

Analyse eines ländlichen Mittelspannungsnetzes unter Berücksichtigung von zukünftig integrierter Photovoltaik und Elektromobilität

Masterarbeit



Institut für Elektrische Anlagen
Technische Universität Graz

Vorgelegt von
Rupert Wangg, BSc.

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

Co-Betreuer
Dipl.-Ing. Manfred Migl
(Stromnetz Steiermark GmbH)

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 / Juni – 2012



Danksagung

An dieser Stelle danke ich allen an der Entstehung meiner Masterarbeit beteiligten Personen. Hervorzuheben sind dabei mein Betreuer Herr Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner vom Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz, Dipl.-Ing. Manfred Migl und Dipl.-Ing. Walter Hipp von der Stromnetz Steiermark GmbH, die mir stets mit Rat und Tat zur Seite standen, als auch Herrn Ing. Dipl.-Ing.WI(FH) Manfred Krasnitzer, welcher die Durchführung dieser Arbeit ermöglichte.

Meiner Familie, und ganz besonders meinen Eltern, danke ich dafür, dass sie mich stets mit voller Kraft unterstützt haben und es mir ermöglichten meinen Weg mit der notwendigen Beharrlichkeit zu gehen.

Abschließend möchte ich mich bei meiner Freundin bedanken, welche mich durch mein Studium begleitet hat und mir bei meinen Höhen und Tiefen stets zur Seite stand.

"Ein glücklicher Mensch ist zu zufrieden mit der Gegenwart, um sich viele Gedanken über die Zukunft zu machen."

Albert Einstein (1879-1955)

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

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

Graz, am 18.06.2012

Rupert Wangg, BSc.

GENDER

In der vorliegenden Arbeit werden personenbezogene Bezeichnungen häufig in männlicher Form angeführt, sie beziehen sich jedoch auf Frauen und Männer in gleicher Weise. Wird auf bestimmte Personen Bezug genommen, wird die zutreffende geschlechtsspezifische Form verwendet.

Kurzfassung

Im Rahmen dieser Masterarbeit wird das 20-kV Mittelspannungsnetz der Stromnetz Steiermark GmbH im Großraum Lieboch – Stainz – Deutschlandsberg – Preding – Mooskirchen – Ligist untersucht. Für diesen Netzbereich wird eine fundierte Netzstudie unter Berücksichtigung unterschiedlicher Laststeigerungsraten inklusive E-Mobilität und dezentraler Einspeisung erstellt.

Im Hinblick auf die getätigten Annahmen und die festgelegten Rahmenbedingungen werden Lastentwicklungsprognosen mittelfristig für 2020 und langfristig für 2035 erstellt, woraus sich der erforderliche Netzerneuerungs- und Verstärkungsbedarf ableiten lässt. Auf das Spannungsprofil und die Auslastung der Betriebsmittel wird dabei ein besonderes Augenmerk gelegt, da diese Kennwerte repräsentativ für den Zustand des Netzes sind. Für die Betrachtung des Netzes wurden zwei Verstärkungsszenarien entwickelt und mit der klassischen Lastflussrechnung analysiert. Um die Lastflussergebnisse zu plausibilisieren wurden die Szenarien mit der Methode Lastfluss mit Lastprofilen nachgeprüft. Durch die Analyse der Netzverluste, der Zuverlässigkeit und die Ermittlung der Erdschlussströme wird die Masterarbeit komplettiert.

Schlüsselwörter:

Lastfluss, Lastprofil, Lastprognose, Zuverlässigkeit Analyse, Elektromobilität, Photovoltaik

Abstract

The scope of this master thesis was the investigation of a 20-kV medium voltage power grid of the Stromnetz Steiermark GmbH in the area Lieboch – Stainz – Deutschlandsberg – Preding – Mooskirchen – Ligist. For this power grid a detailed grid analyses was performed, taking into account increasing demand, electro mobility and decentralized generation.

Based on the assumptions and the general conditions, mid-term (2020) and long-term (2035) forecast load development are made. From the results the required power grid modernization and reinforcement can be derived. There is a special focus on the voltage profile and loading of devices because those values are a good indicator for the general power grid condition. Two strategies of improving especially the voltage profile have been found. Besides the application of standard calculation of the load flow using scenarios also a method with load profiles was used in order to verify the results. Evaluation of power grid losses and reliability and determination of earth fault currents complete this master thesis.

Keywords:

load flow, load profile, load forecast, reliability analysis, electric vehicles, photovoltaic

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	6
1 Einleitung.....	9
2 Technische Methoden	11
2.1 Einleitung.....	11
2.2 Lastflussberechnung mit NEPLAN	11
2.2.1 Newton-Raphson-Methode	12
2.2.2 Netzverlustberechnung mit NEPLAN	14
2.2.3 Lastfluss mit Lastprofilen.....	14
2.3 Kapazitive Erdschlussstromberechnung mit NEPLAN	15
2.4 Zuverlässigkeitsrechnung mit NEPLAN	16
3 Eingangsparameter und Rahmenbedingungen	17
3.1 Darlegung des Netzes.....	17
3.2 Betrachteter Netzbereich.....	18
3.3 Überblick der vorhandenen Netzdaten.....	20
3.3.1 Elektrische Kenngrößen der Kabel	21
3.3.2 Elektrische Kenngrößen der Freileitung.....	23
3.3.3 Elektrische Kenngrößen der Transformatoren	24
3.3.4 Elektrische Kenngrößen der Lasten.....	24
3.3.5 Zuverlässigkeitsdaten der Netzelemente	25
3.4 Elektromobilität.....	26
3.4.1 Theoretisch mögliche PKW-Anzahl in Österreich	27
3.4.2 Theoretisch mögliche EV-Anzahl in Österreich.....	29
3.4.3 Berechnung der zurückgelegten Wegstrecken durch EVs.....	31
3.4.4 Berechnung des elektrischen Energiebedarfs durch EVs.....	32
3.4.5 Ladestrategie für EVs.....	36
3.5 Photovoltaik.....	38
4 Szenarien	43
4.1 Historische Lastentwicklung im Zeitraum 2000 bis 2012	43

4.2	Definition der Szenarien	45
4.3	Lastfluss mit Lastprofilen	49
5	Lastflussergebnisse	50
5.1	Einleitung	50
5.2	Normalschaltzustand	52
5.2.1	Spannungsband und Netzverluste	52
5.2.2	Knotenspannung	54
5.2.3	Auslastung der Betriebsmittel	58
5.2.4	Lastfluss mit Lastprofilen	60
5.3	Sonderschaltzustand	64
5.3.1	Spannungsband und Netzverluste	65
5.3.2	Knotenspannungen	67
5.3.3	Auslastung der Betriebsmittel	71
5.3.4	Lastfluss mit Lastprofilen	73
5.4	Verstärkungen im 20-kV Netz	77
5.4.1	Spannungsband und Netzverluste	79
5.4.2	Knotenspannungen	81
5.4.3	Auslastung von Betriebsmittel	84
5.4.4	Lastfluss mit Lastprofilen	86
5.5	Abstützung aus Preding	90
5.5.1	Spannungsband und Netzverluste	91
5.5.2	Knotenspannungen	93
5.5.3	Auslastung der Betriebsmittel	96
5.5.4	Lastfluss mit Lastprofilen	98
6	Ergebnisse der Zuverlässigkeitsrechnung	102
7	Ergebnisse der Erdschlussstromrechnung	103
7.1	Einleitung	103
7.2	Kapazitive Erdschlussströme im 20-kV Netz	103
8	Zusammenfassung und Diskussion	105

9	Abbildungsverzeichnis.....	108
10	Tabellenverzeichnis	113
11	Literaturverzeichnis	114
12	Anhang.....	116

1 Einleitung

Von der Elektrizitätsversorgung wird für den Normalbetrieb gefordert, dass elektrische Energie sicher, umweltfreundlich, kostengünstig und ausreichend bereitgestellt wird. Um diese Forderung erfüllen zu können, muss neben genügend Übertragungskapazitäten auch ausreichende Erzeugungskapazitäten vorhanden sein. Bei diesen Überlegungen ist selbstverständlich zu berücksichtigen, dass der Leistungsbedarf im Laufe der Jahre wachsen wird.

Um Engpässe in der Versorgung z.B. durch Überlastung von Leitungsverbindungen zu vermeiden, ist es notwendig Freileitungen, Kabeln sowie Umspannwerke auszubauen. Deswegen sind im Netz Untersuchungen hinsichtlich des Lastflusses, der Kurzschlussströme, der Zuverlässigkeit, der Netzverluste usw. durchzuführen.

Im Drehstromübertragungs- und Verteilungsnetzen treten bis zu 5% der erzeugten Wirkleistung als Verluste auf, wobei der größte Teil davon auf das Verteilungsnetz entfällt. Bei der Auslegung und beim Betrieb des Netzes sind entsprechende Maßnahmen festzulegen, damit im Rahmen der Gesamtwirtschaftlichkeitsbetrachtung ein Minimum an Verlusten erzielt werden kann.

Im Rahmen dieser Masterarbeit wird für das 20-kV Mittelspannungsnetz im Netzbereich Lieboch – Stainz – Deutschlandsberg – Preding – Mooskirchen – Ligist eine fundierte Netzstudie für den langfristig erforderlichen Netzerneuerungs- und Verstärkungsbedarf erstellt. Für den betrachteten Netzbereich werden dabei Lastfluss-Szenarien samt Leistungsentwicklungsprognosen mittelfristig für 2020 und langfristig bis 2035 mit den vorhandenen Daten erstellt. Dabei werden die zu erwartenden Potenziale der dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) und die mögliche Entwicklung der E-Mobilität berücksichtigt. Die Einschätzung der PV- und E-Mobilitätsentwicklung wird durch entsprechende Literaturstudien plausibilisiert.

Bei der Berücksichtigung der dezentralen Einspeisung und E-Mobilität werden Netzkonzepte mit unterschiedlichen Leistungsszenarien (Schwach-Last / Stark-Erzeugung und Stark-Last / Schwach-Erzeugung) erarbeitet und auf Basis von Lastfluss mit Lastprofilen plausibilisiert.

Die Lastflussergebnisse werden für die unterschiedlichen Szenarien so aufbereitet, dass entsprechende Netzkonzepte mit dem notwendigen Erneuerungs- und Neubaubedarf abgeleitet werden können. In den Netzkonzepten werden die Fragen der Zuverlässigkeit, der Erdschlussstrombehandlung und der Verlustoptimierung sowohl bei verstärkter Netzeinspeisung als auch ohne Einspeisung berücksichtigt.

Ziel der Arbeit ist es zu analysieren, ob das 20-kV Mittelspannungsnetz in dem oben genannten Netzbereich für die bevorstehenden Herausforderungen entsprechend ausgebaut ist oder Netzverstärkungen bzw. weitere 110/20-kV Abstützung geschaffen werden müssen. Ferner sind Schwachstellen im Netz zu erkennen und entsprechende Netzkonzepte zu erarbeiten.

Hierfür sind folgende Untersuchungen durchzuführen:

- Erhebung des Ist-Zustandes im 20-kV Mittelspannungsnetz im Normalschaltzustand.
- Lastflussberechnung des 20-kV Mittelspannungsnetzes im Normal- und gestörtem Betrieb (Sonderschaltzustand) für den betrachteten Zeitraum mit vermehrter Photovoltaikeinspeisung und E-Mobilitätsaufkommen.
- Lastflussberechnung des 20-kV Mittelspannungsnetzes mit Netzverstärkungsmaßnahmen bzw. wenn erforderlich mit „neuer“ Abstützung aus dem 110-kV Hochspannungsnetz für den betrachteten Zeitraum mit vermehrten Photovoltaikeinspeisung und E-Mobilitätsaufkommen.
- Auswirkungen eines Netzausbaus auf die Netzverluste im 20-kV Mittelspannungsnetz
- Auswirkungen eines Netzausbaus auf die Spannungshaltung im 20-kV Mittelspannungsnetz
- Auswirkungen eines Netzausbaus auf den Erdschlussstrom im 20-kV Mittelspannungsnetz
- Auswirkungen eines Netzausbaus auf die Zuverlässigkeit im 20-kV Mittelspannungsnetz
- Auswirkungen eines Netzausbaus auf die Auslastung von Betriebsmittel im 20-kV Mittelspannungsnetz

2 Technische Methoden

2.1 Einleitung

Für die Berechnung des Lastflusses, der Netzverluste und der Zuverlässigkeit wurde das Simulationsprogramm NEPLAN (Version 5.5.0) herangezogen. NEPLAN ist ein Simulationsprogramm, welches zur Analyse, Planung, Optimierung und Verwaltung elektrischer Energieversorgungsnetze dient [1].

2.2 Lastflussberechnung mit NEPLAN

Unter NEPLAN gibt es unterschiedliche Berechnungsmethoden (Newton-Raphson-, erweitertes Newton-Raphson-, Stromiterations-, Spannungsabfall-Verfahren, DC-Lastflussanalyse) für Lastflussrechnung. Ausgangspunkt der Lastflussrechnung ist die Netzgleichung

$$\underline{I} = \underline{Y} \cdot \underline{U} \quad (2.1)$$

und die Leistungsgleichung

$$\underline{S} = \underline{U} \cdot \underline{I}^* \quad (2.2)$$

- \underline{I} Vektor der Knoten-Ströme
- \underline{U} Vektor der Knotenspannungen
- \underline{Y} Knotenadmittanzmatrix
- \underline{S} Vektor der Knoten-Leistungen

Eliminiert man den Vektor der Knoten-Ströme in der Leistungsgleichung (2.2), so zeigt sich, dass das Lastflussproblem auf ein quadratisches nichtlineares Gleichungssystem zurückzuführen ist, bei dem die Knoten-Leistungen vorgegeben werden und die Knotenspannungen zu berechnen sind. Es existieren verschiedene Methoden dieses nichtlineare Problem zu lösen (ein entkoppeltes Verfahren, das Newton-Raphson-Verfahren und das Verfahren nach Gauss-Seidel). NEPLAN wendet für die Lösung

- Stromiteration mit der faktorisierten, reduzierten Y-Matrix und
- das Verfahren nach Newton-Raphson an.

Für die Analyse des 20-kV Mittelspannungsnetzes wird auf die klassische Newton-Raphson-Methode zurückgegriffen, welche wie folgt beschrieben werden kann [1].

2.2.1 Newton-Raphson-Methode

Der Ausgangspunkt für die Newton-Raphson-Methode sind die folgenden Fehlergleichungen für einen Netzknoten i :

$$\Delta S_i = (P_i - j \cdot Q_i) - U_i \cdot \sum_{k=1}^n Y_{ik}^* \cdot U_k^* \quad (2.3)$$

ΔS_i Scheinleistungsfehler des Knotens i

P_i Wirkleistungsvorgabe des Knotens i

Q_i Blindleistungsvorgabe des Knotens i

U_i Spannung des Knotens i

Y_{ik} Knotenadmittanzmatrix

U_k komplexe Spannung der Fehlergleichung

Die komplexen Spannungen U_k sind in der Gleichung so zu finden, dass der Fehler S_i Null wird, wobei P_i und Q_i die Vorgabewirkleistung und die Vorgabeblindleistung des Netzknoten i , Y_{ik} die Elemente der Y -Matrix der i -ten Zeilen und k -ten Kolonnen sind. Durch die folgenden drei Schritte wird die Fehlergleichung gelöst:

- Berechnung der Leistungsfehler aller Knoten im Netz mit Hilfe der Knotenspannungen:

$$\Delta S_i = S_{vor\ i} - S_{ber\ i} \quad (2.4)$$

ΔS_i Scheinleistungsfehler des Knotens i

$S_{vor\ i}$ Scheinleistung vor Berechnung

$S_{ber\ i}$ Scheinleistung nach Berechnung

- Mit Hilfe der Jacobi-Matrix J werden die Spannungsänderungen sämtlicher Knoten berechnet:

$$\underline{\Delta U} = \underline{J}^{-1} \cdot \underline{\Delta S} \quad (2.5)$$

ΔU Spannungsänderung
 \underline{J} Jacobi-Matrix
 ΔS Scheinleistungsfehler

- Berechnung der neuen Knotenspannungen:

$$U_{neu_i} = U_{alt_i} - \alpha \cdot \Delta U_i \quad (2.6)$$

U_{neu_i} neue Knotenspannung nach Iteration
 U_{alt_i} alte Knotenspannung vor Iteration
 α Gewichtungsfaktor
 ΔU_i Spannungsfehler

Diese drei Iterationsschritte werden so lange durchlaufen, bis das Abbruchkriterium erfüllt ist [1]:

$$\varepsilon = \sum_{i=1}^n |\Delta S_i| \quad (2.7)$$

ε Schranke

2.2.2 Netzverlustberechnung mit NEPLAN

Mit dem Modul der Lastflussberechnung werden nicht nur die Knotenspannungen, Ströme, Auslastungen, usw. berechnet, sondern auch die Netzverluste des betrachtenden Netzes. Die Netzverluste werden wie folgt berechnet:

$$P_v = 3 \cdot I^2 \cdot R \quad (2.8)$$

P_v	Stromwärmeverluste
I	Leiterstrom
R	ohmscher Leiterwiderstand

Die Netzverluste entsprechen den so genannten Stromwärmeverlusten (Leitung und Transformator). Aus der Lastflussanalyse werden die notwendigen Ströme gewonnen. Der Leiterwiderstand wird manuell über die Festlegung des ohmschen Leitungswiderstands pro Kilometer bei den Leitungsparametern eingegeben. Das selbe geschieht mit den Transformatorparametern.

2.2.3 Lastfluss mit Lastprofilen

Mit dem Modul Lastfluss mit Lastprofilen kann man eine einzelne Lastflussberechnung oder eine Folge von Lastflussberechnungen durchführen. Während der Ausführung werden vor jeder einzelnen Lastflussberechnung für Elemente, welche Lastfaktorenverläufe oder gemessene Strom- oder Wirkleistungsverläufe besitzen, die aktuelle Wirk- und Blindleistung aus einem vorgegebenen Lastprofil neu bestimmt. Für die übrigen Elemente werden die für die normale Lastflussberechnung gültigen Werte eingesetzt [1].

2.3 Kapazitive Erdschlussstromberechnung mit NEPLAN

Der kapazitive Erdschlussstrom I_{CE} ist abhängig von der Erdkapazität des Netzes und gibt Auskunft über den momentanen Ausbaugrad bzw. die zukünftigen Erweiterungsmöglichkeiten. Der Erdschlussstrom gibt vor, wie groß der einzustellende induktive Löschstrom über die Petersen-Spule sein muss. Aufgrund der größeren Nähe von Kabeln zur Erde (Phase - Erde) besitzen diese wesentlich höhere Erdkapazitäten als Freileitungen und tragen somit mehr zum kapazitiven Erdschlussstrom bei. Der Erdschlussstrom (verursacht durch die Grundwelle) für die einzelnen Kabel und Freileitungen kann wie folgte berechnet werden [2]:

$$I_{CE} = 3\omega C_E \cdot \frac{U_B}{\sqrt{3}} \text{ für die Grundwelle } f = 50\text{Hz} \quad (2.9)$$

- I_{CE} kapazitiver Erdschlussstrom
 C_E Erdkapazität pro Leiter = Nullkapazität
 U_B Betriebsspannung

2.4 Zuverlässigkeitsrechnung mit NEPLAN

Durch die Zuverlässigkeitsberechnung ist es möglich, im Netz die Auswirkungen des Ausfallgeschehens und die Maßnahmen zur Wiederversorgung nachzubilden. Dadurch können Kenngrößen wie z.B. Häufigkeit, Ausfalldauer und Ausfallwahrscheinlichkeit für die zu erwartenden Versorgungsunterbrechungen der angeschlossenen Kunden ermittelt werden. Die Berechnung ermöglicht strukturelle Schwachstellen im Netzaufbau aufzuzeigen und erlaubt einen quantitativen Vergleich des Nutzens, den unterschiedliche Ausbaumaßnahmen im Netz auf die Versorgungszuverlässigkeit haben [1].

Der System Average Interruption Duration Index (SAIDI) ist die durchschnittliche Ausfalldauer je versorgtem Verbraucher und wird als Indikator für die Zuverlässigkeit von Elektrizitätsversorgungsunternehmen verwendet [29].

$$SAIDI = \frac{\sum_j n_j \cdot t_j}{N} \quad (2.10)$$

- n_j Anzahl der betroffenen Netzbenutzer je Anlassfall
- t_j Unterbrechungsdauer je Anlassfall [min]
- N Gesamtzahl der Netzbenutzer

Der Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI) ist die durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung und wird wie folgt definiert [29]:

$$CAIDI = \frac{\sum_j n_j \cdot t_j}{\sum_j n_j} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (2.11)$$

- n_j Anzahl der betroffenen Netzbenutzer je Anlassfall
- t_j Unterbrechungsdauer je Anlassfall [min]
- SAIDI durchschnittliche Nichtverfügbarkeit pro Kunde [min/a]
- SAIFI durchschnittliche Anzahl der Versorgungsunterbrechungen [1/a]

3 Eingangsparmeter und Rahmenbedingungen

3.1 Darlegung des Netzes

Seit 1. Jänner 2006 ist der gesamte Netzbetrieb der Energie Steiermark-Tochter STEWEAG-STEAG in eine eigene Gesellschaft, die Stromnetz Steiermark GmbH, ausgegliedert. Es wurde damit eine Novelle zum Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG) umgesetzt, die vorschreibt, dass Stromversorger mit mehr als 100.000 Netzkunden ihr Verteilnetz gesellschaftsrechtlich von Erzeugung und dem Vertrieb abspalten müssen ("Legal-Unbundling"). Die neue Gesellschaft ist für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des gesamten Leitungsnetzes, insgesamt über 23.000 Kilometer zuständig.

Die physikalische Netzstruktur ist sehr geprägt durch die Fusionierung der STEWAG mit der STEAG im Jahre 2002 sowie durch diverse Übernahmen und Eingliederungen von kleineren EVUs (Elektrizitätsversorgungsunternehmen) in das Netz.

Abbildung 1 zeigt eine Gesamtübersicht des Netzes der Stromnetz Steiermark GmbH. Es werden die Spannungsebenen von 10-kV bis 110-kV abgebildet [3].

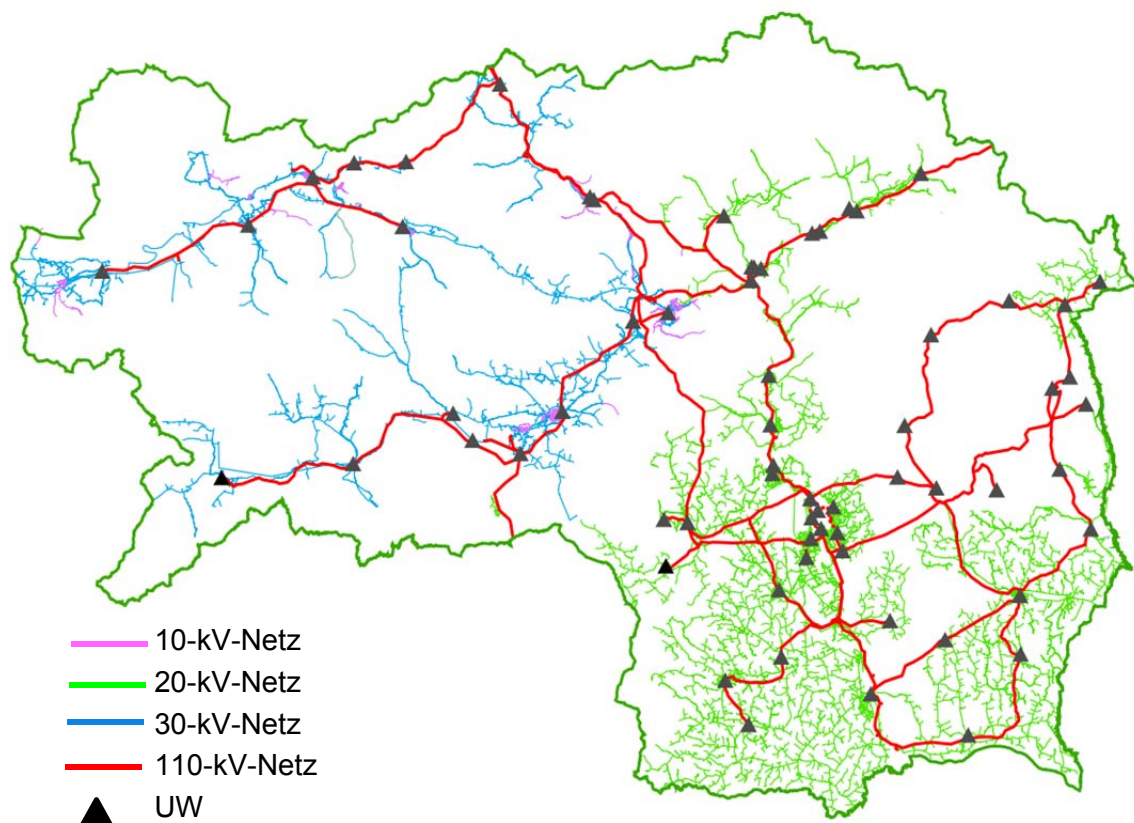


Abbildung 1: Gesamtübersicht des Netzes der Stromnetz Steiermark GmbH (Quelle: Stromnetz Steiermark GmbH)

3.2 Betrachteter Netzbereich

Im Rahmen dieser Masterarbeit wird, wie in der Einleitung schon beschrieben, der Netzbereich von Lieboch – Stainz – Deutschlandsberg – Preding – Mooskirchen – Ligest betrachtet. Abbildung 2 zeigt, dass der zu untersuchende Netzbereich in der Süd-Weststeiermark liegt. Bei genauerer Betrachtung befindet sich der Großteil des Netzes im politischen Bezirk Deutschlandsberg. Ein kleineres Teilnetz befindet sich im Bezirk Graz-Umgebung um das UW-Lieboch (Gemeinden: Lieboch, Dobl, Zwaring-Pöls, Zettling, Attendorf, Hitzendorf, Unterpremstätten und Haselsdorf-Tobelbad) und ein Abzweig reicht bis in den Bezirk Voitsberg um die Schaltstelle Söding (Gemeinde: Söding, Stallhofen, Ligest und Mooskirchen).

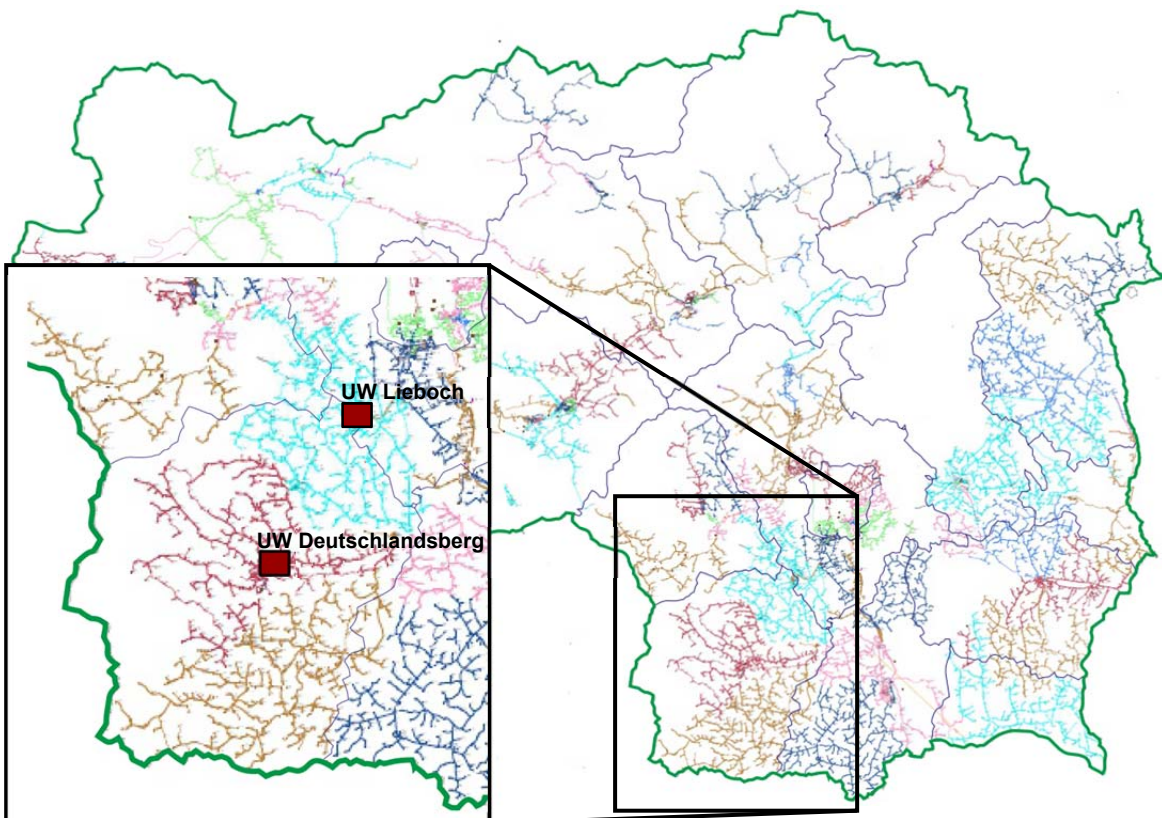


Abbildung 2: Darstellung des betrachteten Netzbereichs in der Süd- Weststeiermark (Quelle: Stromnetz Steiermark GmbH)

Der betrachtete Netzbereich in der Süd- Weststeiermark wird aus dem übergeordneten 110-kV Netz der Stromnetz Steiermark GmbH in Lieboch, Preding (Fremdnetz) und Deutschlandsberg gespeist.

- UW-Lieboch
 - Umspanner 1 – öffentliches Verteilnetz
 - Umspanner 2 – Versorgung der Industrie im Raum Lieboch
- UW-Deutschlandsberg
 - Umspanner 5 – öffentliches Verteilnetz
 - Umspanner 1 – Versorgung der Industrie im Raum Deutschlandsberg
- UW-Preding
 - Umspanner 1 – Versorgung der Holzindustrie Preding (Fremdnetz)

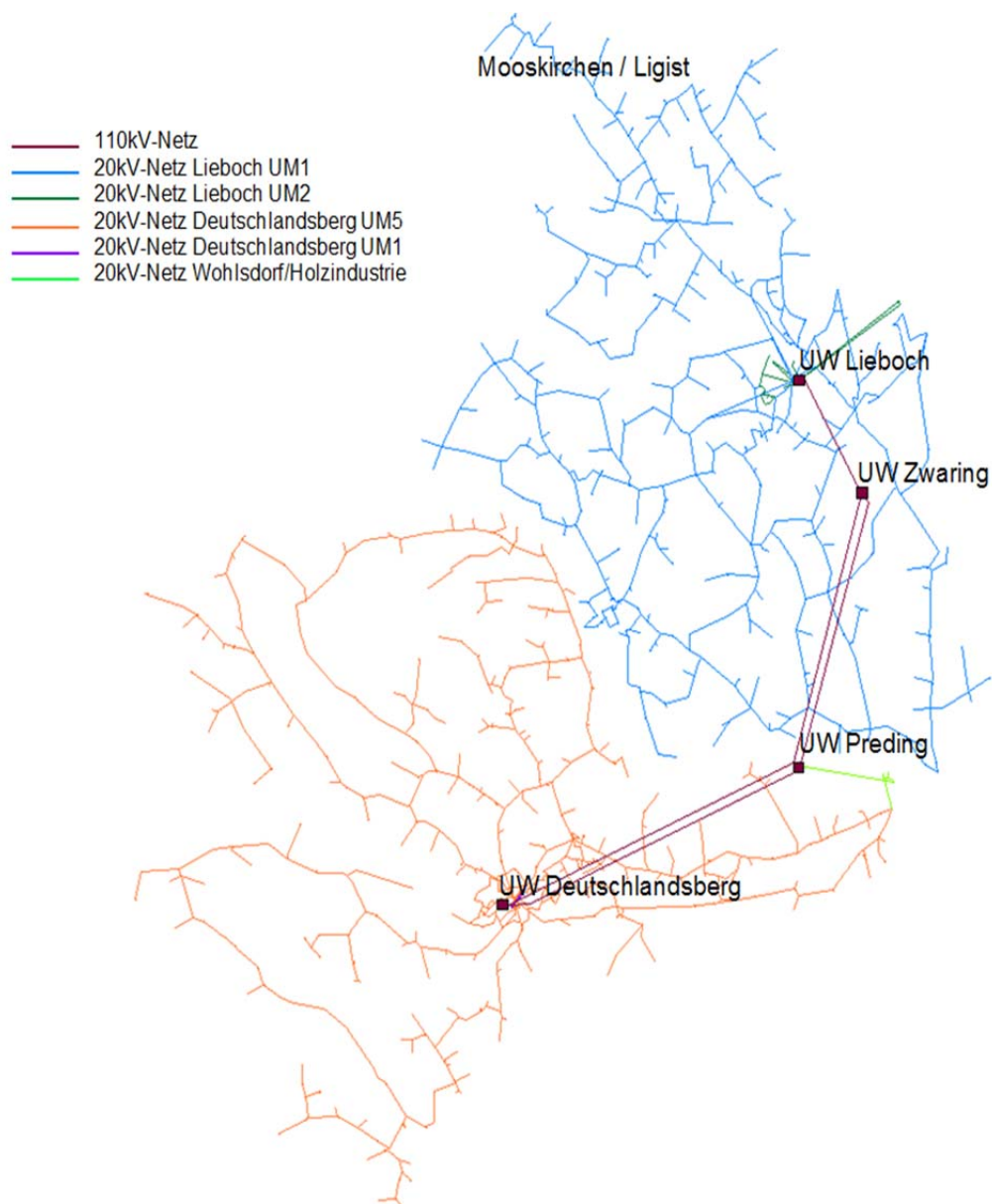


Abbildung 3: Betrachteter Netzbereich mit den Einspeisepunkten aus dem 110-kV Netz

3.3 Überblick der vorhandenen Netzdaten

Vom Netzbetreiber wurden für die Berechnungen der Lastflussszenarien folgende Daten für das Ausgangsjahr 2010 bereitgestellt:

- Netzmodell aus Prozessleitsystemprogramm exportiert (Daten nicht vollständig)
- Übersichtspläne aller Schaltstellen und Trennstellen für das Ausgangsjahr 2010
- Normlastprofile bzw. Daten aus Lastprofilzählern der vorhandenen Verbraucher/Kunden
- Lastgänge sämtlicher Messstationen¹ im Netzbereich

Der betrachtete Netzbereich besitzt eine Netzlänge von 679,1km und weist, wie in Tabelle 1 gezeigt, einen Verkabelungsgrad von 36,2% auf.

	Länge	Anteil
	[km]	[%]
Kabel	245,8	36,2
Freileitung	433,3	63,8
Netz	679,1	100

Tabelle 1: Darstellung der Kabel- und Freileitungslängen vom betrachteten Netz

¹ Die Messwerte liegen in Viertelstunden Werten vor. Es wird nicht immer P, Q, I und U gemessen.
Rupert Wangg, BSc.

In Abbildung 4 wird der betrachtete Netzbereich in Freileitungs- und Kabelteilstücke färbig dargestellt.

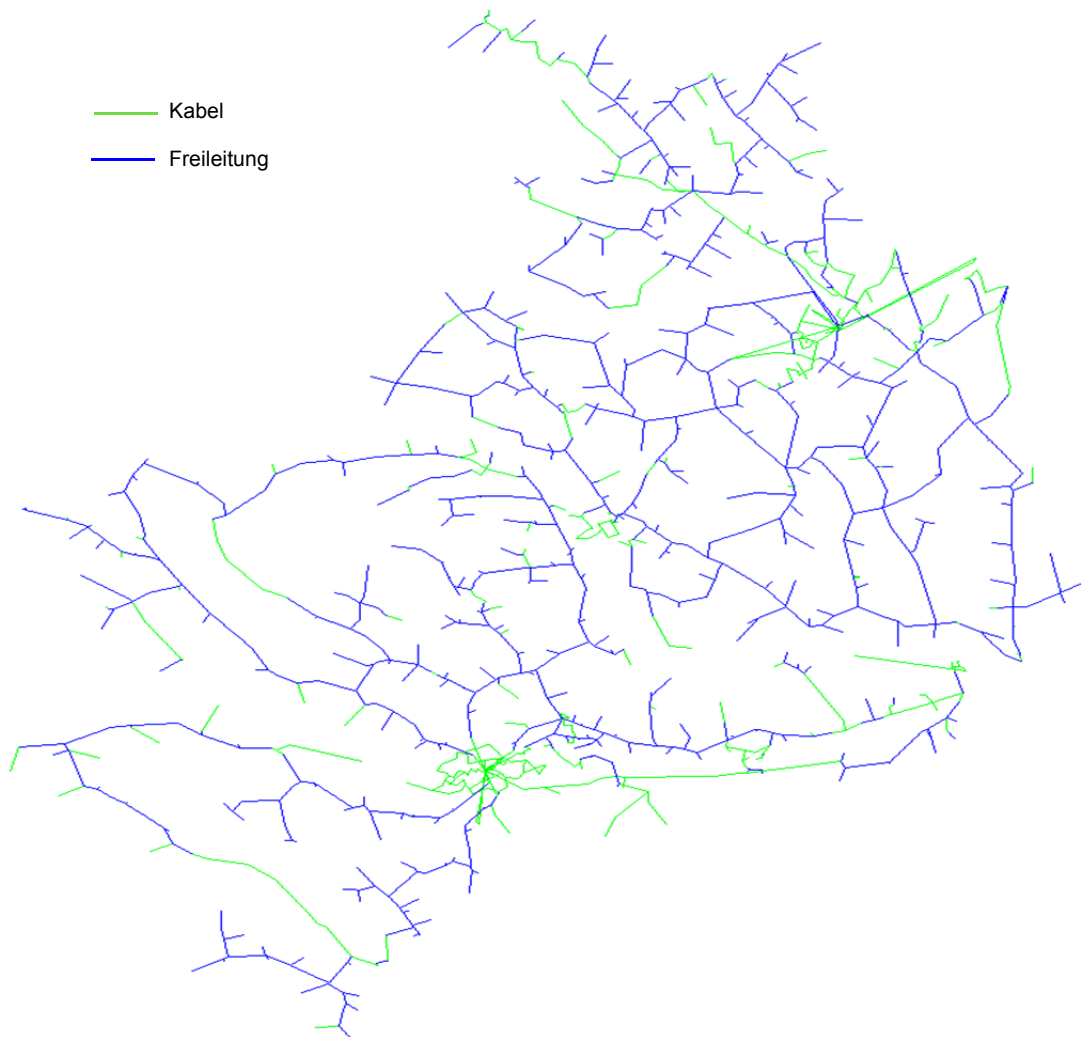


Abbildung 4: Freileitungen und Kabel im betrachteten Netzbereich

3.3.1 Elektrische Kenngrößen der Kabel

Im Anhang (Tabelle 19) werden die verschiedenen Kabeltypen, die im 20-kV Netz vorhanden sind, mit deren elektrischen Kenngrößen aufgelistet. Es werden die Nennquerschnitte, der maximale Strom sowie Widerstand, Reaktanz und Kapazität des Mit- und Nullsystems dargestellt. In Abbildung 5 wird das Verhältnis der Kabellänge und Querschnitt zur gesamt Netzlänge (Kabellänge + Freileitungslänge) dargestellt. Man erkennt, dass noch vereinzelt Kabel mit sehr geringem Querschnitt vorhanden sind (siehe Abbildung 5). Bemerkenswert ist aber, dass die bevorzugte Kabeltype mit Al 240 mm² bereits ein Fünftel der gesamten Netzlänge abdeckt.

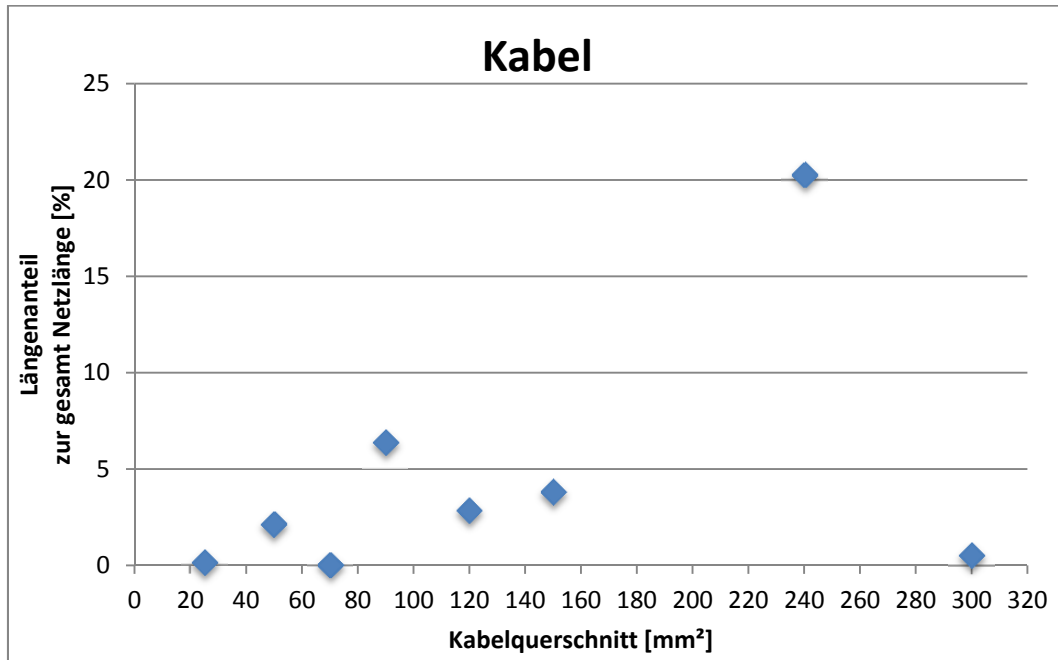


Abbildung 5: Verhältnis der Kabellängen und Querschnitte zur gesamt Netzlänge

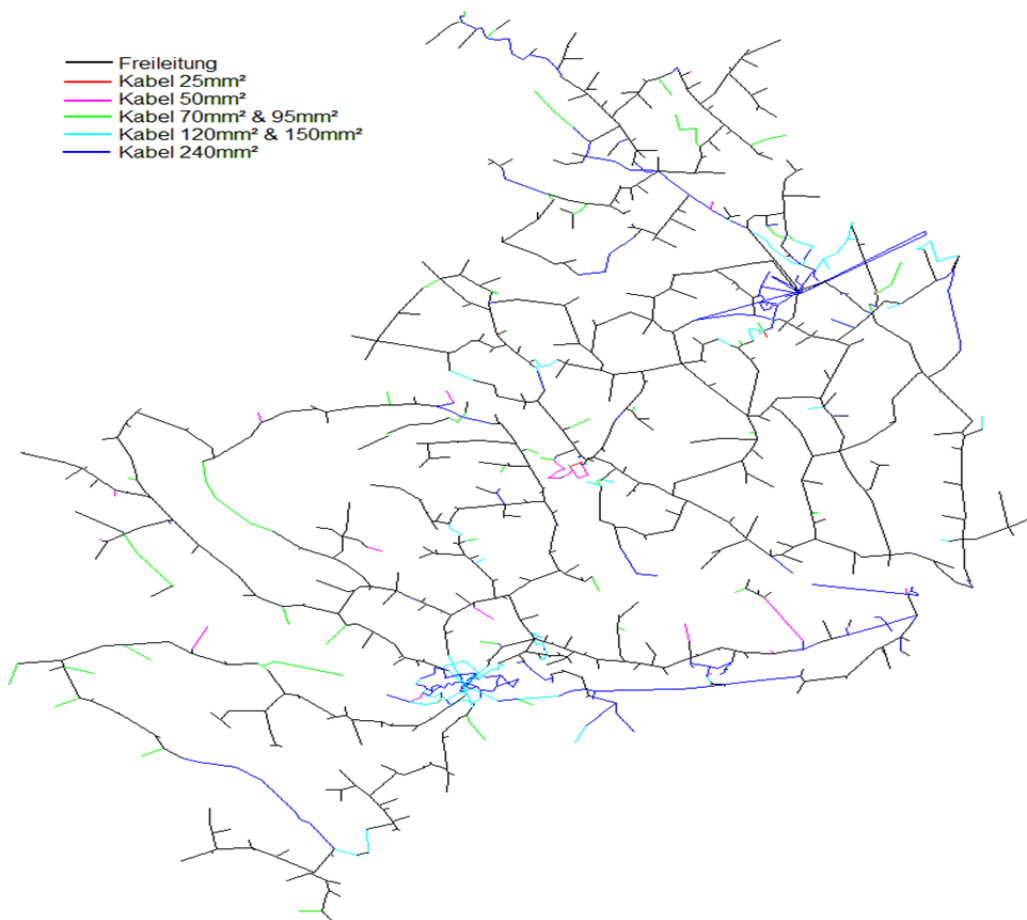


Abbildung 6: Eingefärbte Kabelquerschnitte im betrachteten Netzbereich

3.3.2 Elektrische Kenngrößen der Freileitung

Im Anhang (Tabelle 20) werden die elektrischen Kenngrößen der verschiedenen Freileitungstypen, die im Netz vorhanden sind, mit denselben Kenngrößen wie bei den Kabeln dargestellt. Es zeigt sich in Abbildung 7, dass der bevorzugte Freileitungstyp (Querschnitt: 50/8mm²) mehr als 40% der gesamten Netzlänge abdeckt.

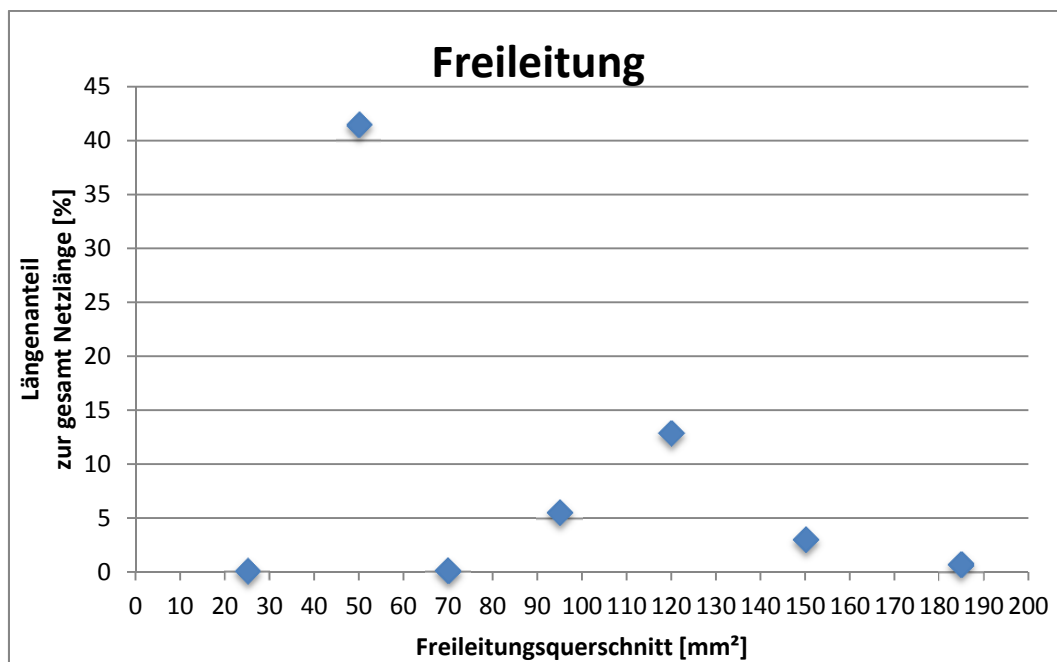


Abbildung 7: Verhältnis der Freileitungslängen und Querschnitte zur gesamt Netzlänge

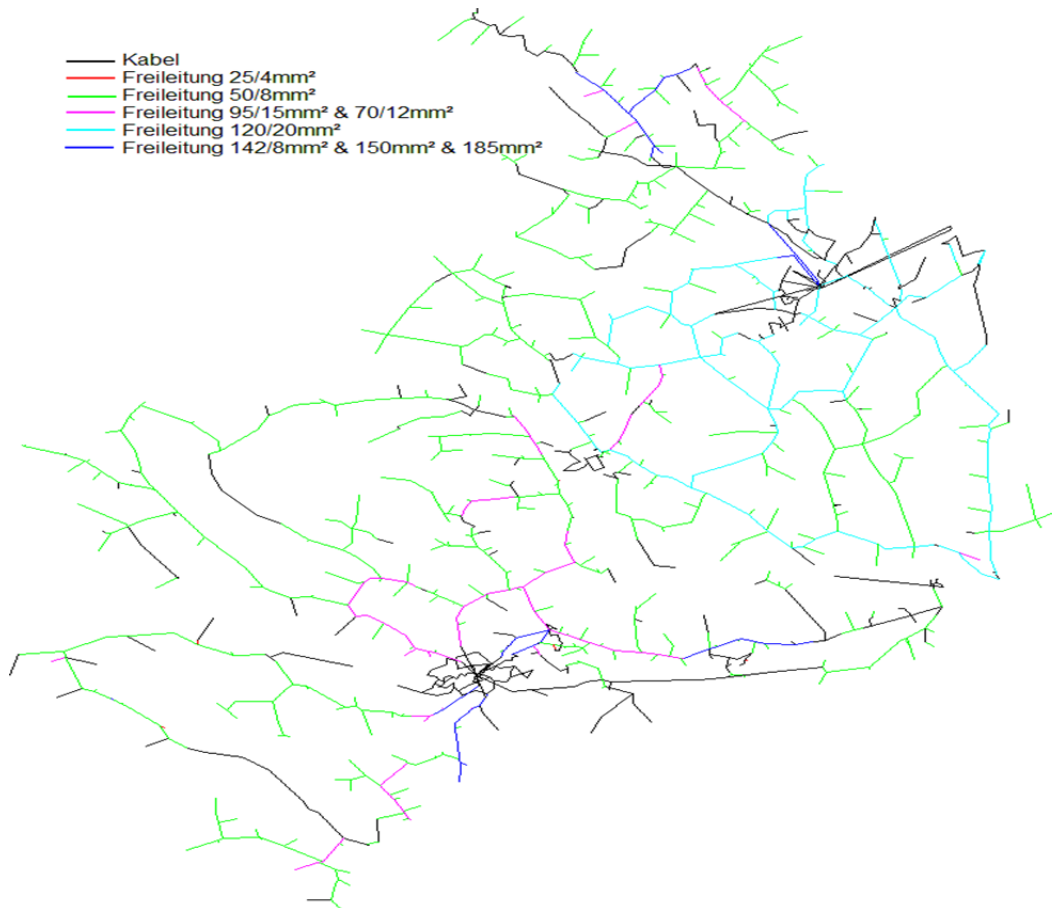


Abbildung 8: Eingefärbte Freileitungsquerschnitte im betrachteten Netzbereich

3.3.3 Elektrische Kenngrößen der Transformatoren

Im Anhang (Tabelle 21) werden die elektrischen Kenngrößen z.B. die Scheinleistung, die primäre und sekundäre Spannung, usw. der im Netz vorhandenen Transformatoren dargestellt.

3.3.4 Elektrische Kenngrößen der Lasten

Da im Rahmen dieser Masterarbeit das Niederspannungsnetz nicht abgebildet wird, werden die Leistungen hinter den Knoten als Lastelemente dargestellt. Es wird dabei zwischen *PQ-Knoten* und *PC-Knoten* unterschieden. *PQ-Knoten* werden verwendet, wenn die Wirk- und Blindleistung bekannt ist. Ist jedoch nur die Wirkleistung bekannt, werden *PC-Knoten* eingesetzt. Neben der Wirkleistung wird noch ein $\cos\varphi = 0,95$ für die Last hinterlegt, welcher mit dem Netzbetreiber abgeklärt wurde.

3.3.5 Zuverlässigkeitsdaten der Netzelemente

Die Parameter für die Zuverlässigkeitsrechnung wurden aus der NEPLAN-Datenbank entnommen, da es kaum Informationen zu den Zuverlässigkeitsparametern gibt. Es wurden die Parameter für Kabel-, Freileitungs-, Transformator-, Sammelschienen-, Leistungsschalter- und Trennschalterttypen entnommen. Die Parameter wurden von NEPLAN in Kooperation mit ABB entwickelt.

Mit dem Netzbetreiber wurde die Dauer für fernbedienbare Umschaltungen mit 10min und für manuelle Schalthandlungen mit 60min festgelegt.

3.4 Elektromobilität

Um eine realistische Abschätzung der zukünftigen EVs (ElectricVehicle) für Österreich anstellen zu können, wurde eine ausführliche Studie vorliegender Literatur durchgeführt. Die Anzahl der EVs kann z.B. von politischen Anreizen, verfügbaren Modellen, der Lebensdauer und Leistungsfähigkeit der Batterie, Reichweite mit vollgeladener Batterie oder den Fahrzeugkosten abhängen. Weitere Einflussfaktoren zum Kauf eines EV können verfügbare Ladeinfrastruktur sowie die Preise für konventionelle Treibstoffe und die Kosten für Batterie-Leasing sein [4, 5, 6].

Da sich sämtliche Studien auf das Bundesgebiet Österreich beziehen und nicht auf den betrachteten Netzbereich, werden die Berechnung der EVs für ganz Österreich, wie in den nächsten Kapitel erläutert, durchgeführt. Es wurde das Bundesgebiet in Bezirke heruntergebrochen und die berechneten EVs den politischen Bezirken zugeordnet. Für diese Arbeit wurden dem betrachteten Netzbereich ausschließlich die Daten des politischen Bezirks Deutschlandsberg zu gewiesen.



Abbildung 9: Politische Bezirke in Österreich (Quelle: [7])

3.4.1 Theoretisch mögliche PKW-Anzahl in Österreich

Die zukünftige (betrachteter Zeitraum) Bevölkerung je Bezirk [8] wird als Grundlage für die Berechnung der elektrisch betriebenen Fahrzeuge herangezogen. In Kombination mit dem PKW Bestand je Bezirk [9] lässt sich der Motorisierungsgrad und somit die Zahl der theoretisch in Österreich möglichen PKWs für die Jahre 2020 und 2035 ermitteln.

Es wird davon ausgegangen, dass Personen in städtischen Regionen durchaus andere Mobilitätsanforderungen und -gewohnheiten haben als Menschen in ländlichen Bereichen. Um diese Einflussfaktoren der verschiedenen Anforderungen an den mobilen Individualverkehr zu berücksichtigen, werden die Bezirke in die Kategorien Stadt, Umland und Land unterteilt. Mehrere Faktoren sprechen für diese Gliederung, wobei hier zwei wichtige Punkte angeführt werden:

- Die vorliegende Studie des Umweltbundesamtes [10] verdeutlicht, dass die Kosten eines EV im Vergleich zu einem mit VKM (Verbrennungskraftmaschine) betriebenen PKW bereits heute oder in manchen Fällen in den nächsten Jahren ab einer gewissen Jahreskilometerleistung im Hinblick auf TCO (Total cost of ownership) günstiger sind.
- Die Planungsgemeinschaft Ost verdeutlicht in [11], dass in städtischen Gebieten der öffentliche Verkehr meist sehr stark ausgebaut und benutzt wird und dadurch das Potential von EVs im Umland höher ist als in der Stadt.

Die Gliederung der Bezirke in die Kategorien Stadt, Umland und Land wurde in erster Linie auf die Bevölkerungsdichte und die geografische Lage zu einem Ballungszentrum getätigt. Die 98 Bezirke mit der eigens getätigten Kategorisierung sind im Anhang in Tabelle 22 ersichtlich:

Wie eingangs in diesem Kapitel erwähnt, werden Bevölkerungsentwicklungsprognosen (für 2020 und 2035) und PKW-Bestand je Bezirk von der Statistik Austria [8] herangezogen, um die theoretisch mögliche PKW-Anzahl in Österreich zu berechnen. Um die jährliche Zunahme von PKWs zu berücksichtigen, werden die Kennzahlen der Shell Studie [12] (siehe Tabelle 2) für Österreich herangezogen. Tabelle 2 zeigt den durchschnittlichen Motorisierungsgrad und den Zuwachs von 2010 auf 2020 sowie von 2020 auf 2035 für die angeführten Jahre. Ausgehend vom Jahr 2010 ergibt sich für das Jahr 2020 ein Zuwachs prozentuell von 5,66%. Das entspricht einem jährlichen Anstieg von 3 Fahrzeugen pro Jahr. Ein Zuwachs von 3,5% wird zwischen den Jahren 2020 und 2035 erwartet.

Jahr	Motorisierungsgrad [PKW/1000EW]	Zuwachs [%]
2010	530	-
2020	560	5,66
2035	580	3,50

Tabelle 2: Durchschnittlicher Motorisierungsgrad der Betrachteten Jahre [12]

Die Berechnung der theoretisch möglichen PKWs in Österreich erfolgt gemäß der Formel (3.1):

$$N_{PKW_{th}} = \frac{BV_{Bez} \cdot n_{motBez}}{1000} \quad (3.1)$$

$N_{PKW_{th}}$ theoretische PKW-Anzahl in Österreich

BV_{Bez} Bevölkerung in Österreich in den jeweiligen Bezirken

n_{motBez} Motorisierungsgrad in den jeweiligen Bezirken

Somit ergeben sich für die Jahre 2020 und 2035 folgende theoretische PKW-Zahlen für Österreich, Steiermark und den Bezirk Deutschlandsberg:

theoretische PKW-Anzahlen $N_{PKW_{th}}$ [Stk]		
Jahr	2020	2035
Österreich	4.814.964	5.184.009
Steiermark	706.355	743.298
Deutschlandsberg	39.181	40.870

Tabelle 3: theoretisch mögliche PKW-Anzahl in Österreich, Steiermark und Deutschlandsberg

3.4.2 Theoretisch mögliche EV-Anzahl in Österreich

Im österreichischen Markt lassen sich wegen der Fülle von Einflussfaktoren nur sehr schwer realistische Zahlen für EVs abschätzen, wie auch die vorliegenden Studien zeigen. So wird im Jahr 2020 vom Umweltbundesamt in [5] von 210.000 Battery Electric Vehicle (BEV) und Plug-In Electric Vehicle (PHEV) gesprochen. In der Studie „Visionen 2050“ von Österreich Energie [4] werden im Szenario „cashing“ 25.000 EVs bzw. im Szenario „steering“ 100.000 EVs für das Jahr 2020 erwartet. Andererseits findet man in der VEÖ-Studie [6] im Szenario „Realistischer Zuwachs“ für 2020 ca. 113.000 EVs und im Szenario „20% in 2020“ ca. 915.000 EVs.

Eine übersichtliche Darstellung der teilweise oben angeführten Zahlen und Erwartungen diverser Studien ist in Abbildung 10 dargestellt. Die einzelnen Studien besitzen teilweise unterschiedliche Rahmenbedingungen. Darüber hinaus werden in manchen Studien nur BEV, in anderen wiederum BEV und PHEV behandelt. Des Weiteren gibt es noch Unterscheidungen nach PKW, leichten Nutzfahrzeugen und Motorrädern, die aber hier jedoch nicht gesondert angegeben wurden.

Erwartungen unterschiedlicher Studien

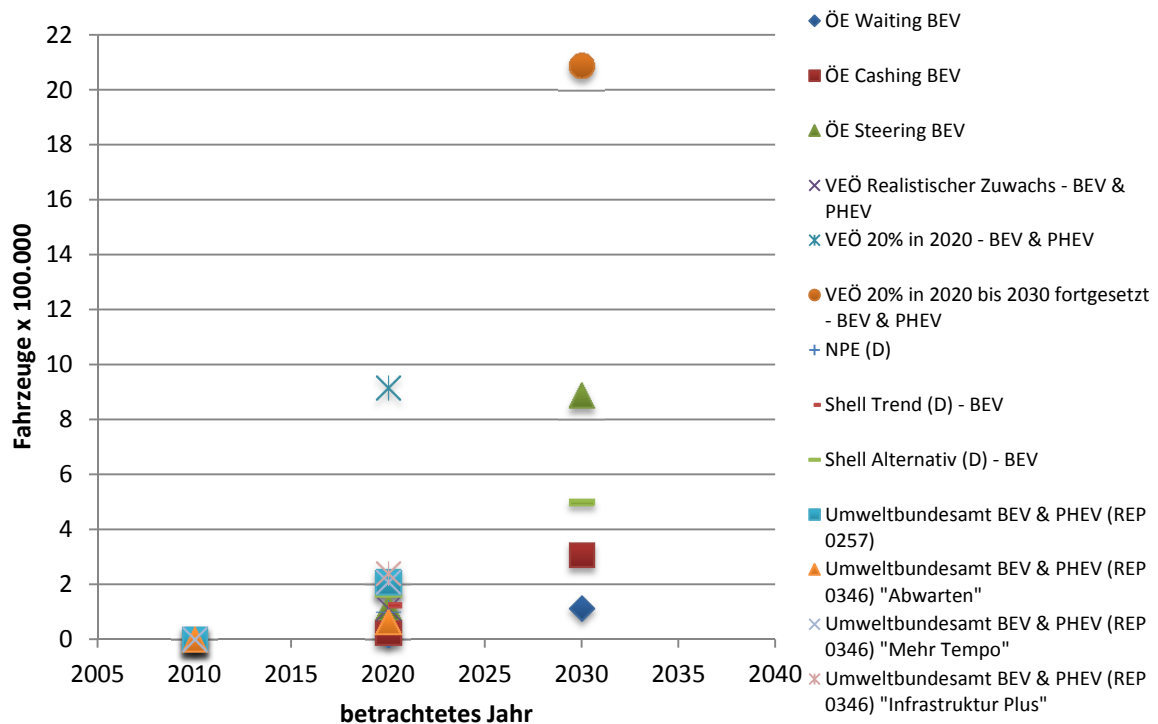


Abbildung 10: Übersicht der EV Erwartungen betrachteter Studien

In Abbildung 10 ist erkennbar, dass sich teilweise eine sehr große Streuung der Erwartungswerte für EVs ergeben.

Für die weiteren Betrachtungen dieser Arbeit werden für das Jahr 2020 rund 100.000 EVs angenommen. Diese Zahl kann durch den Vergleich der Studien Österreichs Energie [4] (Szenario „cashing“ bzw. „steering“), den VEÖ [6] (Szenario „Realistischer Zuwachs“) sowie durch das Umweltbundesamtes [5] (Szenario „Mehr Tempo“) erläutert werden. Diese Zahl kann aber nur durch Schaffung optimaler Rahmenbedingungen (z.B.: Steueranreize, Ladeinfrastruktur, Fahrzeugangebot, usw.) erreicht werden.

Für das Jahr 2035 werden 660.000 EVs angenommen, dies lässt sich durch den Vergleich der Studie Österreichs Energie [4] (Szenario „cashing“) begründen. Das entspricht bei einer PKW-Anzahl von ca. 5Mio. Autos eine Marktdurchdringung von rund 12%.

Erwartungen EV-Anzahl für Österreich		
Jahr	2020	2035
Anzahl [Stk]	100.000	660.000

Tabelle 4: Erwartungswerte der EV-Anzahl für Österreich aus den vorliegenden Studien

Um von theoretisch möglichen PKWs in Österreich N_{PKWth} auf die Anzahl der EVs pro Bezirk N_{EVBez} zu kommen, wird eine Gewichtung des Potentials je Kategorie für EVs auf Grund der unter Kapitel 3.4 besprochenen Gründe durchgeführt. Die Gewichtungsfaktoren der drei Kategorien Stadt, Umland und Land sind für die betrachteten Prognosejahre 2020 und 2035 in folgender Tabelle 5 angegeben.

$n_{EV\ Erw} [\%]$		
Jahr	2020	2035
Stadt	1,50	11,3
Umland	3,20	15,2
Land	0,50	9,7
Durchschnitt	2	12

Tabelle 5: Gewichtungsfaktoren $n_{EV\ Erw}$ pro Kategorie zur Berechnung der N_{EVBez}

Mit den Gewichtungsfaktoren und folgender Formel (3.2) können nun die theoretisch möglichen EVs in Österreich berechnet werden:

$$N_{EV} = N_{PKW_{th}} \cdot n_{EV_{Erw}} \quad (3.2)$$

N_{EV} Anzahl elektrisch betriebener PKWs

$N_{PKW_{th}}$ theoretische PKW-Anzahl in Österreich

$n_{EV_{Erw}}$ Erwarteter Prozentsatz elektrisch betriebener PKWs je Kategorie

EV-Anzahlen N_{EV} [Stk]		
Jahr	2020	2035
Österreich	99.495	659.809
Steiermark	15.732	97.945
Deutschlandsberg	1.254	6.212

Tabelle 6: EV-Anzahl für die betrachteten Jahre 2020 und 2035

Zur Kontrolle und Versachlichung der Berechnung nach Formel (3.2) wurde die Summe aller Bezirke in der Steiermark und in Österreich gebildet, wie in Tabelle 6 zu sehen ist.

3.4.3 Berechnung der zurückgelegten Wegstrecken durch EVs

Die Ursache, warum jemand seinen privaten PKW benutzt, kann verschiedene Gründe haben. Einerseits wird das Fahrzeug benutzt, um Einkäufe zu erledigen oder zur Arbeitsstelle und zurück nach Hause zu kommen. Andererseits wird das Auto auch für private Freizeitaktivitäten genutzt. Es können verschiedene Weglängen abhängig vom Grund der Fahrt unterschieden werden. Eine VCÖ-Untersuchung [14] bzw. Zahlen von der Statistik Austria [13] zeigen, dass Österreichs Autofahrer 36 Kilometer pro Tag fahren. Da noch keine Daten zum Fahrverhalten von EV vorhanden sind, wird als Vereinfachung mit der durchschnittlichen Fahrleistung eines privaten VKM-Pkws von 36 Kilometer pro Tag gerechnet.

Um eine Unterscheidung der Kategorien Stadt, Land und Umland zu machen werden aus der Studie [14] Bundesländern Daten herangezogen, welche die Charaktere der Kategorien aufweisen. So werden die durchschnittlichen Daten von Wien der Kategorie Stadt, Steiermark der Kategorie Umland und Kärnten der Kategorie Land zugewiesen, wie in Tabelle 7 gezeigt.

PKW Weglängen pro Tag \bar{L}_{PKWd} [km]			
Jahr	2010	2020	2035
Wien - Stadt	35,1	35,1	35,1
Steiermark - Umland	36,2	36,2	36,2
Kärnten - Land	37,6	37,6	37,6
Österreich	36,3	36,3	36,3

Tabelle 7: Durchschnittliche PKW Weglängen pro Tag je Kategorie in Österreich ([14] und eigene Annahmen)

Aufgrund der rückläufigen Werte aus Tabelle 8 wird kein Wachstum für die Jahre 2020 und 2035 hinzugerechnet, stattdessen werden dieselben Werte angenommen. Ein Grund warum die durchschnittlichen PKW Weglängen sinken, kann z.B. die steigende Anzahl von PKWs in Österreich sein.

Durchschnittliche PKW Weglängen pro Tag	
Jahr	\bar{L}_{PKWd} [km]
2004	38,7
2006	37,6
2008	36,9
2010	35,8

Tabelle 8: Durchschnittliche PKW Weglängen pro Tag in Österreich seit 2004 [13]

Mit der durchschnittlichen PKW Weglänge pro Jahr und der Kategorie kann die Gesamtkilometeranzahl der EVs nach Formel (3.3) ermittelt werden.

$$W_{EV} = N_{EV} \cdot \bar{L}_{PKWd} \quad (3.3)$$

W_{EV} täglich zurückgelegte Wegstrecke der EVs

N_{EV} Anzahl elektrisch betriebener PKWs

\bar{L}_{PKWd} durchschnittliche tägliche PKW Weglänge

3.4.4 Berechnung des elektrischen Energiebedarfs durch EVs

Die benötigte Ladeleistung kann durch Kombination der Anzahl der ermittelten EVs, des spezifischen Verbrauches, der (Lade-, Heiz-, Stand-by-)Verluste und der gefahrenen Weglängen ermittelt werden.

Je nach Größe und Fahrverhalten weisen EVs unterschiedlichen spezifischen Verbrauch auf. Eine übersichtliche Zusammenfassung der Daten findet man in „WP 1.3 – Parameter Manual“ von G4V – Grid for Vehicles [15] und ist in Abbildung 11 dargestellt. Die Spalte „A“ segment Private BEV zeigt den Verbrauch eines privaten EV, hingegen die Spalte LCV BEV (*light-duty commercial EV*) die Daten für leichte Nutzfahrzeuge (EV) darstellt.

Für diese Arbeit werden Daten aus der ersten Spalte den jeweiligen Kategorien zugeordnet und angenommen, wie in Tabelle 9 dargestellt.

Driving Cycle	kWh/km	
	“A“ segment Private BEV	LCV BEV
NEDC (New European Driving Cyclus)	0,117	0,151
Artemis Traffic Jam	0,202	0,236
Artemis Urban	0,173	0,193
Artemis Road	0,124	0,155
Artemis Highway	0,199	0,249

Abbildung 11: Spezifischer Verbrauch von EVs [15]

spezifischer Verbrauch c_k [kWh/km]	
Urban - Stadt	0,173
Road - Umland	0,124
Highway - Land	0,199

Tabelle 9: Angenommener spezifischer Verbrauch je Kategorie

Wie zu Beginn des Kapitels aufgezeigt, treten Lade-, Heiz-, Stand-by-Verluste bei EVs auf. Für diese Arbeit ist es hinreichend genau nur mit Ladeverlusten zu rechnen.

Das *Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der TU Wien* hat im Rahmen des Projektes „*Modellregion VLOTTE*²“ eine ausführliche Begleitstudie zu den Verlusten erstellt. Dabei wurden an zwei Fahrzeugen, einem *THINK City* und einem umgebauten *Fiat 500* Messungen durchgeführt und im Endbericht [16] dokumentiert. Beide Fahrzeuge sind mit einer *ZEBRA*³-*Batterie* ausgestattet, welche hohe

² Siehe dazu <http://www.e-connected.at/content/vlotte-0>

³ ZEBRA – Zero Emission Battery Research Activities
Rupert Wangg, BSc.

Stand-by-Verluste aufweist, da bei dieser Batterietechnologie die Betriebstemperatur über 250°C gehalten werden muss.

Die Umstellung für zukünftige Fahrzeuge auf Li-Ionen-Batterietechnologie lässt deutlich geringere Stand-by-Verluste erwarten (kein Heizbedarf). Des Weiteren haben Li-Ionen-Batterien wegen der geringeren Selbstentladung und der Niedrigtemperaturtechnologie höhere Ladewirkungsgrade.

Die Ladeverluste sind für die zwei Fahrzeugtypen aus [16] sehr unterschiedlich und ergeben sich aus der Differenz zwischen der gelieferten Netz- und der eingespeisten Batterieenergie bei der Ladung. Die Ladeverluste für den *THiNK City* ergaben 24,5% und für den *Fiat* 13,8% [16]. Für die weiterführenden Berechnungen werden mittlere Ladeverluste von $V = 20\%$ angenommen.

In dieser Arbeit wird Heizenergie (Heizverluste) für das Beheizen des Fahrzeuginnenraums im Winter nicht mit berücksichtigt.

Somit kann der Energiebedarf inkl. Ladeverluste je Bezirk mit nachfolgender Formel bestimmt werden.

$$E_{Bez_d} = W_{EV} \cdot c_K \cdot (1 + V) \quad (3.4)$$

E_{Bez_d} täglicher elektrischer Energiebedarf je Bezirk für EVs

W_{EV} täglicher zurückgelegte Wegstrecke der

c_K spezifischer Verbrauch des EV je Kategorie

V Ladeverluste

In Tabelle 10 wird der berechnete Energieverbrauch für Österreich, Steiermark und Deutschlandsberg pro Tag durch EVs dargestellt.

täglicher elektrischer Energiebedarf der EVs [MWh]		
Jahr	2020	2035
Österreich	606,4	4295,8
Steiermark	91,6	618
Deutschlandsberg	6,7	33,4

Tabelle 10: Täglicher elektrischer Energiebedarf für Österreich, Steiermark und Deutschlandsberg durch EVs

Nach Formel (3.5) wurde der Jahresenergiebedarf für Österreich, Steiermark und Deutschlandsberg ermittelt und in Tabelle 11 gezeigt, um einen Vergleich mit Ergebnissen vorliegender Studien zu treffen.

$$E_a = E_{Bez_d} \cdot d = E_{Bez_d} \cdot 365 \quad (3.5)$$

E_a jährlicher elektrischer Energiebedarf je Bezirk

E_{Bez_d} täglicher elektrischer Energiebedarf je Bezirk

d Tage im Jahr

jährlicher elektrischer Energiebedarf der EVs [GWh]		
Jahr	2020	2035
Österreich	221,3	1.568,0
Steiermark	33,4	225,6
Deutschlandsberg	2,4	12,2

Tabelle 11: Jährlicher elektrischer Energiebedarf für Österreich, Steiermark und Deutschlandsberg

In der Studie *Elektromobilität in Österreich – Szenarien 2020* vom Umweltbundesamt [5] wurde im Szenario „Abwarten“ mit ca. 64.000 Fahrzeugen eine benötigte Energie von rund 120GWh berechnet. Im Szenario „Mehr Tempo“ wird mit 208.000 Fahrzeugen gerechnet, die einen Bedarf von 430GWh benötigen. Des Weiteren kommt der VEÖ mit der Studie „Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft“ [6] für das Jahr 2020 auf ca. 110.000 Fahrzeuge mit einer benötigten Energie von 121GWh.

3.4.5 Ladestrategie für EVs

Electric Vehicles können auf unterschiedlichste Weise mit elektrischer Energie versorgt werden. Einerseits gibt es das induktive Laden, bei dem die benötigte Energie ohne galvanische Verbindung rein durch die räumliche Nähe zu einem Ladepunkt übertragen wird. Andererseits wird beim konduktiven Laden der PKW mit der Ladestation galvanisch verbunden. Des Weiteren wird noch zwischen AC- und DC- Ladeverfahren bzw. Normal- und Schnellladung unterschieden (siehe dazu [5], [15]).

Für die Begriffe Ladungsarten bzw. Ladeleistungen hat sich noch keine exakte Zuordnung in der vorliegenden Literatur durchgesetzt. So wurde nach „WP1-3 – Paramter Manual“ von G4V [15] folgende Einteilung durchgeführt:

- Langsam Ladung: $P < 7\text{kW}$
- Beschleunigte Ladung: $7\text{kW} < P < 44\text{kW}$
- Schnell Ladung: $P > 44\text{kW}$

Die Studie „Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft“ des VEÖ [5] zeigt anschließende Einteilung:

- Langsam Ladung: $P = 3,68\text{kW}$
- Beschleunigte Ladung: $P = 7,36\text{kW}$ bzw. $P = 11,1\text{kW}$
- Schnell Ladung: $P > 11\text{kW}$

Unabhängig von den oben beschriebenen Varianten muss die zum Laden der EVs benötigte Energie über Ladestationen bereitgestellt werden. Man spricht hier von:

- ungesteuertem Laden und
- gesteuertem Laden.

Ungesteuertes Laden bedeutet, dass das Fahrzeug sofort nach Verbindung mit dem Energienetz geladen wird und es keine Einschränkungen hinsichtlich Start- und Endzeitpunkt gibt.

Hingegen bedeutet gesteuertes Laden, dass der Ladevorgang des Fahrzeuges, auf welche Art bzw. mit welchen Mitteln auch immer, in irgendeiner Weise beeinflusst wird.

Da die Frage wie in der Zukunft geladen wird noch nicht geklärt ist, wird in dieser Arbeit das „worst case“ Szenario für Netze, das ungesteuerte Laden angenommen. Des Weiteren werden die in Abbildung 12 gezeigten normierten Gewichtungsfaktoren je Stunde aus der Arbeit [17] verwendet. Somit wird in dieser Arbeit vereinfacht davon ausgegangen, dass jene elektrische Energiemenge, die die Fahrzeuge verbrauchen (Fahrleistung, Umwandlungsverluste, usw.) vom Netz zur Verfügung gestellt werden. Für die Betrachtungen in dieser Arbeit ist es ausreichend, dass keine Unterscheidungen hinsichtlich der elektrischen Anschlussleistung einzelner Ladestationen gemacht werden. Im Kapitel 4.2 wird noch näher darauf eingegangen

wo die elektrische Energie mit den normierten Gewichtungsfaktoren je Stunde im Netz aufgebracht werden muss.

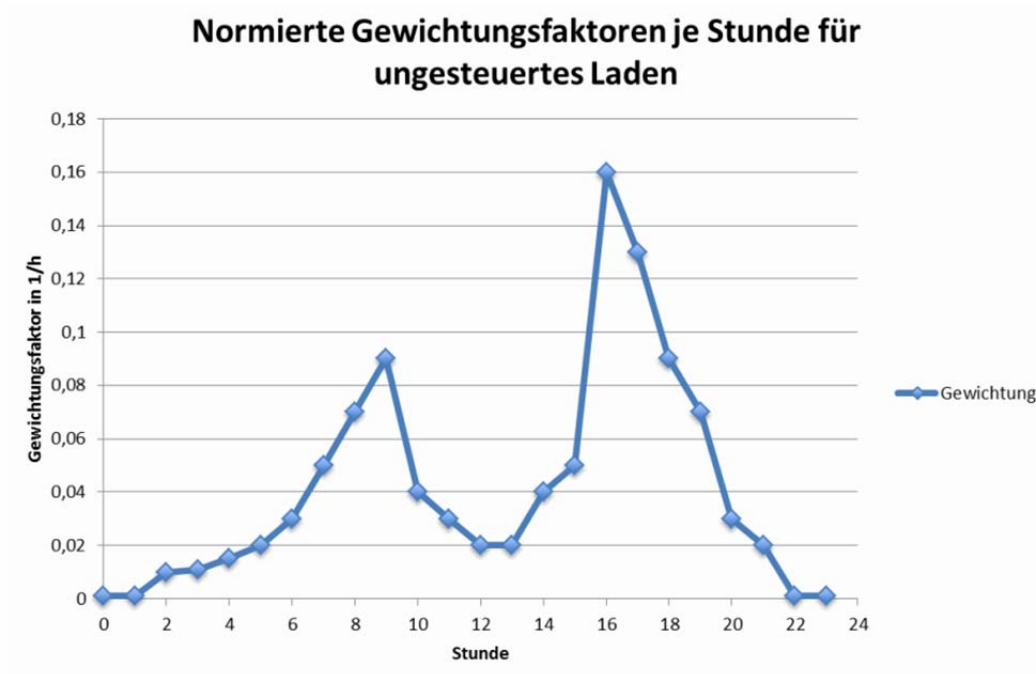


Abbildung 12: Normierte Gewichtungsfaktoren für ungesteuertes Laden (Quelle: [17])

3.5 Photovoltaik

In Österreich erlebte der Photovoltaikmarkt nach seiner frühen Phase der Innovatoren und autarken Anlagen mit dem Ökostromgesetz 2001 seinen ersten Aufschwung. Durch die Deckelung der Tarifförderung brach der Markt im Jahr 2004 wieder ein. Aufgrund von unterschiedlichen Fördermaßnahmen der Länder und des Bundes kam es im Jahr 2010 zu einem historischen Maximum der Marktdiffusion von Photovoltaikanlagen. In Österreich wurden 2010 insgesamt $42.902 \text{ kW}_{\text{peak}}$ neu installiert, was zu einer kumulierten Gesamtleistung aller Photovoltaikanlagen von rund $95,5 \text{ MW}_{\text{peak}}$ geführt hat und zu einer erneuerbaren Stromproduktion von $88,8 \text{ GWh}$.

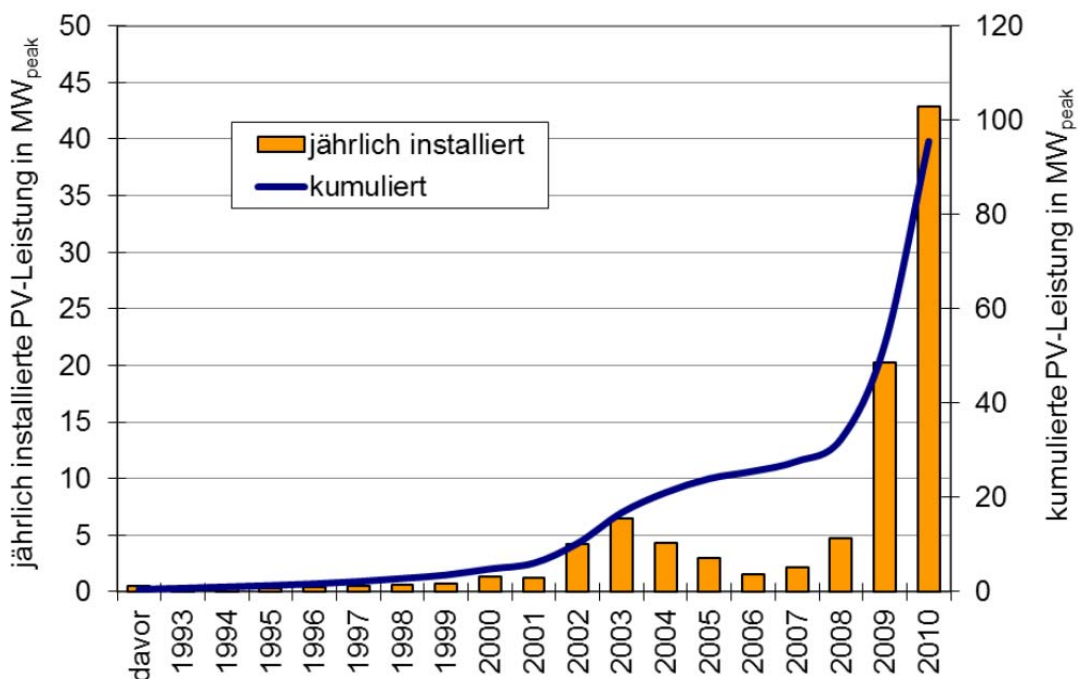


Abbildung 13: Marktentwicklung der Photovoltaik in Österreich (Quelle: [21])

In Abbildung 13 wird die jährliche installierte und kumulierte Leistung bis 2010 dargestellt. Für das Jahr 2011 rechnet der Photovoltaikverband mit $80 \text{ MW}_{\text{peak}}$ neu installierter Leistung. Einflussfaktoren zum Kauf einer Photovoltaikanlage können

- mittlere Systempreise (vom Jahr 2009 ($4984 \text{ €/kW}_{\text{peak}}$) auf 2010 ($4216 \text{ €/kW}_{\text{peak}}$) sind diese um 15,5% gesunken),
- Förderprogramme (z.B.: Neue Energien 2020, kli.en),
- Unabhängigkeit von Netzinfrastruktur,
- Geldanlage in wirtschaftlich unsicheren Zeiten,
- Lange Lebensdauer: zumindest 25 - 30 Jahre,
- Geräuschlos, geruchlos, keine Emissionen im Betrieb,
- Keine Brennstoffzufuhr erforderlich,

- Hohes Weiterentwicklungspotential: Kostensenkungspotential, Wirkungsgradsteigerungen, verstärkte Recyclierbarkeit,
- geringer Wartungsaufwand und hohe Zuverlässigkeit

oder auch die Entwicklung von photovoltaischen Elementen zur Gebäudeintegration sein [21] [22].

Jedoch besteht für den Ausbau der Photovoltaik in Österreich die größte Unsicherheit in der zukünftigen Entwicklung der Tarifsituation und der derzeit bestehenden Deckelung der Fördermittel in einer Größenordnung, die nicht einmal ein Zehntel des theoretisch möglichen Ausbaus zulässt [21]. Des Weiteren gibt es noch immer Herausforderungen für die Photovoltaik bei

- der Reduktion des Materialeinsatzes,
- großer Optimierungsbedarf in der Zellfertigung,
- derzeit noch hohe Anfangsinvestitionen,
- bei der Lieferung von Kurzschlussleistung
- Wirkungsgrade derzeit noch weit vom physikalischen Optimum entfernt,
- großes Informationsdefizit über die Potentiale dieser Technologie, Akzeptanz seitens der Architekten [21] [22].

In dieser Arbeit sollen jedoch keine Tarifmodelle bzw. Entwicklungsszenarien entwickelt werden, sondern eine realistische Einschätzung für den Ausbau in dem zu untersuchten Netzbereich und Zeitraum gemacht werden.

Dazu wurde in Abbildung 14 eine Übersicht der analysierten Photovoltaikerwartungen dargestellt.

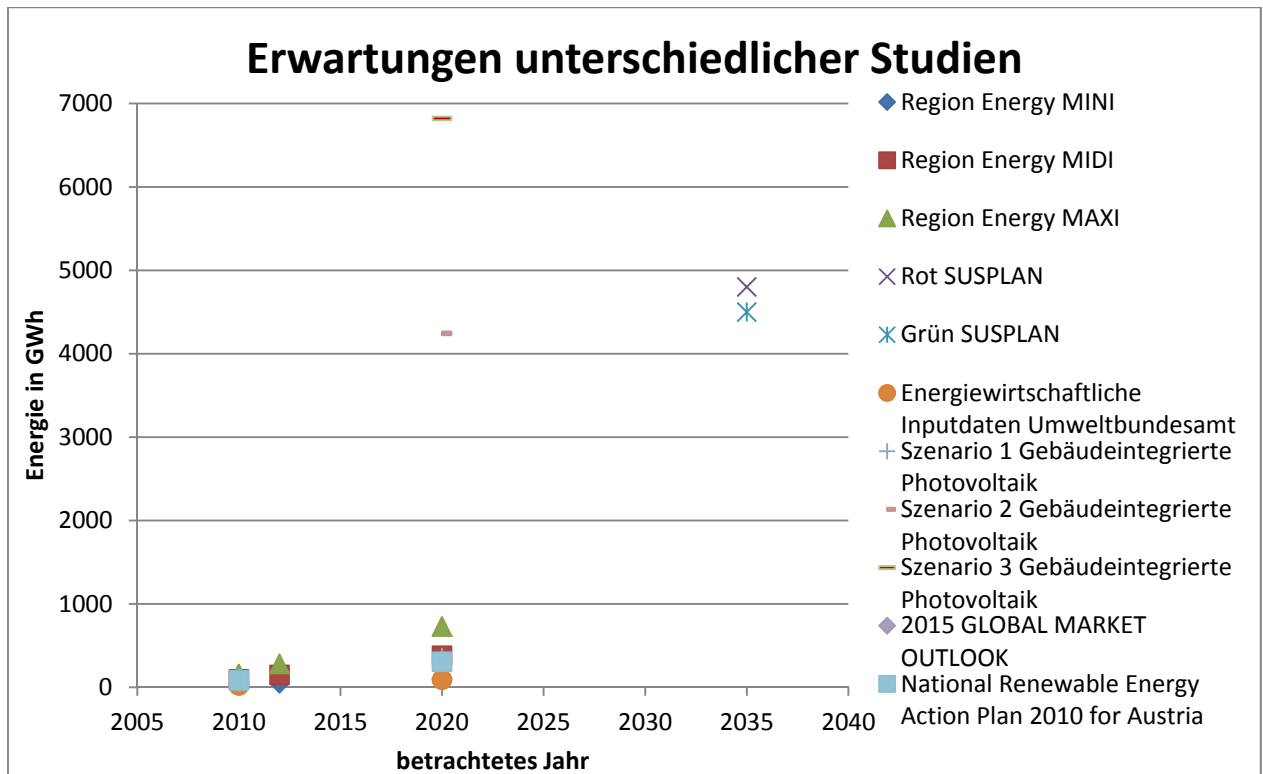


Abbildung 14: Übersicht der Photovoltaikerwartungen betrachteter Studien

Aus der Studie [26] vom Umweltbundesamt gehen die Szenarien Rot SUSPLAN und Grün SUSPLAN hervor. Das Szenario „Rot“ impliziert eine indifferente öffentliche Meinung und einen langsamen technischen Fortschritt, im Gegensatz dazu basiert das Szenario „Grün“ auf einer positiven öffentlichen Meinung und einem schnellen technischen Fortschritt.

In den Szenarien WM (with measures) und WAM (with additional measures) werden die Berichtspflichten im Rahmen des Monitoring Mechanisms (Decision Nr. 280/2004/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates) der Treibhausgasemissionen von Österreich an die Europäische Kommission erfüllt. Da beide Szenarien dieselben Ausgangsdaten für Photovoltaik annehmen, wurden diese nur einmal als energiewirtschaftliche Inputdaten des Umweltbundesamtes in Abbildung 14 abgebildet.

Aus der Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich [28] gehen die Szenarien 1-3 Gebäudeintegrierte Photovoltaik hervor. In dieser Roadmap werden zwei ambitionierte Szenarien (Szenarien 2 und 3) betrachtet, die signifikante wahrnehmbare Anteile (5% bzw. 8%) an der Strombereitstellung in Österreich im Jahr 2020 erreichen.

Das Szenario 1 (Business as usual) hat als Zielwert 0,4% Photovoltaikstrom im Jahr 2020 [28].

Im Gegensatz dazu hat das Österreichische Institut für Raumplanung (ÖIR) drei Szenarien entwickelt die in Abbildung 14 mit REGION Energy MINI, MIDI und MAXI dargestellt sind. REGION Energy untersucht zum ersten Mal flächendeckend für ganz Österreich die Potenziale erneuerbarer Energietechnologien auf Bezirksebene und entwickelt in weiterer Folge Zukunftsszenarien für 2012 und 2020 [23].

In obiger Grafik (Abbildung 14) ist deutlich erkennbar, dass es eine sehr große Streuung der Erwartungen gibt. So wird im Jahr 2020 vom Umweltbundesamt in [26] von $92\text{MW}_{\text{peak}}$ installierter Leistung gesprochen. In der [28] werden im Szenario 2 ca. $4200\text{MW}_{\text{peak}}$ bzw. Szenario 3 ca. $6800\text{MW}_{\text{peak}}$ installierter Photovoltaikleistung für dasselbe Jahr angenommen. Andererseits findet man in der Region Energy [23] im Szenario „MAXI“ für 2020 ca. $730\text{MW}_{\text{peak}}$ und im Szenario „MIDI“ ca. $380\text{MW}_{\text{peak}}$ installiert Photovoltaikleistung für Österreich.

Aus vorangegangenen Betrachtungen werden in dieser Arbeit als Grundlage für weitere Untersuchungen im Jahr 2020 9GWh Stromertrag aus Photovoltaik für den betrachteten Netzbereich festgelegt. Diese Zahl beruht auf der Studie von REGION Energy mit dem Szenario MAXI und stellen die Energiemenge aus PV im politischen Bezirk Deutschlandsberg dar (siehe Abbildung 15).

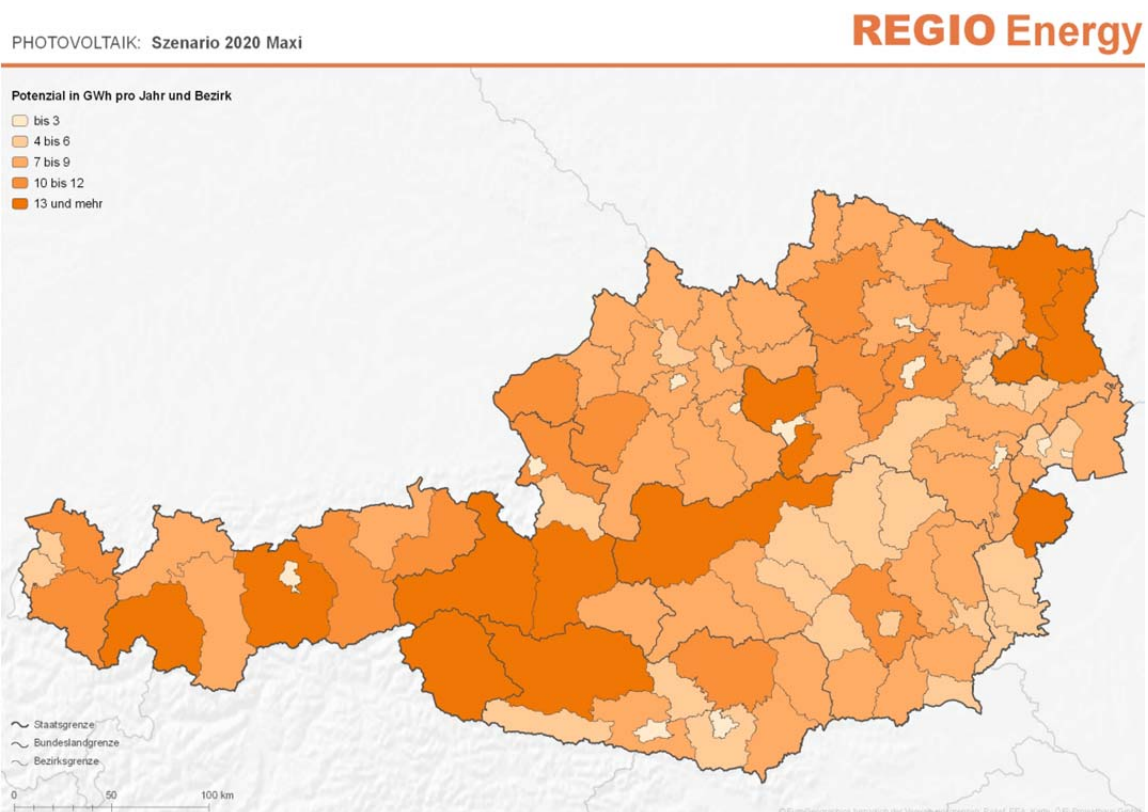


Abbildung 15: Potenziale in Österreich mit dem Szenario MAXI für das Jahr 2020 der Studie REGIO Engery (Quelle: [23])

Da sich für das Jahr 2035 aus den betrachteten Studien und der Fülle der Einflussfaktoren jedoch keine realistischen Zahlen ableiten lassen, werden in Absprachen mit dem Netzbetreiber 40% mehr Stromertrag vom Jahr 2020 d.h. 12,6GWh für das Jahr 2035 festgelegt.

Des Weiteren wird vereinfacht angenommen, dass es im betrachteten Netzbereich zu 1000 Volllaststunden [23] im Jahr kommt. Damit ergibt sich eine installierte Leistung für die Jahre 2020 und 2035 wie in Tabelle 12 gezeigt. Zum allgemeinen Vergleich wurden die Daten für die Steiermark und Österreich aus der Studie REGIO Energy angegeben.

Photovoltaikerwartung für Österreich						
Jahr	Deutschlandsberg		Steiermark		Österreich	
	P_{PV} [MW _{peak}]	W_{PV} [GWh]	P_{PV} [MW _{peak}]	W_{PV} [GWh]	P_{PV} [MW _{peak}]	W_{PV} [GWh]
2010 ⁴	-	-	ca. 4,3 ⁵	ca. 4,3 ⁵	95,5	88,8
2020	9	9	115	115	730	730
2035	12,6	12,6	161	161	1022	1022

Tabelle 12: Photovoltaikerwartungen für den betrachteten Zeitraum

Der Landesenergiebeauftragte des Landes Steiermark rechnet zum Vergleich mit einem jährlichen Zubau von 2 bis 5MW_{peak} (mit steigender Tendenz) und einer gesamten installierten Leistung von 50MW_{peak} bis 2020 in der Road Map Solarenergie [24].

⁴ Für das Jahr 2010 sind das keine Erwartungswerte, sondern Ist-Zustandswerte.

⁵ Daten aus Road Map Solarenergie für Ende 2009

4 Szenarien

4.1 Historische Lastentwicklung im Zeitraum 2000 bis 2012

In Abbildung 16 ist die Lastentwicklung der letzten 12 Jahre im UW-Lieboch dargestellt. Es zeigt sich, dass im Jahr 2005 eine Netzumschaltung stattgefunden hat. Bis zu diesem Zeitpunkt gab es beträchtliche Zuwächse im UW-Lieboch welche hauptsächlich auf einmalige Leistungssteigerungen der im Raum Lieboch/Unterpremstätten angesiedelten Industriebetriebe, sowie auf Netzumschaltungen im Großraum Graz zurückzuführen sind.

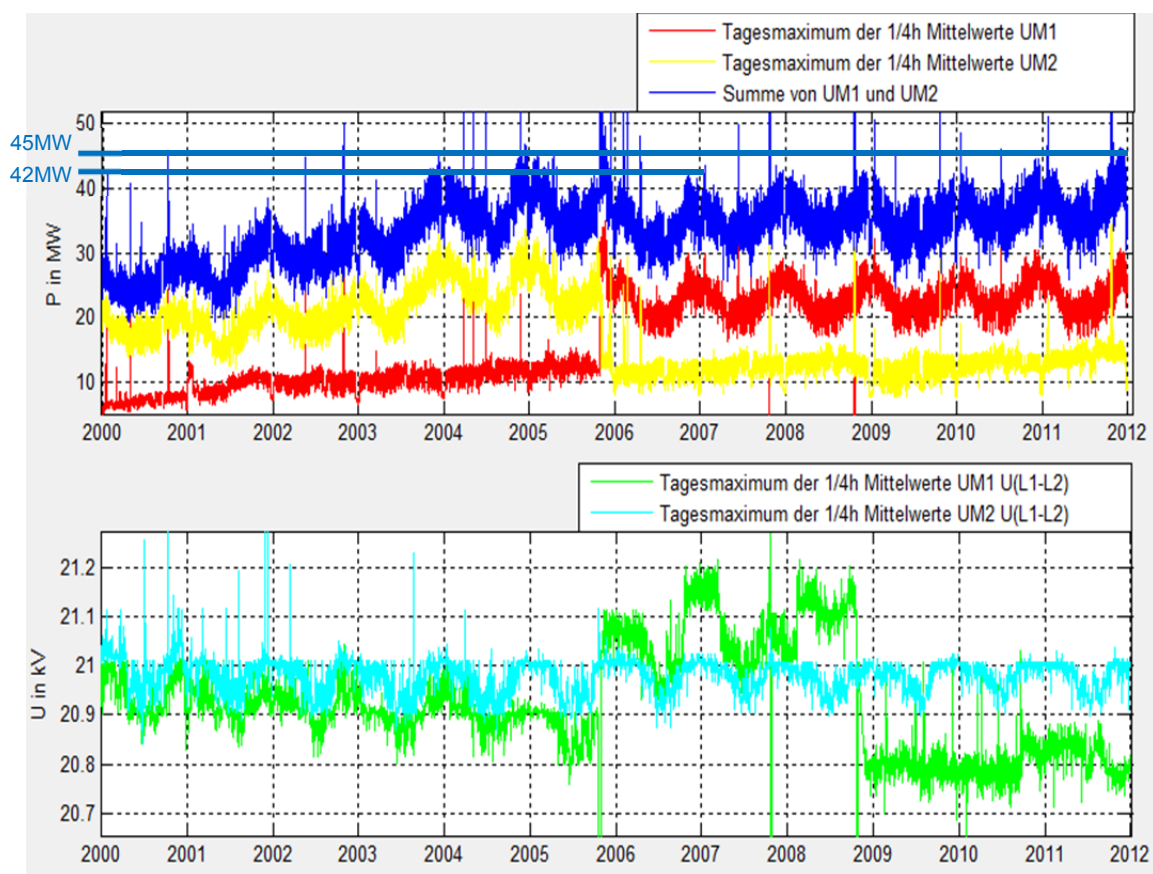


Abbildung 16: P und U der Umspanner im UW-Lieboch

Im UW-Lieboch ist derzeit ein Umspanner mit einer Nennleistung von 47MVA (UM1) für die Versorgung des öffentlichen Verteilnetzes und ein zweiter Umspanner mit einer Nennleistung von 40MVA (UM2) für die Versorgung der Industriebetriebe im Raum Lieboch/Unterpremstätten vorhanden.

Wie aus Abbildung 16 ersichtlich ist, wird das n-1 Kriterium nicht verletzt, da die Tagesmaxima der Summenleistung im UW-Lieboch rund 45MW betragen und bei

Ausfall von einem Umspanner die benötigte Leistung durch kurzzeitige Überbelastung des zweiten Umspanners bereitgestellt werden kann.

Im UW-Deutschlandsberg sind zwei Umspanner (UM1 und UM5) mit der Nennleistung von 40MVA installiert, welche das öffentliche Verteilnetz (UM5) und die Industriebetriebe (UM1) im Raum Deutschlandsberg versorgen. Die Summe der beiden Umspannerleistungen beträgt rund 30MW und verletzt somit das n-1 Kriterium nicht.

Für die Leistungsprognoseentwicklung wurden die Umspannerleistungen des UW-Liebochs herangezogen.

Da im Zeitraum von 2000 bis 2006 kein natürlicher Lastzuwachs (diverse Netzumschaltungen usw.) ableitbar ist, wurde der Zeitraum von 2007 bis 2012 herangezogen. In diesen fünf Jahren gab es durchschnittlich einen jährlichen Zuwachs von 1,5% der in Abbildung 16 aus der Summe der Umspanner-Leistungen im UW-Lieboch hervor geht. Bei genauerer Betrachtung des Lastzuwachses wird deutlich, dass erst im Jahr 2011 ein Wachstum ersichtlich ist. Dies lässt sich vermutlich auf die Wirtschaftskrise 2009 zurückführen.

4.2 Definition der Szenarien

Für die durchgeführten Untersuchungen wurden folgende Szenarien herangezogen. Mit dem Netzbetreiber wurde ein Schwach-Last / Stark-Erzeugung Szenario und ein Stark-Last / Schwach-Erzeugung Szenario mit den 5% bzw. 95% Quantilen aus den Messwerten und Lastprofilzählern von Jahr 2010 definiert.

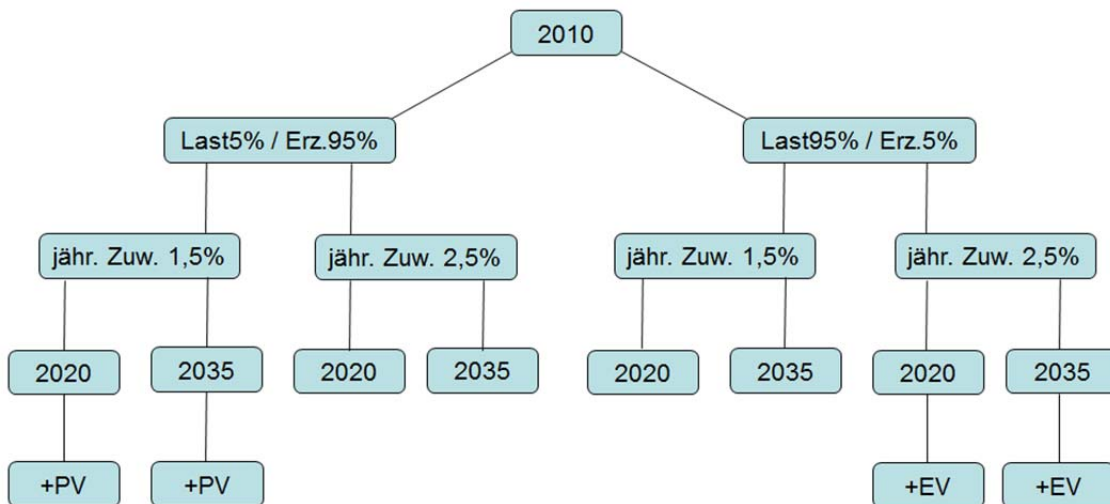


Abbildung 17: Definierter Szenarien-Baum für nachfolgende Berechnungen

2010: Lastdaten auf Basis der Stationslasten des Jahres 2010, welche aus den Kundenverrechnungsdaten mittels Normlastprofilen bzw. Daten aus den Lastprofilzählungen ermittelt wurden, bilden die Grundlage für die Berechnungen. Ausgehend vom Basisjahr 2010 wird ein „Schwach-Last / Stark-Erzeugung-Szenario“ und ein „Stark-Last / Schwach-Erzeugung-Szenario“ erstellt.

Last5% / Erz.95%: Unter einem Schwach-Last / Stark-Erzeugung-Szenario versteht man, dass das 5% Quantil gleichzeitig für alle Lasten bzw. das 95% Quantil gleichzeitig für alle Erzeugungen in NEPLAN eingespielt werden.

Last95% / Erz.5%: Unter einem Stark-Last / Schwach-Erzeugung-Szenario versteht man, dass das 95% Quantil gleichzeitig für alle Lasten bzw. das 5% Quantil gleichzeitig für alle Erzeugungen in NEPLAN eingespielt werden.

jähr. Zuw. 1,5%: Aus dem im Zeitraum 2007 – 2012 vorhanden Zuwachs geht das Szenario mit einem jährlichen Wachstum (entspricht Verbraucherschutzwachstum) von 1,5% hervor (siehe Kapitel 4.1).

Das jährliche Wachstum von Kunden mit Lastprofilzählern, welche ein P_{\max} größer als 300 kW aufweisen, wird mit 0,25% jährlich hochgerechnet, da bei Kunden dieser Größenordnung ein jährliches Wachstum von 1,5% in der Regel nicht der Realität entspricht. Die restlichen Kundenlasten werden mit einem jährlichen Wachstum von 1,5% hochskaliert.

jähr. Zuw. 2,5%: Um trotzdem eine Reserve für die nächsten Jahre einzuplanen wurde ein zweites ambitioniertes Wachstum (entspricht Verbraucherwachstum) Szenario mit einem jährlichen Zuwachs von 2,5% geschaffen.

Das jährliche Wachstum von Kunden mit Lastprofilzählern, welche ein P_{\max} größer als 300 kW aufweisen, wird mit 0,25% jährlich hochgerechnet, da bei Kunden dieser Größenordnung ein jährliches Wachstum von 2,5% nicht der Realität entspricht. Die restlichen Kundenlasten werden mit einem jährlichen Wachstum von 2,5% hochskaliert.

2020: Im Jahr 2020 wird ein fiktiver Lastzustand mit einer Laststeigerung von 1,5% bzw. 2,5% pro Jahr nach Gleichung (4.1) und (4.2) geschaffen. Dies entspricht einer Leistungssteigerung um 16% bzw. 28% in 10 Jahren bei konstantem $\cos(\varphi) = 0,95$.

$$\underline{P}_{2020} = \underline{P}_{2010} \cdot 1,015^{10} = \underline{P}_{2010} \cdot 1,16 \quad (4.1)$$

$$\underline{P}_{2020} = \underline{P}_{2010} \cdot 1,025^{10} = \underline{P}_{2010} \cdot 1,28 \quad (4.2)$$

\underline{P}_{2020} Wirkleistung an den Stationen

2035: Im Jahr 2035 wird ein fiktiver Lastzustand mit einer Laststeigerung von 1,5% bzw. 2,5% pro Jahr nach Gleichung (4.3) und (4.4) geschaffen. Dies entspricht einer Leistungssteigerung um 45% bzw. 85% in 25 Jahren bei konstantem $\cos(\varphi) = 0,95$.

$$\underline{P}_{2035} = \underline{P}_{2010} \cdot 1,015^{25} = \underline{P}_{2010} \cdot 1,45 \quad (4.3)$$

$$\underline{P}_{2035} = \underline{P}_{2010} \cdot 1,025^{25} = \underline{P}_{2010} \cdot 1,85 \quad (4.4)$$

\underline{P}_{2035} Wirkleistung an den Stationen

Last5% / Erz.95% + jähr. Zuw. 1,5% + 2020 / 2035 + PV: Die Photovoltaikeinspeisung wird nur beim Szenario mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung, einem jährlichen Zuwachs von 1,5% und für die Jahre 2020 sowie 2035 untersucht, da diese dort die stärksten Auswirkungen (z.B.: Spannungsanhebung) zeigen wird. Würde man die PV-Einspeisung bei einem Stark-Last Szenario dazu addieren, würden sich die Auswirkungen der PV-Einspeisung und der Lastzuwachs teilweise kompensieren (z.B.: Spannungsanhebungen, Auslastungen, usw.).

Für den jeweils betrachteten Zeitraum wurden in Kapitel 3.5 Photovoltaikleistungen definiert. Im Hinblick auf die in Kapitel 3.5 getroffenen Überlegungen und nach Absprache mit dem Netzbetreiber wird die installierte Photovoltaikleistung (9MW (2020) bzw. 12,6MW (2035)) auf alle 801 Lastknoten gleichmäßig verteilt. Die Aufteilung auf alle Lastknoten wird für diese Untersuchungen als ausreichend genau angesehen.

Last95% / Erz.5% + jähr. Zuw. 2,5% + 2020 / 2035 + EV: Die E-Mobilität wird nur beim Szenario mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Zuwachs von 2,5% und für die Jahre 2020 sowie 2035 untersucht, da diese dort die stärksten Auswirkungen (z.B.: Spannungsabfall) zeigen wird. Würde man die E-Mobilität bei einem Schwach-Last Szenario dazu addieren, würden sich die Auswirkungen der E-Mobilität und der Schwach-Lastzustand teilweise kompensieren (z.B.: Spannungsanhebungen, Auslastungen, usw.).

Im Hinblick auf die in Kapitel 3.4 getroffenen Überlegungen und in Abstimmung mit dem Netzbetreiber wird die zusätzliche benötigte Energie der E-Mobilität mit den normierten Gewichtungsfaktoren (Abbildung 12) von 16 Uhr zu 70% auf Knoten in der Nähe von Ballungszentren und zu 30% auf die restlichen Knoten aufgeteilt. Als Ballungszentren wurden der Raum um Lieboch, Lannach, Stainz, Frauental und die Stadt Deutschlandsberg definiert, wie in Abbildung 18 gezeigt.

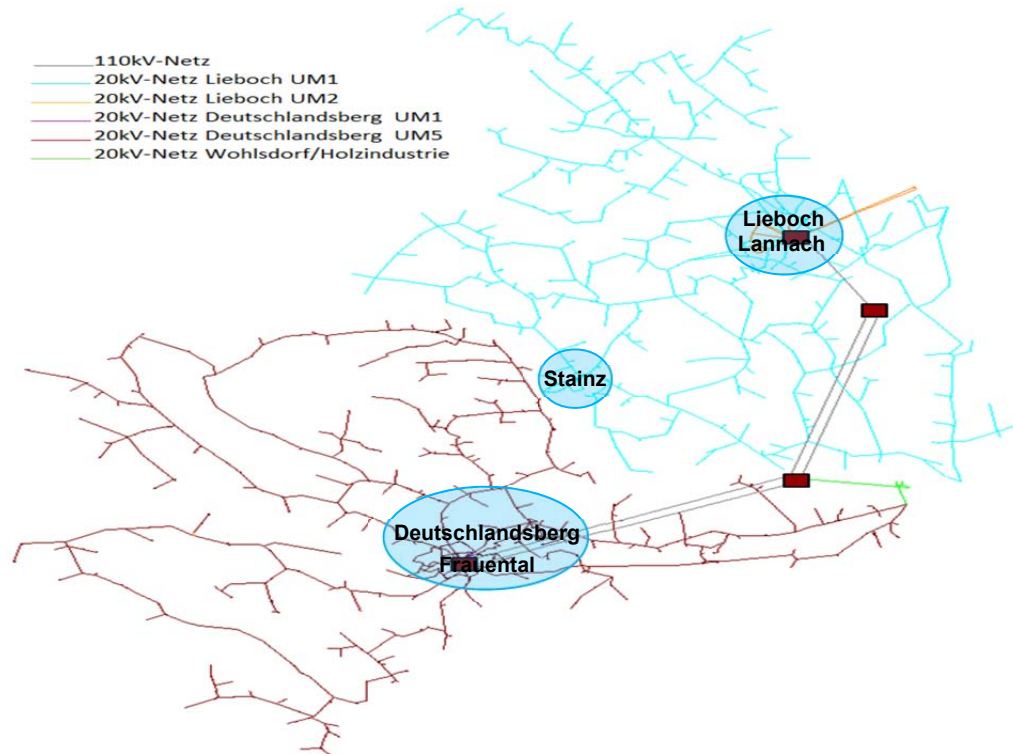


Abbildung 18: Ballungszentren im betrachteten Netzbereich

Der definierte Szenarien-Baum wird für folgende Zustände im Netz berechnet:

- **Normalschaltzustand:** Ist jener Schaltzustand in dem das Netz normalerweise bzw. im Jahr 2010 überwiegend betrieben wurde.
- **Sonderschaltzustand:** Ist jener Schaltzustand (gestörter Betrieb) bei der die Hauptversorgung nach Stainz ausfällt. Die Versorgung von Stainz wird über Umschaltungen im Netz (ist gleich Sonderschaltzustand) gewährleistet (siehe Abbildung 34).
- **Verstärkungen im 20-kV Netz:** Verstärkung im 20-kV Netz bedeutet, dass Freileitungen mit erneuerungswürdigem Zustand (z.B.: bei der Instandhaltung wurden Maststützpunkte ein kritischer Zustand zugeordnet) bzw. Freileitungen mit geringem Querschnitt (z.B.: 50/8mm²) durch Kabel ersetzt werden. Da die bei Kabelleitungen die Trassenführung nicht dieselbe ist wie bei Freileitungen, wird die Freileitungslänge mit dem Faktor 1,15 multipliziert (Kabellänge ist um 15% länger). Des Weiteren werden noch Maßnahmen bei der Transformatorspannungsregelung (aktive Compoundierung) bzw. Trennstellenoptimierungen im Netz durchgeführt.

- **Abstützung aus Preding:** Abstützung aus Preding bedeutet, dass eine weitere 110/20-kV Abstützung in Preding errichtet wird um das UW-Lieboch und das UW-Deutschlandsberg zu entlasten. Der Ort der neuen Abstützung wurde so gewählt, dass kein Ausbau des 110-kV Netzes nötig ist und somit ein bestehendes Umspannwerk (Anspeisung für Großkunden des Netzbetreibers) nur ausgebaut werden muss.

4.3 Lastfluss mit Lastprofilen

Für die Lastflussrechnung mit Lastprofilen wurde das Szenario Stark-Last / Schwach-Erzeugung mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV gewählt, um die Abschätzung der 95%-Quantil für die Last und den 5%-Quantil für die Erzeugung zu kontrollieren und zu plausibilisieren. Der Jänner 2010 wurde als Starklastmonat herangezogen und für das betrachtete Jahr 2035 hochskaliert, um die zeitliche Auslastung von Freileitungen, Kabeln, Umspanner und deren Spannungsänderungen zu zeigen. Die hochskalierten Lasten stammen aus realen Messungen bzw. aus Normlastprofilen des Netzbetreibers. Die Zusatzlast der EV wurde für jeden Tag nach dem normierten Ladeprofil (Abbildung 12) berechnet wobei der Unterschied zwischen Wochentag und Wochenende nicht berücksichtigt wurde.

5 Lastflussergebnisse

5.1 Einleitung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Lastflussrechnung in tabellarischer und grafischer Form dargestellt. In tabellarischer Form werden die Schwach-Last / Stark-Erzeugung und in einer weiteren Tabelle die Stark-Last / Schwach-Last Szenarien mit deren Netzwirkverlusten und Spannungsband im Netz dargestellt. Unter dem Spannungsband im Netz versteht man den höchsten und tiefsten Spannungswert, der im betrachteten Netz auftritt. Wo diese Punkte im Netzmodell wirklich auftreten, wird in der Knotenspannungsgrafik gezeigt. Weiters werden die Umspanner-, Freileitungs- und Kabelauslastungen dargestellt. Abschließend werden die Lastflussergebnisse mit Lastprofilen dargestellt.

Die Basis der Lastflussberechnung bilden die unter Kapitel 4 entwickelten Szenarien und das Netzmodell (siehe Abbildung 3), welches aus dem Prozessleitsystemprogramm des Netzbetreibers gebildet wurde. Die Szenarien beinhalten einerseits unterschiedliche Leistungsentwicklungsprognosen für die betrachteten Jahre 2020 und 2035. Andererseits werden die Leistungsentwicklungsprognosen mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung bzw. Stark-Last / Schwach-Erzeugung kombiniert und ergeben einen Szenarien Baum wie in Abbildung 17 gezeigt. Auf Grundlage der vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellten Daten wurden für die einzelnen Szenarien Belastungsdateien für die Lastflussrechnung erstellt.

Vor den Lastflussberechnungen wurden folgende Punkte im Netzmodell kontrolliert bzw. korrigiert:

- Im Netzmodell wurden die Trennstellen kontrolliert, ob diese den Trennstellen im Jahre 2010 (überwiegender Netzbetrieb) entsprechen.
- Bei den Lasten, wo keine Blindleistung vorhanden war, wurde ein $\cos(\varphi) = 0,95$ zugewiesen, damit es annähernd der Realität entspricht.
- Bei den Umspannwerken in Deutschlandsberg und Lieboch wurden die Abgänge des Netzmodelles mit den Messwerten aus dem Prozessleitsystem kontrolliert und die Lasten erforderlichenfalls skaliert.

Der Netzbetreiber hat gemäß interner Anweisungen basierend auf Normungen (ÖVE/ÖNORM EN 50160 und ÖNORM E1100) ein Spannungsband entwickelt, das als Grundlage für die Planung des Mittelspannungsnetzes dient. Gemäß der Netzbetreiber Anweisung wird das erlaubte Spannungsband im Mittelspannungsnetz mit $\pm 2\%$ der Nennspannung, $\pm 1\%$ Regelumspanners (Spannungsregler des 110/20-kV Umspanners) und mit -5% der Nennspannung definiert. Wenn die Spannungswerte auf

20,5kV, wie im Netzmodell definiert, bezogen werden (20,5kV = 1 pu (per unit)), beträgt das erlaubte Spannungsband ohne Berücksichtigung des Regelumspanners 0,95 pu (19,47kV) bis 1,02 pu (20,91kV). In der weiterführenden Arbeit werden diese Daten herangezogen. In Abbildung 19 wird das Spannungsband des Netzbetreibers in Anlehnung an die Europeanorm EN 50160 für das Mittelspannungs- und Niederspannungsnetz dargestellt.

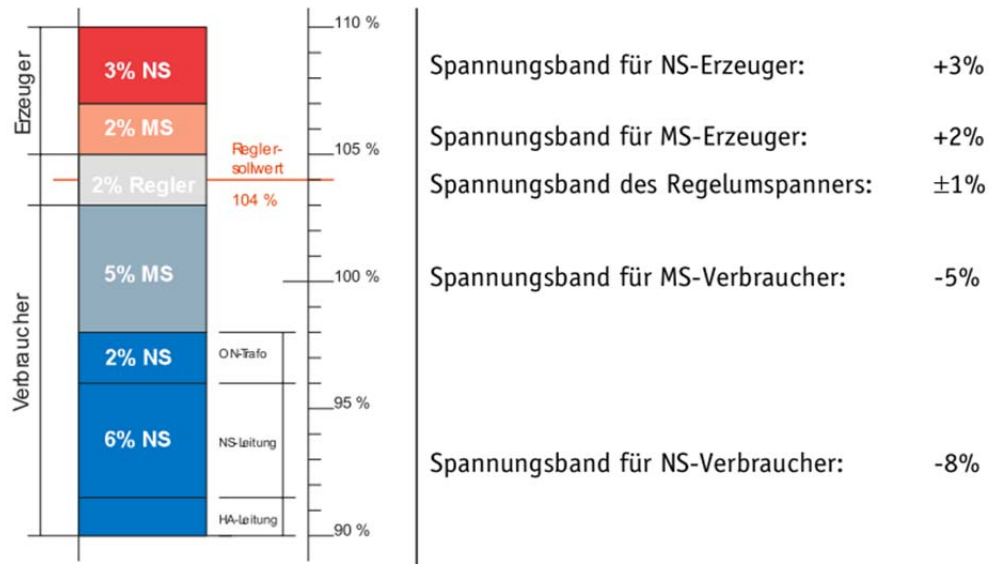


Abbildung 19: Planungsspannungsband im Verteilnetz der Stromnetz Steiermark GmbH (Quelle: [27])

5.2 Normalschaltzustand

Als Normalschaltzustand wird jener Schaltzustand definiert, bei dem im Netzmodell keine Trennstellen verändert wurden und das Netz im Jahr 2010 überwiegend betrieben wurde.

5.2.1 Spannungsband und Netzverluste

Die einzelnen Lastflussrechnungen für die Schwach-Last / Stark-Erzeugung Szenarien werden in Abbildung 20 dargestellt. Zum einen werden die Netz-Wirkverluste in Megawatt (linke y-Achse), zum anderen das Spannungsband in Prozent (rechte y-Achse) gezeigt. Aus den Schwach-Last / Stark-Erzeugung Szenarien erkennt man, dass mit keinen unzulässigen Spannungsanhebungen zu rechnen ist. Die Spannungserhöhungen, die in Kombination mit der Photovoltaikeinspeisung auftreten, lassen sich dadurch erklären (ein möglicher Grund), dass in dem betroffenen Netzbereich ein Wasserkraftwerk mit einer installierten Leistung von 1MW ($\cos(\varphi) = 0,79$) befindet. (siehe Abbildung 22).

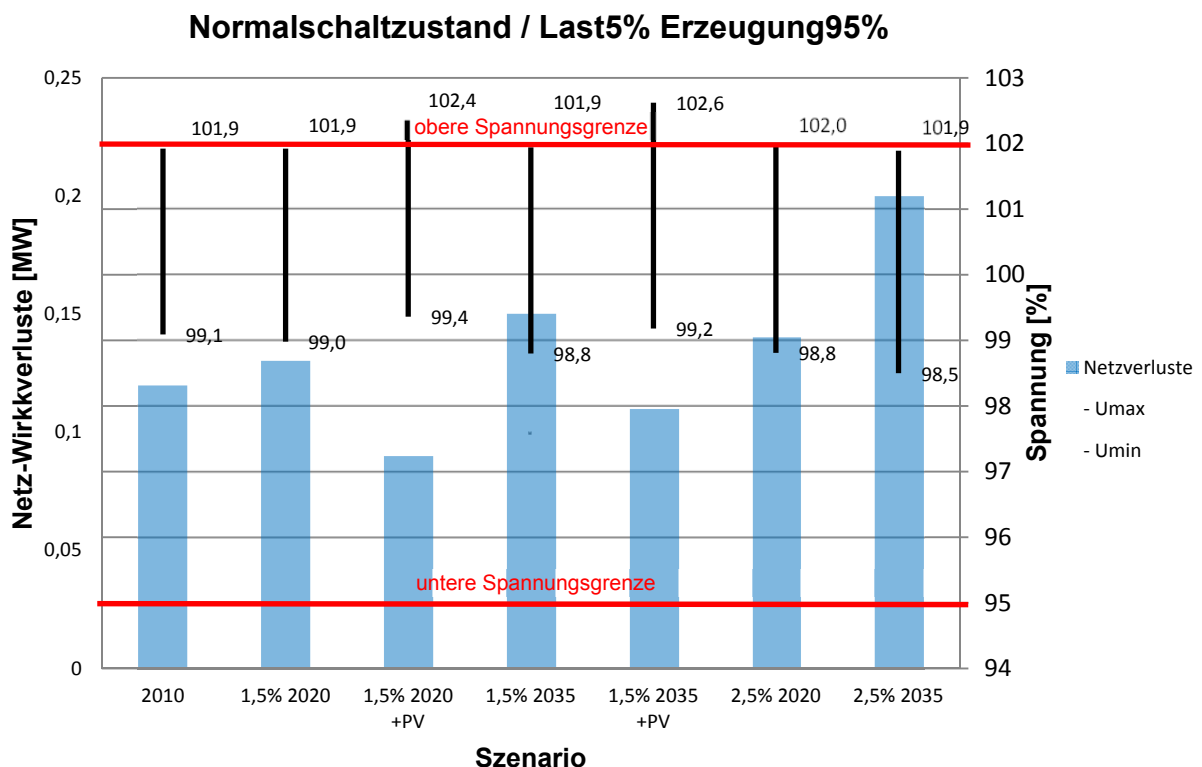


Abbildung 20: Szenarien Normalschaltzustand mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung

Die Lastflussberechnungen mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung zeigen im Gegensatz zu Schwach-Last / Stark-Erzeugung teilweise große Grenzwert-Unterschreitungen auf. Würde man das Netz so bestehen lassen wie es jetzt ist, und treten die angenommen Leistungsentwicklungsszenarien im Jahr 2035 ein, ist mit sehr starken Unterschreitungen der Spannungsgrenzen zu rechnen.

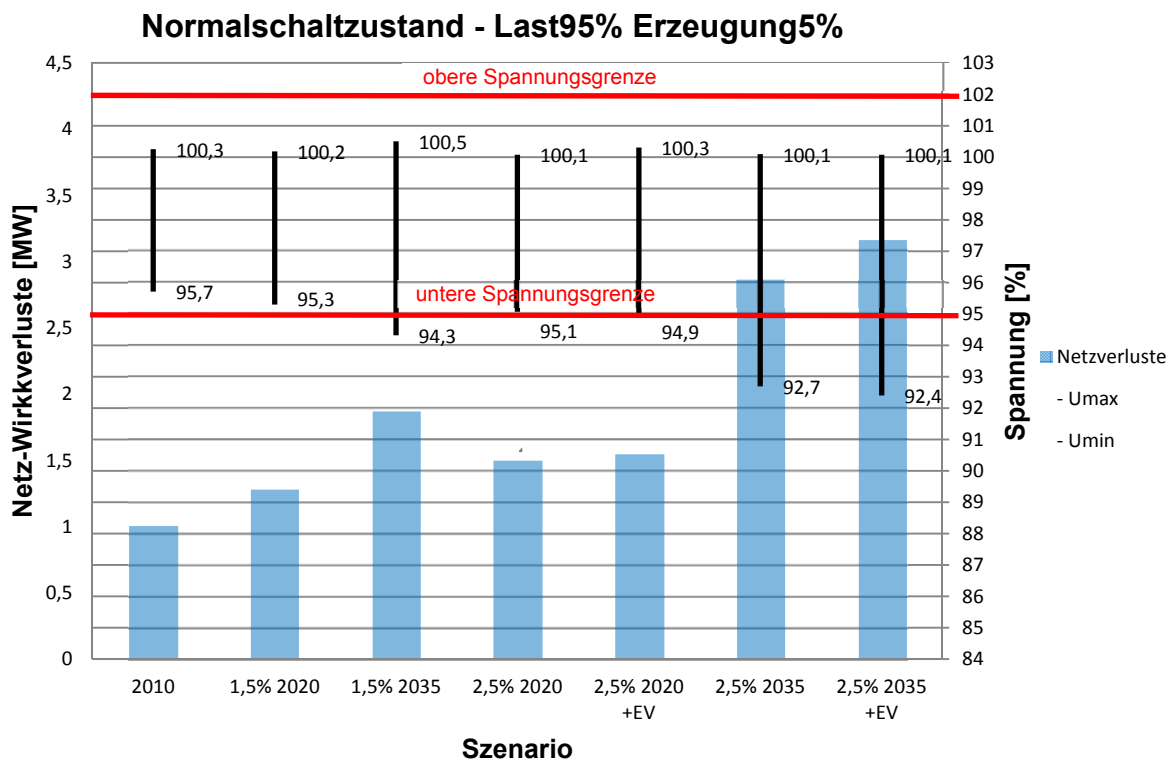


Abbildung 21: Szenarien Normalschaltzustand mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung

5.2.2 Knotenspannung

Die in Abbildung 22 eingefärbten Knoten zeigen die Knotenspannungsergebnisse aus der Lastflussrechnung für das Szenario Schwach-Last / Stark-Erzeugung im Jahr 2010. Die Signalfarbe rot soll die Netzbereiche zeigen, wo es zu Spannungserhöhungen kommen kann. Es zeigt sich, dass die Spannung großflächig zwischen 99% bis 100% liegt und es zu keinen Spannungsgrenzen-Verletzungen kommt.

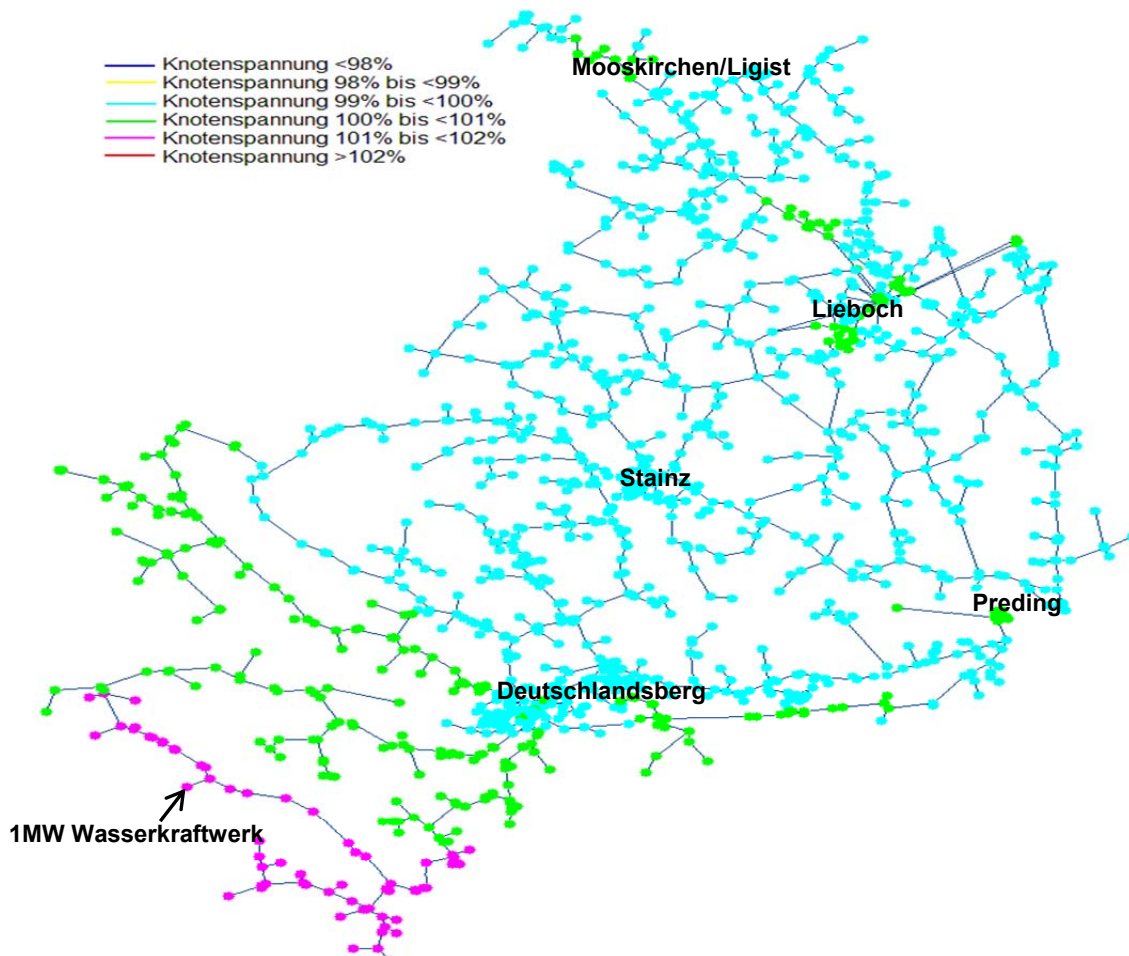


Abbildung 22: Aktuelle Knotenspannungen vom Jahr 2010 mit Schwach-Last und Stark-Erzeugung

Vergleicht man Abbildung 23 und Abbildung 24 wird deutlich, dass die vermehrte Photovoltaikeinspeisung von $12,6\text{MW}_{\text{peak}}$ im Jahr 2035 die obere Spannungsgrenze im Bereich des 1MW Wasserkraftwerks verletzt. Jedoch kann durch geeignete Wahl des $\cos(\varphi)$ im Wasserkraftwerk dieses Problem behoben werden.

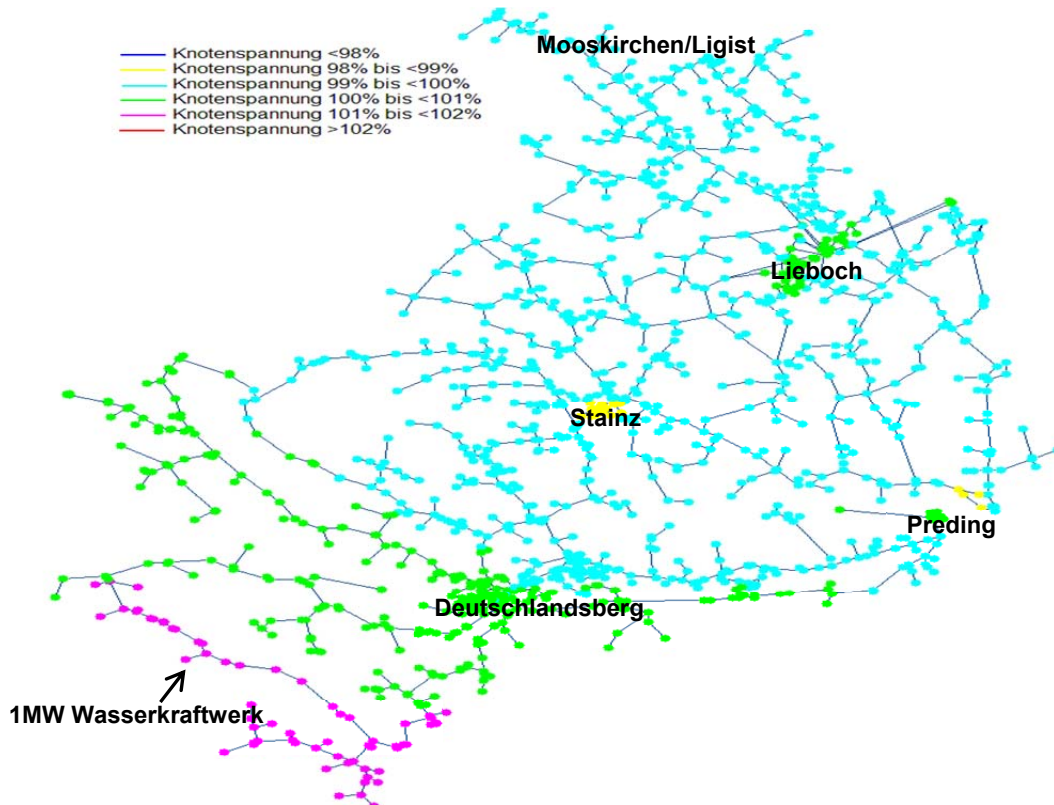


Abbildung 23: Knotenspannungen für Normalschaltzustand mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung und einem jährlichen Wachstum von 1,5% bis 2035

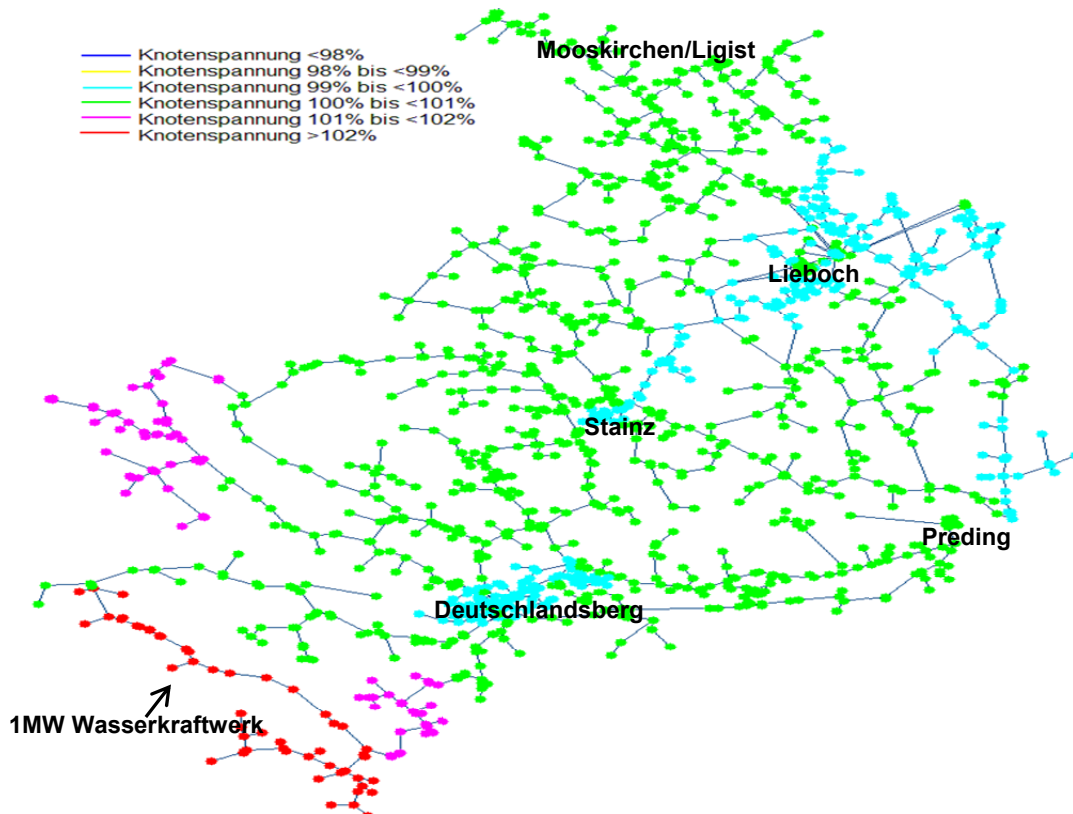


Abbildung 24: Knotenspannungen für Normalschaltzustand mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 1,5% bis 2035 und 12,6MW_{peak} Photovoltaikeinspeisung

Abbildung 25 stellt das Szenario Stark-Last / Schwach-Erzeugung für das Jahr 2010 dar. Die Signalfarbe rot soll die Netzbereiche zeigen, wo es zu Spannungsunterschreitung (Spannungsproblemen) kommen kann. Bemerkenswert an dieser Abbildung ist, dass es in Stainz zu Spannungsproblemen kommen kann.

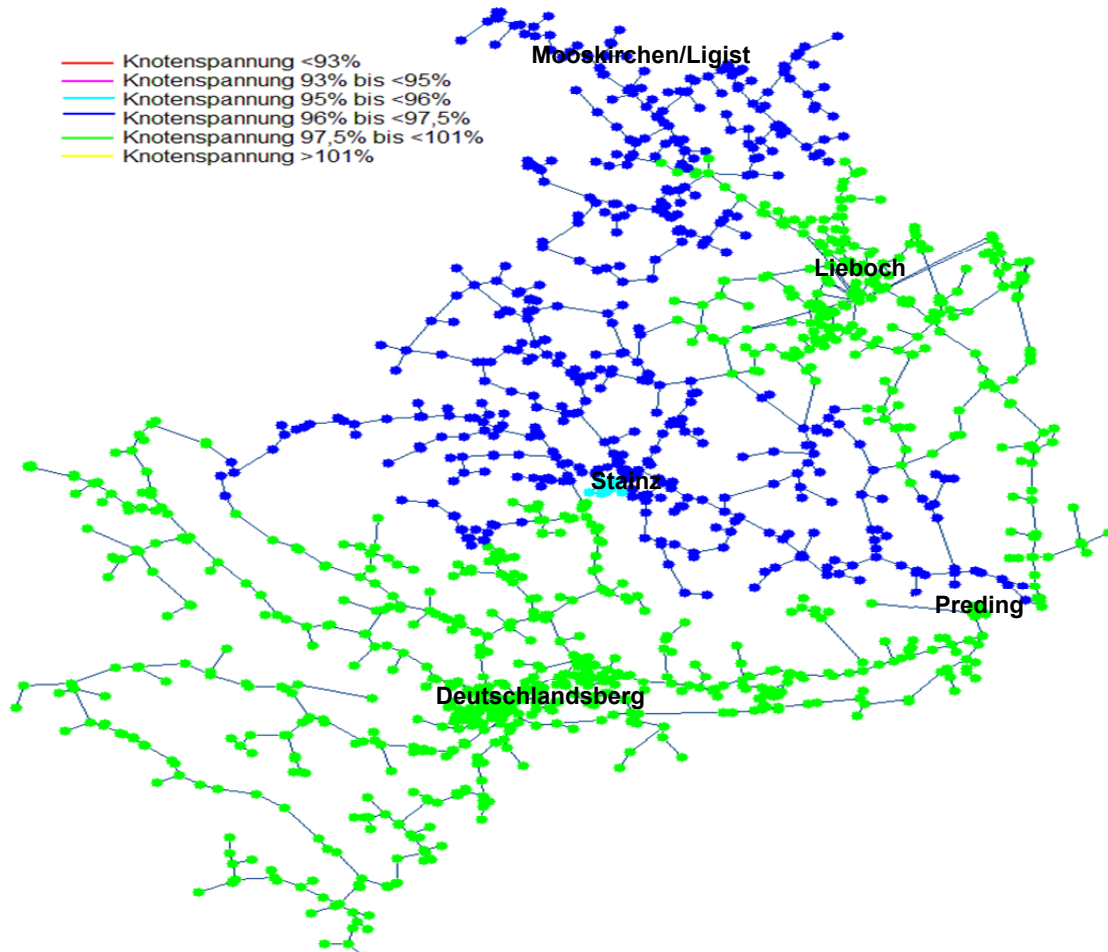


Abbildung 25: Aktuelle Knotenspannungen vom Jahr 2010 mit Stark-Last und Schwach-Erzeugung

Abbildung 26 zeigt den Normalschaltzustand mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung und einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035 bzw. Abbildung 27 inkludiert auch noch den Verbrauch der EVs. In beiden Abbildungen wird deutlich, dass der Netzbereich, welcher von Deutschlandsberg aus versorgt wird keine Spannungsgrenzen verletzt. Hingegen wird im Netzbereich, der aus Lieboch versorgt wird, im Bereich Mooskirchen/Ligist und im Großraum Stainz bis Preding die untere Spannungsgrenze erheblich verletzt, was durch die EV noch leicht verstärkt wird.

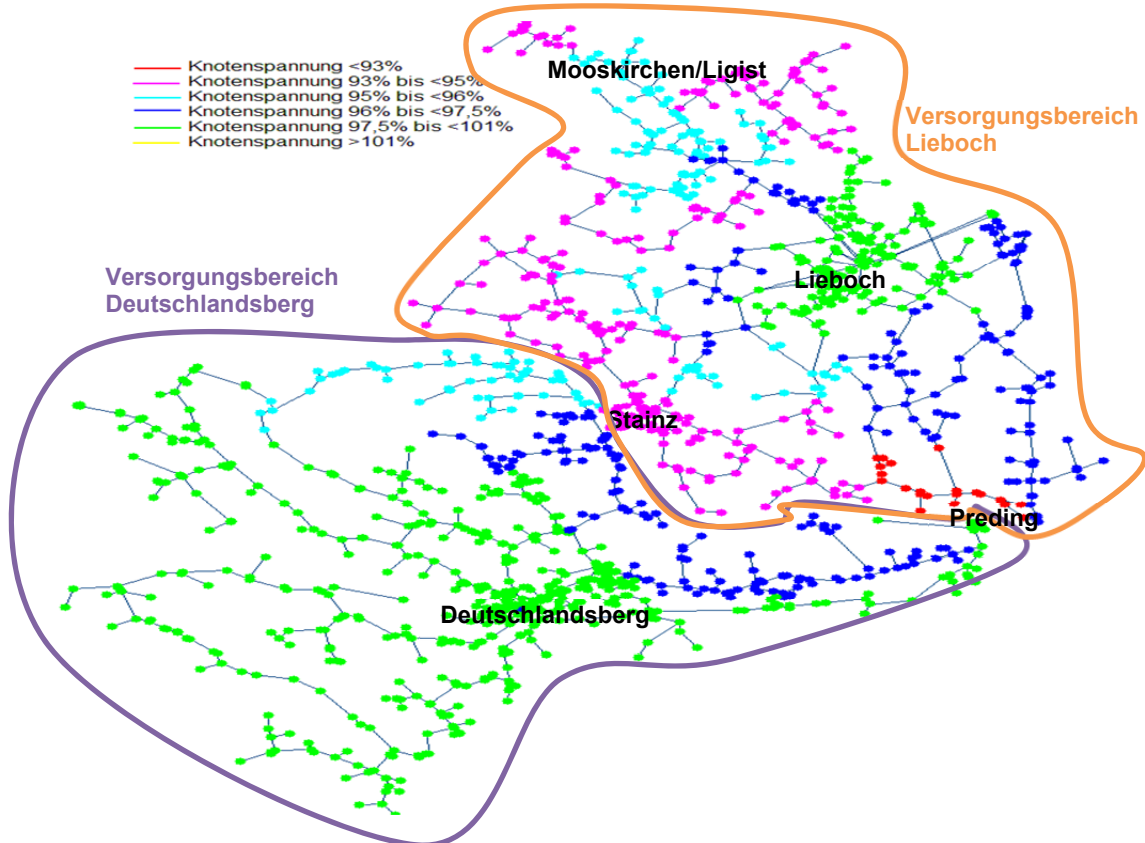


Abbildung 26: Knotenspannungen für Normalschaltzustand mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung und einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035

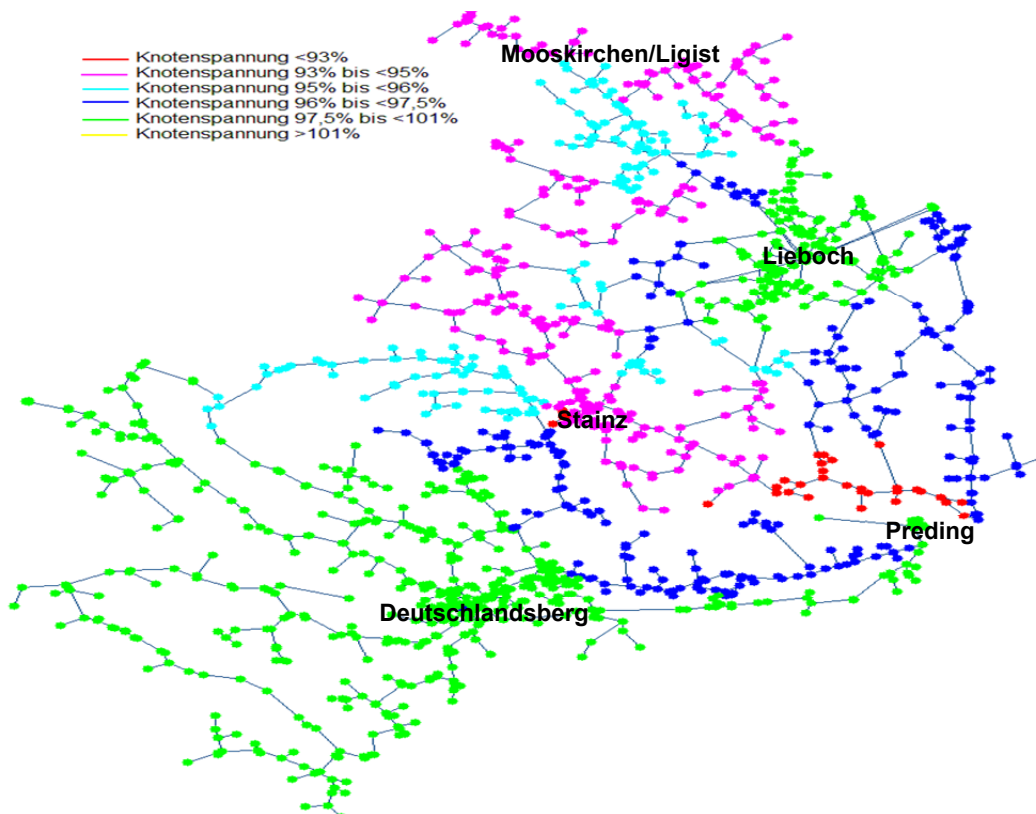


Abbildung 27: Knotenspannungen für Normalschaltzustand mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035 und EVs

5.2.3 Auslastung der Betriebsmittel

Abbildung 28 zeigt die Auslastung für das Szenario mit Normalschaltzustand mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035 und EVs. Man erkennt, dass es vereinzelt zu starker Auslastung kommt. Beispielsweise wird die Hauptversorgungsleitung nach Mooskirchen/Ligist für dieses Stark-Last / Schwach-Erzeugung Szenario zwischen 70% und 80% ausgelastet. Für die Leitungen nach Frauental und eine Leitung im Raum Lieboch ergibt sich eine Auslastung zwischen 80% und 90%.

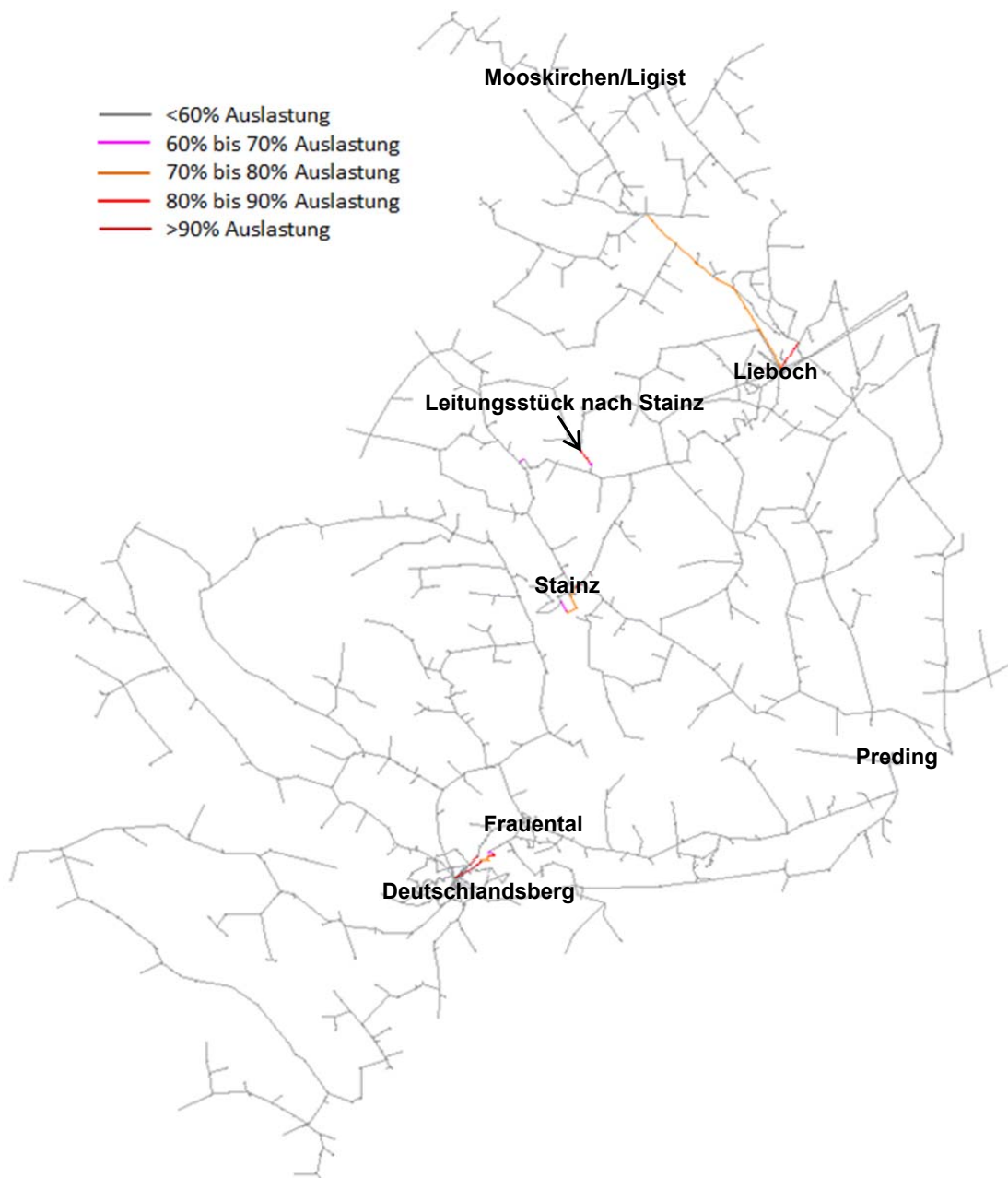


Abbildung 28: Auslastung der Leitungen für den Normalschaltzustand mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035 und EV

Tabelle 13 zeigt die Umspannerauslastung für fünf Szenarien mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung. Man erkennt, dass bei Eintreffen eines jährlichem Wachstum von 2,5% bis 2035 und EVs die Umspanner in Lieboch das n-1 Kriterium verletzen. Weiters zeigt sich, dass die Umspanner sehr unterschiedlich ausgelastet sind.

Umspanner	S _n Trafo	Auslastung									
		2010		1,5% 2020		1,5% 2035		2,5% 2020 +EV		2,5% 2035 +EV	
	[MVA]	[%]	[MVA]	[%]	[MVA]	[%]	[MVA]	[%]	[MVA]	[%]	[MVA]
UM1 UW LIB	47	71,5	33,6	81,4	38,3	100,1	47,0	90,2	42,4	132,5	62,3
UM2 UW LIB	40	30,9	12,4	31,9	12,7	33,6	13,5	32,4	13,0	35,5	14,2
UM1 UW DLB	40	9,6	3,9	9,9	4,0	10,3	4,1	9,9	4,0	10,4	4,2
UM5 UW DLB	40	61,2	24,5	70,1	28,0	86,6	34,6	78,5	31,4	118,0	47,2

Tabelle 13: Umspannerauslastung für Normalschaltzustand mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung

5.2.4 Lastfluss mit Lastprofilen

In Abbildung 29 werden ausgewählte Knotenspannungen aus der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario Normalschaltzustand mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV gezeigt. Es werden dazu die viertelstündlich gemessenen Belastungen im Jänner 2010 herangezogen und entsprechend hochskaliert. Dieser Zeitraum ist charakteristisch für ein Starklastverhalten im Netz.

In Abbildung 29 wird zum einen die Spannung des Knotens dargestellt, an dem ein 1MW Wasserkraftwerk angeschlossen ist und es vereinzelt zu geringfügigen Spannungsüberschreitungen kommt. Zum anderen werden die Spannungsprobleme in Stainz, Preding und Mooskirchen/Ligist dargestellt.

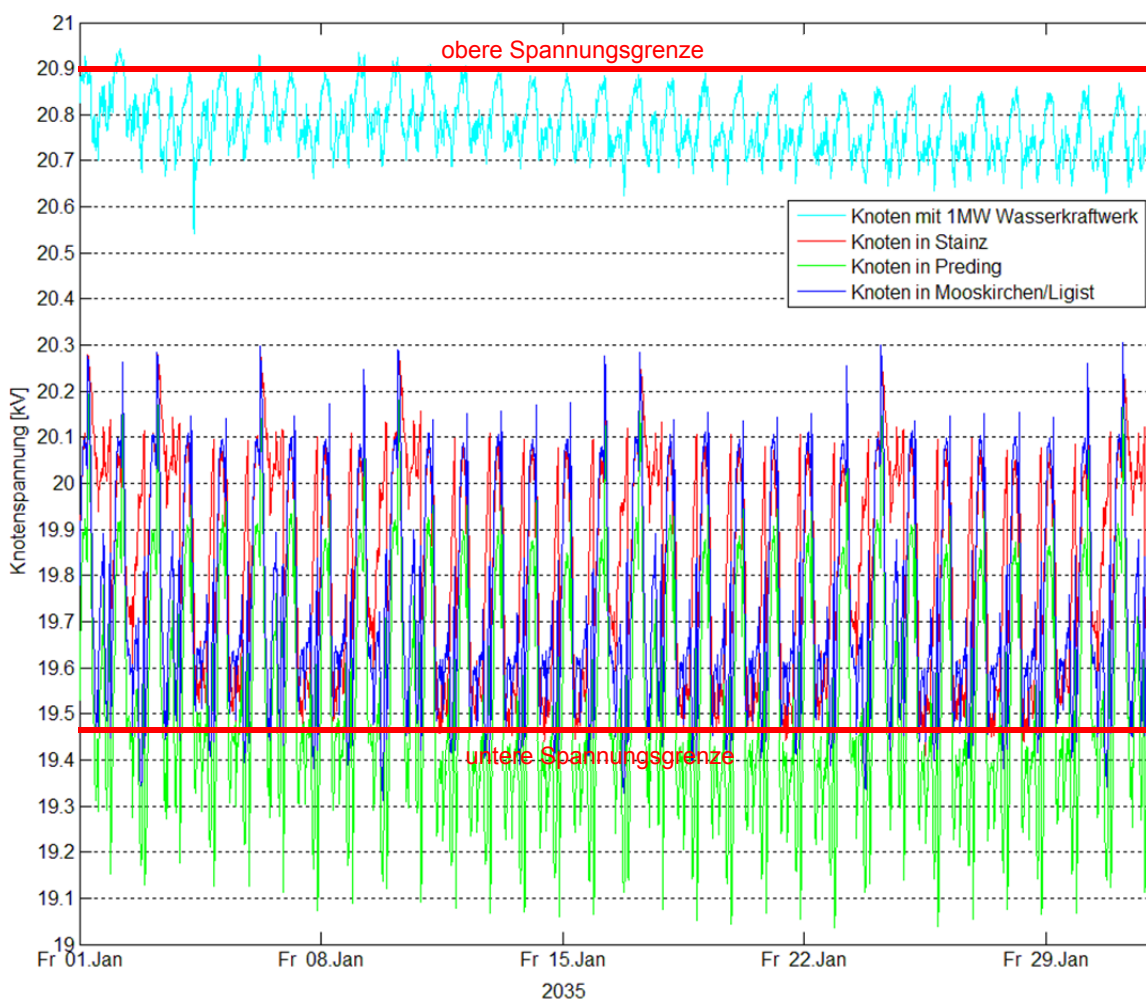


Abbildung 29: Lastflussergebnisse mit Lastprofilen für das Szenario Normalschaltzustand mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV für ausgewählte Knoten im betrachteten Netzbereich

Die Dauerlinien zu den Knotenspannungen in Abbildung 29 werden in Abbildung 30 dargestellt. Es lässt sich beobachten, dass für den Knoten in Preding die untere Spannungsgrenze fast zur Hälfte des betrachteten Zeitraums unterschritten wird. Im Gegensatz dazu, wird in Stainz die Spannungsgrenze nur zu einem Zehntel des Zeitraums unterschritten. Die obere Spannungsgrenze im Anschlusspunkt des 1MW Wasserkraftwerkes wird nur zu einem Hundertstel des betrachteten Zeitraums überschritten.

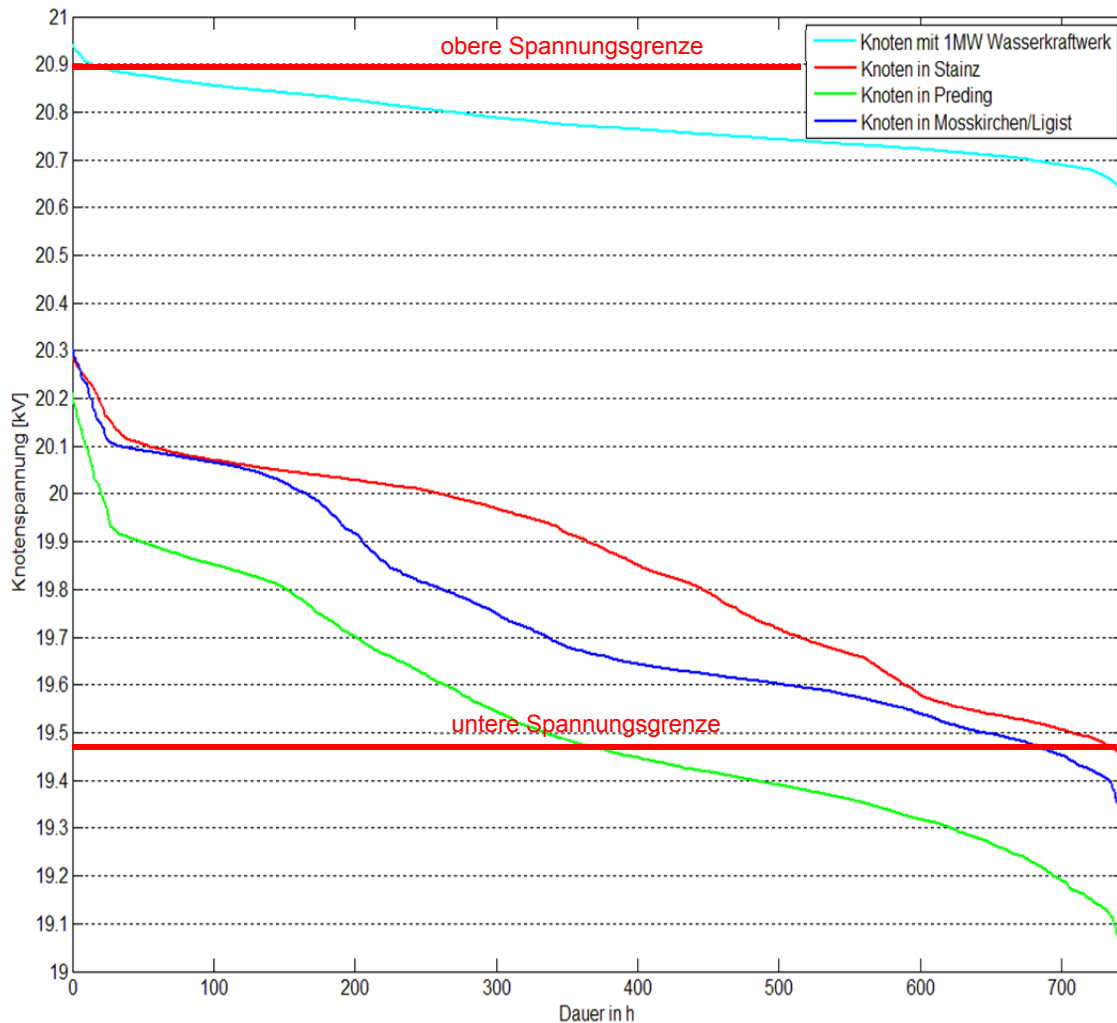


Abbildung 30: Dauerlinien der Knotenspannungen aus Abbildung 29

In Abbildung 31 werden ausgewählte Leitungen der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario Normalschaltzustand mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV gezeigt. Es zeigt sich, im Vergleich zur klassischen Lastflussrechnung (Abbildung 28), dass die betrachteten Leitungen um rund 10% geringer ausgelastet werden und der Ansatz, mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung für die Leitungsauslastung, auf der sicheren Seite gewählt ist.

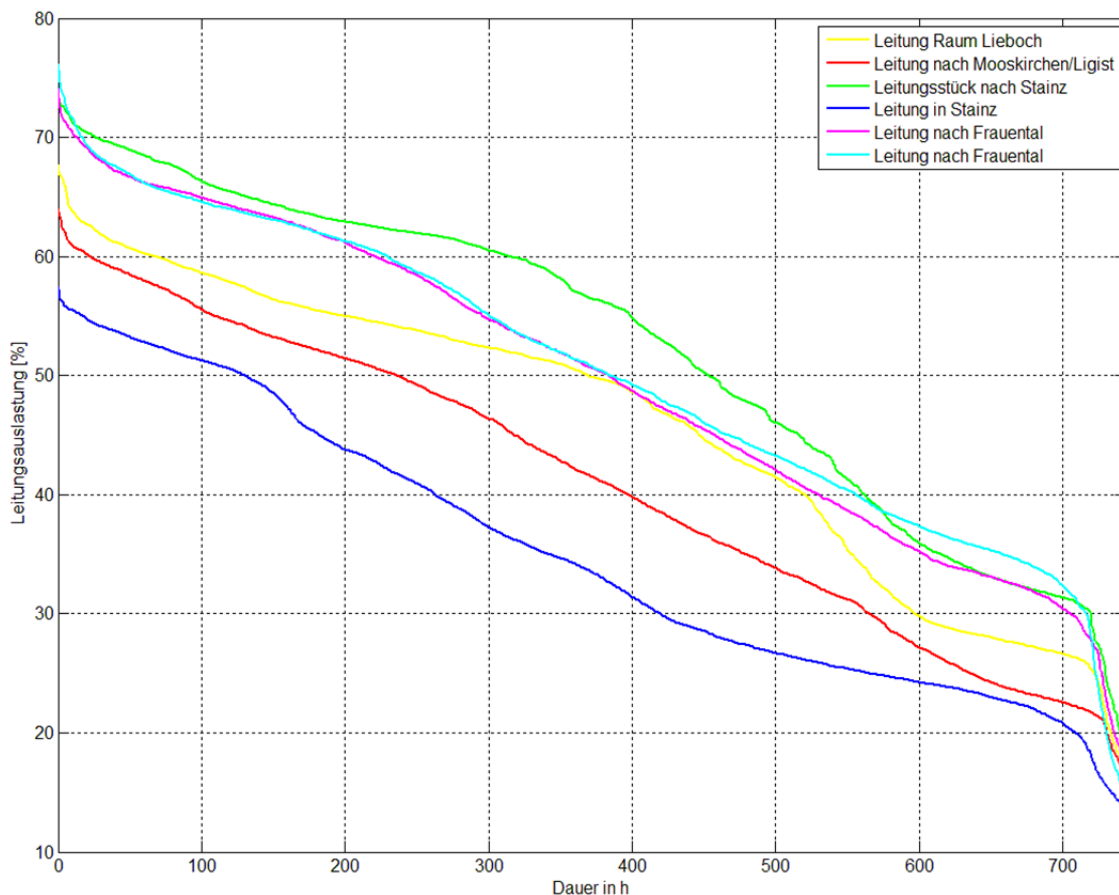


Abbildung 31: Dauerlinien der stark ausgelasteten Leitungen des Szenario 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV

In Abbildung 32 werden die Umspannerauslastungen für die Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario Normalschaltzustand mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV gezeigt. Im Vergleich mit Tabelle 13 lässt sich beobachten, dass die Umspanner zwischen 30% (öffentliche Verteilnetzumspanner) und 50% (Umspanner für Versorgung der Industrie) geringer ausgelastet werden. Das lässt sich auf den Stark-Last / Schwach-Erzeugung-Ansatz zurückführen, da im Netz nicht gleichzeitig bei allen Lasten das 95%-Quantil auftritt sondern über die Zeitreihe verteilt.

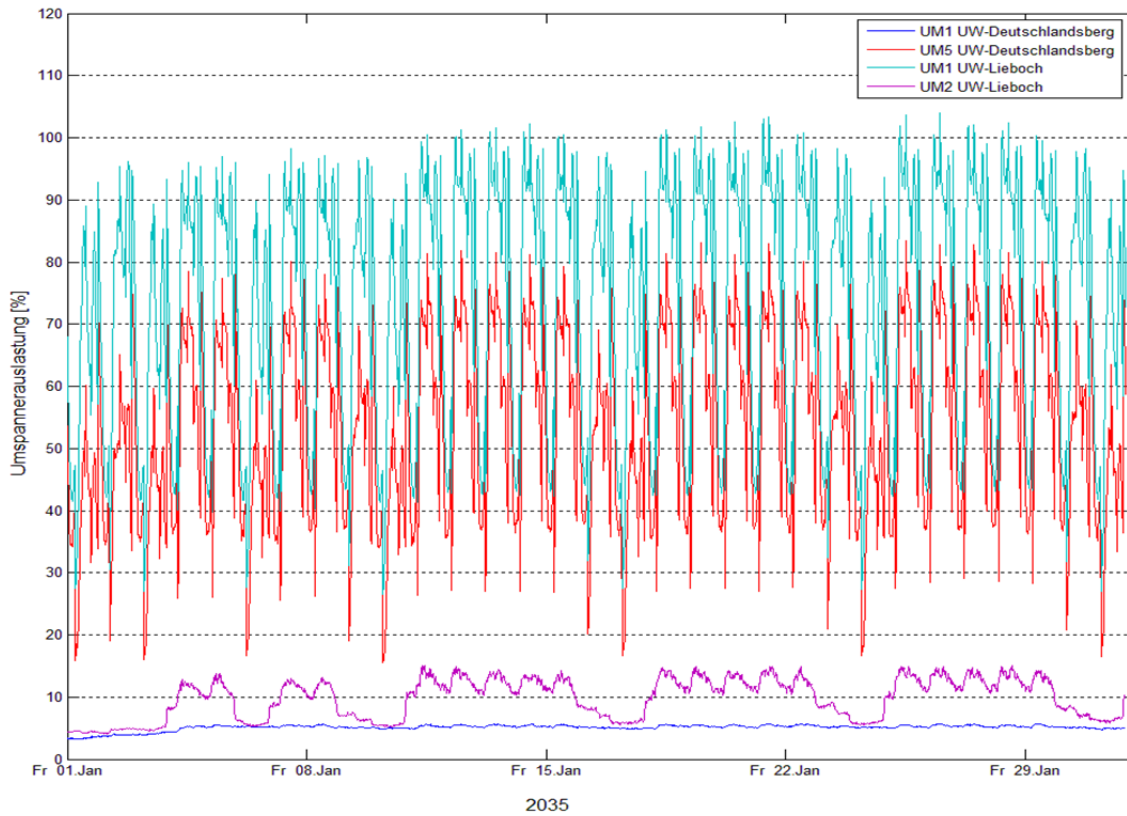


Abbildung 32: Umspannerauslastungen aus der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV

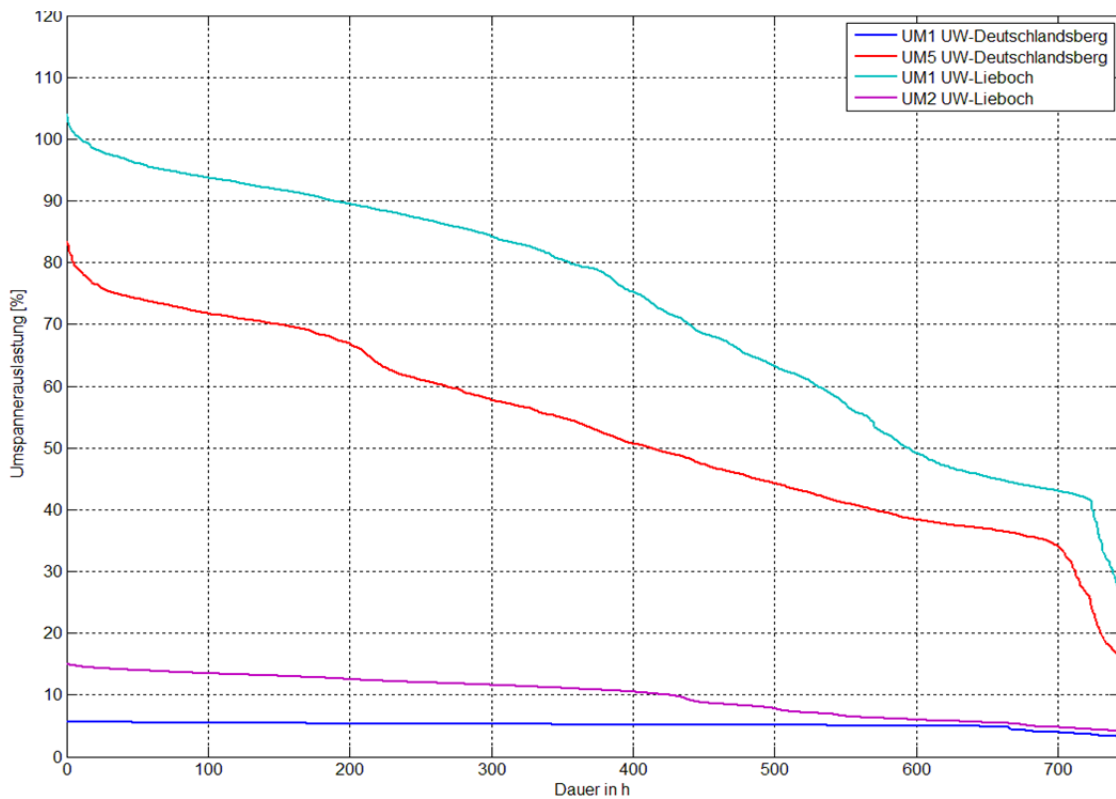
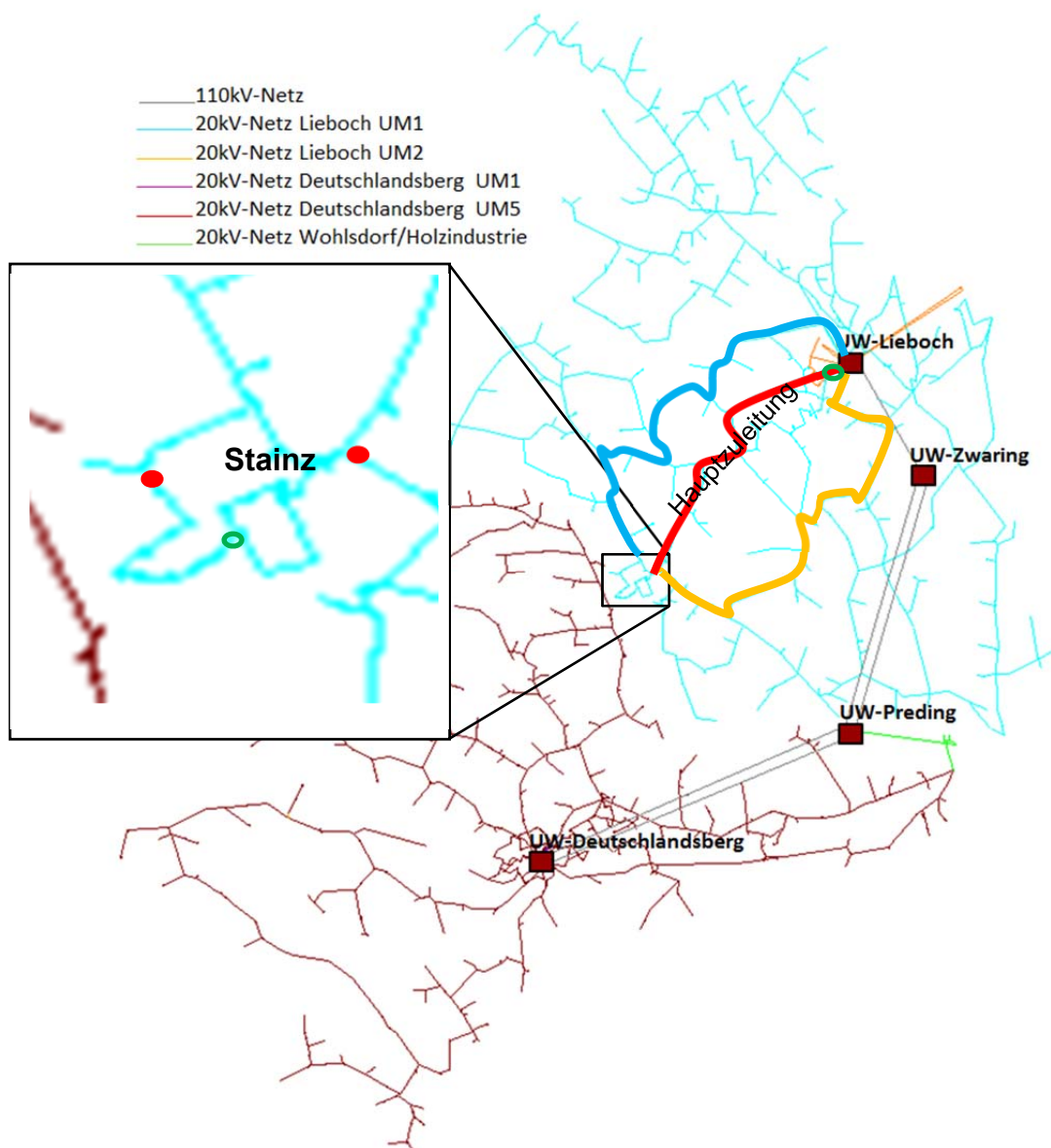


Abbildung 33: Dauerlinie der Umspannerauslastungen aus der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV

5.3 Sonderschaltzustand

Bei dem Sonderschaltzustand (ist gleich gestörter Betrieb) versteht man jenen Schaltzustand, welcher sich gegenüber dem Normalschaltzustand gemäß Abbildung 34 ändert. Die grünen Kreise entsprechen einer Trennstellenöffnung (UW-Lieboch und Stainz) bzw. rot gefüllten Kreise einer Trennstellenschließung (zweimal in Stainz). Das heißt, dass Stainz im Normalschaltzustand über die rote Leitung versorgt wird. Im Sonderschaltzustand wird die Hauptzuleitung im UW-Lieboch geöffnet und Stainz wird durch Trennstellenänderungen über die blaue und gelbe Leitung im gestörten Betrieb versorgt.



**Abbildung 34: Trennstellenänderung gegenüber dem Normalschaltzustand
(roter Kreis = Schalter schließen, grüner Kreis = Schalter geöffnet)**

5.3.1 Spannungsband und Netzverluste

Wie schon bei den Szenarien im Normalschaltzustand zu beobachten war, gibt es auch bei den Szenarien im Sonderschaltzustand mit Photovoltaikeinspeisung Verletzungen der oberen Spannungsgrenze, die auf denselben Gründen wie im Normalschaltzustand beruhen.

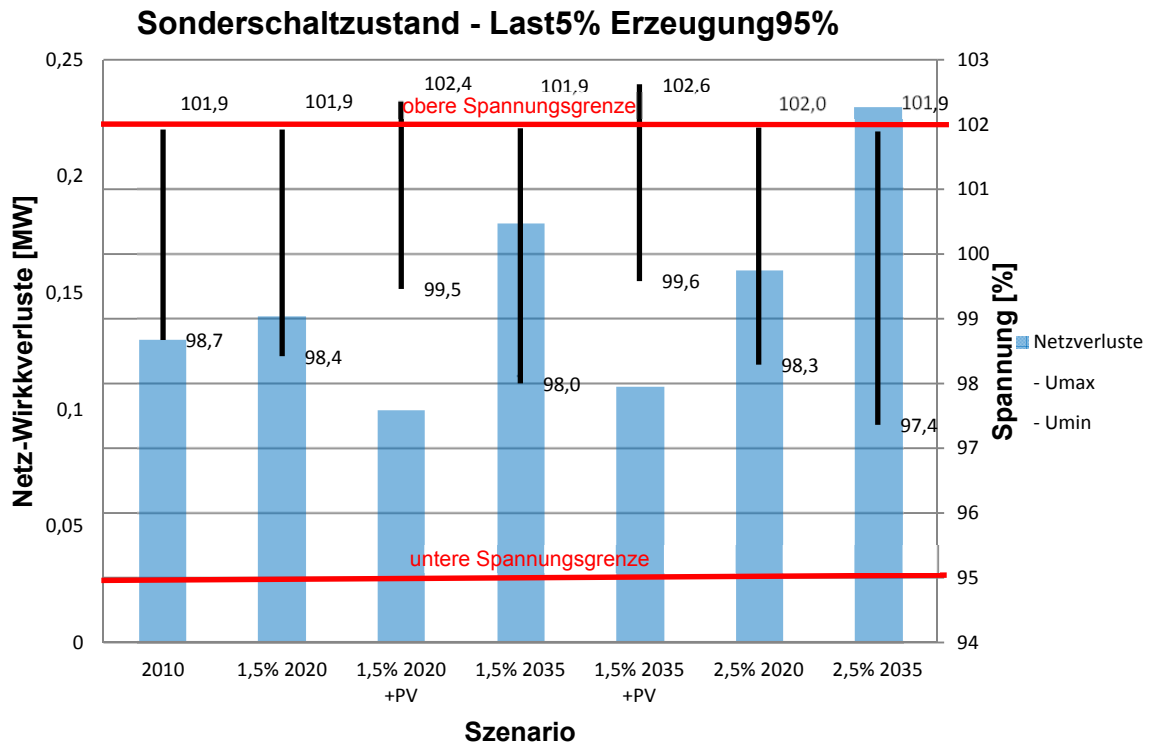


Abbildung 35: Szenarien Sonderschaltzustand mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung

Im Sonderschaltzustand mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung hätte es im Jahr 2010 schon massive Verletzungen der unteren Spannungsgrenze gegeben. Diese werden natürlich durch Leistungssteigerungen und Belastung der EVs noch verstärkt und würden im Jahr 2035 bis zu einem Spannungseinbruch auf 84,3% führen. In welchen Netzbereichen es zu solchen massiven Einbrüchen kommen würde, wird in den nachfolgenden Abbildungen gezeigt.

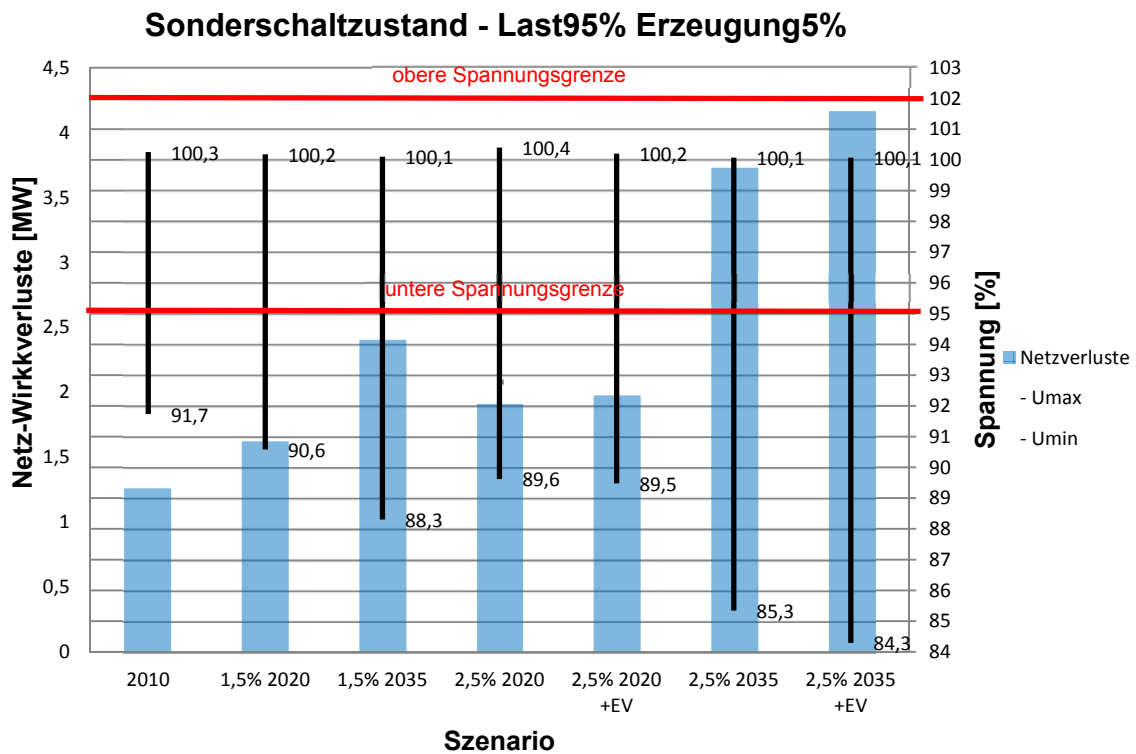


Abbildung 36: Szenarien Sonderschaltzustand mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung

5.3.2 Knotenspannungen

Im Normalschaltzustand mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung für das Jahr 2010 sank die Spannung nirgends unter 99%. Würde der betrachtete Netzbereich im Sonderschaltzustand betrieben, fällt die Spannung zwischen Stainz und Preding auf 98%, wie in Abbildung 37 zu sehen ist.

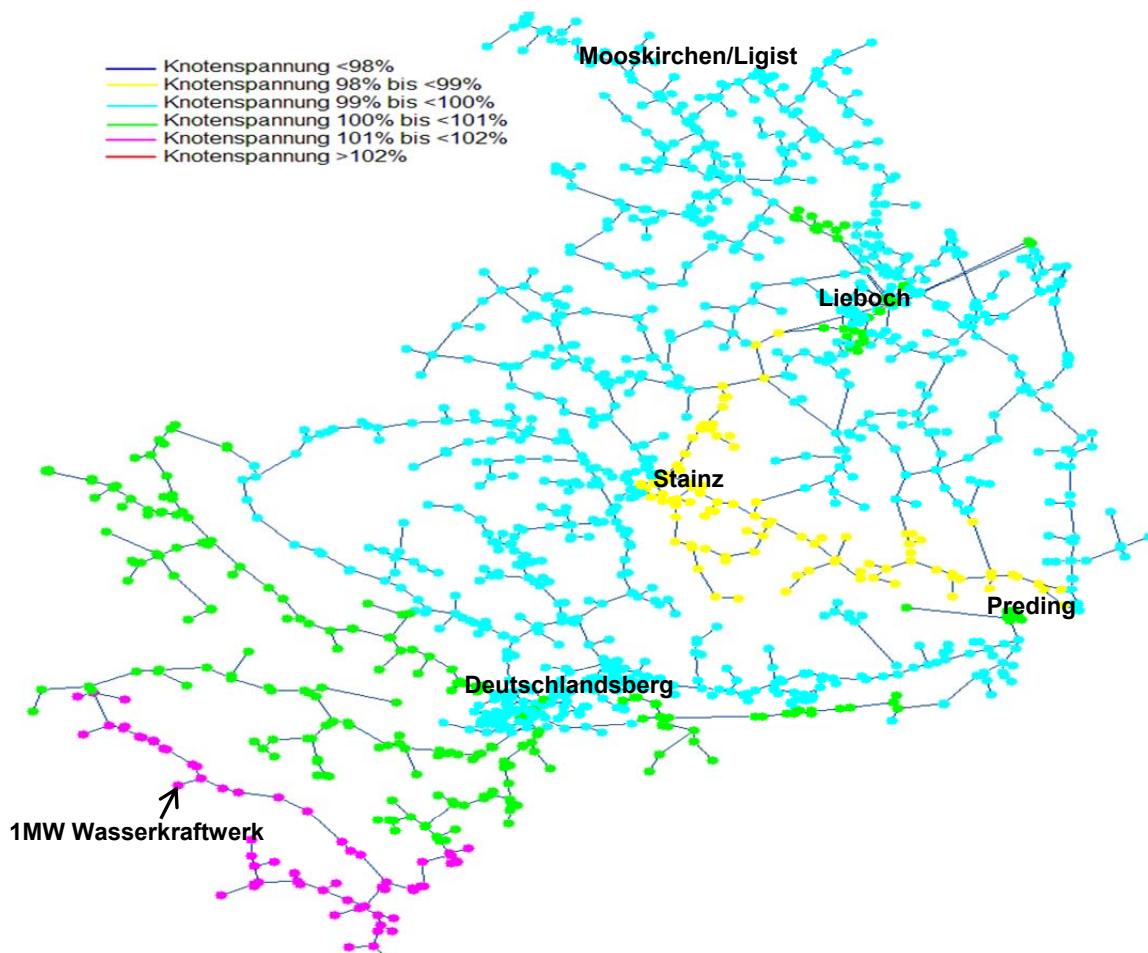


Abbildung 37: Knotenspannungen für Sonderschaltzustand mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung für das Jahr 2010

Der Spannungsbereich der zwischen 98% und 99% liegt (gelb) dehnt sich für das Jahr 2035 mit einem jährlichen Wachstum von 1,5% noch größer aus, wie in Abbildung 38 zu beobachten ist.

Erweitert man das Szenario Sonderschaltzustand mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung für das Jahr 2035 mit einem jährlichen Verbrauchswachstum von 1,5% mit Photovoltaikeinspeisung im Ausmaß von $12,6\text{MW}_{\text{peak}}$, werden die Spannungsverhältnisse wieder auf das Niveau des Normalschaltzustands angehoben.

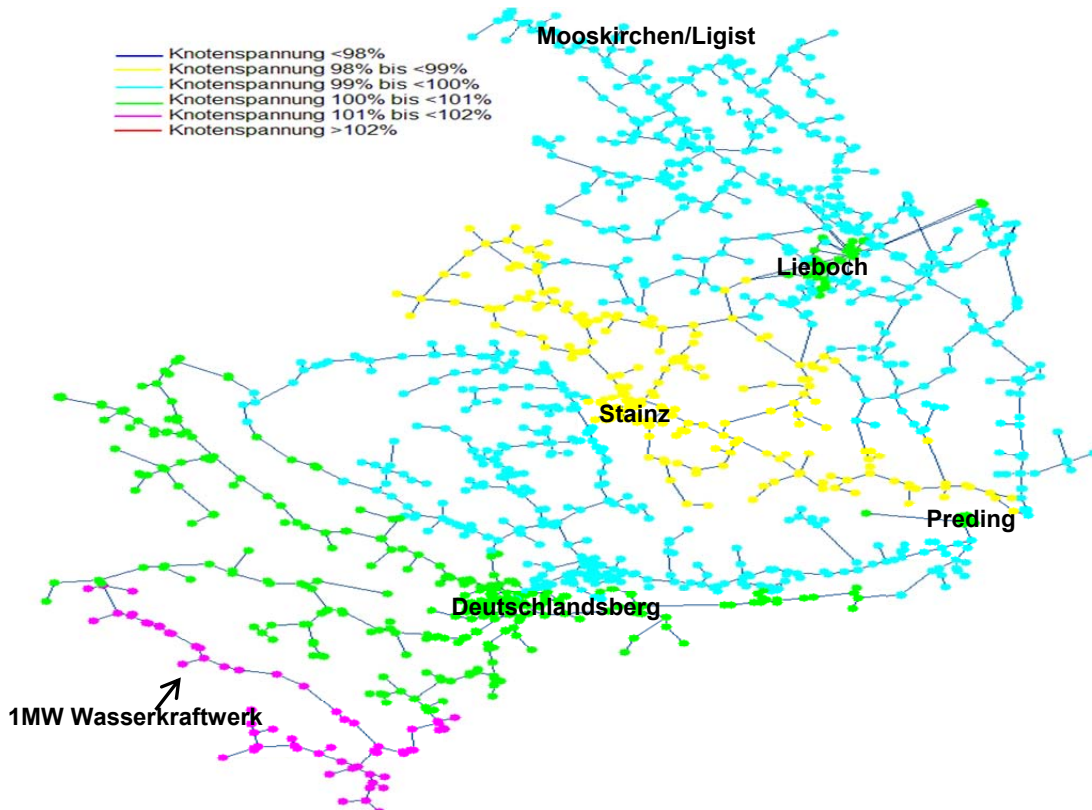


Abbildung 38: Knotenspannungen für Sonderschaltzustand mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 1,5% bis 2035

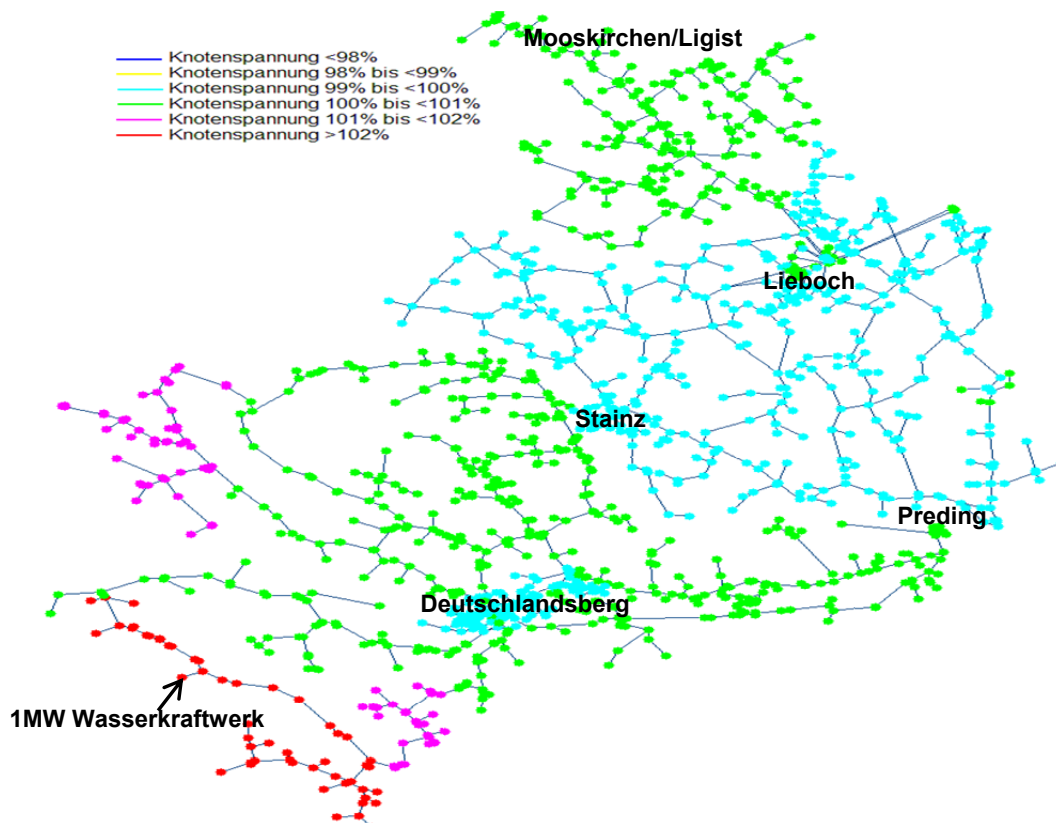


Abbildung 39: Knotenspannungen für Sonderschaltzustand mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 1,5% bis 2035 und PV

Wie schon in Abbildung 36 ersichtlich, gab es im Sonderschaltzustand mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung im Jahr 2010 Verletzungen der Spannungsgrenzen. In Abbildung 40 sieht man, dass sich der Bereich mit Spannung kleiner unter 93% von Stainz bis nach Preding ausdehnt.

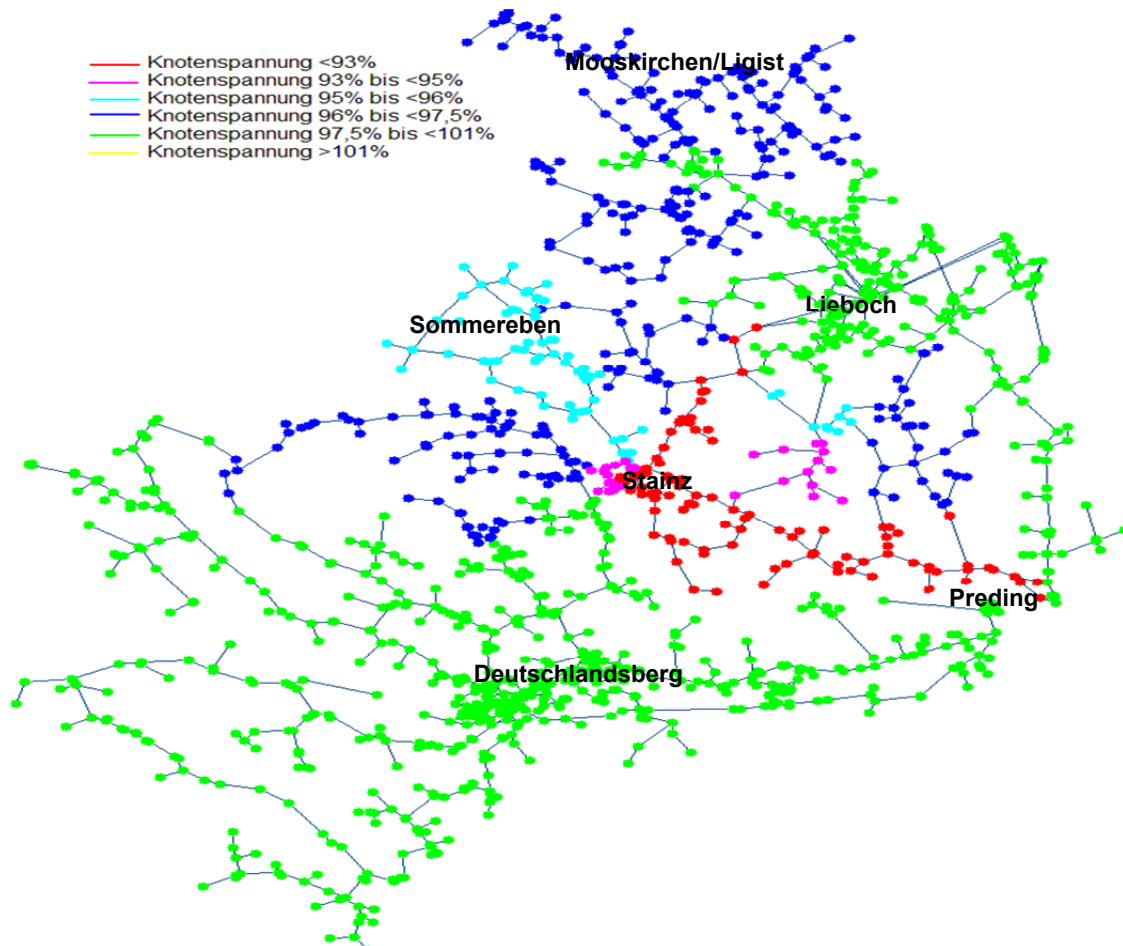


Abbildung 40: Knotenspannungen für Sonderschaltzustand mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung für das Jahr 2010

In Abbildung 41 werden die Knotenspannungen des Sonderschaltzustandes mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Verbrauchswachstum von 2,5% für das Jahr 2035 dargestellt. In Abbildung 42 wird das Szenario mit EVs erweitert. Man kann beobachten, dass sich der Bereich der Spannungsunterschreitungen unter 95% von Preding über Stainz, Sommereben und Mooskirchen/Ligist ausdehnt.

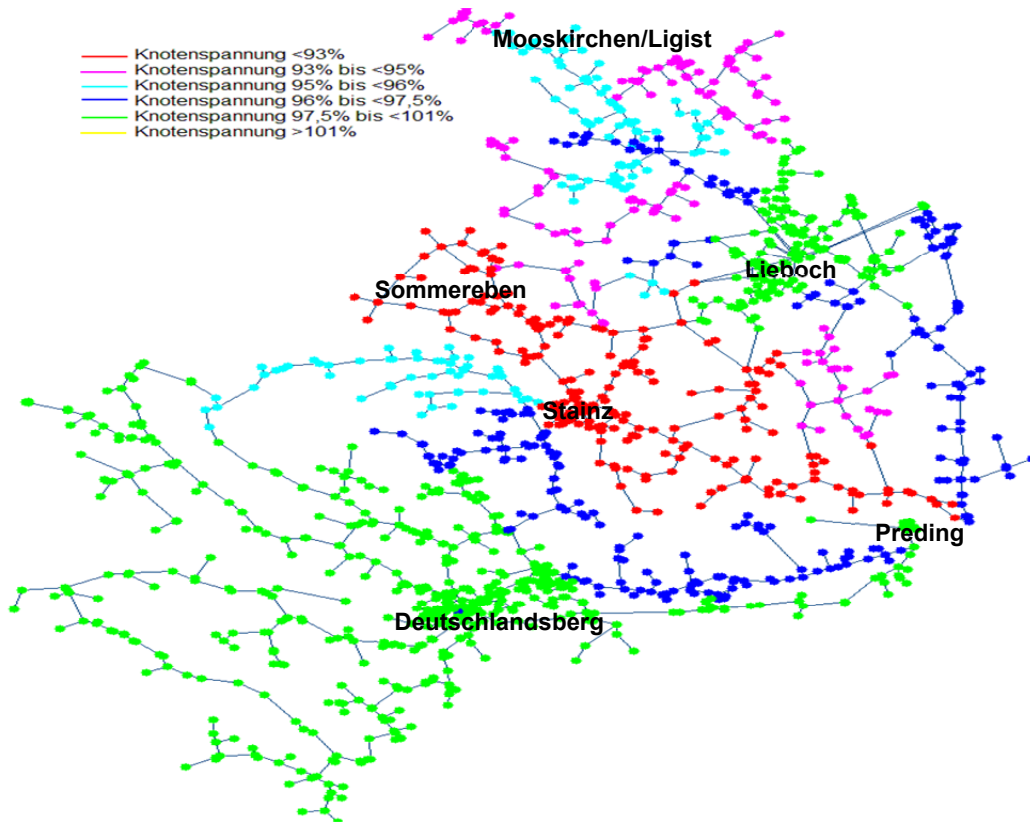


Abbildung 41: Knotenspannungen für Sonderschaltzustand mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035

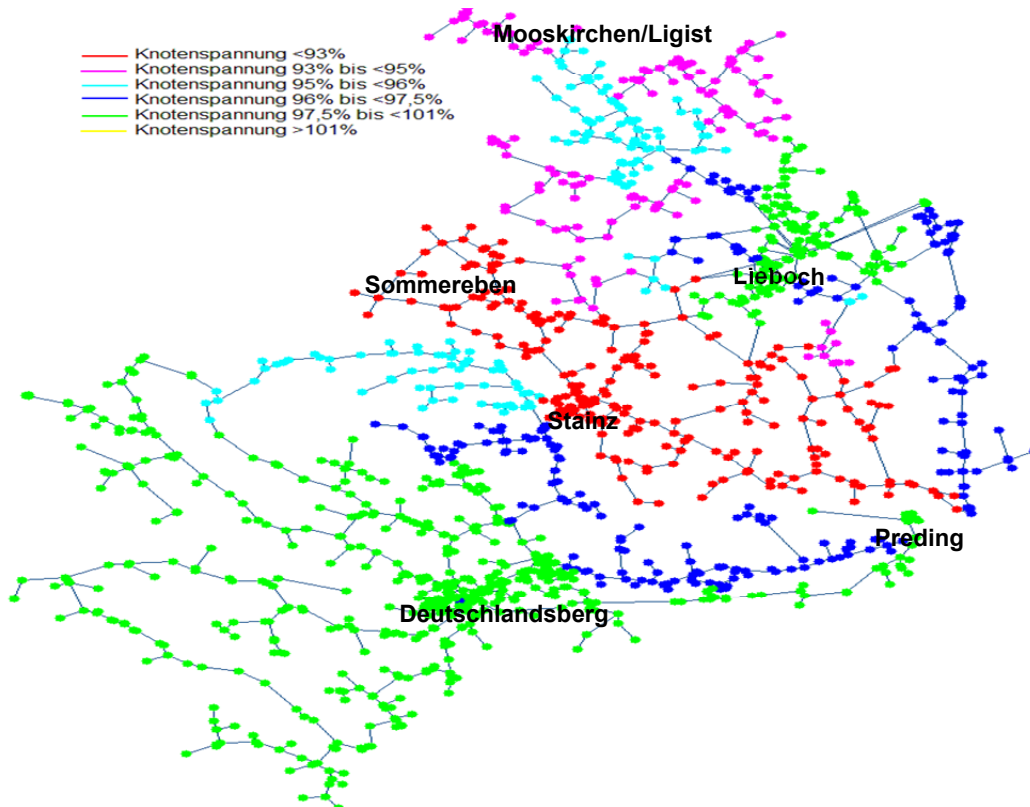


Abbildung 42: Knotenspannungen für Sonderschaltzustand mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035 mit EV

5.3.3 Auslastung der Betriebsmittel

Im Gegensatz zur Auslastung im Normalschaltzustand, wo nur kleine Teilstücke stark ausgelastet waren, sind im Sonderschaltzustand die Versorgungsleitungen aus Lieboch nach Stainz bis zu 80% ausgelastet, wie in Abbildung 43 gezeigt. Das 1 Leitungsteilstück nach Stainz wird über 90% ausgelastet. Wie lange diese Zustände an den einzelnen Leitungen andauern wird in den Dauerlinien in Abbildung 46 dargestellt.

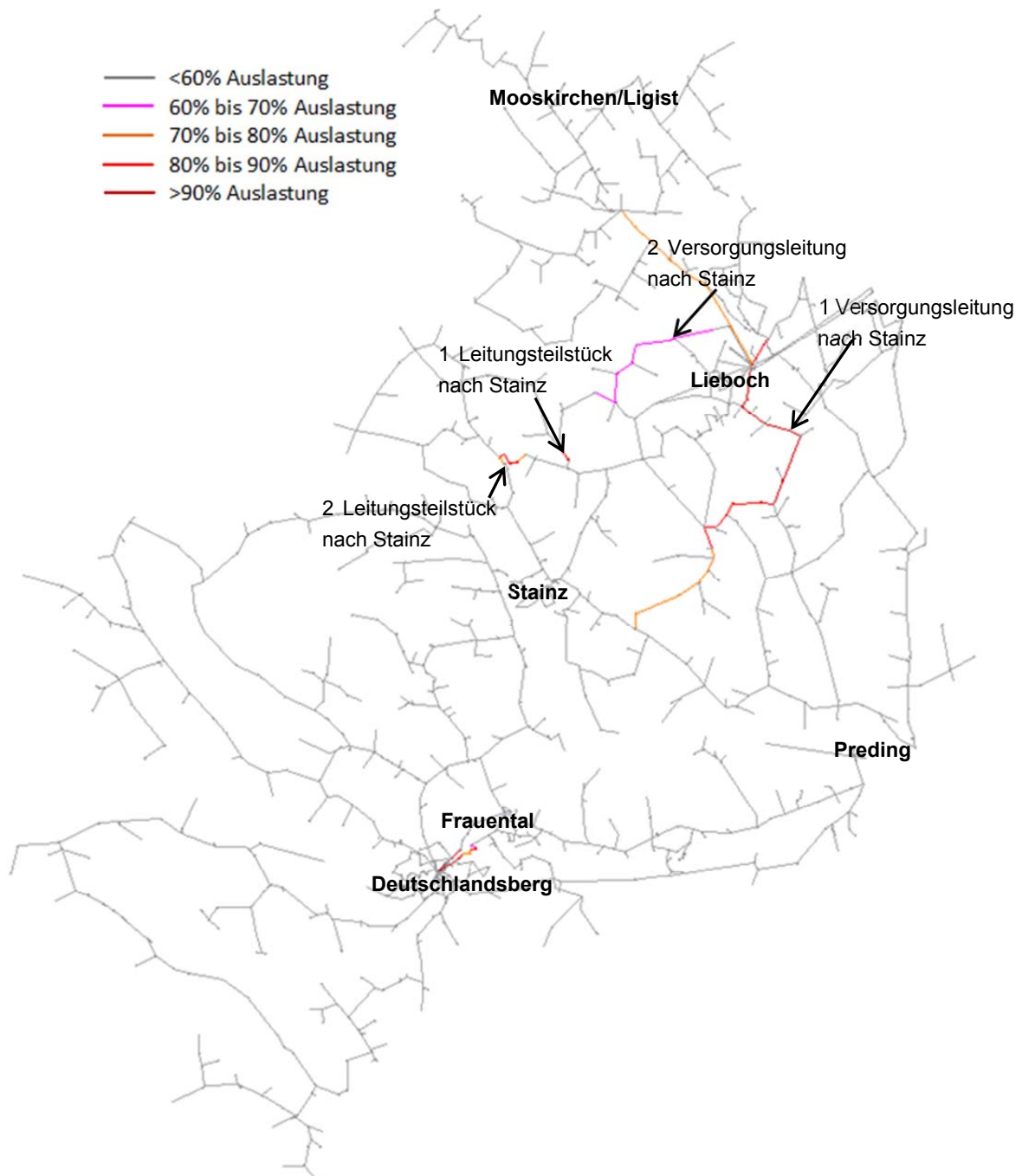


Abbildung 43: Auslastung der Leitungen für den Sonderschaltzustand mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035 und EV

Die Auslastungen der Umspanner im betrachteten Netzbereich haben sich im Vergleich zum Normalschaltzustand nur dort verändert, wo die Abzweige verändert wurden. Das heißt, da am UM1 in Lieboch eine Umschaltung stattgefunden hat, hat sich die Umspannerauslastung aufgrund längerer Transportwege und größeren Leitungsverlusten leicht erhöht. Die Änderungen werden in Tabelle 14 gezeigt.

Umspanner	S _n Trafo	Auslastung									
		2010		1,5% 2020		1,5% 2035		2,5% 2020 +EV		2,5% 2035 +EV	
	[MVA]	[%]	[MVA]	[%]	[MVA]	[%]	[MVA]	[%]	[MVA]	[%]	[MVA]
UM1 UW LIB	47	72,3	34,0	82,6	38,8	102,0	47,9	91,8	43,1	136,5	64,2
UM2 UW LIB	40	30,8	12,3	31,9	12,8	33,6	13,4	32,4	13,0	35,4	14,2
UM1 UW DLB	40	9,6	3,8	9,8	3,9	10,2	4,1	9,9	4,0	10,4	4,2
UM5 UW DLB	40	61,2	24,5	70,0	28,0	86,6	34,6	78,4	31,4	118,0	47,2

Tabelle 14: Umspannerauslastung für Sonderschaltzustand mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung

5.3.4 Lastfluss mit Lastprofilen

In Abbildung 44 werden ausgewählte Knotenspannungen aus der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario Sonderschaltzustand mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV gezeigt. Für diese Lastsituation wird im Gegensatz zum Normalschaltzustand die untere Spannungsgrenze auch in Stainz permanent unterschritten. Die Spannung würde für diese Lastsituation bis auf 18,2kV einbrechen. Des Weiteren wird die obere Spannungsgrenze im Bereich des 1MW Wasserkraftwerks zeitweise überschritten.

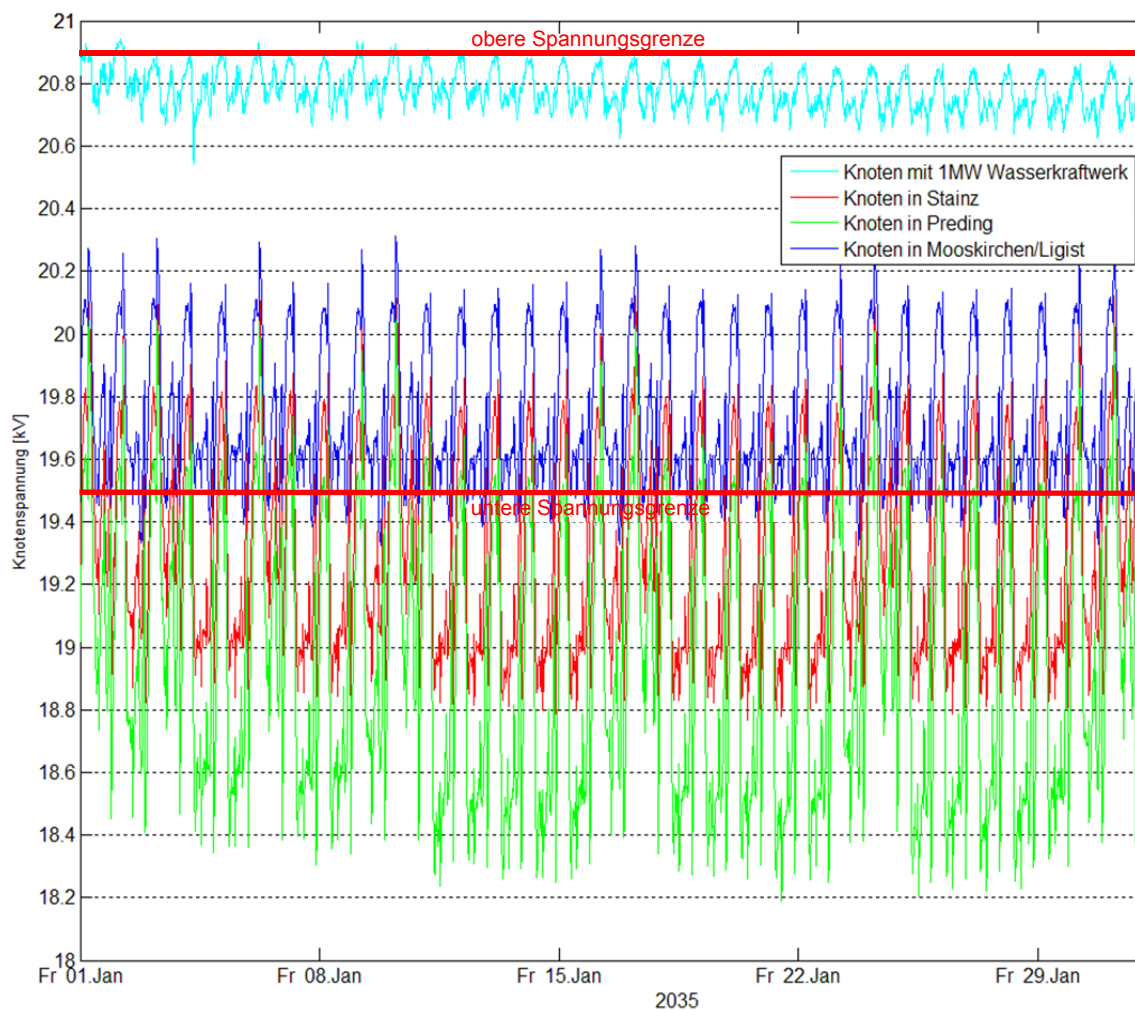


Abbildung 44: Lastflussergebnisse mit Lastprofilen für den Sonderschaltzustand mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV für ausgewählte Knoten im betrachteten Netzbereich

In Abbildung 45 werden die Dauerlinien zu den Knotenspannungen in Abbildung 44 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Spannung in Preding nur mehr zu einem Siebtel über der unteren Spannungsgrenze ist. Des Weiteren wird die Spannung in Stainz zu zwei Dritteln unterschritten. Die beiden anderen Spannungen sind im Gegensatz zum Normalschaltzustand unverändert geblieben.

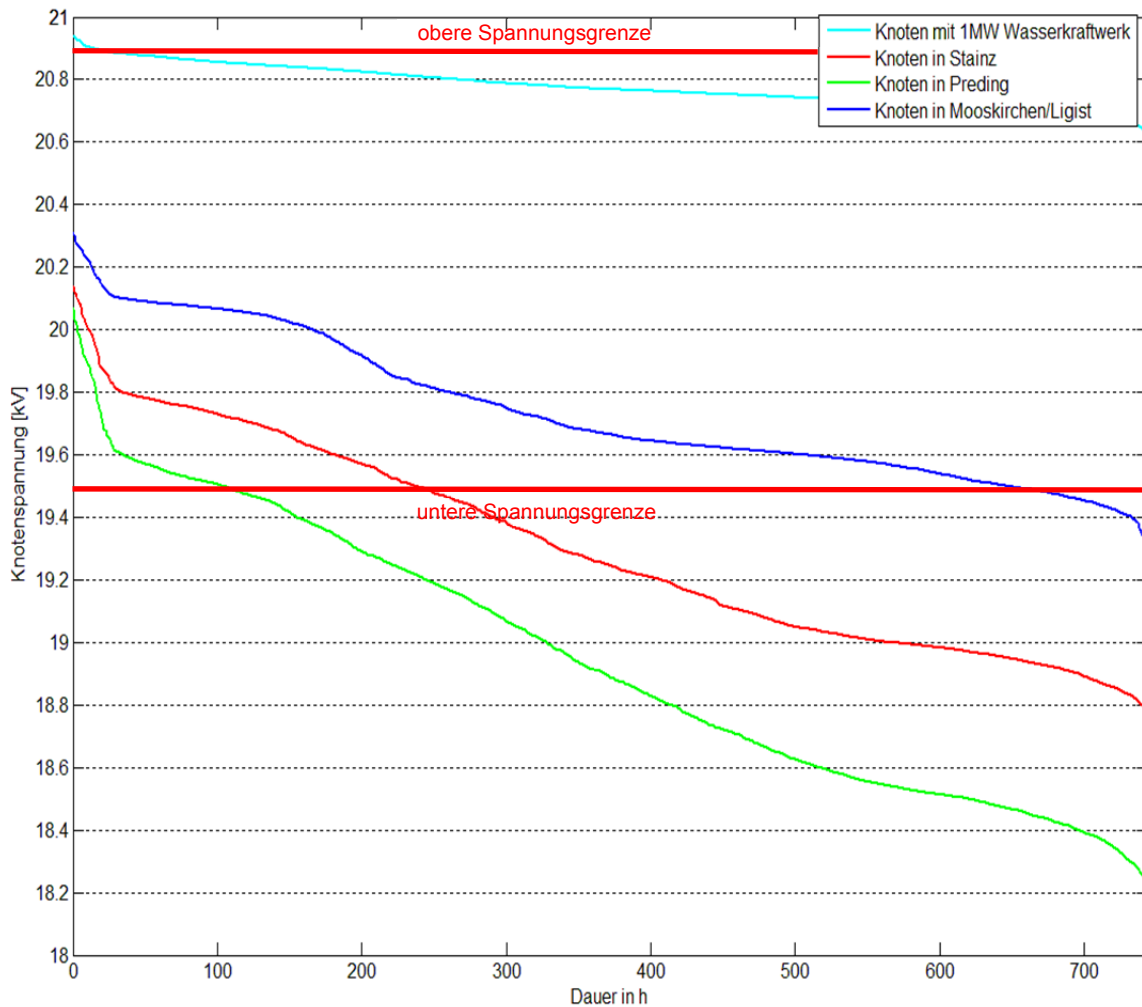


Abbildung 45: Dauerlinien der Knotenspannungen aus Abbildung 44

In Abbildung 46 werden ausgewählte Leitungen der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario Sonderschaltzustand mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV gezeigt. Es zeigt sich, im Vergleich zu Abbildung 43, dass der Großteil der betrachteten Leitungen annähernd (rund 10% geringer) so stark ausgelastet werden wie im Stark-Last / Schwach-Erzeugung Szenario mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035.

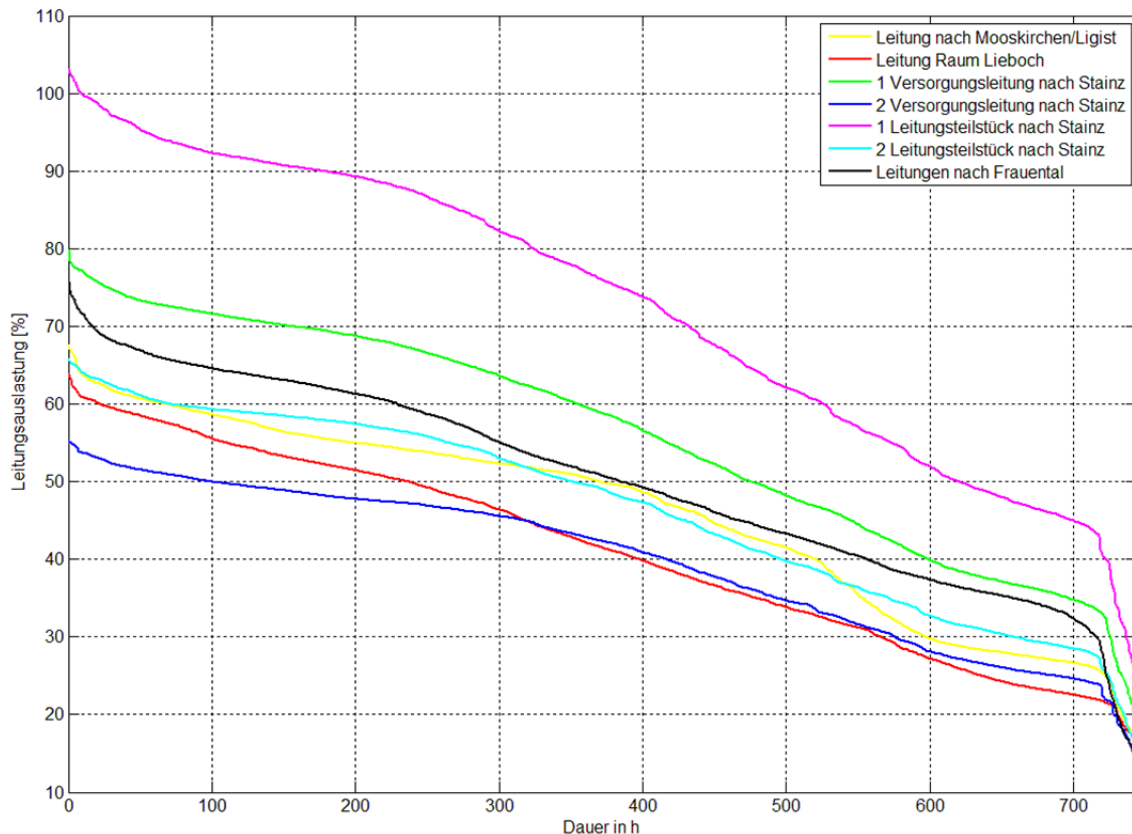


Abbildung 46: Dauerlinie der stark ausgelasteten Leitungen des Szenario 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV

In Abbildung 47 werden die Umspannerauslastungen für die Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario Normalschaltzustand mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV gezeigt. Im Vergleich mit Tabelle 14 lässt sich beobachten, dass die Umspanner nicht so stark ausgelastet werden, wie auch schon im Normalschaltzustand zu sehen war, welches sich auf das nicht gleichzeitige Auftreten der 95%-Quantil zurückführen lässt.

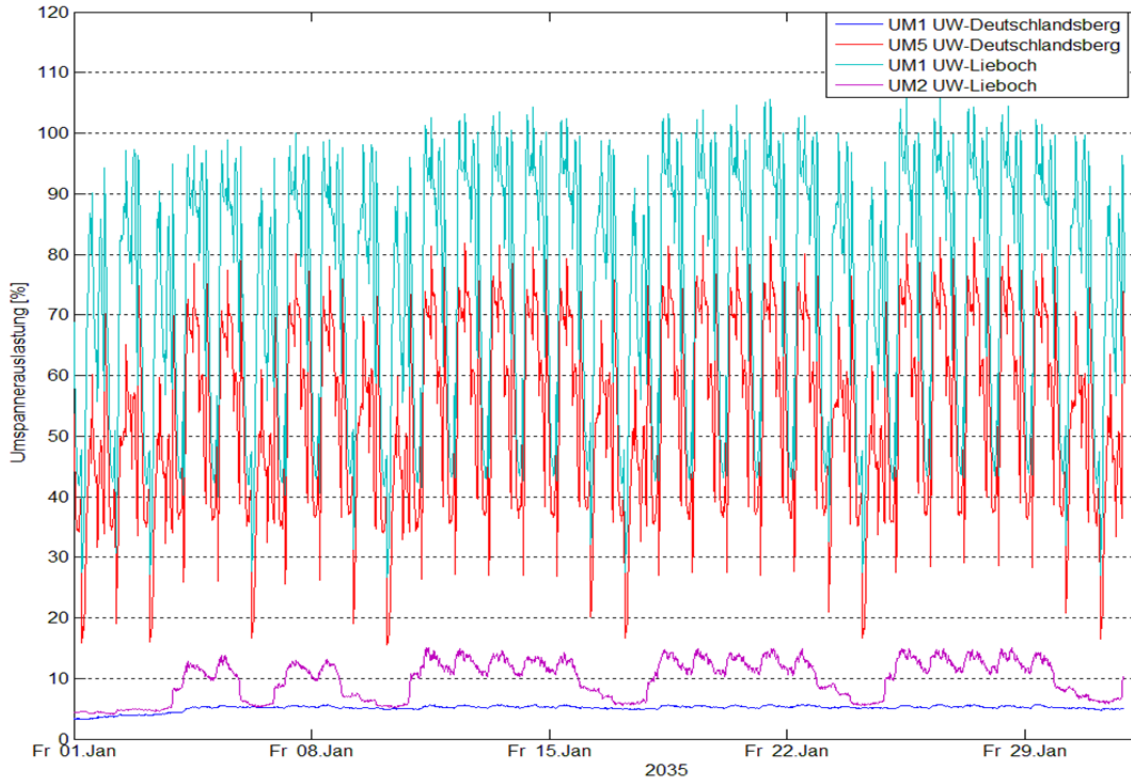


Abbildung 47: Umspannerauslastung aus der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV

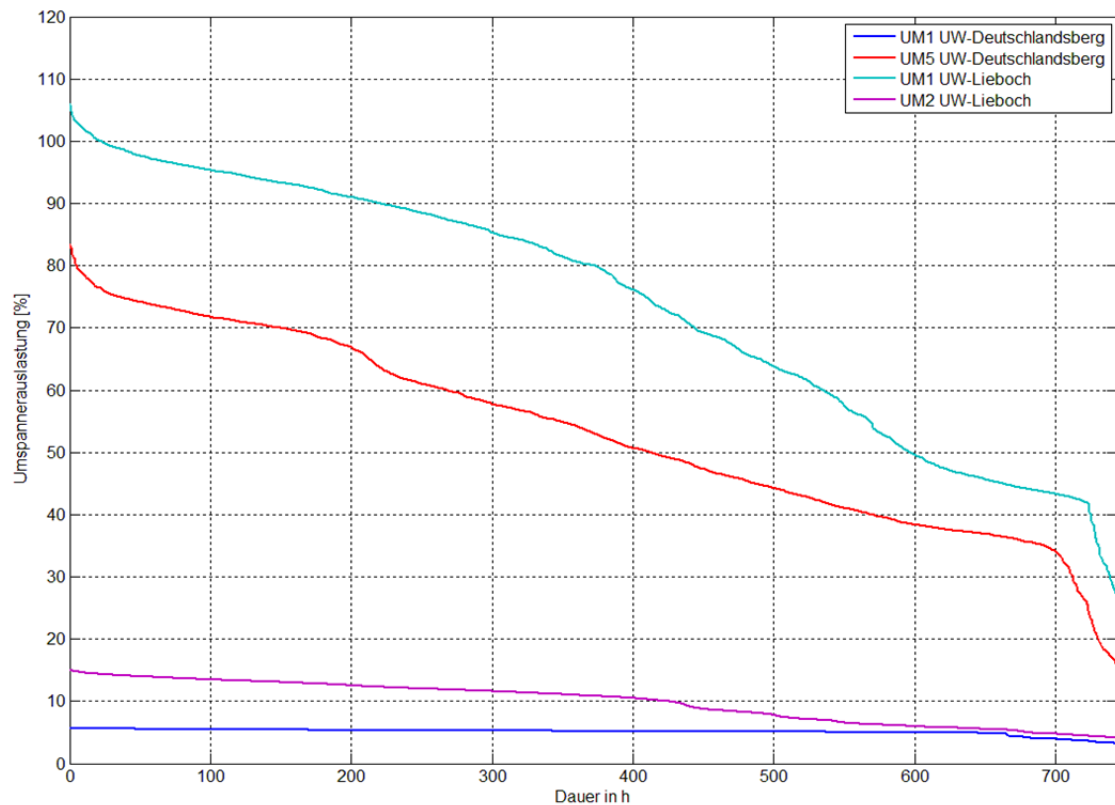


Abbildung 48: Dauerlinie der Umspannerauslastungen aus der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV

5.4 Verstärkungen im 20-kV Netz

Aufgrund der Spannungsprobleme im Sonderschaltzustand wurde das Netzmodell in diesem Schaltzustand analysiert, und mit Lösungsvorschlägen ausgebaut. Naturgemäß bedeutet dies auch eine Verbesserung der Situation im Normalschaltzustand. Im Folgenden wurden im Sonderschaltzustand die Hauptleitungen nach Stainz analysiert und das Netzmodell wie folgt modifiziert:

- Es wurden rund 13km 20-kV Freileitung mit dem Kabelquerschnitt (240mm² Al) zur Spannungshaltung und nach folgender Priorität verkabelt:
 - 1.) Freileitungen mit dem Seilbelag Al/St 50/8mm² wurden zuerst verkabelt.
 - 2.) Freileitungen bei denen der Zustand der Stützpunkte (Maste), die bei der Instandhaltung mit ROT (Instandhaltungsintervall kürzer) bzw. ROT BLINKEND (Mast muss getauscht werden) beurteilt worden sind, wurden herangezogen und ins Verhältnis zu Gesamtanzahl der Freileitungsstützpunkte gestellt und verkabelt.
 - 3.) Als letztes wurden Freileitungen mit Waldtrassen herangezogen und verkabelt.

In Abbildung 49 wurden die verkabelten Bereiche orange eingefärbt. Neben der Verkabelung der Freileitungen, wurde auch ein sich derzeit nicht in Betrieb befindliches 20-kV Kabel in Stainz mit 240mm² erneuert und wieder in Betrieb genommen, um einen Ringschluss für die Versorgungssicherheit herzustellen.

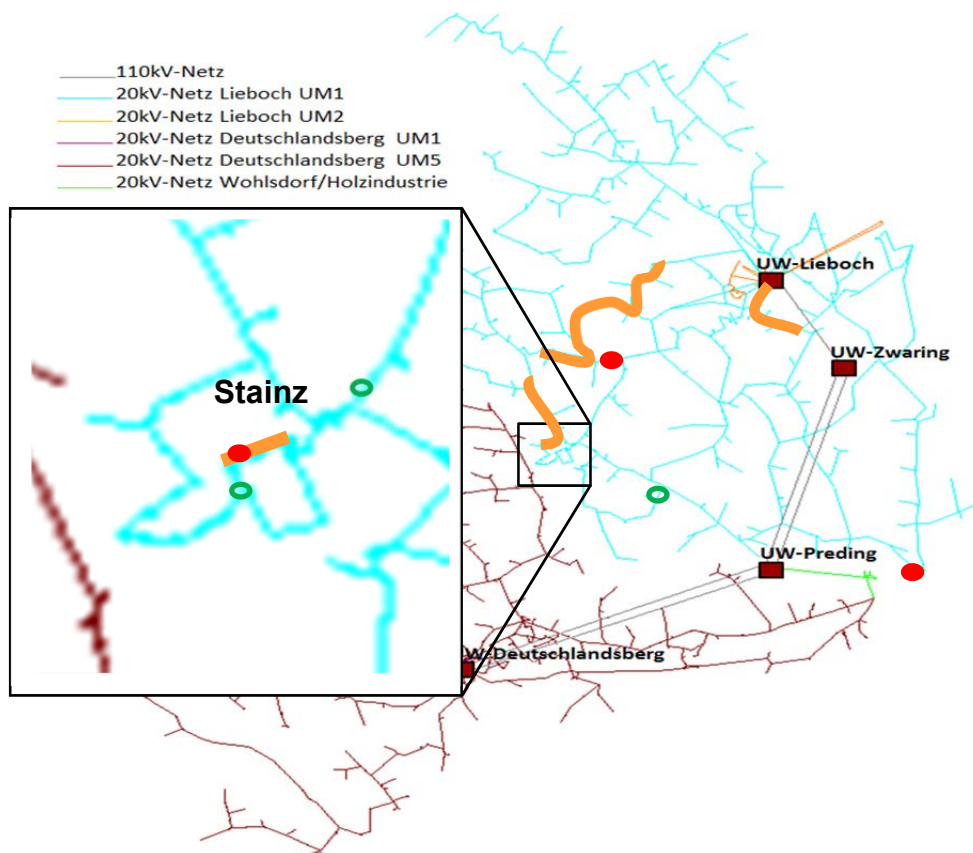


Abbildung 49: Darstellung der verkabelten Bereiche und der Trennstellenänderungen (roter Kreis = Schalter schließen, grüner Kreis = Schalter geöffnet)

- Ausgehend vom Sonderschaltzustand wurden Trennstellenänderungen wie in Abbildung 49 dargestellt durchgeführt. Der rote Kreis bedeutet, dass die Trennstelle geschlossen bzw. der grüne Kreis geöffnet wurde.
- Weiters wurde beispielhaft die Kompoundierung beim Umspanner UM1 in Lieboch aktiviert und auf $U_{\text{set}} = 102\%$ bei $I_{\text{tr}} = 80\%$ eingestellt. Unter Kompoundierung versteht man, dass der Sollwert (U_{set}) der Spannung in Funktion des Transformator-Laststroms und gemäß Abbildung 50 verändert wird. Mit U_{set} wird der Sollwert der geregelten Spannung und I_{tr} der Strom der durch den Transformator fließt bezeichnet [1].

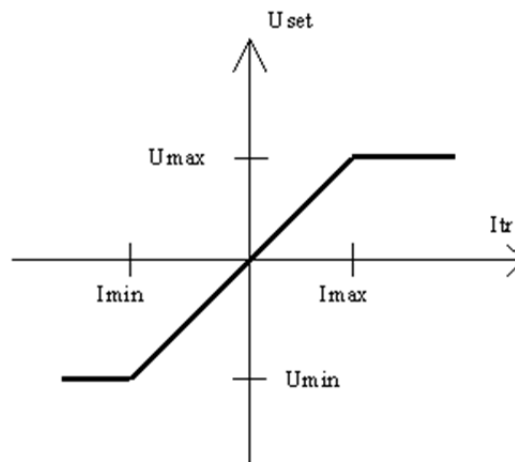


Abbildung 50: Kompoundierungs-Charakteristik der Transformatorregelung (Quelle: [1])

5.4.1 Spannungsband und Netzverluste

Wie schon bei den zuvor beschriebenen Szenarien, gibt es auch bei diesem Szenario im Sonderschaltzustand dieselben Spannungsanhebungen, wie in weitere Folge noch gezeigt.

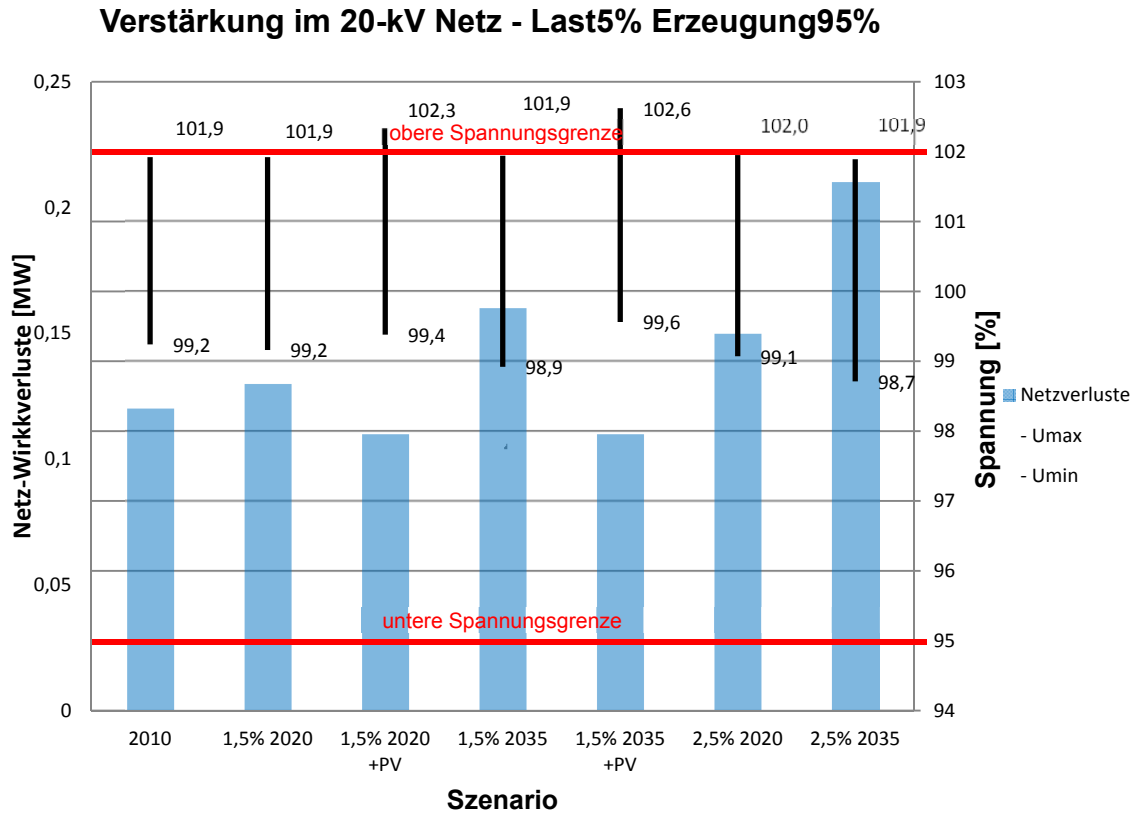


Abbildung 51: Szenarien Verstärkung im 20-kV Netz mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung

In Abbildung 52 werden die Resultate, der unter Kapitel 5.4 vorgenommenen Modifikationen, im Netzmodell für die Stark-Last / Schwach-Erzeugung Szenarien gezeigt. Zum einen erkennt man, dass die Kompoundierung fast bei allen Fällen auf $U_{set} = 102\%$ geregelt hat. Zum anderen reichen die getroffenen Maßnahmen nicht aus, um das Szenario mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 zu beherrschen.

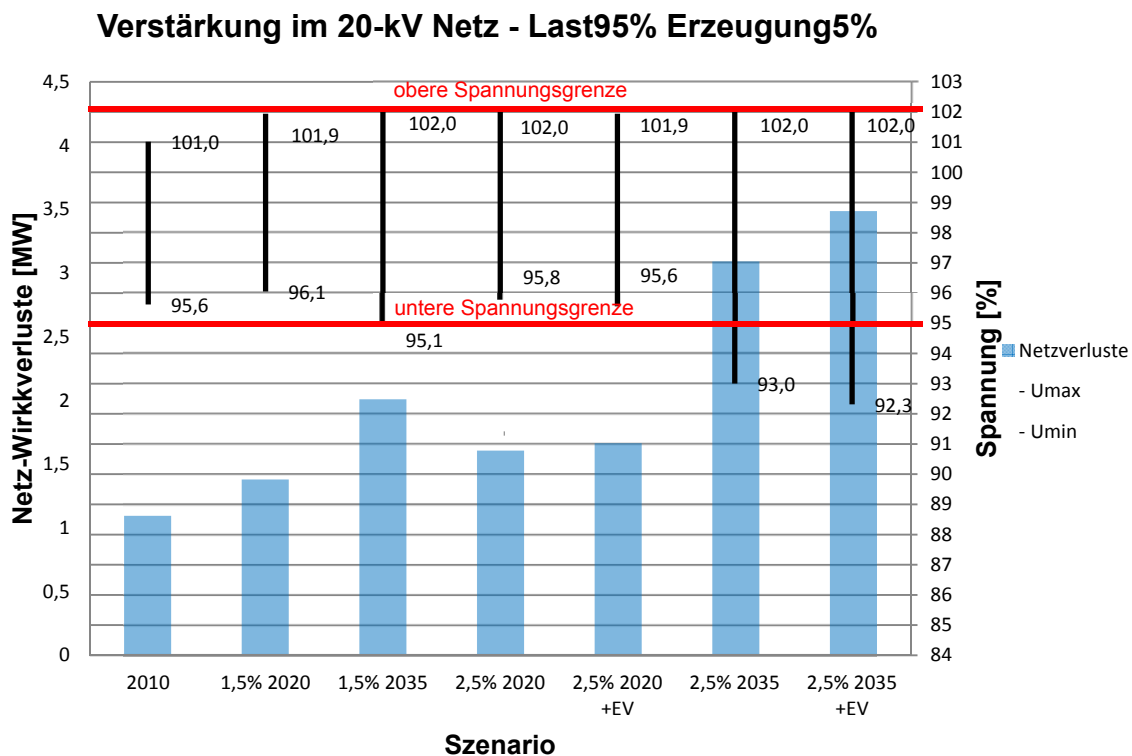


Abbildung 52: Szenarien Verstärkung im 20-kV Netz mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung

5.4.2 Knotenspannungen

Im Szenario Verstärkung im 20-kV Netz mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 1,5% bis zum Jahr 2035 bewegt sich das Spannungsband zwischen 99% und 102%. Ausgenommen ist der Netzbereich um Stainz, wo sich die Spannung zwischen 98% und 99% bewegt.

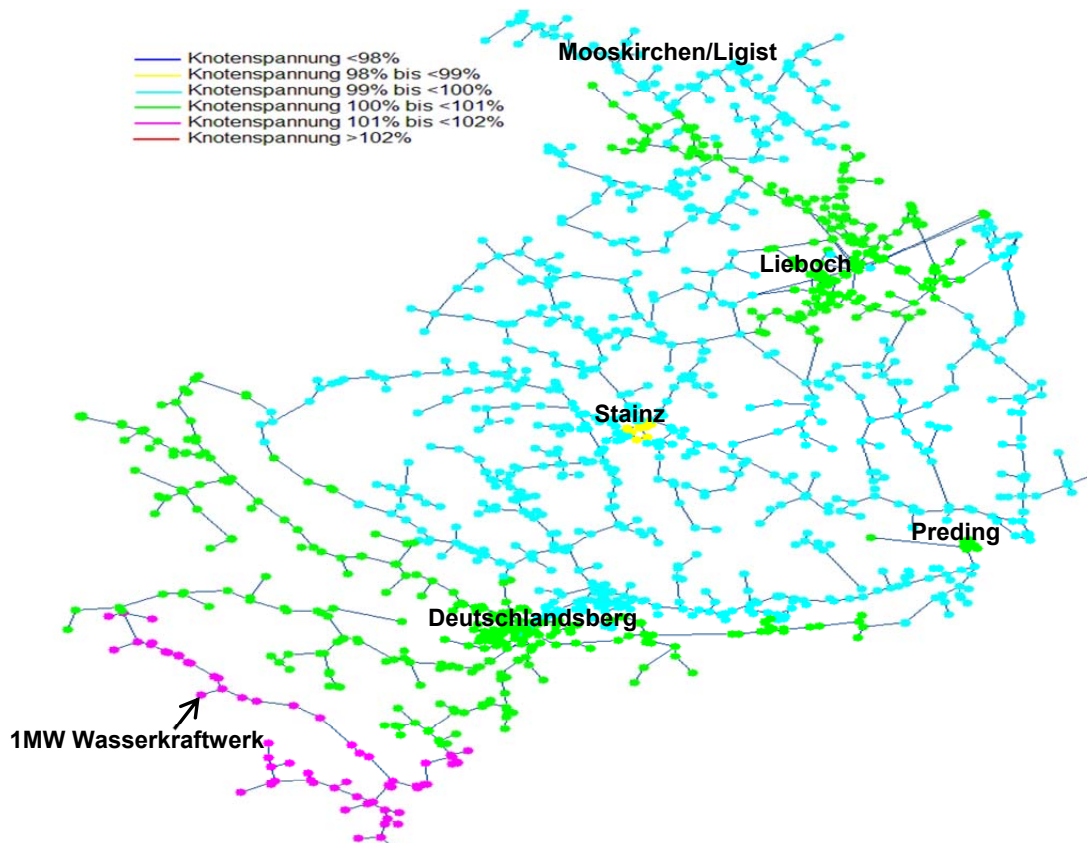


Abbildung 53: Knotenspannungen für Verstärkung im 20-kV Netz mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 1,5% bis 2035

In Abbildung 54 erkennt man, dass durch die Photovoltaikeinspeisung die Spannung flächendeckend zwischen 100% und 101% gebracht werden kann.

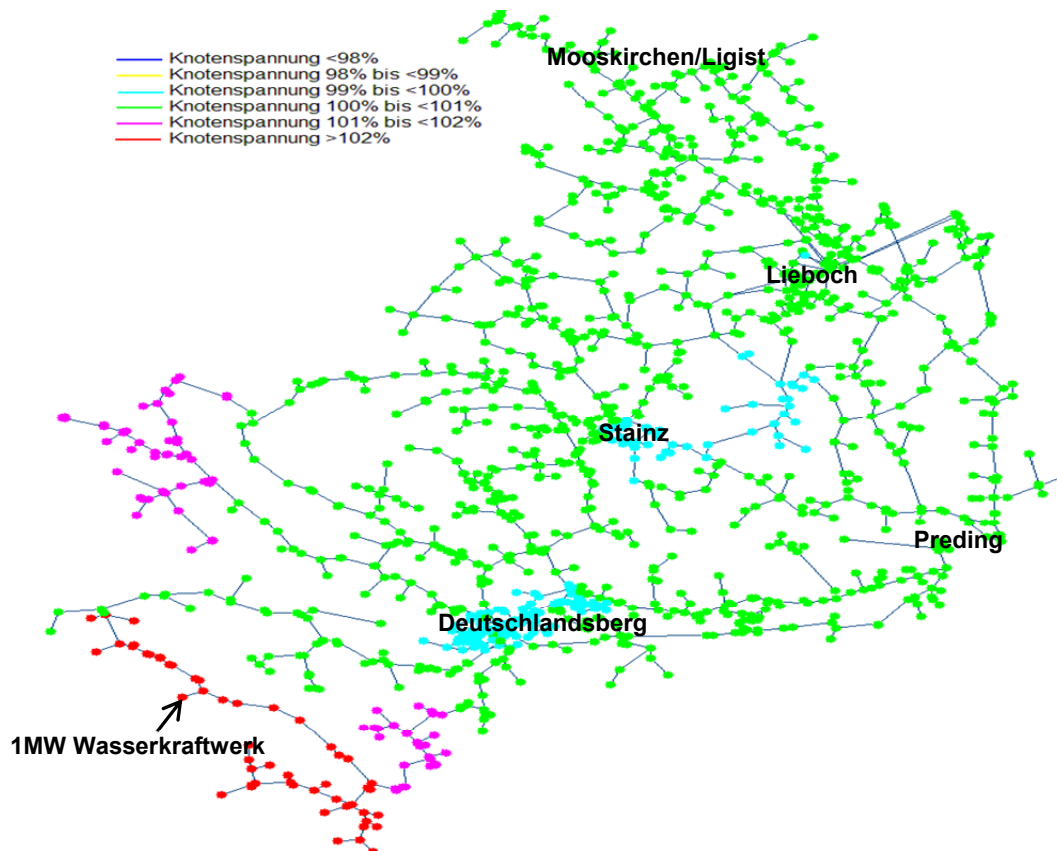


Abbildung 54: Knotenspannungen für Verstärkung im 20-kV Netz mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 1,5% bis 2035 und PV

In den Abbildung 55 und Abbildung 56 werden die nicht beherrschbaren Szenarien Verstärkung im 20-kV Netz mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bzw. mit EV gezeigt. Man stellt fest, dass die Verkabelung und die getroffenen Maßnahmen keine vollkommene Lösung, bei Eintritt dieser Szenarien, für die Spannungsprobleme in Stainz darstellen.

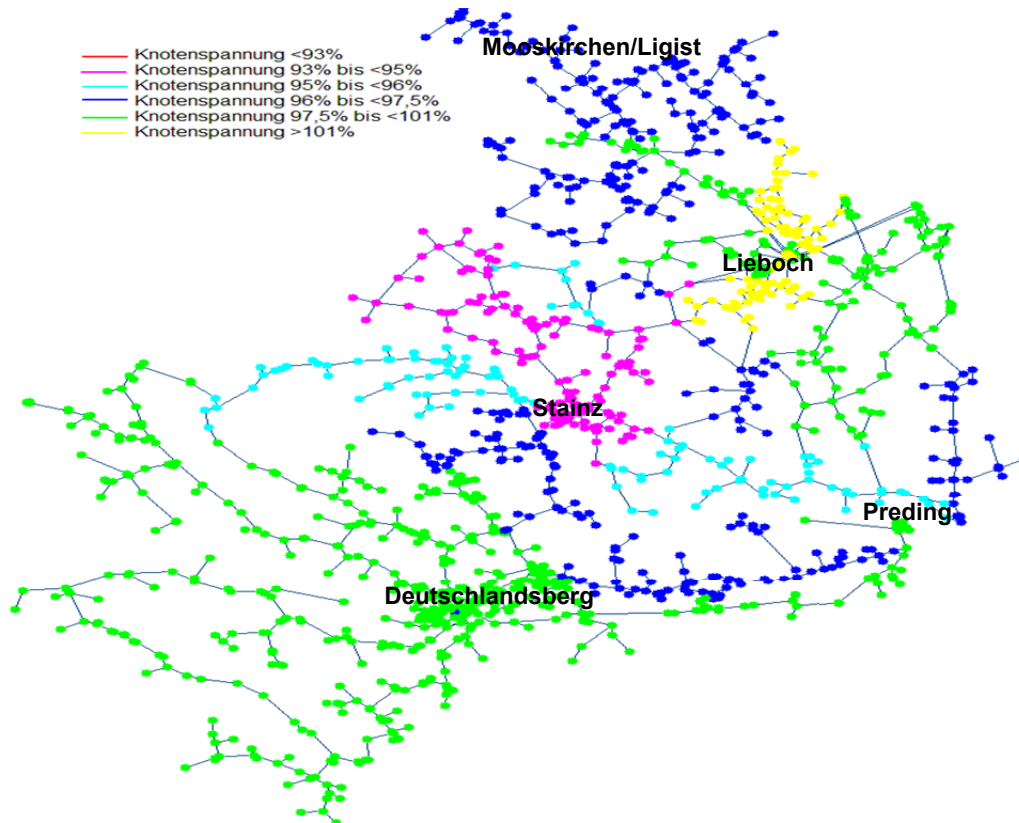


Abbildung 55: Knotenspannungen für Verstärkung im 20-kV Netz mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035

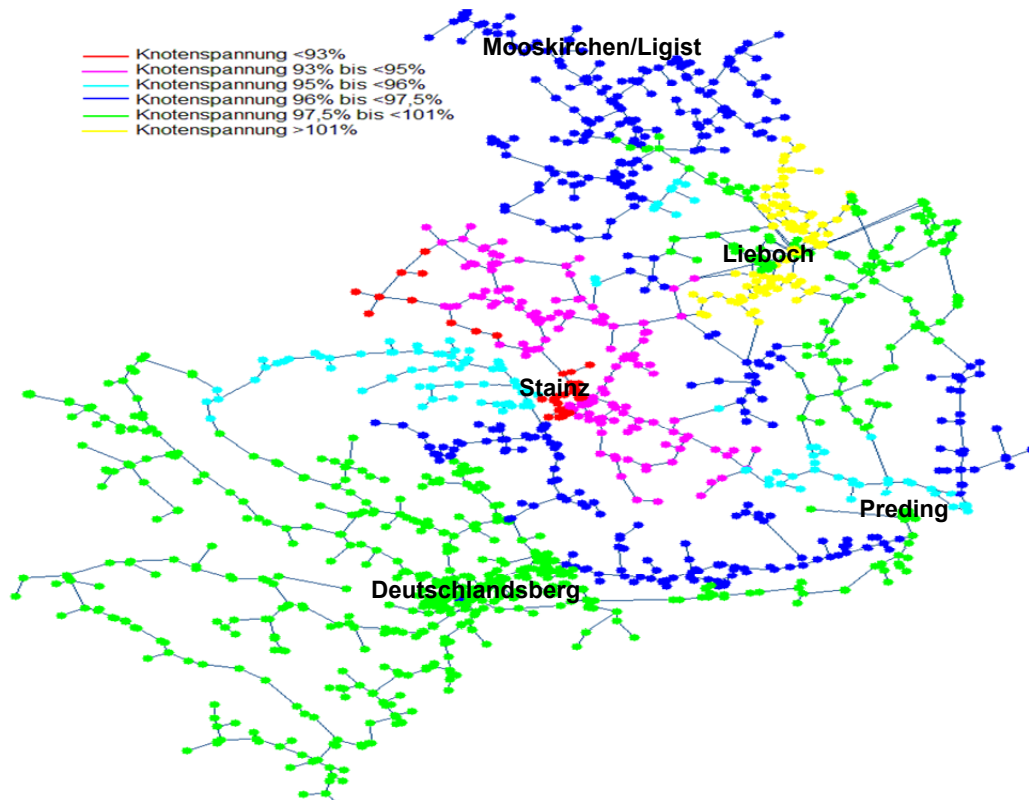


Abbildung 56: Knotenspannungen für Verstärkung im 20-kV Netz mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035 und EV

5.4.3 Auslastung von Betriebsmittel

Durch die getroffenen Maßnahmen (Verkabelung, Trennstellenänderung, usw.) lässt sich erkennen, dass das Leitungsteilstück nach Stainz welches bereits verkabelt war zwischen 80% und 90% ausgelastet wird. Jedoch erkennt man, dass die Leitung im Raum Lieboch sowie die Leitung nach Mooskirchen/Ligist zwischen 60% und 70% ausgelastet werden.

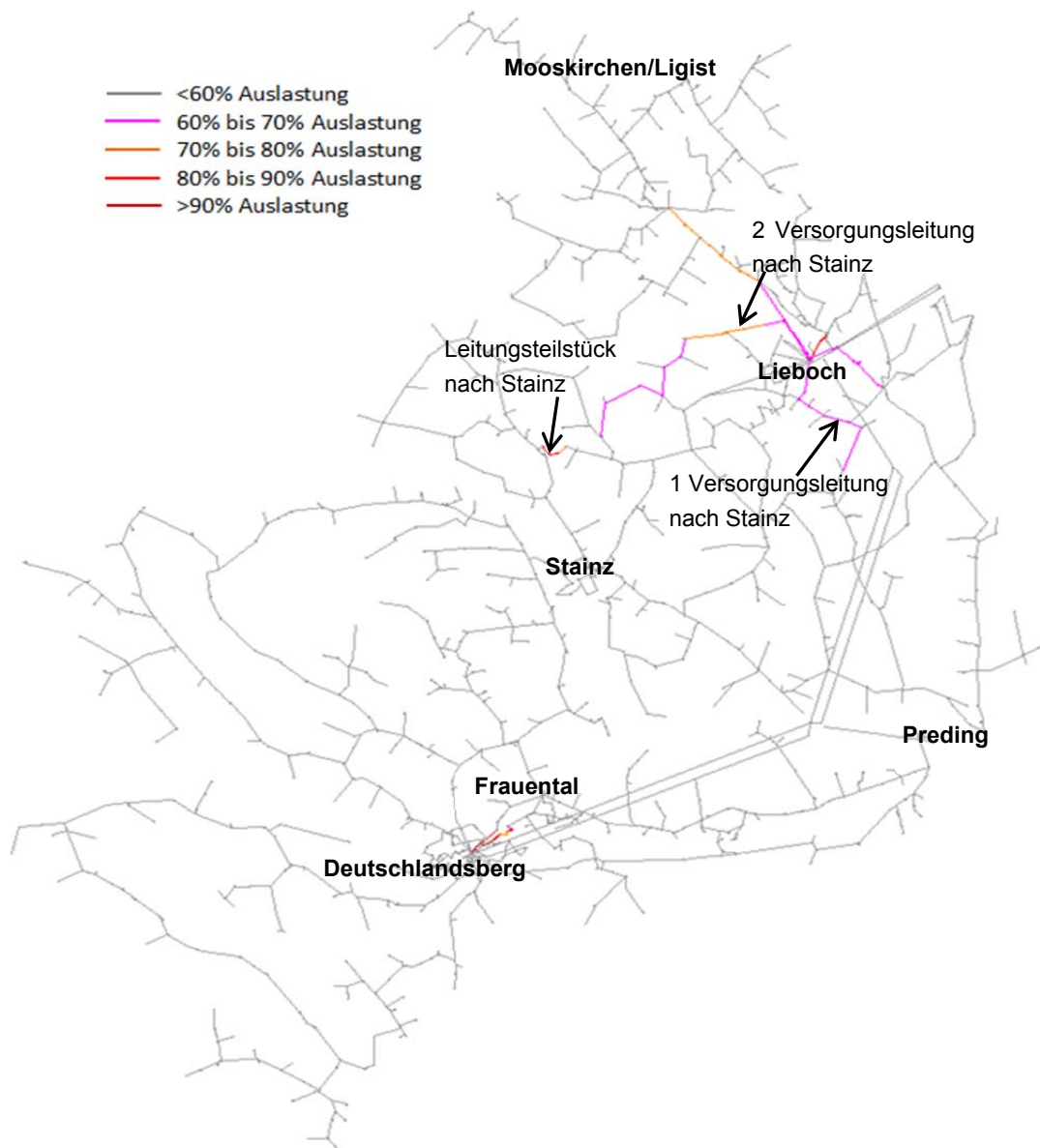


Abbildung 57: Auslastung der Leitungen für das Szenario Verstärkung im 20-kV Netz mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035 und EV

In Tabelle 15 werden fünf Stark-Last / Schwach-Erzeugung Szenarien dargestellt. Durch die getroffenen Maßnahmen (Verkabelung und Trennstellenänderung, usw.) zeigt sich eine leichte Entlastung, im Vergleich zum Sonderschaltzustand der Umspanner.

Umspanner	S _n Trafo	Auslastung									
		2010		1,5% 2020		1,5% 2035		2,5% 2020 +EV		2,5% 2035 +EV	
		[MVA]	[%]	[MVA]	[%]	[MVA]	[%]	[MVA]	[%]	[MVA]	[%]
UM1 UW LIB	47	71,4	33,6	81,4	38,3	100,0	47,0	90,0	42,3	132,8	62,4
UM2 UW LIB	40	30,8	12,3	31,9	12,8	33,6	13,4	32,4	13,0	35,4	14,2
UM1 UW DLB	40	9,6	3,8	9,8	3,9	10,2	4,1	9,9	4,0	10,4	4,2
UM5 UW DLB	40	61,2	24,5	70,0	28,0	86,6	34,6	78,4	31,4	118,0	47,2

Tabelle 15: Umspannerauslastung für Verstärkung im 20-kV Netz mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung

5.4.4 Lastfluss mit Lastprofilen

In Abbildung 58 werden ausgewählte Knotenspannungen aus der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV gezeigt. Es werden, wie im Szenario Normalschaltzustand, die Knoten beim 1MW Wasserkraftwerk, in Stainz, in Preding und ein Knoten in Mooskirchen/Ligist dargestellt.

Die Lastflussrechnung mit der Vorgabe konstanter Leistungen stellt ein nichtlineares Problem dar, das über iterative Verfahren gelöst wird. Bei stark ausgelasteten Netzen kann es immer wieder vorkommen, dass gewisse Lastflusssituationen nicht konvergieren und eine Lösung nicht existiert oder nicht gefunden werden kann. In der Berechnung mit Lastprofilen, die dem Stark-Last Szenario entspricht, ist dies bei 2976 Berechnungen 68-mal aufgetreten. Des Weiteren lässt sich beobachten, dass die untere Spannungsgrenze fast immer an den Tagesmaxima in Stainz unterschritten wird.

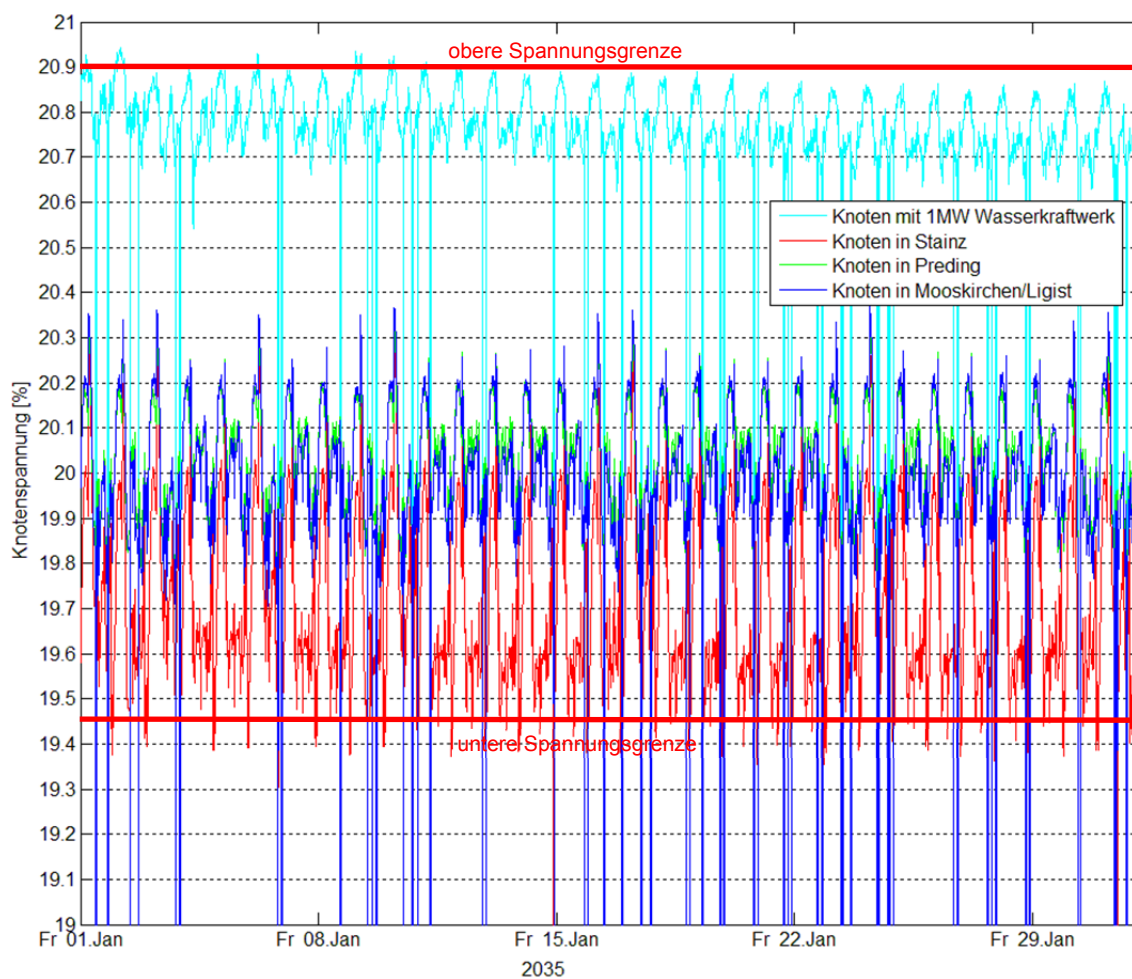


Abbildung 58: Lastflussergebnisse mit Lastprofilen für das Szenario Verstärkung im 20-kV Netz mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV für ausgewählte Knoten im betrachteten Netzbereich

Die Dauerlinien zu den Knotenspannungen in Abbildung 58 werden in Abbildung 59 gezeigt. Es zeigt sich, dass die Spannung in Stainz für das Szenario Stark-Last / Schwach-Erzeugung, 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV noch zu 7% der Zeit des betrachteten Zeitraums unterschritten wird.

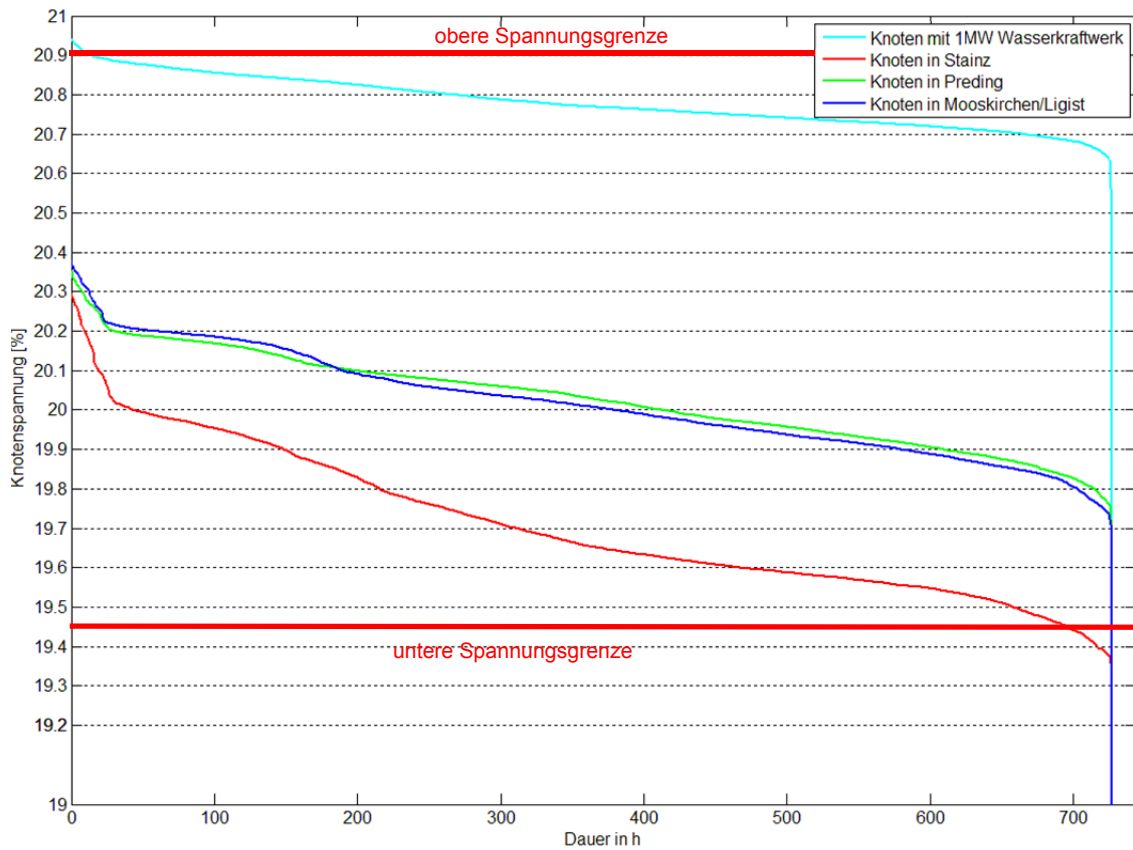


Abbildung 59: Dauerlinie der Knotenspannungen aus Abbildung 58

Abbildung 60 zeigt die Dauer, wie lange die einzelnen Leitungen beim Szenario mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 mit EV ausgelastet sind.

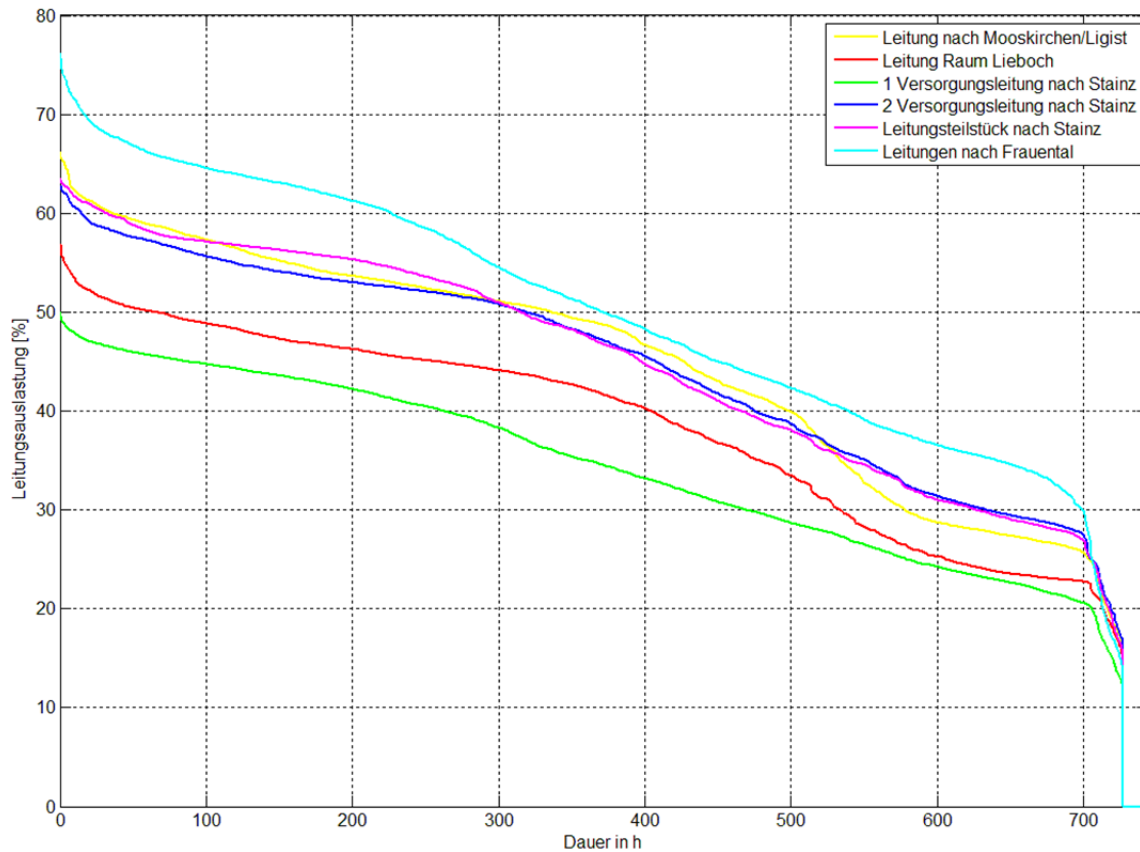


Abbildung 60 Dauerlinien der stark ausgelasteten Leitungen des Szenario Verstärkung im 20-kV Netz für 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV.

In Abbildung 61 und Abbildung 62 werden die Umspannerauslastungen des Szenario Stark-Last / Schwach-Erzeugung, 2,5% jährlichem Wachstum und EV gezeigt. Wie schon im Normalschaltzustand zu beobachten war, werden auch hier die Umspannerauslastungen wie in Tabelle 15 angegeben, nicht erreicht.

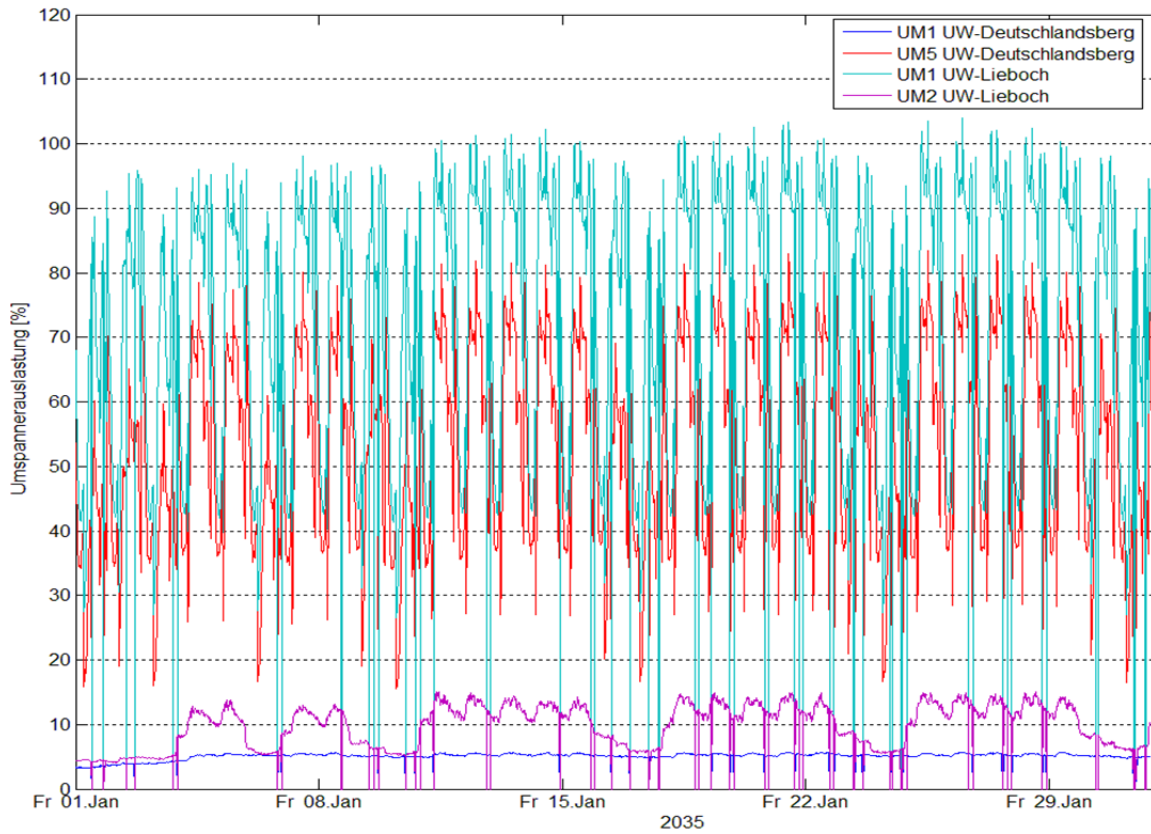


Abbildung 61: Umspannerauslastung aus der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario Verstärkung im 20-kV Netz mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV

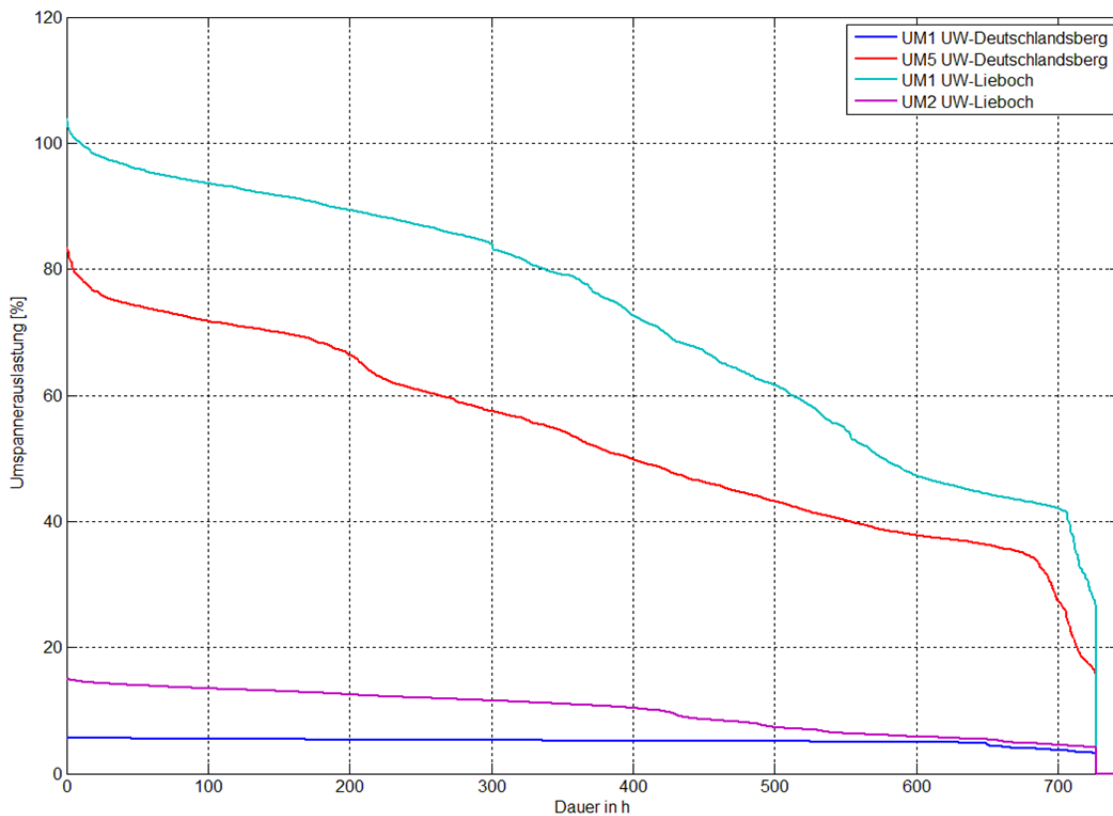


Abbildung 62: Dauerlinie der Umspannerauslastung aus der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario Verstärkung im 20-kV Netz mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV

5.5 Abstützung aus Preding

Abstützung aus Preding bedeutet, dass eine weitere 110/20-kV Abstützung in Preding errichtet wird. Der Ort der neuen Abstützung ist so gewählt, dass das bestehende UW-Preding (fremd) ausgebaut wird und kein Ausbau des 110-kV Netzes erforderlich ist. Der Versorgungsbereich der neuen Abstützung wird in Abbildung 63 mit grün eingefärbten Leitungen gezeigt. Gegenüber dem Normalschaltzustand werden zwei Netzanbindungen mit ca. 1,6km Kabel (Al 240mm², dunkelblau in Abbildung 63) und ca. 1,5km Kabel (Al 240mm², hellblau in Abbildung 63) geschaffen. Weiters wurde ein außer Betrieb gesetztes Kabel in Stainz mit einem Querschnitt von Al 240mm² erneuert, um die Versorgungssicherheit durch einen Ringschluss in Stainz zu erhöhen. Der neue Umspanner in Preding wurde mit einer Nennleistung von 32MVA angenommen und entlastet das UW-Deutschlandsberg um ca. 3MVA sowie UW-Lieboch um ca. 10MVA (Betrachtung 2010). Die Trennstellenänderungen wurden mit NEPLAN (Trennstellenoptimierung) durchgeführt und wurde, wenn möglich, manuell zu den nächstgelegenen Schaltstellen geändert.

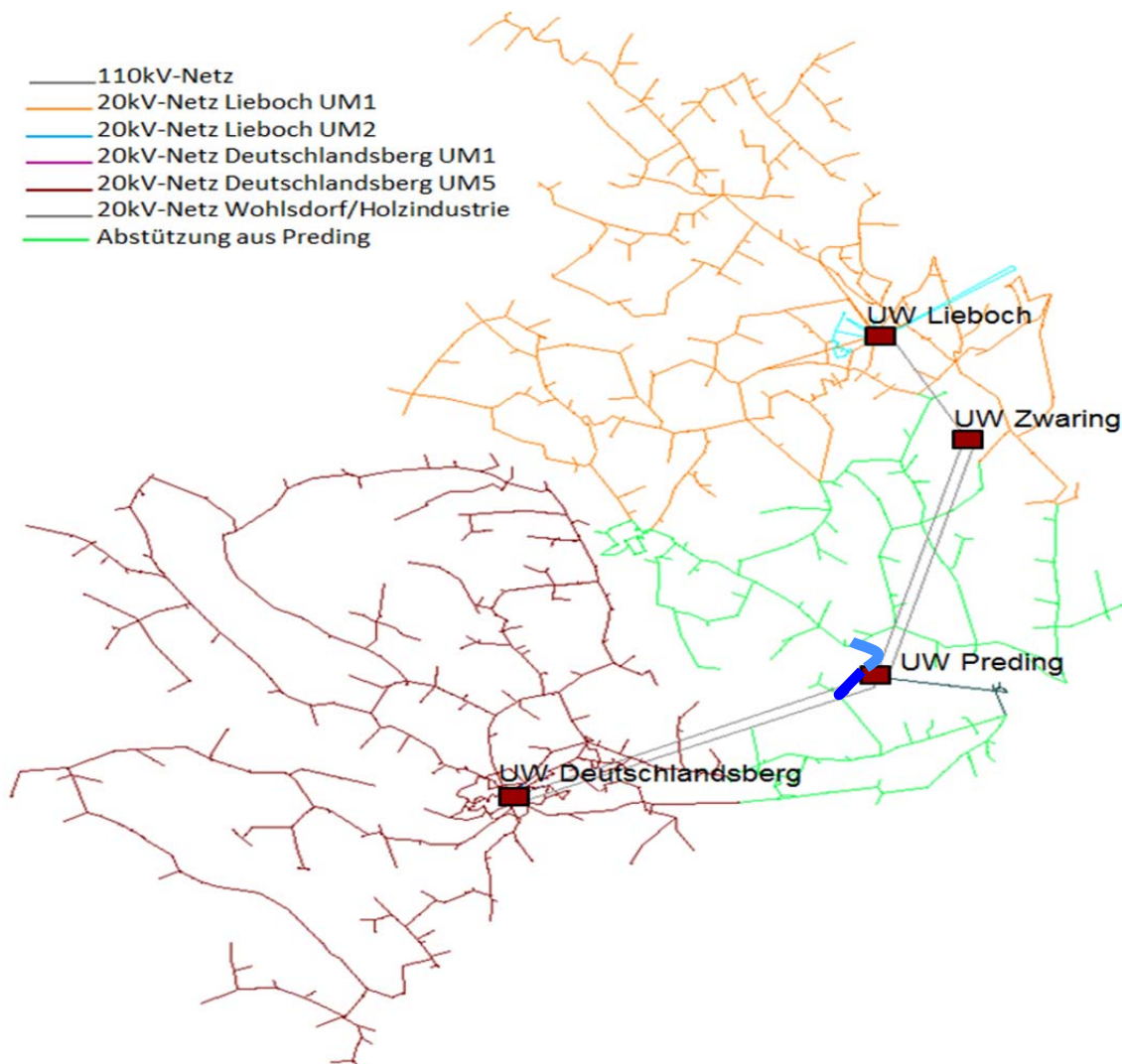


Abbildung 63: Versorgungsbereich für die Abstützung aus Preding in GRÜN eingefärbt. (roter Kreis = Schalter schließen, grüner Kreis = Schalter geöffnet)

5.5.1 Spannungsband und Netzverluste

Abbildung 64 zeigt die Lastflussergebnisse für das Szenario Schwach-Last / Stark-Erzeugung. Es gibt auch hier, wie schon bei den vorangegangenen Berechnungen dieselben Spannungsgrenzen-Überschreitungen.

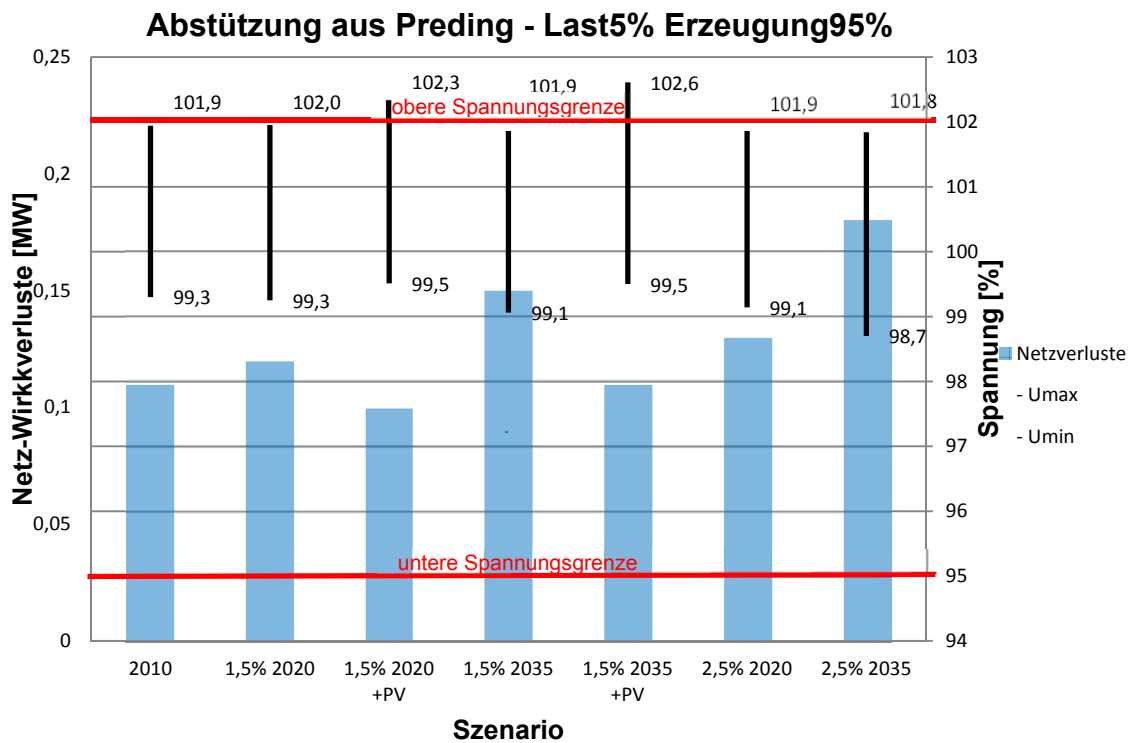


Abbildung 64: Szenarien mit Abstützung aus Preding mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung

In Abbildung 65 werden die Lastflussergebnisse für das Szenario Stark-Last /Schwach-Erzeugung mit der Abstützung aus Preding dargestellt. Für die Szenarien mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 würde die Spannung auf 93% sinken wobei das Spannungsminimum nicht mehr in Stainz liegt. Die Netz-Wirkverluste sinken im Vergleich zum Normalschaltzustand für das Stark-Last / Schwach-Erzeugung Szenario mit 2,5% jährlichem Wachstum und EV um 0,42MW. Im Normalschaltzustand betragen die jährlichen Netzverluste im Szenarien mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EVs 7309MWh, mit der Abstützung aus Preding 6694MWh. Das entspricht einer Reduktion der Netzverlustenergie von rund 614,6MWh bzw. um 8,4%.

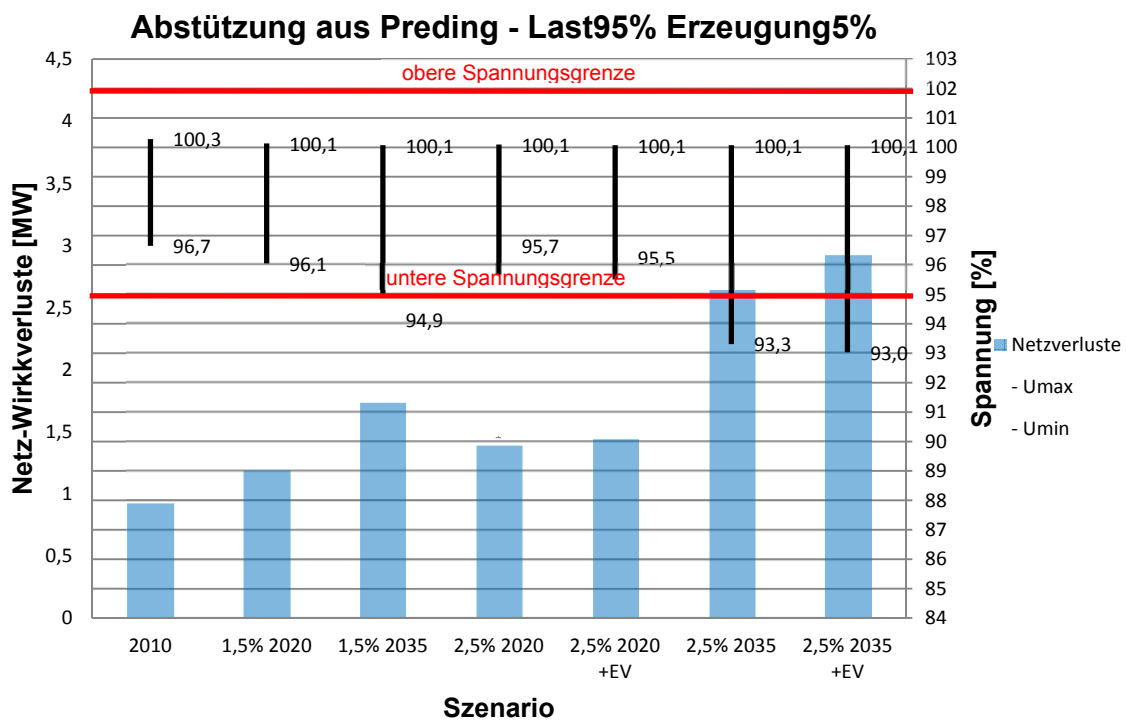


Abbildung 65: Szenarien mit Abstützung aus Preding mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung

5.5.2 Knotenspannungen

In Abbildung 66 wird gezeigt, dass mit der Abstützung aus Preding bei Schwach-Last / Stark-Erzeugung mit jährlichem Wachstum von 1,5% bis 2035 überwiegend im ganzen Netzmodell die Spannung zwischen 99% und 100% liegt.

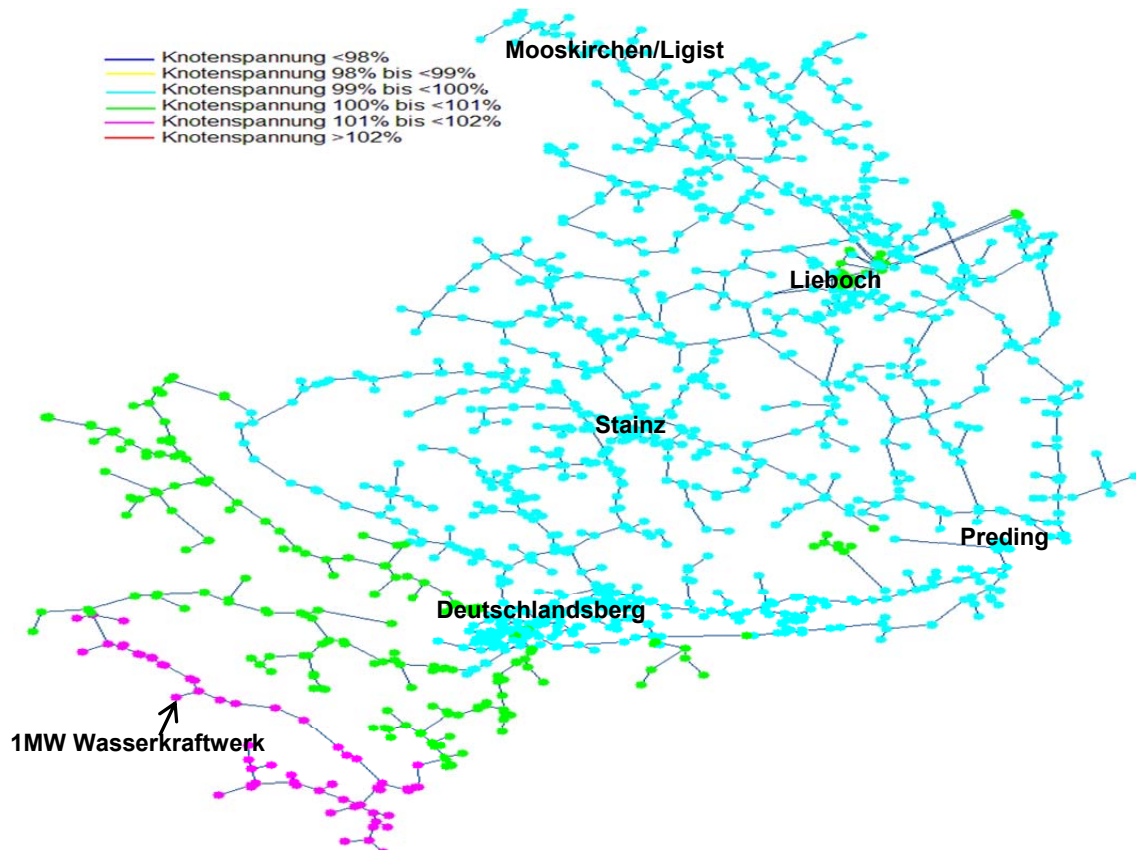


Abbildung 66: Knotenspannungen für Abstützung aus Preding mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 1,5% bis 2035

In Abbildung 67 erkennt man, dass mit $12,6\text{MW}_{\text{peak}}$ Photovoltaikeinspeisung und der neuen Abstützung aus Preding es im Bereich des 1MW Wasserkraftwerks zu leichten Spannungserhöhungen kommt, wie auch schon bei den zuvor betrachteten Szenarien zu beobachten war.

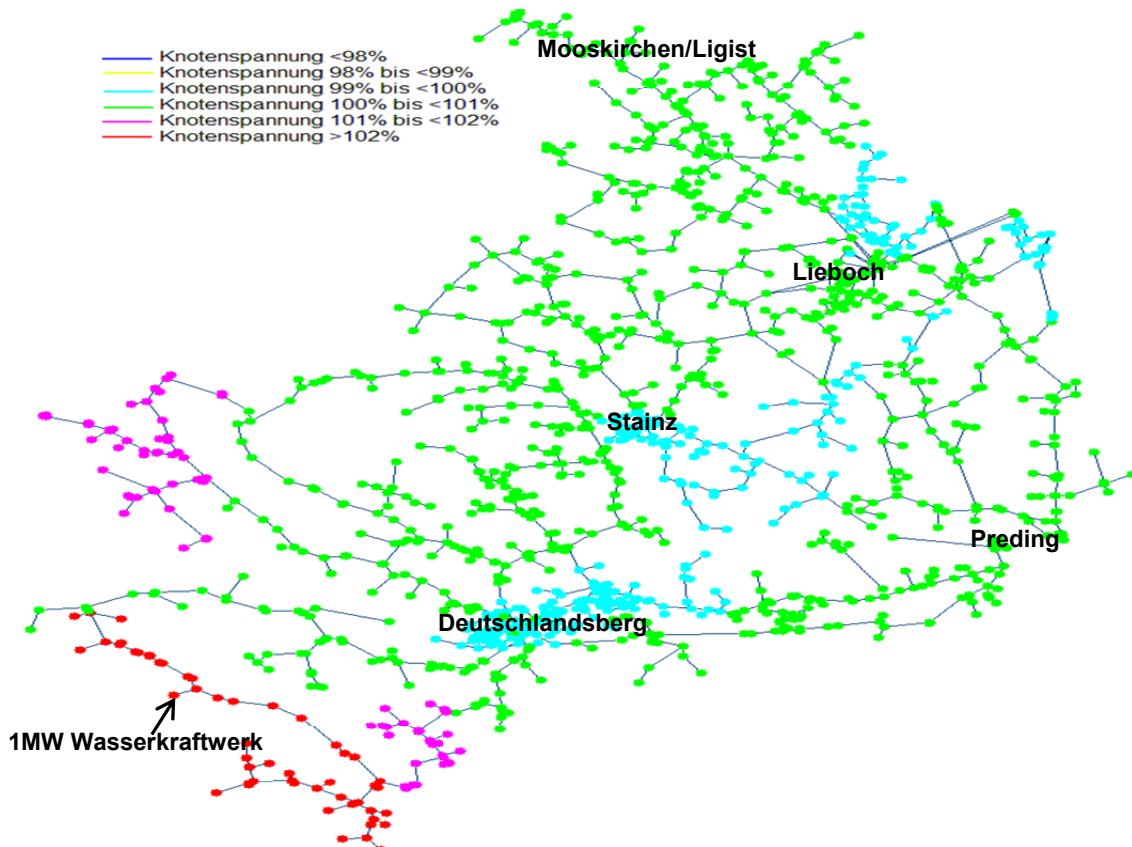


Abbildung 67: Knotenspannungen für Abstützung aus Preding mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 1,5% bis 2035 und PV

In Abbildung 68 und Abbildung 69 ist ersichtlich, dass es im Szenario Abstützung aus Preding mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035 bzw. mit EV bei den getroffenen Annahmen zu Spannungsproblemen im Raum Mooskirchen/Ligist, Sommereben und Stainz kommen kann.

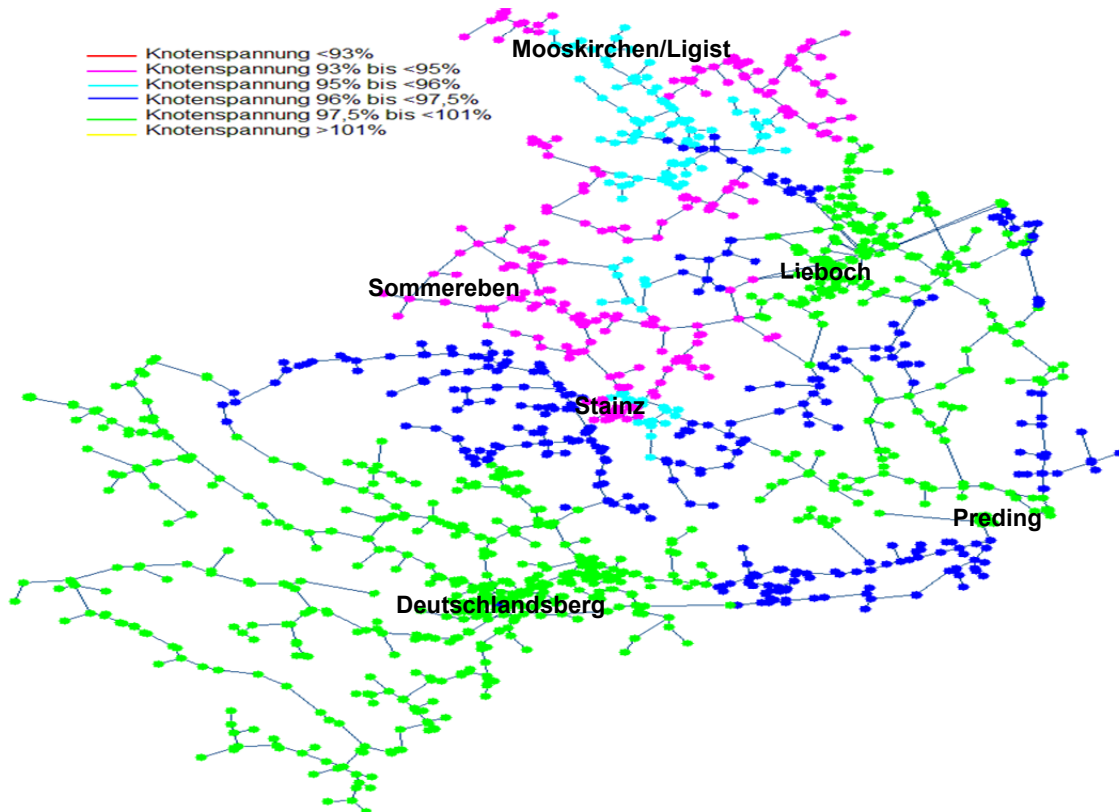


Abbildung 68: Knotenspannungen für Abstützung aus Preding mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035

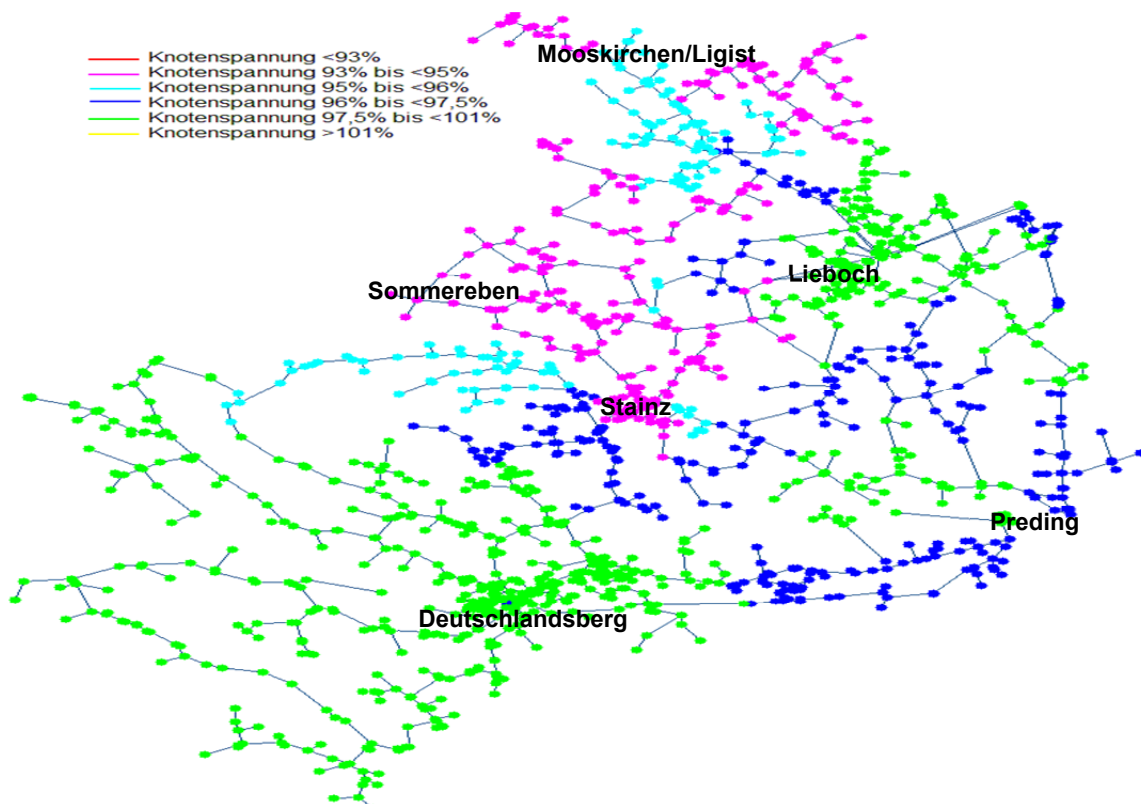


Abbildung 69: Knotenspannungen für Abstützung aus Preding mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035 und EV

5.5.3 Auslastung der Betriebsmittel

Durch die getroffenen Maßnahmen (Abstützung aus Preding, Trennstellenänderung, Netzanbindungen) würde die Leitung im Raum Preding zwischen 80% und 90% ausgelastet werden. In Abbildung 73 werden die stark ausgelasteten Leitungen für den betrachteten Zeitraum in einer Dauerlinie dargestellt, woraus man die Dauer der Auslastung ablesen kann.

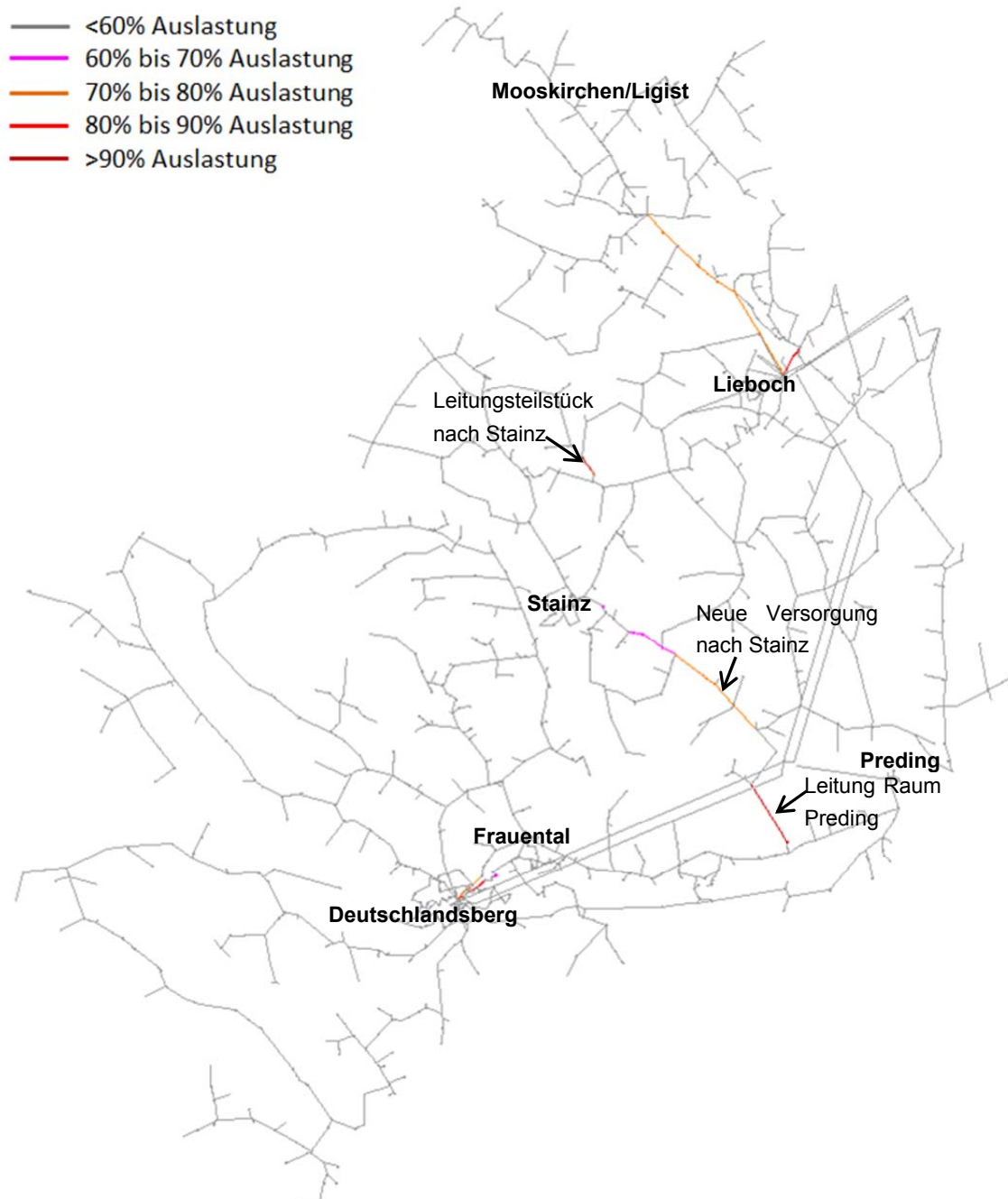


Abbildung 70: Auslastung der Leitungen mit der Abstützung aus Preding mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035 und EV

Tabelle 16 zeigt die Umspannerauslastung für fünf Szenarien mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung. Durch die neue 110/20-kV Abstützung aus Preding, würden die Umspanner in Lieboch ca. um 30% und Deutschlandsberg ca. um 12% im Vergleich zum Normalschaltzustand entlastet. Dazu wurden die Ergebnisse der Lastflussrechnung mit Lastprofilen von Abbildung 33 und Abbildung 75 miteinander verglichen.

Umspanner	S _n Trafo	Auslastung									
		2010		1,5% 2020		1,5% 2035		2,5% 2020 +EV		2,5% 2035 +EV	
		[MVA]	[%]	[MVA]	[%]	[MVA]	[%]	[MVA]	[%]	[MVA]	[%]
UM1 UW LIB	47	50,5	23,7	57,6	27,1	70,7	33,2	63,7	29,9	92,8	43,6
UM2 UW LIB	40	30,9	12,4	31,9	12,8	33,6	13,5	32,4	13,0	35,5	14,2
UM1 UW DLB	40	9,6	3,9	9,9	3,9	10,3	4,1	9,9	4,0	10,4	4,2
UM5 UW DLB	40	53,5	21,4	61,0	24,4	74,9	29,9	68,1	27,3	101,9	40,8
UM2 UW PRE	32	39,0	12,5	44,4	14,2	54,1	17,3	49,0	15,7	71,2	22,8

Tabelle 16: Umspannerauslastung mit der Abstützung aus Preding mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung

5.5.4 Lastfluss mit Lastprofilen

Aus Abbildung 68 und Abbildung 69 geht hervor, dass es im Raum Mooskirchen/Ligist, Sommereben und Stainz bei getroffenen Annahmen zu Spannungsproblemen kommen kann. Hingegen lässt sich aus Abbildung 71 erkennen, dass es in Stainz zu keiner Verletzung der Spannungsgrenzen kommt. Des Weiteren kommt es in Mooskirchen/Ligist nur zu vereinzelt Spannungsgrenzen Unterschreitungen.

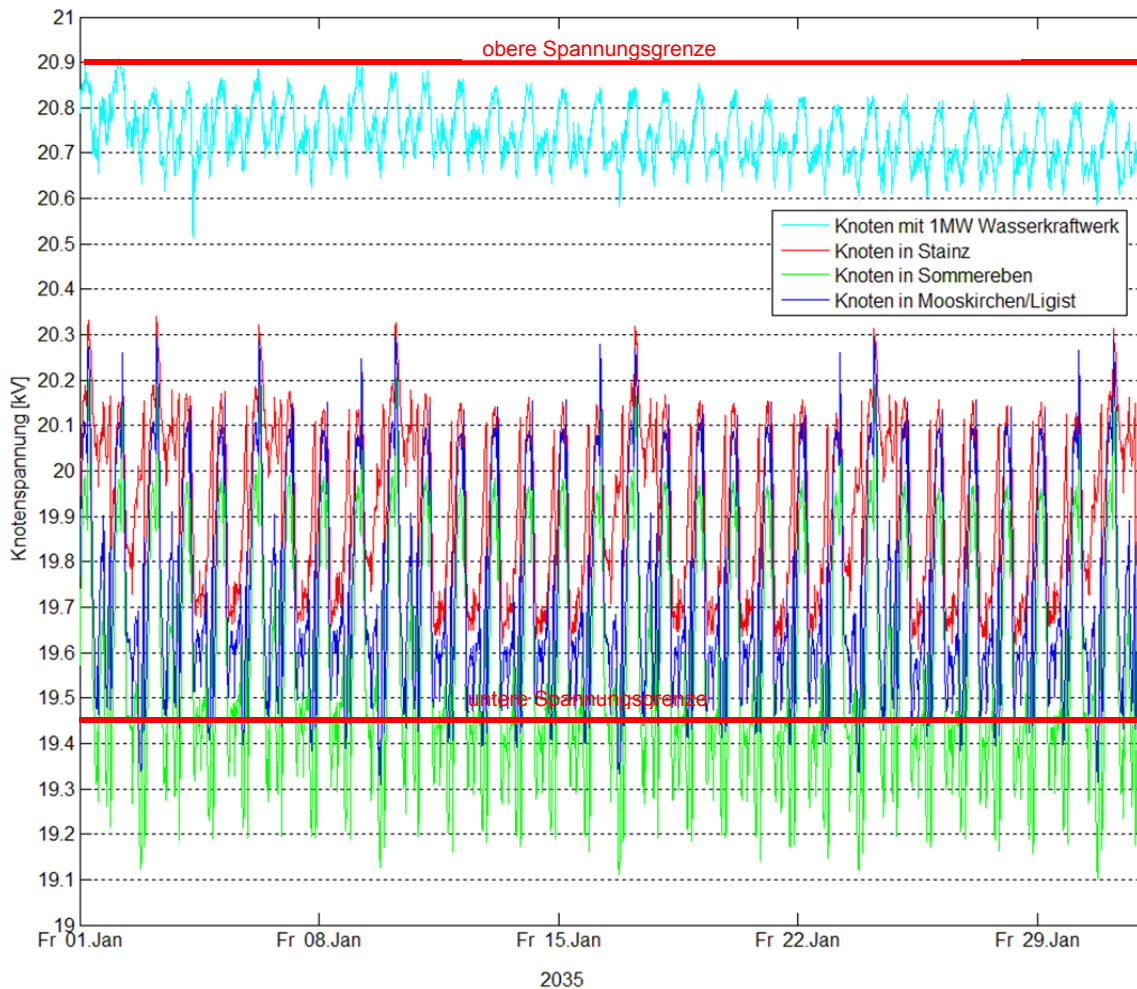


Abbildung 71: Lastflussergebnisse mit Lastprofilen für das Szenario Abstützung aus Preding mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV für ausgewählte Knoten im betrachteten Netzbereich

Aus Abbildung 72 geht hervor, dass die Spannung im Raum Mooskirchen/Ligist im betrachteten Zeitraum zu einem Zwanzigstel unterschritten wird. Des Weiteren lässt sich erkennen, dass die Spannung im Raum Sommereben zur Hälfte des betrachteten Zeitraums bei getroffenen Annahmen unterschritten wird. Hingegen wird in Stainz die Spannungsgrenze nicht verletzt.

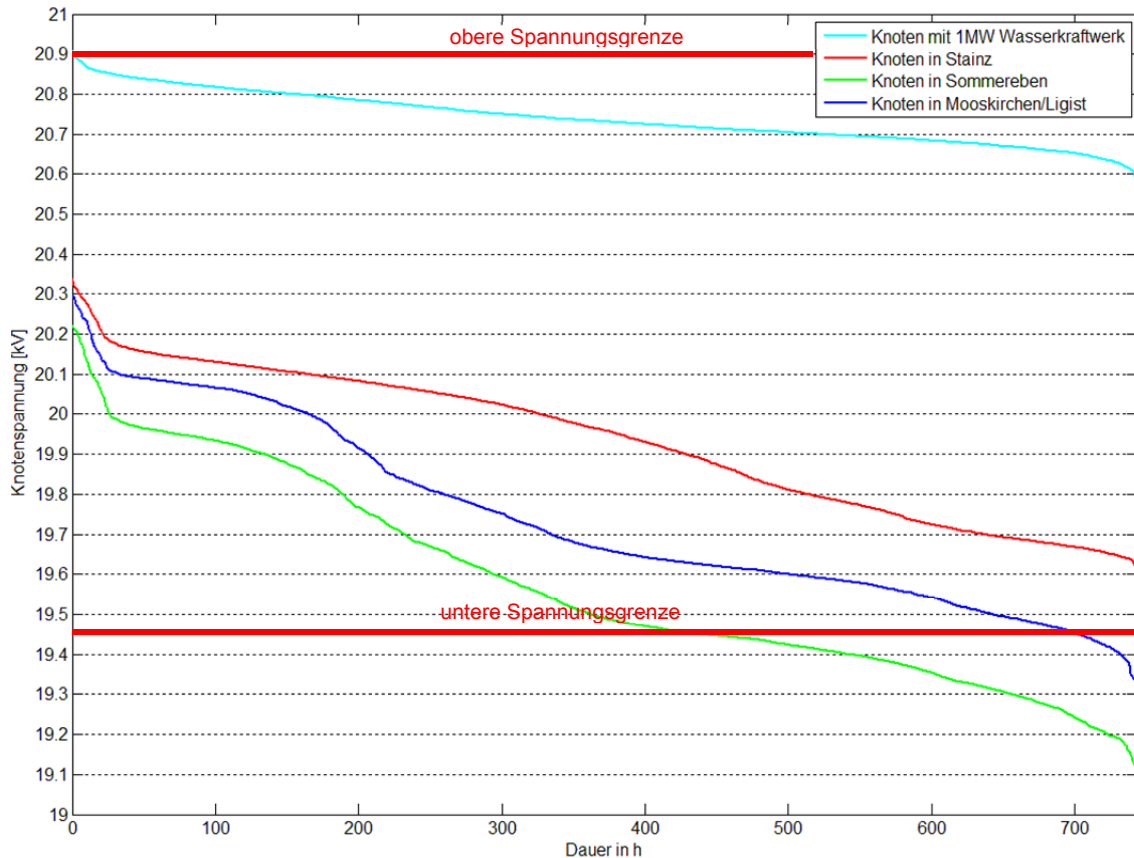


Abbildung 72: Dauerlinien der Knotenspannungen aus Abbildung 71

In Abbildung 73 werden ausgewählte Leitungen der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario Normalschaltzustand mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV gezeigt. Es zeigt sich, im Vergleich zur klassischen Lastflussrechnung (Abbildung 70), dass die betrachteten Leitungen um rund 10% geringer ausgelastet werden und der Ansatz, mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung für die Leitungsauslastung, auf der sicheren Seite gewählt ist.

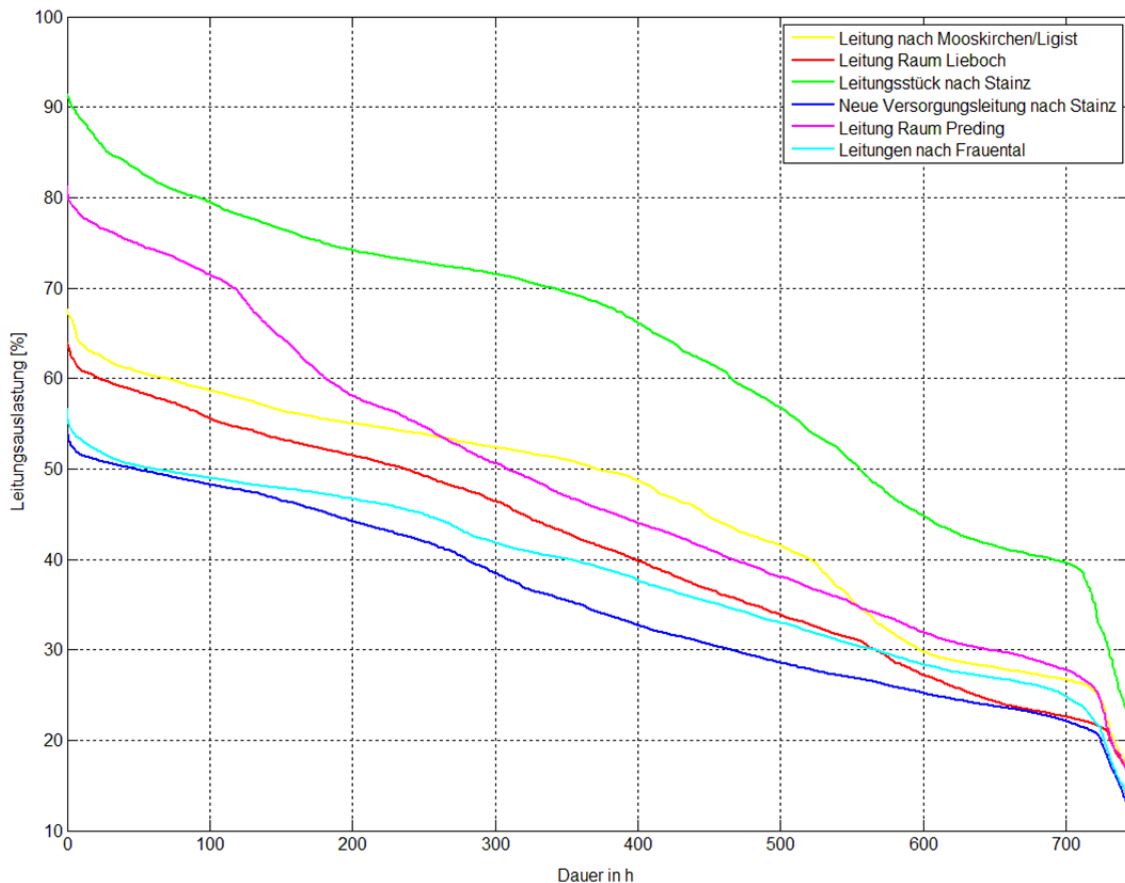


Abbildung 73: Dauerlinie der stark ausgelasteten Leitung für das Szenario Abstützung aus Preding mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV

In Abbildung 74 werden die Umspannerauslastungen des Szenario Stark-Last / Schwach-Erzeugung, 2,5% jährlichem Wachstum und EV gezeigt. Wie schon im Normalschaltzustand zu beobachten war, werden auch hier die Umspannerauslastungen, wie in Tabelle 16 angegeben nicht erreicht. Das lässt sich auf den Stark-Last / Schwach-Erzeugung-Ansatz zurückführen, da im Netz nicht gleichzeitig bei allen Lasten das 95%-Quantil auftritt, sondern über die Zeitreihe verteilt.

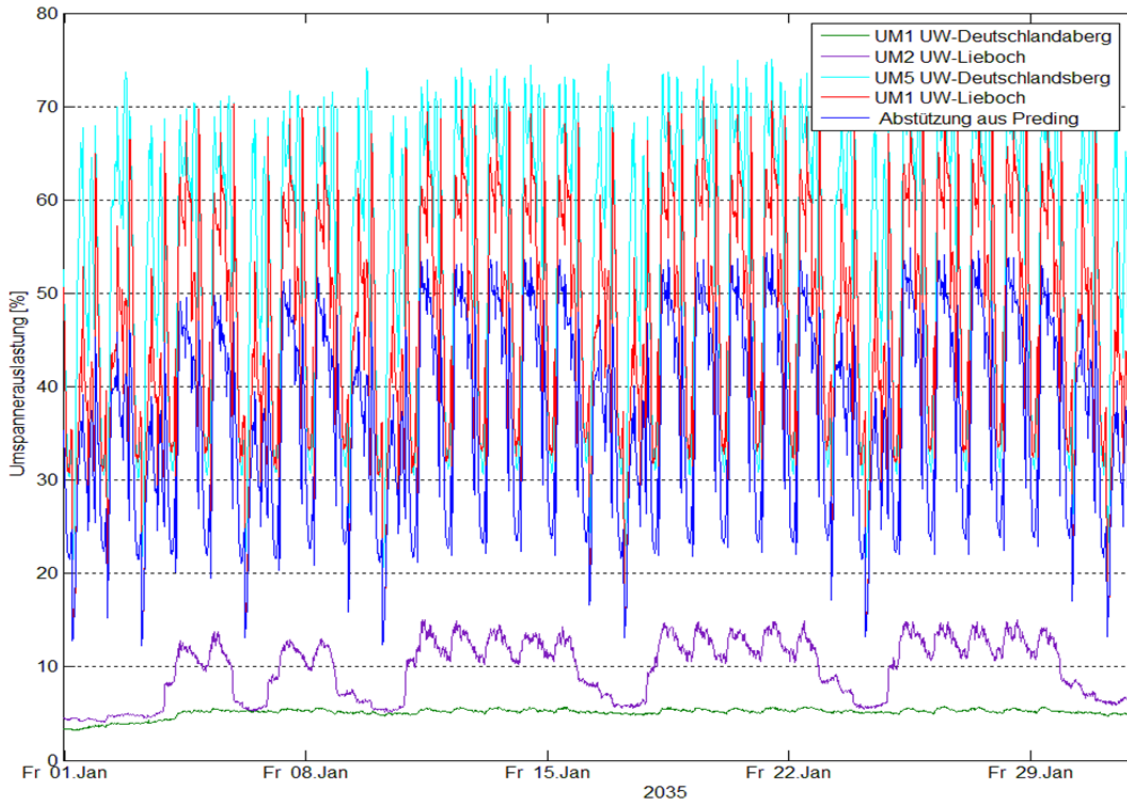


Abbildung 74: Umspannerauslastung aus der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario Abstützung aus Preding mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV

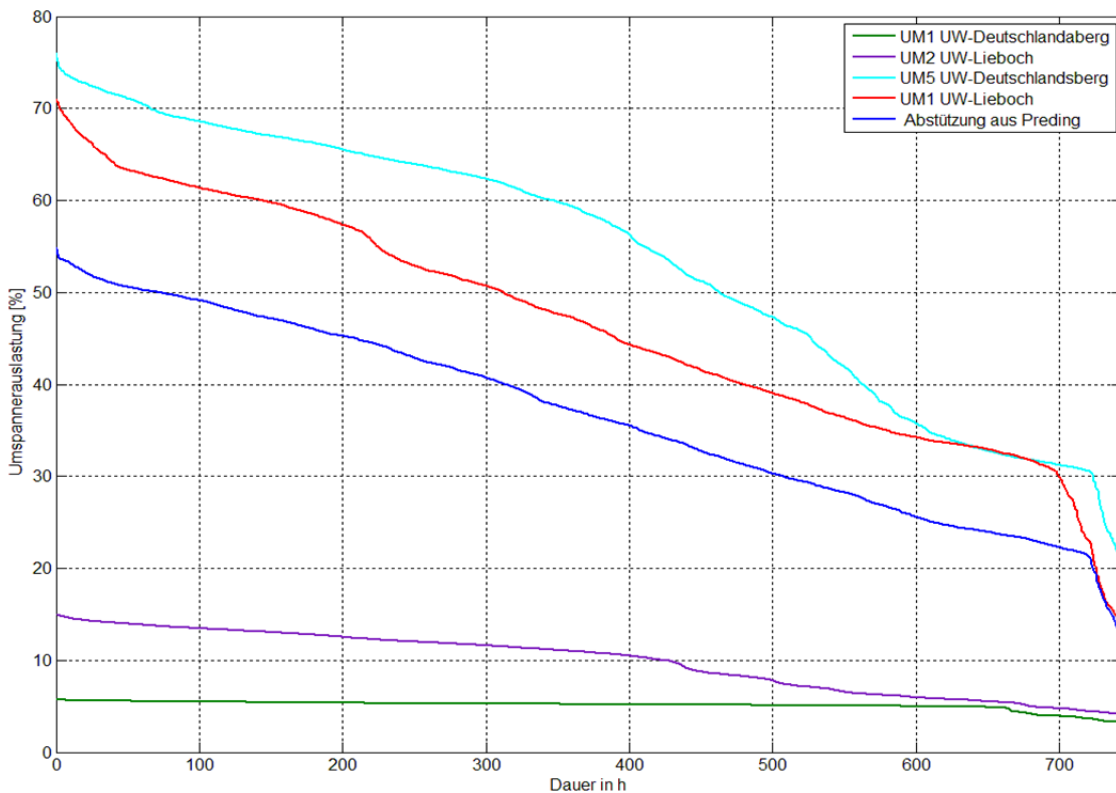


Abbildung 75: Dauerlinie der Umspannerauslastung aus der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario Abstützung aus Preding mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV

6 Ergebnisse der Zuverlässigkeitsrechnung

Der Versorgungszuverlässigkeit wird seitens der österreichischen Regulierungsbehörde ein sehr hoher Stellenwert eingeräumt, es ist zu erwarten, dass der Stellenwert weiter steigen wird. Die Zuverlässigkeitsrechnung beurteilt die Versorgungszuverlässigkeit über die Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen. In Österreich ist die Zuverlässigkeit der Stromversorgung geprägt von atmosphärischen Einwirkungen, wie Regen, Schnee, Wind und Gewitter [29].

In Österreich liegt die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit pro Kunde für das Jahr 2010 bei 53,8min und die durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung bei 61,99min [29]. Die von der Regulierungsbehörde gesammelten realen Werte für Österreich sind nur bedingt mit rein rechnerisch ermittelten Ergebnissen für den betrachteten Netzbereich vergleichbar. Trotzdem zeigt sich, dass die berechneten Werte im Westlichen mit der österreichischen Ausfallstatistik übereinstimmen, wobei die regionalen klimatischen Bedingungen (Gewittertätigkeit) berücksichtigt werden müssten.

Da es zu den Zuverlässigkeitsparametern nur vereinzelt Informationen gibt wurde die NEPLAN-Datenbank, die in Kooperation von NEPLAN mit ABB geschaffen wurde, verwendet. In Tabelle 17 werden die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsrechnung für die einzelnen Szenarien dargestellt.

Es zeigt sich, dass durch die getroffenen Maßnahmen in den Szenarien, Verstärkung im 20-kV Netz und Abstützung aus Preding, die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit pro Kunde gesunken ist. Weiters zeigt sich, dass durch die Abstützung aus Preding die durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung im Vergleich zum Normalschaltzustand um 3,84min sinkt.

Kenngößen der Zuverlässigkeitsrechnung					
		Normalschalt- zustand	Sonderschalt- zustand	Verstärkung im 20-kV Netz	Abstützung aus Preding
SAIFI	[1/a]	1,118	1,182	1,10	1,18
SAIDI	[min/a]	63,665	64,958	62,462	62,662
CAIDI	[min]	56,94	54,96	56,46	53,1

Tabelle 17: Berechnete Zuverlässigkeitskenngrößen der einzelnen Szenarien

SAIFI durchschnittliche Anzahl der Versorgungsunterbrechungen

SAIDI durchschnittliche Nichtverfügbarkeit pro Kunde

CAIDI durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung

7 Ergebnisse der Erdschlussstromrechnung

7.1 Einleitung

Das Mittelspannungsnetz des betrachteten Netzbetreibers wird, wie die meisten Mittelspannungsnetze in Österreich, gelöscht bzw. kompensiert betrieben. Gelöschter Betrieb bedeutet, dass das Netz durch Löschspulen, die zwischen Transformatorsternpunkt und Erde geschaltet sind, den am Fehlerort auftretenden kapazitiven Erdschlussstrom (I_{CE}) möglichst kompensiert. Das betrachtete Netz wird in der Regel zu 10% überkompensiert betrieben. Dies wurde in den Berechnungen berücksichtigt. Im Rahmen der hier durchgeführten Betrachtungen werden die kapazitiven Erdschlussströme im 20-kV Netz mit NEPLAN für die öffentlichen Versorgungsnetze des UW-Lieboch und UW-Deutschlandsberg bestimmt. Anschließend wird aus den kapazitiven Erdschlussströmen der jeweilige Löschbedarf ermittelt.

7.2 Kapazitive Erdschlussströme im 20-kV Netz

Die Netzsituation im öffentlichen Versorgungsnetz vom UW-Lieboch sieht für die Szenarien Normalschaltzustand, Sonderschaltzustand und Verstärkung im 20-kV Netz wie folgt aus:

- Kabel: ca. 93km (Querschnitte: 25mm² bis 240mm²)
- Freileitung: ca. 243km (Querschnitte: 50mm² bis 185mm²)

Die Netzsituation im öffentlichen Versorgungsnetz vom UW-Deutschlandsberg sieht für die Szenarien Normalschaltzustand, Sonderschaltzustand und Verstärkung im 20-kV Netz wie folgt aus:

- Kabel: ca. 120km (Querschnitte: 50mm² bis 240mm²)
- Freileitung: ca. 189km (Querschnitte: 25mm² bis 150mm²)

Des Weiteren sieht die Netzsituation für das Szenario Abstützung aus Preding wie folgt aus:

UW-Lieboch:

- Kabel: ca. 80km (Querschnitte: 25mm² bis 240mm²)
- Freileitung: ca. 167km (Querschnitte: 50mm² bis 185mm²)

UW-Deutschlandsberg:

- Kabel: ca. 100km (Querschnitte: 50mm² bis 240mm²)
- Freileitung: ca. 173km (Querschnitte: 25mm² bis 150mm²)

UW-Preding:

- Kabel: ca. 36km (Querschnitte: 50mm² bis 240mm²)
- Freileitung: ca. 92km (Querschnitte: 25mm² bis 150mm²)

Der Fehlerort wurde für alle Berechnungen im Raum Stainz in den jeweiligen Netzbereichen gewählt. In Tabelle 18 werden die Ströme und die sich ergebenden Impedanzen der Löschspulen dargestellt. Es zeigt sich, dass durch die Verkabelung die Erdschlussströme steigen. Hingegen werden die Erdschlussströme in den jeweiligen Fehlern durch die Abstützung aus Preding im UW-Lieboch und UW-Deutschlandsberg geringer. Die Ströme in der Spalte gelöschter Betrieb sind Restströme da bei der Berechnung mit 10% überkompensiert gerechnet wurde.

	Zustand im Netzmodell	isolierter Betrieb	gelöschter Betrieb	Impedanz
		[A]	[A]	[Ω]
UW-Lieboch	Normalschaltzustand	472	29	34,9
UW-Lieboch	Sonderschaltzustand	468	25	35,1
UW-Lieboch	Verstärkung im 20-kV Netz	491	26	31,4
UW-Lieboch	Abstützung aus Preding	386	24	40
UW-Deutschlandsberg	Normalschaltzustand	586	28	27,1
UW-Deutschlandsberg	Abstützung aus Preding	471	26	32,1
UW-Preding	Abstützung aus Preding	141	13	88

Tabelle 18: Ströme, die aus dem isolierten und gelöschten Betrieb entstehen

8 Zusammenfassung und Diskussion

Im Rahmen dieser Diplomarbeit wurde der Netzbereich Lieboch – Stainz – Deutschlandsberg – Preding – Mooskirchen – Ligist der Stromnetz Steiermark GmbH bezüglich aufgetretener Lastflüsse, Netzverluste, Erdschlussströme und Zuverlässigkeit untersucht. Dazu wurden Eingangsdaten für mögliche Photovoltaik- und E-Mobilitätsentwicklungen aus vorliegender Literatur analysiert und für den betrachteten Netzbereich und Zeitraum definiert.

Lastflussergebnisse:

Im betrachteten Netzbereich der Stromnetz Steiermark GmbH wurden der Normal- und Sonderschaltzustand sowie zwei verschiedene Ausbaukonzepte analysiert. Zum einen wurde eine Verstärkung des bestehenden 20-kV Netzes und zum anderen eine zusätzliche 110/20-kV Abstützung im Raum Preding betrachtet. Um die zukünftigen Lastflussentwicklungen abschätzen zu können, wurden zwei Prognoseberechnungen mittelfristig für 2020 und langfristig für 2035 unter der Berücksichtigung von Photovoltaikeinspeisung und E-Mobilitätsaufkommen durchgeführt.

Normalschaltzustand:

Aus den unter Kapitel 5.2 gezeigten Lastflussergebnissen lässt sich schließen, dass es im betrachteten Netzbereich bis zum Jahr 2035 unter den getroffenen Annahmen (siehe Schwach-Last / Stark Erzeugung mit PV) keine Probleme mit der oberen Spannungsgrenze geben wird. Jedoch könnte die untere Spannungsgrenze im Jahr 2035 bei Eintreffen der Szenarien mit 1,5%, 2,5% und 2,5% + EV jährlichem Wachstum im Raum Mooskirchen/Ligist, Stainz und Preding zu Problemen führen. Weiters lässt sich aus Tabelle 13 und Abbildung 33 schließen, dass die Umspanner in Deutschlandsberg und Lieboch sehr unterschiedlich belastet werden und daher Netzumschaltungen zu empfehlen sind. Hinzu kommt, dass bei Ausfall eines Umspanners in Lieboch im Jahr 2035 bei 2,5% jährlichem Wachstum, der zweite Umspanner mit rund 140% ausgelastet würde. Für das Jahr 2035 wird eine maximale Leitungsauslastung bis zu 75% erwartet.

Sonderschaltzustand:

Die obere Spannungsgrenze würde im Sonderschaltzustand keine Probleme bereiten. Hingegen ist verglichen mit dem Normalschaltzustand der Bereich von Knoten mit Verletzung des unteren Spannungsbandes deutlich größer und erstreckt sich von Preding über Stainz bis in den Raum Steinberg. Es ist

allerdings zu bedenken, dass im Sonderschaltzustand (entspricht gestörtem Netzbetrieb) die Grenzwerte der Europanorm EN 50160 nicht anzuwenden sind. Im Sonderschaltzustand ergeben sich ebenfalls Leitungsauslastungen bis zu 75%. Die Umspannerprobleme im Normalschaltzustand hinsichtlich Überlastung bei Ausfall eines Umspanners würden auch im Sonderschaltzustand auftreten.

Durch die Verstärkung im 20-kV Netz lassen sich folgende Verbesserungen im Netz feststellen. Die Spannungsprobleme in Preding und Mooskirchen/Ligist würden durch die getroffenen Maßnahmen (Verkabelung, Trennstellenänderung, usw.), auch ohne aktive Kompoundierung mittelfristig für 2020 behoben. Hingegen könnte es in Stainz langfristig bei Eintreffen von 2,5% jährlichem Wachstum und EVs noch vereinzelt zu Spannungsproblemen kommen. Weiters müsste man im Jahr 2035 die beiden Umspanner in Lieboch verstärken bzw. einen dritten 110/20-kV Umspanner errichten um das n-1-Kriterium nicht zu verletzen. Aus der Lastflussrechnung mit Lastprofilen geht hervor, dass die Leitungen um rund 10% bzw. die Umspanner bis zu 50% geringer belastet werden als aus der klassischen Lastflussrechnung mit Einzelnen-Szenarien hervorgeht. Das lässt sich auf das nicht gleichzeitig Auftreten der 95%-Quantile zurückführen.

Mittels einer weiteren 110/20-kV Abstützung aus Preding können die Spannungsprobleme in Stainz, für die betrachteten Szenarien behoben werden, jedoch muss dazu die Lage der Trennstellen im betrachteten Netzbereich optimiert werden. Weiteres geht aus der Lastflussrechnung mit 110/20-kV Abstützung aus Preding hervor, dass die Umspanner in Lieboch so entlastet werden, dass das n-1-Kriterium im Jahr 2035 nicht verletzt wird.

Die Netzverluste sind für die untersuchten Lastszenarien erwartungsgemäß im Sonderschaltzustand (gestörter Betrieb) am größten. Diese Tatsache wird jedoch nicht weiter betrachtet, da der Sonderschaltzustand nur kurz andauert. Im Vergleich zum Normalschaltzustand werden durch die Verkabelungsmaßnahmen im 20-kV Netz die Netzverluste geringer. Am kleinsten werden die Verluste jedoch durch Schaffung einer neuen 110/20-kV Abstützung aus Preding.

Erdschlussströme:

Die ungelöschten (kapazitiven) Erdschlussströme, welche für die 20-kV Kabel- und -Freileitungstrecken errechnet wurden, befinden sich innerhalb des erwarteten Wertebereichs. Durch die 20-kV Verkabelungsmaßnahmen sind die Erdschlussströme erwartungsgemäß im UW-Lieboch gestiegen. Durch die 110/20-kV Abstützung aus Preding werden die Erdschlussströme im UW-Lieboch und UW-Deutschlandsberg

jedoch reduziert, da durch die Netzauftrennung die zu löschenden Teilnetze verkleinert werden.

Zuverlässigkeitsanalyse:

Aus der Zuverlässigkeitsrechnung zeigt sich, dass durch die getroffenen Maßnahmen in den Szenarien Verstärkung im 20-kV Netz und 110/20-kV Abstützung aus Preding, die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit pro Kunde sinkt. Die durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung ist mit der Abstützung aus Preding am geringsten.

Schlussfolgerung:

Aus den Ergebnissen der Netzanalyse kann eine Empfehlung für eine 110/20-kV Abstützung aus Preding gegeben werden, da die Spannungen in den Knoten mit dieser Maßnahme auch langfristig innerhalb der vorgegeben Grenzen liegt. Auch die Problematik der n-1-sicheren Versorgung aus dem 110-kV Netz über die bestehenden Umspanner kann damit gelöst werden. Darüber hinaus reduzieren sich durch die Netzauftrennung die Erdschlussströme der Teilnetze.

Da die Verbrauchsentwicklung inklusive E-Mobilität und der Ausbau der Photovoltaik nur mit gewissen Unsicherheiten prognostiziert werden kann, wird empfohlen, dass man die Versorgungssituation in Stainz in fünf bis acht Jahren noch einmal einer Begutachtung unterzieht.

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Gesamtübersicht des Netzes der Stromnetz Steiermark GmbH (Quelle: Stromnetz Steiermark GmbH)	17
Abbildung 2: Darstellung des betrachteten Netzbereichs in der Süd- Weststeiermark (Quelle: Stromnetz Steiermark GmbH).....	18
Abbildung 3: Betrachteter Netzbereich mit den Einspeisepunkten aus dem 110-kV Netz	19
Abbildung 4: Freileitungen und Kabel im betrachteten Netzbereich.....	21
Abbildung 5: Verhältnis der Kabellängen und Querschnitte zur gesamt Netzlänge	22
Abbildung 6: Kabelquerschnitte im betrachteten Netzbereich eingefärbt	22
Abbildung 7: Verhältnis der Freileitungslängen und Querschnitte zur gesamt Netzlänge	23
Abbildung 8: Freileitungsquerschnitte im betrachteten Netzbereich eingefärbt.....	24
Abbildung 9: Politische Bezirke in Österreich (Quelle: [7])	26
Abbildung 10: Übersicht der EV Erwartungen betrachteter Studien.....	29
Abbildung 11: Spezifischer Verbrauch von EVs [15]	33
Abbildung 12: Normierte Gewichtungsfaktoren für ungesteuertes Laden (Quelle: [17])	37
Abbildung 13: Marktentwicklung der Photovoltaik in Österreich [21].....	38
Abbildung 14: Übersicht der Photovoltaikerwartungen betrachteter Studien	40
Abbildung 15: Potenziale in Österreich mit dem Szenario MAXI für das Jahr 2020 der Studie REGIO Engery (Quelle: [23]).....	41
Abbildung 16: P und U der Umspanner im UW-Lieboch	43
Abbildung 17: Definierter Szenarien-Baum für nachfolgende Berechnungen	45
Abbildung 18: Ballungszentren im betrachteten Netzbereich.....	48
Abbildung 19: Planungsspannungsband im Verteilnetz der Stromnetz Steiermark GmbH (Quelle: [27]).....	51
Abbildung 20: Szenarien Normalschaltzustand mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung. 52	
Abbildung 21: Szenarien Normalschaltzustand mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung. 53	
Abbildung 22: Aktuelle Knotenspannungen vom Jahr 2010 mit Schwach-Last und Stark-Erzeugung.....	54
Abbildung 23: Knotenspannungen für Normalschaltzustand mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung und einem jährlichen Wachstum von 1,5% bis 2035.....	55

Abbildung 24: Knotenspannungen für Normalschaltzustand mit Schwach-Last / Stark- Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 1,5% bis 2035 und 12,6MWpeak Photovoltaikeinspeisung	55
Abbildung 25: Aktuelle Knotenspannungen vom Jahr 2010 mit Stark-Last und Schwach-Erzeugung.....	56
Abbildung 26: Knotenspannungen für Normalschaltzustand mit Stark-Last / Schwach- Erzeugung und einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035.....	57
Abbildung 27: Knotenspannungen für Normalschaltzustand mit Stark-Last / Schwach- Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035 und EVs	57
Abbildung 28: Auslastung der Leitungen für den Normalschaltzustand mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035 und EV	58
Abbildung 29: Lastflussergebnisse mit Lastprofilen für das Szenario Normalschaltzustand mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV für ausgewählte Knoten im betrachteten Netzbereich	60
Abbildung 30: Dauerlinien der Knotenspannungen aus Abbildung 29	61
Abbildung 31: Dauerlinien der stark ausgelasteten Leitungen des Szenario 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV	62
Abbildung 32: Umspannerauslastungen aus der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV.....	63
Abbildung 33: Dauerlinie der Umspannerauslastungen aus der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV	63
Abbildung 34: Trennstellenänderung gegenüber dem Normalschaltzustand	64
Abbildung 35: Szenarien Sonderschaltzustand mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung. 65	
Abbildung 36: Szenarien Sonderschaltzustand mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung. 66	
Abbildung 37: Knotenspannungen für Sonderschaltzustand mit Schwach-Last / Stark- Erzeugung für das Jahr 2010	67
Abbildung 38: Knotenspannungen für Sonderschaltzustand mit Schwach-Last / Stark- Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 1,5% bis 2035.....	68
Abbildung 39: Knotenspannungen für Sonderschaltzustand mit Schwach-Last / Stark- Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 1,5% bis 2035 und PV.....	68
Abbildung 40: Knotenspannungen für Sonderschaltzustand mit Stark-Last / Schwach- Erzeugung für das Jahr 2010	69
Abbildung 41: Knotenspannungen für Sonderschaltzustand mit Stark-Last / Schwach- Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035.....	70

Abbildung 42: Knotenspannungen für Sonderschaltzustand mit Stark-Last / Schwach- Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035 mit EV	70
Abbildung 43: Auslastung der Leitungen für den Sonderschaltzustand mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035 und EV	71
Abbildung 44: Lastflussergebnisse mit Lastprofilen für den Sonderschaltzustand mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV für ausgewählte Knoten im betrachteten Netzbereich.....	73
Abbildung 45: Dauerlinien der Knotenspannungen aus Abbildung 44	74
Abbildung 46: Dauerlinie der stark ausgelasteten Leitungen des Szenario 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV	75
Abbildung 47: Umspannerauslastung aus der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV	76
Abbildung 48: Dauerlinie der Umspannerauslastungen aus der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV	76
Abbildung 49: Darstellung der verkabelten Bereiche und der Trennstellenänderungen (roter Kreis = Schalter schließen, grüner Kreis = Schalter geöffnet)	77
Abbildung 50: Kompoundierungs-Charakteristik der Transformatorregelung (Quelle: [1])	78
Abbildung 51: Szenarien Verstärkung im 20-kV Netz mit Schwach-Last / Stark- Erzeugung (Sonderschaltzustand)	79
Abbildung 52: Szenarien Verstärkung im 20-kV Netz mit Stark-Last / Schwach- Erzeugung	80
Abbildung 53: Knotenspannungen für Verstärkung im 20-kV Netz mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 1,5% bis 2035	81
Abbildung 54: Knotenspannungen für Verstärkung im 20-kV Netz mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 1,5% bis 2035 und PV	82
Abbildung 55: Knotenspannungen für Verstärkung im 20-kV Netz mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035	83
Abbildung 56: Knotenspannungen für Verstärkung im 20-kV Netz mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035 und EV	83
Abbildung 57: Auslastung der Leitungen für das Szenario Verstärkung im 20-kV Netz mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035 und EV	84
Abbildung 58: Lastflussergebnisse mit Lastprofilen für das Szenario Verstärkung im 20- kV Netz mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV für ausgewählte Knoten im betrachteten Netzbereich.....	86

Abbildung 59: Dauerlinie der Knotenspannungen aus Abbildung 58	87
Abbildung 60 Dauerlinien der stark ausgelasteten Leitungen des Szenario Verstärkung im 20-kV Netz für 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV.	88
Abbildung 61: Umspannerauslastung aus der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario Verstärkung im 20-kV Netz mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV	89
Abbildung 62: Dauerlinie der Umspannerauslastung aus der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario Verstärkung im 20-kV Netz mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV	89
Abbildung 63: Versorgungsbereich für die Abstützung aus Preding in GRÜN eingefärbt. (roter Kreis = Schalter schließen, grüner Kreis = Schalter geöffnet)	90
Abbildung 64: Szenarien mit Abstützung aus Preding mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung	91
Abbildung 65: Szenarien mit Abstützung aus Preding mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung	92
Abbildung 66: Knotenspannungen für Abstützung aus Preding mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 1,5% bis 2035	93
Abbildung 67: Knotenspannungen für Abstützung aus Preding mit Schwach-Last / Stark-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 1,5% bis 2035 und PV	94
Abbildung 68: Knotenspannungen für Abstützung aus Preding mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035	95
Abbildung 69: Knotenspannungen für Abstützung aus Preding mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035 und EV	95
Abbildung 70: Auslastung der Leitungen mit der Abstützung aus Preding mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung, einem jährlichen Wachstum von 2,5% bis 2035 und EV	96
Abbildung 71: Lastflussergebnisse mit Lastprofilen für das Szenario Abstützung aus Preding mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV für ausgewählte Knoten im betrachteten Netzbereich.....	98
Abbildung 72: Dauerlinien der Knotenspannungen aus Abbildung 71	99
Abbildung 73: Dauerlinie der stark ausgelasteten Leitung für das Szenario Abstützung aus Preding mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV	100
Abbildung 74: Umspannerauslastung aus der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario Abstützung aus Preding mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV	101

Abbildung 75: Dauerlinie der Umspannerauslastung aus der Lastflussrechnung mit Lastprofilen für das Szenario Abstützung aus Preding mit 2,5% jährlichem Wachstum bis 2035 und EV 101

10 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Darstellung der Kabel- und Freileitungslängen vom betrachteten Netz.....	20
Tabelle 2: Durchschnittlicher Motorisierungsgrad der Betrachteten Jahre [12]	28
Tabelle 3: theoretisch mögliche PKW-Anzahl in Österreich, Steiermark und Deutschlandsberg.....	28
Tabelle 4: Erwartungswerte der EV-Anzahl für Österreich aus den vorliegenden Studien.....	30
Tabelle 5: Gewichtungsfaktoren $n_{EV_{Erw}}$ pro Kategorie zur Berechnung der $N_{EV_{Bez}}$	30
Tabelle 6: EV-Anzahl für die betrachteten Jahre 2020 und 2035	31
Tabelle 7: Durchschnittliche PKW Weglängen pro Tag je Kategorie in Österreich ([14] und eigene Annahmen)	32
Tabelle 8: Durchschnittliche PKW Weglängen pro Tag in Österreich seit 2004 [13]....	32
Tabelle 9: Angenommener spezifischer Verbrauch je Kategorie.....	33
Tabelle 10: Täglicher elektrischer Energiebedarf für Österreich, Steiermark und Deutschlandsberg durch EVs	35
Tabelle 11: Jährlicher elektrischer Energiebedarf für Österreich, Steiermark und Deutschlandsberg.....	35
Tabelle 12: Photovoltaikerwartungen für den betrachteten Zeitraum	42
Tabelle 13: Umspannerauslastung für Normalschaltzustand mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung	59
Tabelle 14: Umspannerauslastung für Sonderschaltzustand mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung	72
Tabelle 15: Umspannerauslastung für Verstärkung im 20-kV Netz mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung.....	85
Tabelle 16: Umspannerauslastung mit der Abstützung aus Preding mit Stark-Last / Schwach-Erzeugung.....	97
Tabelle 17: Berechnete Zuverlässigkeitskenngrößen der einzelnen Szenarien.....	102
Tabelle 18: Ströme, die aus dem isolierten und gelöschten Betrieb entstehen.....	104
Tabelle 19: Elektrische Kenngrößen der im Netz vorhandenen Erdkabel	116
Tabelle 20: Elektrische Kenngrößen der im Netz vorhandenen Freileitungen	116
Tabelle 21: Elektrische Kenngrößen der im Netz vorhandenen Transformatoren.....	116
Tabelle 22: Zuordnung der Bezirke den jeweiligen Kategorien	117

11 Literaturverzeichnis

- [1] NEPLAN, „HTML Help“, BCP Busarello + Cott + Partner Inc., Version 5.2.4., 2005
- [2] Clemens Obkircher, „Probleme bei Einbau von Kabelsystemen in kompensierten Übertragungsnetzen“, Graz 2004
- [3] Energie Steiermark, Stromnetz Steiermark GmbH, <http://www.stromnetzsteiermark.at/UeberUns/index.htm>, Abgerufen am: 5. Februar 2012
- [4] Österreichs Energie, "Visionen 2050," Österreichische Energieagentur, Wien, Forschungsbericht Bestellnummer: 650/514, (2010)
- [5] R. Winter, G. Lichtblau F. Pötscher, "Elektromobilität in Österreich. Szenario 2020 und 2050," Umweltbundesamt Österreich, Wien, Report ISBN: 978-3-99004-058-4, (2010).
- [6] H. Stigler et al., "Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft," Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz, Österreich, (2010).
- [7] POLITIK LEXIKON für JUNGE LEUTE, [Online] http://www.politiklexikon.at/live/get_image/213/ Abgerufen am: 30. März 2012
- [8] STATISTIK AUSTRIA. (August 2010) STATISTIK AUSTRIA – Bevölkerungsprognosen, [Online] http://www.statistik.at/web_de/static/ausfuehrliche_tabellen_zur_kleinraeumigen_bevolkerungsprognose_2009_-_205_051901.pdf, Abgerufen am: 5. Jänner 2012
- [9] STATISTIK AUSTRIA. (November 2011) STATISTIK AUSTRIA – Verkehr, [Online]. http://www.statistik.at/web_de/static/kfz-bestand_2010_055766.pdf, Abgerufen am: 22. Jänner 2012
- [10] S. Kranzl et al., "Elektromobilität in Österreich Szenarien 2020", Umweltbundesamt GmbH, Wien, REPORT REP-0346, (2011).
- [11] Planungsgemeinschaft Ost, "Kordonerhebung Wien in den Jahren 2008 - 2010 ", Verkehr und Infrastruktur, Wien, (2011).
- [12] Shell Deutschland Oil GmbH, Shell PKW-Szenarien bis 2030 - Fakten, Trends und Handlungsoptionen für nachhaltige Auto-Mobilität", Hamburg, Studie (2009).
- [13] STATISTIK AUSTRIA, (November 2011) STATISTIK AUSTRIA – Verkehr, [Online]. http://www.statistik.at/web_de/Redirect/index.htm?dDocName=03835
- [14] VCÖ, Österreichs Autofahrer fahren 36 Kilometer pro Tagt, [Online] <http://www.vcoe.at/de/presse/aussendungen-archiv/deteils/items/Ausgeb2012-33>
- [15] G4V - Grid for Vehicles. (Dezember 2010) WP 1.3 - Parameter Manual. [Online] <http://www.g4v.eu>. Abgerufen am: 12. November 2011

- [16] A. Schuster et al., "Begleitforschung der TU Wien in VLOTTE," Technische Universität Wien - Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Wien, Endbericht (April 2010).
- [17] Gernot Macsemniuc, „Mögliche Auswirkungen eines großflächigen Markteintrittes von Electric Vehicles auf das Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG“, Graz 2012
- [18] G4V - Grid for Vehicles. (August 2010) WP 1.4 - Scenario writing – Scenario Worlds. [Online]. <http://www.g4v.eu>. Abgerufen am: 12. November 2011
- [19] Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), "Zweiter Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität," Nationale Plattform Elektromobilität (NPE), Berlin, Bericht (2011).
- [20] Klima- und Energiefonds, "Wesentliche Ergebnisse der E-Mobilitäts-Modellregion VLOTTE," Klima- und Energiefonds, Wien, (Dezember 2010).
- [21] Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, „Innovative Energietechnologien in Österreich, Marktentwicklung 2010“, Wien Mai 2011
- [22] Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, „Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich“, Wien August 2007
- [23] Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, „REGIO Energy Regionale Szenarien erneuerbarer Energie-potenziale in den Jahren 2012/2020“, G. Stanzer, St. Novak, Wien/St. Pölten Dezember 2010
- [24] Umweltbundesamt, "Energiewirtschaftliche Inputdaten und Szenarien als Grundlage zur Erfüllung der Berichtspflichten des Monitoring Mechanismus“, Thomas Krutzler, Wien 2009 MECHANISMS
- [24] Landesenergiebeauftragter, „Energiestrategie Steiermark 2025, Road Map Solarenergie“, Graz August 2010
- [25] European Photovoltaic Industry Association, „GLOBAL MARKET OUTLOOK FOR PHOTOVOLTAICS UNTIL 2015“, Belgium April 2011
- [26] Austrian Power Grid AG, „STROMSZENARIO 2050“, Sabine Kranzl, Wien 2011
- [27] Gregor Taljan, „Spannungsniveau im 30-kV Netz UW Judenburg/West Lösungsansätze mit Smart Grids“, Graz Februar 2012
- [28] Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, „Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich“, H. Fechner et. al., Jänner 2010
- [29] E-Controll, „Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich“, September 2011

12Anhang

Nennquerschnitt [mm ²]	Type	I _{max} [A]	Mitsystem			Nullsystem		
			R ¹ [Ω/km]	X ¹ [Ω/km]	C ¹ [μF/km]	R ⁰ [Ω/km]	X ⁰ [Ω/km]	C ⁰ [μF/km]
25 Al	Masse	120	0,715	0,130	0,161	1,745	0,723	0,161
50 Al	Masse	130	0,619	0,117	0,250	1,169	0,222	0,250
50 Al	VPE	172	0,623	0,195	0,175	1,579	1,045	0,175
50 Al	PE	172	0,623	0,195	0,175	1,579	1,045	0,175
50 Cu	Masse	175	0,359	0,124	0,250	1,237	0,520	0,250
70 Al	Masse	165	0,443	0,110	0,280	0,965	0,200	0,280
95 Al	VPE	251	0,330	0,175	0,216	1,283	1,034	0,216
95 Al	PE	251	0,330	0,175	0,216	1,283	1,034	0,216
120 Al	Masse	220	0,258	0,108	0,350	1,041	0,389	0,350
150 Al	Masse	250	0,207	0,104	0,380	0,961	0,356	0,380
150 Al	VPE	319	0,212	0,161	0,254	1,145	0,841	0,254
150 Al	PE	319	0,212	0,161	0,254	1,145	0,841	0,254
240 Al	Masse	325	0,130	0,097	0,440	0,819	0,289	0,440
240 Al	PE	414	0,125	0,050	0,310	0,375	1,500	0,310
240 Al	VPE	417	0,134	0,146	0,310	1,065	0,835	0,310
240 Al	PE	417	0,134	0,146	0,310	1,065	0,835	0,310
240 Cu	Masse	500	0,076	0,097	0,450	0,766	0,289	0,450
240 Cu	PE	526	0,080	0,146	0,304	1,011	0,835	0,304
240 Cu	PE	834	0,038	0,100	0,600	0,114	0,300	0,600
300 Al	VPE	469	0,108	0,139	0,329	1,038	0,833	0,329

Tabelle 19: Elektrische Kenngrößen der im Netz vorhandenen Erdkabel

Nennquerschnitt [mm ²]	I _{max} [A]	Mitsystem			Nullsystem		
		R ¹ [Ω/km]	X ¹ [Ω/km]	C ¹ [μF/km]	R ⁰ [Ω/km]	X ⁰ [Ω/km]	C ⁰ [μF/km]
25/4 Al/St	125	1,203	0,401	0,009	1,347	1,610	0,004
50/8 Al/St	210	0,595	0,379	0,010	0,739	1,589	0,004
50/8 ALMGSi	205	0,690	0,386	0,009	0,834	1,595	0,004
70/12 Al/St	290	0,413	0,367	0,010	0,557	1,576	0,004
95/15 ALMGSi	320	0,345	0,362	0,010	0,489	1,572	0,004
95/15 Al/St	350	0,306	0,357	0,010	0,450	1,567	0,004
120/20 Al/St	410	0,237	0,349	0,010	0,381	1,558	0,004
150/8 Al/St	470	0,195	0,356	0,010	0,339	1,566	0,004
150 ALMGSi	425	0,219	0,348	0,011	0,362	1,558	0,004
185 ALMGSi	490	0,177	0,341	0,011	0,321	1,551	0,004
240/40 Al/St	645	0,120	0,400	0,008	0,330	1,640	0,003

Tabelle 20: Elektrische Kenngrößen der im Netz vorhandenen Freileitungen

Name	S	U _p	U _s	u _k ¹	u _R ¹	u _k ⁰	u _R ⁰	I _{Smax}
	[MVA]	[kV]	[kV]	[%]	[%]	[%]	[%]	[A]
UM1 im UW-DLB – Versorgung der Industrie	40	110	20,5	12,1	0,225	12,1	0,225	1100
UM5 im UW-DLB – öffentliche Verteilnetz	40	110	20,5	11,9	0,222	11,9	0,222	1100
UM1 im UW-LIB – öffentliche Verteilnetz	47	110	20,5	12,2	0,189	12,2	0,189	1292
UM2 im UW-LIB – Versorgung der Industrie	40	110	20,5	10,0	0,293	10,0	0,293	1074
UM1 im UW-PRE - Holzindustrie Preding(fremd)	12,5	110	20,5	13,0	0,512	13,0	0,512	344

Tabelle 21: Elektrische Kenngrößen der im Netz vorhandenen Transformatoren

Zuordnung der Österreichische Bezirke der jeweiligen Kategorie			
Österreichische Bezirke	Kategorie	Österreichische Bezirke	Kategorie
Eisenstadt	Stadt	Gmunden	Umland
Eisenstadt-Umgebung	Umland	Grieskirchen	Land
Rust	Umland	Kirchdorf an der Krems	Land
Güssing	Land	Linz-Land	Stadt
Jennersdorf	Land	Perg	Umland
Mattersburg	Umland	Ried im Innkreis	Umland
Neusiedl am See	Umland	Rohrbach	Land
Oberpullendorf	Land	Schärding	Umland
Oberwart	Umland	Steyr-Land	Umland
Klagenfurt	Stadt	Urfahr-Umgebung	Umland
Villach	Stadt	Vöcklabruck	Stadt
Feldkirchen	Umland	Wels-Land	Umland
Hermagor	Land	Salzburg	Stadt
Klagenfurt Land	Umland	Hallein	Umland
Sankt Veit an der Glan	Umland	Salzburg-Umgebung	Stadt
Spittal an der Drau	Umland	Sankt Johann im Pongau	Umland
Villach Land	Umland	Tamsweg	Land
Völkermarkt	Land	Zell am See	Umland
Wolfsberg	Umland	Graz	Stadt
Krems an der Donau	Stadt	Bruck an der Mur	Land
Sankt Pölten	Stadt	Deutschlandsberg	Umland
Wiener Neustadt	Stadt	Feldbach	Umland
Amstetten-Waidhofen an der Ybbs	Stadt	Fürstenfeld	Land
Baden	Stadt	Graz-Umgebung	Umland
Bruck an der Leitha	Umland	Hartberg	Umland
Gänserndorf	Umland	Judenburg	Land
Gmünd	Land	Knittelfeld	Land
Hollabrunn	Land	Leibnitz	Umland
Horn	Land	Leoben	Umland
Korneuburg	Umland	Liezen	Land
Krems	Umland	Mürzzuschlag	Land
Lilienfeld	Land	Murau	Land
Melk	Umland	Radkersburg	Land
Mistelbach	Umland	Voitsberg	Umland
Mödling	Umland	Weiz	Umland
Neunkirchen	Land	Innsbruck-Stadt	Stadt
Sankt Pölten	Umland	Imst	Land
Scheibbs	Land	Innsbruck-Land	Umland
Tulln	Umland	Kitzbühel	Umland
Waidhofen an der Thaya	Land	Kufstein	Umland
Wiener Neustadt	Umland	Landeck	Land
Wien Umgebung	Umland	Lienz	Land
Zwettl	Land	Reutte	Land
Linz	Stadt	Schwaz	Umland
Steyr	Stadt	Bludenz	Umland
Wels	Stadt	Bregenz	Stadt
Braunau am Inn	Umland	Dornbirn	Stadt
Eferding	Land	Feldkirch	Stadt
Freistadt	Land	Wien	Stadt

Tabelle 22: Zuordnung der Bezirke den jeweiligen Kategorien