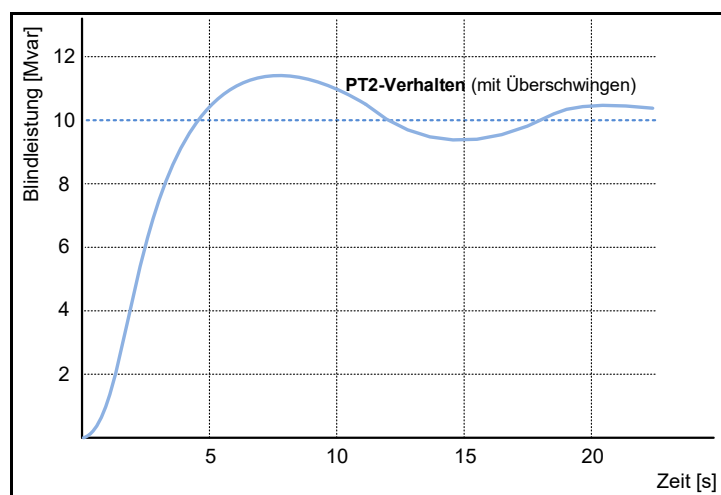


Abbildung 25: Das Regelungsverhalten der DEA nach VDE-AR-N 4120

Um die Spannung mit der Blindleistung zu stützen, gibt es nach VDE-AR-N 4110 und VDE-AR-N 4120 zwei verschiedene Regelungsmethoden:

- Q(U)-Regelung,
- Q(P)-Regelung.

In dieser Arbeit wird bei einigen ausgewählten Arbeitspunkten nur die Q(U)-Regelung verwendet, da die Q(P)-Regelung nach den Ergebnissen der ARGE Studie im Vergleich schlechtere Ergebnisse erzielt hat [36] und in den aktuellen TAR die Q(P)-Regelung nur noch für Anlagen mit Anschluss in der MS-Ebene zulässig sind.

Da der NAP der DEA an der Hochspannungsebene liegt, werden die TAR der Hochspannungsnetze weiter angewendet.

Die in der Arbeit verwendete Q(U)-Kennlinie mit Blindleistungsgrenzen entsprechend der Variante 3 nach VDE-AR-N 4120 ist in der Abbildung 26 dargestellt. Nach dieser Kennlinie gibt es vier Spannungstützpunkte, die auf die Netzennennspannung **per unit** (p.u.) normiert sind. Vorgegeben sind: $U1 = 0.98$ p.u., $U2 = U3 = 1.04$ p.u. und $U4 = 1.10$ p.u. Wenn die Netzspannung zwischen $U1$ und $U4$ sich ändert, wird die Blindleistung Q nach der Q(U)-Kennlinie in den Grenzen von -0.33 p.u. im übererregten Bereich bis 0.41 p.u. im untererregten Bereich ins Netz eingespeist.

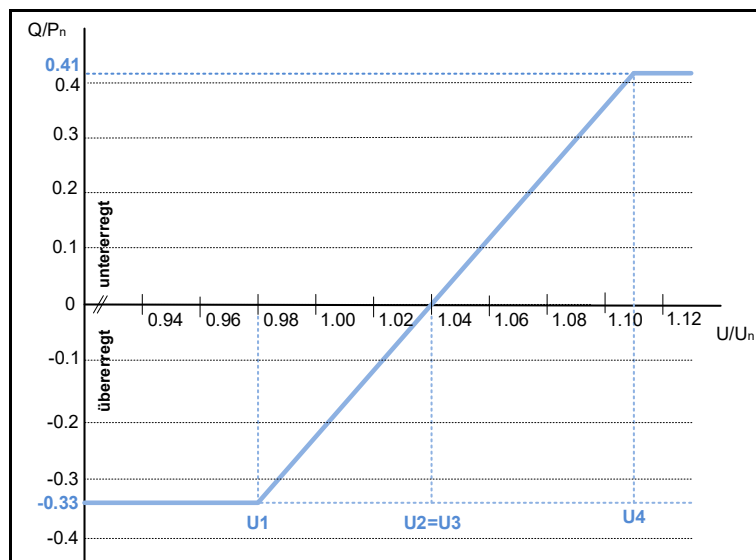


Abbildung 26: Die einstellwerte der Q(U)-Kennlinie der Blindleistungsregelung

6.1 Klassische Stromregelung

Heutige DEA messen die Netzspannung und speisen synchron zum Netz einen entsprechenden Strom ein, welcher die geforderte Wirk- und Blindleistung ergibt. Solche Anlagen weisen zum Netz ein sogenanntes inhärentes Stromquellenverhalten auf, siehe ein Ersatzschaltbild in der Abbildung 27. Um zusätzlich Systemdienstleistungen zur Verfügung zu stellen, werden lediglich Funktionen verwendet, welche anhand bestimmter Parameter neue Sollwerte für den einzuspeisenden Strom generieren. Beispiele hierfür sind spannungsstützender Blindstrom während Netzfehlern, eine Reduktion der Wirkleistung bei erhöhter Netzfrequenz oder Blindleistung zur statischen Spannungshaltung.

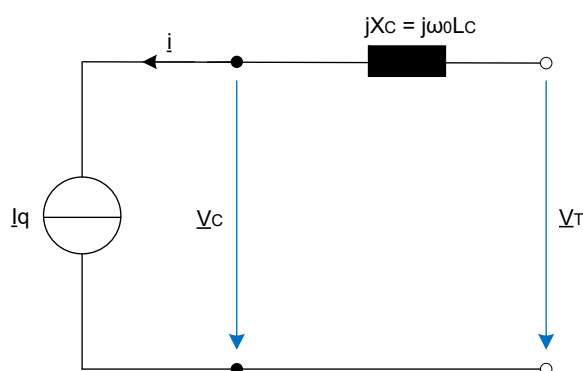


Abbildung 27: Ein Ersatzschaltbild einer DEA mit dem Stromquellenverhalten

Aus dem Ersatzschaltbild ist ersichtlich, dass der netzseitige Umrichter mit dem Stromquellenverhalten I_q in Reihe zur notwendigen netzseitigen Induktivität L_c liegt. Laut dem Maschensatz ist die Terminalsapannung \underline{U}_T gleich der Summe der Umrichterausgangsspannung \underline{U}_c und dem Spannungsabfall an der Induktivität L_c . Diese Summe der Spannungen kann mit dem Zeigerbild im dq-Koordinatensystem abgebildet werden. Die geometrische Addition der Spannungszeiger \underline{U}_c und $jX_c \cdot \underline{i}$ ist gleich dem Spannungszeiger \underline{U}_T , siehe Abbildung 28. Der Gesamtstrom \underline{i} wird in zwei Komponenten aufgeteilt. Die erste Komponente \underline{i}_d liegt auf der d-Achse und entspricht dem Wirkstrom. Die zweite Stromkomponente \underline{i}_q liegt entsprechend auf der q-Achse und entspricht dem Blindstrom. Die geometrische Addition der Stromzeiger \underline{i}_d und \underline{i}_q ergibt den Gesamtstrom \underline{i} .

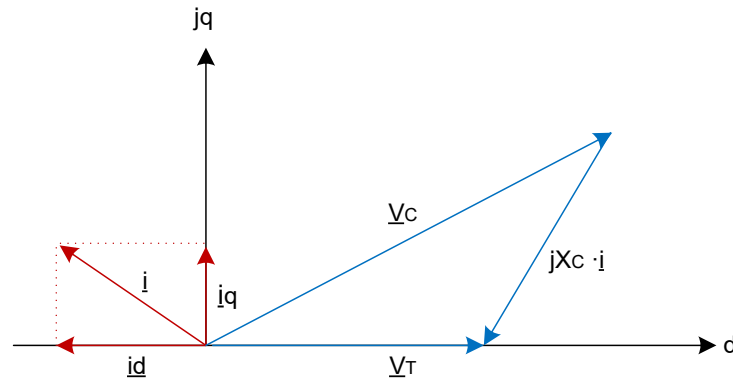


Abbildung 28: Ein Zeigerbild im dq-Koordinatensystem einer DEA mit dem Stromquellenverhalten

Der Wirkstrom i_d und der Blindstrom i_q werden separat mit zwei verschiedenen PI-Regler geregelt. Der Wirkstrom i_d wird basierend auf dem Referenzwert der Wirkleistung P_{ref} und der gemessenen Spannung auf der Niederspannungsseite des Transformators berechnet. Zusätzlich werden die Sollwerte von i_d und i_q durch die Strombegrenzungsfunktion beschränkt, so dass der maximale Nennstrom der DEA nicht überschritten wird. Diese Strombegrenzungsfunktion hat zwei Modi:

- P-Priorität,
- Q-Priorität.

Wenn die Funktion Q-Priorität ausgewählt wird, führt nach Erreichen des maximalen Stroms der DEA eine weitere Erhöhung von i_q zu einer Verringerung von i_d . Das umgekehrte Verhalten wird durch die Wahl der P-Priorität erreicht.

Diese schnelle Klassische Stromregelung mit der langsamen übergeordneten Leistungsregelung kann man durch eine Kaskadenregelungsstruktur abbilden, siehe Abbildung 29.

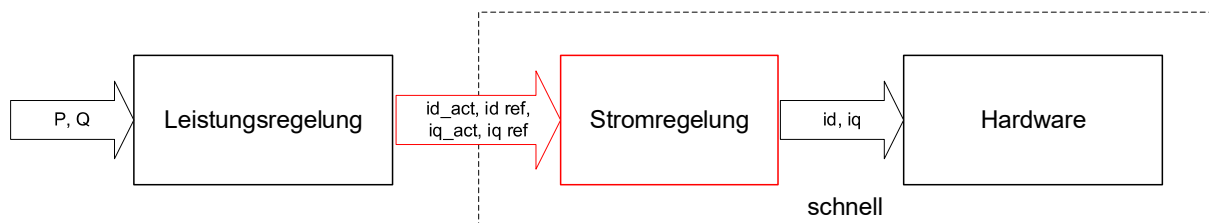


Abbildung 29: Kaskadenregelungsstruktur der klassischen stromgeregelten DEA

Die schnelle Stromregelungsstruktur beinhaltet zwei PI-Regler mit der entsprechenden Übertragungsfunktion:

Formel 2: Übertragungsfunktionen des PI-Reglers

$$G_{PI}(s) = K \left(1 + \frac{1}{sT} \right)$$

Die netzseitige Induktivität L_c wird durch den Blindwiderstand X_c repräsentiert. Dieser wird mit dem Stromsollwert multipliziert und der so errechnete Spannungsabfall wird nach dem Regler aufgeschaltet, siehe Abbildung 30.

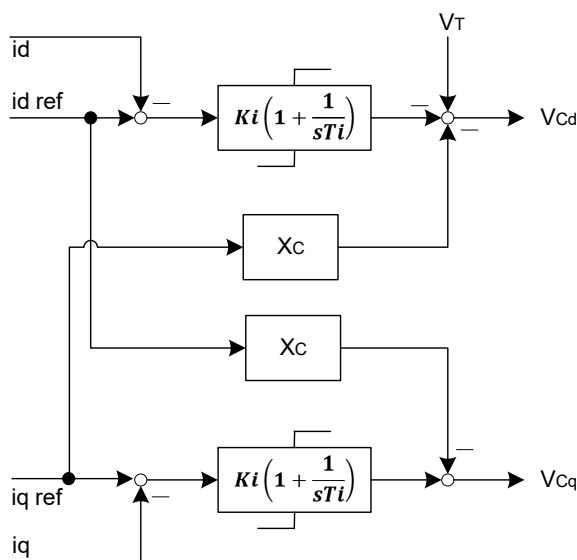


Abbildung 30: Regelungsstruktur der klassischen Stromregelung

6.2 Neue Direkte Spannungsregelung

Um das bisherige Stromquellenverhalten der DEA zu ändern und den Wechselrichtern neue netzbildende Eigenschaften zu geben, werden grundlegend neue Regelungsverfahren benötigt. Die netzbildenden Wechselrichter weisen dann zum Netz hin kein Stromquellenverhalten mehr auf, sondern wirken als sinusförmige AC-Spannungsquellen mit einer definierten Quellenimpedanz. Die Quellenimpedanz ist notwendig, um eine Entkopplung zum Netz herzustellen und die DEA stabil zu betreiben. Der Winkel, die Frequenz und die Amplitude der Grundsoschwingungsspannung dürfen sich nur mit einer definierten trägen Dynamik ändern, man spricht von einer spannungseinprägenden Quelle. Der Übergang zu dem langsamen stationären Betrieb muss definiert geschehen, so dass der Wechselrichter instantan mit dem Strom auf die Ereignisse im Netz reagiert und nicht, wie mit der bisherigen Stromregelung, den definierten Strom ins Netz einprägt. Ein Ersatzschaltbild einer DEA mit dem Spannungsquellenverhalten ist in der Abbildung 31 dargestellt. Ein passendes Zeigerbild aller Teilspannungen und Teilströme im dq-Koordinatensystem ist in der Abbildung 32 zu finden.

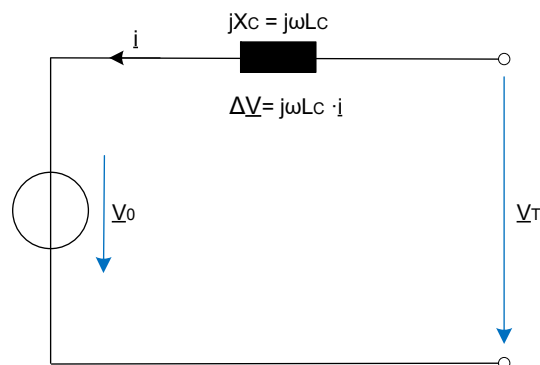


Abbildung 31: Ein Ersatzschaltbild einer DEA mit dem Spannungsquellenverhalten

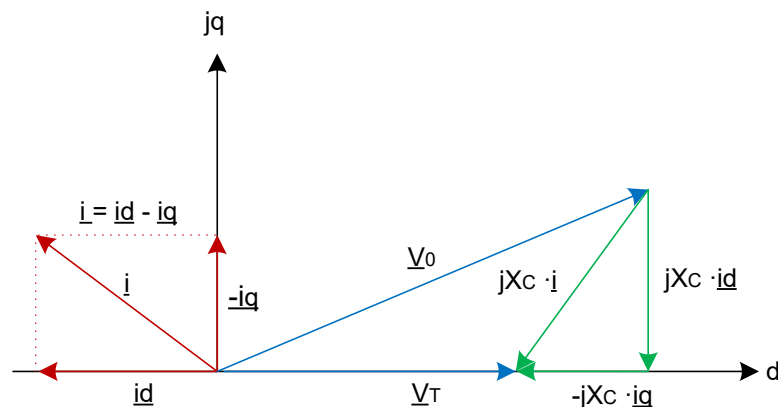


Abbildung 32: Ein Zeigerbild im dq-Koordinatensystem einer DEA mit dem Spannungsquellenverhalten

Die Wechselrichter weisen aufgrund der eingesetzten Halbleiter einen limitierten Ausgangsstrom auf. Es muss eine Strombegrenzung weiterhin realisiert werden, da der Ausgangsstrom im Falle eines Fehlers somit ein Vielfaches des Nennstrom annehmen könnte. Es existiert eine überlagerte Strombegrenzung, so dass kein Verlust der Netzsynchrität im Fehlerfall auftritt. Das Spannungsregelungsverfahren wird zusätzlich für die verschiedenen Fehlerfälle im Netz, wie etwa Unter- und Überspannungen, Frequenzfehler (durch großes Erzeugungsungleichgewicht) oder Phasensprünge entwickelt, um auch speziell in diesen Fällen für eine Stabilisierung des Netzes zu sorgen. Die Strombegrenzung wird im langsamen Zeitbereich mit der Leistungsregelung überlagert, mit der es dann möglich ist, die anderen Anwendungsfälle für den Wechselrichter als Batterie-Wechselrichter, als Speicher-management, als Maximum Power Point-Tracking (MPP-Tracking) bei PV-Wechselrichtern, stationär genau abzuregeln.

Das Ergebnis ist die netzbildende Regelung, welche zur Netzstabilität sowohl im normalen als auch im strombegrenzten Betrieb beiträgt.

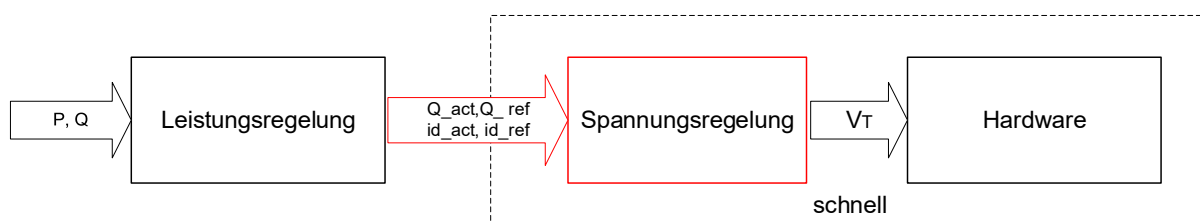


Abbildung 33: Kaskadenregelungsstruktur der spannungsgeregelten DEA

Die Hauptidee bei der *Neuen Direkten Spannungsregelung* ist die Entkopplung der Spannungs- und der Stromregelung bzw. Leistungsregelung [1]. Die schnelle Spannungsregelung regelt die Klemmenspannung V_t (Terminal voltage) der DEA und beinhaltet zwei Spannungs-komponenten. Die erste Spannungs-komponente in der **d-Achse** ist für die **Amplitude** der V_t verantwortlich. Der Lead-Lag Block mit der Übertragungsfunktion:

Formel 3: Übertragungsfunktionen des Lead-Lag Blocks

$$G_{LL}(s) = K \left(\frac{1 + sTb}{1 + sTa} \right)$$

wurde nach dem PI-Regler eingesetzt. Bei quasistationären Netzvorgängen bleibt sein Ausgang immer gleich dem Eingang, der Block zeigt keine Wirkung. Die zweite Spannungskomponente in der **q-Achse** regelt den Winkel zwischen der Netzspannung und der Referenzspannung V_t und ändert dadurch den aktiven Energiefluss bzw. die **Wirkleistung** [1], [2]. Der erste PI-Spannungsregler arbeitet mit dem aktuellen Wert und dem Sollwert der Blindleistung und regelt den reaktiven Spannungsanteil in d-Achse. Der zweite PI-Spannungsregler arbeitet mit dem aktuellen Wert und dem Sollwert des Wirkstromes und regelt den aktiven Spannungsanteil in q-Achse. Die Hauptstruktur der *Neuen Direkten Spannungsregelung* ist in der Abbildung 34 und 35 dargestellt.

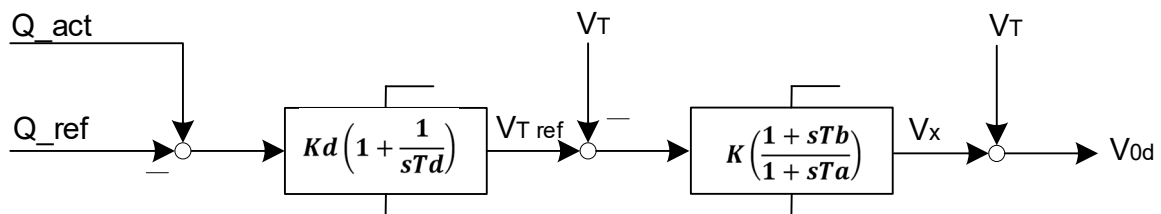


Abbildung 34: Blindleistungsregelung der Neuen Direkten Spannungsregelung

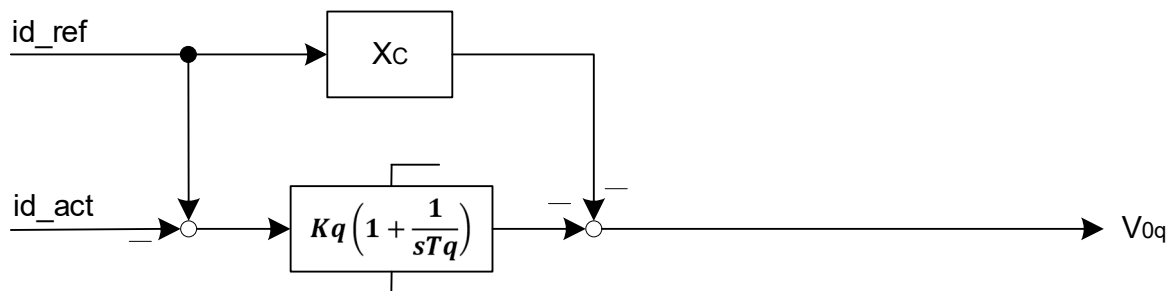


Abbildung 35: Wirkstromregelung der Neuen Direkten Spannungsregelung

6.3 Implementierung der Neuen Direkten Spannungsregelung in PowerFactory

Die *Neue Direkte Spannungsregelung* der DEA wurde unter den dynamischen Reglermodellen, in der Nutzerbibliothek in PowerFactory implementiert. Das neu entwickelte Modell *DER_Simplified_Frame_PI_HV_nz* beinhaltet 6 Untermodule, die Zusammenhänge sind in der Abbildung 36 zu entnehmen:

1. *Voltage Measurement LV* (Spannungsmessung auf der Unterseite des HV/MV-Transformators),
2. *Voltage Measurement HV* (Spannungsmessung auf der Oberseite des HV/MV-Transformators),
3. *Power Measurement* (Wirk- und Blindleistungsmessung der DEA),
4. *DER Model_nz* (DEA-Modell mit Ist- und Sollwert Vorbereitungen, Q(U)-Kennlinien, Strombegrenzungen, Sollwertfilterfunktionen, Umschaltung zwischen den Blindleistungsvorgaben als auch Umschaltung zwischen P- und Q- Priorität),
5. *Voltage Source Ref_nz* (Neue Direkte Spannungsregelung, Transformationen, Hardwareabbildung des Wechselrichters, Ausgabe der Teilspannungen in der Real- und Imaginär-Achsen),
6. *Generator* (Hardware-Modell der DEA als statischer Generator).

Die *Voltage Measurement LV*, *Voltage Measurement HV*, *Power Measurement* und *Generator* Module sind Standard Module und sind bei der Implementierung unverändert geblieben. *DER Model_nz* und *Voltage Source Ref_nz* als auch die Verbindungen zwischen den Modulen wurden modifiziert und an die *Neue Direkte Spannungsregelung* angepasst.

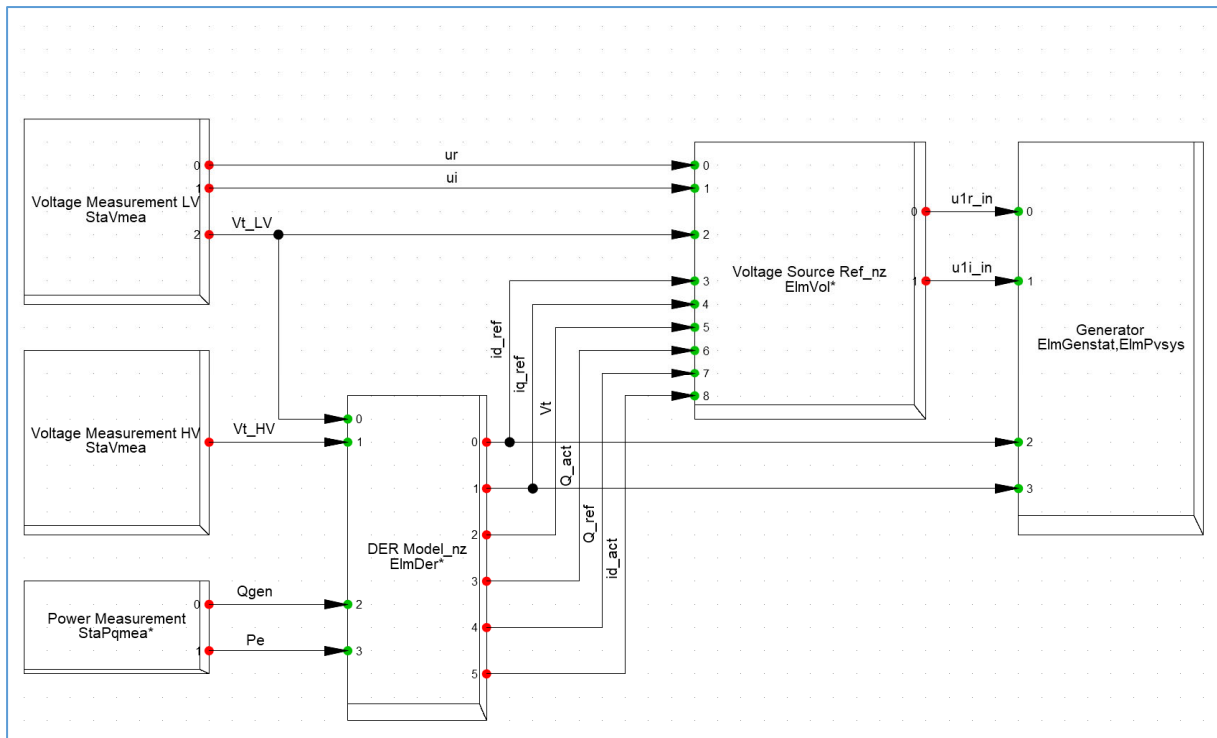


Abbildung 36: Dynamisches Regler-Modell DER_Simplified_Frame_PI HV_nz

6.3.1 Das Generator Modell

Bei der dynamischen RMS-Simulation wird in PowerFactory ein Spannungsquellenmodell mit der in Reihe liegenden Induktivität und dem ohmschen Widerstand für die Abbildung des statischen Generators verwendet, Abbildung 37.

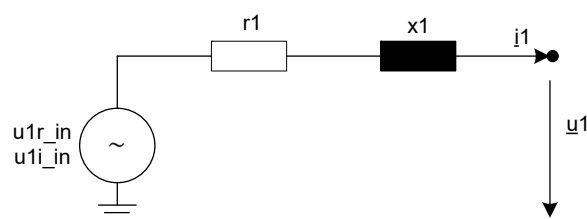


Abbildung 37: PowerFactory Spannungsquellenmodell des statischen Generators

Folgender Maschensatz wird aufgestellt:

$$u1r_{in} + j \cdot u1i_{in} = \underline{u1} + \frac{z1}{sgn} \cdot \underline{i1}$$

Formel 4: Abbildung des statischen Generators

Die zwei Eingangssignale bzw. zwei Eingangsspannungen der *Neuen Direkten Spannungsregelung* sind:

- ulr_{in} ist die reelle Eingangsspannung des Mitsystems und
- uli_{in} ist die imaginäre Eingangsspannung des Mitsystems.

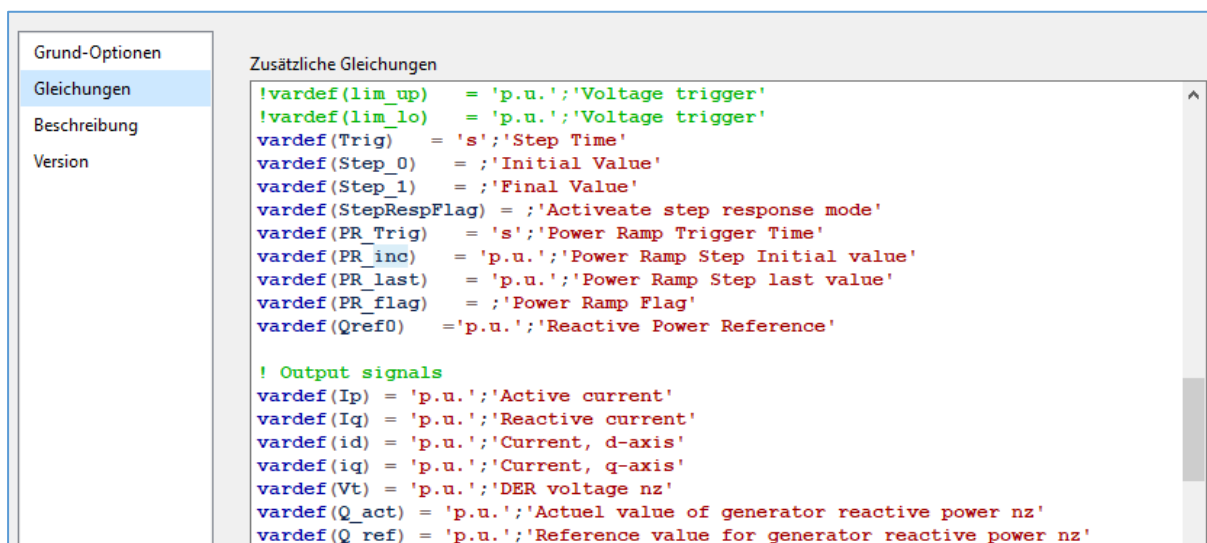
Aus dem PowerFactory Hilfsdokument wird entnommen:

$$z_1 = \frac{uk}{100}, \quad r_1 = \frac{P_{cu}}{(1000 \cdot sgn)}, \quad x_1 = \sqrt{z_1^2 - r_1^2}, \quad \underline{z}_1 = r_1 + j \cdot x_1$$

Formel 5: Impedanz des statischen Generators

6.3.2 Soll- und Istwert Vorbereitung im DER Model_nz

Die Vorbereitung der benötigten Sollwerte wie Q_{ref} und id_{ref} erfolgt im Modul *DER Model_nz*. Aus den gemessenen Spannungen auf der Unterseite und Oberseite des HV/MV-Transformators und Wirk- und Blindleistungsmessung der DEA werden die aktuellen Werte der Blindleistung Q_{act} und des Wirkstromes id_{act} auf die normierte Form umgerechnet. Unter der Funktion „*Zusätzliche Gleichungen*“ müssen alle neu eingefügten Variablen definiert, siehe Abbildung 38 und weiter an den *Voltage Source Ref_nz* Block gesendet werden, siehe Abbildungen 39, 40.



```

!vardef(lim_up) = 'p.u.':'Voltage trigger'
!vardef(lim_lo) = 'p.u.':'Voltage trigger'
vardef(Trig) = 's':'Step Time'
vardef(Step_0) = ;'Initial Value'
vardef(Step_1) = ;'Final Value'
vardef(StepRespFlag) = ;'Activate step response mode'
vardef(PR_Trig) = 's':'Power Ramp Trigger Time'
vardef(PR_inc) = 'p.u.':'Power Ramp Step Initial value'
vardef(PR_last) = 'p.u.':'Power Ramp Step last value'
vardef(PR_flag) = ;'Power Ramp Flag'
vardef(Qref0) = 'p.u.':'Reactive Power Reference'

! Output signals
vardef(Ip) = 'p.u.':'Active current'
vardef(Iq) = 'p.u.':'Reactive current'
vardef(id) = 'p.u.':'Current, d-axis'
vardef(iq) = 'p.u.':'Current, q-axis'
vardef(Vt) = 'p.u.':'DER voltage nz'
vardef(Q_act) = 'p.u.':'Actual value of generator reactive power nz'
vardef(Q_ref) = 'p.u.':'Reference value for generator reactive power nz'

```

Abbildung 38: Definition der Ausgangsvariablen im DER Model_nz

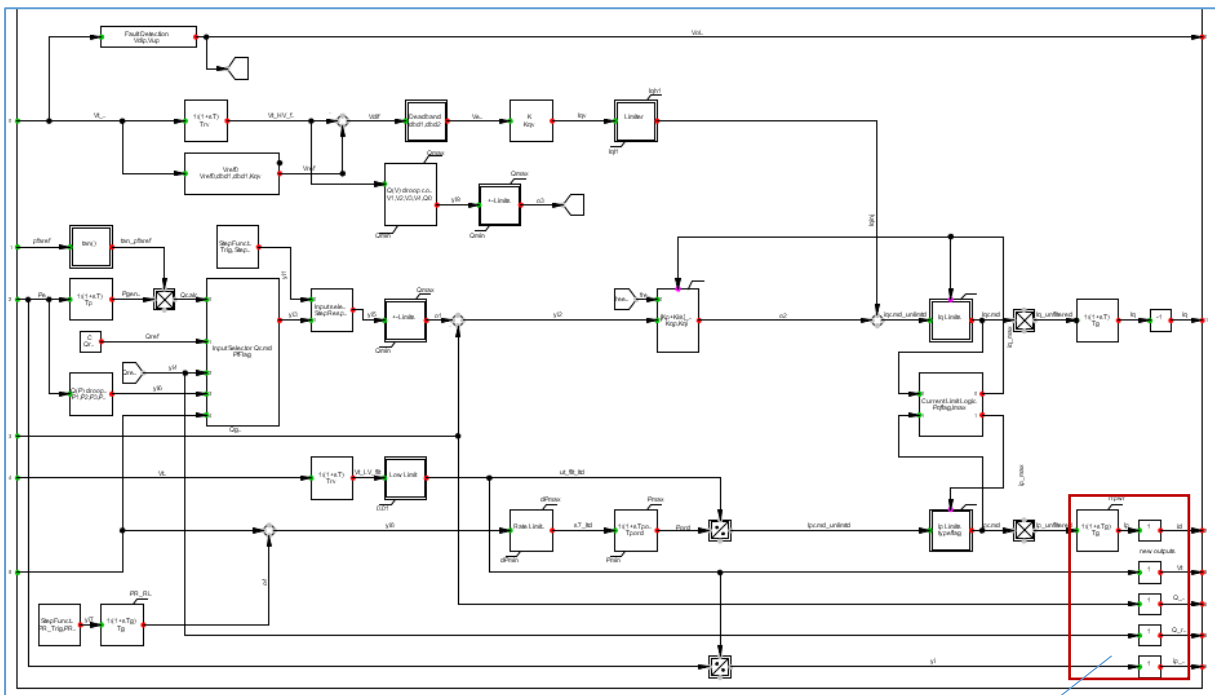


Abbildung 39: DER Model_nz

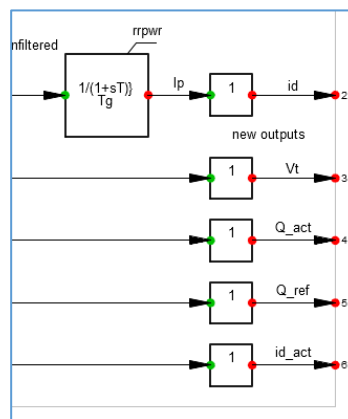


Abbildung 40: Ausschnitt aus dem DER Model_nz

6.3.3 Spannungsregelung im Voltage Source Ref_nz

Die Hauptstruktur der *Neuen Direkten Spannungsregelung* ist im *Voltage Source Ref_nz* Block implementiert. Der Hauptregelkreis beinhaltet zwei PI-Regler, einen in d-Achse, der die direkte reaktive Spannungskomponente regelt und der andere in q-Achse, der die querstehende aktive Spannungskomponente regelt. Beide Regler werden begrenzt, so dass eine Übersteuerung der Stellgrößen vermieden wird. Jeder Regler hat jeweils eine minimale und eine maximale Grenze. Die Grenzen werden als Parameter definiert, deren Werte in der Tabelle 11 (Seite 81) zu finden

sind. Die Umschaltung zwischen der klassischen Strom- und der *Neuen Direkten Spannungsregelung* findet mit zwei Umschaltern statt. Es gibt einen *Switch sig 2 (sw1)* in der d-Achse und entsprechend einen zweiten *Switch sig 2 (sw2)* in der q-Achse. Nach der dq-Rücktransformation gehen die beiden Spannungskomponenten ur_ref als real-Anteil und ui_ref als imaginär-Anteil zu dem statischen Generator-Modell weiter, siehe Abbildung 41, 42.

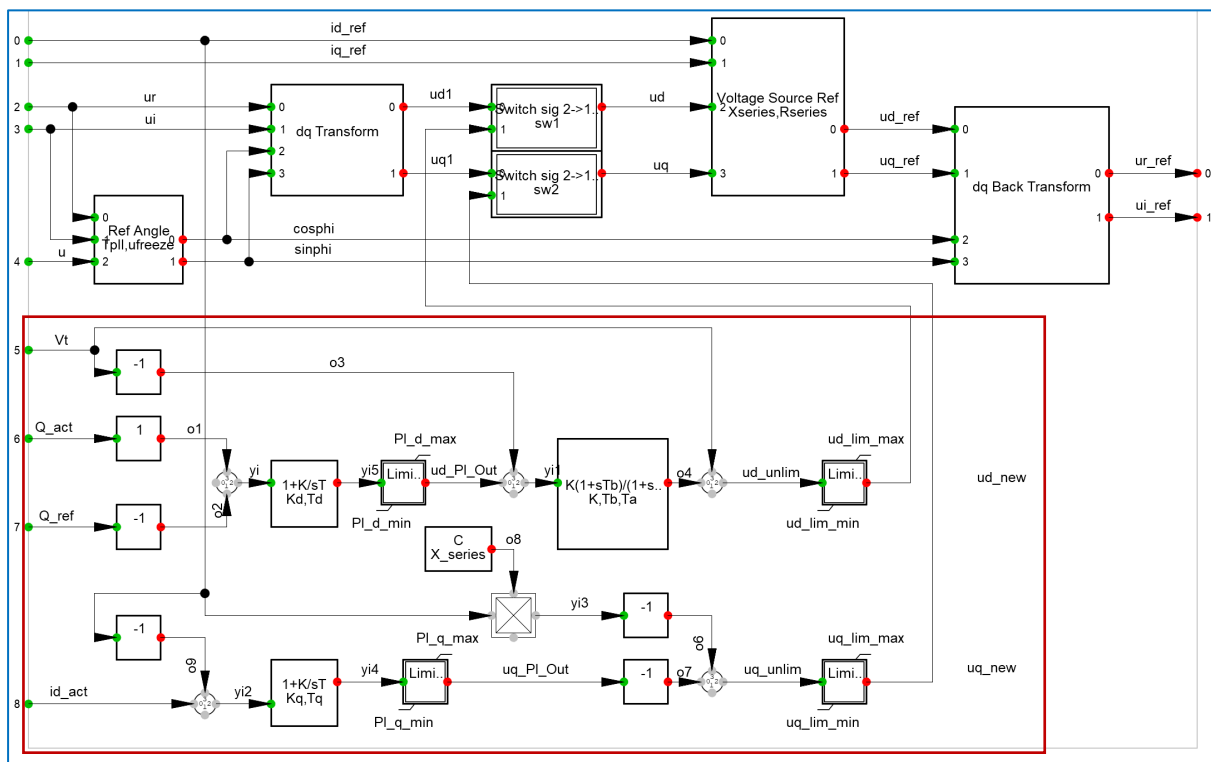


Abbildung 41: Voltage Source Ref_nz

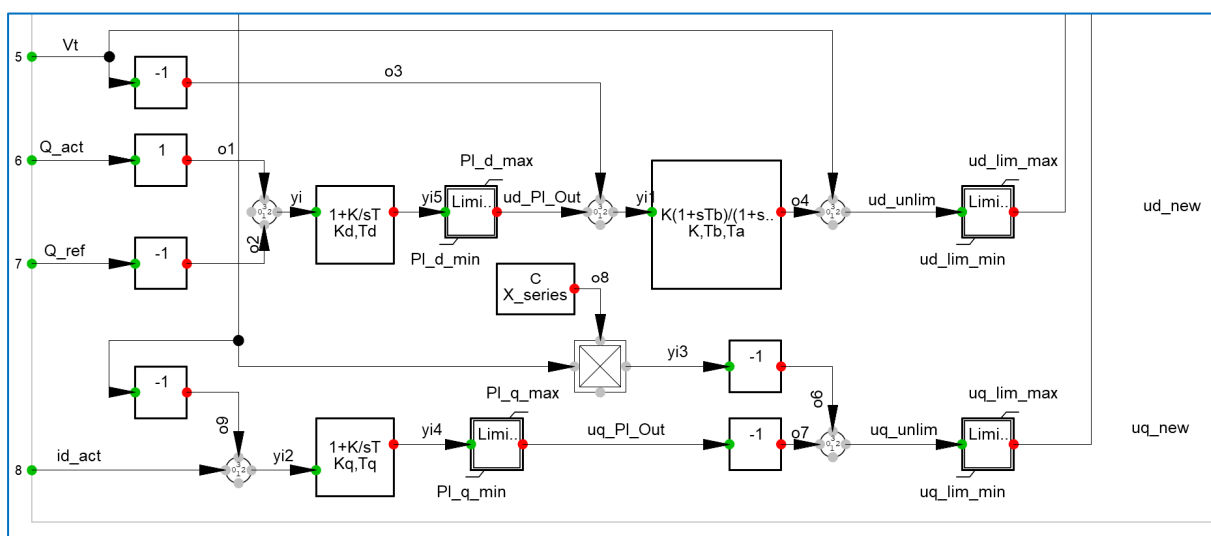


Abbildung 42: Die Spannungsregelung im Voltage Source Ref_nz

Die wichtigsten verwendeten Variablen und Parameter der Spannungsregelung findet man in der Tabelle 10.

Tabelle 10: Eingänge, Ausgänge und Parameter der Spannungsregelung

Eingänge	Parameter	Ausgänge	Kommentar	
V_t			Terminal voltage	
Q_{act}			aktuelle Blindleistung	
Q_{ref}			Sollwert der Blindleistung	
$i_{d_{act}}$			aktueller Wirkstrom	
$i_{d_{ref}}$			Sollwert des Wirkstromes	
	$K_d, T_d,$		Blindleistungs- und Spannungsregelung	
	$PI_{d_{max}}$			
	$PI_{d_{min}}$			
	$u_{d_{lim_{max}}}$			
	$u_{d_{lim_{min}}}$			
	K, T_a, T_b			Lead-Lag Block
	K_q, T_q			Wirkstromregelung
	$PI_{q_{max}}$			
	$PI_{q_{min}}$			
	$u_{q_{lim_{max}}}$			
	$u_{q_{lim_{min}}}$			
		$u_{r_{ref}}$	reelle Spannungskomponente	
		$u_{i_{ref}}$	imaginäre Spannungskomponente	

6.3.4 Systemidentifikation und Auslegung der Spannungsregler

Die zwei **PI**-Spannungsregler in **d**- und **q**-Achse werden für eine Regelstrecke mit **PT1**-Verhalten ausgelegt. Das Modell des statischen Generators der DEA, siehe Abschnitt 6.3.1, wird durch eine Reihenschaltung von Widerstand R und Induktivität L repräsentiert. Wegen des Energiespeichers werden Induktivitäten im Laplace-Bereich als **PT1**-Glieder abgebildet. Die zu betrachtenden Elemente und die Übertragungsfunktionen des Hauptregelkreises sind nachfolgend in der Abbildung 44 dargestellt. Die Störgröße zU repräsentiert den Stellgliedfehler und greift daher am Eingang der Strecke ein. Wird der Regelkreis auf Störverhalten optimiert, so erlaubt später das Führungsgrößenfilter $G_{Fil}(s)$, siehe Abbildung 45, eine nötige Korrektur des Frequenzganges, um auch ein gewünschtes Führungsverhalten

einzustellen [30], [34]. Für die Vereinfachung wird die Übertragungsfunktion des Messgliedes $G_{mess}(s)$ gleich 1 gesetzt. Folgende Gütekriterien des Regelkreises wurden festgelegt, siehe Abbildung 43:

- Die Regelabweichung $e(\infty)$ soll im stationären Bereich gegen Null streben,
- Möglichst ohne oder mit kleinem Überschwingen \ddot{u} bei der Regelgröße,
- Die Anregelzeit T_{an} so auszulegen, dass der Istwert schnell wie möglich mit kleinem Überschwingen den Sollwert erreicht.

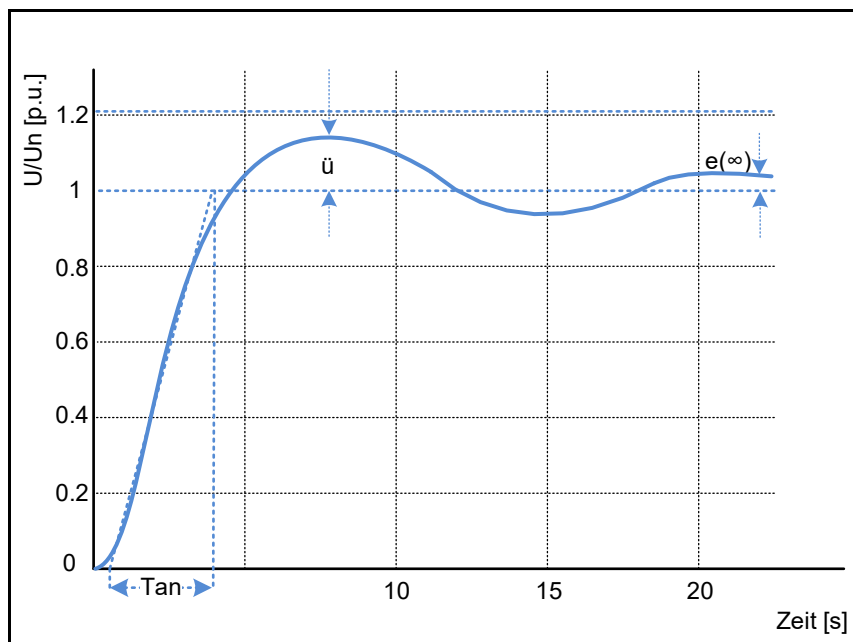


Abbildung 43: Gütekriterien des Regelkreises

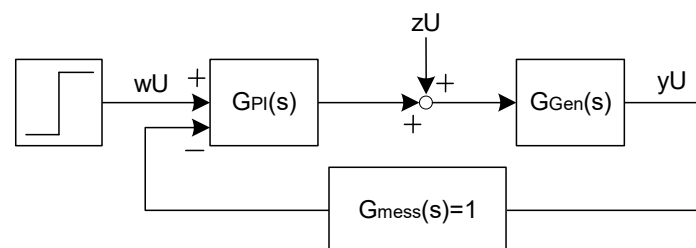


Abbildung 44: Hauptregelkreis

Übertragungsfunktionen

Regelstrecke [29], [30]:

$$G_{Gen}(s) = K_{Gen} \cdot \frac{1}{T_{Gen} \cdot s + 1}$$

Formel 6: Übertragungsfunktion der Regelstrecke

mit

$$K_{Gen} = \frac{U_n}{I_n \cdot R_{Gen}}$$

Formel 7: Verstärkung des statischen Generators

und

$$T_{Gen} = \frac{L_{Gen}}{R_{Gen}}$$

Formel 8: Zeitkonstante des statischen Generators

PI-Spannungsregler [29], [30]:

$$G_{PI}(s) = K_{PI} \cdot \frac{T_{PI} \cdot s + 1}{T_{PI} \cdot s}$$

Formel 9: Übertragungsfunktion des PI-Reglers

Die **Führungsübertragungsfunktion** $G_{wU}(s)$ gibt die Wirkung der Führungsgröße $wU(s)$ auf die Regelgröße $yU(s)$ an. Für den Standard-Regelkreis berechnet sie sich durch [29]:

$$G_{wU}(s) = \frac{1}{G_{Gen}(s)^{-1} \cdot G_{PI}(s)^{-1} + 1}$$

Formel 10: Allgemeine Führungsübertragungsfunktion des Regelkreises

Durch Einsetzen der obigen Übertragungsfunktionen $G_{Gen}(s)$ und $G_{PI}(s)$ erhält man für das Führungsverhalten folgende Funktion:

$$G_{wU}(s) = \frac{T_{PI} \cdot s + 1}{\frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} \cdot s^2 + \left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1 \right) \cdot T_{PI} \cdot s + 1}$$

Formel 11: Führungsverhalten

Der genaue Rechenweg ist im Anhang A.7 aufgeführt.

Zur Kompensation der Nullstelle des Zählerpolynoms eignet sich folgender Vorfilter [30], [34]:

$$G_{Fil}(s) = \frac{1}{T_{PI} \cdot s + 1}$$

Formel 12: Übertragungsfunktion des Filters

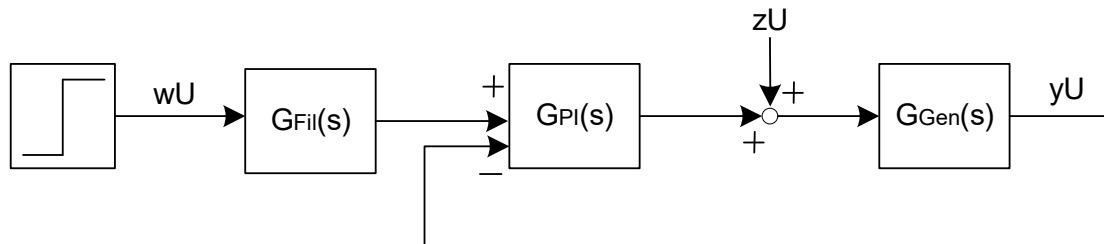


Abbildung 45: Hauptregelkreis mit dem Vorfilter

Die **Führungsübertragungsfunktion** mit Vorfilter wird dann durch folgende Funktion beschrieben:

$$G_{wU_Fil}(s) = \frac{1}{\frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} \cdot s^2 + \left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1 \right) \cdot T_{PI} \cdot s + 1}$$

Formel 13: Führungsübertragungsfunktion des Regelkreises

Mit der **Störübertragungsfunktion** $G_{zU(s)}$ lassen sich die Wirkungen der externen Störungen zU auf die Regelgröße yU berechnen. Für den Standard-Regelkreis beim Eingriff der Störung am Eingang der Strecke (Fehler der Stellglieder und der Vorsteuerung) lautet sie [29]:

$$G_{zU}(s) = \frac{1}{G_{Gen}(s)^{-1} + G_{PI}(s)}$$

Formel 14: Allgemeine Störübertragungsfunktion des Regelkreises

$$G_{zU}(s) = \frac{\frac{T_{PI}}{K_{PI}} \cdot s}{\frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} \cdot s^2 + \left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1 \right) \cdot T_{PI} \cdot s + 1}$$

Formel 15: Störverhalten

Der genaue Rechenweg ist im Anhang A.8 aufgeführt.

Optimierung der Spannungsregelung

Das Ziel einer Regler-Optimierung besteht darin, die Reglerparameter so zu bestimmen, dass ein robustes Regelungsverhalten sichergestellt wird und nach Möglichkeit die dynamischen Eigenschaften vorgebar sind. Aus der standardisierten Beschreibung eines äquivalenten Systems zweiter Ordnung [34]:

$$G(s) = \frac{1}{\frac{s^2}{\omega_0^2} + 2d \cdot \frac{s}{\omega_0} + 1}$$

Formel 16: Übertragungsfunktion zweiter Ordnung

lassen sich Anregelzeit T_{an} und Überschwingen \ddot{u} herleiten, wie sie dem Übergangsverhalten bei Vorgabe eines Sollwertsprunges zu entnehmen sind:

$$\ddot{u} = e^{-\frac{\pi \cdot d}{\sqrt{1-d^2}}}$$

Formel 17: Überschwingweite

$$T_{an} = \frac{\pi - \arccos(d)}{\omega_0 \cdot \sqrt{1-d^2}}$$

Formel 18: Anregelzeit

Nachfolgend wird die **Methode des Betragsoptimums** [33] für den PI-Regler betrachtet. Das Ziel dieser Optimierung besteht darin, den Betrag des Führungsfrequenzgangs in weitem Frequenzbereich gegen Eins streben zu lassen. Die Regelgröße $yU(s)$ sollte als Folge der

Führungsgröße $wU(s)$ im Idealfall immer den Wert $yU(s) = wU(s)$ annehmen. Dieses Verhalten wird erreicht mit der Führungsübertragungsfunktion

$$G_{wU}(s) = \frac{yU(s)}{wU(s)} = 1$$

Formel 19: Betragsoptimum

Für das Störverhalten gilt hier $zU(s)=0$.

Mit $s=j\omega$ und der konjugiert komplexen Erweiterung erhält man einen reellen Nenner:

$$G_{wU}(j\omega) = \frac{1 - \frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} \cdot \omega^2 - \left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1\right) \cdot T_{PI} \cdot j\omega}{\left(1 - \frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} \cdot \omega^2\right)^2 + \left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1\right)^2 \cdot T_{PI}^2 \cdot \omega^2}$$

Formel 20: Führungsübertragungsfunktion nach der Erweiterung

Der genaue Rechenweg ist im Anhang A.9 aufgeführt.

Der Betrag des Frequenzganges bzw. dessen Quadrat lautet dann:

$$|G_{wU}(j\omega)|^2 = \frac{1}{\left(\frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}}\right)^2 \cdot \omega^4 + \left(\left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1\right)^2 - 2 \cdot \frac{T_{Gen}}{T_{PI} \cdot K_{Gen} \cdot K_{PI}}\right) \cdot T_{PI}^2 \cdot \omega^2 + 1}$$

Formel 21: Frequenzgang

Der genaue Rechenweg ist im Anhang A.10 aufgeführt.

Zur Optimierung wird nun versucht, möglichst viele Koeffizienten vom Nenner Polynom in Übereinstimmung zu bringen. Dabei ist ersichtlich, dass ein Einfluss mit den Regler Parametern nur auf die Koeffizienten des quadratischen Gliedes genommen werden kann:

$$\left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1\right)^2 - 2 \cdot \frac{T_{Gen}}{T_{PI} \cdot K_{Gen} \cdot K_{PI}} = 0$$

Formel 22: Optimierung des Frequenzganges

Diese Bedingung legt die Nachstellzeit T_{PI_opt} nach der Umstellung wie folgt fest:

$$T_{PI_opt} = T_{Gen} \frac{2 \cdot K_{Gen} \cdot K_{PI}}{(1 + K_{Gen} \cdot K_{PI})^2}$$

Formel 23: Optimierte Nachstellzeit

Der genaue Rechenweg ist im Anhang A.11 aufgeführt.

Damit wird das Übertragungsverhalten (mit Vorfilter) nach dem Einsetzen von T_{PI_opt} :

$$G_{wU_Fil}(s) = \frac{1}{\frac{2}{(1 + K_{Gen} \cdot K_{PI})^2} \cdot T_{Gen}^2 \cdot s^2 + \left(\frac{2}{1 + K_{Gen} \cdot K_{PI}}\right) \cdot T_{Gen} \cdot s + 1} \approx 1$$

Formel 24: Übertragungsverhalten mit optimierter Nachstellzeit

Der genaue Rechenweg ist im Anhang A.12 aufgeführt.

Ein Koeffizientenvergleich mit standardisierten Größen (Dämpfung d und Kennkreisfrequenz ω_0) hilft das Übertragungsverhalten zu beurteilen:

$$G_{wU_Fil}(s) = \frac{1}{a_2 \cdot s^2 + a_1 \cdot s + 1} = \frac{1}{\frac{s^2}{\omega_0^2} + 2d \cdot \frac{s}{\omega_0} + 1}$$

Formel 25: Führungsübertragungsfunktion mit der Dämpfung und Kennkreisfrequenz

Koeffizient a_2 :

$$a_2 = \frac{1}{\omega_0^2} = \frac{2}{(1 + K_{Gen} \cdot K_{PI})^2} \cdot T_{Gen}^2$$

Formel 26: Koeffizient a_2

nach K_{PI} umgestellt:

$$\frac{1}{\omega_0^2} = \frac{2}{(1 + K_{Gen} \cdot K_{PI})^2} \cdot T_{Gen}^2$$

$$\sqrt{2\omega_0^2 T_{Gen}^2} = \sqrt{(1 + K_{Gen} \cdot K_{PI})^2}$$

$$K_{PI} = \frac{\sqrt{2} \cdot \omega_0 \cdot T_{Gen} - 1}{K_{Gen}}$$

Formel 27: Reglerverstärkung

Wegen der normierten Implementierung der Regelungsstruktur in PowerFactory mit $U_{nenn}=1\text{p.u.}=100\%$ und $I_{nenn}=1\text{p.u.}=100\%$ wird $K_{PI}=1$ für beide PI-Regler angenommen.

Die Bedingung für positive Werte: $\omega_0 \geq \frac{1}{\sqrt{2} \cdot T_{Gen}}$ macht die Dynamik in Grenzen wählbar.

Koeffizient a_1 :

$$a_1 = 2 \cdot \frac{d}{\omega_0} = \frac{2}{(1 + K_{Gen} \cdot K_{PI})} \cdot T_{Gen}$$

Formel 28: Koeffizient a_1

Nach d umgestellt:

$$d = \frac{\omega_0 \cdot T_{Gen}}{(1 + K_{Gen} \cdot K_{PI})}$$

Formel 29: Dämpfung

bzw. nach Einsetzen von K_{PI} :

$$d = \frac{\omega_0 \cdot T_{Gen}}{(1 + K_{Gen} \cdot K_{PI})} = \frac{\omega_0 \cdot T_{Gen}}{1 + K_{Gen} \frac{\sqrt{2} \cdot \omega_0 \cdot T_{Gen} - 1}{K_{Gen}}} = \frac{\omega_0 \cdot T_{Gen}}{1 + \sqrt{2} \cdot \omega_0 \cdot T_{Gen} - 1} = \sqrt{\frac{1}{2}}$$

Formel 30: Dämpfung nach Einsetzen von K_{PI}

$$d = \sqrt{\frac{1}{2}} = 0.707$$

Bei Betragsoptimierung ist die Dynamik des Regelkreises über K_{PI} einstellbar, wobei die Dämpfung stets $d=0.7$ beträgt. Damit ergibt sich ein Überschwingen infolge eines Führungssprungs von ca. 4.3 %:

$$\ddot{u} = e^{-\frac{\pi \cdot d}{\sqrt{1-d^2}}}$$

Formel 31: Neu berechnete Überschwingweite

$$\ddot{u} = e^{-\pi} = 0.0432$$

Setzt man die standardisierten Größen in obige Gleichung für die Nachstellzeit ein, so wird:

$$T_{PI_opt} = \frac{\sqrt{2} \cdot \omega_0 \cdot T_{Gen} - 1}{\omega_0^2 \cdot T_{Gen}}$$

Formel 32: Neu berechnete optimierte Nachstellzeit

Die Bedingung für positive Parameterwerte stellt wegen der relativ großen Zeitkonstanten T_{Gen} kaum eine Einschränkung (nach unten) dar (s.o.):

$$\omega_0 \geq \frac{1}{\sqrt{2} \cdot T_{Gen}}$$

Formel 33: Neu berechnete Kennkreisfrequenz

Im Bereich hoher Dynamik werden allerdings die Grenzen des kontinuierlichen Entwurfs sichtbar. Eine hinreichende Abbildung des digitalen Regelkreises legt die Untergrenze der

Nachstellzeit auf etwa $4 \cdot T_s$ fest [29]. Damit kann folgender Grenzwert für die maximale Kennkreisfrequenz bzw. die minimale Anregelzeit angegeben werden:

$$T_{PI_opt} \approx \frac{\sqrt{2}}{\omega_0} < 4 \cdot T_s$$

$$\omega_{0_max} = \frac{1}{2 \cdot \sqrt{2} \cdot T_s}$$

Formel 34: Maximale Kennkreisfrequenz

Mithilfe der standardisierten Beschreibung lässt sich ein Bezug zur erzielbaren Anregelzeit herstellen:

$$T_{an} = \frac{\pi - \arccos(d)}{\omega_0 \cdot \sqrt{1 - d^2}}$$

Formel 35: Neu berechnete Anregelzeit

Für das Betragsoptimum mit $d=0.7$ erhält man:

$$T_{an_min} = \frac{3.332}{\omega_{0_max}} = 9.4 \cdot T_s$$

Formel 36: Minimale Anregelzeit

Bei einer Abtastzeit von $T_s = 0.5$ Sekunden beträgt die minimal parametrierbare Anregelzeit nach den Kriterien des Betragsoptimums 4.7 Sekunden.

$$T_{an_min} = 4.7s$$

Formel 37: Minimale Anregelzeit in Abhängigkeit von Abtastzeit

In der Software wurde bei beiden PI-Reglern die Anregelzeit von 5 Sekunden eingestellt.

7 Dynamische Simulation der Spannungsregelung

Die RMS-Simulationen in PowerFactory sind sehr komplex und benötigen einen hohen Zeit- und Rechenaufwand, besonders, wenn große verzweigte Netze durch simuliert werden. Nach der Konsultation mit den Fachkollegen der DigSILENT GmbH und Neueinstellung der Abtastzeit konnten die Netzberechnungen mit RMS-Simulation (**R**oot **M**ean **S**quare) durchgeführt werden. Für die nachfolgenden Untersuchungen der Spannungsregelung und Netzstabilität wird angenommen, dass alle DEA durch einen statischen Generator repräsentiert werden. Zudem wird angenommen, dass die Wirkleistungseinspeisung während der Simulationen konstant bleibt. Die Blindleistung wird entweder über einen festen Sollwert Q_{ref} , einer Q(U)-Kennlinie oder einer Last-Sprung/Last-Änderung vorgegeben und mit der *Neuen Direkten Spannungsregelung* geregelt.

Die wichtigsten Parameter für die Spannungsregelung sind in der Tabelle 11 zu finden.

Tabelle 11: Zusätzliche Parameter der Spannungsregler

Parametername	Parameterwert
<i>PfFlag Control flag</i>	const. Q = 0 oder Q(U) = 2
<i>Pqflag Priority for current limit</i>	Q_priority = 0 oder P_priority = 1
<i>Qref0 Reactive Power Reference [p.u.]</i>	z. B. = 0.4
<i>Kd</i>	1
<i>Td [s]</i>	5
<i>ud_lim_max [p.u.]</i>	1.05
<i>ud_lim_min [p.u.]</i>	-1
<i>Kq</i>	1
<i>Tq [s]</i>	5
<i>uq_lim_max [p.u.]</i>	1.05
<i>uq_lim_min [p.u.]</i>	-1
<i>K</i>	1
<i>Ta=Tb [s]</i>	3

7.1 Spannungsregelung im stationären Betrieb

Um die *Neue Direkte Spannungsregelung* zu prüfen, wurden folgende Arbeitspunkte für die DEA *Sgen_B10_SpannReg* eingestellt:

Tabelle 12: Parametereinstellungen der Spannungsregelung im Arbeitspunkt 1

Q_priority	aktiv	Die Vorgabe der Blindleistung hat Priorität
const. Q	aktiv	Die konstante Blindleistung wird vorgegeben
Q_ref	0.3 p.u.	Der Sollwert der Blindleistung in per unit
Last	konstant	Die Last bleibt konstant

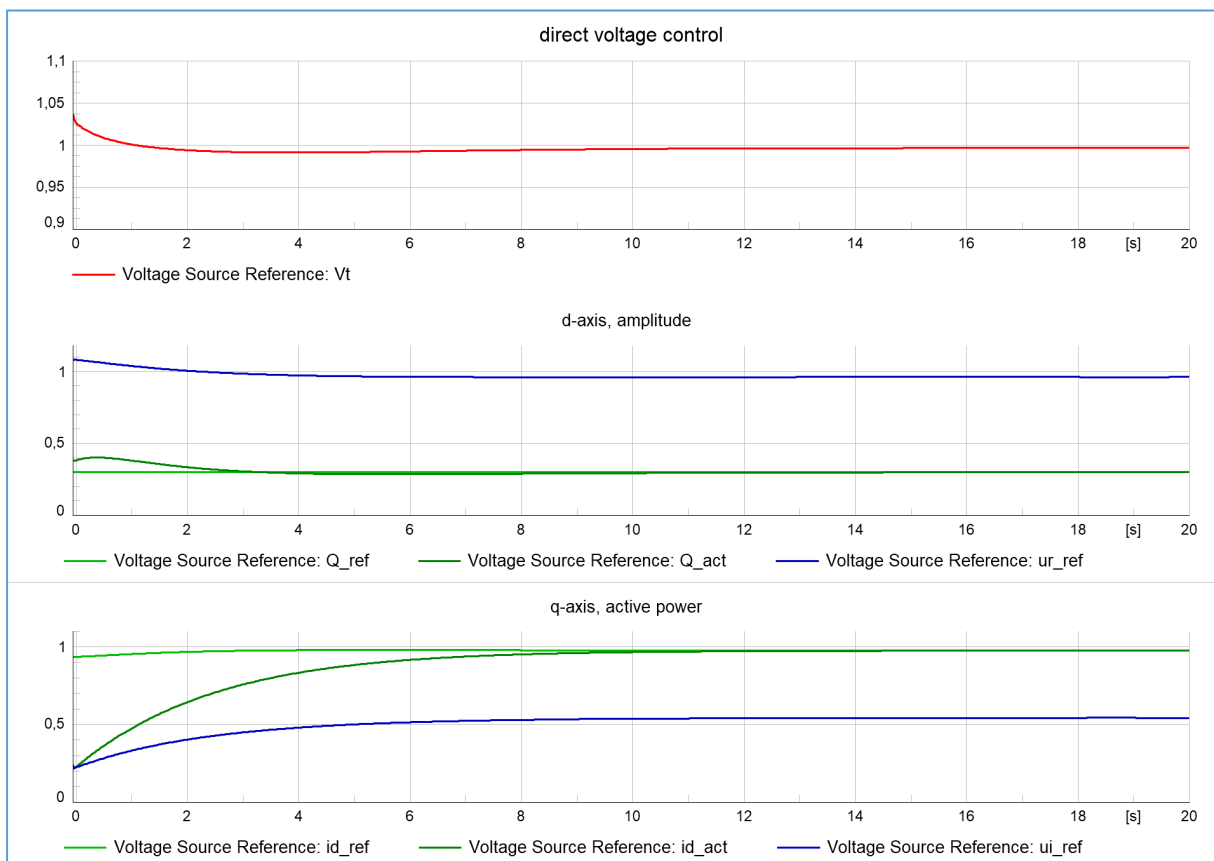


Abbildung 46: Ergebnisse der Spannungsregelung im Arbeitspunkt 1

Die Klemmenspannung V_t der DEA wird sehr schnell, unter zwei Sekunden, auf 1.0 p.u. geregelt. Dabei erreicht die aktuelle Blindleistung Q_{act} in zwei Sekunden den vorgegebenen Sollwert von 0.3 p.u. Der aktueller Wirkstrom id_{act} liegt nach fünf Sekunden im Toleranzband bei 1.0 p.u. Die Anforderungen an die Regelgüte sind erfüllt, die DEA-Klemmenspannung erreicht mit einem kleinen Überschwingen von weniger als 1 % und ohne Regelabweichung von ihrem Nennwert, siehe Abbildung 46.

Tabelle 13: Parametereinstellungen der Spannungsregelung im Arbeitspunkt 2

Q_priority	aktiv	Die Vorgabe der Blindleistung hat Priorität
const. Q	aktiv	Die konstante Blindleistung wird vorgegeben
Q_ref	0.5 p.u.	Der Sollwert der Blindleistung in per unit
Last	konstant	Die Last bleibt konstant

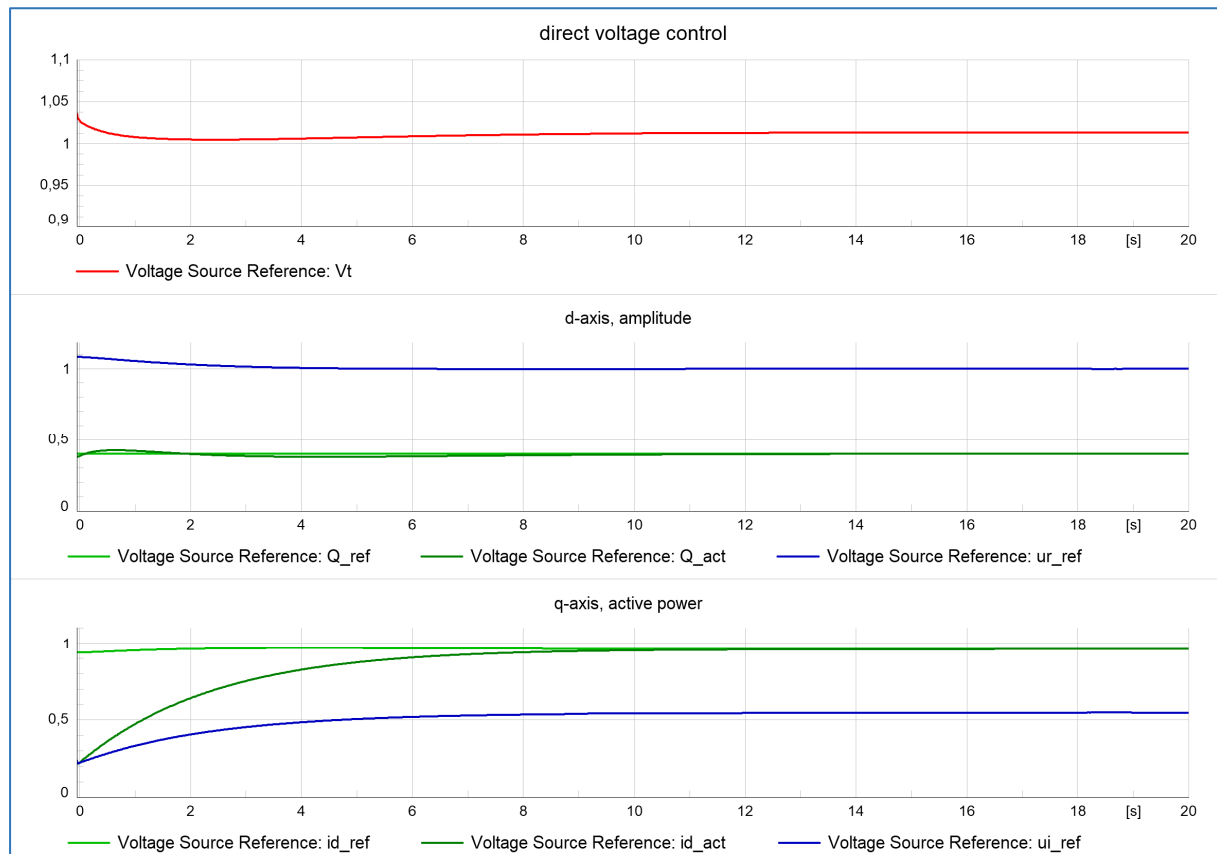


Abbildung 47: Ergebnisse der Spannungsregelung im Arbeitspunkt 2

Die Klemmenspannung V_t der DEA wird in zwei Sekunden auf 1.02 p.u. geregelt, die maximale parametrierbare Spannungsgrenze ist auf 1.05 p.u. eingestellt. Wie in der Q(U)-Kennlinienbegrenzung gefordert, erreicht die aktuelle Blindleistung Q_{act} in zwei Sekunden und mit einem kleinen Überschwingen, von weniger als 2 %, den Sollwert von 0.41 p.u., siehe Abbildung 47. Der aktuelle Wirkstrom id_{act} erreicht nach fünf Sekunden das Toleranzband und weist eine geringe Abweichung von 1.0 p.u. auf, da die Vorgabe der Blindleistung priorisiert wird. Die Anforderungen an die Regelgüte sind erfüllt, die Spannungsregelung zeigt ein schnelles stabiles Verhalten.

Die restlichen Arbeitspunkte sind im Anhang A.13 aufgeführt.

7.2 Spannungsregelung im quasistationären Betrieb

Im quasistationären Betrieb wird die reaktive Leistung der Last zu einem bestimmten Zeitpunkt um 300 % verändert. Die Phasenwinkel der Netzspannung ändern sich schlagartig, was zu Folge hat, dass die reaktiven Leistungsflüsse über die Leitungsimpedanzen steigen und die Netze zusätzlich belasten.

Tabelle 14: Parametereinstellungen der Spannungsregelung im Arbeitspunkt 3

P_priority	aktiv	Die Vorgabe der Wirkleistung hat Priorität
const. Q	aktiv	Die konstante Blindleistung wird vorgegeben
Q_ref	0.4 p.u.	Der Sollwert der Blindleistung in per unit
Last	Sprung, reaktiv	Die Last springt auf 300 % der Nennleistung bei 10s

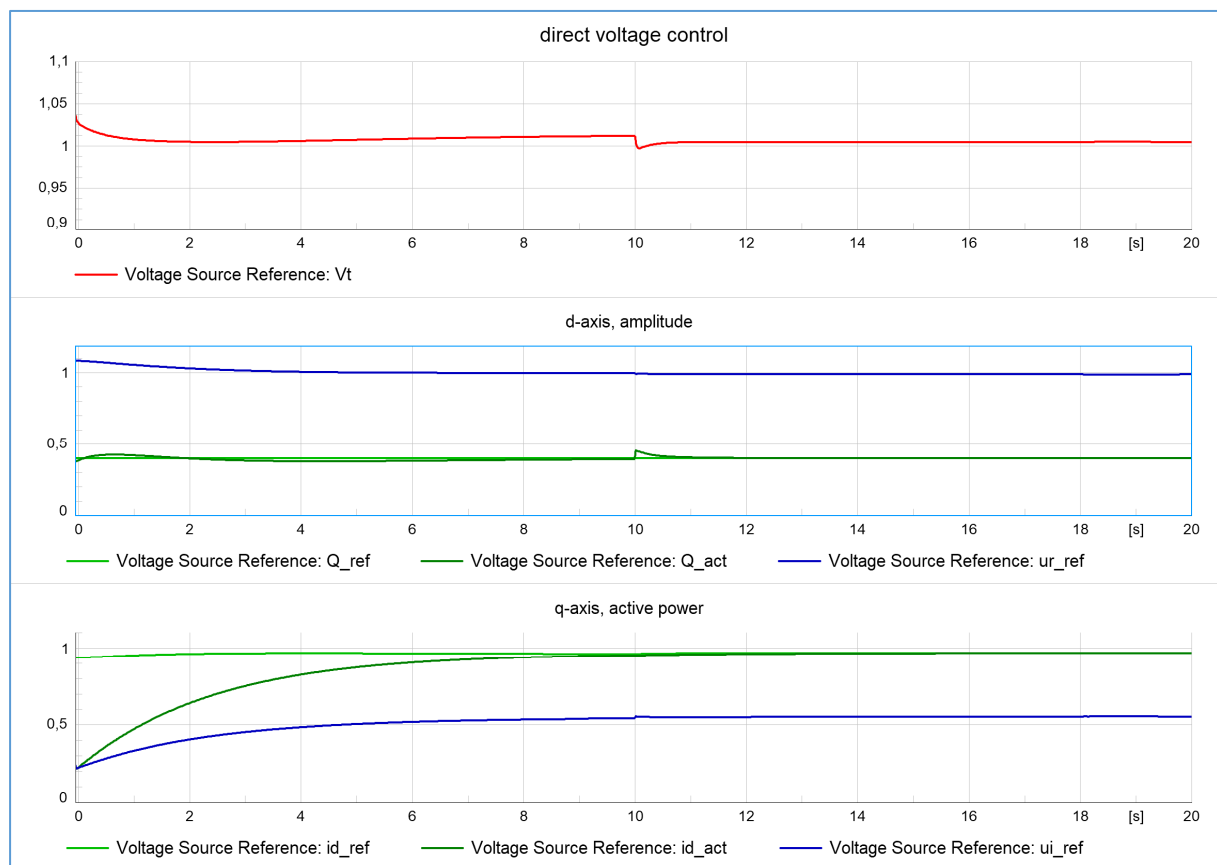


Abbildung 48: Ergebnisse der Spannungsregelung im Arbeitspunkt 3

Bei zehn Sekunden steigt die Blindleistung Q_{act} der DEA um 6 %, was zu Folge hat, dass die Klemmenspannung V_t um 3 % absinkt und sofort auf 1.0 p.u. hochgeregelt wird. Wie zu erwarten, reagiert der Wirkstrom $i_{d,act}$ nicht auf die reaktive Laständerung.

Die restlichen Arbeitspunkte sind im Anhang A.13 aufgeführt.

8 Simulationsergebnisse

8.1 Simulationsergebnisse des maximalen Anteils der DEA

Beim Szenario im Jahr 2025 ist nur eine DEA *Sgen_B10_SpannReg* mit der Spannungsregelung ausgestattet, die anderen werden stromgeregelt ausgeführt. Tabelle 15 zeigt die Parametereinstellungen.

Tabelle 15: Parametereinstellungen der Spannungsregelung für das Szenario 2025

Jahr	2025	Das Szenario für das Jahr 2025 ist aktiv
ΣP	728 MW (45 %)	Die gesamte Wirkleistung der DEA
Sgen_B10_SpReg	Spannungsregelung	Stat. Generator B10 hat Spannungsregelung
Q_priority	aktiv	Die Vorgabe der Blindleistung hat Priorität
const. Q	aktiv	Die konstante Blindleistung wird vorgegeben
Q_ref	0.35 p.u.	Der Sollwert der Blindleistung in per unit
Last	konstant	Die Last bleibt konstant

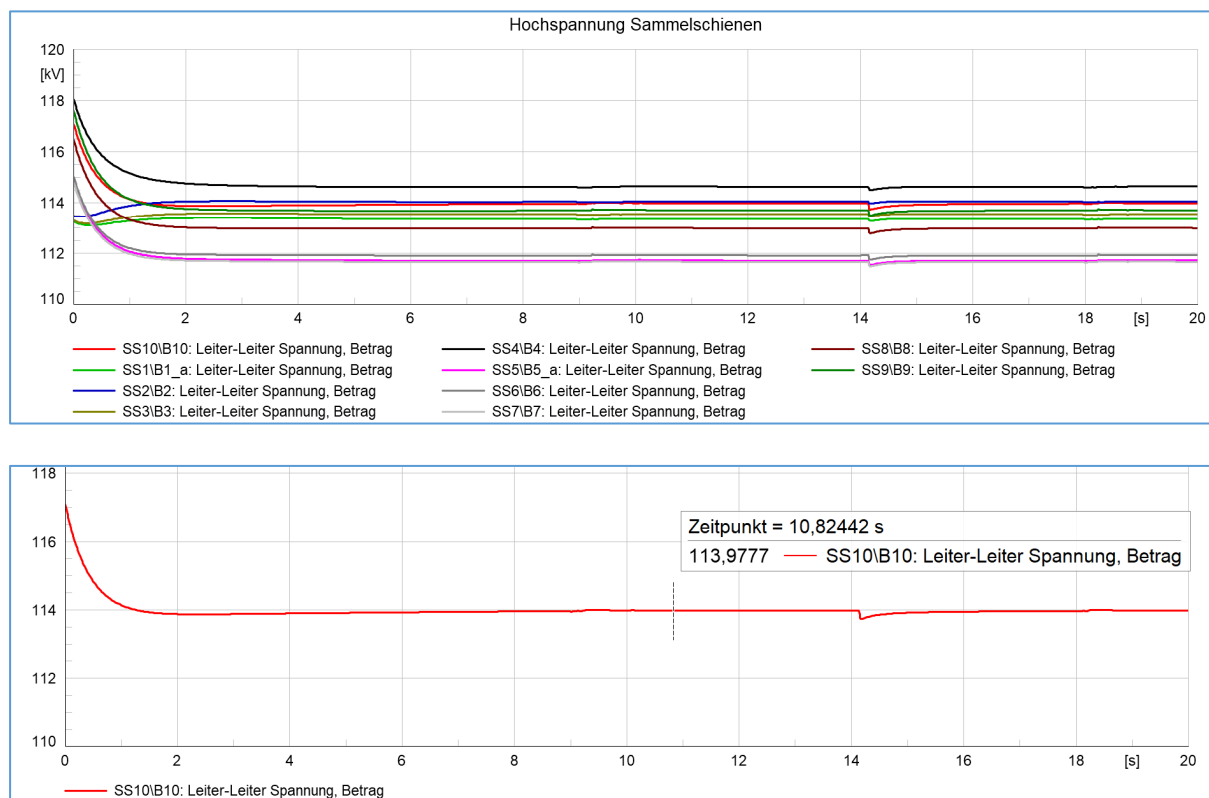


Abbildung 49: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2025, Hochspannung

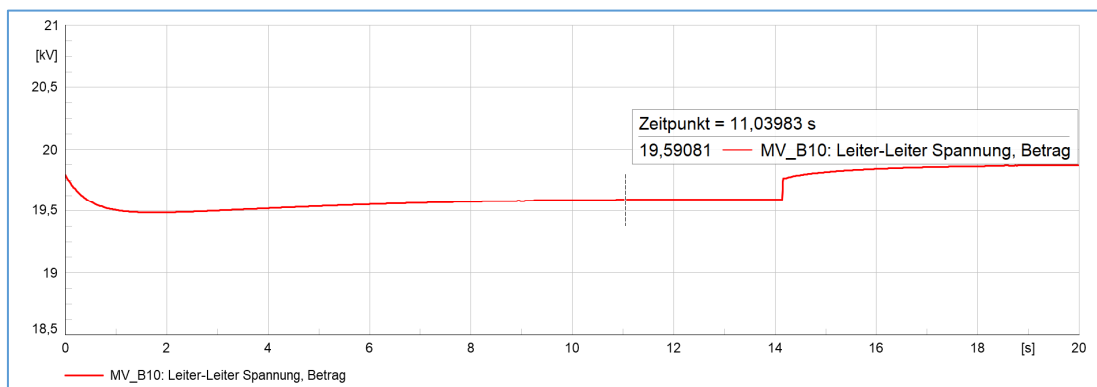
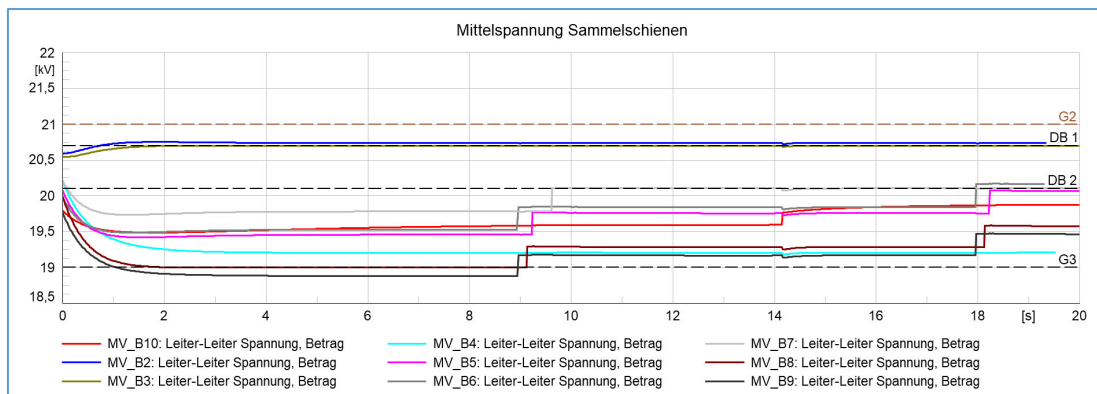


Abbildung 50: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2025, Mittelspannung

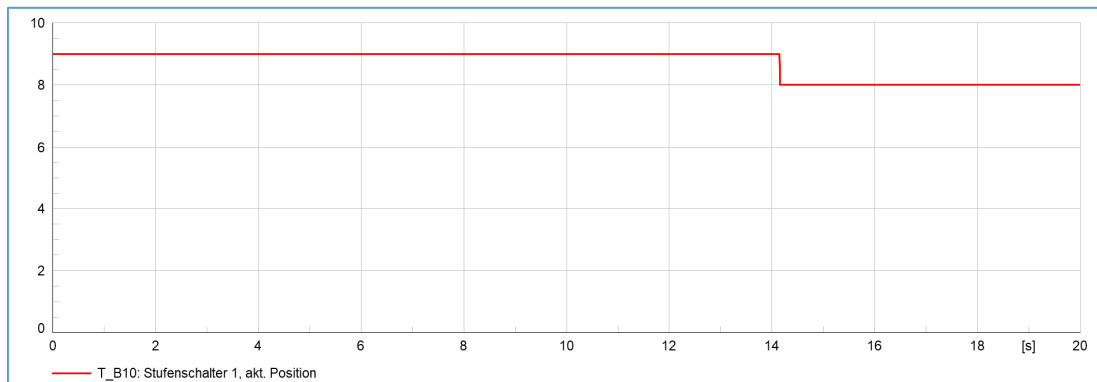
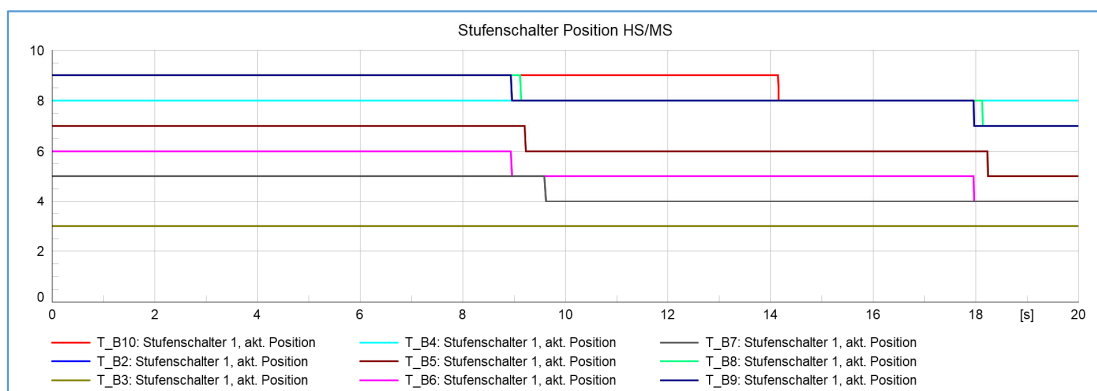


Abbildung 51: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2025, Stufenschalter

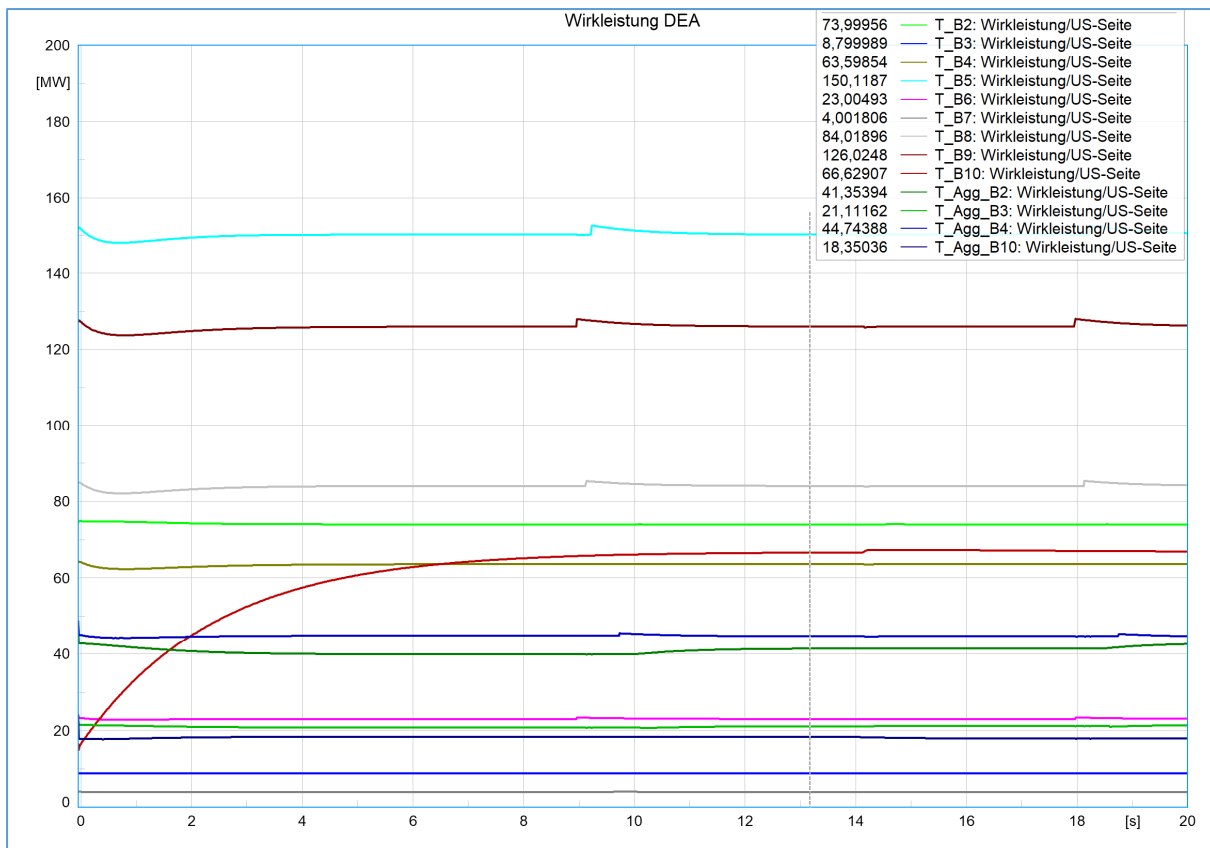


Abbildung 52: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2025, Wirkleistung

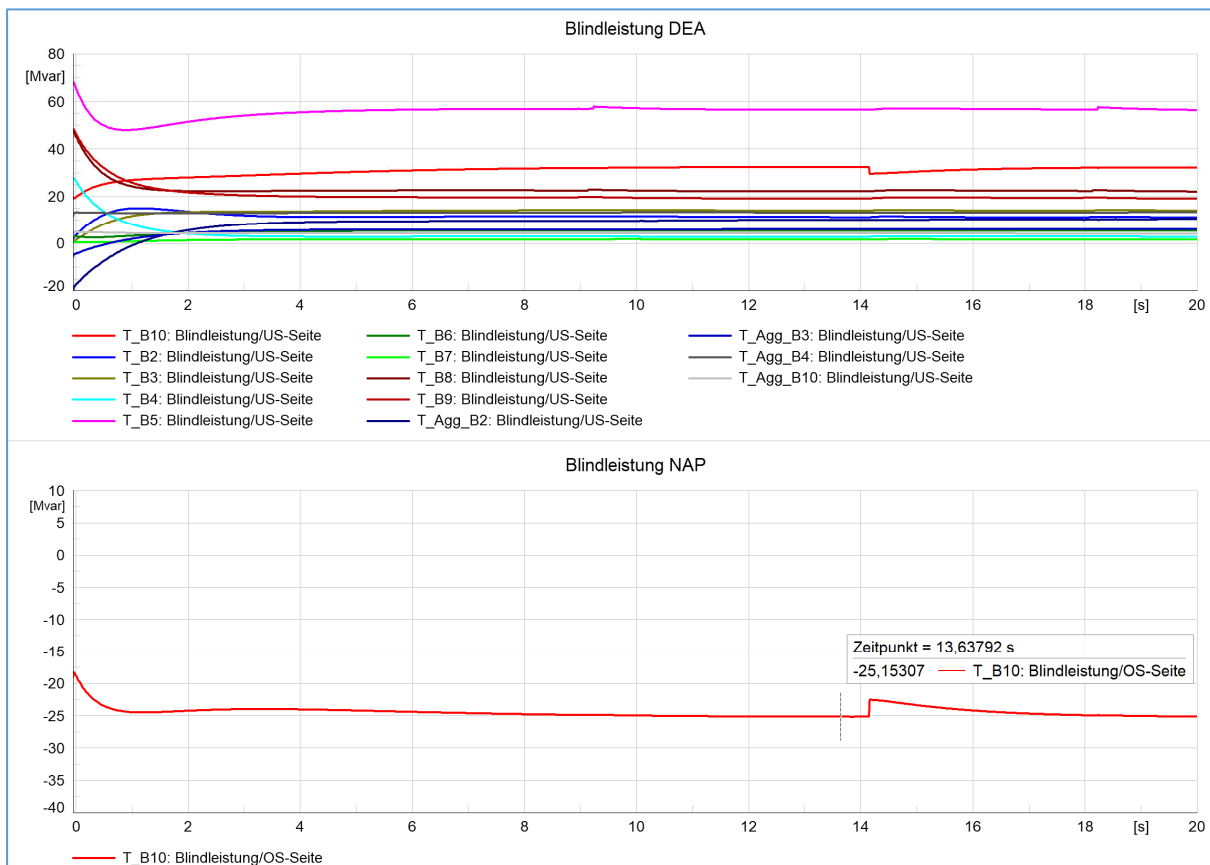


Abbildung 53: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2025, Blindleistung

Die Hochspannungen, die Mittelspannungen mit den Stufentransformatoren, die Wirkleistungen und die Blindleistungen wurden beim Szenario 2025 im gesamten Netz betrachtet. Die Hochspannung an der Sammelschiene *SS10/B10* liegt im normalen Bereich bei 113.9 kV, siehe Abbildung 49.

Die Mittelspannung an der Sammelschiene *MV_B10* mit der spannungsgeregelten DEA *Sgen_B10_SpannReg* wird auf 19.6 kV hochgeregelt, die Spannungshaltung bleibt durch die Spannungsregelung stabil, siehe Abbildung 50. Da die Mittelspannung der *MV_B10* unter 20 kV liegt, stuft der Transformator *T_B10* nach 14 Sekunden runter und der Stufenschalter bleibt in der achten Position, siehe Abbildung 51. Die MS der *MV_B10* wird mit der Transformatorstufenregelung auf 20 kV hoch geregelt. Die Transformatoren *T_B5*, *T_B6*, *T_B8* und *T_B9* stufen in 20 Sekunden mehrmals, was auf die nicht ausreichende Spannungshaltung hinweist.

Die übergeordnete Leistungsregelung regelt die Wirkleistung der DEA *Sgen_B10_SpannReg* ohne Überschwingen auf den Wert von 66.6 MW, siehe Abbildung 52. Die priorisierte Blindleistung im NAP erreicht in 5 Sekunden ohne Regelabweichung, ohne Überschwingen ihren Sollwert von 0.35 p.u. bei 25 Mvar, siehe Abbildung 53.

Insgesamt weist die *Neue Direkte Spannungsregelung* in den verschiedenen Arbeitspunkten ein schnelles und stabiles Regelungsverhalten auf.

Die restlichen Varianten vom Szenario 2025 mit Q-priority, Q(U)-Kennlinie und dem reaktiven Last-Sprung von 300% sind im Anhang A.14 zu finden.

Beim Szenario 2035 sind *Sgen_B3_SpannReg*, *Sgen_B5_SpannReg* und *Sgen_B10_SpannReg* mit der Spannungsregelung ausgestattet, die anderen DEA nutzen eine klassische Stromregelung.

Tabelle 16: Parametereinstellungen der Spannungsregelung für das Szenario 2035

Jahr	2035	Das Szenario für das Jahr 2035 ist aktiv
ΣP	840 MW (60 %)	Die gesamte Wirkleistung der DEA
Sgen_B3, B5, B10	Spannungsregelung	Statische Generatoren B3, B5 und B10 haben Spannungsregelung
Q_priority	aktiv	Die Vorgabe der Blindleistung hat Priorität
const. Q	aktiv	Die konstante Blindleistung wird vorgegeben
Q_ref	0.4 p.u.	Der Sollwert der Blindleistung in per unit
Last	konstant	Die Last bleibt konstant

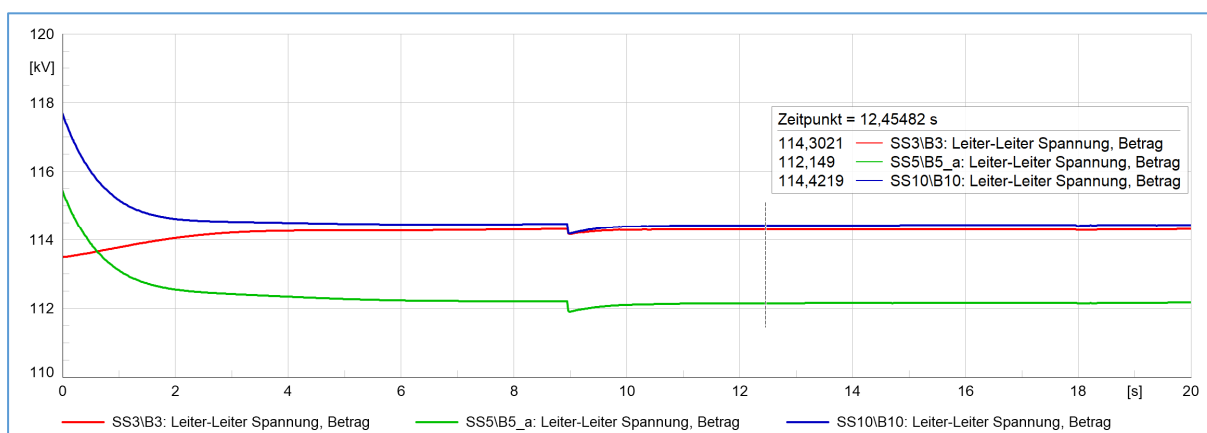
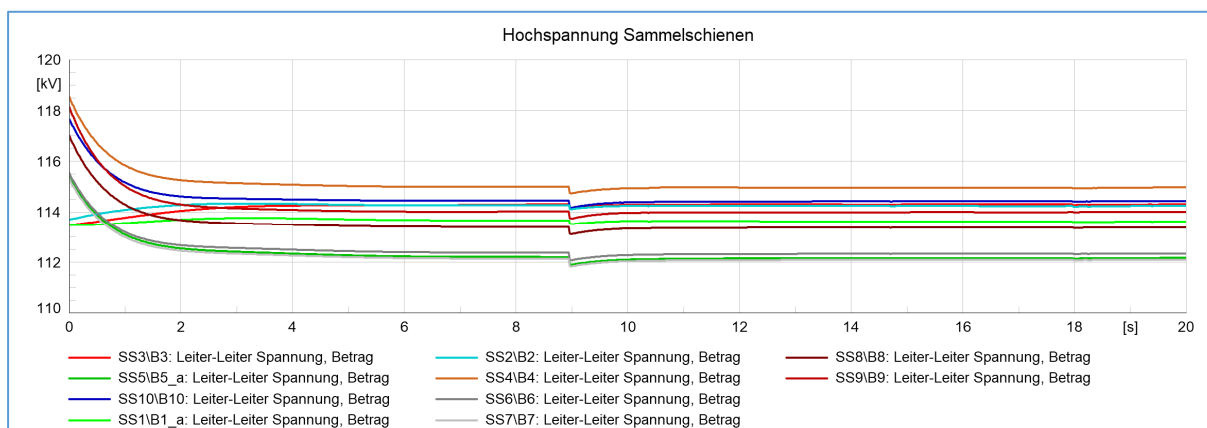


Abbildung 54: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2035, Hochspannung

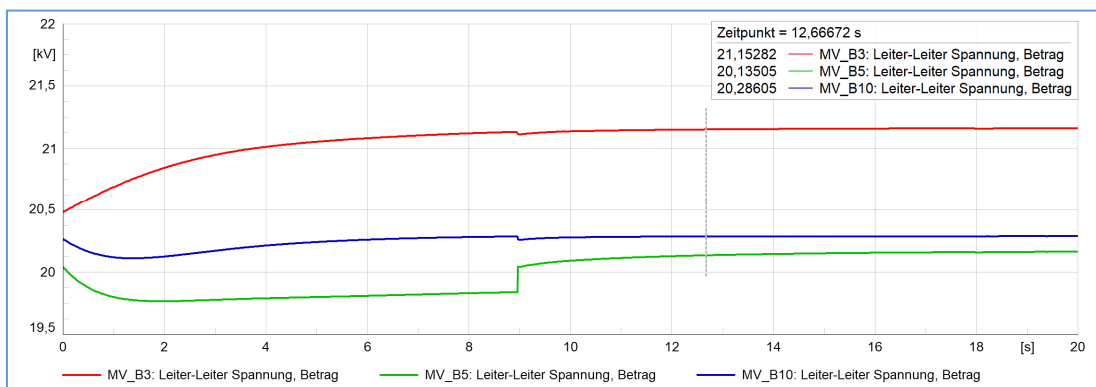
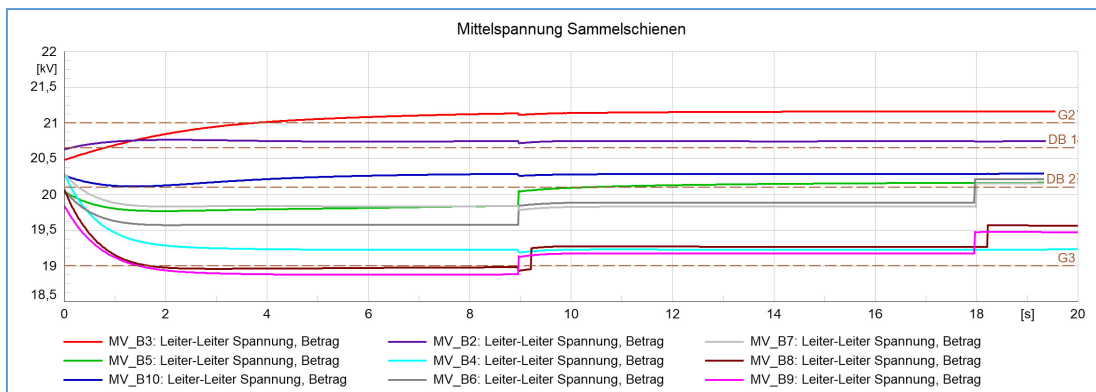


Abbildung 55: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2035, Mittelspannung

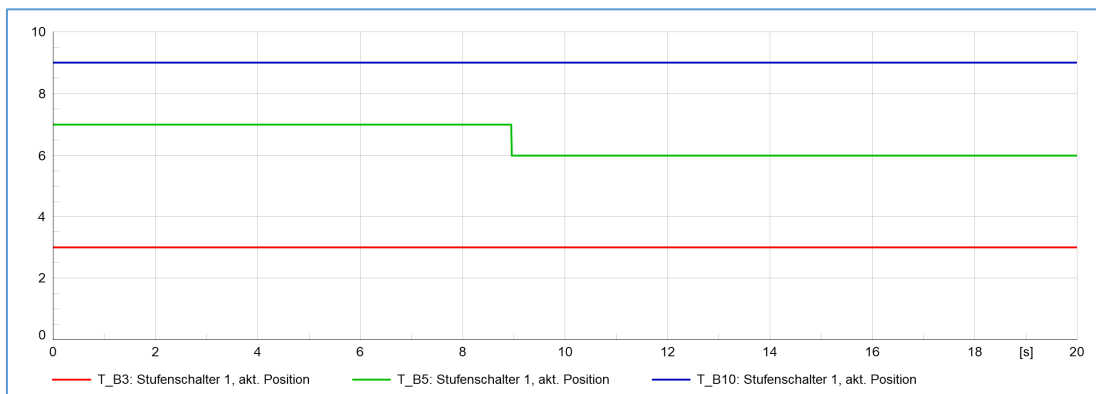
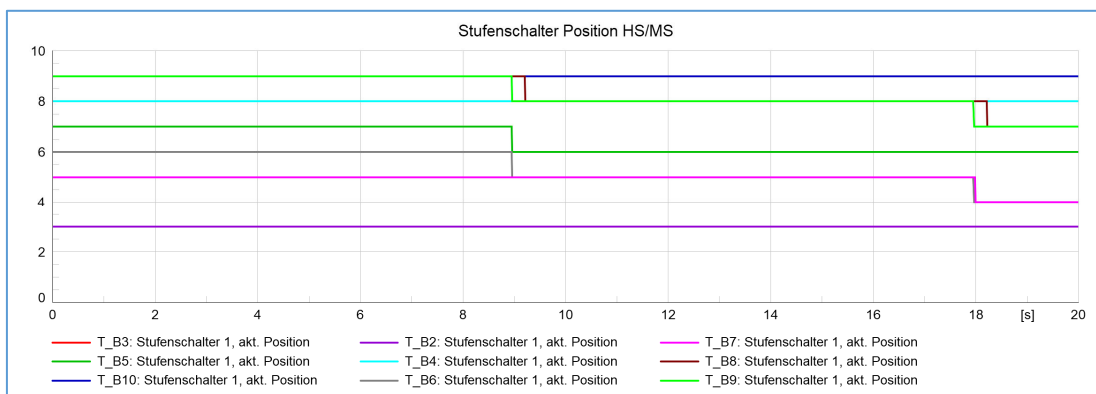


Abbildung 56: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2035, Stufenschalter

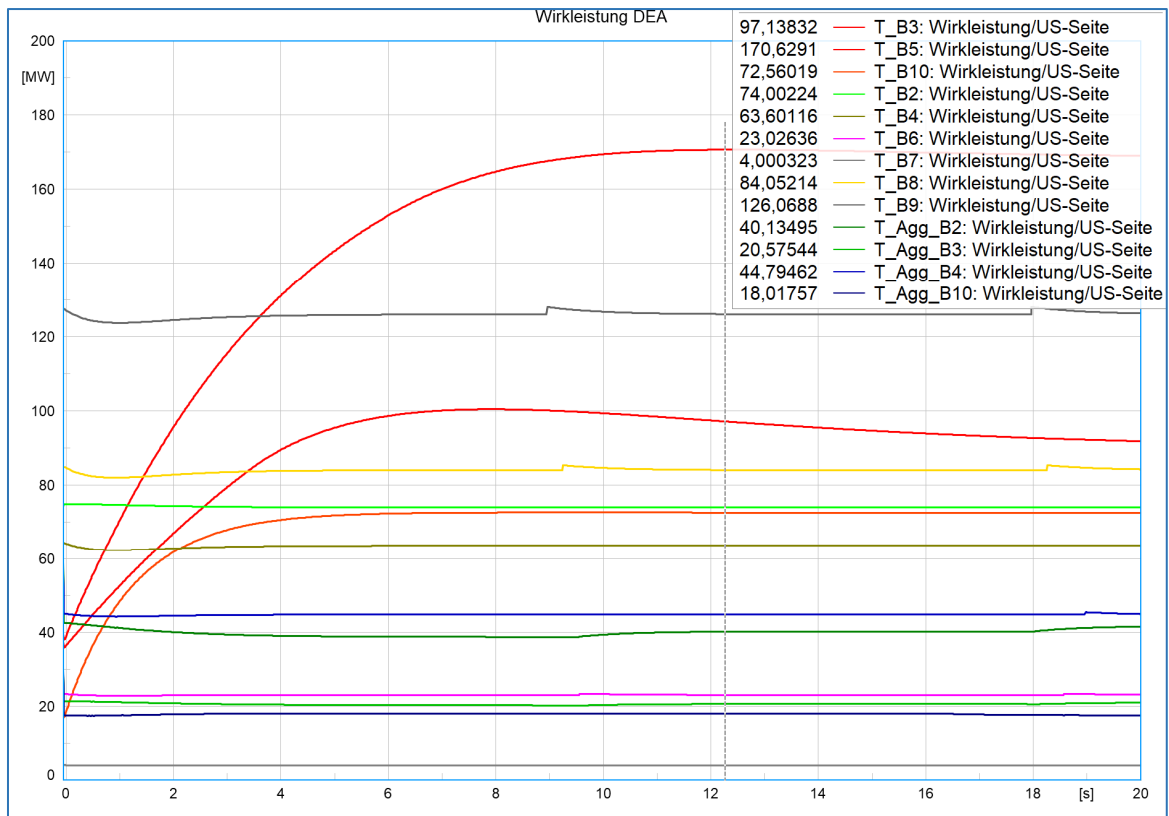


Abbildung 57: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2035, Wirkleistung

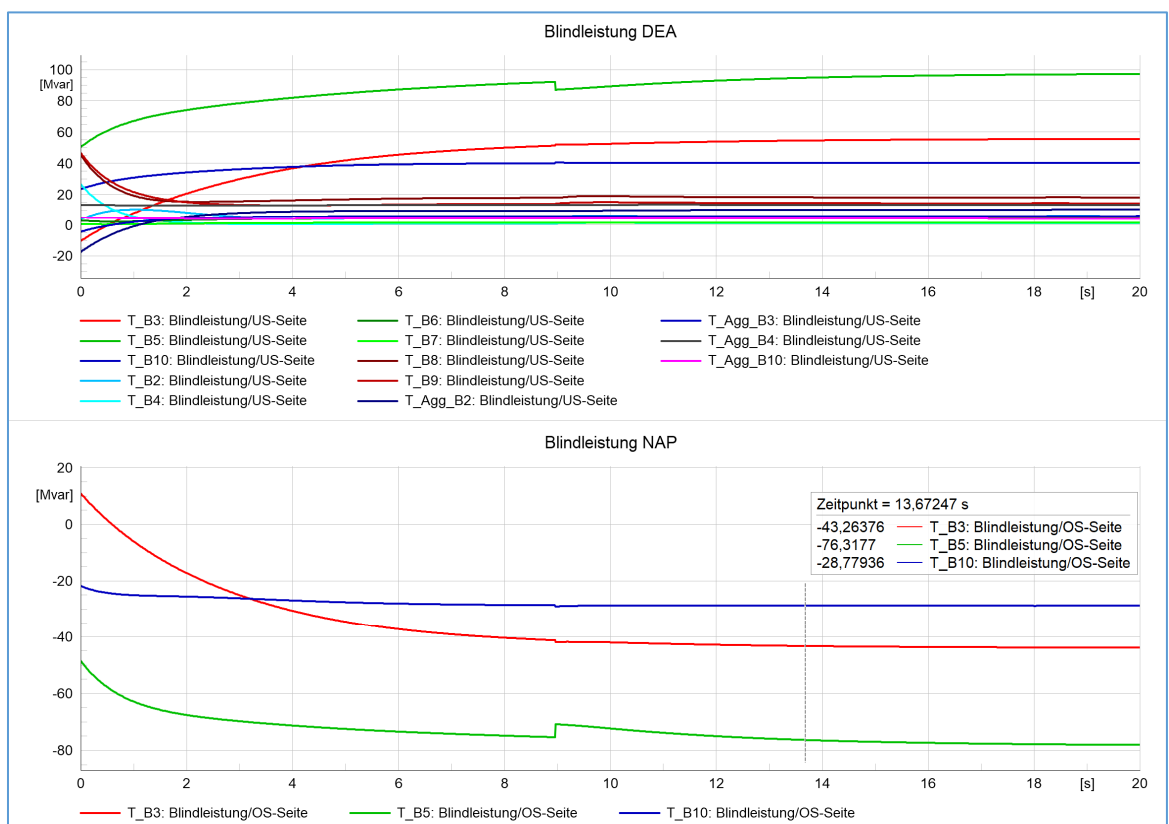


Abbildung 58: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2035, Blindleistung

Im Szenario 2035 wird das gesamte Netz mit der gestiegenen Wirkleistung der DEA um 15 %, im Vergleich zu 2025, betrachtet. Die DEA *Sgen_B3_SpannReg*, *Sgen_B5_SpannReg* und *Sgen_B10_SpannReg* sind spannungsgeregt. Die Hochspannungen an den Sammelschienen *SS3/B3*, *SS5/B5* und *SS10/B10* liegen im leicht erhöhtem Spannungsbereich zwischen 112.1 kV und 114.4 kV, siehe Abbildung 54.

Die Mittelspannung an der Sammelschiene *MV_B3* mit der DEA *Sgen_B3_SpannReg* wird auf 21.2 kV hochgeregt, der Transformator *T_B3* stuft nicht, siehe Abbildung 55.

Die MS der Sammelschiene *MV_B5* mit der DEA *Sgen_B5_SpannReg* ist bei 19.8 kV, unter der Grenze von 20 kV, der Transformator *T_B5* stuft nach 9 Sekunden runter und regelt die Mittelspannung auf 20.1 kV, siehe Abbildung 56.

Die Mittelspannung an der Sammelschiene *MV_B10* mit der DEA *Sgen_B10_SpannReg* wird auf 20.3 kV hochgeregt, der Sollwert der Blindleistung wurde bei diesem Szenario 2035 von 0.3 p.u. auf 0.4 p.u. (einen neuen Arbeitspunkt) erhöht. Der Transformator *T_B10* stuft in diesem Szenario nicht mehr.

Die Wirkleistungsregelung funktioniert sehr gut, die Istwerte liegen bei 97 MW, 171 MW und 72 MW, siehe Abbildung 57. Die priorisierten Blindleistungen im NAP erreichen in 5 Sekunden ohne Regelabweichung, ohne Überschwingen ihre Sollwerte von 0.4 p.u. bei 43 Mvar, 76 Mvar und 28 Mvar, siehe Abbildung 58.

Die restlichen Varianten vom Szenario 2035 mit Q-priority, Q(U)-Kennlinie und dem reaktiven Last-Sprung von 300 % sind im Anhang A.15 zu finden.

Tabelle 17: Parametereinstellungen der Spannungsregelung für das Szenario 2050

Jahr	2050	Das Szenario für das Jahr 2050 ist aktiv
ΣP	1010 MW (80 %)	Die gesamte Wirkleistung der DEA
Sgen_B3, B4, B5, B8, B10	Spannungsregelung	Statische Generatoren B3, B4, B5 B8 und B10 haben Spannungsregelung
Q_priority	aktiv	Die Vorgabe der Blindleistung hat Priorität
const. Q	aktiv	Die konstante Blindleistung wird vorgegeben
Q_ref	0.4 p.u.	Der Sollwert der Blindleistung in per unit
Last	konstant	Die Last bleibt konstant

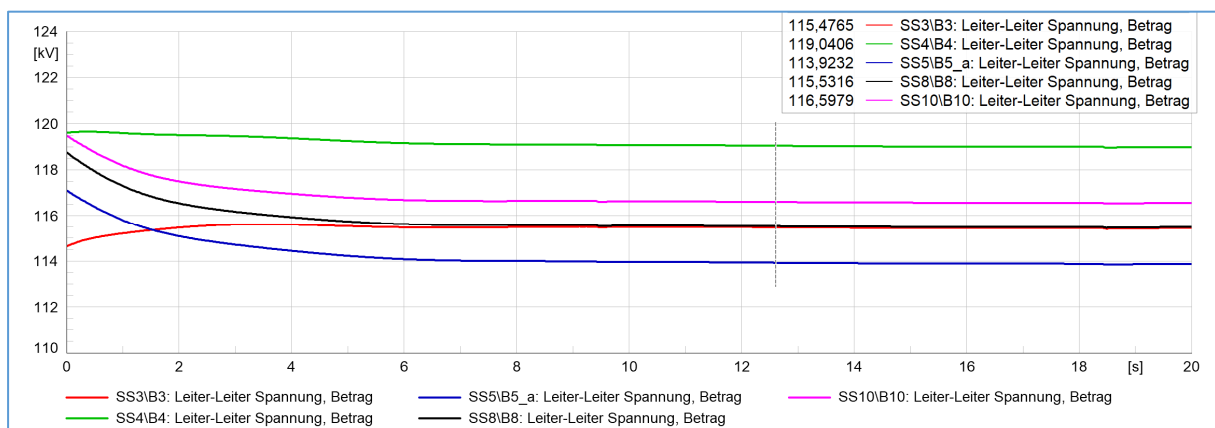
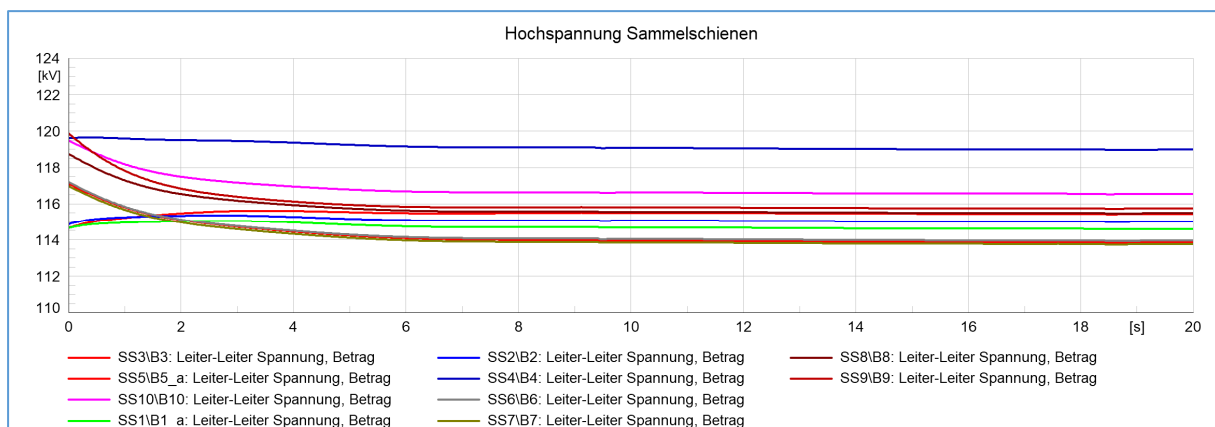


Abbildung 59: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2050, Hochspannung

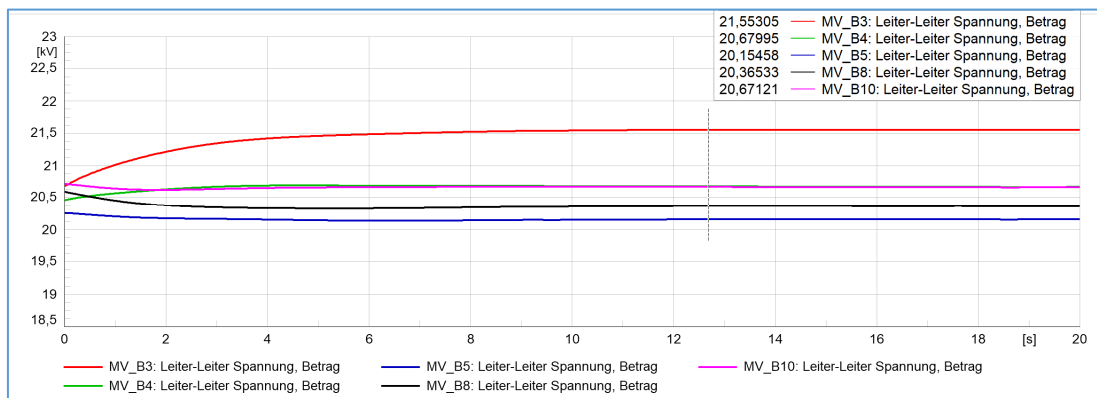
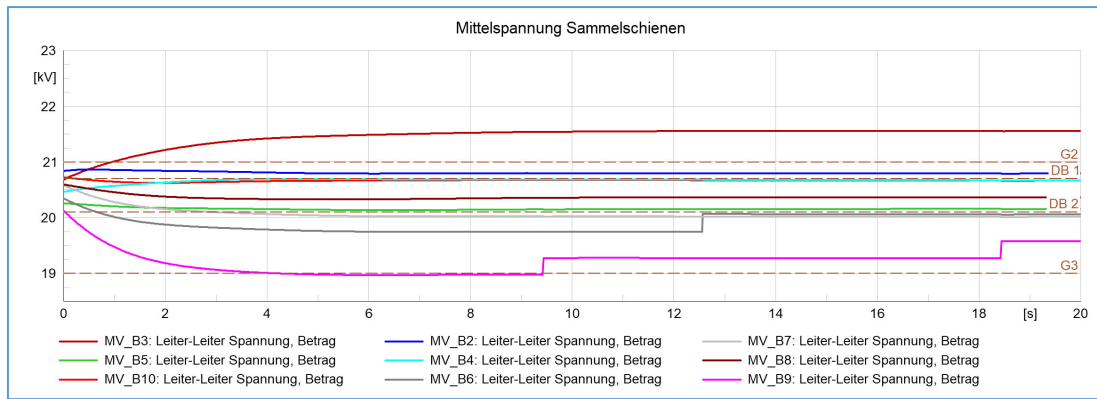


Abbildung 60: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2050, Mittelspannung

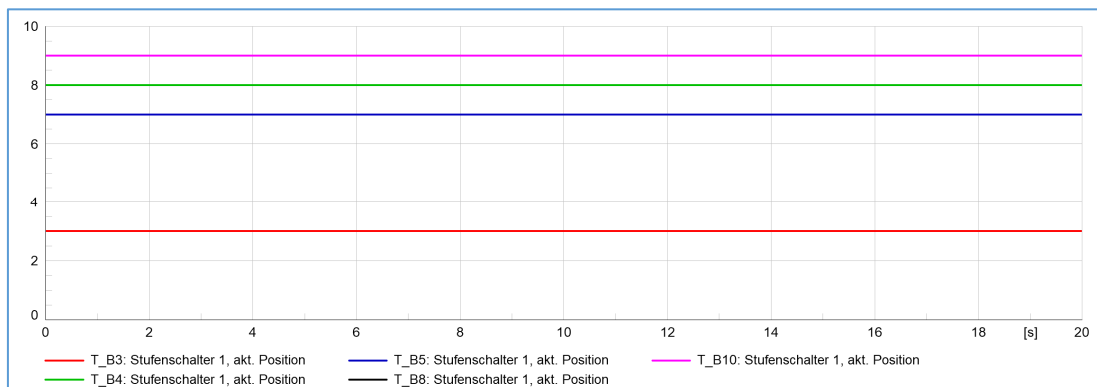
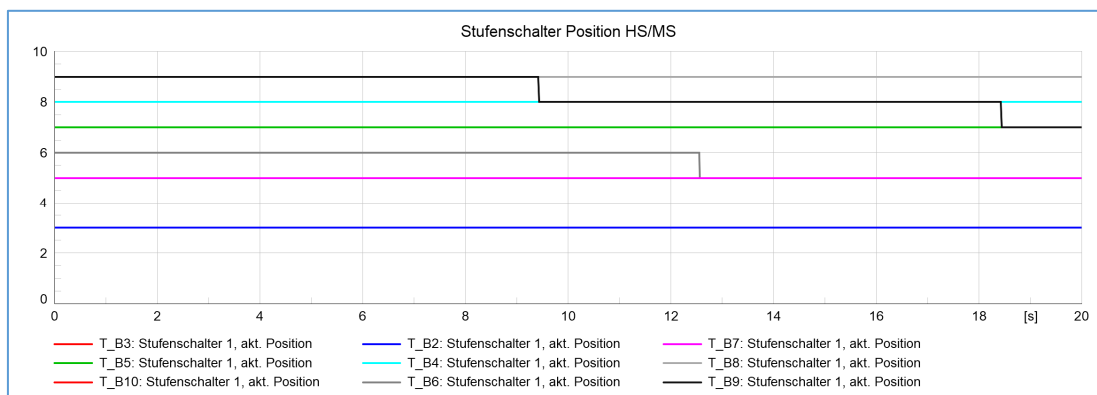


Abbildung 61: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2050, Stufenschalter

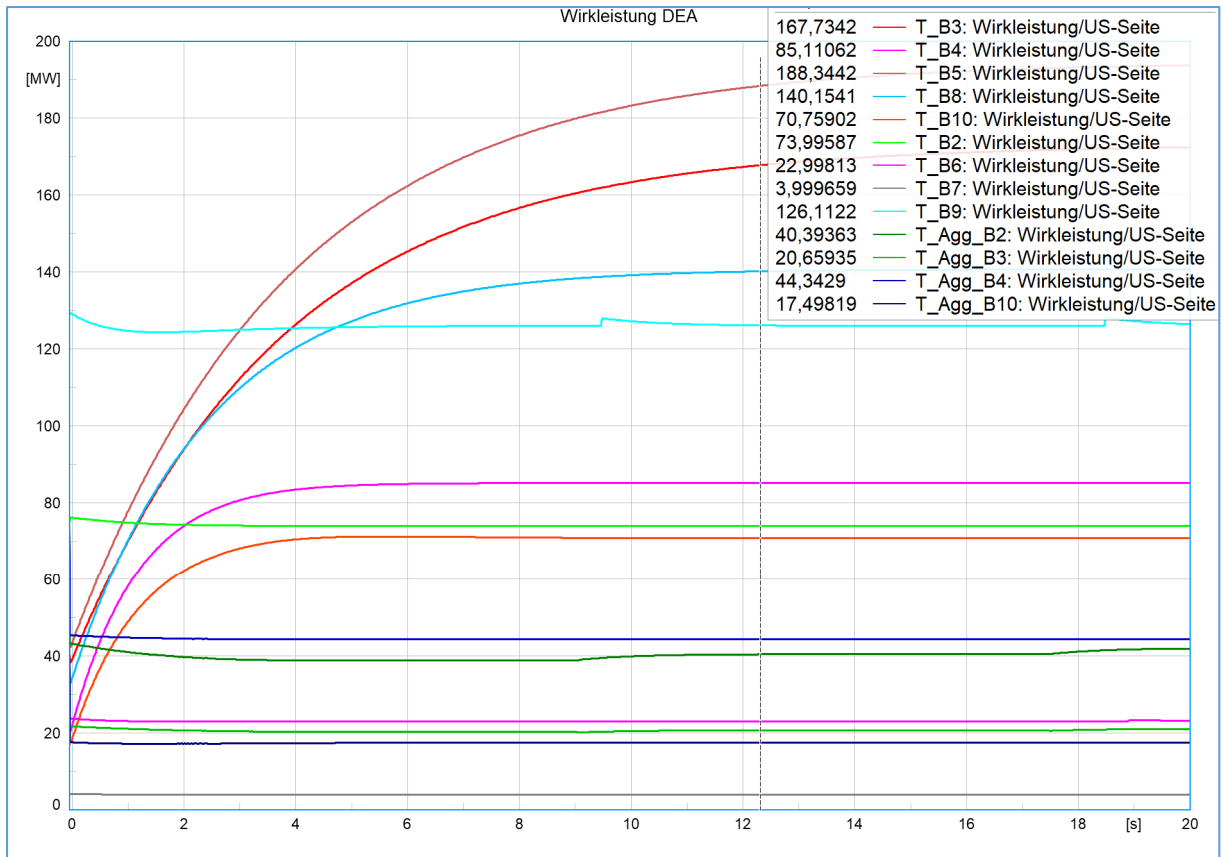


Abbildung 62: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2050, Wirkleistung

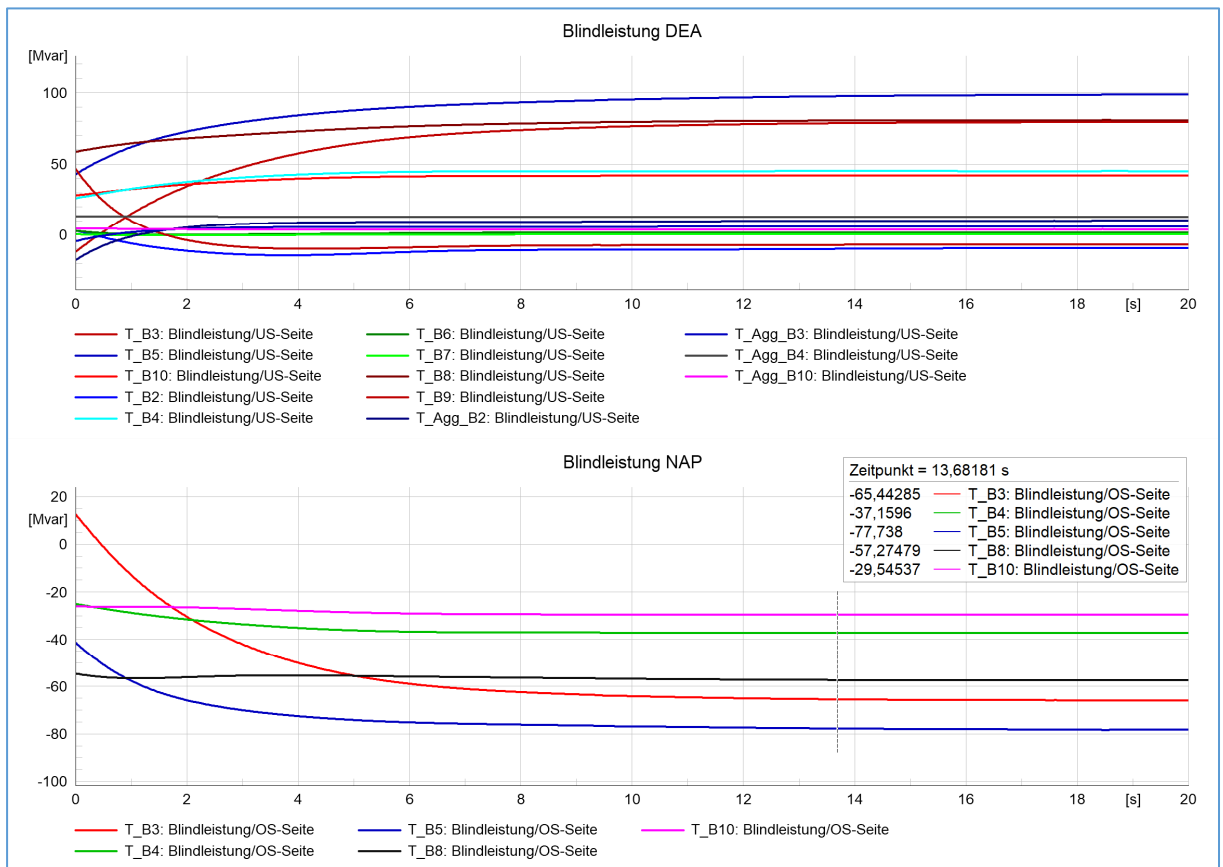


Abbildung 63: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2050, Blindleistung

Im gesamten Netz beim Szenario 2050 wird die Wirkleistung der DEA weiter um 20 %, im Vergleich zu 2035, erhöht. Die DEA *Sgen_B3_SpannReg*, *Sgen_B4_SpannReg*, *Sgen_B5_SpannReg*, *Sgen_B8_SpannReg* und *Sgen_B10_SpannReg* werden spannungsgeregelt. Die Hochspannungen an den Sammelschienen *SS3/B3*, *SS4/B4*, *SS5/B5*, *SS8/B8* und *SS10/B10* liegen um ~5 % erhöht im Spannungsbereich zwischen 113.9 kV und 116.6 kV, siehe Abbildung 59.

Die Mittelspannung an der Sammelschiene *MV_B3* mit der DEA *Sgen_B3_SpannReg* wird auf 21.5 kV hochgeregelt, der Transformator *T_B3* stuft nicht, siehe Abbildung 60, 61.

Die Mittelspannung an der Sammelschiene *MV_B4* mit der DEA *Sgen_B4_SpannReg* wird auf 20.7 kV hochgeregelt, der Transformator *T_B4* stuft nicht.

Die Mittelspannung an der Sammelschiene *MV_B5* mit der DEA *Sgen_B5_SpannReg* ist bei 20.1 kV, der Transformator *T_B5* stuft ebenfalls nicht.

Die Mittelspannung an der Sammelschiene *MV_B8* mit der DEA *Sgen_B8_SpannReg* wird auf 20.4 kV hochgeregelt, der Transformator *T_B8* stuft nicht.

Die Mittelspannung an der Sammelschiene *MV_B10* mit der DEA *Sgen_B10_SpannReg* wird auf 20.7 kV hochgeregelt, der Transformator *T_B10* stuft nicht mehr.

Die Transformatoren, an denen die spannungsgeregelten DEA angeschlossen sind, stufen nicht mehr, was auf eine sehr gute Spannungshaltung durch die Blindleistungsregelung im Zusammenhang mit der *Neuen Direkten Spannungsregelung* hindeutet. Beim Szenario 2050 weist das gesamte Netz eine gute Spannungsstabilität auf, nur die Mittelspannungssammelschienen *MV_B6* und *MV_B9* weisen eine leichte Unterspannung auf, welche mit den Stufentransformatoren ausgeregelt werden, siehe Abbildung 61.

Die Wirkleistungsregelung funktioniert sehr gut, die Istwerte liegen bei ca. 168 MW, 85 MW, 188 MW, 140 MW und 71 MW, siehe Abbildung 62. Die priorisierten Blindleistungen im NAP erreichen in 5 Sekunden ohne Regelabweichung und ohne Überschwingen ihre Sollwerte von 0.4 p.u. bei 65 Mvar, 37 Mvar, 79 Mvar, 57 Mvar und 29 Mvar, siehe Abbildung 63.

Die restlichen Varianten vom Szenario 2050 mit Q-priority, Q(U)-Kennlinie und dem reaktiven Last-Sprung von 300 % sind im Anhang A.16 zu finden.

8.2 Simulationsergebnisse der räumlichen Verteilung der DEA

Um die Auswirkung der *Neuen Direkten Spannungsregelung* in Abhängigkeit der räumlichen Verteilung der DEA im gesamten Netzmodell zu untersuchen, wurden viele Szenarien simuliert. Beim Szenario 2025 ist die Spannungsregelung nur bei einer Wind-DEA *Sgen_B10_SpannReg* im unteren Bereich des Simulationsmodells an der Sammelschiene *SS10/B10* aktiv, siehe Abbildung 64.

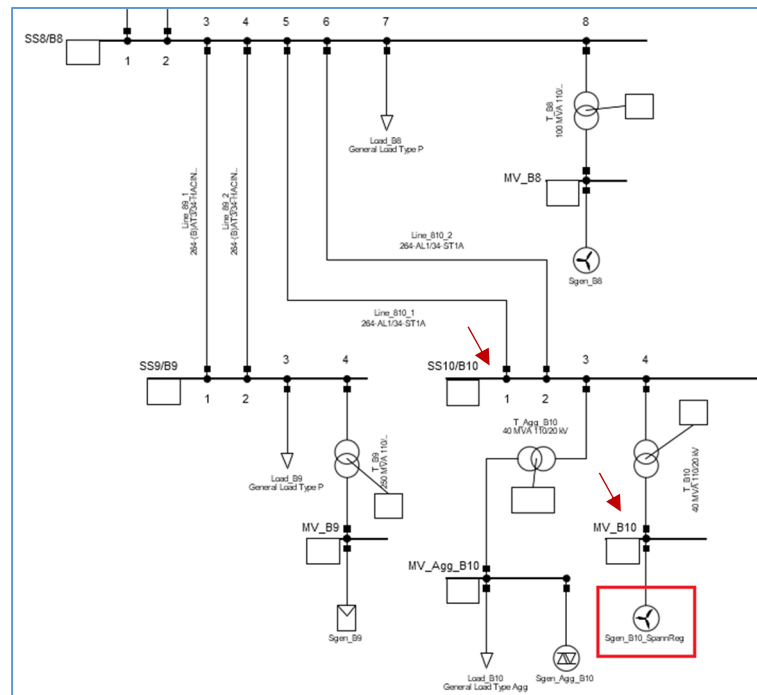


Abbildung 64: Ergebnisse der räumlichen Verteilung der DEA

Wie die Ergebnisse zeigen, werden bei dem benachbarten aggregierten statischen Generator *Sgen_Agg_B10* keine negativen Wirkungen beobachtet. Das Spannungslevel an der Sammelschiene *MV_Agg_B10* wird nicht durch den Wind-Generator *Sgen_B10_SpannReg* beeinflusst, der Generator *Sgen_Agg_B10* liefert die zu erwartende Leistung. Die Spannung an der vorgelagerten Sammelschiene *SS8/B8* liegt im Normalbereich. Die gleichen Ergebnisse werden bei den Szenarien 2035 und 2050 beobachtet. Die benachbarten Generatoren liefern die eingestellten Wirk- und Blindleistungen. Die benachbarten und vorgelagerten Sammelschienen weisen keine ungewöhnlichen Spannungen auf. Die räumliche Verteilung der DEA, welche die *Neue Direkte Spannungsregelung* beinhalten, zeigt keinen negativen Einfluss auf das Netzmodell. Die Spannungsregelung arbeitet an jedem Ort im Netz stabil und es wurden keine Wechselwirkungen zwischen den klassischen stromgeregelten und neuen spannungsgeregelten Anlagen festgestellt.

8.3 Simulationsergebnisse des stabilen Betriebes der DEA

Die verschiedenen Szenarien mit steigenden Einspeiseleistungen der DEA zeigen, dass die DEA die Spannung lokal sehr gut regeln. Der überlagerte Leistungsregelkreis sorgt für eine stationär genaue Leistung und bringt zusammen mit der netzbildenden Spannungsregelung einen Beitrag zur Netzqualität, zur Stabilität im Normalbetrieb sowie im strombegrenzten Betrieb. Insgesamt zeigen die DEA-Spannungsregelung, die Regelung der Transformatorstufensteller und die übergeordnete Blindleistungsregelung einen positiven Einfluss auf die Verteilernetze. Die Hoch- und Mittelspannungen an den Sammelschienen werden mit steigendem Anteil der spannungsgeregelten DEA stabiler, so dass die HS/MS-Transformatoren insgesamt weniger bis nicht mehr stufen. Es werden keine regeltechnischen Wechselwirkungen zwischen den Regelungen der verschiedenen Spannungsebenen nachgewiesen. Bei richtiger Prioritäts- und Parametereinstellung der verschiedenen Regelungskreise werden keine Wechselwirkungen zwischen HS- und MS-Netzen beobachtet.

Die Verteilernetze decken den eigenen Blindleistungsbedarf komplett ab und der Überschuss wird ins HöS-Netz abgegeben. Wie in der Abbildung 65 zu sehen ist, fließt z. B. beim Szenario 2025 eine Wirkleistung von 686 MW und eine Blindleistung von 203 Mvar ins HöS-Netz.

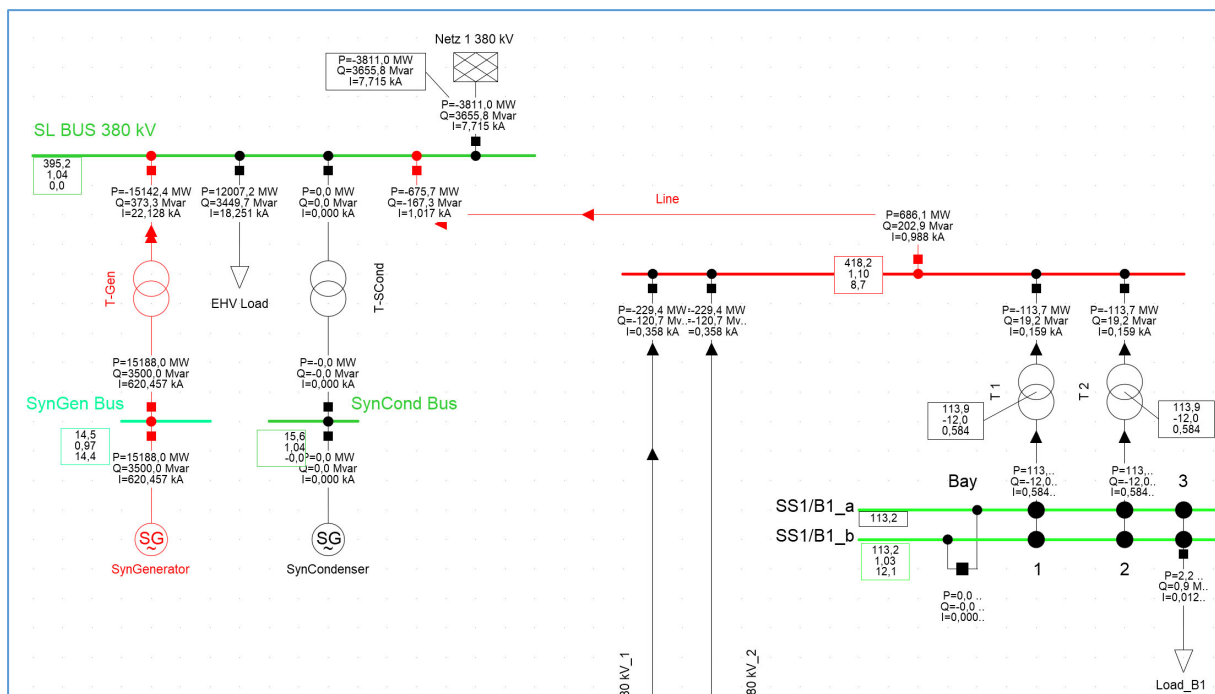


Abbildung 65: Leistungsüberschuss im Netz

Die Auslegung und Einstellung der Reglerparameter spielt eine gravierende Rolle bei der *Neuen Direkten Spannungsregelung*. Wenn Parameter wie Anregelzeit oder Verstärkung nicht korrekt eingestellt sind, ist das gesamte Netz schwingfähig und kann sich bis zu einem Spannungskollaps aufschwingen, siehe Beispiel in der Abbildung 66 und 67.

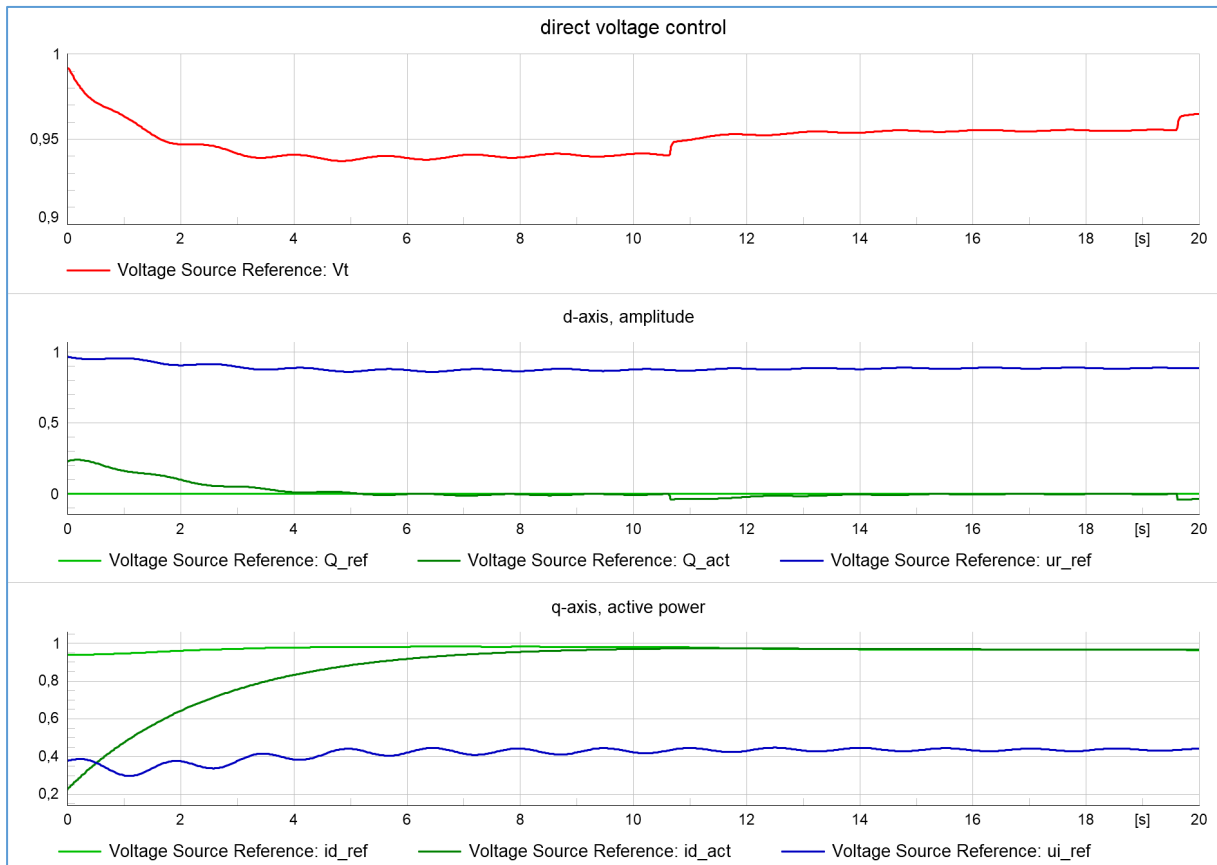


Abbildung 66: Spannungsbild mit falschen Parametereinstellungen

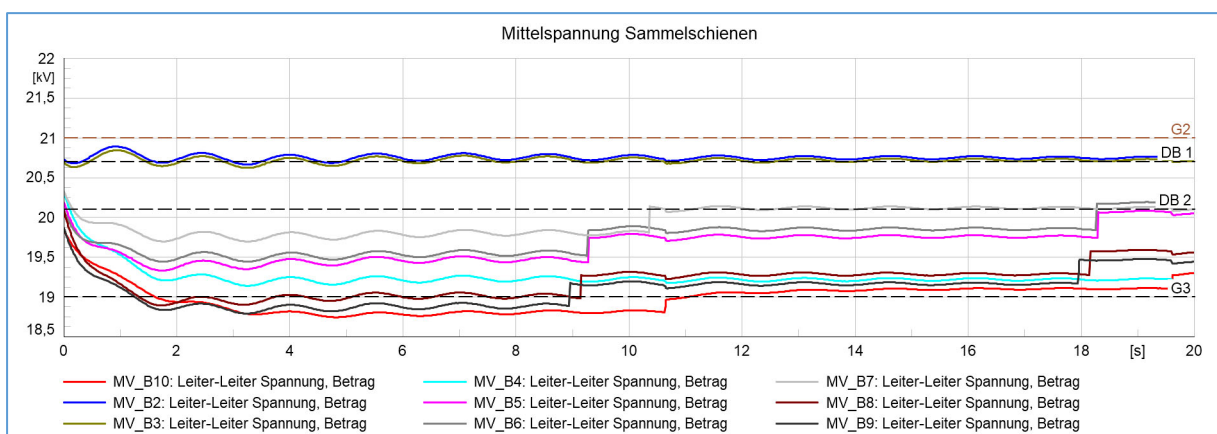


Abbildung 67: Mittelspannungsbild mit falschen Parametereinstellungen

8.4 Simulationsergebnisse der Inselnetzbildung mit der DEA

Um einen Inselbetrieb nachzubilden, wurden das vorgelagerte 380-kV-Netz, die Höchstspannungsleitungen *Line 380 kV_1* und *Line 380 kV_2* und die Hochspannungsleitungen *Line 14_1* und *Line 14_2* nach fünfzehn Sekunden abgeschaltet, siehe Abbildung 68 und 69.

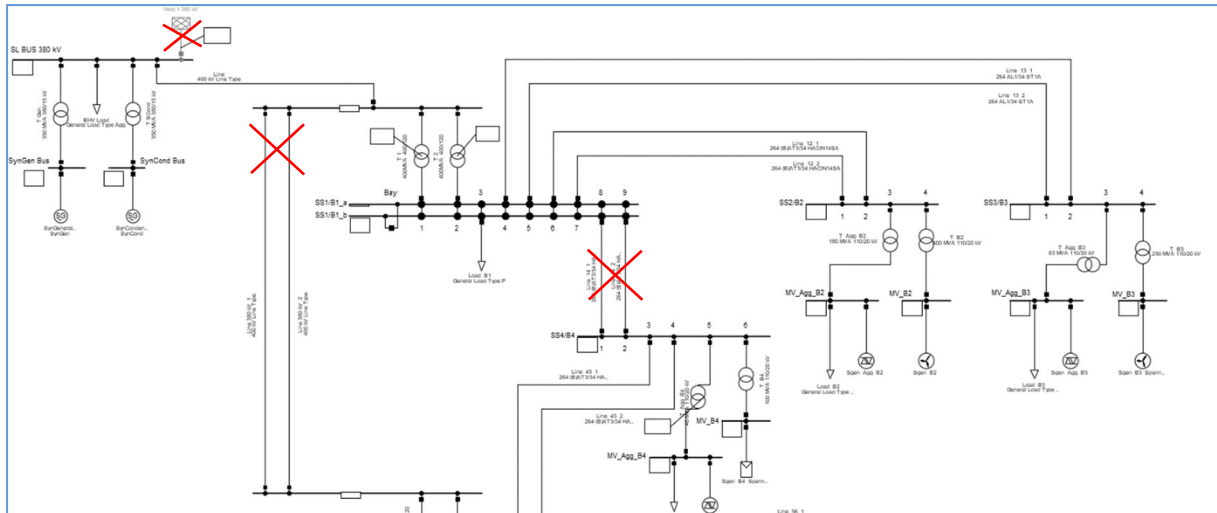


Abbildung 68: Inselnetzbildung

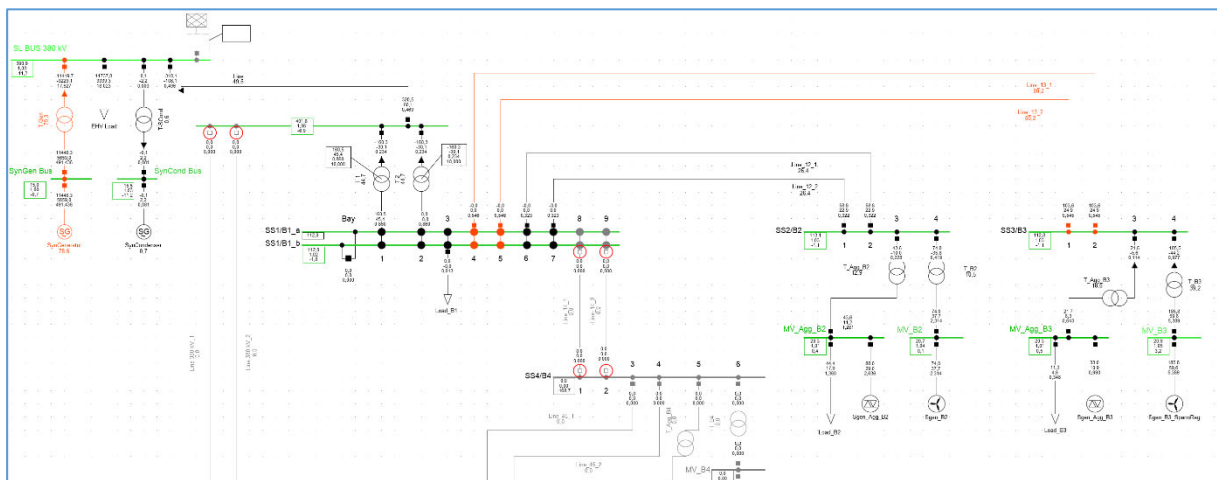


Abbildung 69: Inselnetz Betriebsmittel

Im Inselnetz befinden sich folgende Betriebsmittel:

1. Die HöS-Transformatoren (*T-Gen*, *T-SCond*, *T1* und *T2*),
2. Der Synchrongenerator mit dem Blindleistungskompensator (*SynGen*, *SynCondenser*),
3. Die Höchstspannungslast (*EHV Load*),
4. Die HoS-Transformatoren (*T_Agg_B2*, *T_B2*, *T_Agg_B3* und *T_B3*),
5. Die Hochspannungslast (*Load B1*),
6. Die DEA (*Sgen_B2*, *Sgen_B3_SpannReg*),
7. Generatoren (*Sgen_Agg_B2*, *Sgen_Agg_B3*),
8. Die Mittelspannungslast (*Load B2*, *Load B3*).

Die Simulationsergebnisse sind in den folgenden Diagrammen dargestellt:

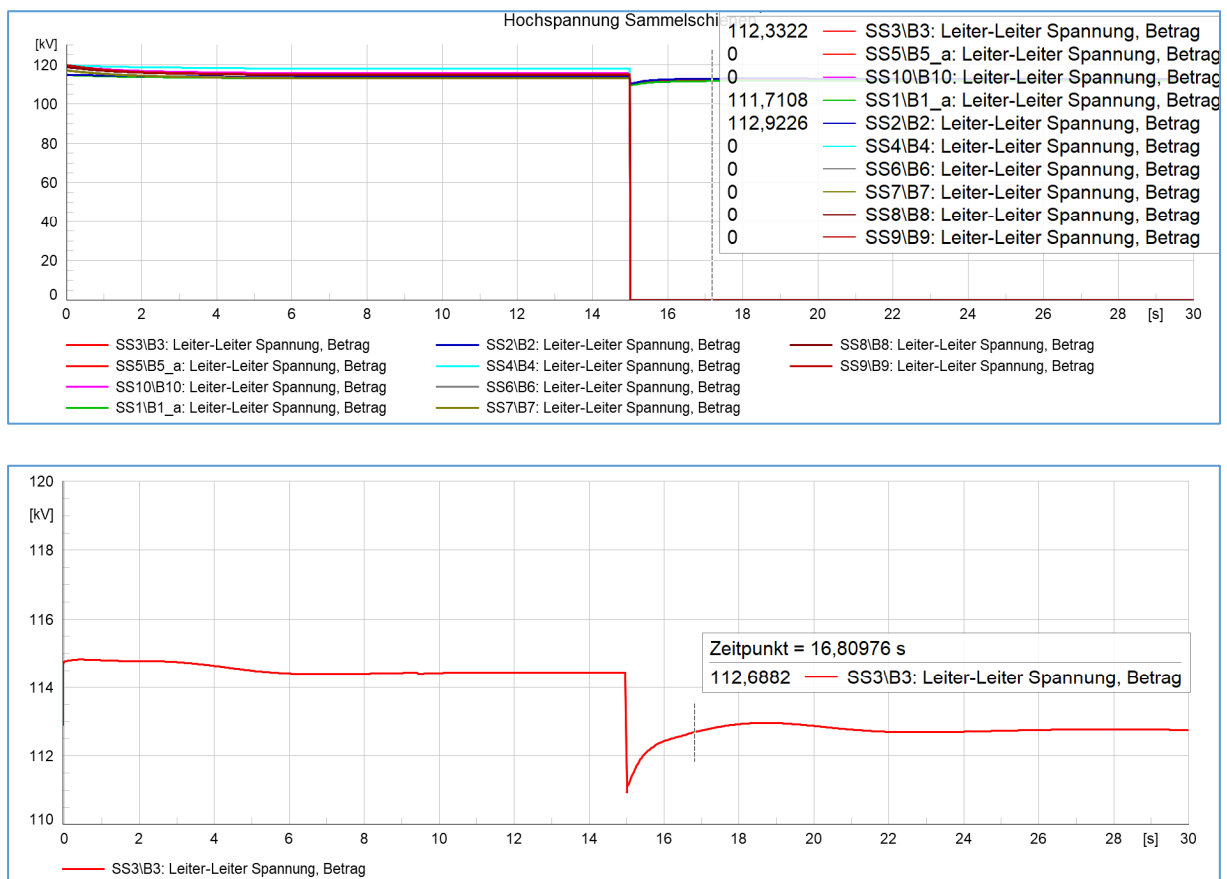


Abbildung 70: Ergebnisse der Inselnetzbildung, Hochspannung

Bei der Inselbildung sind die Hochspannungen der Sammelschienen der abgeschalteten Betriebsmittel bei 15 Sekunden auf 0 V runter gegangen, siehe Abbildung 70. An den verbleibenden Sammelschienen *SS1/B1*, *SS2/B2* und *SS3/B3* sind die Hochspannungen durch einen kurzen Spannungsdip um ein paar Prozent abgesunken, jedoch im normalen Spannungsbereich zwischen 111 kV bis 113 kV geblieben, siehe Abbildung 70. Wie bei der spannungsgeregelten DEA *Sgen_B3_SpannReg* zu sehen ist, wird die Spannung nach einem

Spannungseinbruch innerhalb von zwei Sekunden durch übergeordnete Blindleistungsregelung auf 112.7 kV hochgeregelt, siehe Abbildung 70.

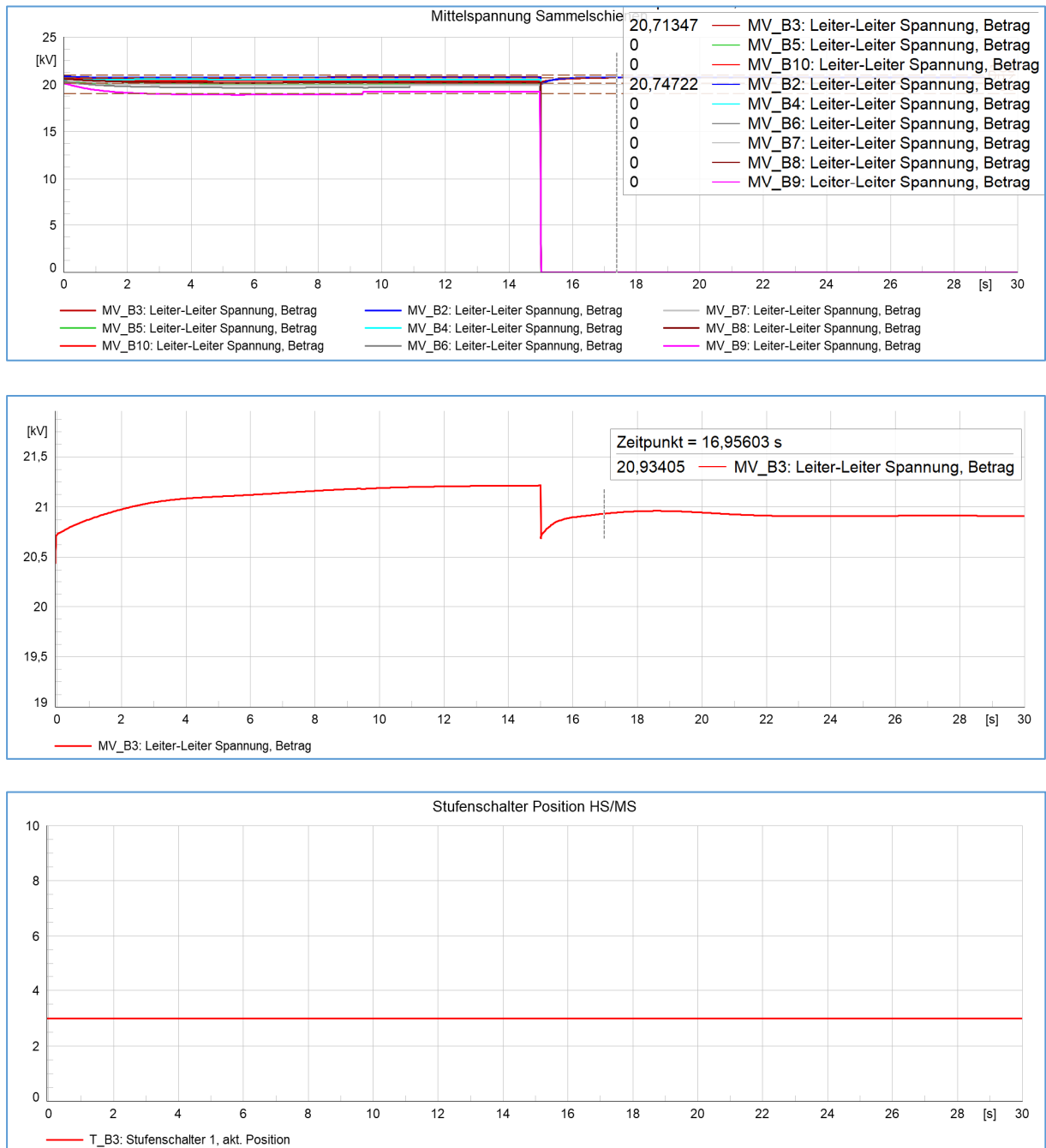


Abbildung 71: Ergebnisse der Inselnetzbildung, Mittelspannung

Das gleiche Verhalten wird bei der Mittelspannungssammelschiene beobachtet. Nach einem kurzen Spannungsdip wird die Mittelspannung an der Sammelschiene MV_B3 mit der spannungsgeregelten DEA $Sgen_B3_SpannReg$ innerhalb von zwei Sekunden auf 20.9 kV hochgeregelt. Die Spannung bleibt stabil, der Transformator T_B3 stuft nicht, siehe Abbildung 71.

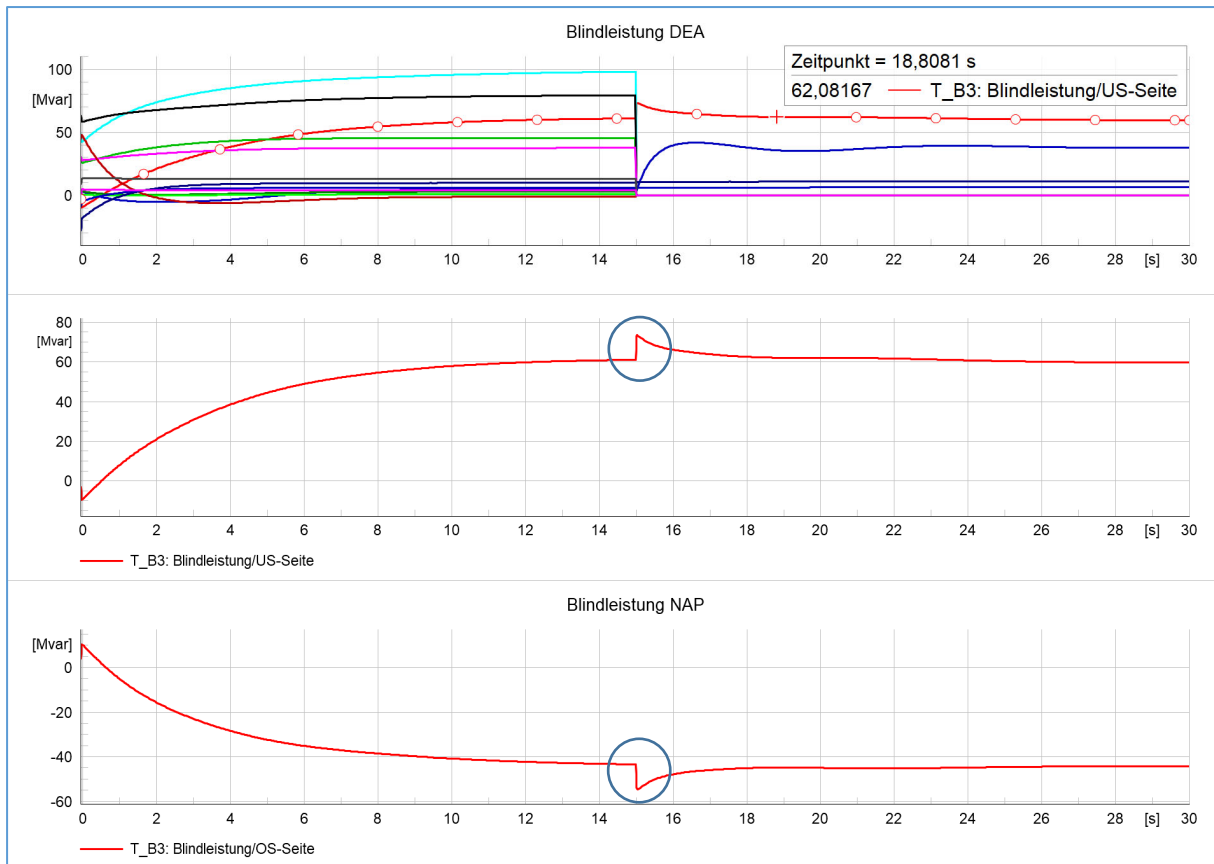


Abbildung 72: Ergebnisse der Inselnetzbildung, Blindleistung

Bei der Blindleistung ist die Reaktion der Spannungsregelung noch deutlicher zu sehen, siehe Abbildung 72. Beim Spannungsdip steigt die Vorgabe der Blindleistung der DEA $S_{gen_B3_SpannReg}$ von 60 Mvar auf 77 Mvar, gemessen wird an dem Transformator $T_B3/US\text{-Seite}$ und an dem Transformator $T_B3/OS\text{-Seite}$. Sobald die Spannung sich stabilisiert, wird die Blindleistung ohne Überschwingen auf 60 Mvar herunter geregelt.

9 Zusammenfassung der Ergebnisse und Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wurde die *Neue Direkte Spannungsregelung* für DEA weiterentwickelt und diese unter verschiedenen Blindleistungsstrategien auf die Spannungsstabilität untersucht. Die Simulation der Spannungsregelung wurde im Benchmark-Modell zukünftiger 110-kV-Netze mit radialer Topologie entwickelt. Zur Untersuchung des Systemverhaltens mit der *Neuen Direkten Spannungsregelung* wurde eine Vielzahl unterschiedlicher Szenarien in Betracht gezogen und diese mit genauen Reglereinstellungen sowie verschiedenen Parametrierungen der übergeordneten Leistungsregelung verknüpft. Damit konnten in der Simulation kritische Kombinationen identifiziert und analysiert werden.

Die Untersuchungen zeigen, dass die *Neue Direkte Spannungsregelung* bei verschiedenen Arbeitspunkten ein schnelles und stabiles Regelungsverhalten aufweist. Die Anforderungen an die Regelgüte werden erfüllt, siehe Kapitel 6. Die Klemmenspannung der DEA erreicht unter fünf Sekunden, mit einem sehr kleinem Überschwingen und mit weniger als 1 % bleibender Regelabweichung ihren Nennwert.

Die Wirk- und Blindleistung der DEA wird mit der übergeordneten Leistungsregelung stationär genau geregelt. Die Anforderungen der VDE-AR-N 4120 an das Regelungsverhalten der Blindleistung werden ebenso erfüllt. Durch die Simulation konnte gezeigt werden, dass bei steigender statischer Blindleistungseinspeisung der DEA die Übertragungsnetze bei Verwendung verschiedener Blindleistungsregelungsverfahren spannungsstabil betrieben werden. Falls die Blindleistungseinspeisung spannungsabhängig realisiert wird, z. B. bei der Anwendung der Q(U)-Kennlinie, wirkt diese stabilisierend auf den Netzbetrieb. In Szenarien, in denen die Wirkleistung der DEA von 45 % auf 80 % steigt und die DEA lokal die Spannung regelt, kollabiert das System mit zunehmendem DEA-Anteil nicht. Die netzbildende Spannungsregelung, unterstützt von der Blindleistungsregelung, bringt einen Beitrag zur Netzqualität und -stabilität, sowohl im Normalbetrieb als auch im Inselbetrieb.

Insgesamt zeigen die Spannungsregelung der DEA, die Regelung des Transformator-Stufenstellers und die übergeordnete Blindleistungsregelung einen positiven Einfluss auf die Verteilernetze. Die Hoch- und Mittelspannungen an den Sammelschienen werden mit steigendem Anteil der spannungsgeregelten DEA stabiler, so dass die HS/MS-Transformatoren insgesamt deutlich weniger bzw. gar nicht mehr stufen. Es wurden keine regeltechnischen Wechselwirkungen zwischen den spannungsebenen-übergreifenden Regelungen nachgewiesen. Bei richtiger Prioritäts- und Parametereinstellung der Regelkreise wurden keine Wechselwirkungen zwischen HS- und MS-Netzen beobachtet.

Die Auslegung und Einstellung der Reglerparameter spielen eine bedeutende Rolle bei der *Neuen Direkten Spannungsregelung*. Wenn die Parameter nicht korrekt eingestellt sind, kann das gesamte Verteilernetz schwingen oder sich im schlimmsten Fall aufschwingen und zu einem Spannungskollaps führen.

Es sind noch einige offene Fragestellungen bei der *Neuen Direkten Spannungsregelung* geblieben. Was passiert beispielsweise mit der Netzfrequenz, wenn ein großer Leistungsexportüberschuss im Netz stattfindet und es zur einer spontanen Inselbildung kommt. Um die Frequenz im Inselnetz zu stabilisieren und der Frequenzänderungen entgegenwirken zu können, gibt es viele Ansätze in der Forschung. Die „*Fast Frequency Control*“ oder „*Frequency Droop Control*“ Frequenzregelung kann zusätzlich zu der Spannungsregelung implementiert werden. Die gespeicherte Energie in den Windgeneratoren oder in den Kondensatoren des DC-Kreises, die sogenannte Momentan Reserve der DEA, wird für die Frequenzregelung und -stützung zur Verfügung stehen. So werden die netzbildenden DEA in der Lage sein, bei großen Störungen instantan zu reagieren und die Netze zu stabilisieren.

Die netzbildenden Wechselrichter dürfen nicht in ferner Zukunft, sondern müssen bereits jetzt zur Anwendung kommen. Aus der Betriebserfahrung muss Expertise aufgebaut und vertiefende Analysen des Verhaltens künftiger Umrichter Techniken im Netz gesammelt werden. Mit deren Hilfe können, die aus dem Betrieb genommenen Kraftwerke ersetzt werden und ein stabiles Verbundnetz mit regenerativen Anlagen gewährleistet werden.

Literaturverzeichnis

- [1] I. Erlich, Senior Member, IEEE, A. Korai, T. Neumann, M. K. Zadeh, S. Vogt, C. Buchhagen, C. Rauscher, A. Manze and J. Jung, "New Control of Wind Turbines Ensuring Stable and Secure Operation Following Islanding of Wind Farms," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 32, no. 3, pp. 1263-1271, Sept. 2017.
- [2] A. Korai, J. Denecke, Department of Electrical Power Systems University of Duisburg-Essen, "New Control Approach for Blackstart Capability of full Converter Wind Turbines with Direct Voltage Control," in *IEEE Milan PowerTech*, 2017.
- [3] T. Neumann, I. Erlich, B. Paz, A. Korai, University of Duisburg-Essen, "Novel Direct Voltage Control by Wind Turbines," in *IEEE 978-1-5090-4168-8/16*, 2016.
- [4] P. Unruh et. al., "Enhanced Grid-Forming Inverters in Future Power Grids", in *EPE ECCE*, 2018.
- [5] M. Nuschke, B. Winter, F. Rauscher, "Frequenzstabilität im Umrichter-dominierten Verbundsystem - Erste Ergebnisse mit einem ÜN-Testmodell", *IREC Side Event "Grid control for inverter dominated power systems"*, Wien, Okt. 2018.
- [6] F. Rauscher, E. Rebak, B. Engel, "Impact of inverters with virtual synchronous machine control in low voltage grids", *8th Solar Integration Workshop*, Stockholm, Oct. 2018.
- [7] Ph. Strauß, M. Nuschke, P. Unruh, L. Pabon, "Grid Control 2.0 – Control and Stability in Inverter Dominated Power Systems", *Workshop "Grid-forming Inverters for Low-inertia Power Systems"*, Seattle, Apr. 2019.
- [8] A. Kannan, M. Nuschke, D. Strauß-Mincu, "Load frequency control for frequency stability analysis of prospective power systems with high shares of inverter-based generation", *13th IEEE PES PowerTech Conference*, Mailand, Jun. 2019.
- [9] M. Nuschke, B. Winter, D. Strauß-Mincu, B. Engel, "Power System Stability Analysis for System-split Situations with Increasing Shares of Inverter-based Generation", *NEIS Konferenz*, Hamburg, Sept. 2019.
- [10] Ph. Strauß, S. Rogalla, F. Schuldt, T. Leibfried, "Weiterentwicklung der Stromnetze – stromrichterdominiertes Versorgungssystem.", *FVEE Jahrestagung 2019: "Energy Research for Future - Forschung für die Herausforderungen der Energiewende"*, Berlin, Okt. 2019.

- [11] M. Nuschke, "Frequenzstabilität im umrichterbasierten Verbundsystem", *FNN Kongress Netze*, Nürnberg, Dez. 2019.
- [12] M. Nuschke, "Frequenzstabilität bei Netzauftrennungen im umrichterdominierten Verbundsystem", *RETCon Konferenz*, Nordhausen, Feb. 2020.
- [13] Ph. Strauss, Th. Degner, M. Nuschke, L. Ospina and P. Unruh, "Control and Stability of Inverter Dominated Power Systems", *Entso-e Workshop*, Brussels, Feb. 2020.
- [14] P. Unruh, M. Nuschke, F. Welck, Ph. Strauß, "Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods". MDPI Energies, Special Issue Modern Power System Dynamics, Stability and Control, <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/10/2589/htm>, May 2020.
- [15] A. Kannan, M. Nuschke, B. Dobrin, D. Strauß-Mincu, "Frequency Stability Analysis for Inverter Dominated Grids during System Split", *Conference*, Portugal, PSCC 2020.
- [16] L. Pabón Ospina, Thierry van Cutsem, "Emergency Support of Transmission Voltages by Active Distribution Networks: A Non-intrusive Scheme", submitted to IEEE Transactions, and "Power Factor Improvement by Active Distribution Networks During Voltage Emergency Situations", *Conference*, Porto, PSCC June 2020.
- [17] Prof. Dr.-Ing. Georg Möhlenkamp, Vorlesungsskript: "Power electronics applications in high voltage grids", BTU Cottbus-Senftenberg, 2021.
- [18] Prof. Dr.-Ing. Georg Möhlenkamp, Vorlesungsskript: "Power Converter in Grids for Transmission and Distribution of Electrical Energy", BTU Cottbus-Senftenberg, 2021.
- [19] Prof. Dr.-Ing. Georg Möhlenkamp, Vorlesungsskript: "Generators and Large Drives", BTU Cottbus-Senftenberg, 2021.
- [20] Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz, Vorlesungsskript: "Planung von Energieübertragungsnetzen", BTU Cottbus-Senftenberg, 2021.
- [21] Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz, Vorlesungsskript: "Schutz von Energieübertragungsnetzen", BTU Cottbus-Senftenberg, 2021.
- [22] Dr.-Ing. Bernhard Klug, Vorlesungsskript: "Regelung elektrischer Antriebe", BTU Cottbus-Senftenberg, 2021.
- [23] www.vde.com/
- [24] www.vde.com/resource/blob/1712734/c08b69f8b917aa6ff605d933fcd98a1/fnn-info-solidaritaet-im-verbundsystem--data.pdf
- [25] www.vde.de/

DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, VDE AR-N 4110:2018-11, "Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung) ", Berlin, Offenbach: VDE-Verlag, Nov. 2018.

DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, VDE AR-N 4120:2018-11, "Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung) ", Berlin, Offenbach: VDE-Verlag, Nov. 2018.

DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, VDE AR-N 4130:2018-11, "Technische Regeln für Insel- und Teilnetzbetriebsfähigkeit (TAR Hochspannung) ", Berlin, Offenbach: VDE-Verlag, Nov. 2018.

[26] ENTSO-E/GC ESC/CENELEC... ENTSO-E Technical Group on High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources, Mai 2022.

[27] www.ise.fraunhofer.de, Mai 2022.

[28] O. Föllinger, "Laplace-, Fourier- und z-Transformation", 10. Auflage, VDE-Verlag, 2011.

[29] O. Föllinger, "Regelungstechnik", 11. Auflage, VDE, 2013.

[30] H. Lücke, "Signalübertragung", 4. Auflage, Springer Verlag, 1990.

[31] J. Lunze, "Regelungstechnik 1", 10. Auflage, Springer Verlag, 2014.

[32] J. Lunze, "Regelungstechnik 2", 8. Auflage, Springer Verlag, 2014.

[33] H. Lutz, W. Wendt "Taschenbuch Regelungstechnik", 2. Auflage, Verlag Harri Deutsch, 1998.

[34] H. Meyer, "Regelungstechnik und Systemtheorie", Wissenschaftsverlag Mainz in Aachen, 1998.

[35] www.digsilent.de/, Mai 2022.

[36] BTU Cottbus-Senftenberg und ARGE FNB OST, Netzstudie "Auswirkungen höherer Netzauslastung auf die Stabilität im Verteilnetz", Jan. 2022.

[37] S. Meinecke, D. Sarajlić, S. Drauz, A. Klettke, L.-P. Lauven, C. Rehtanz, A. Moser und M. S. Braun, "SimBench - A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions Based on Power Flow Analysis", Energies 2020, p. 3290, Jun. 2020.

- [38] T. Van Cutsem, M. Glavic und W. Rosehart, "Test Systems for Stability Analysis and Security Assessment", IEEE Power & Energy Society, Technical Report PES-TR19, 2015.
- [39] S. Mills, R. Hulett, D. Wright und J. Gorman, "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies", Electric Power Society, IEEE Std. 421.5- 2005, 2005.
- [40] N. Fulgêncio, C. Moreira, L. Carvalho und J. Peças Lopes, "Aggregated dynamic model of active distribution networks for large voltage disturbances", Electric Power Systems Research, Bd. 178, p. 106006, 2020.
- [41] Bundesregierung, "Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung", Sep. 2010.
- [42] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, "Programm zur Marktaktivierung für Elektrofahrzeuge - 100.000 Stück bis Ende 2014", Berlin, Jun. 2009.
Online:
www.bmub.bund.de/fileadmin/bmuimport/files/pdfs/allgemein/application/pdf/marktaktivierung_elektroauto_hintergrund_bf.pdf, May 2022.
- [43] Dreyer & Bosse, Planungsunterlage Blockheizkraftwerk BHKW.
Online:
www.wolfheiztechnik.de/fileadmin/content/Downloads/Planungsunterlagen/4800812_201402_BHKW_D_B_Planungsunterlage.pdf, May. 2016.
- [44] BDEW, Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016):
Foliensatz zur BDEW-Energie-Info.
Online:
[www.bdew.de/internet.nsf/res/FDFDE1F303A781EBC1257F61005AA43C/\\$file/160218_Foliensatz%20Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG_2016_final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/res/FDFDE1F303A781EBC1257F61005AA43C/$file/160218_Foliensatz%20Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG_2016_final.pdf), Mai 2022.
- [45] "Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015: Zweiterer Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber", Feb. 2016.
Online:
Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland - Zehnjahresvergleich_BDEW, Mai 2022.

- [46] M. Kaltschmitt, A. Wiese and W. Streicher, "Erneuerbare Energien", Berlin: Springer-Verlag Heidelberg Berlin New York, 2003.
- [47] dena-Verteilnetzstudie: *Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Endbericht: Zentral- und Landesbibliothek Berlin; ZLB. Senatsbibliothek, 2012.
- [48] B. Burger, Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2017.
Online:
www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/daten-zu-erneuerbaren-energien/Stromerzeugung_2017.pdf, Mai 2022.
- [49] Technische Richtlinie - Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, 2008.
- [50] Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen: SDLWindV, 2009.
Online:
www.clearingstelle-eeg.de/files/SDLWindV_juris_150206.pdf, Mai 2022.
- [51] Bundesregierung, "Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung", Aug. 2009.
- [52] A. A. A. Radwan and Y. A.-R. I. Mohamed, "Analysis and Active-Impedance-Based Stabilization of Voltage-Source-Rectifier Loads in Grid-Connected and Isolated Microgrid Applications", *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 563–576, 2013.
- [53] IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, 2005.
- [54] T. Ackermann, T. Prevost, V. Vittal, A. Roscoe, J. Matevosyan, N. Miller: Paving the Way. A Future Without Inertia Is Closer Than You Think. In: *Power and Energy Magazine*, IEEE 15, S. 61–69, 6.2017.
- [55] A. Tayyebi, Z. Miletic, F. Dörfler, F. Kupzog, W. Hribernik: Grid-forming converters - inevitability, control strategies and challenges in future grid applications: CIRED Workshop, 2018.
- [56] ENTSO-E: High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS). ENTSO-E Guidance document for national implementation for network codes on grid connection. Brussels, Belgium, 2017.
- [57] www.umweltbundesamt.de, May 2022.

[58] www.eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L:2019:223:FULL&from=PL, May 2022.

[59] www.b-tu.de/bibliothek/, Mai 2022.

Anhang

A.1 Frequenzbereiche und Zeiträume gemäß Artikel 12

Tabelle 18: Frequenzbereiche und Zeiträume gemäß Artikel 12

Synchronegebiet	Frequenzbereich	Zeitraum für den Betrieb
Kontinentaleuropa	47,5 Hz — 48,5 Hz	Von jedem ÜNB festzulegen, jedoch mindestens 30 Minuten
	48,5 Hz — 49,0 Hz	Von jedem ÜNB festzulegen, jedoch nicht kürzer als im Bereich 47,5 Hz — 48,5 Hz
	49,0 Hz — 51,0 Hz	Unbegrenzt
	51,0 Hz — 51,5 Hz	30 Minuten

Mindestzeiträume in denen eine Verbrauchsanlage mit Übertragungsnetzanschluss, eine Verteilernetzanlage mit Übertragungsnetzanschluss oder ein Verteilernetz in der Lage sein muss, den Betrieb in verschiedenen, von der Nennfrequenz abweichenden, Frequenzbereichen ohne Trennung vom Netz aufrechtzuerhalten.

A.2 Spannungsbereiche und Zeiträume gemäß Artikel 13

Tabelle 19: Spannungsbereiche 110-kV-300 kV und Zeiträume gemäß Artikel 13

Synchronegebiet	Spannungsbereich	Zeitraum für den Betrieb
Kontinentaleuropa	0,90 pu — 1,118 pu	Unbegrenzt
	1,118 pu — 1,15 pu	Von jedem ÜNB festzulegen, jedoch mindestens 20 Minuten und höchstens 60 Minuten

Mindestzeiträume in denen eine Verbrauchsanlage mit Übertragungsnetzanschluss, eine Verteilernetzanlage mit Übertragungsnetzanschluss oder ein Verteilernetz mit Übertragungsnetzanschluss, in der Lage sein muss, den Betrieb in verschiedenen, vom Referenzwert 1 p.u. abweichenden Spannungsbereichen am Netzanschlusspunkt, ohne Trennung vom Netz aufrechtzuerhalten, wenn die Basisspannung für die Per-Unit-Werte zwischen 110 kV (einschließlich) und 300 kV (ausschließlich) liegt.






Tabelle 20: Spannungsbereiche 300-kV-400 kV und Zeiträume gemäß Artikel 13

Synchronegebiet	Spannungsbereich	Zeitraum für den Betrieb
Kontinentaleuropa	0,90 pu — 1,05 pu	Unbegrenzt
	1,05 pu — 1,10 pu	Von jedem ÜNB festzulegen, jedoch mindestens 20 Minuten und höchstens 60 Minuten

Mindestzeiträume in denen eine Verbrauchsanlage mit Übertragungsnetzanschluss, eine Verteilernetzanlage mit Übertragungsnetzanschluss oder ein Verteilernetz mit Übertragungsnetzanschluss in der Lage sein muss, den Betrieb in verschiedenen, vom Referenzwert 1 p.u. abweichenden Spannungsbereichen am Netzanschlusspunkt ohne Trennung vom Netz aufrechtzuerhalten, wenn die Basisspannung für die Per-Unit-Werte zwischen 300 kV und 400 kV (einschließlich) liegt.



A.3 Betriebsmittel des HöS-Netzes



Tabelle 21: Betriebsmittel des HöS-Netzes

Betriebsmittel	Name	Element	Netz Typ	Zusätzliche Einstellungen
Netz 	Grid S3	*.ElmXnet	380 kV	SK ^{max} =10000 MVA
Sammelschienen 	SL BUS 380 kV Busbar 380 kV 1 Busbar 380 kV 2	*.ElmTerm	380 kV	
Leitungen 	Line Line 380kV_1 Line 380kV_2	*.ElmLne	380 kV	150 km, 400 kV Line Type 150 km, 400 kV Line Type 150 km, 400 kV Line Type
2-Wicklungstransformatoren 	T1 T2 T3 T4 T-Gen T-SCond	*.ElmTr2	380 kV	400 MVA_400/120 400 MVA_400/120 400 MVA_400/120 400 MVA_400/120 350 MVA 380/15 kV 350 MVA 380/15 kV
Allgemeine Last 	EHV Load	*.ElmLod	380 kV	11060 MW, 3054.8 Mvar induktiv

A.4 Betriebsmittel des HoS-Netzes





Tabelle 22: Betriebsmittel des HoS-Netzes

Betriebsmittel	Name	Element	Netz Typ	Zusätzliche Einstellungen
Sammelschienen 	B1_a B1_b B2 B3 B4 B5_a, B5_b B6 B7 B8 B9 B10	*.ElmTerm	110 kV	
Leitungen 	Line_12_1 Line_12_2 Line_13_1 Line_13_2 Line_14_1 Line_14_2 Line_45_1 Line_45_2 Line_56_1 Line_56_2 Line_57_1 Line_57_2 Line_58_1 Line_58_2	*.ElmLne	110 kV	8 km, 264-(B)AT3 /34- HACIN14SA 4 km, 264-AL1/34-ST1A 96 km, 264-(B)AT3/34- HACIN14SA 57 km, 264-(B)AT3/34- HACIN14SA 8 km, 264-AL1/34-ST1A 23 km, 264-AL1/34-ST1A 6 km, 264-(B)AT3/34- HACIN14SA

	Line_810_1 Line_810_2 Line_89_1 Line_89_2			11 km, 264-AL1/34-ST1A 10 km, 264-(B)AT3/34-HACIN14SA
2-Wicklungs- transformatoren, immer zwei parallelgeschaltet 	T_Agg_B2 T_Agg_B3 T_Agg_B4 T_Agg_B10 T_B2 T_B3 T_B4 T_B5 T_B6 T_B7 T_B8 T_B9 T_B10	*.Elm Tr2	110 kV	180 MVA 110/20 kV 63 MVA 110/20 kV 40 MVA 110/20 kV 40 MVA 110/20 kV 400 MVA 110/20 kV 250 MVA 110/20 kV 100 MVA 110/20 kV 250 MVA 110/20 kV 40 MVA 110/20 kV 10 MVA 110/20 kV 100 MVA 110/20 kV 250 MVA 110/20 kV 40 MVA 110/20 kV
Allgemeine Last 	Load_B1	*.ElmLod	110 kV	2.25 MW, $\cos\varphi=0.93$, ind.

A.5 Betriebsmittel des MS-Netzes

Tabelle 23: Betriebsmittel des MS-Netzes

Betriebsmittel	Name	Element	Netz Typ	Zusätzliche Einstellungen
Sammelschienen 	MV_Agg_B2 MV_Agg_B3 MV_Agg_B4 MV_Agg_B10 MV_B2 MV_B3 MV_B4 MV_B5 MV_B6 MV_B7 MV_B8 MV_B9 MV_B10	*.ElmTerm	20 kV	
Leitungen 	keine			vernachlässigbar kurze Länge
2-Wicklungs- transformatoren 	keine			
Allgemeine Last 	Load_B2 Load_B3 Load_B4 Load_B6 Load_B7 Load_B8	*.ElmLod	20 kV	43 MW, $\cos\varphi=0.93$, ind. 11 MW, $\cos\varphi=0.93$, ind. 6.5 MW, $\cos\varphi=0.93$, ind. 7.5 MW, $\cos\varphi=0.93$, ind. 7.5 MW, $\cos\varphi=0.93$, ind. 7.5 MW, $\cos\varphi=0.93$, ind.

	Load_B9			7.5 MW, $\cos\varphi=0.93$, ind.
	Load_B10			16 MW, $\cos\varphi=0.93$, ind.
DEA als statische Generatoren	Sgen_Agg_B2	*.ElmGenstat	20 kV	Für 2025: 40 MW
	Sgen_Agg_B3			21 MW
	Sgen_Agg_B4			45 MW
	Sgen_Agg_B10			18.3 MW
	Sgen_B2			74 MW
	Sgen_B3_SpannReg			8.8 MW
	Sgen_B4_SpannReg			63.5 MW
	Sgen_B5_SpannReg			149 MW
	Sgen_B6			23 MW
	Sgen_B7			4 MW
	Sgen_B8_SpannReg			84 MW
	Sgen_B9			126 MW
	Sgen_B10_SpannReg			72 MW

A.6 Einstellungen der Lastflussberechnung

The screenshot shows the 'Lastflussberechnung' (Load Flow Calculation) settings window. The title bar indicates the file path: 'Study Cases\Load Event\Load Flow Calculation.ComLdf'. The interface is divided into a left sidebar and a main content area.

Left Sidebar (Navigation):

- Grund-Optionen (Selected)
- Wirkleistungsregelung
- Erweiterte Optionen
- Berechnungseinstellungen
- Ausgaben
- Last/Erzeugung Skalierung
- Niederspannungsanalyse

Main Content Area (Settings):

- Berechnungsmethode:**
 - AC Lastfluss, symmetrisch, Mitsystem
 - AC Lastfluss, unsymmetrisch, 3-Phasen (L1-L2-L3)
 - DC Lastfluss (linear)
- Regulierung der Wirkleistung:**
 - Automatische Stufeneinstellung von Phasenschiebern
 - Berücksichtige Wirkleistungsgrenzen
- Regulierung von Spannung und Blindleistung:**
 - Automatische Stufeneinstellung der Transformatoren
 - Automatische Stufenstellerregelung der Kompensation/Filter
 - Berücksichtige Blindleistungsgrenzen
- Temperaturabhängigkeit: Leitungs/Kabel-Widerstände:**
 - bei:
- Last-Option:**
 - Berücksichtige Spannungsabhängigkeit der Lasten
 - Lastskalierung an definierten Abgängen

Buttons (Right Side):

- Ausführen
- Schließen
- Abbrechen

Abbildung 73: Einstellungen der Lastflussberechnung

A.7 Die Übertragungsfunktion des Führungsverhaltens

$$\begin{aligned}
 G_{wU}(s) &= \frac{1}{G_{Gen}(s)^{-1} \cdot G_{PI}(s)^{-1} + 1} = \\
 &= \frac{1}{\frac{1}{K_{Gen} \cdot \frac{1}{T_{Gen} \cdot s + 1}} \cdot \frac{1}{K_{PI} \cdot \frac{T_{PI} \cdot s + 1}{T_{PI} \cdot s}} + 1} = \\
 &= \frac{1}{\frac{T_{Gen} \cdot s + 1}{K_{Gen}} \cdot \frac{T_{PI} \cdot s}{K_{PI}(T_{PI} \cdot s + 1)} + 1} = \\
 &= \frac{1}{\frac{T_{Gen} \cdot s + 1}{K_{Gen}} \cdot \frac{T_{PI} \cdot s}{K_{PI}(T_{PI} \cdot s + 1)} + \frac{T_{PI} \cdot s + 1}{T_{PI} \cdot s + 1}} = \\
 &= \frac{T_{PI} \cdot s + 1}{\frac{T_{Gen} \cdot s + 1}{K_{Gen}} \cdot \frac{T_{PI} \cdot s}{K_{PI}} + (T_{PI} \cdot s + 1)} = \\
 &= \frac{T_{PI} \cdot s + 1}{\frac{T_{Gen} \cdot T_{PI} \cdot s^2 + T_{PI} \cdot s}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + (T_{PI} \cdot s + 1)} = \\
 &= \frac{T_{PI} \cdot s + 1}{\frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} \cdot s^2 + \left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1\right) \cdot T_{PI} \cdot s + 1} = G_{wU}(s)
 \end{aligned}$$

A.8 Die Übertragungsfunktion des Störverhaltens

$$\begin{aligned}
 G_{zU}(s) &= \frac{1}{G_{Gen}(s)^{-1} + G_{PI}(s)} = \\
 &= \frac{1}{\frac{1}{K_{Gen} \cdot \frac{1}{T_{Gen} \cdot s + 1}} + K_{PI} \cdot \frac{T_{PI} \cdot s + 1}{T_{PI} \cdot s}} = \\
 &= \frac{1}{\frac{T_{Gen} \cdot s + 1}{K_{Gen}} + K_{PI} \cdot \frac{T_{PI} \cdot s + 1}{T_{PI} \cdot s}} \cdot \frac{\frac{T_{PI} \cdot s}{K_{PI}}}{\frac{T_{PI} \cdot s}{K_{PI}}} = \\
 &= \frac{\frac{T_{PI} \cdot s}{K_{PI}}}{\frac{T_{Gen} \cdot s + 1}{K_{Gen}} \cdot \frac{T_{PI} \cdot s}{K_{PI}} + K_{PI} \cdot \frac{T_{PI} \cdot s + 1}{T_{PI} \cdot s} \cdot \frac{T_{PI} \cdot s}{K_{PI}}} = \\
 &= \frac{\frac{T_{PI} \cdot s}{K_{PI}}}{\frac{T_{Gen} \cdot T_{PI} \cdot s^2}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + \frac{T_{PI} \cdot s}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + T_{PI} \cdot s + 1} = \\
 &= \frac{\frac{T_{PI} \cdot s}{K_{PI}}}{\frac{T_{Gen} \cdot T_{PI} \cdot s^2}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + \left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1 \right) \cdot T_{PI} \cdot s + 1} = G_{zU}(s)
 \end{aligned}$$

A.9 GwU(s) mit konjugiert komplexer Erweiterung

Überführung der $G_{wU_Fil}(s)$ zurück in den Frequenzbereich:

$$G_{wU_Fil}(j\omega) = \frac{1}{\frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} \cdot (j\omega)^2 + \left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1\right) \cdot T_{PI} \cdot (j\omega) + 1}$$

$$G_{wU_{Fil}}(j\omega) = \frac{1}{1 - \frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} \cdot \omega^2 + \left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1\right) \cdot T_{PI} \cdot (j\omega)}$$

Erweiterung mit konjugiert komplexer Zahl:

$$\begin{aligned} G_{wU_{Fil}}(j\omega) &= \frac{1}{1 - \frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} \cdot \omega^2 + \left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1\right) \cdot T_{PI} \cdot (j\omega)} \cdot \frac{1 - \frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} \cdot \omega^2 - \left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1\right) \cdot T_{PI} \cdot j\omega}{1 - \frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} \cdot \omega^2 - \left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1\right) \cdot T_{PI} \cdot j\omega} = \\ &= \frac{1 - \frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} \cdot \omega^2 - \left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1\right) \cdot T_{PI} \cdot j\omega}{\left(1 - \frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} \cdot \omega^2\right)^2 + \left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1\right)^2 \cdot T_{PI}^2 \cdot \omega^2} = G_{wU}(j\omega) \end{aligned}$$

A.10 GwU(s) Betrag des Frequenzganges

$$G_{wU}(j\omega) = \frac{1 - \frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} \cdot \omega^2 - \left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1\right) \cdot T_{PI} \cdot j\omega}{\left(1 - \frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} \cdot \omega^2\right)^2 + \left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1\right)^2 \cdot T_{PI}^2 \cdot \omega^2} = \frac{a + jb}{a^2 + b^2}$$

In allgemeiner Form:

$$G(j\omega) = \frac{a + jb}{a^2 + b^2} = \frac{a}{a^2 + b^2} + \frac{jb}{a^2 + b^2} = Re + jIm$$

Betrag in allgemeiner Form:

$$|G(j\omega)|^2 = |Re^2 + Im^2| = \frac{a^2}{(a^2 + b^2)^2} + \frac{b^2}{(a^2 + b^2)^2} = \frac{a^2 + b^2}{(a^2 + b^2)^2} = \frac{1}{(a^2 + b^2)}$$

$$\begin{aligned} |G_{wU}(j\omega)|^2 &= \frac{1}{\left(1 - \frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} \cdot \omega^2\right)^2 + \left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1\right)^2 \cdot T_{PI}^2 \cdot \omega^2} = \\ &= \frac{1}{1 - 2 \frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} \cdot \omega^2 + \left(\frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} \cdot \omega^2\right)^2 + \frac{T_{PI}^2 \cdot \omega^2}{K_{Gen}^2 \cdot K_{PI}^2} + 2 \frac{T_{PI}^2 \cdot \omega^2}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + T_{PI}^2 \cdot \omega^2} = \\ &= \frac{1}{\left(\frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}}\right)^2 \cdot \omega^4 + \left(T_{PI}^2 \cdot \omega^2 \left(-\frac{2T_{Gen}}{T_{PI} \cdot K_{Gen} \cdot K_{PI}} + \frac{1}{K_{Gen}^2 \cdot K_{PI}^2} + \frac{2}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1\right)\right) + 1} = \\ &= \frac{1}{\left(\frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}}\right)^2 \cdot \omega^4 + \left(\left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1\right)^2 - 2 \cdot \frac{T_{Gen}}{T_{PI} \cdot K_{Gen} \cdot K_{PI}}\right) \cdot T_{PI}^2 \cdot \omega^2 + 1} \end{aligned}$$

A.11 Optimale Nachstellzeit T_{PI_opt}

$$\left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1\right)^2 - 2 \cdot \frac{T_{Gen}}{T_{PI} \cdot K_{Gen} \cdot K_{PI}} = 0$$

$$2 \cdot \frac{T_{Gen}}{T_{PI} \cdot K_{Gen} \cdot K_{PI}} = \left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1\right)^2$$

$$2 \cdot \frac{T_{Gen}}{T_{PI} \cdot K_{Gen} \cdot K_{PI}} = \frac{(1 + K_{Gen} \cdot K_{PI})^2}{(K_{Gen} \cdot K_{PI})^2}$$

$$T_{PI} \cdot K_{Gen} \cdot K_{PI} = \frac{2T_{Gen}}{\frac{(1 + K_{Gen} \cdot K_{PI})^2}{(K_{Gen} \cdot K_{PI})^2}}$$

$$T_{PI_opt} = T_{Gen} \frac{2 \cdot K_{Gen} \cdot K_{PI}}{(1 + K_{Gen} \cdot K_{PI})^2}$$

A.12 Einsetzen von Tpi_opt in die GwU(s)

$$G_{wU_Fil}(s) = \frac{1}{\frac{T_{Gen} \cdot T_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} \cdot s^2 + \left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1\right) \cdot T_{PI} \cdot s + 1}$$

$$G_{wU_Fil}(s) =$$

$$= \frac{1}{T_{Gen} \cdot \frac{2T_{Gen}K_{Gen}K_{PI}}{K_{Gen} \cdot K_{PI}(1 + K_{Gen} \cdot K_{PI})^2} s^2 + \left(\frac{1}{K_{Gen} \cdot K_{PI}} + 1\right) \cdot T_{Gen} \frac{2K_{Gen}K_{PI}}{(1 + K_{Gen} \cdot K_{PI})^2} s + 1} =$$

$$= \frac{1}{\frac{2}{(1 + K_{Gen} \cdot K_{PI})^2} \cdot T_{Gen}^2 s^2 + \left(\frac{2}{(1 + K_{Gen} \cdot K_{PI})^2} + \frac{2K_{Gen}K_{PI}}{(1 + K_{Gen} \cdot K_{PI})^2}\right) \cdot T_{Gen} s + 1} =$$

$$= \frac{1}{\frac{2}{(1 + K_{Gen} \cdot K_{PI})^2} \cdot T_{Gen}^2 \cdot s^2 + \left(\frac{2}{1 + K_{Gen} \cdot K_{PI}}\right) \cdot T_{Gen} \cdot s + 1}$$

A.13 Spannungsregelung im Arbeitspunkt 4 und 5

Tabelle 24: Parametereinstellungen der Spannungsregelung im Arbeitspunkt 4

Q_priority	aktiv	Die Vorgabe der Blindleistung hat Priorität
Q(U)	aktiv	Die Q(U)-KL-Regelung ist aktiv
Last	konstant	Der Last bleibt konstant

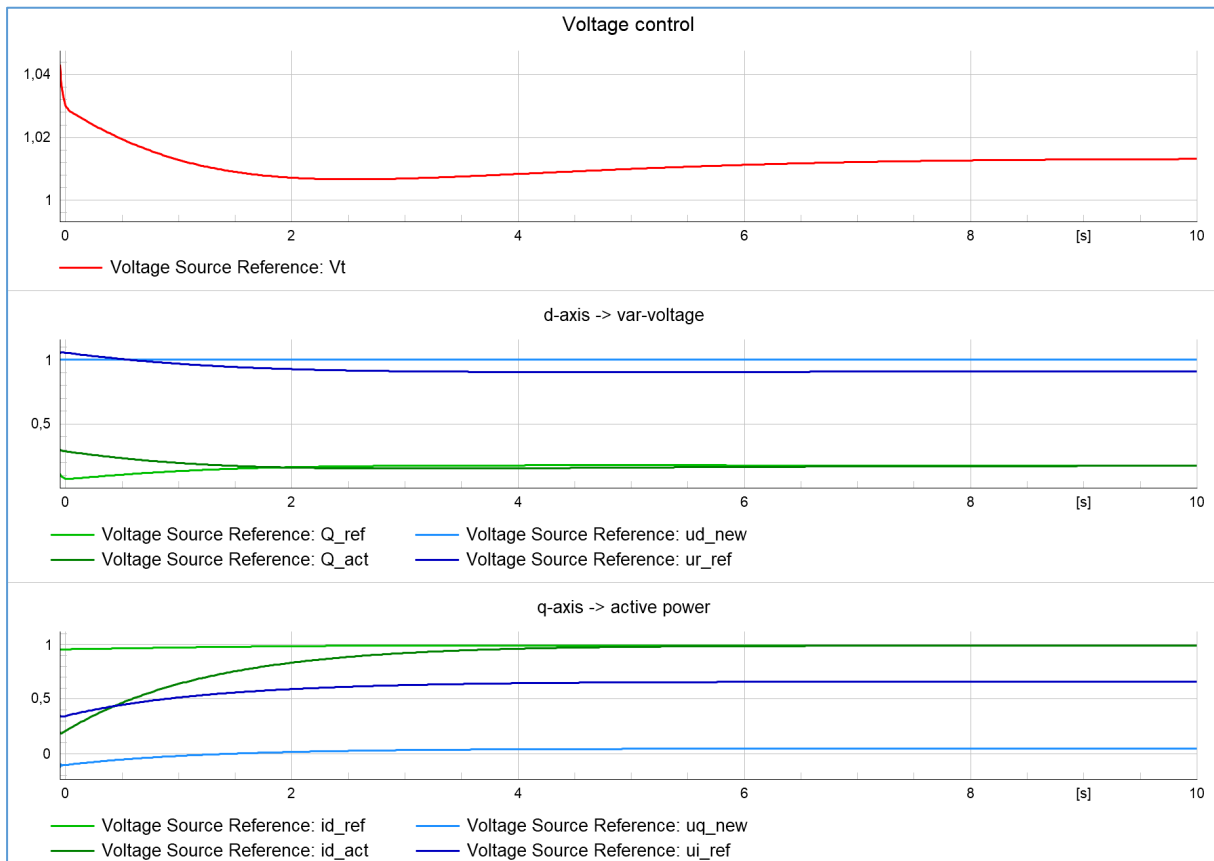


Abbildung 74: Ergebnisse der Spannungsregelung im Arbeitspunkt 4

Tabelle 25: Parametereinstellungen der Spannungsregelung im Arbeitspunkt 5

Q_priority	aktiv	Die Vorgabe der Blindleistung hat Priorität
Q(U)	aktiv	Die Q(U)-KL-Regelung ist aktiv
Last	Sprung, reaktiv	Die Last springt auf 300 % der Nennleistung bei 10s

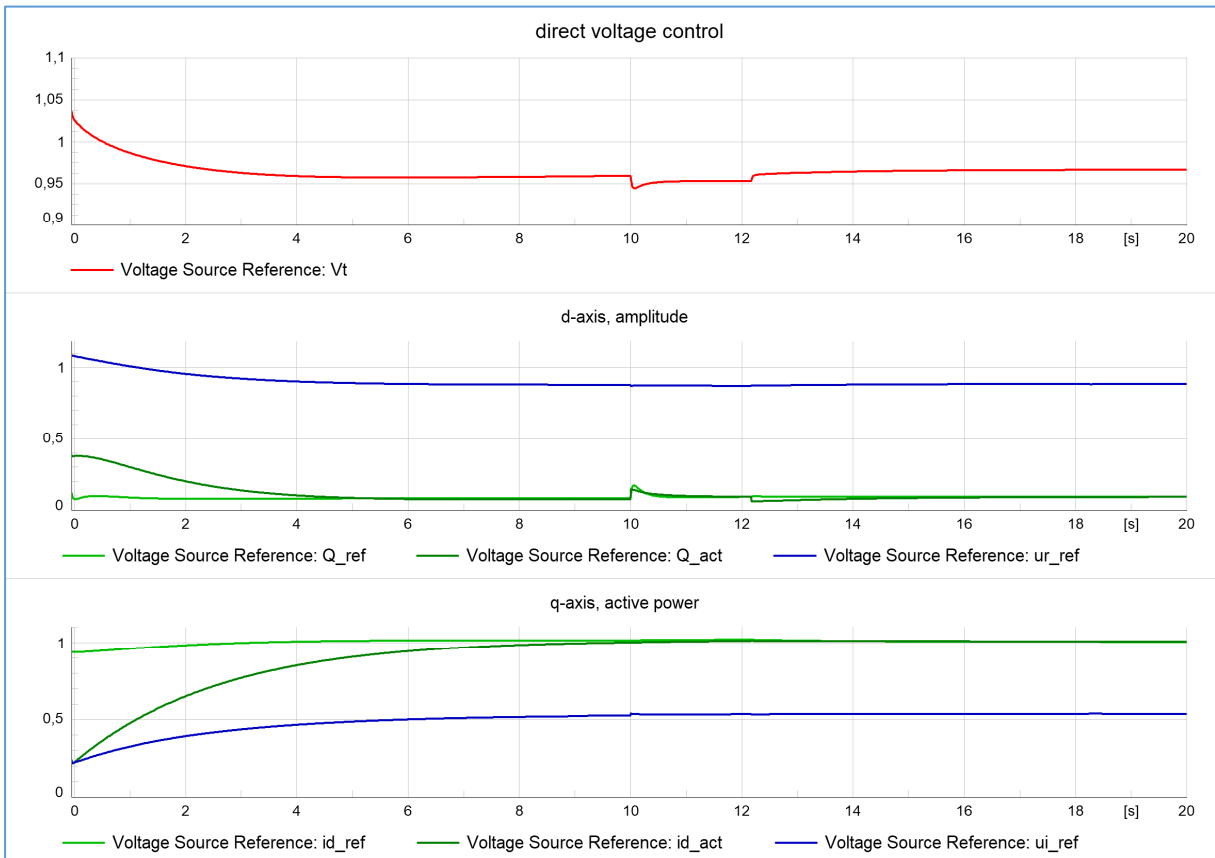


Abbildung 75: Ergebnisse der Spannungsregelung im Arbeitspunkt 5

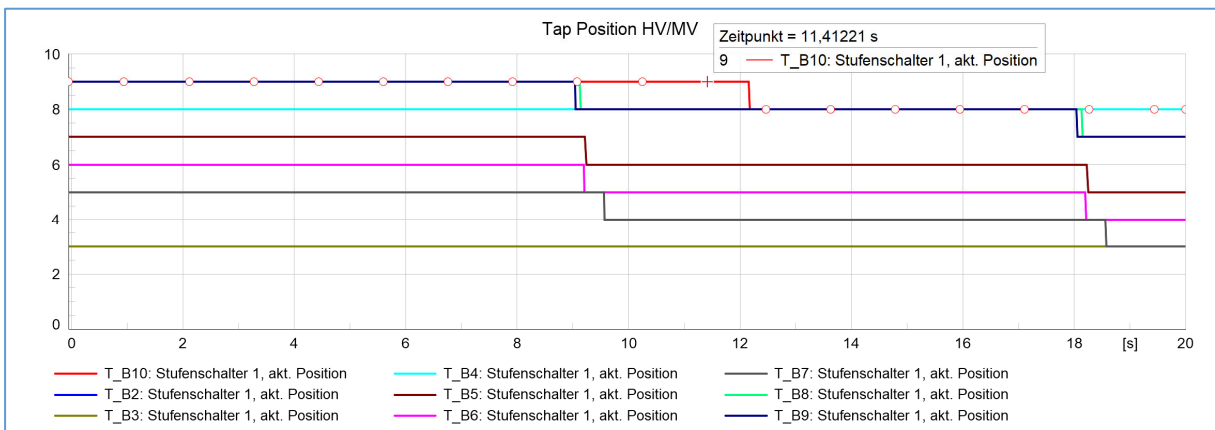


Abbildung 76: Ergebnisse der Spannungsregelung mit Stufenschalter im Arbeitspunkt 5

A.14 Szenario für das Jahr 2025

Tabelle 26: Parametereinstellungen der Spannungsregelung für das Szenario 2025

Jahr	2025	Das Szenario für das Jahr 2025 ist aktiv
ΣP	728 MW (45%)	Die gesamte Wirkleistung der DEA
Sgen_B10	Spannungsregelung	Statischer Generator B10 hat Spannungsregelung
Q_priority	aktiv	Die Vorgabe der Blindleistung hat Priorität
Q(U)	aktiv	Die Q(U)-Kennlinie ist aktiv
Last	Sprung, reaktiv	Die Last springt auf 300 % der Nennleistung bei 12s

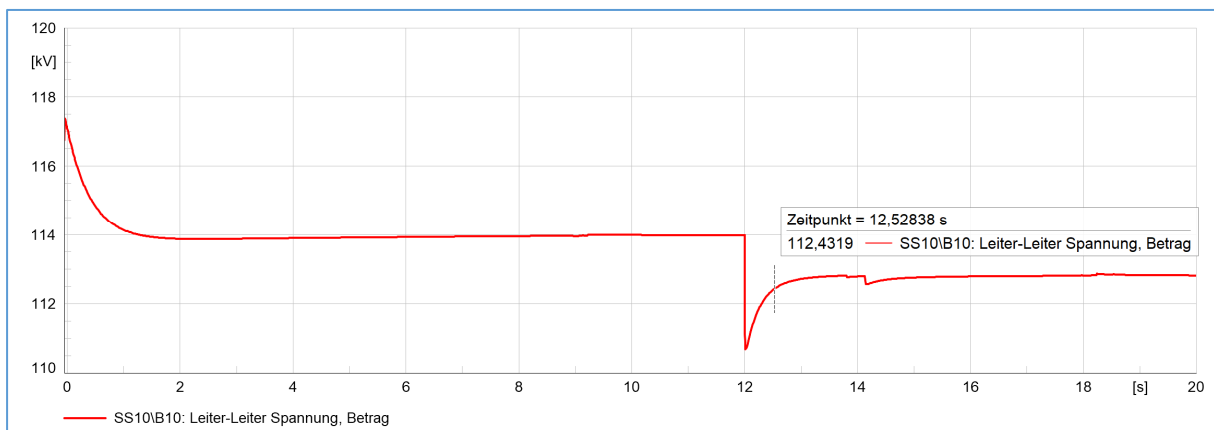
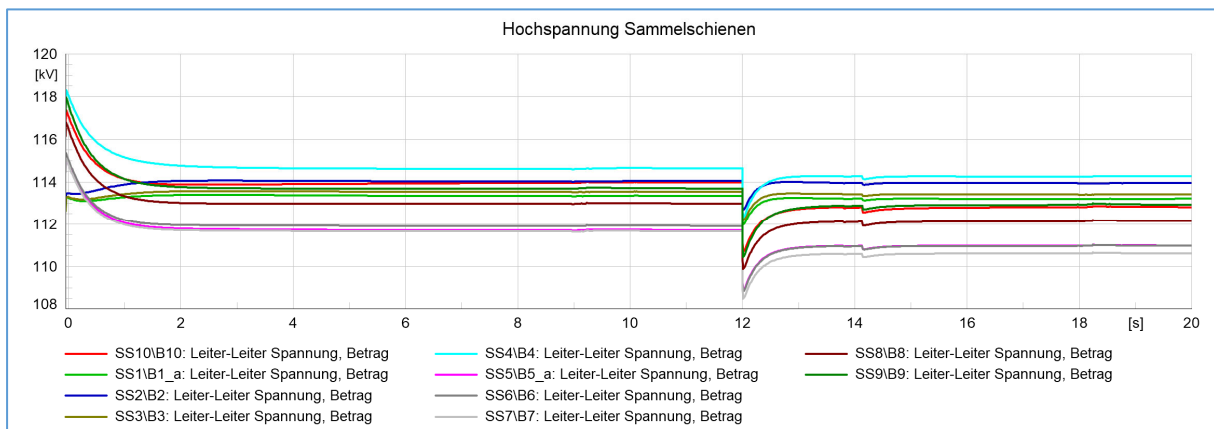


Abbildung 77: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2025, Hochspannung

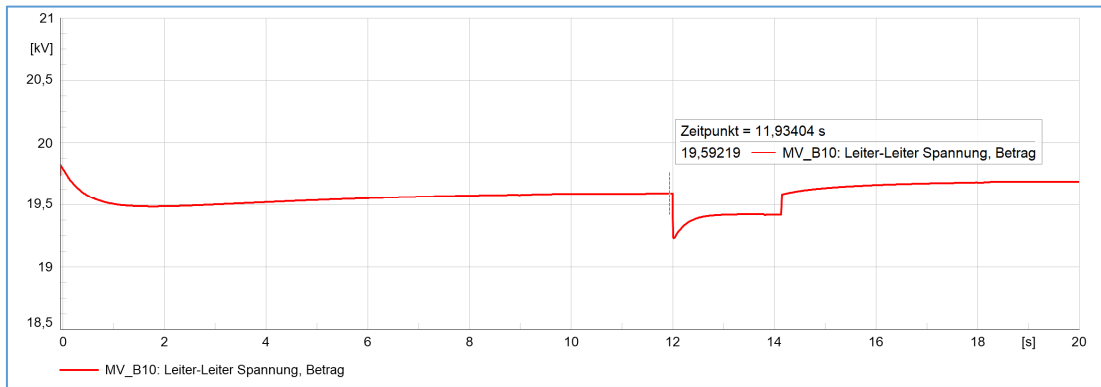
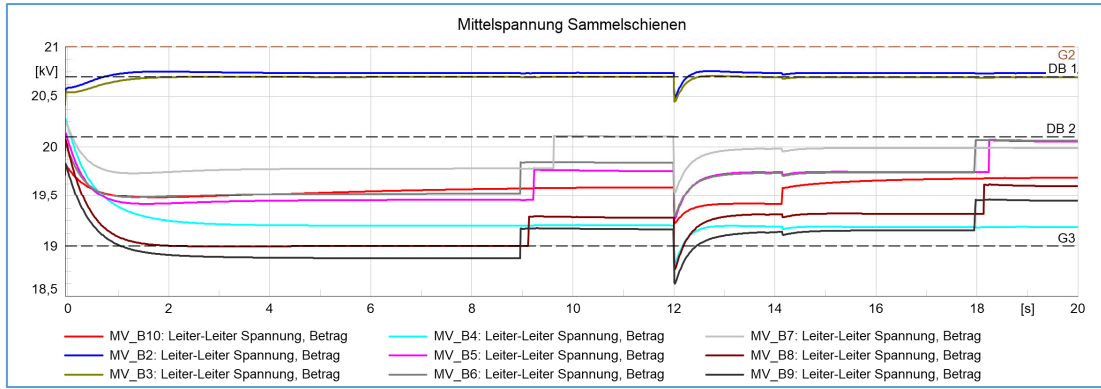


Abbildung 78: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2025, Mittelspannung

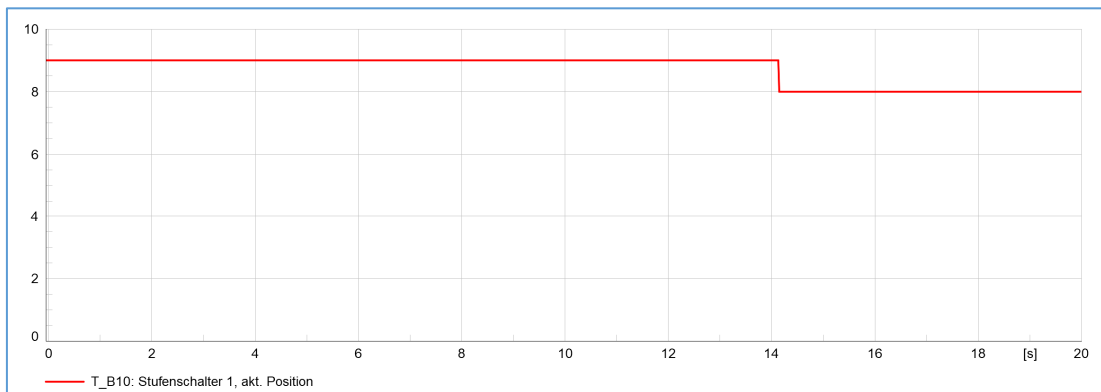
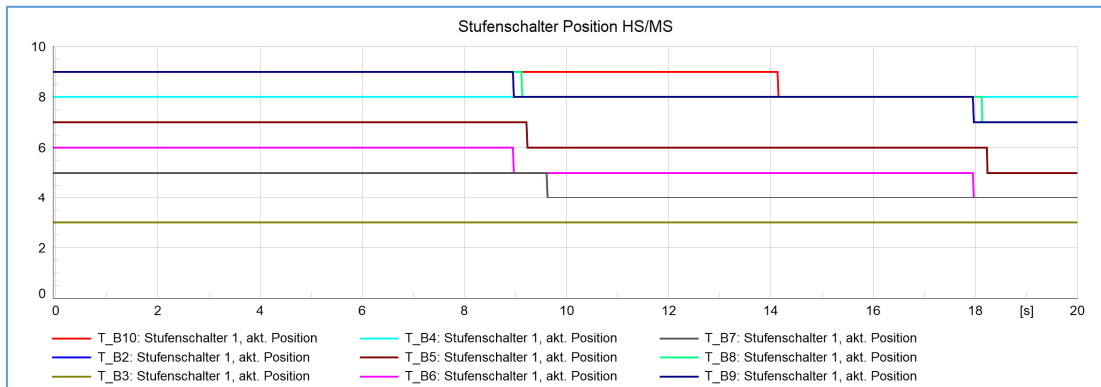


Abbildung 79: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2025, Stufenschalter

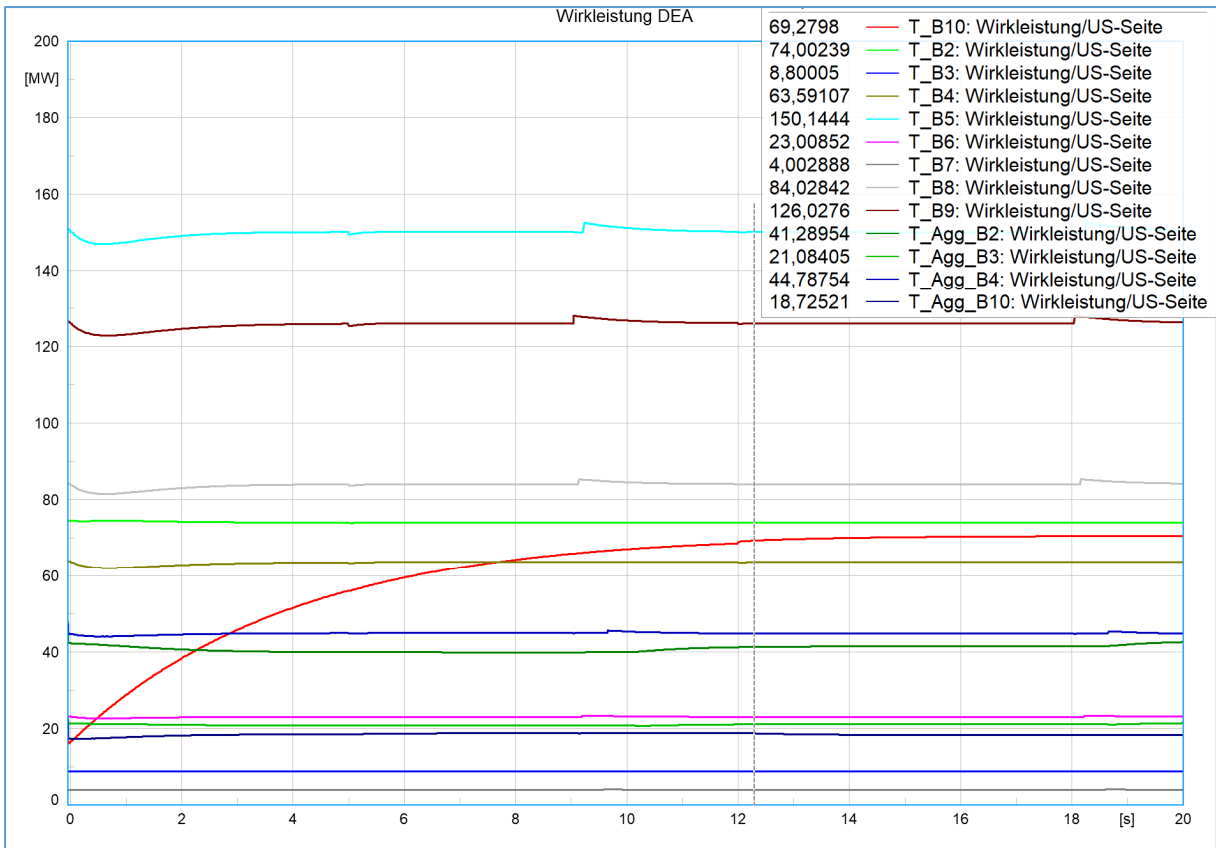


Abbildung 80: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2025, Wirkleistung

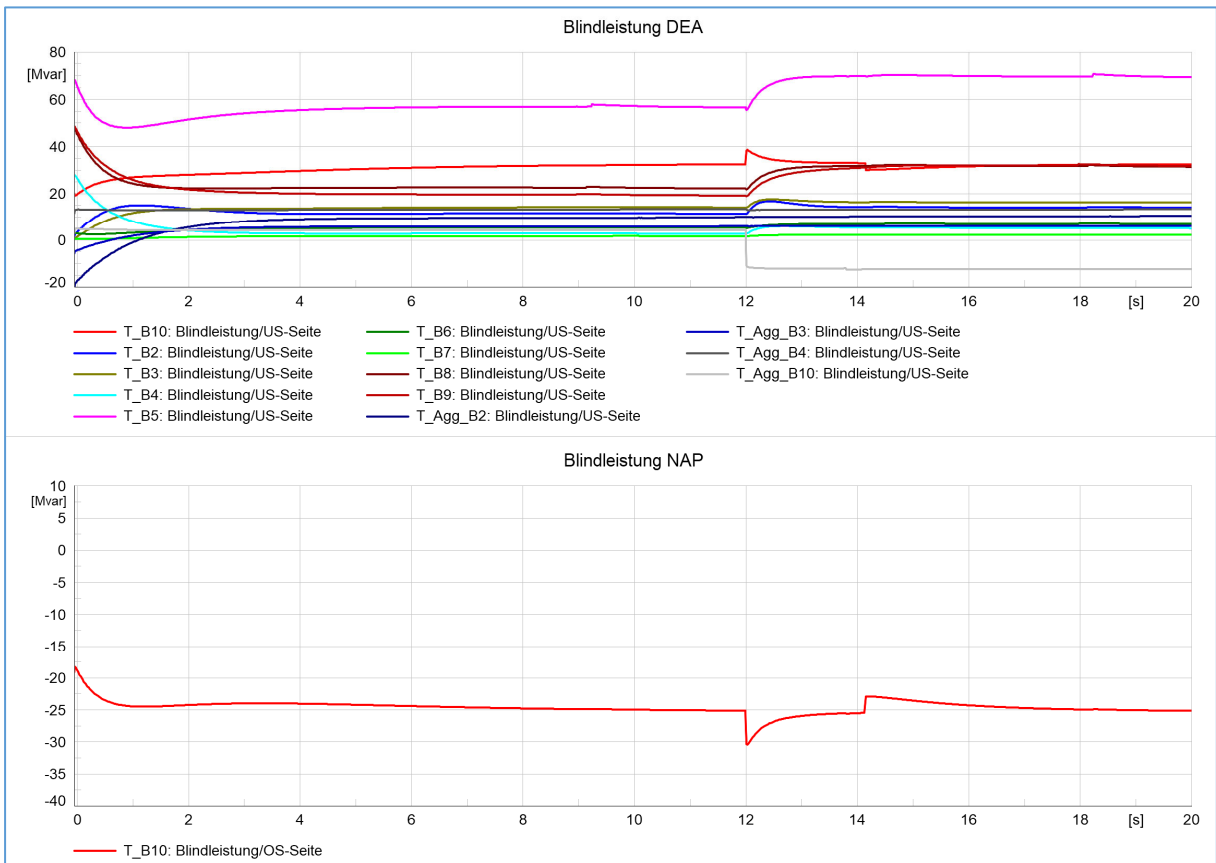


Abbildung 81: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2025, Blindleistung

A.15 Szenario für das Jahr 2035

Tabelle 27: Parametereinstellungen der Spannungsregelung für das Szenario 2035

Jahr	2035	Das Szenario für das Jahr 2035 ist aktiv
ΣP	840 MW (60%)	Die gesamte Wirkleistung der DEA
Sgen_B3, B5, B10	Spannungsregelung	Statische Generatoren B3, B5 und B10 haben Spannungsregelung
Q_priority	aktiv	Die Vorgabe der Blindleistung hat Priorität
Q(U)	aktiv	Die Q(U)-Kennlinie ist aktiv
Last	Sprung, reaktiv	Die Last springt auf 300 % der Nennleistung bei 12s

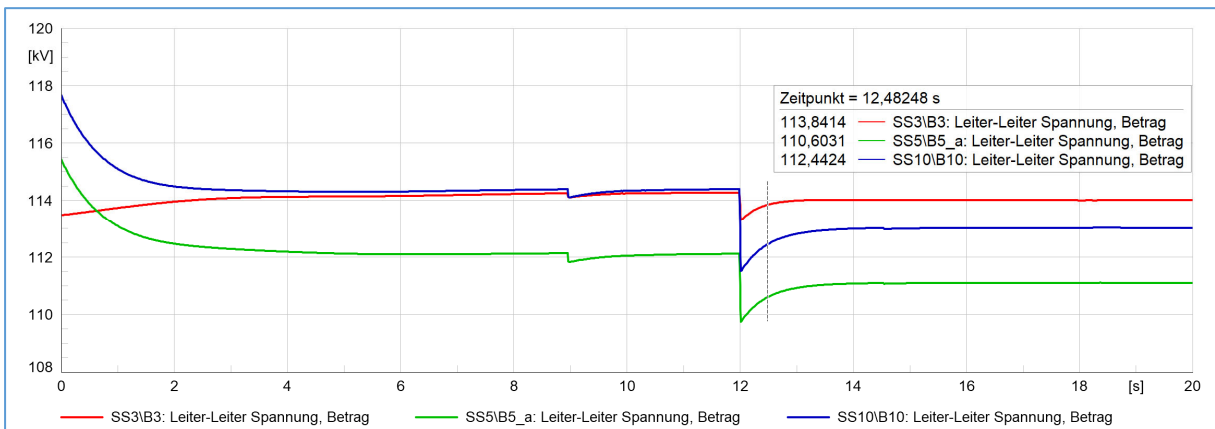
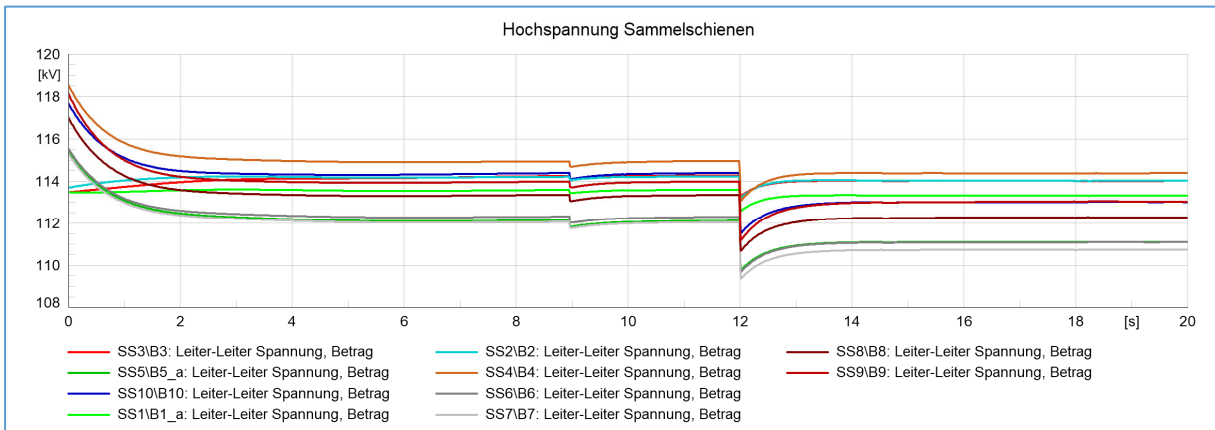


Abbildung 82: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2035, Hochspannung

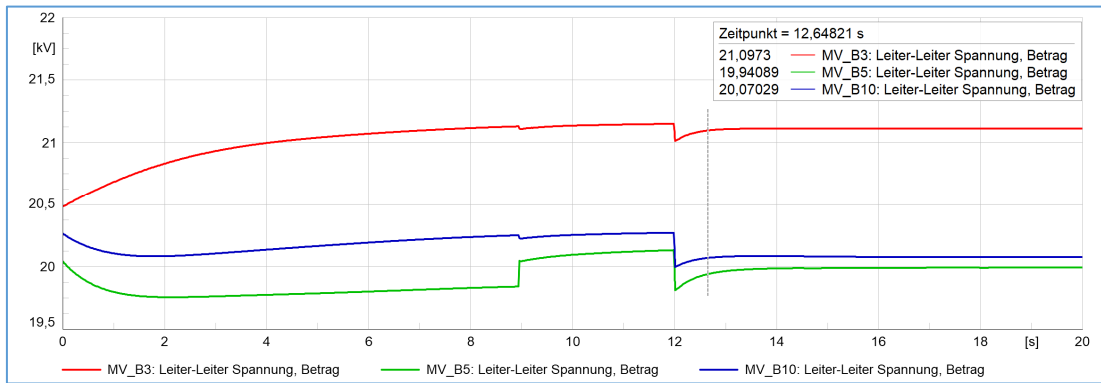
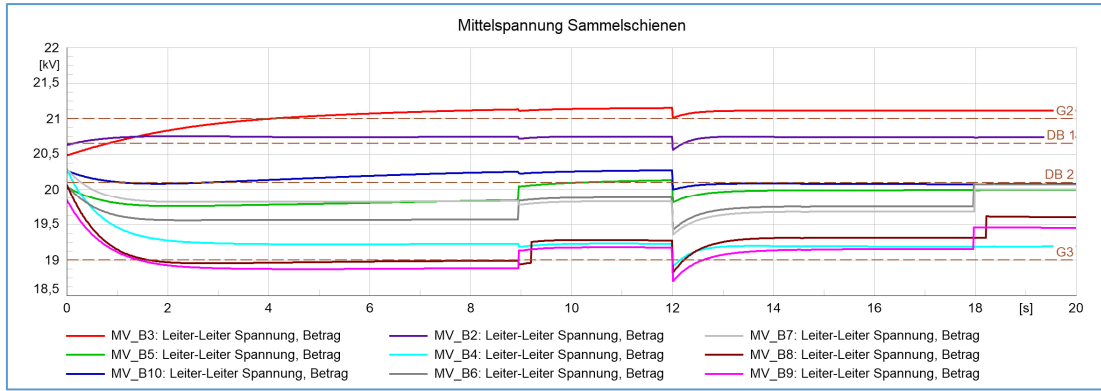


Abbildung 83: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2035, Mittelspannung

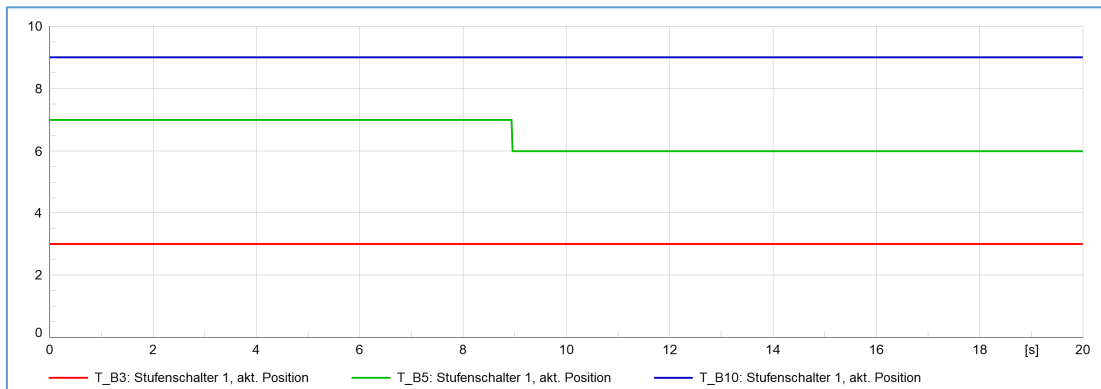
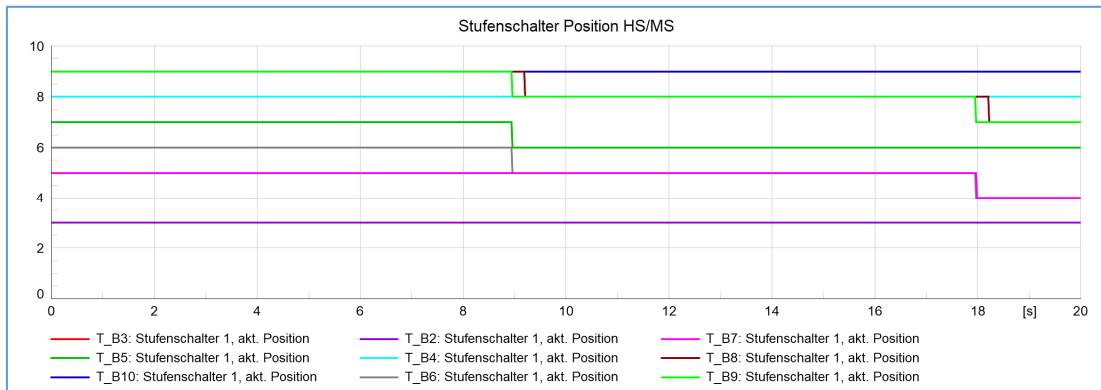


Abbildung 84: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2035, Stufenschalter

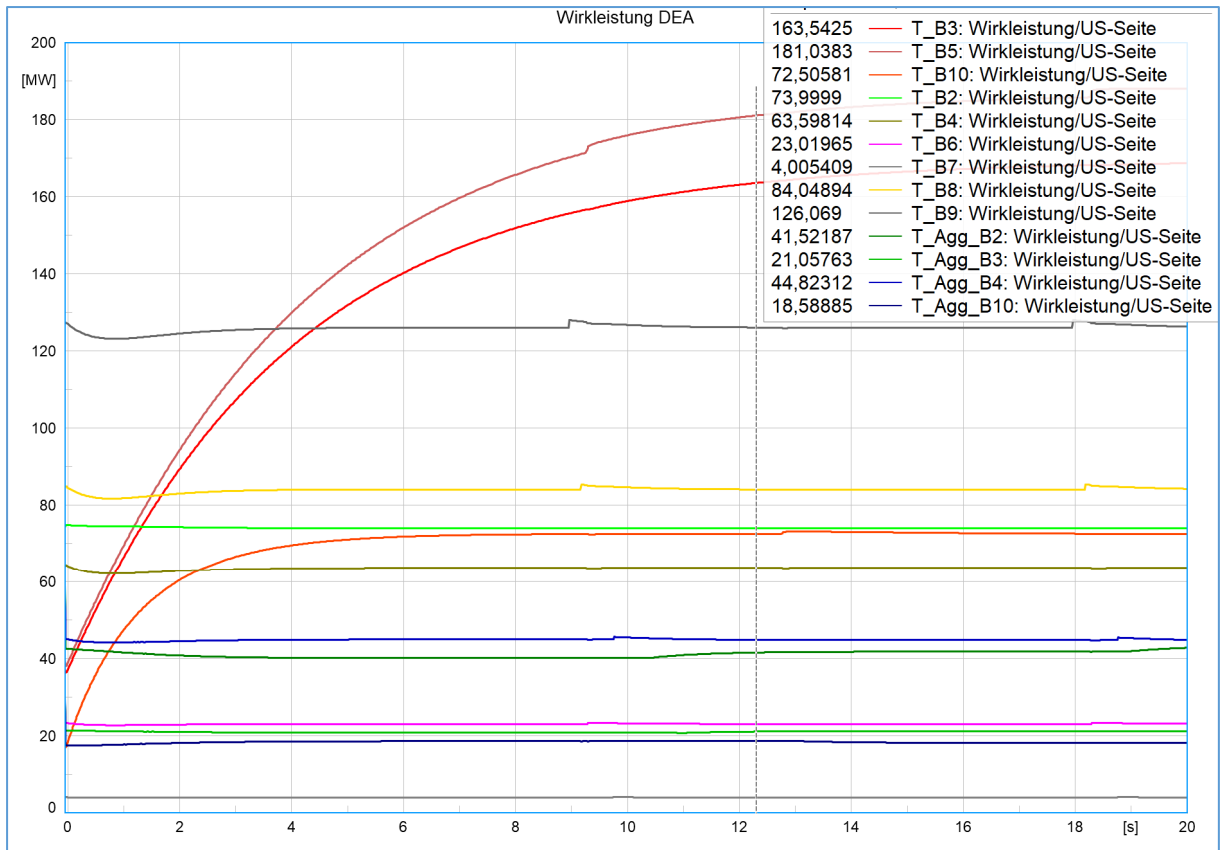


Abbildung 85: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2035, Wirkleistung

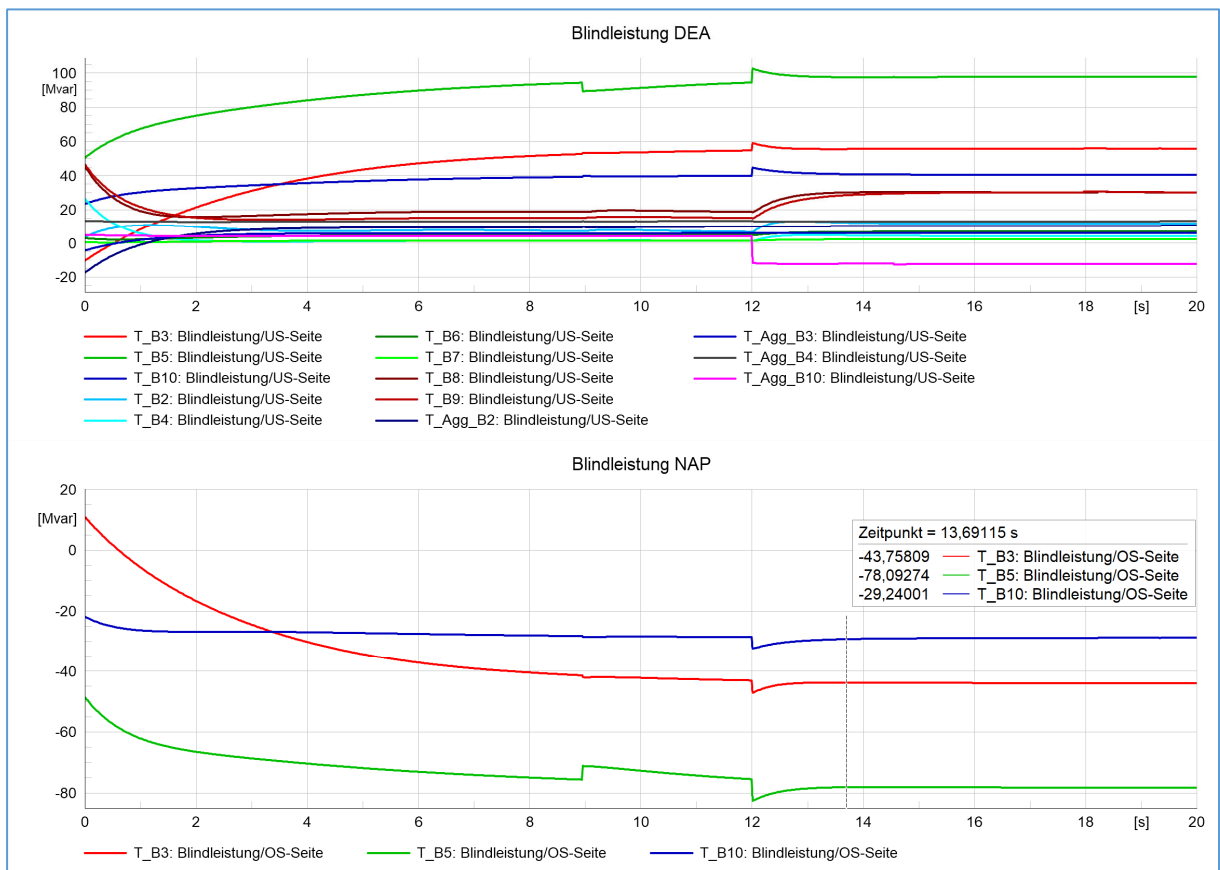


Abbildung 86: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2035, Blindleistung

A.16 Szenario für das Jahr 2050

Tabelle 28: Parametereinstellungen der Spannungsregelung für das Szenario 2050

Jahr	2050	Das Szenario für das Jahr 2050 ist aktiv
ΣP	1010 MW (80%)	Die gesamte Wirkleistung der DEA
Sgen_B3, B4, B5, B8, B10	Spannungsregelung	Statischer Generator B3, B4, B5, B8 und B10 haben Spannungsregelung
Q_priority	aktiv	Die Vorgabe der Blindleistung hat Priorität
Q(U)	aktiv	Die Q(U)-Kennlinie ist aktiv
Last	Sprung, reaktiv	Die Last springt auf 300 % der Nennleistung bei 12s

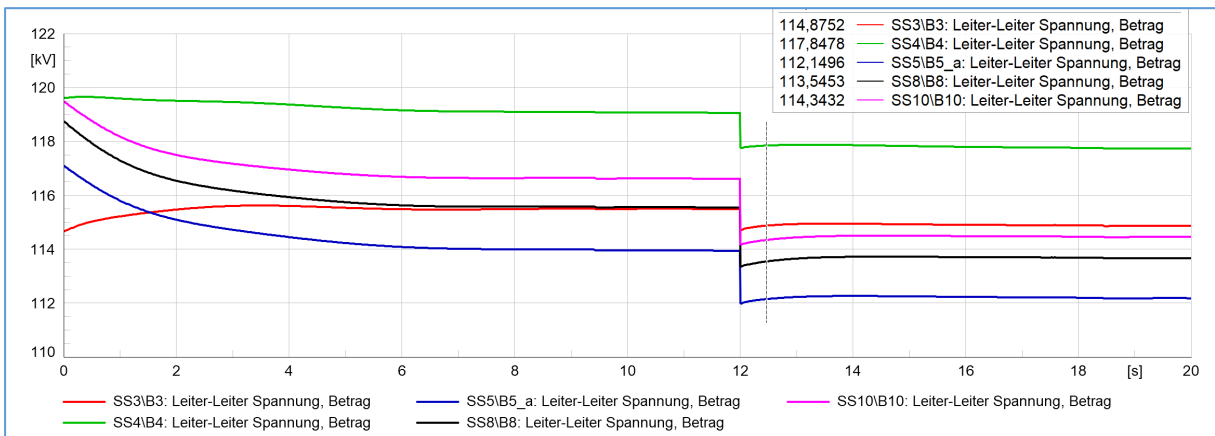
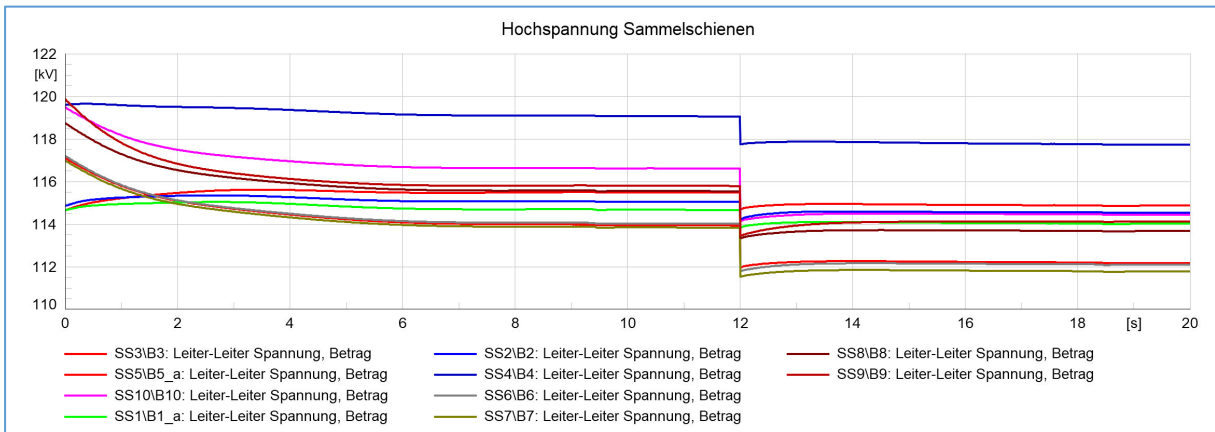


Abbildung 87: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2050, Hochspannung

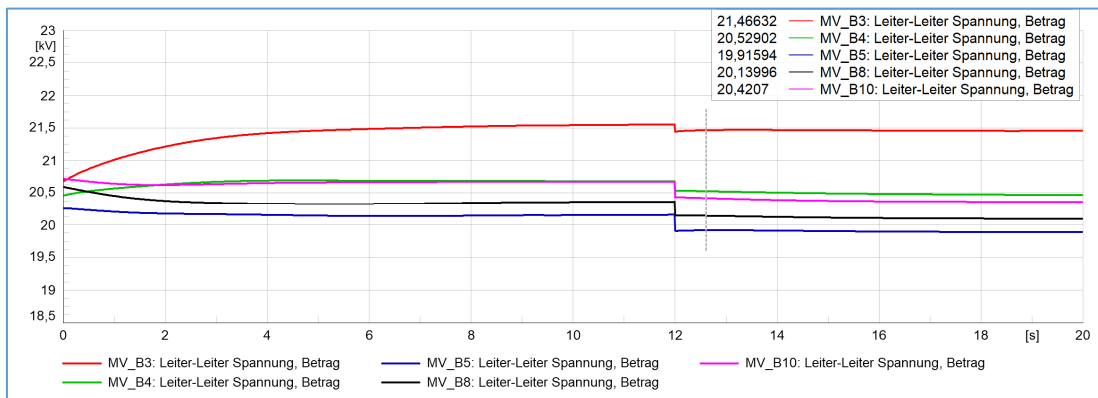
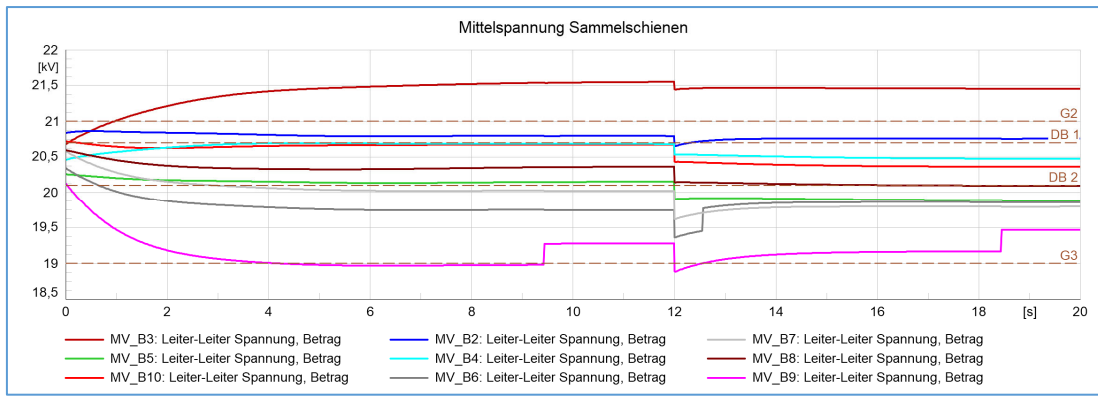


Abbildung 88: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2050, Mittelspannung

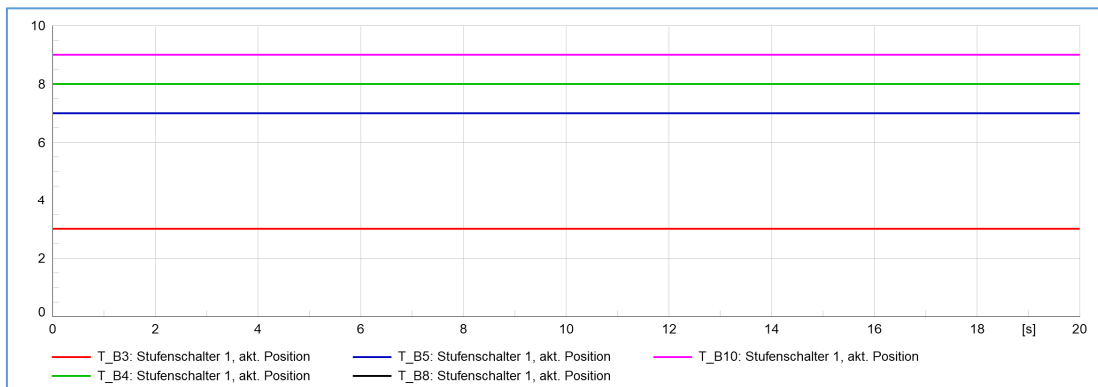
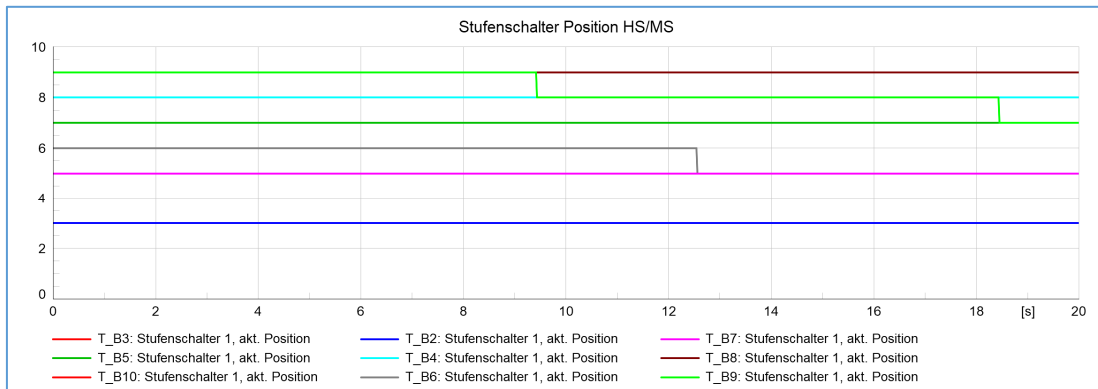


Abbildung 89: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2050, Stufenschalter

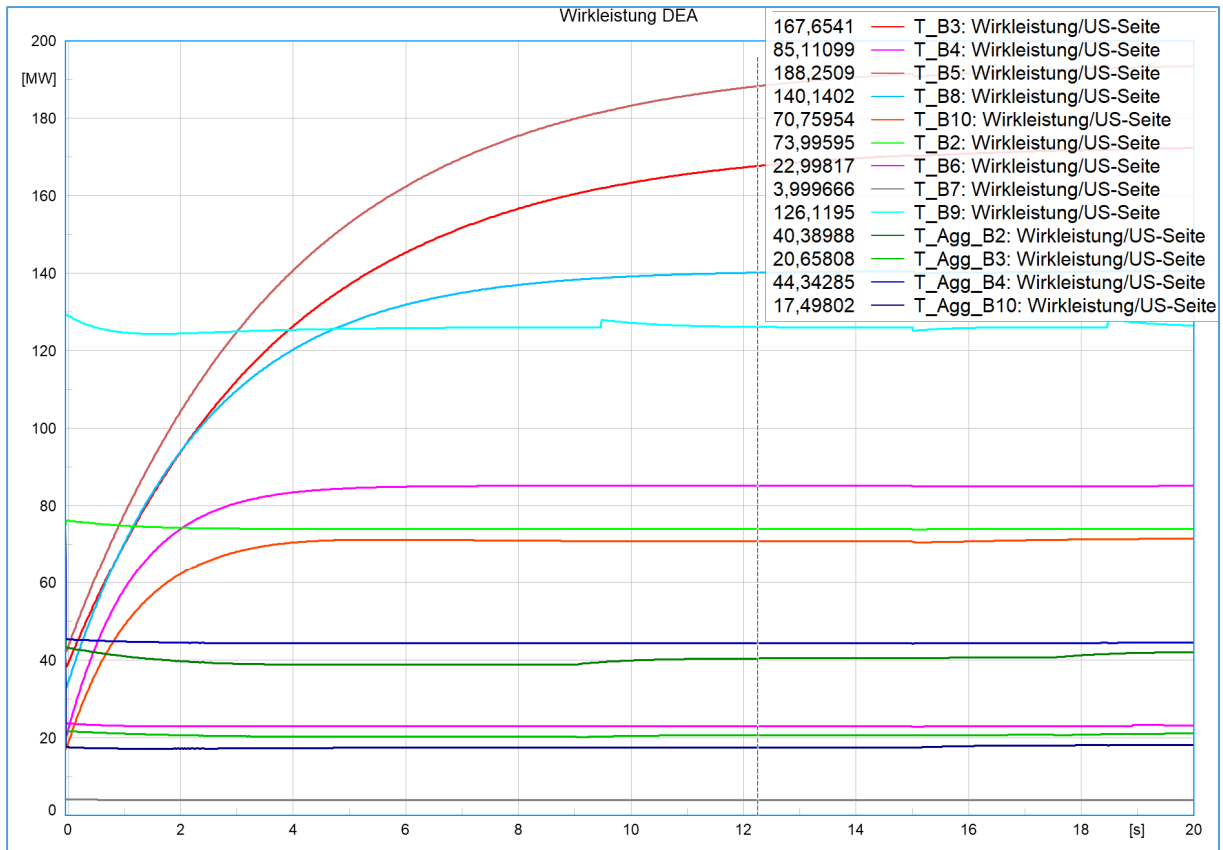


Abbildung 90: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2050, Wirkleistung

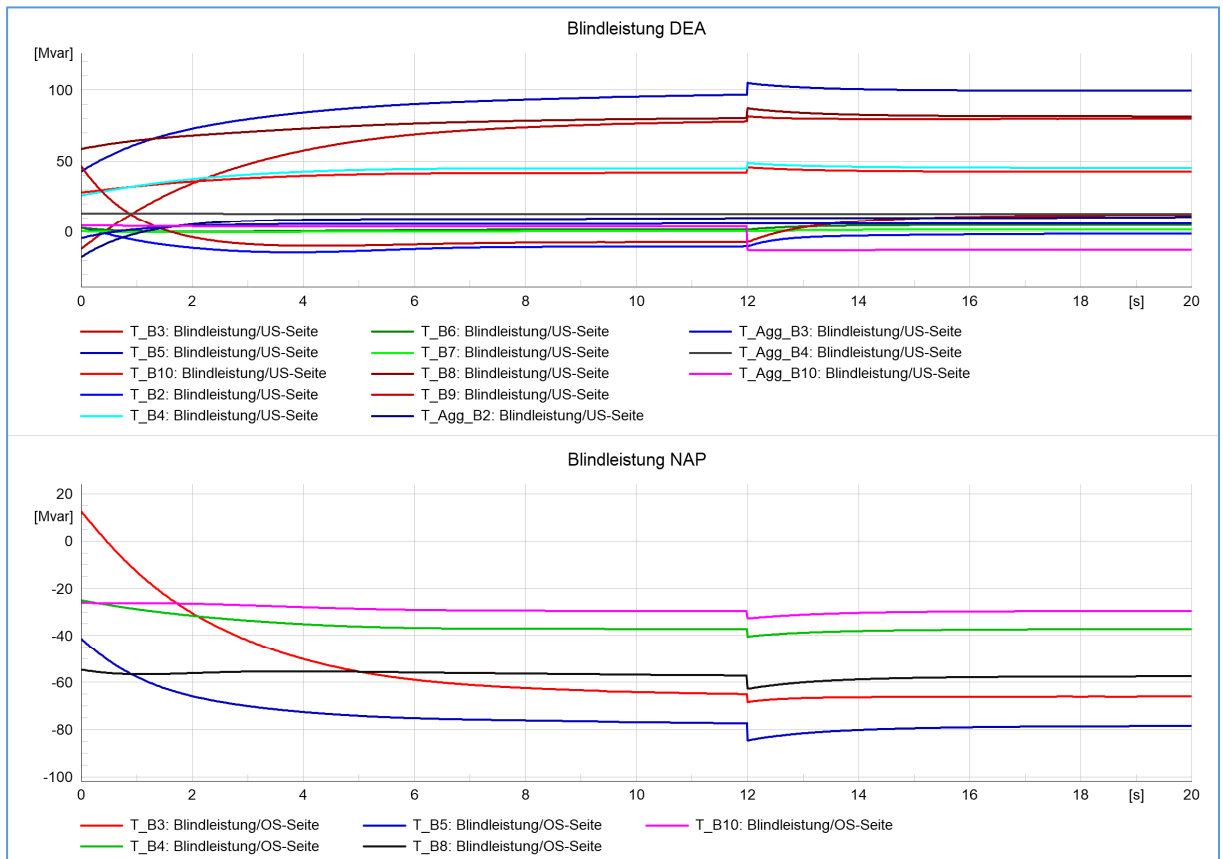


Abbildung 91: Ergebnisse der Spannungsregelung für das Szenario 2050, Blindleistung

