

Optimierung und Bestimmung kritischer Grenzlängen im Niederspannungsnetz bei der Netzerweiterung bei Berücksichtigung von Fotovoltaik und neuen Lasten

Diplomarbeit



Institut für Elektrische Anlagen
Technische Universität Graz

Betreuer

Univ.-Prof. DI Dr.techn. Lothar Fickert
Dipl.-Ing. Beti Trajanoska

Vorgelegt von

Ing. Peter FRANK

Institutsleiter: Univ.-Prof. DI Dr.techn. Lothar Fickert

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I
Telefon: (+43 316) 873 – 7551
Telefax: (+43 316) 873 – 7553
<http://www.ifea.tugraz.at>
<http://www.tugraz.at>

Graz / Februar 2013



EIDESSTÄTTLICHE ERKLÄRUNG

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

Graz, am

.....

Peter Frank

Danksagung

An dieser Stelle danke ich allen an der Entstehung meiner Diplomarbeit beteiligten Personen. Hervorzuheben sind meine Betreuer Institutsvorstand Prof. Lothar Fickert und DI Beti Trajanoska vom Institut für Elektrische Anlagen, die mir stets mit Rat und Tat zur Seite standen.

Meiner Familie, meinen Eltern und Großeltern danke ich dafür ihre steige Unterstützung bei meinem Weg. Ganz besonderen Dank verdient meine langjährige Partnerin Tanja, die mich ermutigt hat, durchzuhalten.

Schlüsselwörter:

Kurzfassung

Im Rahmen dieser Diplomarbeit wird ein 20/0,4 kV-Mittelspannungs- und Niederspannungsnetz nach in unterschiedlichen Szenarien untersucht. Mittels einer Lastflussanalyse wird der Ausbaugrad an dezentraler Einspeisung sowie der mögliche Zuwachs im Versorgungsgebiet erörtert. Hierzu werden ein Starklastszenario sowie ein Schwachlastszenario entworfen um die maximale Einspeisung verbunden mit einer minimalen Abnahme als Grenzwert zu berechnen. Dabei werden die Möglichkeiten der Versorgung mittels Freileitung und Erdkabel sowie regelbarer Transformator auf ihren Einfluss auf die Spannungshöhen errechnet und die thermische Belastungen für die Leitungen betrachtet. Eine Ringleitung wird mit optimierter Trennstelle berechnet.

Schlüsselwörter:

Spannungsqualität, 20/0,4 kV Verteilnetz, Lastflussanalyse, dezentrale Einspeisung, Ringleitung

Abstract

In this diploma thesis a 20/0,4 kV distribution power system is examined in different scenarios. The present power flow and an outlook of possible increase of peripheral supply of the distribution area is calculated. To that end a heavy load scenario and a weak load scenario is developed to discuss the maximum possible decentralised infeed. At this the possibility of supply through overhead lines, earth cable and variable transformer and their influence on the voltage level is calculated and thermal stress on the lines is investigated. A ring line is calculated with optimized point of separation.

Keywords:

power quality, 20/0,4 kV power system, distribution grid, power flow, decentralised supply, ring line

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis.....	5
2	Zeichenerklärung und Abkürzungen.....	7
3	Einleitung.....	8
4	Aufgabenstellung.....	9
4.1	Basisszenario.....	9
4.2	Evaluierung der Abhilfe-Maßnahme 1: Ringleitung mit optimierter Trennstelle.....	9
4.3	Evaluierung der Abhilfe-Maßnahme 2: Verkabelung.....	9
4.4	Evaluierung der Abhilfe-Maßnahme 3: regelbare Ortsnetztafos.....	9
4.5	Evaluierung der Abhilfe-Maßnahme 4: Blindleistungskompensation.....	9
5	Theorie zur Lastflussberechnung.....	10
5.1	Iterationsverfahren „Newton-Raphson“.....	10
5.2	Erweitertes Newton-Raphson Verfahren.....	12
5.3	Anwendungsbereich der Berechnungsmethoden.....	12
5.3.1	Newton Raphson.....	12
5.3.2	ErweitertesNewton Raphson.....	12
5.3.3	Auswertung bei Divergenz.....	12
6	Technische Analysen.....	13
6.1	Basiszenario.....	13
6.1.1	Entwurf des Netzes.....	13
6.2	Modellbildung mit NEPLAN®	15
6.2.1	Spannungstoleranz.....	16
6.2.2	Simulation des Netzes mit Starklast.....	16
6.2.3	Anpassung durch regelbaren Hochspannungstransformator mit Starklast.....	17
6.2.4	Modellbildung mit NEPLAN® und Schwachlast.....	19
6.2.5	Lastzuwachs und Ausbau des Netzes.....	21
6.3	Verbesserungsmaßnahmen.....	24
6.3.1	Abhilfemaßnahme: Aufbau Ringnetz mit Freileitung.....	24

6.3.2	Abhilfemaßnahme: Trennstellenoptimierung.....	25
6.3.3	Abhilfemaßnahme: Erdverkabelung.....	28
6.3.4	Abhilfemaßnahme: Regelbare Ortsnetz-Transformatoren.....	29
6.4	Einspeisung von erneuerbaren Energien.....	32
6.4.1	Szenario maximale Einspeisung und Starklast im ursprünglichem Netz.....	32
6.4.2	Maximale Einspeisung und Schwachlast im ursprünglichen Netz.....	34
6.4.3	Maximale Einspeisung und Starklast im erweiterten Netz.....	36
6.4.4	Maximale Einspeisung und Schwachlast im erweiterten Netz.....	38
6.4.5	Maximale Einspeisung und Schwachlast mit geschlossener Ringleitung	40
6.5	Bedeutung der Blindleistungskompensation.....	42
6.5.1	Maximale Einspeisung und Schwachlast im erweiterten Netz mit Blindleistungskompensation.....	42
6.6	Variation der Blindleistungskompensation an Sammelschiene 5 primär im Schwachlastfall mit dezentraler Einspeisung.....	43
6.6.1	Variation der Blindleistungskompensation an Sammelschiene 4 primär im Schwachlastfall mit dezentraler Einspeisung.....	46
6.6.2	Variation der Blindleistungskompensation an Sammelschiene 5 im Starklastfall ohne dezentrale Einspeisung mit Freileitungen.....	48
6.6.3	Blindleistungskompensation an jeder Sammelschiene im Starklastfall ohne dezentrale Einspeisung mit Freileitungen.....	52
7	Zusammenfassung.....	54
7.1	Lastfluss.....	54
7.2	Blindleistungskompensation.....	54
	Abbildungsverzeichnis.....	55
	Tabellenverzeichnis.....	57
8	Literaturverzeichnis.....	59

2 Zeichenerklärung und Abkürzungen

Formelzeichen:

f_s	Sicherheitsfaktor
I	Vektor der Knoteneinspeiseströme
J	Jacobi-Matrix
P_i	Wirkleistungsvorgabe Knoten i
Q_i	Blindleistungsvorgabe Knoten i
S	Vektor der Knoteneinspeiseleistungen
$S_{\text{ber } i}$	Scheinleistung nach der Berechnung
$S_{\text{vor } i}$	Scheinleistung vor der Berechnung
ΔS	Scheinleistungsfehler
ΔS_i	Scheinleistungsfehler Knoten i
U	Vektor der Knotenspannungen
$U_{\text{alt } i}$	Knotenspannung vor der Iteration
U_i	Spannung am Knoten i
U_k^*	Spannung der Fehlergleichung
$U_{\text{neu } i}$	Knotenspannung nach der Iteration
ΔU	Spannungsänderung
ΔU_i	Spannungsfehler am Knoten i
Y_{ik}^*	Knotenadmittanzmatrix
α	Gewichtsfaktor
ε	Schranke

3 Einleitung

Die Energieversorgung befindet sich seit Jahren im Umbruch. Seit der Strommarktliberalisierung im Jahr 1999 sind Unbundling und der verstärkte Ausbau erneuerbarer Energieträger die dominierenden Themen für die Branche. In diesem Zusammenhang wurde die "Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen" von den Mitgliedstaaten der Europäischen Union einstimmig verabschiedet und veröffentlicht[1].

Während im Randbereich der Ballungszentren Österreichs der größte Bevölkerungszuwachs zu verzeichnen ist, vor allem in den Randbereichen von Graz und Wien [2] (beispielsweise Gemeinde Seiersberg +22,6% von 2001 bis 2011) und folglich hier die meisten Wohnbauten errichtet werden entstehen auf vielen neuen und bestehenden Dächern Fotovoltaikanlagen die durch Förderungen und Ökostromzuschlag subventioniert sich für die Förderwerber auf absehbare Zeit rentieren.

Die Betreiber der Verteilnetze sind dabei bei gleichzeitiger Ausbau ihrer Kapazitäten mit zunehmender Rückspeisung der volatilen Energien von Kleinanlagen gefordert die Netzqualität zu garantieren. Es stellt sich somit die Frage ab welchem Ausbaugrad speziell an Fotovoltaikfläche die Verteilnetze die eingespeiste Energie nicht mehr ohne Abhilfemaßnahmen abtransportieren können ohne die Spannung auf ein unzulässiges Niveau zu erhöhen und welche Maßnahmen als Abhilfe dienen können.

Um diese Problemstellung zu betrachten wird ein fiktiven Mittelspannungsnetzes mit Ortsnetz-Stationen entworfen und mögliche Auswirkungen von Abhilfemaßnahmen berechnet.

4 Aufgabenstellung

Es ist ein Mittelspannungsnetz mit einer Nennspannung von 20 kV und einer gesamten Netzlast von 11 MW mit jeweils ca. 4 Mittelspannungsabzweigen und den entsprechenden Ortsnetzstationen (20/0,4 kV) vorhanden, um hinsichtlich des 400-V-Netzes folgende Fragen zu beantworten:

4.1 Basisszenario

Welcher Verbrauchszuwachs/Zuwachs bei Fotovoltaik ist auf einem typischen/minimalen/maximalen Niederspannungsabzweiges in Freileitungstechnologie zulässig, bevor die normativ vorgeschriebenen Grenzwerte laut Europannorm EN 50160 verletzt werden?

4.2 Evaluierung der Abhilfe-Maßnahme 1: Ringleitung mit optimierter Trennstelle

Durch Schließen eines Versorgungsrings auf Mittelspannungsebene als Freileitung und der Optimierung der Trennstelle wird das Spannungsniveau für Starklast und Schwachlast berechnet.

4.3 Evaluierung der Abhilfe-Maßnahme 2: Verkabelung

In diesem Arbeitspaket wird untersucht, wo und mit welchen Querschnitten bis zu welchen Längen optimal verkabelt wird, um die oben angeführten Grenzen wieder einzuhalten.

4.4 Evaluierung der Abhilfe-Maßnahme 3: regelbare Ortsnetztafos

Es sind die Leistungen und Regelgrenzen von zwei allfälligen regelbaren Ortsnetztrafos optimal auf die Verbrauchszuwächse und die Netzsituation abzustimmen.

4.5 Evaluierung der Abhilfe-Maßnahme 4: Blindleistungskompensation

Die Leitungen werden mittels unterschiedlicher Blindleistungskompensation für verschiedene Versorgungszustände untersucht und ein günstiges Verhältnis dazu grafisch dargestellt.

5 Theorie zur Lastflussberechnung

Die Lastflussberechnung wird im Allgemeinen mit symmetrischer Last betrachtet. Daher führt der Nulleiter in solchen Systemen allgemein keinen Strom und es ist auch kein Gegensystem vorhanden. Durch diese Vereinfachung kann man die Lastflussberechnung im System der symmetrischen Komponenten für einen Strang durchführen.

Für die Lastflussberechnung sind Gleichungen grundlegend: [3]

$$I = Y \cdot U \quad (1)$$

I Vektor der Knoteneinspeiseströme

U Vektor der Knotenspannungen

Y Knotenadmittanzmatrix

$$S = U \cdot I^* \quad (2)$$

S Vektor der Knoteneinspeiseleistungen

Wird der Vektor der Knoteneinspeiseströme in der Leitungsgleichung eliminiert, sieht man, dass das Lastflussproblem auf ein quadratisches nichtlineares Gleichungssystem für die zu berechnenden Knotenspannungen bei vorgegebenen Knoteneinspeiseleistungen führt. Es existieren verschiedene Verfahren, dieses Problem zu lösen, wie das Verfahren nach Gauss-Seidel, das Verfahren nach Newton-Raphson oder das entkoppelte Verfahren.

5.1 Iterationsverfahren „Newton-Raphson“

Das Newton-Raphson-Verfahren ist ein Verfahren zur Lösung von nichtlinearen Gleichungssystemen, die zur Vereinfachung im Ausgangspunkt als linear angenommen werden. Die Iterationen konvergieren im Idealfall asymptotisch, bis eine hinreichende Genauigkeit erzielt wird. [3]

Für die Netzknoten i werden folgende Gleichungen aufgestellt:

$$\Delta S_i = (P_i - j \cdot Q_i) - U_i \cdot \sum_{k=1}^n Y_{ik}^* \cdot U_k^* \quad (3)$$

ΔS_i Scheinleistungsfehler Knoten i

U_i Spannungen Knoten i

Y_{ik}^* Knotenadmittanzmatrix

U_k^* Spannung der Fehlergleichung

P_i Wirkleistungsvorgabe Knoten i

Q_i Blindleistungsvorgabe Knoten i

Die Gleichung (3) wird dabei so variiert, dass die Fehler ΔS_i gegen 0 gehen. Es folgt eine Lösung der Fehlergleichung mittels folgendem Ablauf:

- Berechnung der Leistungsfehler durch die Knotenspannungen

$$\Delta S_i = S_{\text{vor } i} - S_{\text{ber } i} \quad (4)$$

ΔS_i Scheinleistungsfehler Knoten i

$S_{\text{vor } i}$ Scheinleistung vor der Berechnung

$S_{\text{ber } i}$ Scheinleistung nach der Berechnung

- Berechnung der Spannungsänderung der Knoten mit der Jacobi-Matrix

$$\underline{\Delta U} = \underline{J}^{-1} \cdot \underline{\Delta S} \quad (5)$$

$\underline{\Delta U}$ Spannungsänderung

$\underline{\Delta S}$ Scheinleistungsfehler

\underline{J} Jacobi – Matrix

- Neuberechnung der Knotenspannungen

$$U_{\text{neu } i} = U_{\text{alt } i} - \alpha \cdot \Delta U_i \quad (6)$$

$U_{\text{neu } i}$ Knotenspannung nach der Iteration

$U_{\text{alt } i}$ Knotenspannung vor der Iteration

α Gewichtungsfaktor

ΔU_i Spannungsfehler

Es wird diese Iteration durchgeführt, bis die Fehler unterhalb einer definierten Schranke liegt, dem Abbruchkriterium:

$$\varepsilon = \sum_{i=1}^n |\Delta S_i| \quad (7)$$

ε Schranke

5.2 Erweitertes Newton-Raphson Verfahren

Die erweiterte Newton-Raphson-Methode basiert grundsätzlich auf dem klassischen Newton-Raphson Modell. Der Unterschied liegt in den Gleichungen und Variablen, die das Netzverhalten beschreiben. Das Gleichungssystem wird erweitert auf ein allgemeines Gleichungssystem. Durch diese offene Formulierung können komplexe Netzelemente (FACTS – Flexible AC Transmission Systems) und spezielle Funktionen des Netzes modelliert werden. [3]

5.3 Anwendungsbereich der Berechnungsmethoden

Die verschiedenen Verfahren werden für folgende Anwendungen empfohlen

5.3.1 Newton Raphson

- Übertragungs- und Verteilnetze
- Unsymmetrischer Lastfluss
- Lastenausgleich
- Area- / Zonen-Regelung mit Durchleitung

5.3.2 ErweitertesNewton Raphson

- Symmetrische Übertragungsnetze
- Area- /Zonen-Regelung
- FACTS/HGÜ
- Diskret geregelte Shunts
- Remote Control und spezielle Regelungen
- Gleichstrom-Netze

5.3.3 Auswertung bei Divergenz

Falls einer der oben erläuterten Lastfluss-Algorithmen nicht konvergiert, meldet dies das Programm. Der Anwender hat dann die Möglichkeit, den Iterationsverlauf und die Leistungsabweichungen (Mismatch) in jedem Knoten sich darstellen zu lassen. Die Knoten mit großen Leistungsabweichungen sind dann die kritischen Knoten. Im Falle von Divergenz, ist es möglich, den Algorithmus, statt flach mit Knotenspannungen $U=1.0$ pu, mit einem vordefinierten Spannungsprofil zu starten.

6 Technische Analysen

Dieses Kapitel beschreibt das entworfene Mittel- und Niederspannungsnetz, dessen Leitungslängen und Lasten.

6.1 Basiszenario

Das Spannungsniveau wird durch alle Verbraucher und Erzeuger gemeinsam beeinflusst. Durch tages- und jahreszeitliche Schwankungen gibt es unterschiedlich auftretende Szenarien im Netz. In einem ersten Schritt wird das Netz mit der zu erwartenden maximalen Last berechnet (Starklast) und die Spannungsniveaus mit den einzuhaltenden Spannungsbändern verglichen. Schritt 2 erörtert einen Schwachlastfall mit 20% der Maximallast. Danach wird die Last in den Ortsnetzstationen um 30% zusätzlich belastet, ein weiterer Ortsnetztrafo am Ende des Mittelspannungsnetzes angehängt und die Auswirkungen auf das Netz beobachtet. Der Umbau des Netzes auf ein geschlossenes und offenes Ringnetz, in der Folge mit optimierter Trennstelle, stellt das nächste Szenario dar. Darauf folgt eine fiktive Erdverkabelung mit gleichem und größerem Querschnitt und eine Berechnung der Auswirkungen auf die Spannungsbänder. Der nächste Schritt simuliert die Fotovoltaikeinspeisung von den Kleinanlagen und die Auswirkungen auf die Spannungsebenen.

6.1.1 Entwurf des Netzes

Das fiktive Netz wird von einem 110 kV Netz gespeist. Die Versorgungsspannung beträgt 20 kV. Es besteht aus Erdkabeln und Freileitungen mit unterschiedlichen Querschnitten. Es sind 4 Ortsnetztrafos vorhanden, die jeweils unterschiedliche Lasten versorgen. Dabei ist das Netz vorerst als Strahlnetz ausgeführt. Alle Lasten wurden mit einem $\cos \varphi$ von 0,95 angenommen. Weiters wird ein Teil des übrigen Verteilnetzes in die Berechnung mit einbezogen.



Abbildung 6.1: Ortsnetzstation über 20 kV Freileitung versorgt

Der Berechnung wurde ein Netz mit folgenden Dimensionen zu Grunde gelegt (Die verwendeten verschiedenen Leitungsquerschnitte und Typen entsprechen einem gewachsenen Versorgungsnetz):

Leitungsabschnitt	Leitungstyp	Länge
Leitung 1	3 x 150 mm ² , Alu, Kabel	4 km
Leitung 2	3 x 150 mm ² , Alu, Kabel	4,8 km
Leitung 3	3 x 70 mm ² , Alu, Kabel	5,2 km
Leitung 4	3 x 50 mm ² , Aldrey, Freileitung	4 km
Leitung 5	3 x 150 mm ² , Alu, Kabel	3 km
Leitung 6	3 x 120 mm ² , Alu, Kabel	4 km
Leitung 7	3 x 70 mm ² , Aldrey, Freileitung	7 km

Tabelle 6.1: Leitungsabschnitte, Typen und Längen

Dieses Netz wurde mit NEPLAN[®] modelliert. Die Leitungen sind mit den angeführten Querschnitten, Längen und Parametern wie folgt gegeben:

Nennquerschnitt	R ⁽¹⁾	X ⁽¹⁾	C ⁽¹⁾	I _{therm}
mm ²	Ω/km	Ω/km	μF/km	A
70	0,507	0,36	0,01	255
50	0,671	0,37	0,01	210

Tabelle 6.2: Mitimpedanzen und thermische Grenzströme der verwendeten 20 kV-Freileitungen

Typ	Nennquerschnitt	R ⁽¹⁾	X ⁽¹⁾	C ⁽¹⁾	I _{therm}
	mm ²	Ω/km	Ω/km	μF/km	A
Alu	150	0,206	0,121	0,254	319
	95	0,32	0,13	0,216	254
	70	0,271	0,137	0,281	222
	50	0,641	0,145	0,175	172
Cu	150	0,128	0,122	0,370	343
	120	0,157	0,126	0,341	304
	70	0,271	0,137	0,281	222
	50	0,390	0,146	0,247	180

Tabelle 6.3: Mitimpedanzen und thermische Grenzströme der verwendeten 20 kV-Kabel

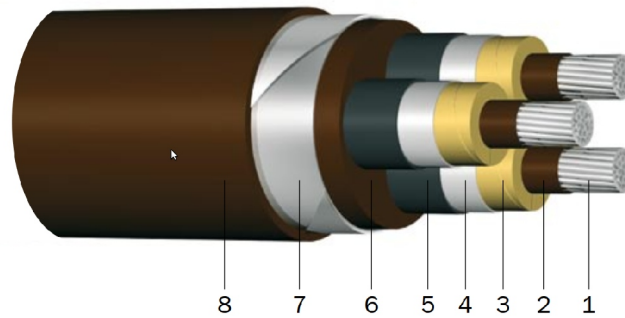


Abbildung 6.2: Aufbau eines 20 kV Erdkabels mit Papier-Isolation und Blei-Mantel

Aufbau [4]

- 1 Kupfer- bzw. Aluminiumleiter, rund mehrdrähtig (RM)
- 2 Feldbegrenzende, leitfähige Schicht
- 3 Aderisolation (Papier, mit Masse- oder Haftmasse-tränkung=ND)
- 4 Feldbegrenzende, leitfähige Schicht
- 5 Bleimantel mit Korrosionsschutz über den Adern
- 6 Gemeinsame Aderumhüllung (getränkte Papierbänder)
- 7 Armierung (2 Lagen Stahlband)
- 8 Schutzhülle (getränkter Faserstoff)

6.2 Modellbildung mit NEPLAN®

Für die Simulation wurde $\cos \varphi = 0,95$ angenommen. Die verschiedene Lasten entsprechen den in einem Netz auftretenden Belastungsszenarien.

Last	Last in kW	$\cos \varphi$
Last 1	1000	0,95
Last 2	1100	0,95
Last 3	700	0,95
Last 4	800	0,95
Last B	1900	0,95
Last C	1425	0,95
Last D	660	0,95

Tabelle 6.4: Lasten im Netzwerk

Diese Lastbeanspruchung wird in der Folge in den Tabellen auch als Starklastfall 1 bezeichnet. Das erweiterte Netz mit höchster Belastung wird unter anderem auch als Starklastfall 2 genannt.

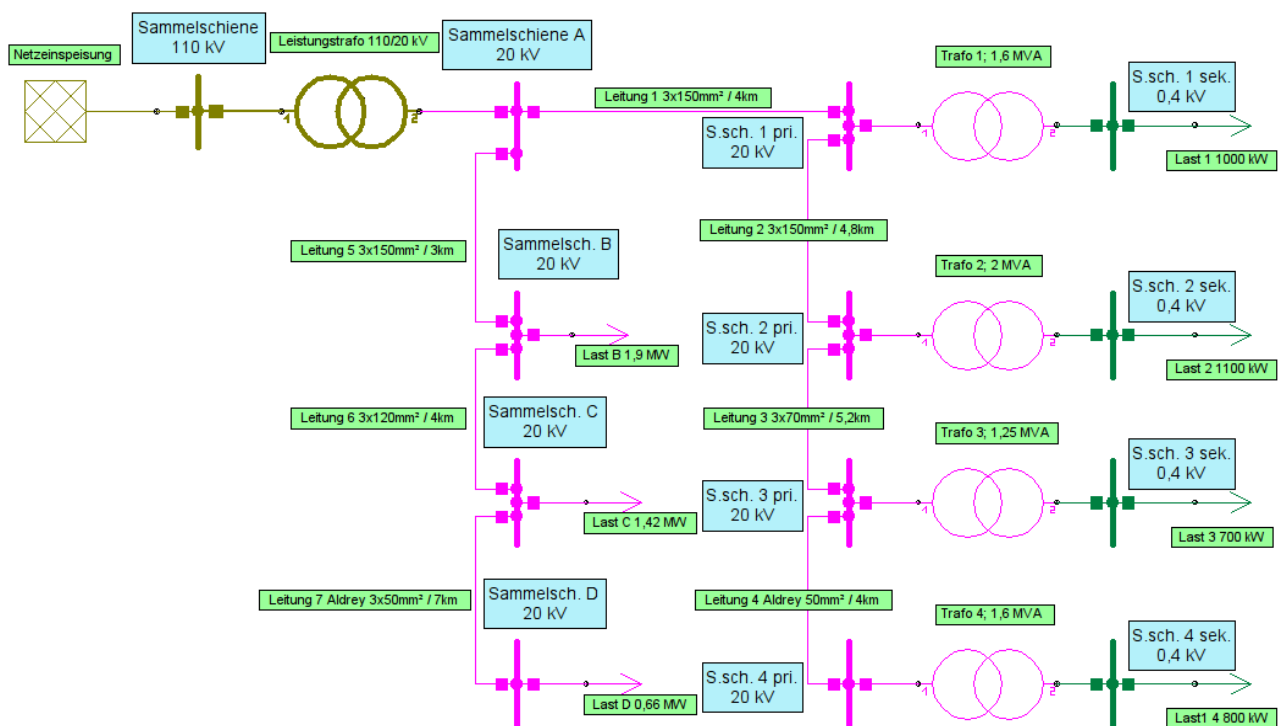


Abbildung 6.3: Aufbau des Netzes inklusive Leitungstypen, Längen und Lasten

Die in dieser Software verwendeten Berechnungsmethoden sind im Kapitel „Theorie zur Lastflussberechnung“ beschrieben.

6.2.1 Spannungstoleranz

Die ÖNORM EN 50160 fordert, im Niederspannungsbereich ein Toleranzband von $\pm 10\%$ der Nennspannung einzuhalten[5]. Diese Toleranz bedeutet für das Mittelspannungsebene eine eingeschränkte Toleranz von $\pm 7\%$ der Nennspannung, wenn der Spannungsänderung an der Niederspannungsseite weitere $\pm 3\%$ eingeräumt werden. Mit zusätzlicher dezentraler Einspeisung muss eine darüber hinaus eingeschränkte Toleranz ja nach Umfang des Einspeisevolumens eingeplant werden.

6.2.2 Simulation des Netzes mit Starklast

Um die Plausibilität des Netzentwurfes zu überprüfen, wurde eine erste Berechnung (siehe Abbildung 6.4) dargestellt durchgeführt. Die thermische Belastung der Leitungen ist als Kreis mit grünem Segment dargestellt: je voller der Kreis, desto höher die Belastung. Es ist ersichtlich, dass die Spannung von 99,23% der Sekundärseite des Hochspannungstransformators auf 94,84% bei der Sekundärseite des Ortsnetztransformators 4 abfällt, sämtliche andere Sammelschienen haben geringere Abweichungen.

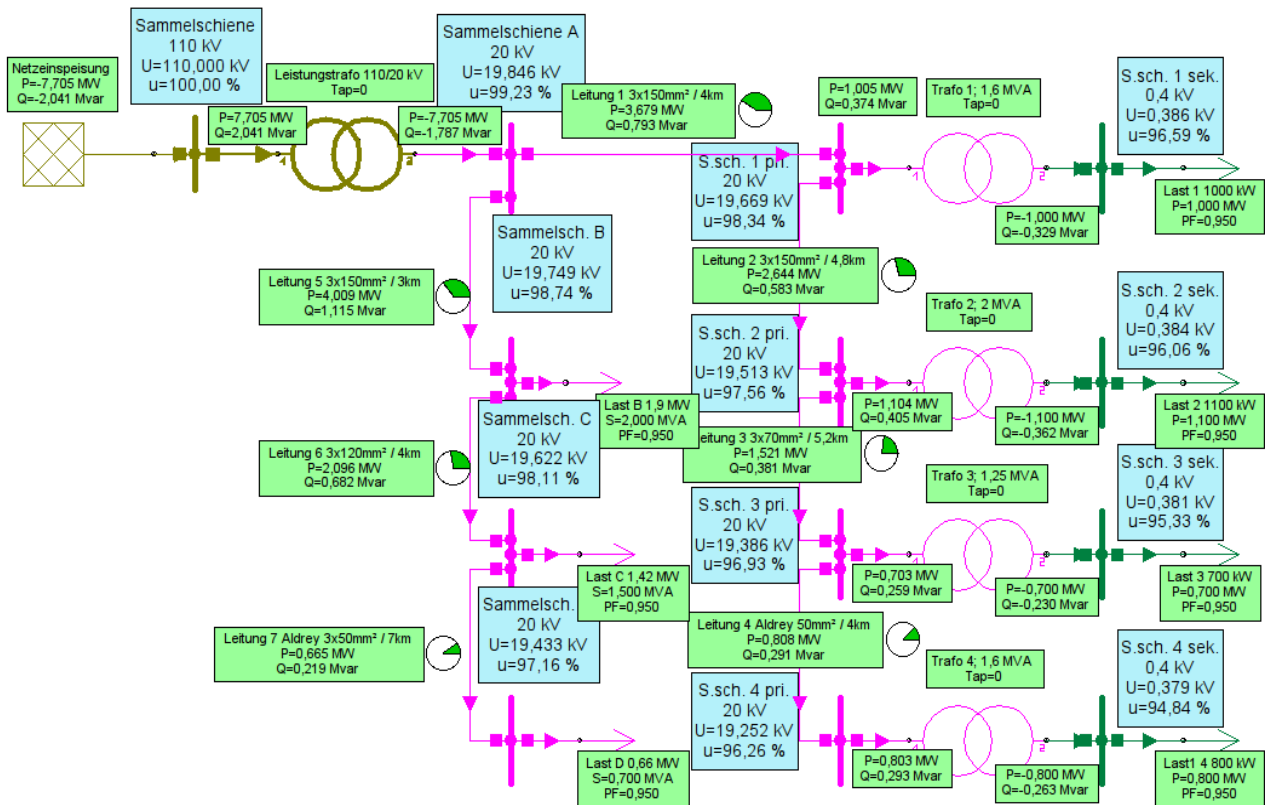


Abbildung 6.4: Netz mit Starklast und Berechnung der Spannungshöhe mittels NEPLAN®

Knoten	Spannung in [kV]	Spannung in [%]
Sammelschiene A	19,84 kV	99,23 %
Sammelschiene B	19,75 kV	98,74 %
Sammelschiene C	19,62 kV	98,11 %
Sammelschiene D	19,43 kV	97,16 %
Sammelschiene 1 sek.	0,386 kV	96,59 %
Sammelschiene 2 sek.	0,384 kV	96,06%
Sammelschiene 3 sek.	0,381 kV	95,33 %
Sammelschiene 4 sek.	0,379 kV	94,84 %

Tabelle 6.5: Berechnungsergebnisse der jeweiligen Knoten durch NEPLAN®

6.2.3 Anpassung durch regelbaren Hochspannungstransformator mit Starklast

Um die Spannungsabsenkung in Grenzen zu halten, wird der Hochspannungstransformator 110/20 kV auf 102% der Betriebsspannung verändert und damit die Spannungsniveaus gehoben. Durch den automatischen Spannungsregler ändert der primär geregelte Leistungstransformator selbstständig in 1,5%-Sprüngen und 12 Stufen sein Spannungsniveau.

110/20-kV-Umspannwerk Transformator (Übergabestelle):

Der Transformator (Längsspannungsregler) regelt die Spannung der Mittelspannungsebene auf 20,4 kV.

- $\ddot{u} = 110/20 \text{ kV}$
- Schaltgruppe: Yy0
- $u_k = 14 \%$
- $S = 25 \text{ MVA}$
- Regelung in 12 Stufen, $\Delta u = 1,5\%$

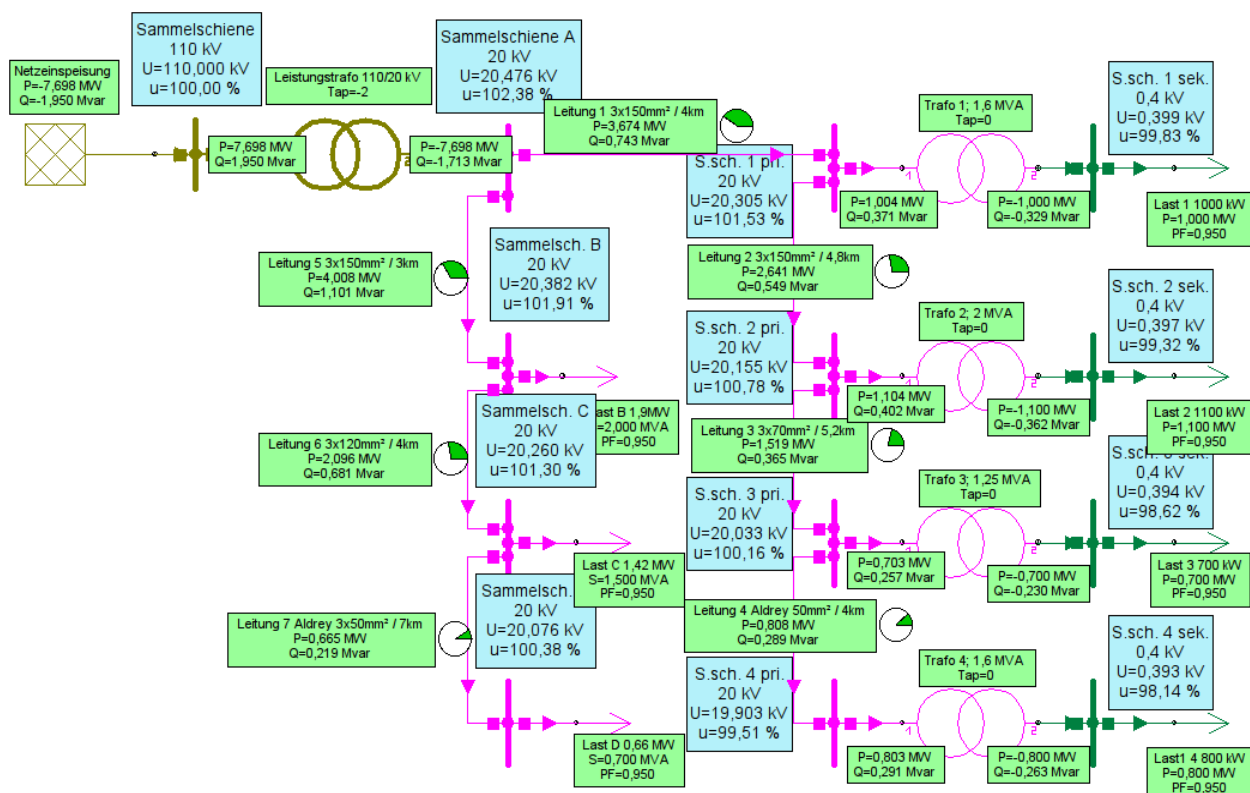


Abbildung 6.5: Netz mit Starklast und auf 102,3% geregeltem Hochspannungstransformator

Die Spannung am Ortsnetztransformator 4 steigt von 94,84% (laut Tabelle 6.5) auf 98,14% (siehe Tabelle 6.6). Alle anderen Spannungen unterliegen im gleichen Verhältnis dieser Anpassung. Unter Zugrundelegung einer siebenprozentigen Toleranz im Mittelspannungsnetz verringert sich somit die Spannungsänderung von 5,16% auf 1,86% und erfüllt weiterhin die Zielvorgabe. Die Ergebnisse der Berechnungen durch NEPLAN® sind in Tabelle 6.6 zur besseren Lesbarkeit und Übersichtlichkeit angeführt.

Knoten	Spannung in [kV]	Spannung in [%]
Sammelschiene A	20,48 kV	102,38 %
Sammelschiene B	20,38 kV	101,91 %
Sammelschiene C	20,26 kV	101,30 %
Sammelschiene D	20,08 kV	100,38 %
Sammelschiene 1 sek.	0,399 kV	99,83 %
Sammelschiene 2 sek.	0,397 kV	99,32%
Sammelschiene 3 sek.	0,394 kV	98,62 %
Sammelschiene 4 sek.	0,393 kV	98,14 %

Tabelle 6.6: Berechnungsergebnisse der jeweiligen Knoten durch NEPLAN® mit regelbarem HS/MS-Transformator

6.2.4 Modellbildung mit NEPLAN® und Schwachlast

Die Kombination verteilter dezentraler Einspeisung und Schwachlast kann zu unzulässigen Spannungsanhebungen im Netz führen. Um die Grenzen der Einspeisung in diesem Fall zu berechnen, wird in einem ersten Schritt die Schwachlast mit 20% der Starklast modelliert und dieses Szenario vorerst ohne Einspeisung berechnet. Die Leistungen ändern sich zu folgenden Werten:

Last	Last in kW	cos φ
Last 1	200	0,95
Last 2	220	0,95
Last 3	140	0,95
Last 4	160	0,95
Last B	380	0,95
Last C	285	0,95
Last D	132	0,95

Tabelle 6.7: Netz mit Schwachlast

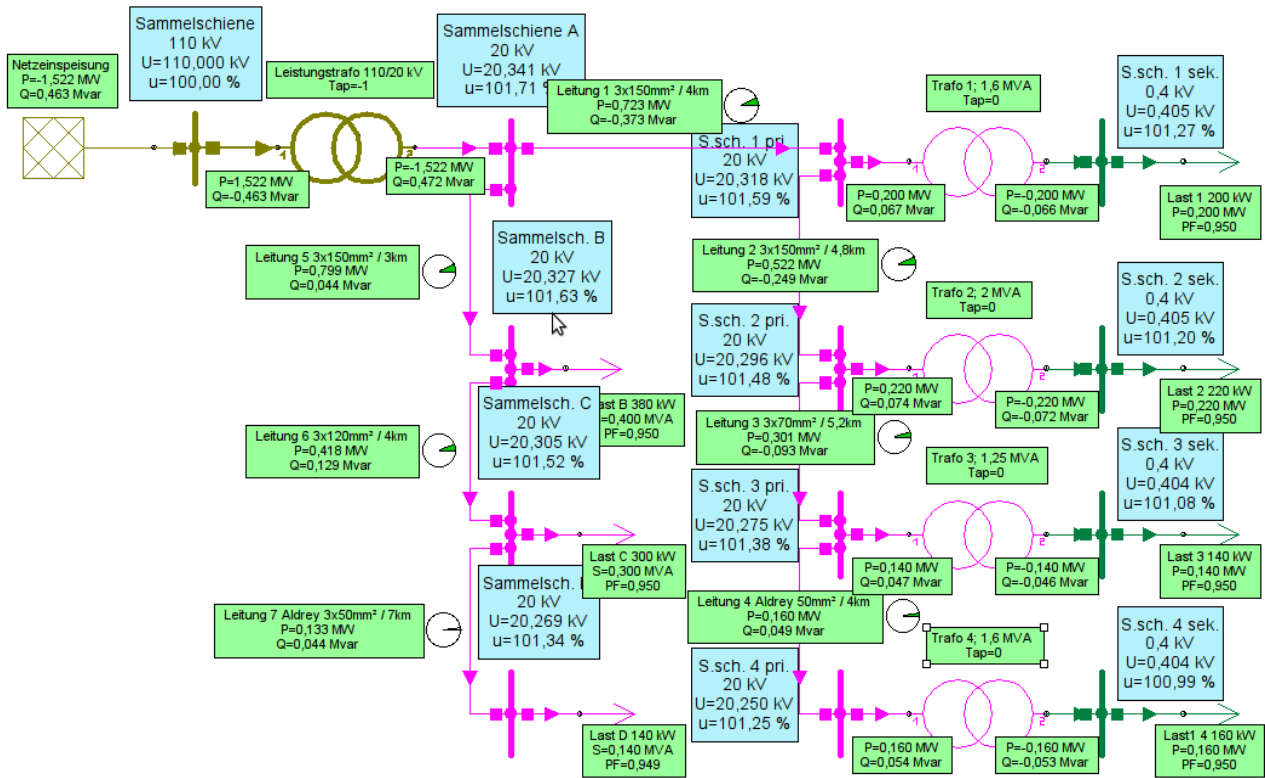


Abbildung 6.6: Netz mit geregeltm HS-MS-Trafo und NEPLAN®-Berechnung für Schwachlast

Deutlich wird hierbei der geringe Unterschied von 0,72% zwischen den entferntesten Punkten (Sekundärseite Ortsnetztransformator 4 und Sekundärseite Hochspannungstransformator). Zur besseren Übersichtlichkeit ist nachfolgend die Berechnung der Spannungen der Sammelschienen in Tabelle 6.8 aufgelistet.

Knoten	Spannung in [kV]	Spannung in [%]
Sammelschiene A	20,34 kV	101,71 %
Sammelschiene B	20,33 kV	101,63 %
Sammelschiene C	20,30 kV	101,52 %
Sammelschiene D	20,27 kV	101,34 %
Sammelschiene 1 sek.	0,405 kV	101,27 %
Sammelschiene 2 sek.	0,405 kV	101,20 %
Sammelschiene 3 sek.	0,404 kV	101,08 %
Sammelschiene 4 sek.	0,404 kV	100,99 %

Tabelle 6.8: Berechnungsergebnisse der jeweiligen Knoten durch NEPLAN® für den Fall Schwachlast

6.2.5 Lastzuwachs und Ausbau des Netzes

Die Daten der Statistik Austria [2] weisen Zuwachsraten im „Speckgürtel“ der Ballungszentren von knapp 20% in 10 Jahren auf.¹ Wird dieses Wachstum weiter fortgesetzt kann man in einigen Gebieten von einer weiteren Zunahme um 44% in den nächsten zwei Dekaden ausgehen. Durch die Erhöhung der Ausweisung Bebauungsdichte im Flächenwidmungsplan durch die Landesregierungen wird ein Teil der zusätzlichen Abnehmer geschaffen. Eine weitere Zunahme wird wiederum in bisher nicht verbautem Gebiet stattfinden – auf ehemaligen Äckern, Wäldern und ungenutzten Grundstücken. Dies ist durch einen zusätzlichen Ortsnetztransformator in der Modellierung wie in Abbildung 5 dargestellt. Der Zuwachs der Last wird auf 30% in den bestehenden Ortsnetz-Stationen angesetzt, die neu gesetzte Last 5 beträgt 1100 kW. Um vorausschauend die Investitionen als Verteilnetzbetreiber im Überblick zu behalten, ist speziell bei Erdverkabelung die Dimensionierung der Leitung ein erheblicher Faktor.

Dieses Belastungszenario wird in den Tabellen zur Unterscheidung vom nicht ausgebautem Netz (Starklastfall 1) als Starklastfall 2 bezeichnet.

Last	Last in kW	cos φ
Last 1	1300	0,95
Last 2	1430	0,95
Last 3	910	0,95
Last 4	1040	0,95
Last 5	1100	0,95
Last B	2470	0,95
Last C	1853	0,95
Last D	858	0,95

Tabelle 6.9: Last mit Zuwachs von insgesamt 44%

¹ Prognose Graz Umgebung von 142 510 Personen (2010) auf 168 049 Personen (2030), das entspricht 17,9%, Quelle: Statistik Austria, Kleinräumige Bevölkerungsprognose für Österreich 2010-2030, Endbericht, vom 6. August 2010, siehe Seite 113

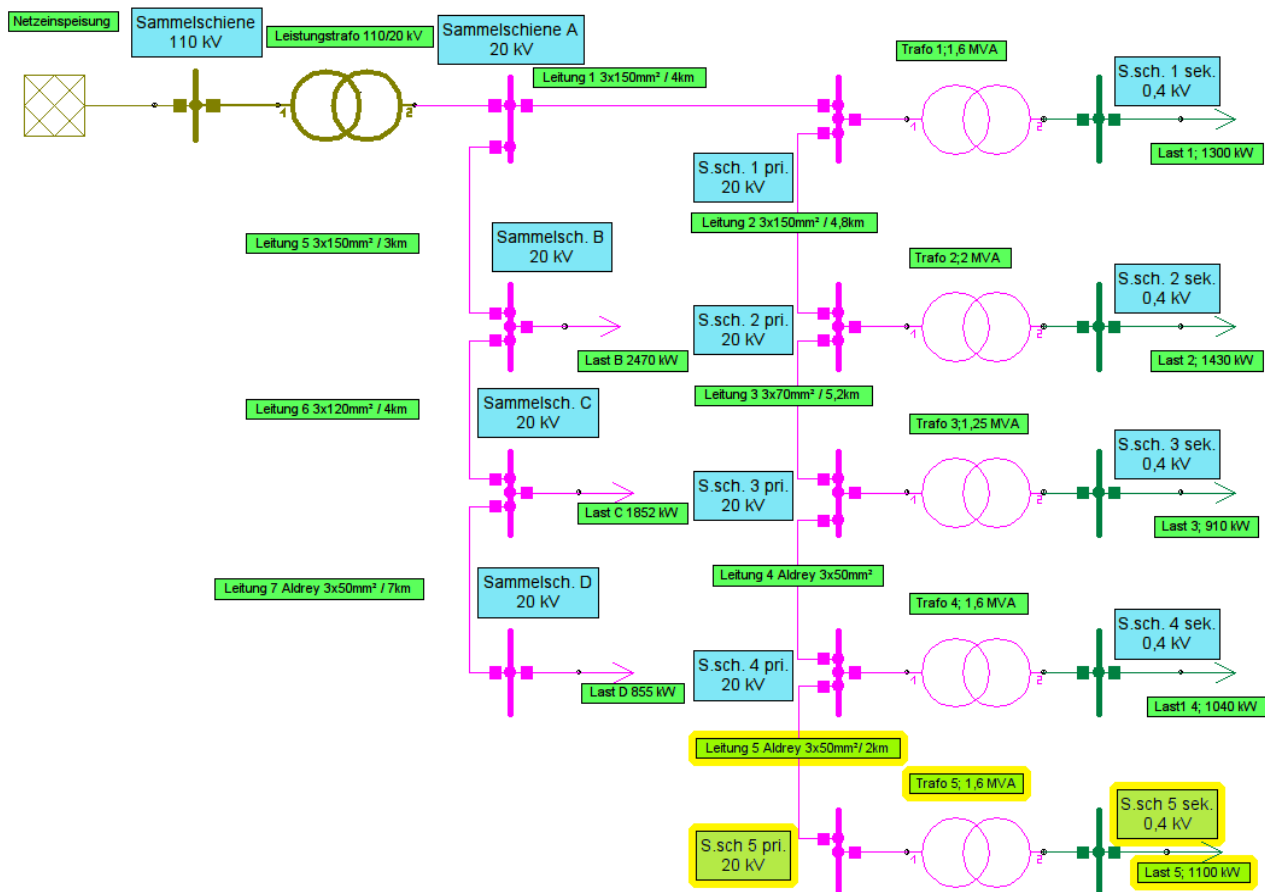


Abbildung 6.7: Erhöhte Starklast mit zusätzlichem Ortsnetztransformator und Freileitung

Wie aus der Berechnung in Abbildung 6.8 ersichtlich ist, ergeben sich aus der zusätzlichen Last keine thermische Probleme. Geht man von einer Verlängerung der Freileitung 4 mit Aldrey 50mm² aus, so senkt sich die Spannung im schlechtesten Fall sekundärseitig am Ortsnetztrafo 5 jedoch auf 93,29%. Dies bedeutet, dass das Toleranzband von 7% schon annähernd ausgeschöpft ist, und zur Abhilfe eine Überlegung angestellt werden kann. Bei strahlenförmiger Anordnung der Netze ergibt sich bei Netzausbau die Möglichkeit verzweigte Strahlennetze, Ringnetze und vermaschte Netze aufzubauen und damit die Spannungsniveaus aber auch die Versorgungssicherheit zu erhöhen.

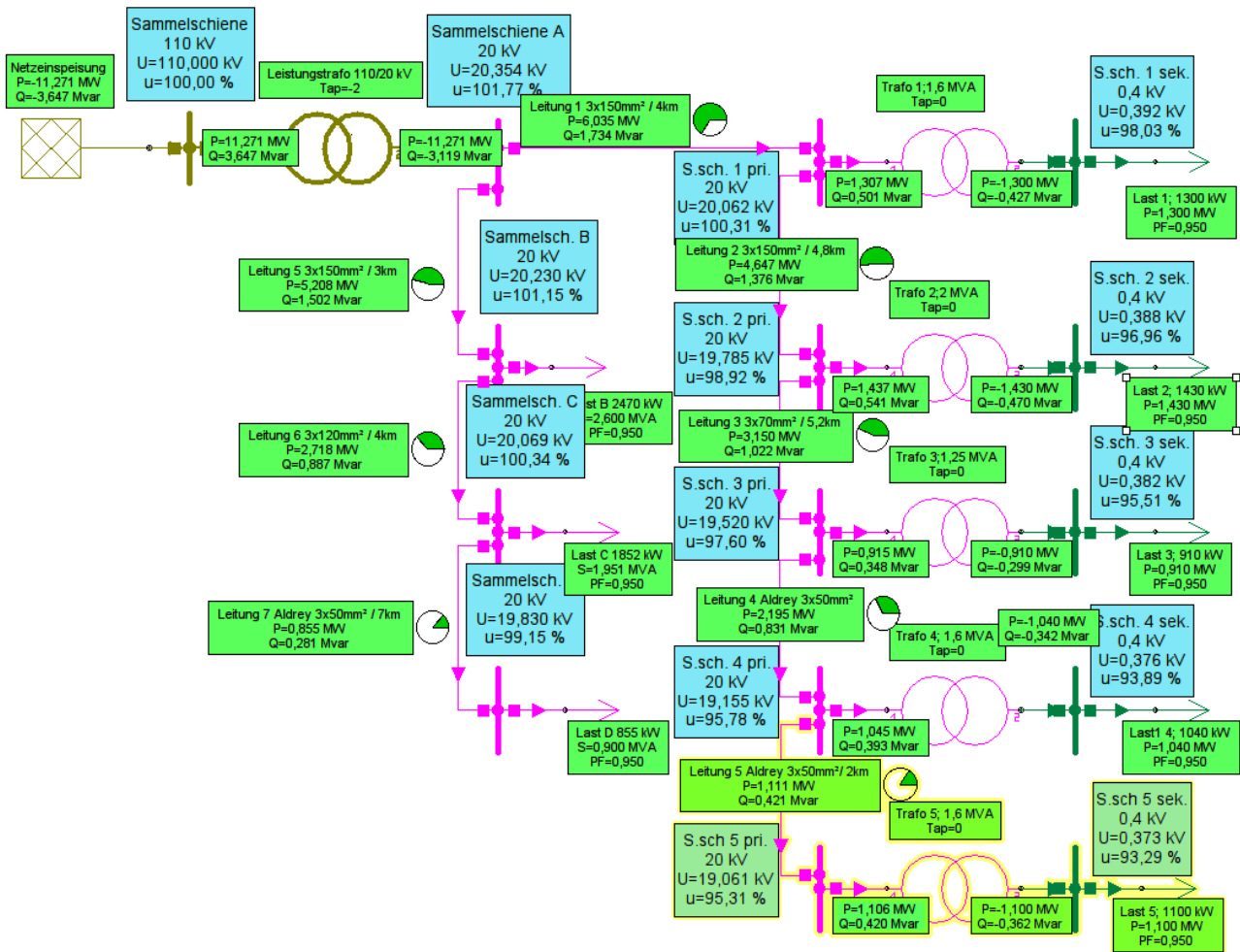


Abbildung 6.8: Netzberechnung für zusätzliche Last und Ortsnetzstation

Knoten	Spannung in [kV]	Spannung in [%]
Sammelschiene A	20,35 kV	101,77 %
Sammelschiene B	20,23 kV	101,15 %
Sammelschiene C	20,07 kV	100,34 %
Sammelschiene D	19,83 kV	99,15 %
Sammelschiene 1 sek.	0,392 kV	98,03 %
Sammelschiene 2 sek.	0,388 kV	96,96 %
Sammelschiene 3 sek.	0,382 kV	95,51 %
Sammelschiene 4 sek.	0,376 kV	93,89 %
Sammelschiene 5 sek.	0,373 kV	93,29 %

Tabelle 6.10: Berechnungsergebnisse der jeweiligen Knoten durch NEPLAN® für zusätzliche Last und Ortsnetzstation

6.3 Verbesserungsmaßnahmen

6.3.1 Abhilfemaßnahme: Aufbau Ringnetz mit Freileitung

Die Absenkung der Spannung auf 93,29% im Starklastfall (ohne dezentrale Einspeisung) bringt das Netz niederspannungsseitig an die Grenzen, und eine Abhilfemaßnahme ist angezeigt. Eine Möglichkeit besteht im Aufbau eines Ringnetzes und dem zusätzlichen Aufbau einer 20 kV-Freileitungen zwischen 2 günstig angeordneten Ortsnetz-Stationen im Netz. Leitung R wurde zwischen Ortsnetzstation B und Ortsnetzstation 5 als 4 km lange Freileitung wie in Abbildung 6.9 eingefügt und berechnet. Hierbei stellte sich heraus, dass bereits bei einem Querschnitt von 50mm² die Spannungsbänder ausreichend eingehalten werden. Das Spannungsniveau bei ansonsten gleichen Lasten von 93,29 auf 97,41% und verringert somit die Toleranz um 4,12%.

Leistungsabschnitt	Leitungstyp	Länge
Leitung 7, wie bisher	3 x 70 mm ² , Aldrey, Freileitung	7 km
Leitung R	3x 50mm ² , Aldrey, Freileitung	4 km

Tabelle 6.11: Leitungsabschnitte, Typen und Längen

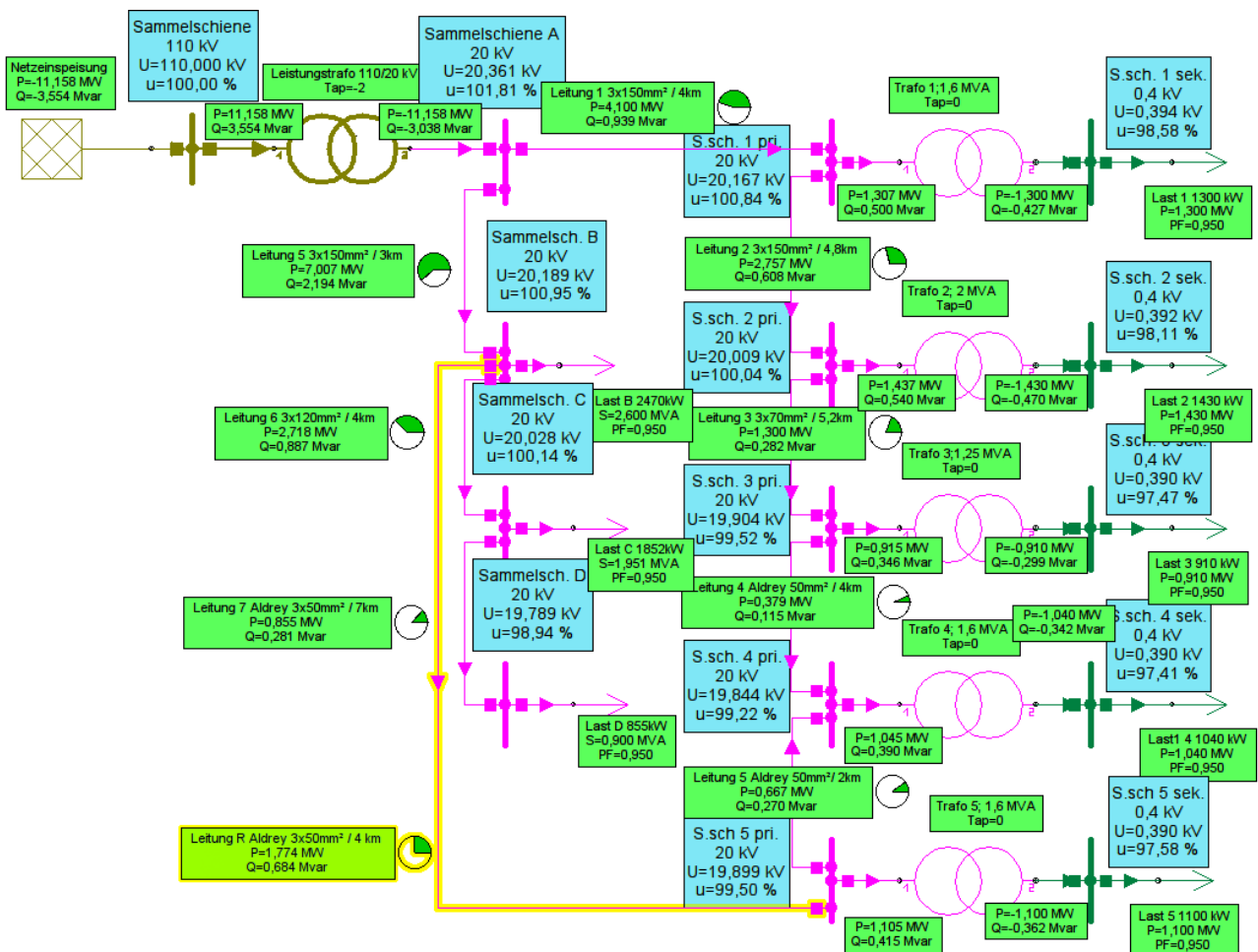


Abbildung 6.9: Erhöhte Starklast (+44%) mit geschlossenem Ring

Knoten	Spannung in [kV]	Spannung in [%]
Sammelschiene A	20,36 kV	101,81 %
Sammelschiene B	20,19 kV	100,95 %
Sammelschiene C	20,03 kV	100,14 %
Sammelschiene D	19,79 kV	98,94 %
Sammelschiene 1 sek.	0,394 kV	98,58 %
Sammelschiene 2 sek.	0,392 kV	98,11 %
Sammelschiene 3 sek.	0,390 kV	97,47 %
Sammelschiene 4 sek.	0,390 kV	97,41 %
Sammelschiene 5 sek.	0,390 kV	97,58 %

Tabelle 6.12: Berechnungsergebnisse der jeweiligen Knoten durch NEPLAN® für den Starklastfall +44% und geschlossener Ringleitung zwischen Sammelschiene B primär und Sammelschiene 5 primär

6.3.2 Abhilfemaßnahme: Trennstellenoptimierung

Um die Versorgungsqualität zu erhöhen, ist es möglich, diese Ringnetze an definierten Stellen offen zu lassen. Im Fehlerfall wird dann die bis dahin offene Trennstelle geschlossen und nur der defekte Leitungsabschnitt zur Reparatur vom Netz genommen. Randbereiche von Ballungszentren und dünn besiedelte Gebiete sind durch die oft vorherrschende Versorgung mit Freileitungen von Unterbrechungen aufgrund von Wetterereignissen (Stürmen, Windbrüchen, umfallenden Bäumen durch Schneelast etc.) betroffen.

Die Verminderung der Zeit der Netzunterbrechung ist für den Kunden hier besonders von Vorteil. Würde man die Leitung R (Ringleitung) als offene Trennstelle festlegen, ergibt sich ein unzulässig hoher Spannungsabfall wie in Tabelle 6.10 (Seite 23) auf 93,29%. Die geringsten Verluste und die besten Spannungsniveaus ergeben sich, wenn in der Leitung 4 die offene Trennstelle definiert ist. Diese Leitung ist im Starklastfall mit erhöhten Abnehmern die am geringsten belastete Leitung ($P = 379 \text{ kW}$, $Q = 115 \text{ kvar}$).

Eine Neuberechnung der Spannungsniveaus ist in Abbildung 6.10 auf Seite 26 sowie in Tabelle 6.13 dargestellt. Hierdurch ändern sich die Spannungen gegenüber dem geschlossenen Ringnetz nur geringfügig von 97,41 % auf 96,88% der Nennspannung. Dadurch ergibt sich eine Abweichung von der Nennspannung um 3,12% auf der Sammelschiene der Niederspannungsseite.

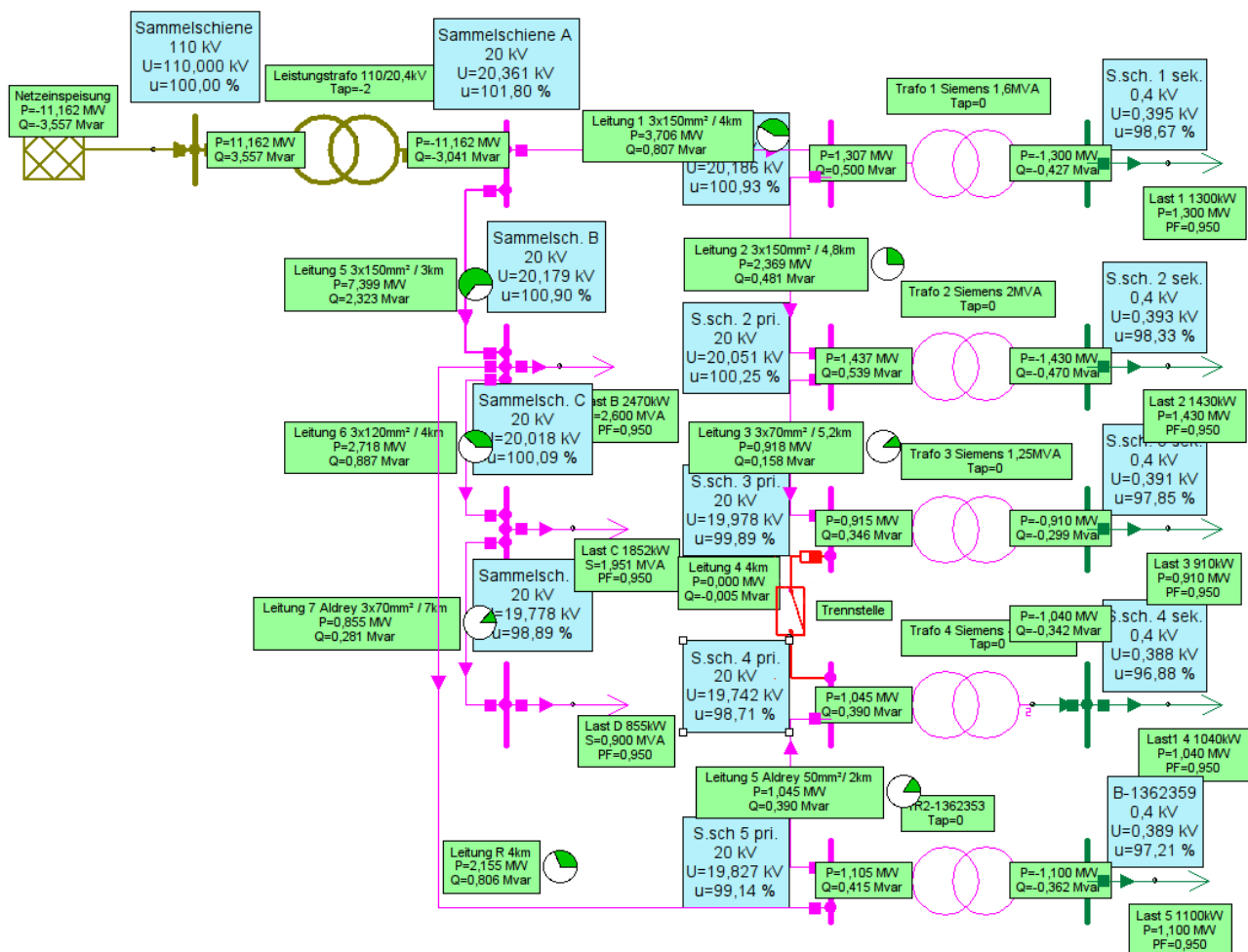


Abbildung 6.10: Ringnetz mit offener Trennstelle an Leitung 4

Knoten	Spannung in [kV]	Spannung in [%]
Sammelschiene A	20,36 kV	101,80 %
Sammelschiene B	20,18 kV	100,90 %
Sammelschiene C	20,02 kV	100,09 %
Sammelschiene D	19,78 kV	98,89 %
Sammelschiene 1 sek.	0,395 kV	98,67 %
Sammelschiene 2 sek.	0,393 kV	98,33 %
Sammelschiene 3 sek.	0,391 kV	97,85 %
Sammelschiene 4 sek.	0,388 kV	96,88 %
Sammelschiene 5 sek.	0,389 kV	97,21 %

Tabelle 6.13: Berechnungsergebnisse der jeweiligen Knoten durch NEPLAN® für den Starklastfall +44% und geschlossener Ringleitung zwischen Sammelschiene B primär und Sammelschiene 5 primär

Berechnungspunkt	Starklastfall 1	Starklastfall, regelbarer HS-Trafo	Schwachlast, 20%	Starklastfall 2, +44%	Fall 2 mit geschlossener Ringleitung	Fall 2 mit optimierter Trennstelle
Sammelschiene A	99,23	102,38	101,71	101,77	101,81	101,8
Sammelschiene B	98,74	101,91	101,63	101,15	100,95	100,9
Sammelschiene C	98,11	101,3	101,52	100,34	100,14	100,09
Sammelschiene D	97,16	100,38	101,34	99,15	98,94	98,89
Sammelschiene 1 sek.	96,59	99,83	101,27	98,03	98,58	98,67
Sammelschiene 2 sek.	96,06	99,32	101,2	96,96	98,11	98,33
Sammelschiene 3 sek.	95,33	98,62	101,08	95,51	97,47	97,85
Sammelschiene 4 sek.	94,84	98,14	100,99	93,89	97,41	96,88
Sammelschiene 5 sek.				93,29	97,58	97,21

Abbildung 6.11: Tabelle der Spannungsniveaus der Berechnungen

In der Grafik 6.12 ist der Zusammenhang der Spannungsniveaus deutlich sichtbar, und die Auswirkungen der Abhilfemaßnahmen lässt sich erkennen. Der Fall „optimierte Trennstelle“ senkt die Spannungsniveaus in den einzelnen Ortsnetz-Stationen gegenüber dem in blau eingezeichneten Fall „geschlossene Ringleitung“ unwesentlich, bringt jedoch den Vorteil der zusätzlichen Sicherheit – speziell in einem Netz mit Freileitungen.

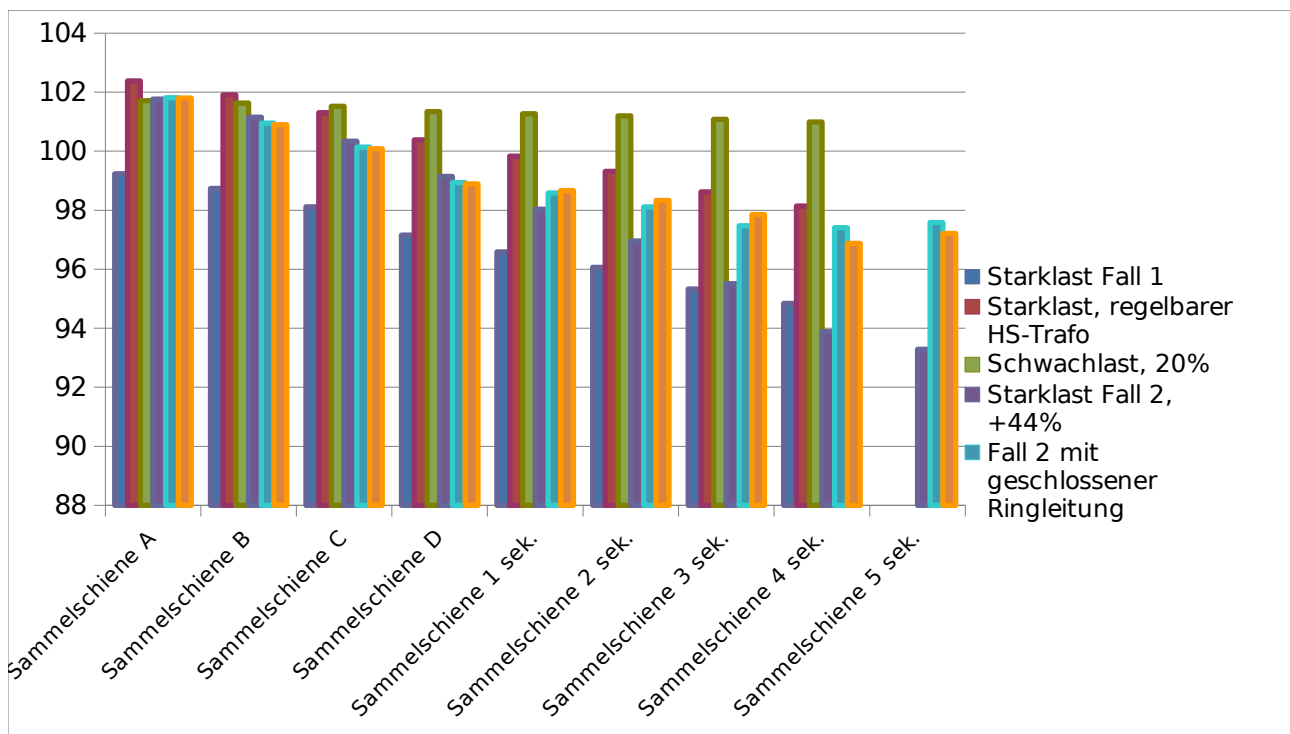


Abbildung 6.12: Grafik zur Spannungshöhe im Netz inklusive offener und geschlossener Ringleitung

6.3.3 Abhilfemaßnahme: Erdverkabelung

Ein vollständig erdverkabeltes Verteilnetz bietet technisch oft Vorteile gegenüber den kostengünstigeren Freileitungsnetzen. Umwelteinflüsse wie Blitz, Sturm oder Vereisung können keine Beschädigung am Kabel verursachen. Eine Gefährdung der Umwelt durch im Fehlerfall herabhängenden Freileitungsseile kann ebenso ausgeschlossen werden wie die Gefahr der Kollision für die Luftfahrt. Das Erdkabel kann die optisch oft als störend empfundenen Freileitungen ersetzen. Der größte Nachteil der Erdverkabelung beginnt erst ab größeren Distanzen wirksam zu werden, der erhöhte kapazitive Belag des Kabels.

Im Fall einer Verkabelung der bisherigen Freileitungen R (Ringleitung, 4 km), Leitung 4 (4 km) und 5 (2 km) ergibt sich bei gleichbleibenden Querschnitt (50mm²) eine vorteilhafte Situation für das Spannungsniveau. Durch die zusätzlichen 10 km Erdverkabelung bleibt die Toleranz in einem Bereich von weniger als 2%.

Knoten	Spannung in [kV]	Spannung in [%]
Sammelschiene A	20,39 kV	101,93 %
Sammelschiene B	20,21 kV	101,04 %
Sammelschiene C	20,05 kV	100,24 %
Sammelschiene D	19,80 kV	99,04 %
Sammelschiene 1 sek.	0,395 kV	98,82 %
Sammelschiene 2 sek.	0,394 kV	98,49 %
Sammelschiene 3 sek.	0,392 kV	98,04 %
Sammelschiene 4 sek.	0,392 kV	98,08 %
Sammelschiene 5 sek.	0,393 kV	98,20 %

Tabelle 6.14: Berechnungsergebnisse der jeweiligen Knoten durch NEPLAN® für den Starklastfall +44% und Erdverkabelter Ringleitung zwischen Sammelschiene B und Sammelschiene 5 primär sowie offener Trennstelle

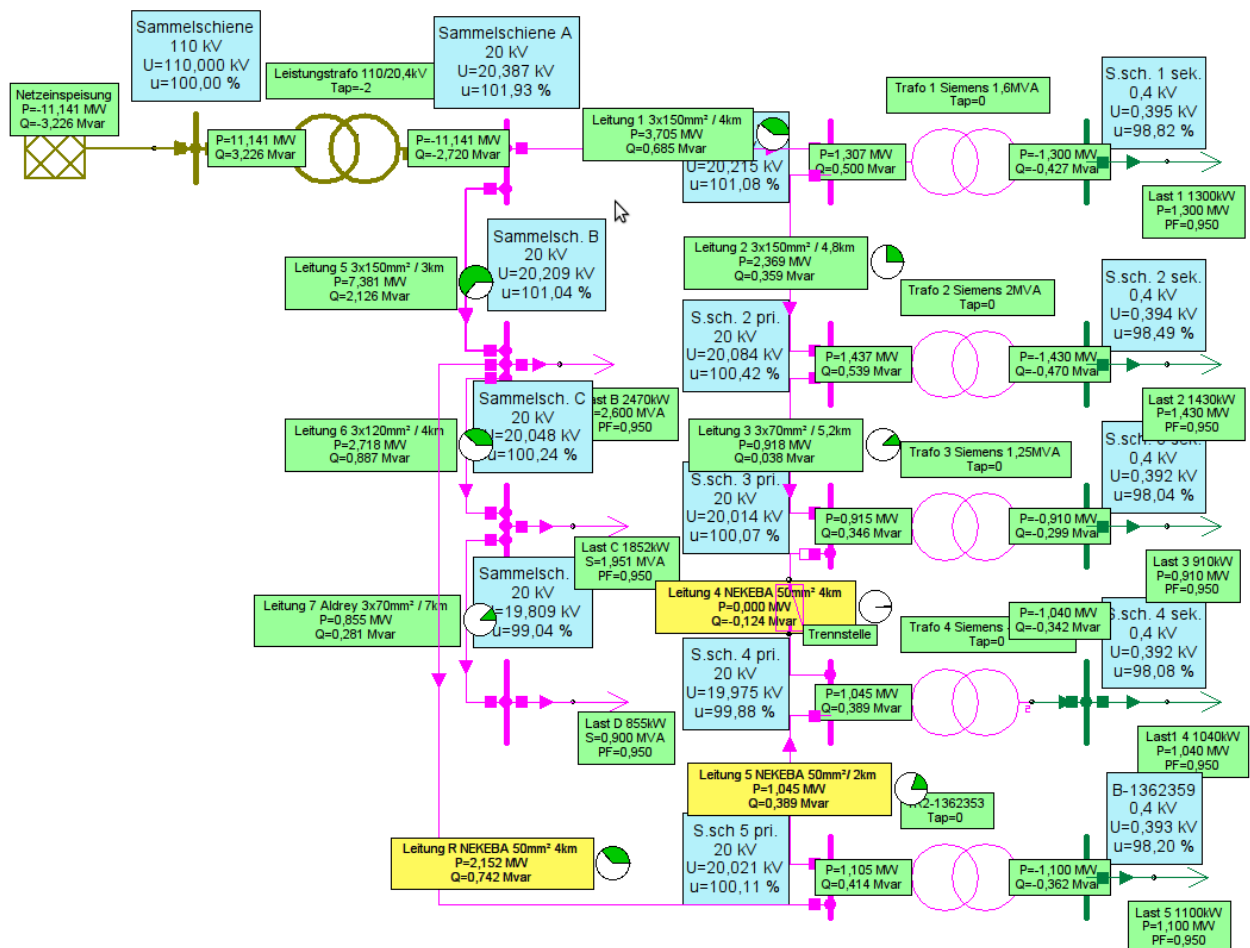


Abbildung 6.13: Erdverkabelung von Leitung 4, 5 und R mit 50mm²

6.3.4 Abhilfemaßnahme: Regelbare Ortsnetz-Transformatoren

Um den Freileitungsbau von Ringleitung R wie in 4.8 (4 km) oder die Erdverkabelung von Leitung R, Leitung 4 und 5 (Kapitel 4.9) von in Summe 10 km einzusparen, besteht die Möglichkeit, regelbare Ortsnetz-Transformatoren anstelle der Transformatoren 4 und 5 einzusetzen.

- $\dot{u} = 20\text{V}/0,4 \text{ kV}$
- Schaltgruppe Dyn5
- $S = 1,6 \text{ MVA}$ (Nennleistung)
- $u_{kr} = 6,1\%$
- Regelung in +/- 3 Stufen zu je $\Delta u = 1,0\%$

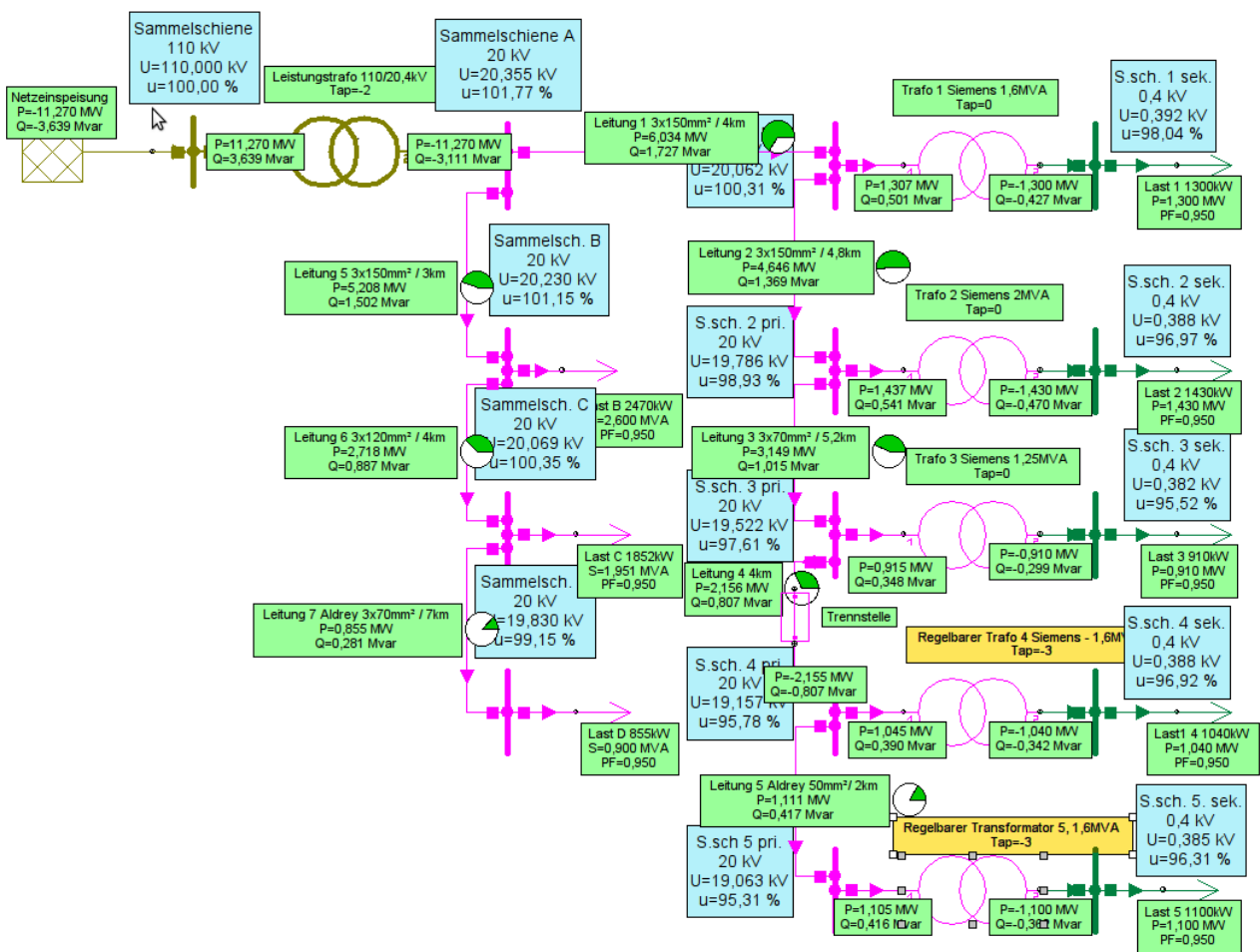


Abbildung 6.14: Abhilfemaßnahme regelbare Ortsnetztransformatoren 4 & 5

Knoten	Spannung in [kV]	Spannung in [%]
Sammelschiene A	20,36 kV	101,77 %
Sammelschiene B	20,23 kV	101,15 %
Sammelschiene C	20,07 kV	100,35 %
Sammelschiene D	19,83 kV	99,15 %
Sammelschiene 1 sek.	0,392 kV	98,04 %
Sammelschiene 2 sek.	0,388 kV	96,97 %
Sammelschiene 3 sek.	0,382 kV	95,52 %
Sammelschiene 4 sek.	0,388 kV	96,92 %
Sammelschiene 5 sek.	0,385 kV	96,31 %

Tabelle 6.15: Berechnungsergebnisse der jeweiligen Knoten durch NEPLAN® für den Starklastfall +44% und geregelten Ortsnetztransformatoren 4 & 5

Die Verwendung von regelbaren Ortsnetztransformatoren ergibt ein minimales Spannungsniveau von 95,52% an der Sekundärseite des Ortsnetztransformators Transformator 3. Der bis dahin niedrigste Spannungswert an Sammelschiene 5 sek. erhöht sich durch diese Art des Verteiltransformators von 93,29% auf 96,31% und damit um 3,02%.

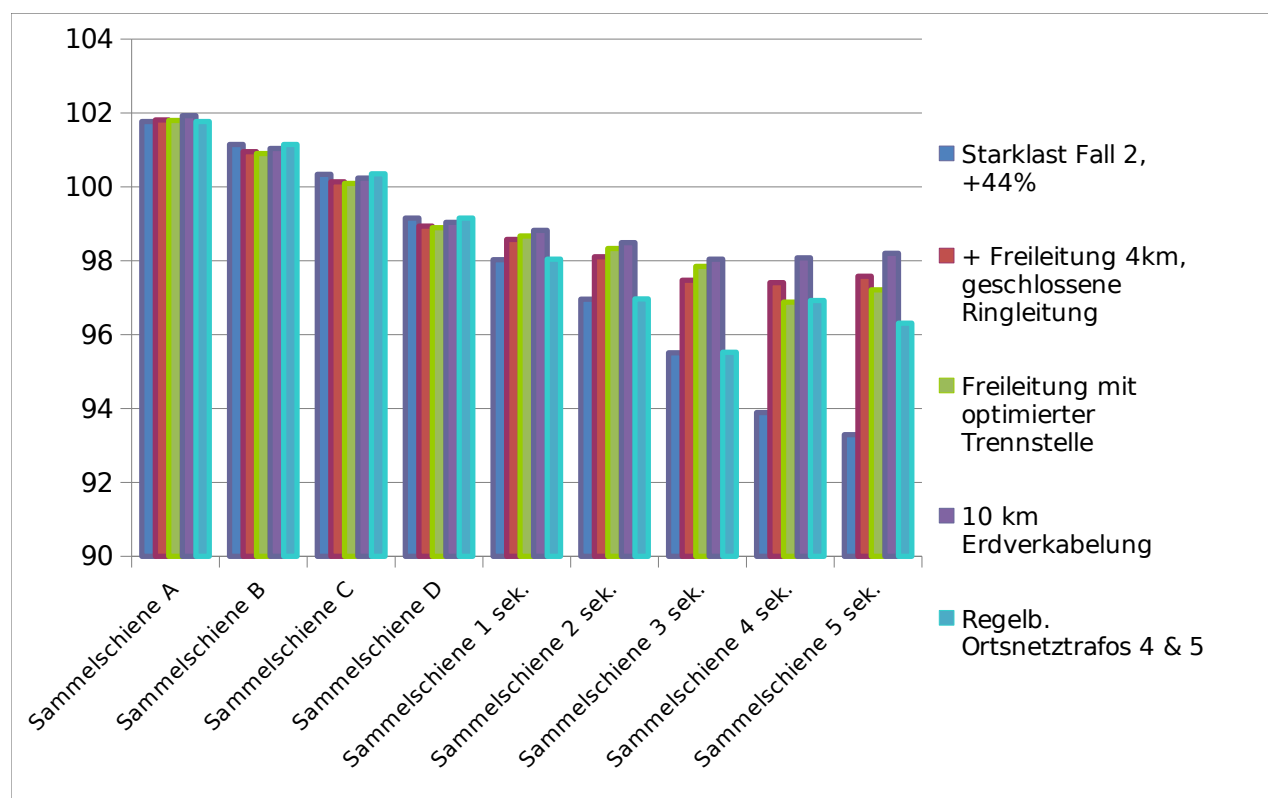


Abbildung 6.15: Szenarien der Spannungsniveaus im Vergleich in [%]

	Starklastfall 2, +44%	+ Freileitung 4km, geschlossene Ringleitung	Freileitung mit optimierter Trennstelle	10 km Erdverkabelung	Regelb. Ortsnetztrafos 4 & 5
Sammelschiene A	101,77	101,81	101,8	101,93	101,77
Sammelschiene B	101,15	100,95	100,9	101,04	101,15
Sammelschiene C	100,34	100,14	100,09	100,24	100,35
Sammelschiene D	99,15	98,94	98,89	99,04	99,15
Sammelschiene 1 sek.	98,03	98,58	98,67	98,82	98,04
Sammelschiene 2 sek.	96,96	98,11	98,33	98,49	96,97
Sammelschiene 3 sek.	95,51	97,47	97,85	98,04	95,52
Sammelschiene 4 sek.	93,89	97,41	96,88	98,08	96,92
Sammelschiene 5 sek.	93,29	97,58	97,21	98,2	96,31

Abbildung 6.16: Tabelle der Spannungsniveaus der einzelnen Abhilfemaßnahmen

6.4 Einspeisung von erneuerbaren Energien

Um die Auswirkungen der dezentralen Einspeisung von erneuerbaren Energien – vor allem Fotovoltaik – zu betrachten, wird das Szenario aus Abbildung 6.5 von Seite 18 ergänzt.

6.4.1 Szenario maximale Einspeisung und Starklast im ursprünglichem Netz

Zur realistischen Berechnung der Einspeisung wird in diesem Szenario erarbeitet, wie viele dezentrale Einspeiser sich im Versorgungsgebiet befinden. Vereinfacht wird hier nur mit Fotovoltaikanlagen pro Haushalt gerechnet. Dazu ist zuerst abzuschätzen, wie viele Haushalte durch dieses Netz versorgt werden. Die individuellen Lastprofile weichen von den kollektiven Lastprofilen, wie in Tabelle 6.17 ersichtlich, ab[6]. Laut des Verbandes der Energiewirtschaft sind die sogenannten VDEW-Standardlastprofile ab mehreren tausend Abnehmern als synthetische Lastprofil zulässig. Darüber hinaus ist mit jahreszeitlichen Schwankungen aufgrund unterschiedlicher beginnender Tageshelligkeit und Temperaturschwankungen zu rechnen.

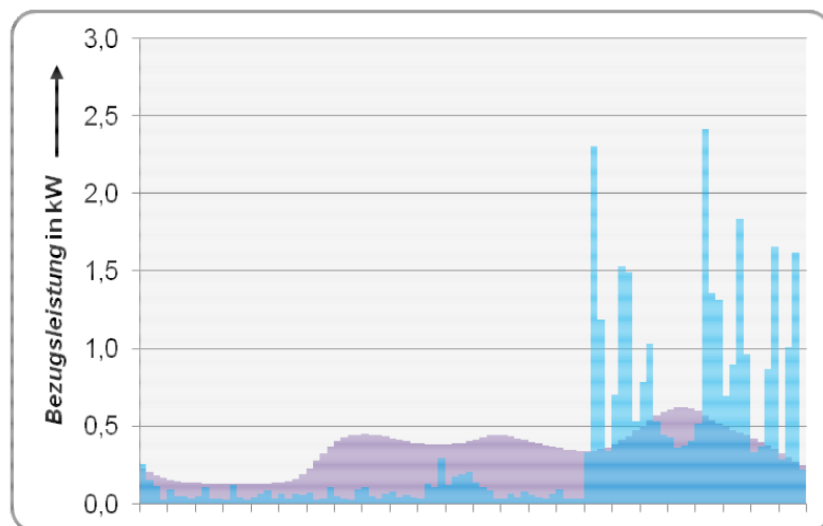


Abbildung 6.17: Standardisiertes (violett) und gemessenes (blau) Lastprofil eines Haushaltes [6]

Die Gesamtlast in dem Versorgungsgebiet ergibt sich aus der Summe aller Lasten laut Tabelle 6.16 zu 7585 kW unter der Vernachlässigung der Verluste im Niederspannungsnetz. Folglich ergibt sich die Anzahl der Haushalte in dieser Szenerie zu:

$$Z_{\text{Hh}} = \Sigma \text{Last} / P_{\text{Hh max}} = 7585 \text{ kW} / 0,7 \text{ kW} = 10835 \quad (9)$$

Z_{Hh} Anzahl der Haushalte

ΣLast Gesamtlast im Netz

$P_{\text{Hh Max}}$ Durchschnittliche Maximallast im Netz pro Haushalt

Rechnet man nun in jedem 10 Haushalt mit einer Fotovoltaikanlage mit $5 \text{ kW}_{\text{peak}}$, so ergeben sich dadurch maximal für den Starklastfall Werte wie in Tabelle 6.16 angeführt, wobei der $\cos \varphi$

unberücksichtigt bleibt und für die PV-Anlagen ist ebenfalls ein $\cos \varphi = 0,95$ angenommen worden.²

Last	Last in kW	Einspeisung	Summe	$\cos \varphi$
Last 1	1000	714,3	285,7	0,95
Last 2	1100	785,7	314,3	0,95
Last 3	700	500	200	0,95
Last 4	800	571,4	228,6	0,95
Last B	1900	1357,1	542,9	0,95
Last C	1425	1017,9	407,1	0,95
Last D	660	471,4	188,6	0,95
Summe	7585	5417,9	2167,1	0,95

Tabelle 6.16: Lasten im Netzwerk bei Starklast und dezentraler Einspeisung

² Intelligente Wechselrichter mit variablen $\cos \varphi$ können zur Minderung der Probleme im Netz beitragen.

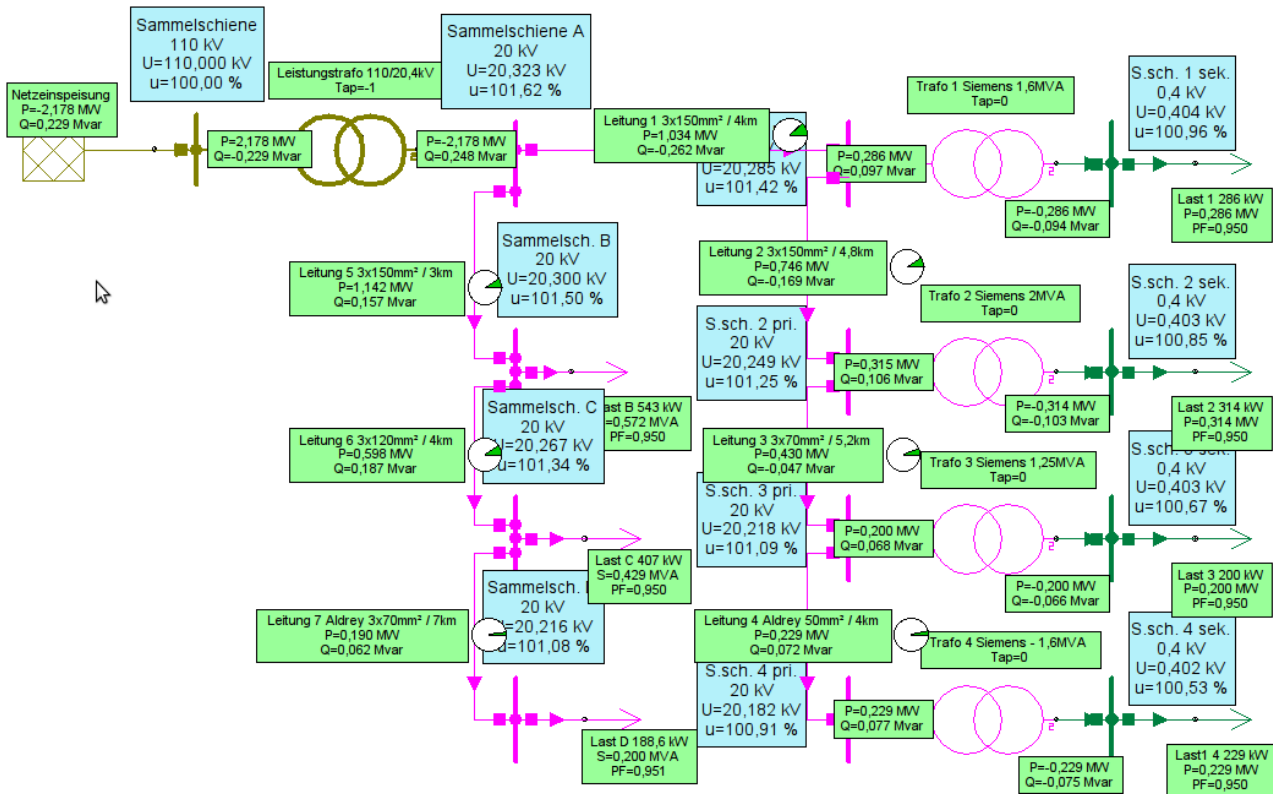


Abbildung 6.18: Starklastfall ohne erweitertes Netz mit dezentraler Einspeisung

Die Ergebnisse sind in Tabelle 6.17 angeführt. Damit ergibt sich eine Ähnlichkeit zum Schwachlastfall aus Tabelle 6.7 mit sehr geringen Toleranzen.

Knoten	Spannung in [kV]	Spannung in [%]
Sammelschiene A	20,32 kV	101,62 %
Sammelschiene B	20,30 kV	101,50 %
Sammelschiene C	20,26 kV	101,34 %
Sammelschiene D	20,21 kV	101,08 %
Sammelschiene 1 sek.	0,404 kV	100,96 %
Sammelschiene 2 sek.	0,403 kV	100,85%
Sammelschiene 3 sek.	0,403 kV	100,67 %
Sammelschiene 4 sek.	0,402 kV	100,53 %

Tabelle 6.17: Berechnungsergebnisse durch NEPLAN® mit regelbarem HS-MS Transformator und Einspeisung

Dieses Szenario stellt für die Spannungsniveaus im Netz kein Problem dar, da die eingespeiste Leistung aus der dezentralen Versorgung rund 71,4% des bezogenen Leistung darstellt und durch Optimierung und Bestimmung kritischer Grenzlängen

die Verbraucher vor Ort verbraucht wird. Wesentlich interessanter wird die Betrachtung der Spannungshöhen bei Schwachlast und voller Einspeisung.

6.4.2 Maximale Einspeisung und Schwachlast im ursprünglichen Netz

Im Schwachlastfall mit maximaler Einspeisung in Tabelle 6.18 werden die Lastwerte aus Tabelle 6.7 und der Einspeiseleistung aus Tabelle 6.16 zusammengeführt.

Last	Last in kW	Einspeisung	Summe	cos φ
Last 1	200	714,3	-514,3	0,95
Last 2	220	785,7	-565,7	0,95
Last 3	140	500	-360	0,95
Last 4	160	571,4	-411,4	0,95
Last B	380	1357,1	-977,1	0,95
Last C	285	1017,9	-732,9	0,95
Last D	132	471,4	-339,4	0,95
Summe	1517	5417,9	-3900,9	0,95

Tabelle 6.18: Lasten im Netzwerk bei Starklast und dezentraler Einspeisung

Die Ergebnisse der Tabelle 6.18 zeigen bei einer PV-Einspeisung von rund 5418 kW im gesamten Netz bei lediglich 1517 kW Last eine gesamte Rückspeisung von 3900 kW in das Mittelspannungsnetz.

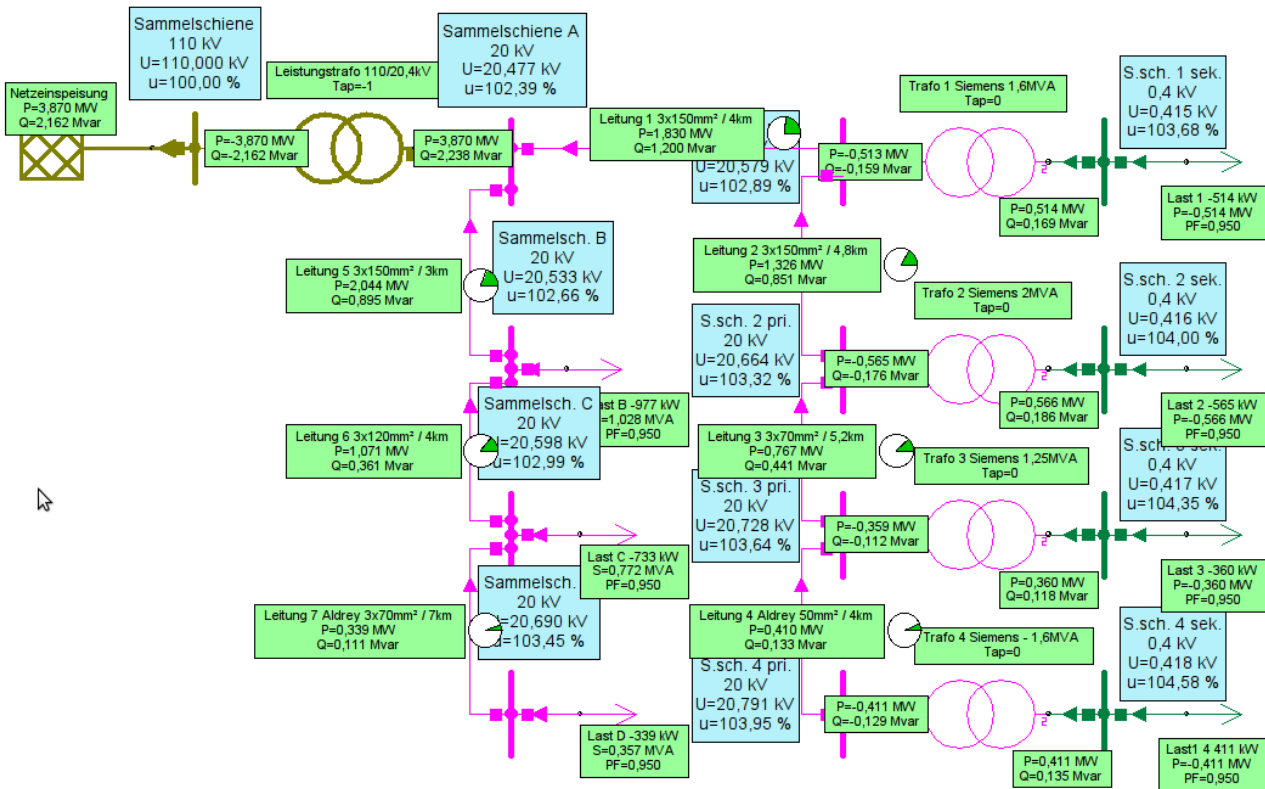


Abbildung 6.19: Schwachlastfall ohne erweitertes Netz mit maximaler dezentraler Einspeisung

Knoten	Spannung in [kV]	Spannung in [%]
Sammelschiene A	20,48 kV	102,39 %
Sammelschiene B	20,53 kV	102,66 %
Sammelschiene C	20,6 kV	102,99 %
Sammelschiene D	20,69 kV	103,45 %
Sammelschiene 1 sek.	0,415 kV	103,68 %
Sammelschiene 2 sek.	0,416 kV	104,00 %
Sammelschiene 3 sek.	0,417 kV	104,35 %
Sammelschiene 4 sek.	0,418 kV	104,58 %

Tabelle 6.19: Berechnungsergebnisse bei Schwachlast und maximaler Einspeisung

Durch die Berechnung mit NEPLAN® wird deutlich, dass durch den regelbaren Hochspannungstransformator und dem gewünschten Niveau von 102% eine Abweichung von maximal 4,58% erreicht wird. Damit sind die Forderungen aus Kapitel 6.2.1 ausreichend erfüllt. Sollte es jedoch wie in den weiteren Berechnungen zu einem Ausbau des Netzes um 44%

kommen, können diese Toleranzen möglicherweise nicht für diesen Fall (Schwachlast, maximale Einspeisung) eingehalten werden.

6.4.3 Maximale Einspeisung und Starklast im erweiterten Netz

Es ist in diesem Kapitel die Netzerweiterung wie in Abbildung 6.7 und mit zusätzlicher dezentraler Einspeisung dargestellt. Anteilsmäßig wird wieder von durchschnittlich 0,7 kW pro Haushalt im Starklastfall ausgegangen, wie die VDEW-Standardlastprofile angeben [6].

Durch Adaption der Tabelle 6.9 ergibt sich folgende Tabelle für die Simulation der Spannungsniveaus in NEPLAN®.

Last	Last in kW	Einspeisung	Summe	cos φ
Last 1	1300	928,6	371,4	0,95
Last 2	1430	1021,4	408,6	0,95
Last 3	910	650	260	0,95
Last 4	1040	742,8	297,2	0,95
Last 5	1100	785,7	314,3	0,95
Last B	2470	1764	706	0,95
Last C	1852,5	1323,2	529,3	0,95
Last D	858	612,9	245,1	0,95
Summe	10960,5	7828,6	3131,9	0,95

Tabelle 6.20: Lasten bei Zuwachs von 44% im erweiterten Netz und dezentraler Einspeisung

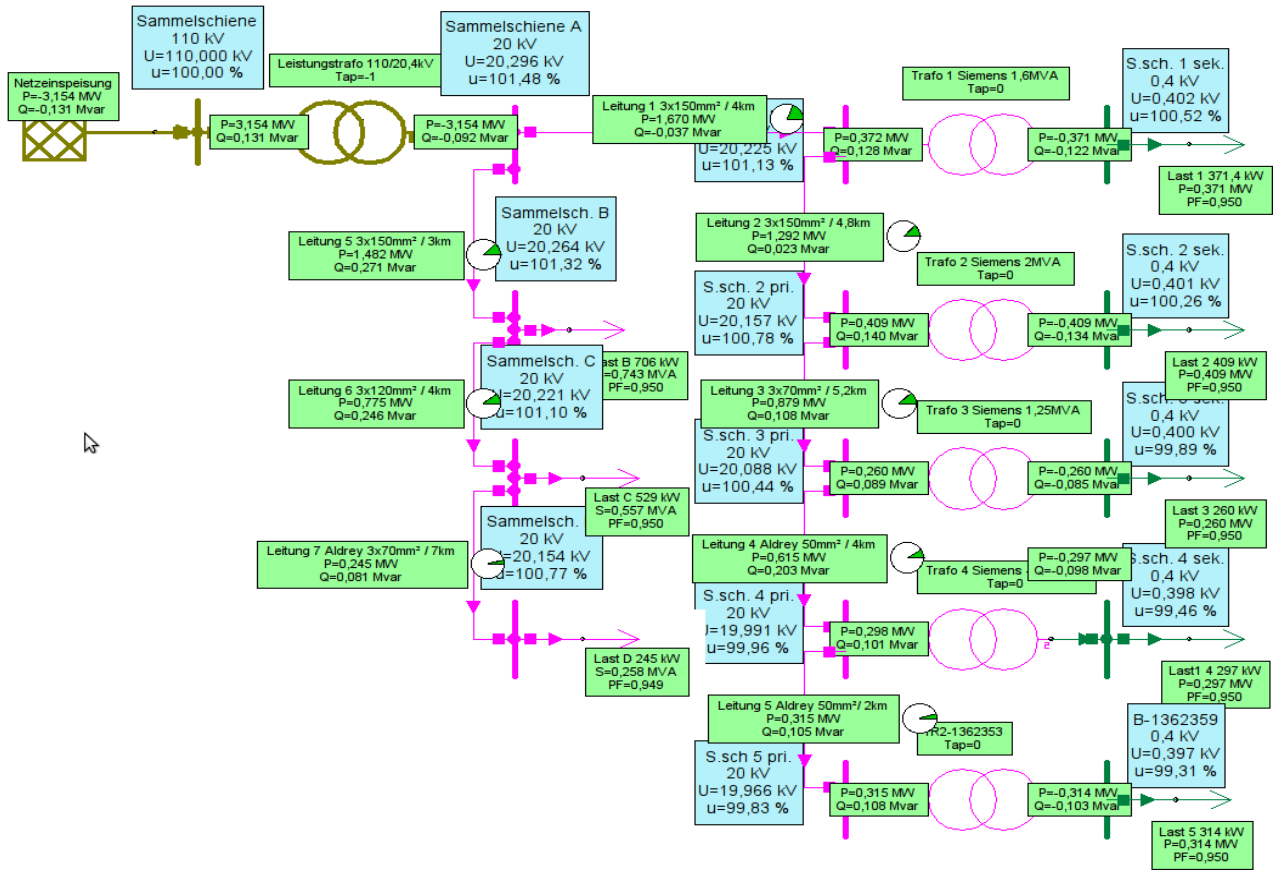


Abbildung 6.20: Starklastfall im erweitertem Netz mit maximaler dezentraler Einspeisung

Knoten	Spannung in [kV]	Spannung in [%]
Sammelschiene A	20,30 kV	101,48 %
Sammelschiene B	20,26 kV	101,32 %
Sammelschiene C	20,22 kV	101,10 %
Sammelschiene D	20,15 kV	100,77 %
Sammelschiene 1 sek.	0,402 kV	100,52 %
Sammelschiene 2 sek.	0,401 kV	100,26 %
Sammelschiene 3 sek.	0,400 kV	99,89 %
Sammelschiene 4 sek.	0,398 kV	99,46 %
Sammelschiene 5 sek.	0,397 kV	99,31 %

Tabelle 6.21: Berechnungsergebnisse bei Starklast im erweiterten Netz und maximaler Einspeisung

Durch das mit Freileitung erweiterte Netz ist im Starklastfall mit dezentraler Einspeisung keine Spannungsanhebung zu erwarten, da die eingespeiste Leistung wie im Fall in Abbildung 6.18 vor Ort wieder verbraucht wird.

6.4.4 Maximale Einspeisung und Schwachlast im erweiterten Netz

Der wohl spannendste Fall ergibt sich durch die Kombination der Fälle „erweitertes Netz“ (mit einer zusätzlichen Ortsnetztrafostation) im Schwachlastfall (20% der Werte aus Tabelle 6.20) und maximaler dezentraler Einspeisung.

Last	Starklast	Schwachlast	Einspeisung	Summe	cos φ
Last 1	1300	260	928,6	-668,6	0,95
Last 2	1430	286	1021,4	-735,4	0,95
Last 3	910	182	650	-468	0,95
Last 4	1040	208	742,8	-534,8	0,95
Last 5	1100	220	785,7	-565,7	0,95
Last B	2470	494	1764	-1270	0,95
Last C	1852,5	370,5	1323,2	-952,7	0,95
Last D	858	171,6	612,9	-441,3	0,95
Summe	10960,5	2192,1	7828,6	-5636,5	0,95

Tabelle 6.22: Lasten im erweitertem Netz bei Schwachlast und dezentraler Einspeisung

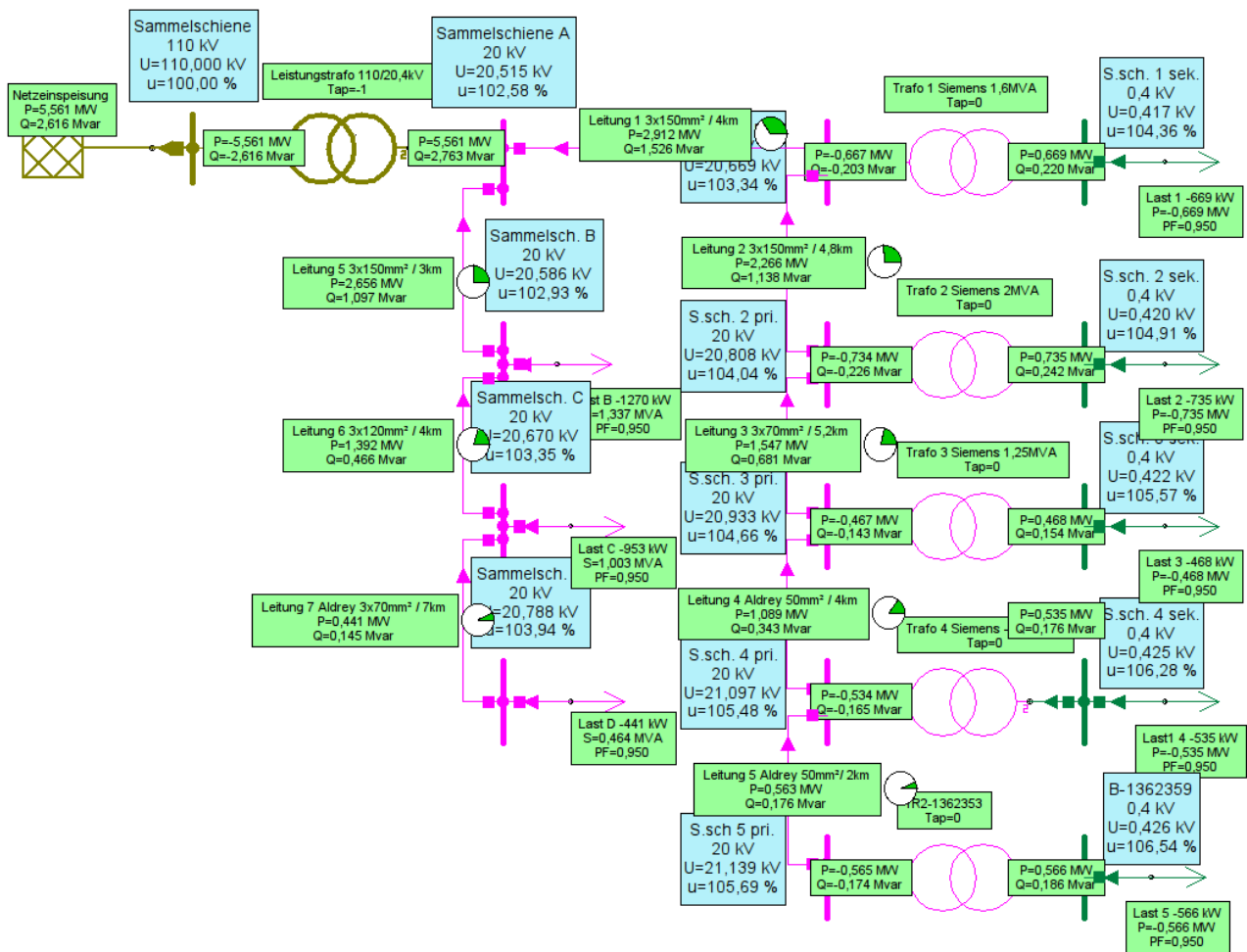


Abbildung 6.21: Erweitertes Netz mit Schwachlast und maximaler dezentraler Einspeisung

Knoten	Spannung in [kV]	Spannung in [%]
Sammelschiene A	20,52 kV	102,58 %
Sammelschiene B	20,59 kV	102,93 %
Sammelschiene C	20,67 kV	103,35 %
Sammelschiene D	20,79 kV	103,94 %
Sammelschiene 1 sek.	0,417 kV	104,36 %
Sammelschiene 2 sek.	0,420 kV	104,91 %
Sammelschiene 3 sek.	0,422 kV	105,57 %
Sammelschiene 4 sek.	0,425 kV	106,38 %
Sammelschiene 5 sek.	0,426 kV	106,54 %

Tabelle 6.23: Ergebnisse bei erweitertem Netz bei Schwachlast und maximaler Einspeisung

Durch das mit einer Freileitung zur zusätzlichen Ortsnetzstation 5 erweiterte Netz ist im Fall Schwachlast und maximaler dezentraler Einspeisung die Toleranz von 7% annähernd ausgeschöpft. Eine weitere Steigerung der dezentralen Einspeisung oder ein Wegfall von Lasten im betrachteten Netz hat unzulässige Spannungserhöhungen zur Folge. Von allen Leitungen ist die Leitung 1 thermisch am stärksten belastet, jedoch deutlich unterhalb der möglichen Transportkapazität.

6.4.5 Maximale Einspeisung und Schwachlast mit geschlossener Ringleitung

Die Spannungserhöhung ist mit der Schwachlast bei maximaler dezentraler Einspeisung im erweiterten Netz mit einer zusätzlich aufgestellten Freileitung ausgereizt. Zur Erhöhung der Sicherheit im Netz kann eine Ringleitung, als Freileitung ausgeführt, analog zu Abbildung 6.9 konzipiert werden.

Last	Starklast	Einspeisung	Summe	cos φ
Last 1	260	928,6	-668,6	0,95
Last 2	286	1021,4	-735,4	0,95
Last 3	182	650	-468	0,95
Last 4	208	742,8	-534,8	0,95
Last 5	220	785,7	-565,7	0,95
Last B	494	1764	-1270	0,95
Last C	370,5	1323,2	-952,7	0,95
Last D	171,6	612,9	-441,3	0,95
Summe	2192,1	7828,6	-5636,5	0,95

Tabelle 6.24: Lasten bei Ringleitung im Netz bei Schwachlast und dezentraler Einspeisung

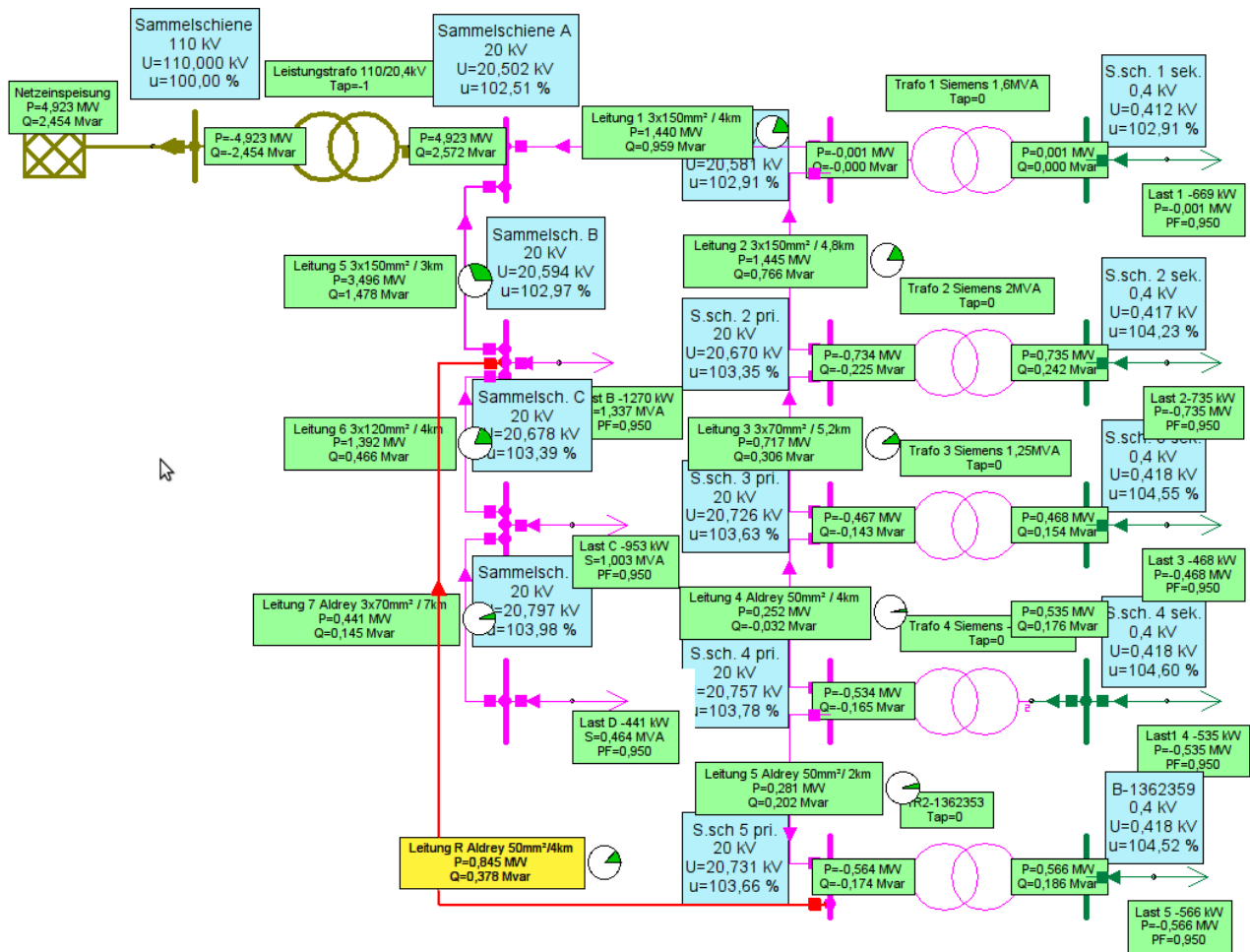


Abbildung 6.22: Erweitertes Netz mit geschlossener Ringleitung, als Freileitung ausgeführt, im Schwachlastfall und maximaler dezentraler Einspeisung

Knoten	Spannung in [kV]	Spannung in [%]
Sammelschiene A	20,50 kV	102,51 %
Sammelschiene B	20,59 kV	102,97 %
Sammelschiene C	20,69 kV	103,39 %
Sammelschiene D	20,80 kV	103,98 %
Sammelschiene 1 sek.	0,412 kV	102,91 %
Sammelschiene 2 sek.	0,417 kV	104,23 %
Sammelschiene 3 sek.	0,418 kV	104,55 %
Sammelschiene 4 sek.	0,418 kV	104,60 %
Sammelschiene 5 sek.	0,418 kV	104,42 %

Tabelle 6.25: Ergebnisse bei erweitertem Netz bei Schwachlast und maximaler Einspeisung

Die Abänderung des Netzes in eine geschlossene Ringleitung in Freileitungsausführung ergibt maximale Spannungsanhebung von 4,6% auf der Sekundärseite der Sammelschiene 4. Damit verringert sich die maximale Spannungsanhebung um knapp 2 % gegenüber der maximalen Abweichung Berechnung laut Abbildung 41 für ein Netz ohne Ring und Freileitungen.

6.5 Bedeutung der Blindleistungskompensation

6.5.1 Maximale Einspeisung und Schwachlast im erweiterten Netz mit Blindleistungskompensation

Es wird nun der Fall maximaler dezentraler Einspeisung mit minimaler Last betrachtet, wenn man an verschiedenen Punkten im Netz eine Blindleistungskompensation durchführt. Durch hohe Blindleistungsanteile steigen die Verluste in den Versorgungsleitungen, sodass durch die Kompensation dieser Blindleistung die Verluste im Verteilnetz verringert werden können.

Eine richtig eingestellte Blindleistungskompensation spart einerseits Kosten und entlastet andererseits Transformatoren, Schutzeinrichtungen und Leitungen. Wird eine Blindleistungskompensation eines Verteilernetzes schon bei der Planung angedacht, kann der Querschnitt von Leitungen und die Leistung von Transformatoren üblicherweise etwas kleiner dimensioniert werden. An Leitungen die bis an ihre Kapazität ausgelastet sind, lassen sich durch die Blindleistungskompensation Reserven erschließen.

Die Höhe der Spannung ändert sich mit unterschiedlicher Blindleistungseinspeisung. Um einen ausreichenden Wert zu ermitteln, werden verschiedene Leistungen mittels NEPLAN® simuliert.

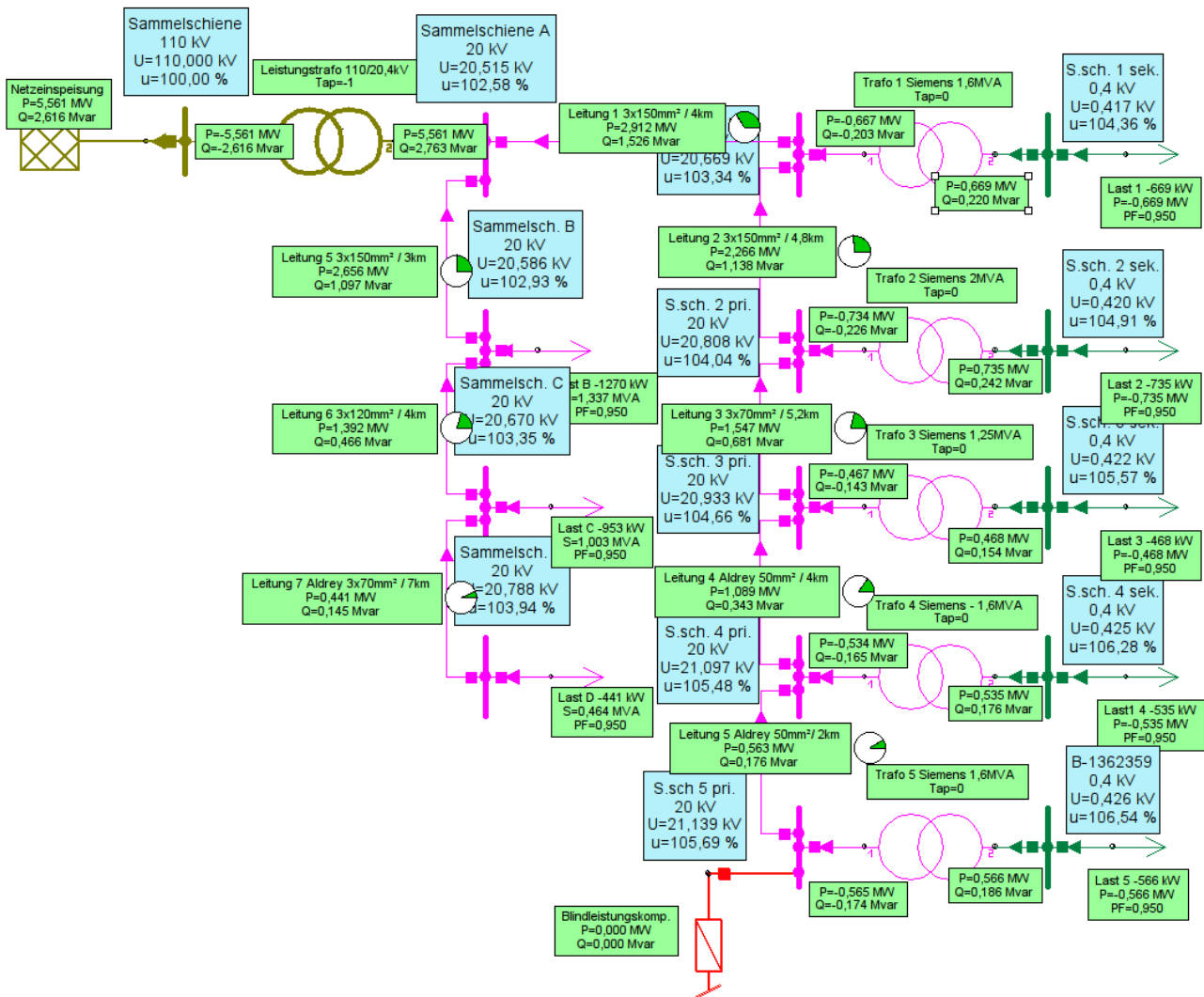


Abbildung 6.23: Erweitertes Netz mit dezentraler Einspeisung und Blindleistungskompensation am Ende der Stichleitung

6.6 Variation der Blindleistungskompensation an Sammelschiene 5 primär im Schwachlastfall mit dezentraler Einspeisung

Die Tabelle 6.26 ist in Abbildung 6.24 zur besseren Übersicht grafisch dargestellt. Es wird die Blindleistungskompensation an primären Sammelschiene von Ortsnetztransformator 5 variiert und mit NEPLAN® berechnet.

Die Blindleistungskompensation hängt am der 20 kV-Sammelschiene bei Transformator 5. Ohne Kompensation ergibt sich im Fall der Schwachlast mit maximaler dezentraler Einspeisung bereits eine Spannungserhöhung von 106,54% an der Sammelschiene der Sekundärseite des Transformators 5. Je nach Gesamtbelastung und Summe der dezentralen Einspeisung sowie dem $\cos \varphi$ der Erzeuger und Verbraucher kann über Spannungsrelais die automatische Zu- bzw. Abschaltung von Drosseln sowie Kondensatoren erfolgen.

Die Grafik verdeutlicht folgenden Zusammenhang: Je peripherer die Spannung in diesem Netz gemessen wird, desto größer ist die Spannungsabweichung bzw. desto höher ist die Spannung in diesem Lastfall. Durch die Änderung der Blindleistungskompensation ist die Spannung peripher auch der größten Änderung unterworfen. Je näher am 110/20 kV-Leistungstransformator gemessen wird, um so geringer ist die erzielte Abweichung. Bei 1000 kW Blindleistungskompensation ergibt sich an den Sammelschienen der Transformatoren 3, 4 und 5 ein gleichmäßiges Spannungsniveau von jeweils rund 105%.

Blindleistungs- kompensation	U_{Tr 3 sek.} [%]	U_{Tr 4 sek.} [%]	U_{Tr 5 sek.} [%]
-2500 kvar (kap.)	106,26	107,93	108,67
-2000 kvar	105,83	107,3	107,95
-1500 kvar	105,39	106,68	107,22
-1000 kvar	104,96	106,06	106,51
-500 kvar	104,52	105,44	105,79
0 kvar ³⁾	105,57	106,28	106,54
500 kvar	105,13	105,65	105,81
1000 kvar	104,69	105,02	105,09
1500 kvar	104,25	104,39	104,37
2000 kvar	103,81	103,77	103,65
2500 kvar (ind.)	103,37	103,14	102,93

Tabelle 6.26: Unterschiedliche Blindleistungskompensation an Sammelschiene von Trafo 5 bei dezentraler Einspeisung und Schwachlast

3 Spezialfall ohne Kompensation, da gleiche Werte wie aus Abbildung 6.21 und Tabelle 6.23 auf Seite 41

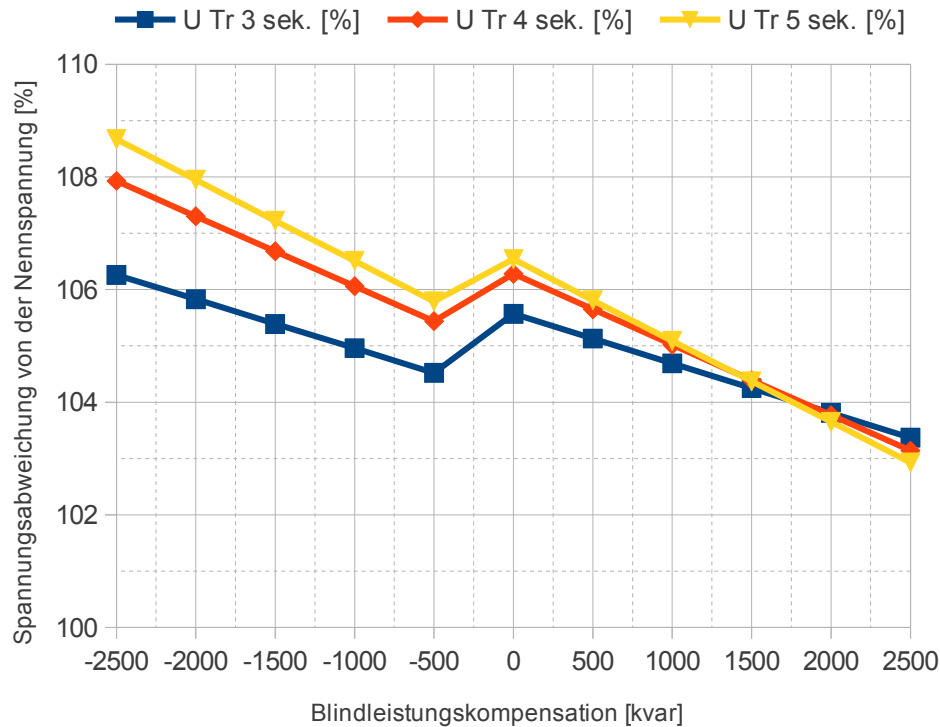


Abbildung 6.24: Unterschiedliche Blindleistungskompensation an Sammelschiene von Ortsnetztransformator 5 bei dezentraler Einspeisung

In Abbildung 6.24 ist zwischen -500 kvar und 0 kvar Blindleistungskompensation eine Unstetigkeit zu sehen. Diese wird durch den Schaltvorgang des regelbaren Hochspannungs-/Mittelspannungstransformators hervorgerufen, der von Anzapfstellung -1 auf Anzapfstellung 0 umschaltet und damit einen Sprung um 1,5% verursacht. Dieser Leistungstransformator ist seit Kapitel 6.2.3 (Seite 17) auf einen Sollwert von 102% eingestellt und nicht verändert worden. Die Spannungserhöhung, die sich an der Sekundärseite des regelten Transformators ergibt, wird verursacht durch die Blindleistungskompensation. Zu beachten ist, dass der negative Blindleistungsbezug eine Spannungserhöhung zur Folge hat, die nicht der Kompensation dient und die Leitungen zusätzlich belastet. Würde der Transformator nicht aufgrund der Spannungsüberhöhung schalten, dann wäre die Spannung noch höher und außerhalb des erlaubten Toleranzbandes.

6.6.1 Variation der Blindleistungskompensation an Sammelschiene 4 primär im Schwachlastfall mit dezentraler Einspeisung

Im Vergleich zu Kapitel 6.6 wird hier die Blindleistungskompensation anstatt bei Sammelschiene 5 an Sammelschiene 4 angeschlossen um den Einfluss auf die Spannungshöhen zu untersuchen.

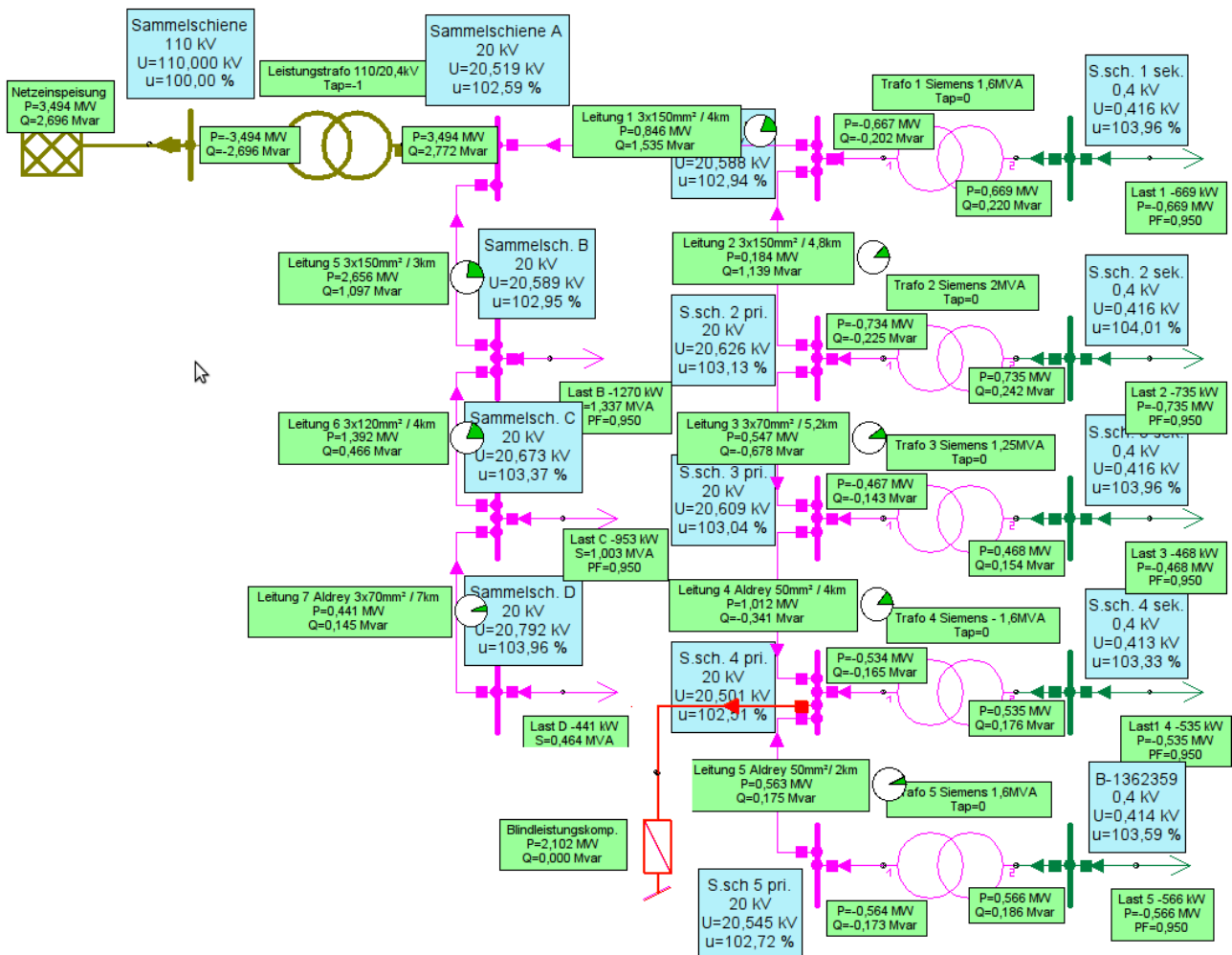


Abbildung 6.25: Blindleistungskompensation an Ortsnetzstation 4 primär

Blindleistungskompensation	$U_{Tr\ 3\ sek.} [\%]$	$U_{Tr\ 4\ sek.} [\%]$	$U_{Tr\ 5\ sek.} [\%]$
- 2500 kvar (kap.)	106,26	107,94	108,19
- 2000 kvar	105,83	107,31	107,56
- 1500 kvar	105,39	106,68	106,94
- 1000 kvar	104,96	106,06	106,31
-500 kvar	104,52	105,43	105,69
0 kvar	105,57	106,28	106,54
500 kvar	105,13	105,66	105,91
1000 kvar	104,69	105,03	105,28
1500 kvar	104,25	104,40	104,66
2000 kvar	103,81	103,78	104,04
2500 kvar (ind.)	103,38	103,16	103,42

Tabelle 6.27: Unterschiedliche Blindleistungskompensation an Sammelschiene von Trafo 5 bei dezentraler Einspeisung und Schwachlast

Im Vergleich der beiden Tabellen 6.26 und Tabelle 6.27 ist zu erkennen, dass der Ort der Blindleistungskompensation für die Sammelschiene 3 sekundär und 4 sekundär keinen Unterschied für die Spannungshöhe ergibt. An der Sammelschiene 5 ergibt sich jedoch ein Unterschied von -0,93 bis 0,82 % und zwar der Art, dass die Kompensation bei der Primärseite des Ortsnetztransformators 4 ein besseres Spannungsniveau bedeutet.

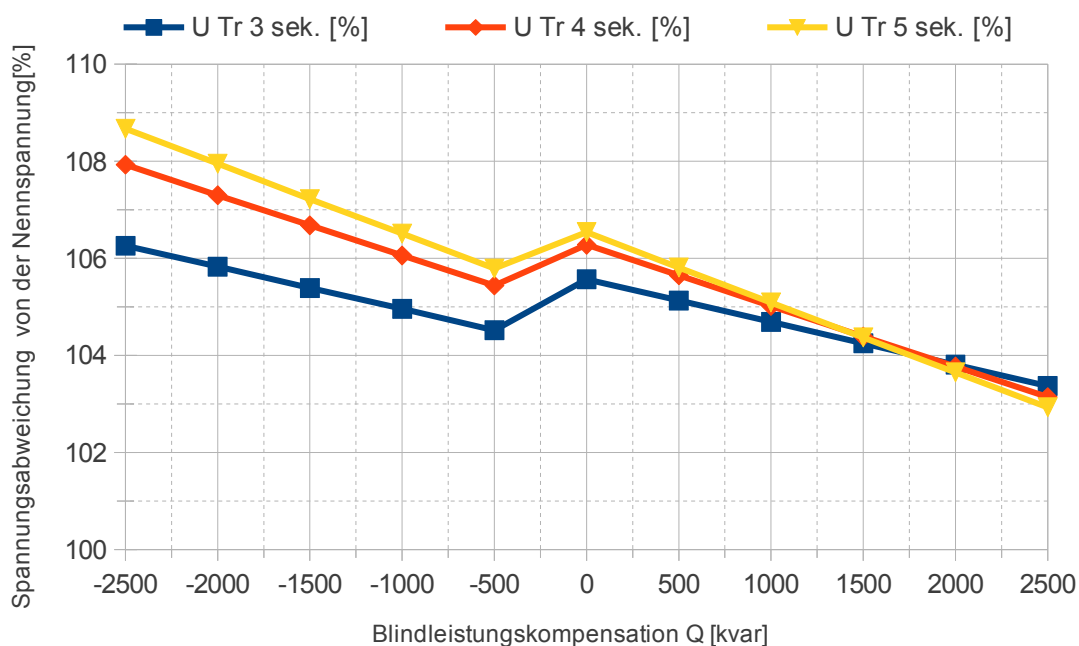


Abbildung 6.26: Unterschiedliche Blindleistungskompensation an Sammelschiene von Ortsnetztransformator 4 bei dezentraler Einspeisung

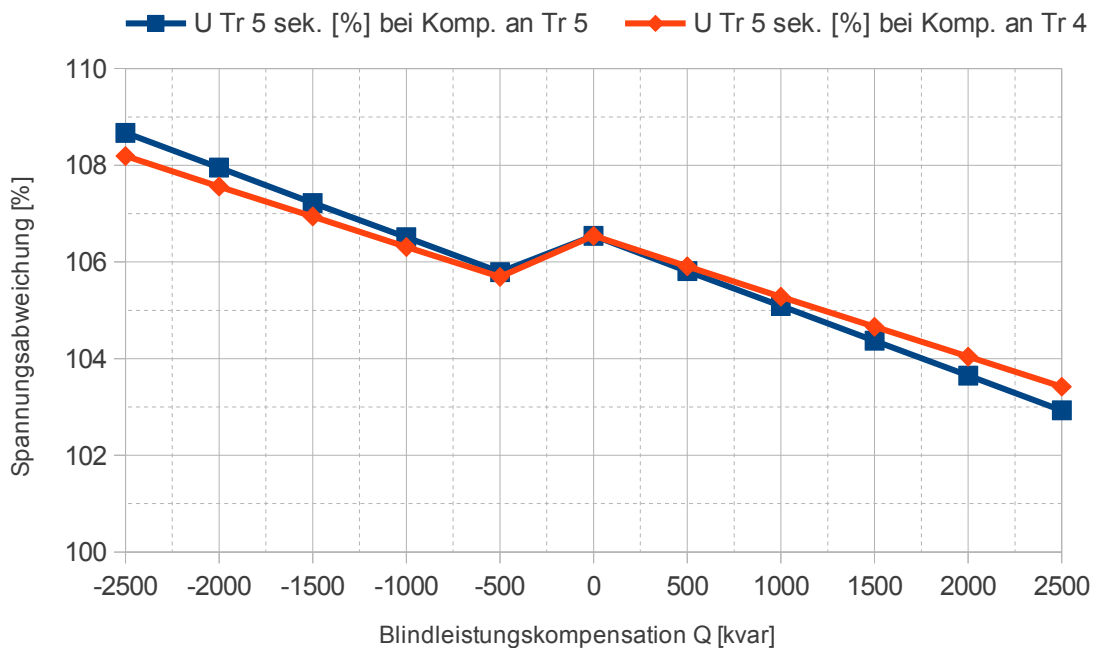


Abbildung 6.27: Variable Blindleistungskomp. an Ortsnetztransformator 4 und 5 im Vergleich

In Abbildung 6.27 ist ein Unterschied im Verlauf der Kurve zu erkennen, je nachdem, ob an Ortsnetztransformator 4 oder 5 die Kompensation eingebracht wird. Der ebenere Kurvenverlauf der roten Linie bedeutet nicht, einen stabileren Netzzustand vorzufinden, sondern einen Zustand, in dem auf die Spannung auf der Sekundärseite des Ortsnetztransformators 5 nicht so leicht einzuwirken ist. Mittels der Berechnung von NEPLAN® wird folglich ersichtlich, dass bei gleicher Kompensationsblindleistung die Spannungen an Ortsnetztransformator 5 leichter zu beeinflussen sind, da hier die erwünschte Spannungsabsenkung deutlicher wird.

6.6.2 Variation der Blindleistungskompensation an Sammelschiene 5 im Starklastfall ohne dezentrale Einspeisung mit Freileitungen

Für diesen Fall ist keine dezentrale Einspeisung mit maximalen Verbrauch im erweiterten Netz vorausgesetzt. Dabei ergibt sich wie im Fall der Abbildung 6.8 der größte Spannungsabfall entlang der Freileitungen. Die Tabelle 6.28 listet die drei entferntesten Ortnetzverteilerstationen sekundärseitig auf.

Blindleistungs- kompensation	$U_{Tr\ 3\ sek.} [\%]$	$U_{Tr\ 4\ sek.} [\%]$	$U_{Tr\ 5\ sek.} [\%]$
- 2500 kvar (kap.)	97,66	97,00	96,89
- 2000 kvar	97,23	96,38	96,17
- 1500 kvar	96,80	95,76	95,45
- 1000 kvar	96,37	95,15	94,73
-500 kvar	95,94	94,51	94,01
0 kvar	95,51	93,89	93,29
500 kvar	95,08	93,27	92,57
1000 kvar	94,65	92,64	91,86
1500 kvar	94,22	92,02	91,14
2000 kvar	95,55	93,18	92,22
2500 kvar (ind.)	95,11	92,55	91,50

Tabelle 6.28: Unterschiedliche Blindleistungskompensation an Sammelschiene von Trafo 5 ohne dezentrale Einspeisung und Starklast

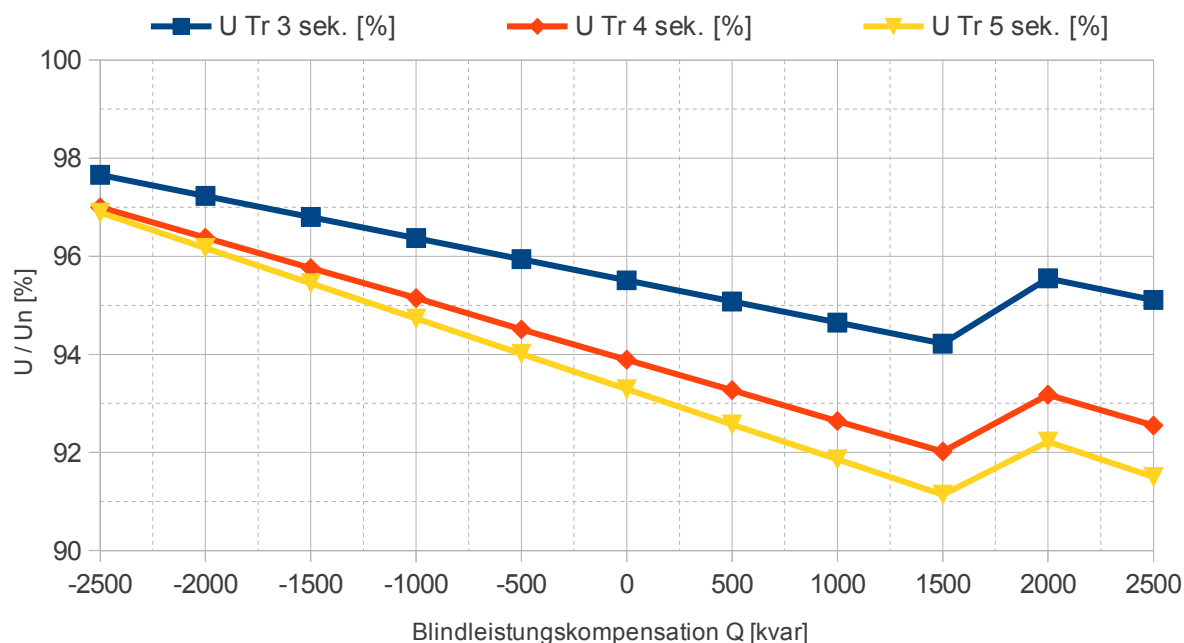


Abbildung 6.28: Spannungsniveau bei Starklast ohne dezentraler Einspeisung bei unterschiedlicher Blindleistungskompensation

In Abbildung 6.28 ist eine Stufe zu erkennen, die durch den selbstregelnden Leistungstransformators zustande kommt. Dieser HS/MS-Transformator schaltet von Anzapfstellung -2 bei 1500 kvar Blindleistungskompensation auf Anzapfstellung -3 bei 2000 kvar und erzeugt damit eine Unstetigkeit um 1,5% laut Spezifikation dieses Leistungstransformator, da das Spannungsniveau auf der Sekundärseite dieses Transformators durch die zusätzliche induktive Belastung in diesem Bereich zu sehr nach unten gezogen wird.

		Kompenstation [kvar]										
		2500	2000	1500	1000	500	0	-500	-1000	-1500	-2000	-2500
	P _{Leitung 1}	6,23	6,173	6,133	6,093	6,06	6,035	6,019	6,012	6,014	6,026	6,048
	Q _{Leitung 1}	4,031	3,582	3,111	2,661	2,202	1,734	1,258	0,774	0,28	-0,221	-0,731
	P _{Leitung 2}	4,811	4,763	4,728	4,694	4,667	4,647	4,635	4,63	4,634	4,646	4,667
	Q _{Leitung 2}	3,658	3,215	2,739	2,294	1,84	1,376	0,904	0,422	-0,069	-0,57	-1,079
	P _{Leitung 3}	3,281	3,243	3,213	3,186	3,165	3,15	3,141	3,139	3,144	3,156	3,175
	Q _{Leitung 3}	3,285	2,85	2,369	1,93	1,481	1,022	0,553	0,074	-0,415	-0,914	-1,422
	P _{Leitung 4}	2,287	2,259	2,238	2,219	2,205	2,195	2,19	2,189	2,194	2,204	2,219
	Q _{Leitung 4}	3,073	2,645	2,162	1,729	1,285	0,831	0,365	-0,111	-0,598	-1,096	-1,605
	P _{Leitung 5}	1,137	1,129	1,122	1,117	1,113	1,111	1,11	1,111	1,106	1,118	1,124
	Q _{Leitung 5}	2,625	2,209	1,733	1,308	0,87	0,421	-0,042	-0,516	-1,004	-1,505	-2,018

Abbildung 6.29: Blind- und Wirkleistungen in den Leitungen 1-5 bei unterschiedlicher Kompensation in [MW] und [Mvar]

In Abbildung 6.29 sind die Blind- und Wirkleistungen in den Leitungen 1-5 tabellarisch aufgelistet. In dieser Tabelle ist folgendes ersichtlich:

- die Wirkleistungsanteile bleiben bei der unterschiedlichen Kompensation annähernd gleich. Dies liegt an der Annahme, dass die Lasten an den Sekundärseiten der Ortsnetztransformatoren unabhängig von der Spannung immer die gleiche Leistung mit gleichem $\cos \varphi$ beziehen. Je nach Art der Last ist das nicht immer erfüllt.
- Die Blindleistungsanteile variieren je nach Entfernung vom HS/MS-Leistungstransformator ganz erheblich. Eine Kompensation in allen Leitungsabschnitten ist nicht möglich, sondern immer nur für einen Leitungsabschnitt annähernd gegeben.

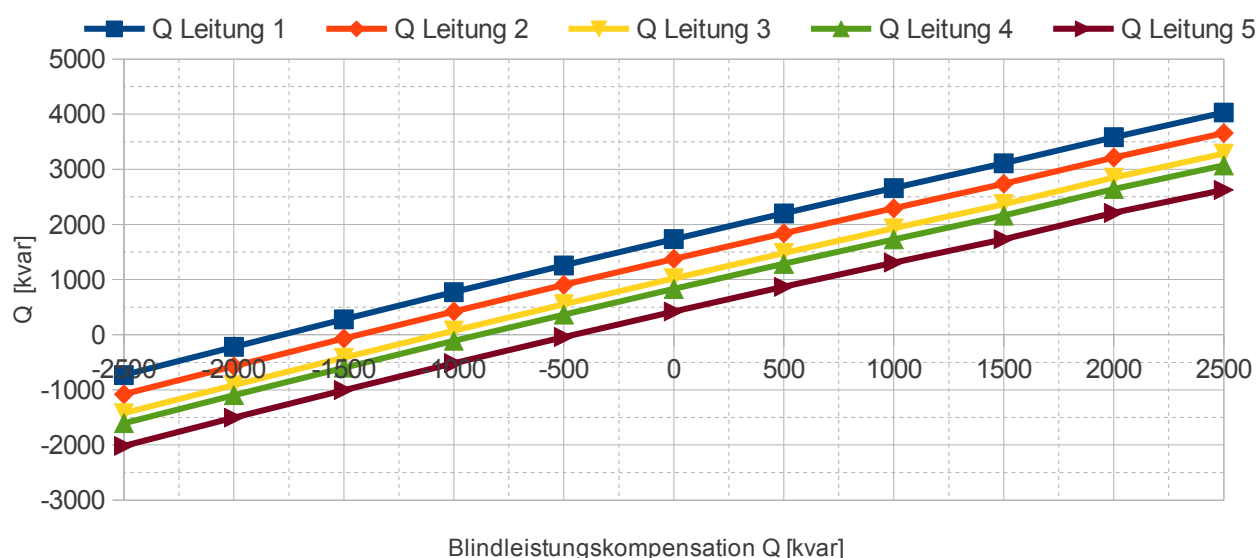


Abbildung 6.30: Diagramm der Blindleistungen in den Leitungen 1-5 abhängig von der Blindleistungskompensation an Sammelschiene 5 primär

Die Blindleistungen aus der Abbildung 6.29 sind zur Verdeutlichung in Abbildung 6.30 grafisch dargestellt. Hierbei ist besonders klar erkennbar, dass man einer Blindleistungskompensation mit positivem (induktivem) Anteil eigentlich von keiner Kompensation, sondern von einer zusätzlichen induktivem Belastung gesprochen werden müsste.

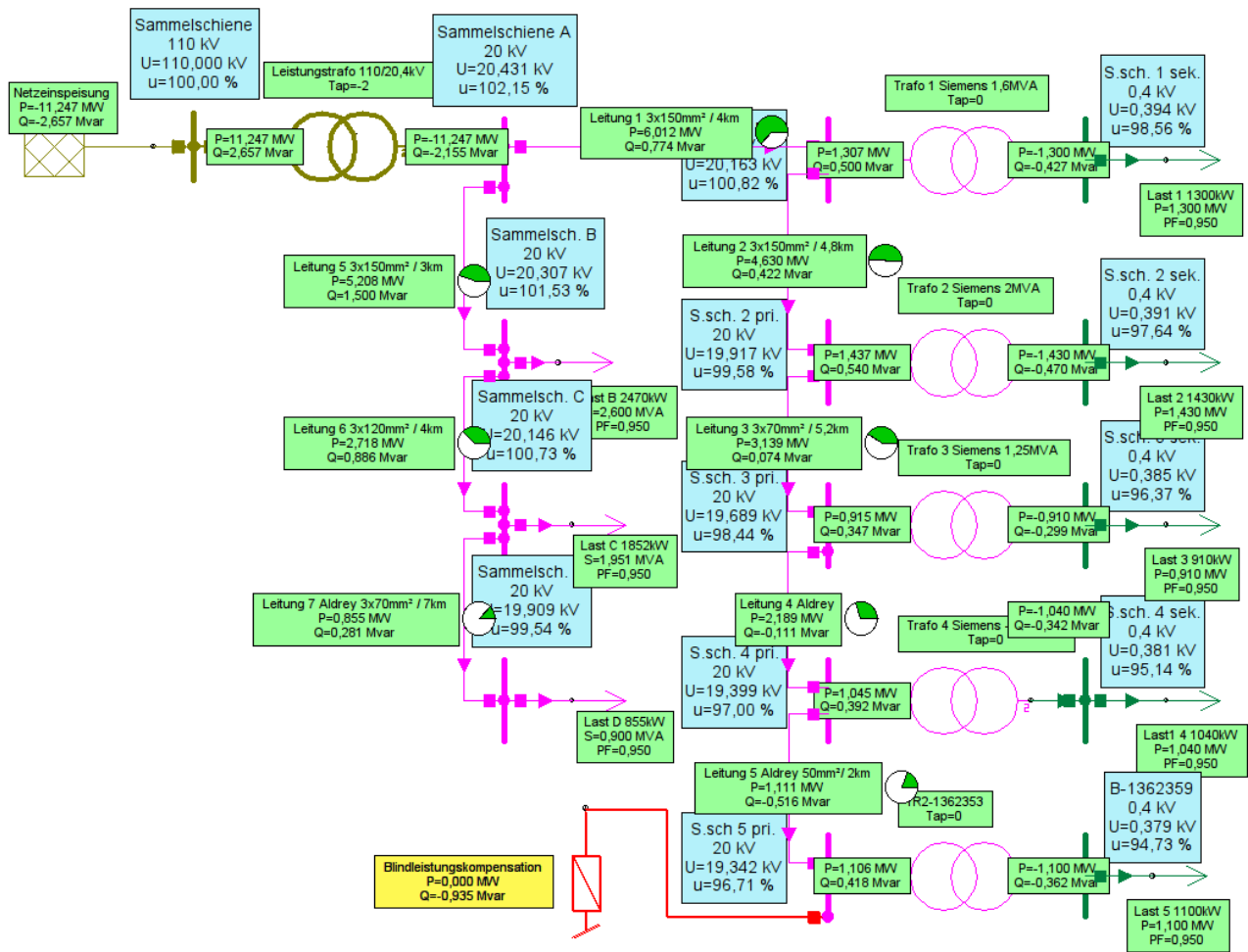


Abbildung 6.31: Schema der Blindleistungskompensation in NEPLAN mit Freileitungen im Starklastfall ohne dezentrale Einspeisung

6.6.3 Blindleistungskompensation an jeder Sammelschiene im Starklastfall ohne dezentrale Einspeisung mit Freileitungen

In Abbildung 6.28 ist deutlich, dass die zusätzliche induktive Blindleistung in den Leitungen 1-5 zu einem zusätzlichen Spannungsabfall führt. Eine mögliche Variante ist die, an jeder Sammelschiene eine Blindleistungskompensation zu betreiben. Diese jedoch wirtschaftlich nicht sinnvolle Variante ist rein technisch durchaus möglich und in Tabelle 6.29 festgehalten. Hierzu wurde die Spalte „U/Un [%] mit 5 Kompensationen“ iterativ für jeden Leitungsabschnitt so gewählt, dass der übertragene Blindleistungsanteil der zuführenden Leitung genau Null ergibt. Die Blindleistungskompensation summiert sich über alle Ortsnetztransformatoren zu 1740 kvar.

Um einen Vergleich zu der Blindleistungskompensation an der Sammelschiene bei Ortsnetztransformator 5 zu erstellen (so wie in Abbildung 6.31 skizziert) wurde eine Simulation mit 1740 kvar in diesem Punkt durchgeführt und in Tabelle 6.29 eingefügt. Hier ist bemerkenswert, dass die Kompensation an jeder Sammelschiene ein geringeres Spannungsniveau zur Folge hat. Dies lässt sich daraus erklären, dass die einzelne Blindleistungskompensation an der Primärseite des Ortsnetztransformators 5 durch Resonanzerscheinungen in den Leitungen positive und wünschenswerte Spannungsanhebungen erzeugt.

Spannungen der Ortsnetzstationen	U / Un [%] ohne Kompensation	U / Un [%] mit einer Kompensation	U / Un [%] mit 5 Kompensationen	Kompensation [kvar]
U _{Tr 1 sek.} [%]	98,03	98,95	98,97	-340
U _{Tr 2 sek.} [%]	96,96	98,14	98,12	-344
U _{Tr 3 sek.} [%]	95,51	97,01	96,87	-186
U _{Tr 4 sek.} [%]	93,89	96,06	95,60	-428
U _{Tr 5 sek.} [%]	93,29	95,79	95,10	-442

Tabelle 6.29: Unterschiedliche Blindleistungskompensation an den Sammelschienen ohne dezentraler Einspeisung und Starklast in erweiterten Netz

Diese Spannungsanhebung lässt sich allerdings nicht beliebig steigern, da durch die zusätzliche kapazitive Belastung der Leitungen diese zusätzlich thermisch belastet werden.

7 Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Diplomarbeit wurde ein fiktives Mittelspannungs-/Niederspannungsnetz betrachtet. Es wurden die Szenarien Starklast und Schwachlast entwickelt und mit den mittelfristig absehbaren Zuwächsen im Verbrauch bzw. mit einer möglichen dezentralen Einspeisung vor allem mittels Fotovoltaikanlagen untersucht. Dabei ist in jedem zehnten Haushalt eine 5 kW_{peak} Anlage installiert.

7.1 Lastfluss

Durch die Erweiterung des Netzes um eine weitere Ortsnetzstation und eine dorthin verlegte Freileitung ist die Grenze der Spannungstoleranz nach unten hin annähernd ausgeschöpft. Zukünftig darf es unter dieser Voraussetzung zu keiner weiteren Steigerung des Verbrauches kommen, um ohne Ahilfemaßnahmen das Auslangen zu finden. Erwartungsgemäß ist im Starklastfall eine Kompensation des Verbrauches durch zusätzlich einzurechnende Einspeiser gegeben. Erst bei Schwachlast und maximaler dezentraler Einspeisung wird die Grenze des oberen Spannungsbandes fast erreicht, wobei das gewählte Szenario (jeder 10. Haushalt mit 5 kW_{peak} Anlage) knapp an der Ausbaugrenze für Freileitungen liegt.

7.2 Blindleistungskompensation

Durch die Blindleistungskompensation ist eine Änderung der Spannungsniveaus in ausreichendem Maße möglich. Der direkte Vergleich von Blindleistungskompensation an jedem Ortsnetztransformator zur Blindleistungskompensation am vom HS/MS-Leistungstransformators entferntesten Ortsnetztransformator zeigt einen Vorteil für die zuletzt angeführte Variante, die sich dadurch ergibt dass die zentrale kapazitive Kompensation zu Spannungsanhebungen führt.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 6.1: Ortsnetzstation über 20 kV Freileitung versorgt.....	13
Abbildung 6.2: Aufbau eines 20 kV Erdkabels mit Papier-Isolation und Blei-Mantel.....	15
Abbildung 6.3: Aufbau des Netzes inklusive Leitungstypen, Längen und Lasten.....	16
Abbildung 6.4: Netz mit Starklast und Berechnung der Spannungshöhe mittels NEPLAN®.....	17
Abbildung 6.5: Netz mit Starklast und auf 102,3% geregeltem Hochspannungstransformator.....	18
Abbildung 6.6: Netz mit geregeltem HS-MS-Trafo und NEPLAN®-Berechnung für Schwachlast...	20
Abbildung 6.7: Erhöhte Starklast mit zusätzlichem Ortsnetztransformator und Freileitung	22
Abbildung 6.8: Netzberechnung für zusätzliche Last und Ortsnetzstation.....	23
Abbildung 6.9: Erhöhte Starklast (+44%) mit geschlossenem Ring.....	24
Abbildung 6.10: Ringnetz mit offener Trennstelle an Leitung 4.....	26
Abbildung 6.11: Tabelle der Spannungsniveaus der Berechnungen.....	27
Abbildung 6.12: Grafik zur Spannungshöhe im Netz inklusive offener und geschlossener Ringleitung.....	28
Abbildung 6.13: Erdverkabelung von Leitung 4, 5 und R mit 50mm ²	29
Abbildung 6.14: Abhilfemaßnahme regelbare Ortsnetztransformatoren 4 & 5.....	30
Abbildung 6.15: Szenarien der Spannungsniveaus im Vergleich in [%].....	31
Abbildung 6.16: Tabelle der Spannungsniveaus der einzelnen Abhilfemaßnahmen.....	32
Abbildung 6.17: Standardisiertes (violett) und gemessenes (blau) Lastprofil eines Haushaltes [6].	33
Abbildung 6.18: Starklastfall ohne erweitertes Netz mit dezentraler Einspeisung.....	35
Abbildung 6.19: Schwachlastfall ohne erweitertes Netz mit maximaler dezentraler Einspeisung..	37
Abbildung 6.20: Starklastfall im erweitertem Netz mit maximaler dezentraler Einspeisung.....	39
Abbildung 6.21: Erweitertes Netz mit Schwachlast und maximaler dezentraler Einspeisung.....	41
Abbildung 6.22: Erweitertes Netz mit geschlossener Ringleitung, als Freileitung ausgeführt, im Schwachlastfall und maximaler dezentraler Einspeisung.....	43
Abbildung 6.23: Erweitertes Netz mit dezentraler Einspeisung und Blindleistungskompensation am Ende der Sticleitung.....	45
Abbildung 6.24: Unterschiedliche Blindleistungskompensation an Sammelschiene von Ortsnetztransformator 5 bei dezentraler Einspeisung.....	47
Abbildung 6.25: Blindleistungskompensation an Ortsnetzstation 4 primär.....	48
Abbildung 6.26: Unterschiedliche Blindleistungskompensation an Sammelschiene von Ortsnetztransformator 4 bei dezentraler Einspeisung.....	49
Abbildung 6.27: Variable Blindleistungskomp. an Ortsnetztransformator 4 und 5 im Vergleich.....	50
Abbildung 6.28: Spannungsniveau bei Starklast ohne dezentraler Einspeisung bei unterschiedlicher Blindleistungskompensation.....	51

Abbildung 6.29: Blind- und Wirkleistungen in den Leitungen 1-5 bei unterschiedlicher Kompensation in [MW] und [Mvar].....52

Abbildung 6.30: Diagramm der Blindleistungen in den Leitungen 1-5 abhängig von der Blindleistungskompensation an Sammelschiene 5 primär53

Abbildung 6.31: Schema der Blindleistungskompensation in NEPLAN mit Freileitungen im Starklastfall ohne dezentrale Einspeisung.....54

Tabellenverzeichnis

Tabelle 6.1: Leitungsabschnitte, Typen und Längen.....	14
Tabelle 6.2: Mitimpedanzen und thermische Grenzströme der verwendeten 20 kV-Freileitungen. .	14
Tabelle 6.3: Mitimpedanzen und thermische Grenzströme der verwendeten 20 kV-Kabel.....	14
Tabelle 6.4: Lasten im Netzwerk.....	15
Tabelle 6.5: Berechnungsergebnisse der jeweiligen Knoten durch NEPLAN®.....	17
Tabelle 6.6: Berechnungsergebnisse der jeweiligen Knoten durch NEPLAN® mit regelbarem HS/MS-Transformator.....	19
Tabelle 6.7: Netz mit Schwachlast	19
Tabelle 6.8: Berechnungsergebnisse der jeweiligen Knoten durch NEPLAN® für den Fall Schwachlast.....	20
Tabelle 6.9: Last mit Zuwachs von insgesamt 44%.....	21
Tabelle 6.10: Berechnungsergebnisse der jeweiligen Knoten durch NEPLAN® für zusätzliche Last und Ortsnetzstation.....	23
Tabelle 6.11: Leitungsabschnitte, Typen und Längen.....	24
Tabelle 6.12: Berechnungsergebnisse der jeweiligen Knoten durch NEPLAN® für den Starklastfall +44% und geschlossener Ringleitung zwischen Sammelschiene B primär und Sammelschiene 5 primär.....	25
Tabelle 6.13: Berechnungsergebnisse der jeweiligen Knoten durch NEPLAN® für den Starklastfall +44% und geschlossener Ringleitung zwischen Sammelschiene B primär und Sammelschiene 5 primär.....	27
Tabelle 6.14: Berechnungsergebnisse der jeweiligen Knoten durch NEPLAN® für den Starklastfall +44% und Erdverkabelter Ringleitung zwischen Sammelschiene B und Sammelschiene 5 primär sowie offener Trennstelle.....	29
Tabelle 6.15: Berechnungsergebnisse der jeweiligen Knoten durch NEPLAN® für den Starklastfall +44% und geregelten Ortsnetztransformatoren 4 & 5.....	31
Tabelle 6.16: Lasten im Netzwerk bei Starklast und dezentraler Einspeisung.....	34
Tabelle 6.17: Berechnungsergebnisse durch NEPLAN® mit regelbarem HS-MS Transformator und Einspeisung	35
Tabelle 6.18: Lasten im Netzwerk bei Starklast und dezentraler Einspeisung.....	36
Tabelle 6.19: Berechnungsergebnisse bei Schwachlast und maximaler Einspeisung	37
Tabelle 6.20: Lasten bei Zuwachs von 44% im erweiterten Netz und dezentraler Einspeisung.....	38
Tabelle 6.21: Berechnungsergebnisse bei Starklast im erweiterten Netz und maximaler Einspeisung	39
Tabelle 6.22: Lasten im erweitertem Netz bei Schwachlast und dezentraler Einspeisung.....	40

Tabelle 6.23: Ergebnisse bei erweitertem Netz bei Schwachlast und maximaler Einspeisung.....	41
Tabelle 6.24: Lasten bei Ringleitung im Netz bei Schwachlast und dezentraler Einspeisung.....	42
Tabelle 6.25: Ergebnisse bei erweitertem Netz bei Schwachlast und maximaler Einspeisung.....	43
Tabelle 6.26: Unterschiedliche Blindleistungskompensation an Sammelschiene von Trafo 5 bei dezentraler Einspeisung und Schwachlast.....	46
Tabelle 6.27: Unterschiedliche Blindleistungskompensation an Sammelschiene von Trafo 5 bei dezentraler Einspeisung und Schwachlast.....	49
Tabelle 6.28: Unterschiedliche Blindleistungskompensation an Sammelschiene von Trafo 5 ohne dezentrale Einspeisung und Starklast.....	51
Tabelle 6.29: Unterschiedliche Blindleistungskompensation an den Sammelschienen ohne dezentraler Einspeisung und Starklast in erweitertem Netz.....	55

8 Literaturverzeichnis

- [1] Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, RL2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Q., 23. April 2009
- [2] Bundesanstalt Statistik Österreich, Redaktion: Mag. Beatrix Tomaschek, "Österreichs Städte in Zahlen 2011", Pressemitteilung: 10.279-132/12, 19.6.2012
- [3] , HTML NEPLAN User's Guide V 5, Dokument Lastfluss 5-12,
- [4] Schwechater Kabelwerke, Energiekabel 10-30kV, Katalog, 2008
- [5] ÖVE/ÖNORM EN 50160, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Ausgabe 2011-03-01
- [6] Schieferdecker, Bernd, Repräsentative VDEW-Lastprofile, Frankfurt am Main 1999