

Integration von 110-kV-Kabeln im Hochspannungsnetz in Oberösterreich

Masterarbeit



Institut für Elektrische Anlagen
Technische Universität Graz



Netz Oberösterreich GmbH

Vorgelegt von
Roman Prinz

Betreuer
Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert

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 / November – 2016



Danksagung

An erster Stelle bedanken möchte ich mich bei meinen Eltern. Diese haben es mir durch jahrelange Unterstützung und ihre Erziehung möglich gemacht, meine schulische Laufbahn mit einer universitären Ausbildung zu vollenden.

Recht herzlich bedanken möchte ich mich auch bei allen Mitarbeitern der Netz GmbH Oberösterreich für die Hilfe. Hier möchte ich vor allem Herrn Bernhard Gahleitner und Herrn Gernot Dobetsberger für die fachliche und vor allem tatkräftige Unterstützung danken. Durch kritisches Hinterfragen und Hilfestellung bei Problemen haben sie mir geholfen meine Diplomarbeit fertig zu stellen. Vielen Dank für die Mühen und für die Geduld!

Ich bedanke mich des Weiteren bei Univ.-Prof. Dr. Lothar Fickert für die Möglichkeit der Durchführung dieser Diplomarbeit sowie für seine Begutachtung und Hilfe.

Danke sagen möchte ich auch allen meinen Freunden, die auch dann da waren, als es aufgrund von Prüfungsstress wenig gemeinsame Zeit gab. Sie haben mich immer wieder ermutigt nicht das Ziel aus den Augen zu verlieren.

Schlussendlich möchte ich auch Danke an meine Freundin Stephanie sagen! Sie war und ist immer mit einem offenen Ohr an meiner Seite und hat mir geholfen wo sie konnte!

Danke!

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

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

Graz, am 02.11.2016

Roman Prinz

Kurzfassung

Die Forderung von Stakeholdern anstatt Hochspannungsfreileitungen vermehrt Kabel zu verwenden nimmt seit Jahren zu.

Ziel dieser Arbeit ist es, die Auswirkungen, bei ausschließlichen Einbau von 110-kV-Kabeln, für alle Netzerweiterungen und Netzerhaltungen (Ersatzneubauten) im zeitlichen Rahmen des Stromnetz-Masterplanes Oberösterreich 2026, zu überprüfen. Es werden zwei lange Kabelprojekte (Verbindung Ried-Timelkam und Timelkam Strobl) in dieser Untersuchung nicht behandelt. Durch den langen Planungszeitraum kann es bei diesen Projekten noch zu Verzögerungen kommen, daher werden diese zwei Projekte in dieser Arbeit nicht betrachtet. Vor allem die Auswirkungen eines gemischten Freileitungs-/Kabelnetzes sind hinsichtlich der technischen Parameter und Kennwerten zu analysieren. Im Anschluss daran sind die Mehrkosten bei ausschließlichen Einbau von 110-kV-Kabeln, für alle untersuchten Projekte, zu ermitteln. Es werden im speziellen die Auswirkungen auf Betriebsart (Löschung), die Ausfallshäufigkeit, die Netzbelastung,... (siehe Punkt 2.2) untersucht und bewertet. Um die wirtschaftlichen Auswirkungen zu untersuchen, wird eine Kostenberechnung durchgeführt bei der die Mehrkosten (durch Kabelbauweise, zusätzliche Löschspulen, ...) durch 110-kV-Kabelbauweise untersucht werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine Realisierung der Masterplanprojekte ausschließlich in 110-kV-Kabelbauweise erhebliche Mehrkosten in Oberösterreich, sowie eine Verschlechterung der Versorgungsqualität (erhöhte Anzahl von kurzzeitigen Spannungseinbrüchen) zur Folge hat. Durch aufwendige technische Begleitmaßnahmen und unter Berücksichtigung der gesetzten Prämissen für diese Arbeit sind die untersuchten 110-kV-Projekte des Stromnetzmasterplan Oberösterreich 2026 als Kabelprojekte mit den oben genannten Nachteilen realisierbar. Für die Umsetzung sind jedoch noch weitere Detailuntersuchungen durchzuführen. Vor allem eine Umstellung von der bisherigen Betriebsart Erdschlusslöschung auf starre Erdung muss hinsichtlich der Versorgungsqualität und Eignung der Erdungsanlagen beachtet werden.

Es zeigte sich, dass ein Umstieg auf Kabeltechnologie möglich, aber nur schrittweise und unter Einbezug etlicher Begleitmaßnahmen umzusetzen ist. Es wurden Netzausbauprojekte von besonderer Bedeutung identifiziert welche für eine zukünftig (n-1)-sicher Versorgung dringend notwendig sind. Ländlich geprägte Netzgebiete stellen aufgrund der langen Trassenlängen besondere technische Herausforderungen dar. Kurze Kabelstrecken im städtischen Bereich können jedoch mit den nötigen technischen Maßnahmen (Kompensationseinrichtungen) in 110-kV-Kabelbauweise durchgeführt werden. Sollten alle in dieser Arbeit untersuchten 110-kV-Projekte in Kabelbauweise umgesetzt werden, ergeben sich gegenüber der Ausführung in Freileitung Mehrkosten alleine bei der Errichtung von rund 215 Mio. €.

Unabhängig von der gewählten Bauart zeigen die Resultate, dass der geplante 110-kV-Netzausbau technisch notwendig ist um auch in Zukunft Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Schlüsselwörter: Betriebsart, Erdschlusslöschung, Mehrkosten Kabelbauweise

Abstract

Each year Stakeholders claim more and more use of underground cable instead of high-voltage overhead lines.

Goal of this work is to determine the effect of using for all future adaption only 110-kV-cable in Upper Austria. Especially the impact of a mixed overhead-/underground-cable network concerning technical parameters and characteristic values is to be investigated. Furthermore the economical expenses, especially the extra costs, for only using underground 110-kV-network, for all network expansions and network maintenance within the power supply system master plan Upper Austria 2026 have to be determined. Particularly the consequences on control mode (deletion), failure rate, network load (see section 2.2) have to be analysed. To get an idea about the effective costs (cable construction, deletion inductors, ...) a calculation about additional expenses is done.

Results show that a realisation of the master plan projects only in 110-kv-cable networks cause considerable extra costs in Upper Austria. As well as it would lead to a degradation of supply quality (higher count of short time voltage depressions).

Through complex technical accompanying measures and under set premises for this thesis, it is possible to realise the planned 110-kV-cable projects of the system master plan Upper Austria 2026 with the already mentioned disadvantages. The implementation however is dependent on more detailed investigations. Especially the conversion from previous operating mode earth-fault neutralisation to rigid earthing with regard to quality of supply has to be taken into account.

It shows that a transfer to cable technology is possible but only step by step and with inclusion of a number of accompanying measures. The most urgent network expansion projects to grant a (n-1) stable supply have been identified. Especially rural network areas are because of their project length a special technical challenge. However shorter cable routes in urban zones can be done in 110-kV-cable construction, with the necessary counter measures (compensation appliances). Implementing all projects planned in the 2016 – 2026 master plan and investigated within this thesis in overhead lines, would lead to additional costs of more than € 215 m in Upper Austria.

Independent of the chosen building convention, results show that the planned 110-kv-cable network expansion is technically necessary to preserve the quality of supply.

Key words: operating mode, earth-fault neutralising, additional costs cable construction

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	6
1 Einleitung.....	9
2 Methoden	11
2.1 Annahmen, Rahmenbedingungen und Prämissen.....	11
2.2 Netzmodell/ Untersuchungen	18
2.2.1 Lösbedarf und Lösreserve.....	18
2.2.2 Ausfallshäufigkeit und Netzverfügbarkeit.....	20
2.2.3 Leistungsbilanz an den Netzkuppelstellen	21
2.2.4 Ausfallsrechnung.....	22
2.2.5 Kurzschlussleistung	24
2.2.6 Netzverluste	25
2.2.7 Netzlasteinstellungen.....	25
2.3 Vorgehensweise.....	26
2.3.1 Erfassung der Ist-Situation.....	27
2.3.2 Szenario 1: Netzausbau ohne Löschgrenzenverletzung möglich	27
2.3.3 Szenario 2: Löschgrenzenverletzung bei Netzausbau.....	27
2.4 Software	28
2.5 Berechnungen.....	28
2.5.1 Berechnung des kapazitiven Erdschlussstromes.....	28
2.5.2 Berechnung der Ladekapazität 110-kV-Kabeln	29
2.5.3 Symmetrische Komponenten	29
2.5.4 Erdschluss.....	32
2.5.5 Barwertmethode.....	35
3 Technische Ergebnisse	37
3.1 Ausgangslage: Betrachtungsjahr 2015	37
3.1.1 Lösbedarf und Lösreserve.....	37
3.1.2 Ausfallshäufigkeit und Netzverfügbarkeit.....	37
3.1.3 Leistungsbilanz an den Netzkuppelstellen.....	37

3.1.4	Leitungsauslastung	40
3.1.5	Spannungsverhältnisse in den Umspannwerken	42
3.1.6	Kurzschlussleistung	44
3.1.7	Netzverluste	46
3.1.8	Diskussion.....	47
3.2	Lastflussentwicklung ohne Netzausbau	48
3.2.1	Löschbedarf und Löschreserve.....	48
3.2.2	Ausfallshäufigkeit und Netzverfügbarkeit.....	48
3.2.3	Leistungsbilanz an den Netzkuppelstellen	48
3.2.4	Leitungsauslastung	51
3.2.5	Spannungsverhältnisse in den Umspannwerken	56
3.2.6	Kurzschlussleistung	59
3.2.7	Netzverluste	60
3.2.8	Diskussion.....	60
3.3	Projekt: Stromversorgung Mühlviertel	61
3.3.1	Löschbedarf und Löschreserve.....	62
3.3.2	Ausfallshäufigkeit und Netzverfügbarkeit.....	62
3.3.3	Leistungsbilanz an den Netzkuppelstellen	62
3.3.4	Leitungsauslastung	65
3.3.5	Spannungsverhältnisse in den Umspannwerken	68
3.3.6	Kurzschlussleistung	70
3.3.7	Netzverluste	72
3.3.8	Diskussion.....	73
3.4	Ausblick: Projekte 2024-2026.....	74
3.4.1	Leonding – Gaumberg – Linz Zentrum und Wegscheid – Franzosenhausweg – Kleinmünchen.....	74
3.4.2	Ried – Timelkam – Strobl.....	75
4	Kostenberechnung	76
5	Zusammenfassung und Ausblick.....	79
6	Literaturverzeichnis	81

7	Anhang	82
7.1	Zu 3.1 Ausgangslage	82
7.2	Zu 3.2 Lastflussentwicklung ohne Netzausbau	92
7.3	Zu 3.3 Projekt: Stromversorgung Mühlviertel	97

1 Einleitung

Das 110-kV-Netz ist derzeit in Oberösterreich in zwei aus dem Übertragungsnetz getrennt versorgte Teilnetze geteilt, siehe Abbildung 1. Das Teilnetz Lambach/St. Peter erstreckt sich über den Südwesten Oberösterreichs bis in das Salzkammergut. Das 110-kV-Teilnetz Ernsthofen versorgt den nordöstlichen Teil Oberösterreichs, die Städte Linz und Steyr sowie das Mühlviertel. Das Netzgebiet Wels kann, je nach Schaltzustand aus einem der beiden 110-kV-Teilnetze versorgt werden und hat somit eine Sonderstellung im 110-kV-Netz. Beide 110-kV-Teilnetze werden derzeit als gelöschte Netze betrieben.

Im Zuge dieser Arbeit sollen die Auswirkungen eines vermehrten Einsatzes von 110-kV-Kabeln in beiden 110-kV-Teilnetzen untersucht werden. Vor allem die Auswirkungen auf die Betriebsart Erdschlusslöschung sollen untersucht werden. Durch den hohen Lösbedarf von 110-kV-Kabeln im Vergleich zu 110-kV-Freileitungen (16 A/km-Kabel bzw. 0,3 A/km-Freileitung) wird in beiden 110-kV-Teilnetzen die Löschgrenze (1.320 A) bei Verkabelung rasch erreicht.

Es soll untersucht werden, durch welche geeigneten Maßnahmen die Betriebsart Löschung aufrechterhalten werden kann und welche Auswirkungen eine etwaige Änderung (z.B. starre Erdung) der Betriebsart mit sich bringen würde.

Mithilfe des Netzberechnungsprogrammes NEPLAN werden Last-, Kurzschluss- und Ausfallsrechnungen durchgeführt. Nach der Analyse des derzeitigen 110-kV-Netzes in Oberösterreich werden die Projekte im Betrachtungszeitraum (2016-26) im Rahmen des Stromnetz-Masterplanes als 110-kV-Kabel geplant und die Auswirkungen auf das Netz untersucht. Zwei lange Kabelprojekte (Verbindung Ried-Timelkam und Timelkam Strobl) werden in dieser Untersuchung nicht behandelt. Durch den langen Planungszeitraum kann es bei diesen Projekten noch zu Verzögerungen kommen, daher werden diese zwei Projekte in dieser Arbeit nicht betrachtet. Projekte welche nur 110/30-kV Umspannwerke betreffen werden ebenfalls nicht untersucht. Es werden im speziellen die Auswirkungen auf Sternpunktbehandlung (Löschung), die Ausfallshäufigkeit, die Netzbelastung,... (siehe Punkt 2.2) untersucht und bewertet. Um die wirtschaftlichen Auswirkungen zu untersuchen wird eine Kostenberechnung durchgeführt bei der die Mehrkosten (Mehrkosten Kabelbauweise, zusätzliche Löschsulen, ...) durch 110-kV-Kabelbauweise untersucht werden.

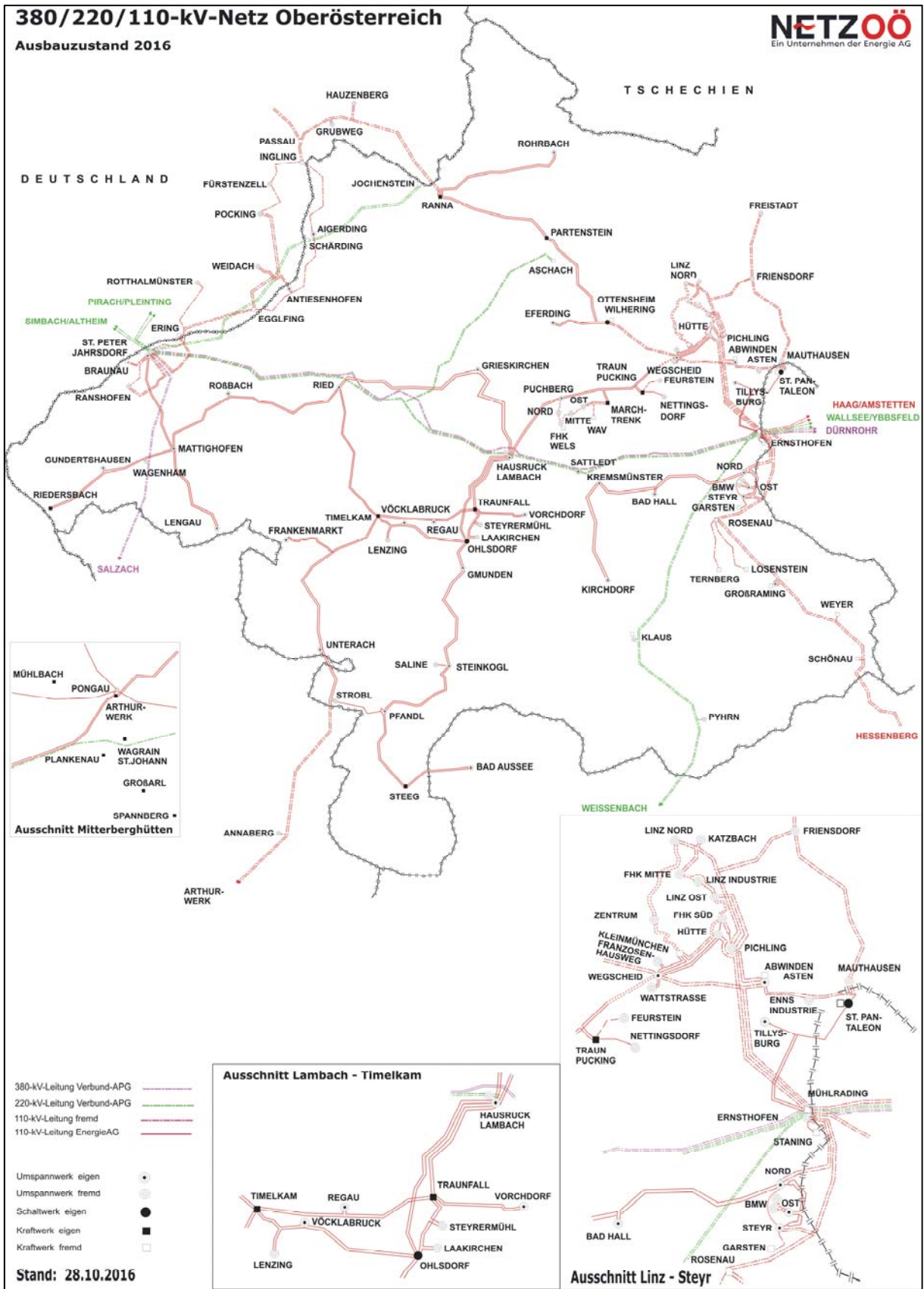


Abbildung 1: 110-kV-Netz Oberösterreich

2 Methoden

2.1 Annahmen, Rahmenbedingungen und Prämissen

2.1.1.1 Eingesetzte Leitungstechnologie:

Es wird angenommen, dass alle neuen 110-kV-Leitungsprojekte (Neubau und Ersatzneubau bestehender Leitungszüge) in den 110-kV-Teilnetzen Lambach/St. Peter und Ernsthofen in Kabeltechnologie ausgeführt werden.

2.1.1.2 Projektplanungen:

Es werden die im Stromnetz-Masterplan Oberösterreich 2026 gelisteten Projekte für die Untersuchung herangezogen. Alle Projekte werden nach ihrer zeitlichen Abfolge untersucht. Die Projekte sind aufeinander aufbauend, was bedeutet, dass die Ergebnisse eines Projektes davon ausgehen, dass neben dem jeweils betrachteten, auch alle vorher untersuchten Projekte realisiert sind. Auf eine geografische und geologische Untersuchung hinsichtlich einer etwaig besser geeigneten 110-kV-Kabeltrasse wird verzichtet. Dies müsste im Falle einer Technologieänderung bei der konkreten Planung für jedes Projekt gesondert durchgeführt werden.

2.1.1.3 Erdschlusslöschgrenze in 110-kV-Netzen:

Das 110-kV-Netz in Oberösterreich wird gelöscht betrieben. Die Ermittlung des Erdschlussreststroms erfolgt mit hinreichender Genauigkeit dadurch, dass dieser mit 10 % des kapazitiven Erdschlussstroms genähert wird, laut ÖVE/ÖNORM EN 50522. [2]

Der Lösbedarf des derzeitigen Netzes wird aus den Daten der Netz Oberösterreich GmbH übernommen.

2.1.1.4 Einspeisepunkte je 110-kV-Teilnetz:

Die Netzkuppelstellen des 110-kV-Hochspannungsnetzes mit dem 220/380-kV-Höchstspannungsnetz werden aufgrund ihrer statistisch sehr geringen Ausfallswahrscheinlichkeit als ausfallssicher angenommen.

Je nach Anbindung an das Höchstspannungsnetz ergeben sich verschiedene Eigenschaften hinsichtlich Redundanz. Bei einer wegeredundanten Anbindung aus dem Höchstspannungsnetz reicht ein Einspeisepunkt je 110-kV-Teilnetz, ansonsten sind zwei Einspeisepunkte je 110-kV-Teilnetz vorzusehen.

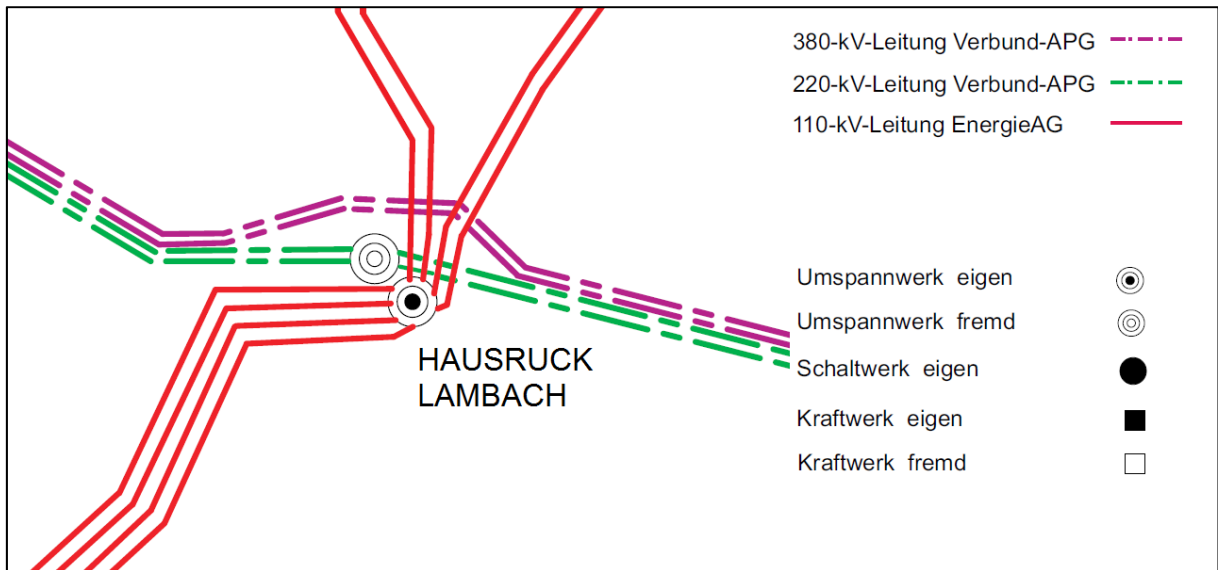


Abbildung 2: Anbindung Netzkupplungsstelle Lambach (Ausschnitt)

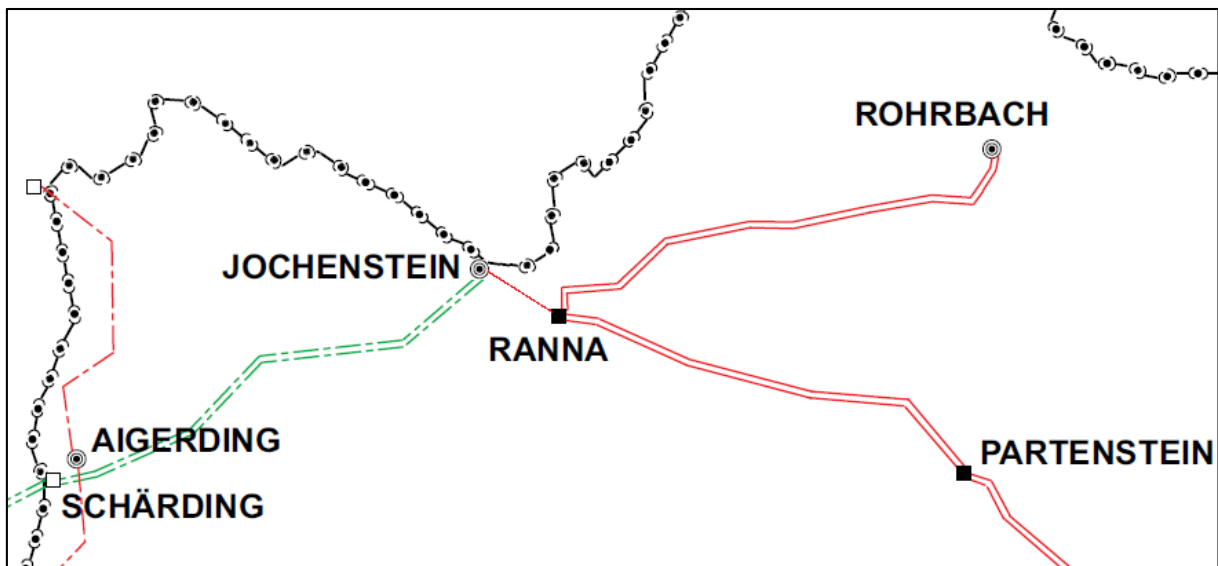


Abbildung 3: Anbindung Netzkupplungsstelle Jochenstein (Ausschnitt)

Man erkennt in Abbildung 2 und Abbildung 3 die unterschiedliche Art der Anbindung der Netzkupplungsstellen an das Höchstspannungsnetz. UW Lambach wird durch je eine 2-systemige 220-kV-Freileitung beidseitig versorgt. Dadurch verfügt die Netzkupplungsstelle Lambach über eine trassenredundante Versorgung.

Die geplante Netzkupplungsstelle Jochenstein wird nur über eine 2-systemige Stichleitung aus St. Peter versorgt. Diese 61 km lange 220-kV-Freileitung ist nicht wegeredundant ausgeführt. Die Netzkupplungsstelle Jochenstein entspricht daher nicht den Prämissen der Netzplanung hinsichtlich der Anbindungsqualität an das Höchstspannungsnetz um ein 110-kV-Teilnetz alleine zu versorgen.

2.1.1.5 Versorgungsqualität:

Die Verfügbarkeit des Gesamtnetzes darf durch die geänderte Netzbautechnologie und Netzbetriebsart nicht merklich negativ beeinflusst werden.

Die Ausfalldauer von 110-kV-Freileitungen und 110-kV-Kabeln sind aus der VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik 2014 entnommen und sind in Tabelle 1 aufgeführt. Generell ist zu sagen, dass in Deutschland derzeit der Anteil an Kabeln in 110-kV-Netzen rund 5 % beträgt (VDE 2014: Stromkreislänge 110-kV-Kabel: 3.756 km / Stromkreislänge 110-kV-Freileitung: 65.351 km). Daher ist die Anzahl der beobachteten Schäden sehr gering, man erkennt jedoch, dass bei Kabeln die Ausfallswahrscheinlichkeit gegenüber 110-kV-Freileitungen auf die Hälfte sinkt, die Ausfalldauer aber rund das Doppelte der Ausfalldauer von 110-kV-Freileitungen beträgt. Diese Erkenntnis deckt sich auch mit den Erfahrungswerten der Netz Oberösterreich GmbH über mehrere Jahre. Allerdings sind die Ausfälle bei Kabeln in der Regel mit Schäden verbunden und daher die Schäden pro km für Kabeln fünf Mal höher als bei Freileitungen. Zu beachten ist allerdings, dass die Kabelabschnitte sich größtenteils in urbanen Gebieten befinden, in denen naheliegende Grabungsarbeiten je km häufiger sind als in ländlichen Gebieten.

Quantil Anzahl	Freileitung (ohne Schäden): 130 Ausfälle		Freileitung (mit Schäden): 14 Ausfälle		110-kV-Kabel: 4 Ausfälle	
25%	h	0,04 h		2,05 h		4,85 h
50%	h	1,00 h		20,33 h		4,85 h
75%	h	7,57 h		138,00 h		202,73 h
Mittelwert	h	21,66 h		66,20 h		53,62 h

Tabelle 1: Vergleich der Ausfalldauer von 110-kV-Freileitungen und 110-kV-Kabeln aus [3]

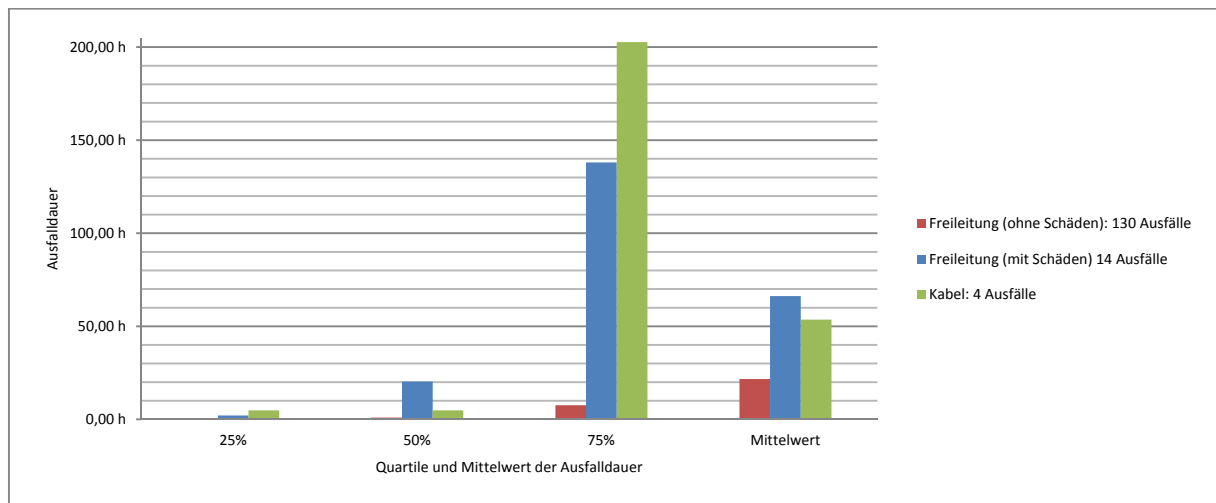


Abbildung 4: Vergleich der Ausfalldauer von 110-kV-Freileitungen und 110-kV-Kabeln aus [3]

Die Verteilung der Ausfalldauer bei Freileitungen mit Schäden zeigt, dass sich für etwa die Hälfte der Ausfälle mit Schäden ein begrenztes Schadensausmaß ergibt. Die Quartile für die Kabelausfälle sind aus vier Fällen nur begrenzt aussagekräftig. In zwei der vier Ausfallsgeschehen war das Ausmaß des Schadens im Vergleich zu den anderen beiden offensichtlich erheblich.

Durch den steigenden Verkabelungsgrad, steigt die Wahrscheinlichkeit von 110-kV-Kabelausfällen im 110-kV-Netz. Daher ist es notwendig im Bedarfsfall ausreichend Material für Muffen, Durchführungen usw. lagernd zu haben um einen Fehler schnellstmöglich beseitigen zu können. Es wird empfohlen, dass weiterführende Untersuchungen abklären, ob bei steigendem Verkabelungsgrad der Aufbau einer Notfall-Montagemannschaft zielführend ist.

2.1.1.6 Vermaschung von 110-kV-Teilnetzen:

Die 110-kV-Teilnetze sind so aufzubauen, dass die Zusammenschaltung von zwei 110-kV-Teilnetzen betrieblich im Normalfall nicht notwendig ist. Es können aber Gebiete von hoher Bedeutung definiert werden. Für diese Gebiete muss eine Vermaschung möglich sein und gegebenenfalls eine entsprechende Löschreserve vorgehalten werden (siehe z.B. Raum Netzgebiet Wels).

2.1.1.7 Anzahl an 110-kV-Teilnetzen im Netzgebiet der Netz Oberösterreich GmbH:

Eine Beschränkung der Anzahl an 110-kV-Teilnetzen ist aus technischen oder operativen Gründen nicht erforderlich bzw. stellt dies im Rahmen dieser Arbeit keine einschränkende Größe dar.

2.1.1.8 110-kV-Spannungsband:

Die Schwankungsbreite der Netzspannung muss innerhalb von $\pm 10\%$ sein. Innerhalb dieser Schwankungsbreite können Spannungsschwankungen mit den Stufenschaltern in den Umspannwerken zuverlässig ausgeregelt werden.

Spannungssprünge von mehr als 5 kV sind hinsichtlich der Überspannungsauslösung an den Umspannern kritisch. Hier ist vor allem bei einer Zuschaltung einer Leitung darauf zu achten, dass in den betroffenen Umspannwerken zu keiner unzulässigen Spannungsanhebung kommt.

2.1.1.9 Maximal zulässige Leitungsauslastung:

Es ist ein lastflusstechnisch (n-1)-sicherer Betrieb vorzusehen. Für den wachsenden Kabelanteil wird trotz eventuell länger dauernder Reparaturzeiten keine (n-2)-Sicherheit angesetzt. Erfahrungen zeigen, dass bei einer Reparatur an einem System, das zweite parallel geführte System in der Regel in Betrieb bleiben kann.

2.1.1.10 Mindestkurzschlussleistung in den 110-kV-Teilnetzen:

Es ist in den Normen kein Mindestwert für die subtransiente Kurzschlussleistung (S_k'') festgelegt, der aus Gründen von Netzurückwirkungen eingehalten werden muss. Bei der Bildung von 110-kV-Teilnetzen ist jedoch darauf zu achten, dass sich die subtransiente Kurzschlussleistung (S_k'') an den derzeitigen Gegebenheiten im 110-kV-Netz orientiert. Als Richtwert wird eine Mindestkurzschlussleistung von 1.000 MVA angesetzt, welche im Hinblick auf die Spannungsqualität nicht unterschritten werden soll. Gebiete unter 1.000 MVA müssen gesondert betrachtet werden.

2.1.1.11 Erdungsumstellung/Betriebsart von 110-kV-Teilnetzen:

- a. Es können einzelne 110-kV-Teilnetze auf starre Erdung umgestellt werden, während andere noch im gelöschten Betrieb sind.
- b. Um Netzteile zwischen zwei benachbarten 110-kV-Teilnetzen umschalten zu können, müssen die Netze kurzzeitig gekoppelt werden. In diesem Fall kommt es zu einer Überschreitung der Löschgrenze. Es ist daher nötig, Schutzeinrichtungen für diesen Fall vorzusehen. Kommt es während der Kopplung zu einem Erdschlussfehler müssen die Netze unverzüglich getrennt werden. Mithilfe einer Spaltschaltung ist diese

Schutzmaßnahme möglich. Diese Schutzeinrichtungen müssen an geeigneten Netzstellen installiert werden. Auf genaue Standortuntersuchungen wird in dieser Arbeit verzichtet.

2.1.1.12 Last- und Erzeugungsprognosen:

Es werden Last- und Erzeugungsprognosen gemäß den Vorgaben der Netz Oberösterreich GmbH verwendet. Neben Erfahrungswerten aus der Vergangenheit sind darin auch zu erwartende Entwicklungstendenzen und bereits bekannte Ausbaupläne von Großkunden berücksichtigt.

Das Hochlastszenario simuliert die maximalen Belastungen. Es geht von einem maximalen Lastbezug bei gleichzeitig minimaler Kraftwerkseinspeisung aus. Im Gegensatz dazu wird bei den Schwachlastszenarien der Leistungsbezug minimiert und die Kraftwerkseinspeisung maximiert.

2.1.1.13 Auswirkungen auf benachbarte Netzbetreiber:

Zusammenschaltungen mit benachbarten Netzbetreibern sind zu vermeiden. Bei für den Betrieb erforderlichen Netzkuppelstellen sind entsprechende Löschreserven vorzuhalten oder Trenntransformatoren einzusetzen.

2.1.1.14 Wegeredundante Netzanbindung von Umspannwerken im 110-kV-Netz:

Die Netzanbindung von Umspannwerken über eine 2-systemige 110-kV-Freileitung gilt als (n-1)-sichere Anbindung und ist den Planungsprämissen der Netzplanungsstelle (des Netzbetreibers) ausreichend versorgungssicher. Bei Anbindung über 110-kV-Kabel gilt das gleiche für zwei Kabel in einer gemeinsamen Künette.

2.1.1.15 Netzbetrieb bei (110-kV-Kabel-)Erdschluss/Erdschlusssuche:

Die Erdschlusssuche kann wie bisher erfolgen, lediglich die Reparaturdauer bei Schäden, ist bei Kabeln länger.

2.1.1.16 Umstellung der Betriebsart:

110-kV-Kabelschirmungen müssen dem im Fehlerfall auftretenden maximalen 2-poligen Fehlerstrom thermisch sicher standhalten. Es müssen ebenso die Erdungsanlagen in den Umspannwerken sowie die Masterdungen überprüft werden und gegebenenfalls ertüchtigt werden.

2.1.1.17 Blindleistungskompensation langer Kabelleitung:

Lange Kabelleitung weisen hohe Ladeströme/ Ladekapazitäten auf, welche beachtet werden müssen. Aufgrund der hohen Ladeleistungen sinkt mit zunehmender Kabellänge die Übertragungsleistung. Diesen Zusammenhang zeigt die Abbildung 5 deutlich. Da nur sehr wenige Projekte eine große Ausdehnung aufweisen, wird auf eine genaue Betrachtung dieser Thematik in dieser Arbeit verzichtet, es ist jedoch bei konkreter Projektplanung zu untersuchen. Im Bedarfsfall müssten zusätzliche Kompensationseinrichtungen eingebaut werden. Die Ladeleistung des eingesetzten Standardkabels beträgt 1 MVar pro Systemkilometer, siehe Punkt 2.5.2.

Die Abbildung 5 zeigt beispielhaft den Effekt, dass die übertragbare Leistung mit der Länge abnimmt.

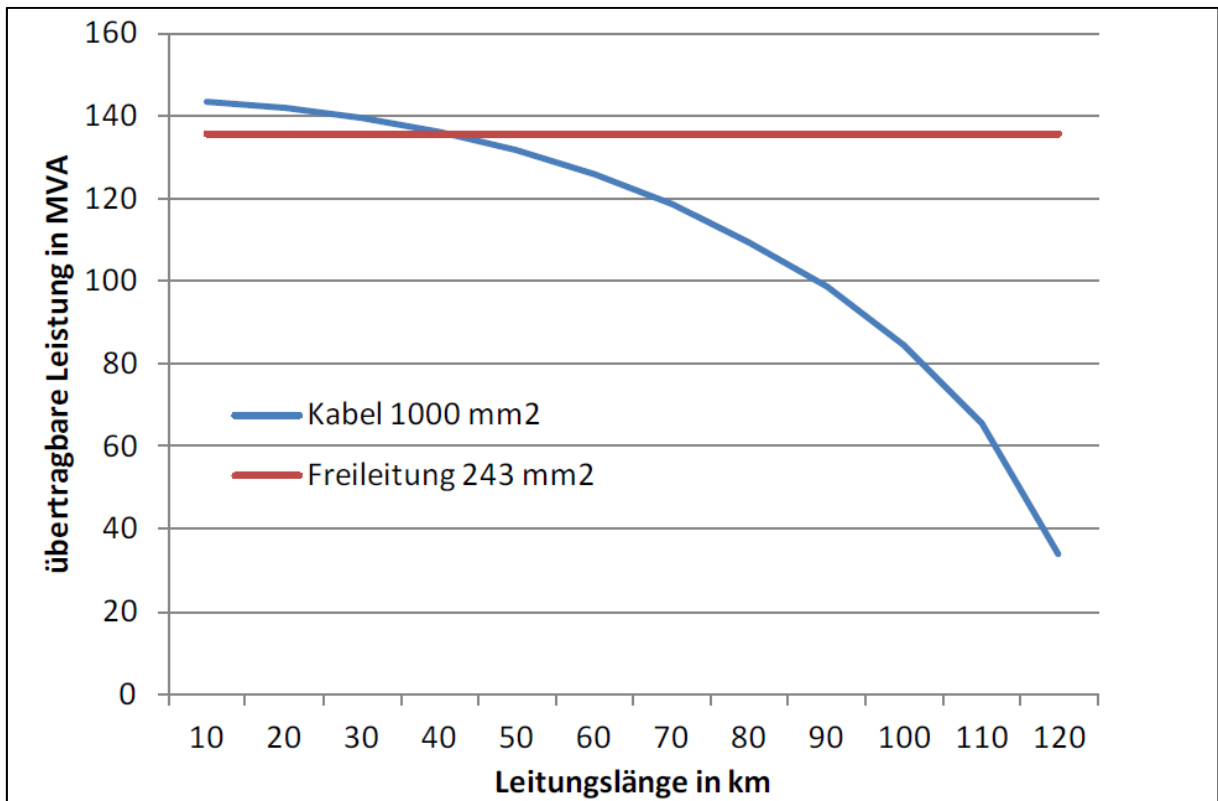


Abbildung 5: Veränderung der übertragbaren Leistung mit der Abschnittslänge aus [4]

2.1.1.18 Bauweise:

Bei allen zu untersuchenden Projekten wird als Standard-Alternative zu einer zweisystemigen 110-kV-Freileitung ein 110-kV-Doppelkabel mit den Dimensionen $2 \times 3 \times 1 \times 1.600 \text{ mm}^2$ Aluminium verlegt. Alle 110-kV-Kabelprojekte werden in Form konventionellen Tiefbaus verlegt, d.h. die 110-kV-Kabel werden in Künetten-Bauweise in Kunststoffrohren und Magerbeton verlegt (siehe Abbildung 6). Auf die Technologie des 110-kV-Kabelpflügens wird in dieser Untersuchung nicht näher eingegangen. Die 110-kV-Kabelstudie Vorchdorf-Steinfeld-Kirchdorf hat gezeigt, dass die Pflügetechnologie erst ab Teilstücklängen größer 300 m wirtschaftlich sinnvoll eingesetzt werden kann. Ein 6 m statt 4 m breiterer Servitutsstreifen sowie ein größerer Materialaufwand bei den Rohren ergeben laut der 110-kV-Kabelstudie nahezu gleiche Gesamtkosten. Für das Pflügen sind aufgrund höherer mechanischer Beanspruchung beim Einbau Rohre mit einer größeren Wandstärke nötig. Des Weiteren sind geologische Untersuchungen notwendig um eine optimale Trassenwahl für die Pflugtechnologie zu finden. Das Einbeziehen dieser Faktoren würde den Rahmen der Arbeit sprengen. Aus diesem Grund, werden alle Projekte so betrachtet, als würden sie in Form des konventionellen Tiefbaus errichtet. Um eine landwirtschaftliche Nutzung zu ermöglichen wird eine Verlegetiefe von 1,5 m gewählt.

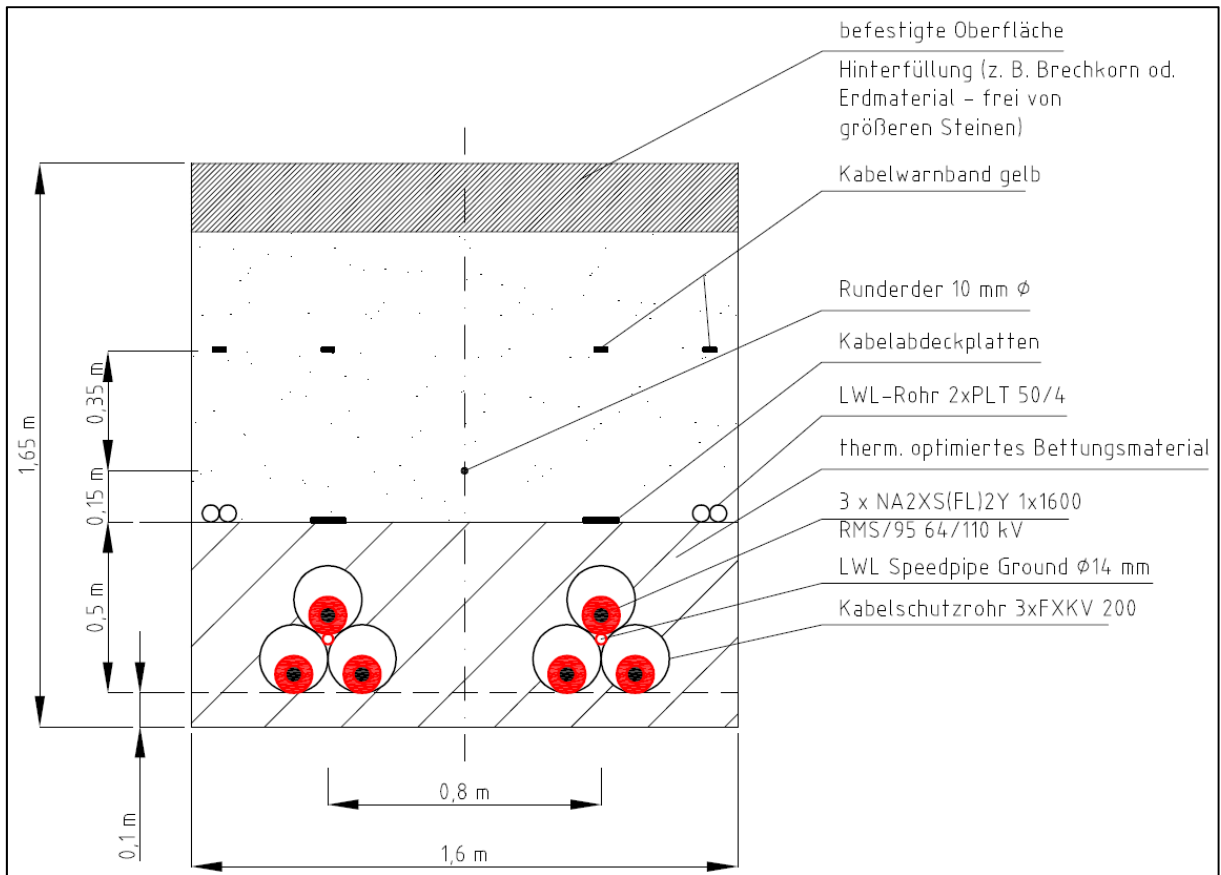


Abbildung 6: Verlegungsart: konventioneller Tiefbau aus [1]

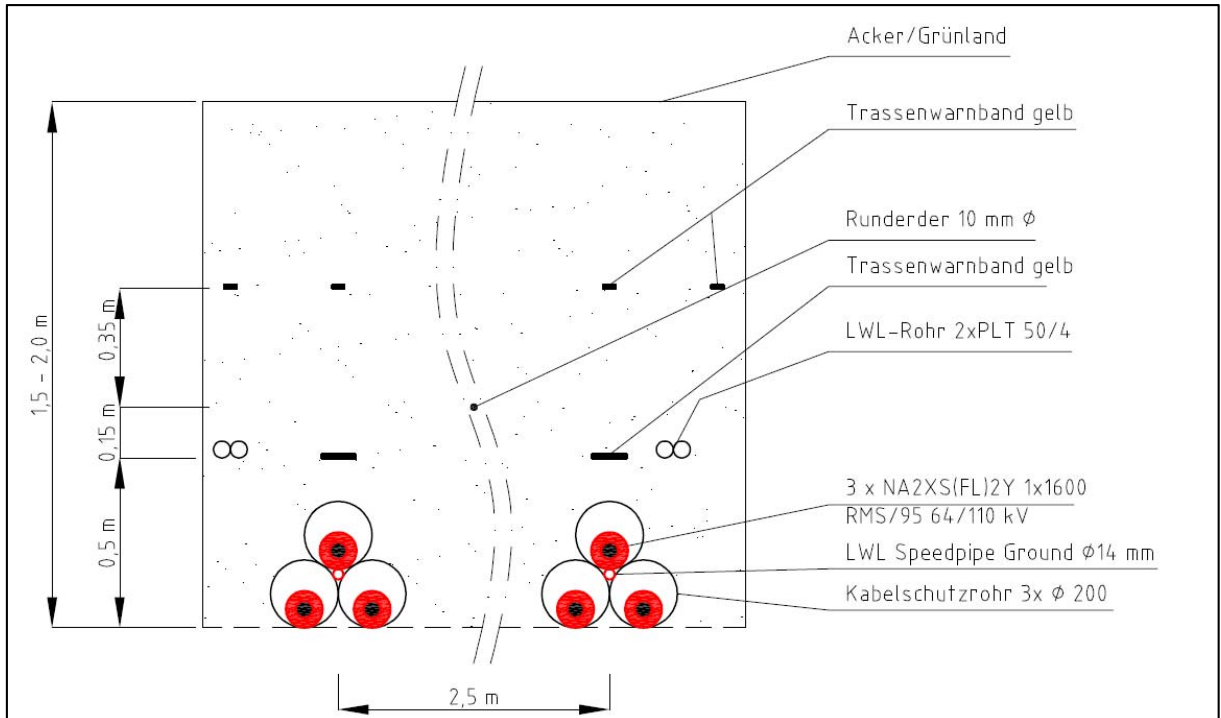


Abbildung 7: Verlegungsart Pflügen aus [1]

2.1.1.19 Kosten:

Die Ermittlung der Investitionshöhen basiert auf Angaben von 110-kV-Kabelfirmen, ausgeführten Projekten und Erfahrungswerten der Netz Oberösterreich GmbH. Die genaue Kostenaufstellung ist im Kapitel 4 dargestellt.

2.2 Netzmodell/ Untersuchungen

Alle in dieser Arbeit angeführten Kennwerte und Daten werden mithilfe des in NEPLAN ausgeführten Netzmodelles mit Stand Juni 2016 gewonnen. Dieses umfasst, in Summe 1.925 km Systemlänge inklusive 82 km Kabel. Darin sind alle 110-kV-Leitungen in Oberösterreich enthalten. Im Modell sind auch Netzanlagen und Leitungen anderer Netzbetreiber in Oberösterreich (APG, Linz Strom Netz GmbH, EKW, ...) enthalten.

Das 110-kV-Netz wird in die beiden 110-kV-Teilnetze Ernsthofen und Lambach/St. Peter aufgeteilt betrieben. Da das Netzgebiet Wels derzeit sowohl in das 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter als auch in das 110-kV-Teilnetz Ernsthofen geschaltet wird, werden die Daten für beide Schaltzustände aufgenommen.

	Gesamtlänge [km]	110-kV Kabel [km]	Freileitung [km]
	1.925	82	1.843
Netzgebiet Wels in 110-kV-Teilnetz Ernsthofen geschaltet			
110-kV-Teilnetz Ernsthofen mit Netzgebiet Wels	871	76	795
110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter	1.054	6	1.048
Netzgebiet Wels in 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter geschaltet			
110-kV-Teilnetz Ernsthofen	764	52	711
110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter mit Netzgebiet Wels	1.161	30	1.132

Tabelle 2: 110-kV-Systemkilometer Stand 2016

Man erkennt, dass das 110-kV-Teilnetz Ernsthofen den Zentralraum von Oberösterreich versorgt. Dieser umfasst das Industriegebiet der voestalpine AG sowie die Anbindung der Städte Linz und Steyr, das Netzgebiet Wels ist aus beiden 110-kV-Teilnetzen versorgbar. Daher sind vergleichsweise mehr Systemkilometer in 110-kV-Kabeltechnologie ausgeführt. Das eher ländlich geprägte 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter hat eine größere Ausdehnung, besteht jedoch nahezu ausschließlich aus Freileitungen.

Folgende Vereinfachungen werden im Netzmodell gemacht:

- Alle unterlagerten Mittel- und Niederspannungsnetze sind als Lasten ausgeführt und direkt auf die 110-kV-Sammelschienen der versorgenden Umspannwerke bezogen, es sind daher auch keine 30/110-kV-Transformatoren ausgeführt.
- Generatoren werden ebenfalls auf die 110-kV-Sammelschienen bezogen.

2.2.1 Lösbedarf und Lösreserve

Galvanisch verbundene 110-kV-Teilnetze sind laut ÖVE/ÖNORM EN 50522 so zu betreiben, dass der Reststrom 132 A nicht überschreitet. Aus allgemein anerkannter Näherung ergibt sich, dass der Reststrom 10 % des Lösbedarfes beträgt. Um die Einhaltung der Grenze für den Reststrom von 132 A sicherzustellen dürfen die 110-kV-Teilnetze einen Lösbedarf von 1.320 A nicht überschreiten (nach ÖVE/ÖNORM EN 50522).

Wie die Berechnungen unter Punkt 2.5.1 zeigen, verursachen 110-kV-Freileitungen einen Lösbedarf von ca. 0,3 A/km. Neue Projekte werden ausnahmslos in 110-kV-Kabeltechno-

logie umgesetzt, welche einen Lösbedarf von ca. 16 A/km aufweist. Bei Überschreitung der Löschgrenze, werden die folgenden beiden Möglichkeiten für eine galvanische Netztrennung untersucht:

1. Teilnetzbildung:

Es sind zusätzliche Netzkuppelstellen aus dem Höchstspannungsnetz nötig. Netzkuppelstellen müssen mit dem Übertragungsnetzbetreiber koordiniert werden. Aufgrund von sehr langen Vorlaufzeiten für 220/380-kV-Freileitungen, sollten Netzkuppelstellen in der Nähe bereits bestehender Höchstspannungsleitungen geplant werden.

2. Trenntransformatoren:

Durch den Einsatz von diesen kann ein 110-kV-Teilnetz galvanisch getrennt werden. Der Einsatz ist kostengünstiger und schneller realisierbar als zusätzliche Netzkuppelstellen zu errichten, weil keine Abhängigkeit vom Übertragungsnetzbetreiber besteht. Die technischen Auswirkungen sind im Punkt 2.2.1.1 ausgeführt.

2.2.1.1 Trenntransformatoren

Grundsätzlich ist es möglich, eine 110-kV-Kabelverbindung über zwei Transformatoren mit 1:1 Übersetzungsverhältnis mit dem bestehenden Netz zu verbinden, indem die Nullsysteme der Netze entkoppelt (galvanische Trennung) werden.

Die Nachteile des Einsatzes sind, neben den Kosten, dass die subtransiente Kurzschlussleistung (S_k'') sekundärseitig sinkt und sich ein Blindleistungsbedarf in Abhängigkeit von der Übertragungsleistung ergibt. Die Trenntransformatoren verursachen auch zusätzliche Verluste und werden daher extra in der Verlustbetrachtung aufgeführt. Trenntransformatoren sind potenzielle Störungsquellen und beeinflussen daher die Zuverlässigkeit des Netzes negativ.

Die für diese Studie eingesetzten Trenntransformatoren entsprechen einem realen Angebot und verursachen Kosten von rund Mio. € 2,5 pro Stück. Die Gesamtkosten (Grundstück, Gebäude, Fundamente, 110-kV-Schaltanlage, Sekundärtechnik, ...) betragen pro 2 Stück (Einheit für galvanische Trennung einer zweisystemigen 110-kV-Leitung) rund Mio. € 9,5 (nähere Informationen siehe: Kapitel 5).

TECHNISCHE SPEZIFIKATION DS-ÖL-REGELTRANSFORMATOR

2 Stück Typ: DOR 280.000/110

Vorschriften u. Toleranzen: ÖVE EN 60076

TECHNISCHE DATEN:

Nennleistung (Dauerbetrieb) 200 MVA
 Leerlaufoberspannung OS1 115500 V
 Leerlaufoberspannung OS2 115500 V
 OS1- Regelbereich $\pm 13 \times 1520$ V

ABMESSUNGEN (unverbindlich):

(Transport)
 Länge 9000 mm (7800 mm)
 Breite 6200 mm (3350 mm)
 Höhe 6900 mm (4400 mm)
 mit OS- Kondensatordurchführungen

Frequenz 50 Hz
 Schaltgruppe YNyn0/d
 Art der Aufstellung Freiluft
 Kessel Radiatorkessel
 Kühlung ONAN/ONAF
 Max. Umgebungstemperatur 40 °C

GEWICHTE (unverbindlich):

Öl: Typ Nytro 4000X 50000 kg
 Gesamtgewicht 240000 kg
 AHT 145000 kg
 Transportgewicht 170000 kg

INNERE ISOLATIONSPEGEL: OS US

Prüfwechselspannung 230 kV 230 kV
 Stoßspannung 550 kV 550 kV

ZUBEHÖR:

(mit "X" gekennzeichnetes Zubehör ist in unserem Angebot enthalten)

TECHNISCHE GARANTIE:

Bei Leerlaufnennübersetzung bzw.
 bezogen auf Nennleistung und 75 °C

Eisenverluste 85 kW
 Kupferverluste 440 kW
 Kurzschlussspannung 15,5 %

Temperaturerhöhung lt. ÖVE EN 60076
 im Öl 60 K
 in den Wicklungen 65 K

- X OS-Lastregelschalter mit Motorantrieb
- X Lastschalterschützrelais
- X Ausdehnungsgefäß mit Füllstutzen
- X Flüssigkeitsstandanzeiger mit min. Kontakt
- X Thermometertasche
- X Thermometer mit 2 Kontaktzeiger
- X Silicagel-Atmer
- X Buchholzrelais, Zweischwimmer
- X Fahrrollen
- X Hebeösen
- X Ölablassvorrichtung
- X Erdungsanschluss
- X Leistungsschild, Firmenschild
- X Klemmenkasten

Abbildung 8: Technische Spezifikation Trenntransformator aus [1]

2.2.2 Ausfallshäufigkeit und Netzverfügbarkeit

Die Störstatistiken der Jahre 2013 bis 2015 ergeben durchschnittlich 0,15 Erdschlusswischer pro Systemkilometer 110-kV-Freileitung und Jahr. Im Durchschnitt kommt es im oberösterreichischen 110-kV-Netz zu 254 Erdschlusswischern pro Jahr. Die unterschiedliche Topografie der 110-kV-Teilnetze Ernsthofen und Lambach/St. Peter spiegelt sich in der Erdschlussstatistik wider. Das ländlich geprägte 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter weist aufgrund von natürlichen Einflüssen (Waldgebiete, Vögel, ...) eine statistisch höhere Erdschlussquote auf als das eher städtische 110-kV-Teilnetz Ernsthofen. Die Statistik liefert einen Jahresdurch-

schnitt von 0,2 Erdschlusswischern pro Systemkilometer und Jahr im 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter, im Vergleich zu annähernd 0,1 Erdschlusswischern pro Systemkilometer und Jahr im 110-kV-Teilnetz Ernsthofen.

Das Jahr 2016 liegt, wenn man die Daten (Stand 16.6.2016) hochrechnet im langjährigen Trend. Es gab einen (Grabungsarbeiten im städtischen Gebiet) 110-kV-Kabelfehler in den Jahren, dies deckt sich mit der sehr geringen Ausfallwahrscheinlichkeit von 110-kV-Kabeln laut VDE Störstatistik.

Bei Betrieb mit Erdschlusslöschung führen Erdschlusswischer nicht zu Ausfällen. Mithilfe der Petersenspule wird der Fehlerstrom an der Erdschlussstelle kompensiert.

Bei Umstellung auf starre Erdung, ergibt sich im Fall des Lichtbogenfehlers ein hoher Fehlerstrom, sodass der Lichtbogen nicht selbständig löscht. Bis zur Auslösung des Leitungsschutzes ergibt sich ein kurzzeitiger Spannungseinbruch. Die Leitung muss hernach wieder zugeschaltet werden. Eine Differenzierung zwischen kurzzeitig auftretenden Erdschlüssen (im gelöschten Netz Erdschlusswischer) und Dauererdschlüssen ist erst beim Wiederschalten klar. In letzterem Fall ergibt sich ein weiterer Spannungseinbruch. Als Vorteil ist jedenfalls zu erwähnen, dass wie bei Leiter-Leiter-Kurzschlüssen der Fehlerort aus der Schutzanregung gut bestimmt werden kann. Erdschlussortungsverfahren sind allerdings auch für gelöschte betriebene Netze in der Entwicklung schon sehr weit fortgeschritten.

2.2.3 Leistungsbilanz an den Netzkuppelstellen

An den Netzkuppelstellen Lambach, St. Peter und Ernsthofen wird der Blindleistungs- und Wirkleistungsfluss gemessen. Die Daten werden überspannungsseitig an den 220/110-kV-Hauptspannern erfasst. Wirk- bzw. Blindleistungsbedarf eines 110-kV-Teilnetzes umfasst somit auch die 220/110-kV-Hauptspanner. Dadurch muss bei zusätzlichen Kuppelstellen aus dem Höchstspannungsnetz der Bedarf der neuen 220/110-kV-Hauptspanner mit betrachtet werden.

Durch den verstärkten Einsatz von 110-kV-Kabeln im 110-kV-Netz ändert sich die Blindleistungsbilanz. Durch die hohen Kapazitäten von 110-kV-Kabeln, im Vergleich zu den Freileitungen, müssen die Auswirkungen auf die Blindleistungsbilanz an den Netzkuppelstellen beachtet werden. Während die 110-kV-Kabel permanent kapazitive Blindleistung am Netz bedeuten ist der Blindleistungsbedarf für die Trenntransformatoren von der Übertragungsleistung abhängig.

Die Auslastung der 220/110-kV-Hauptspanner in den Netzkuppelstellen werden nur bei neuen Netzkuppelstellen betrachtet. Bei Leitungsprojekten ändern sich die Auslastungen nur sehr geringfügig. Auf eine Darstellung wird daher verzichtet.

2.2.3.1 110-kV-Kabeltype

Wie in Kapitel 2.1 erläutert werden für alle zu untersuchenden Projekte ein 110-kV-Standardkabel verwendet. Die Abbildung 9 zeigt den Aufbau des eingesetzten Kabels.

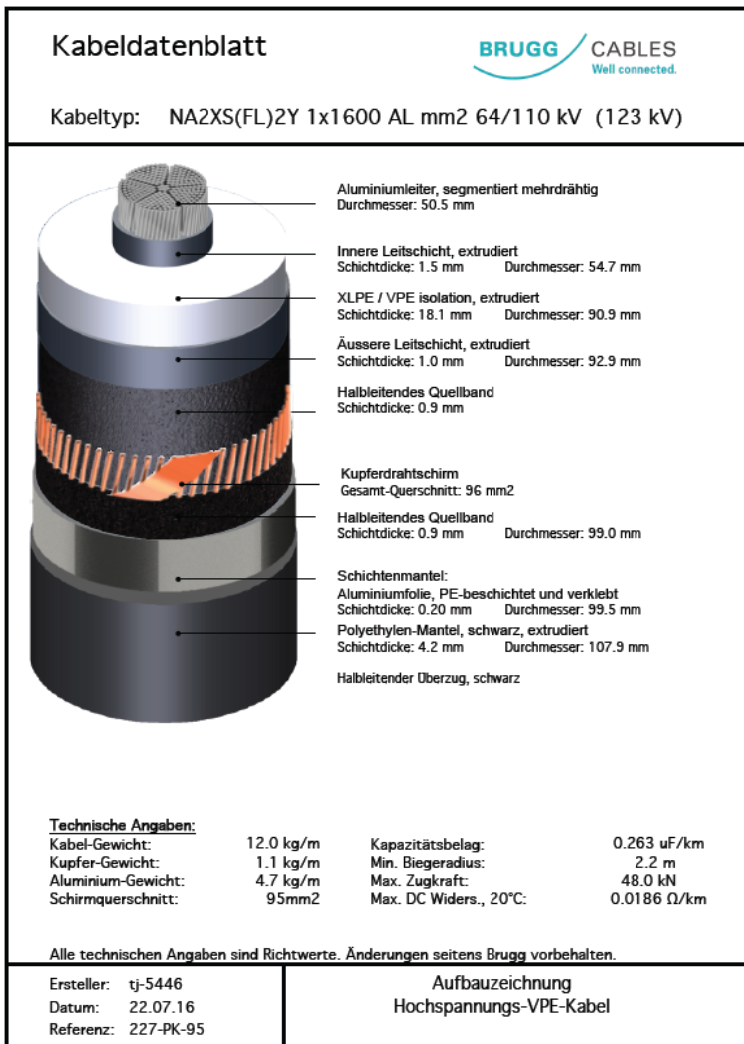


Abbildung 9: Kabeldatenblatt aus [1]

2.2.4 Ausfallsrechnung

Als Ausgangspunkt werden im gesunden bzw. störungsfreien 110-kV-Netz die Betriebsmittelelastungen, Spannungsverhältnisse, Netzverluste ermittelt. Dies bedeutet, dass am Beginn der Betrachtung kein Betriebsmittel ausgefallen ist = (n-0)-Fall.

Um die Folgen eines Ausfalls eines Betriebsmittels zu untersuchen, wird eine Ausfallsrechnung durchgeführt. Es werden Einzelausfälle von allen 110-kV-Leitungen und allen Kraftwerkstransformatoren in den 110-kV-Teilnetzen Ernsthofen und Lambach/St. Peter untersucht. Entsprechend dem gebotenen (n-1)-Kriterium wird dabei jeweils nur der Ausfall eines Betriebsmittels untersucht. Mehrfachausfälle werden nicht betrachtet. Für die verschiedenen Netzkonfigurationen ergeben sich je nach ausgefallenem Betriebsmittel unterschiedliche Leitungsauslastungen und Spannungshöhen in den betrachteten Umspannwerken.

Die Ergebnisse/Berechnungswerte der Ausfallsrechnung sind grundsätzlich als Richtgrößen zu verstehen. Da es sich bei den zukünftigen Lastfällen (2020 - 2025) um Hochrechnungen bzw. Prognosen handelt, ist in diesem Zusammenhang auch die Eintrittswahrscheinlichkeit zu berücksichtigen. Jedenfalls zeigen die Ergebnisse aber tendenzielle Entwicklungen bzw. die Verhältnisse unter den aktuell erwarteten „Worst-Case“-Bedingungen. Im Gegensatz zu einer Verletzung der Erdschluss-Löschgrenze, können aus den Ergebnissen der Ausfalls-

rechnung deshalb nur bedingt zwingend notwendige Verbesserungsmaßnahmen abgeleitet werden. Eine rechnerisch ermittelte Überlastung eines Betriebsmittels bedeutet nicht, dass dies auch jahresdurchgängig der Fall wäre. Dass eine Hochlastsituation bei einer gleichzeitig sehr geringen Einspeisesituation (wie bei den Prognosen angenommen) tatsächlich auftritt, ist von vielen externen Einflussfaktoren (Entwicklung bei: Energiepreis; Netztarife; Erneuerbaren Energien; Förderungen; ...) abhängig und aus aktueller Sicht als eher unwahrscheinlich einzuschätzen. Im Hinblick auf die lange Lebenserwartung von Hochspannungsleitungen müssen jedoch auch derartige „Worst-Case“-Szenarien berücksichtigt werden, daher ist ein solches Szenario zulässig.

Es ergibt sich eine minimale und eine maximale Leitungsauslastung je nach ausgefallenem Betriebsmittel. Eine geringere Leitungsauslastung bei einem (n-1)-Fall entsteht beispielsweise bei einer Kraftwerks-Abtransportleitung, wenn ein Generator/Transformator im dahinterliegenden Kraftwerk ausfällt. Wesentlich wichtiger für weitere Betrachtungen ist der Maximalwert bei einem (n-1)-Fall. Der Netzbetreiber ist gesetzlich zur Einhaltung der (n-1)-Sicherheit verpflichtet. Ein Ausfall eines Betriebsmittels darf daher zu keiner Überlastung eines anderen Betriebsmittels führen. Unter den vom Betriebsmittelhersteller angenommenen bzw. genormten Umgebungsbedingungen ist eine Auslastung von 100 % zulässig darüber wird das Betriebsmittel überlastet. Eine Schutzabschaltung aus Auslastungsgründen nach einem vorangegangenen (n-1)-Fall (nun zwei Elemente ausgefallen = (n-2)-Fall) würde eine steigende Belastung von den übrigen Netzteilen zur Folge haben und die Gefahr weiterer Betriebsmittelausfälle (Kaskadeneffekt) mit sich bringen, was bis zu einem großflächigen Netzausfall führen kann. Es ist daher eine Auslastung von unter 140 % zwingend notwendig.

Wie im Punkt 2.1 ausgeführt, wird der Ausfall einer gesamten wegredundant angespeisten Netzkuppelstelle nicht angenommen.

Es werden 110-kV-Leitungsauslastungen größer 100 % in einer Tabelle gesondert ausgegeben. Es werden der Wert des Basisfalls im gesunden Netz ((n-0)-Fall) und der (n-1)-Fall mit der höchsten (maximalen) Auslastung angeführt.

Für die 110-kV-Sammelschienenspannung in den Umspannwerken wird in den Prämissen ein zulässiges Spannungsband von $\pm 10\%$ festgelegt, welches eingehalten werden muss. Es werden, so wie bei den 110-kV-Leitungsauslastungen, wieder jene (n-1)-Fälle ausgegeben, welche diese Prämisse verletzen.

Wichtig für die Spannungshaltung in den unterlagerten Mittelspannungsnetzen ist, dass die Spannung den unteren Grenzwert (99 kV) nicht unterschreitet. Innerhalb des Spannungsbandes sind die Lastregelschalter der HS/MS-Transformatoren in der Lage, die Spannung zuverlässig auf die sekundärseitige Soll-Betriebsspannung zu regeln.

Eine Überschreitung des Spannungsbandes (bei Schwachlastfällen) kann durch eine Änderung der Betriebsspannung in den Einspeisepunkten aus dem Übertragungsnetz (110-kV-Teilnetz Ernsthofen: 118 kV; 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter: 114 kV) verhindert werden.

Aufgrund der hohen Belastung der 110-kV-Leitungen bei Hochlastfällen, steigt der Spannungsabfall entlang der 110-kV-Leitungen. Bei den Umspannwerken an den Netzrändern können daher Grenzwertverletzungen auftreten. Die Betriebsspannung in den Netzkuppel-

stellen auf über 120 kV zu erhöhen, um Verletzungen der unteren Grenze in Netzkuppelstellen-fernen Umspannwerken zu verhindern, ist nicht möglich. Es käme ansonsten zu einer Grenzwertverletzung (oberer Grenzwert = 121 kV) in den Netzkuppelstellen und in den Netzkuppelstellen-nahen Umspannwerken.

Es werden alle (n-1)-Fälle welche eine Unterschreitung des unteren Grenzwertes verursachen in einer Tabelle ausgeführt. Die Tabelle zeigt das betroffene Umspannwerk, den Spannungswert im (n-0)-Fall und den niedrigsten Wert der 110-kV-Sammelschienenspannung sowie das Betriebsmittel welches bei Ausfall diese Grenzwertverletzung verursacht.

2.2.5 Kurzschlussleistung

Für die Untersuchung ob die elektrische/ mechanische Beanspruchung im Fehlerfall sicher abgeschaltet werden kann, wird die maximale subtransiente Kurzschlussleistung (S_k'') benötigt. Vor allem neue Netzkuppelstellen aus dem Höchstspannungsnetz können die maximale Kurzschlussleistung regional stark erhöhen. Die Schutzeinrichtungen der umliegenden Umspannwerke müssen in der Lage sein, die Kurzschlussströme sicher abzuschalten.

Eine Kupplung von 110-kV-Teilnetzen kann nur unter Wahrung der maximal zulässigen Kurzschlussleistung erfolgen.

Es werden für die Berechnung der maximalen subtransiente Kurzschlussleistung (S_k'') folgende Parameter eingestellt:

- der Spannungsfaktor c wird auf 1,1 gesetzt
- alle derzeit im Betrieb befindlichen Kraftwerke (Synchronmaschinen) sind am Netz

Die minimale Kurzschlussleistung in den Umspannwerken gilt als zentrales Maß für die Robustheit des Netzes gegenüber ungewollten Netzurückwirkungen, siehe 2.1.

Für die Berechnung der minimalen Kurzschlussleistung werden folgende Parameter eingestellt:

- der Spannungsfaktor c wird auf 0,95 gesetzt
- die Generatoren des Fernheizkraftwerkes (FHKW) Linz Mitte und des FHKW Süd, sowie des FHKW Wels sind ausgeschaltet
- die Generatoren in den Umspannwerken Arthurwerk, Steeg, Gmunden, Traunfall und Lambach sind ausgeschaltet
- die Kurzschlussleistung seitens der APG in Ernsthofen, St. Peter, Weissenbach werden auf 2/3 des maximalen Wertes reduziert
- in den Kraftwerken Ering und Eggfing wird die Ersatzeinspeisung auf die Hälfte gekürzt
- die Kraftwerke an der Enns, Inn, Traun sowie das Donaukraftwerk Aschach sind nur mit der Hälfte der Generatoren am Netz
- die Kraftwerke Ottensheim und Abwinden Asten sind nur mit einem Drittel der Generatoren am Netz
- im Kraftwerk Schärding sind 2 von 4 und im Kraftwerk Jochenstein sind 3 von 5 Generatoren ausgeschaltet
- sowohl die GuD- als auch die Biomasseanlage in Timelkam sind abgeschaltet
- die Speicherkraftwerke Ranna und Partenstein sind abgeschaltet

- der gesamte Kraftwerkspark Riedersbach wird als stillgelegt angesehen
- das Kraftwerk Staning ist mit einem von 3 Generatoren am Netz
- die 220/110-kV-Hauptumspanner Nr. 3 in Lambach, Nr. 3 in St. Peter sowie die 220/110-kV-Hauptumspanner Nr. 2 und 4 in Ernsthofen sind ausgeschaltet

2.2.6 Netzverluste

Aufgrund von Vereinfachungen im Netzmodell umfassen die angeführten Verluste nur die 220/110-kV-Hauptumspanner in den Netzkuppelstellen sowie die 110-kV-Leitungen in den beiden 110-kV-Teilnetzen. Die untergelagerten Netze werden als Lasten angesetzt. Für die Untersuchung der Auswirkungen bei Verkabelung von 110-kV-Projekten hat es keine Auswirkung wie der Leistungsbedarf der Mittelspannung dargestellt ist.

Durch die neuen Projekte wird die Netzkonfiguration verändert und durch die neuen Verbindungen oder Ersatzneubauten wird die Auslastung der bestehenden 110-kV-Systeme verringert.

2.2.7 Netzlasteinstellungen

Es wird ein Hochlast- und zwei Schwachlastfälle für das 110-kV-Netz in Oberösterreich je Projekt untersucht. Für den Hochlastfall werden Daten vom 05.02.2015 um 17:30 Uhr verwendet. Die Daten der Schwachlast entsprechen dem Lastzustand vom 24.05.2015, 01:30 Uhr, wobei das Gas und Dampf Kraftwerk Timelkam einmal als außer, und einmal als in Betrieb angesetzt wird.

Das GuD-Kraftwerk Timelkam wird im ausgeführten Schwachlastfall mit $P=400$ MW und $\cos\varphi=0,9596$ (übererregt) betrieben.

Das Hochlastszenario berücksichtigt im Höchstspannungsnetz einen Wirkleistungsimport von 1.000 MW bei einem gleichzeitigen Blindleistungsexport von 200 MVar nach Deutschland an der Grenzkuppelleitung St. Peter/Simbach.

Projekte welche in den Jahren 2016-2019 umgesetzt werden, werden mithilfe des Hochlastszenarios 2020 untersucht. Projekte welche ab 2020 umgesetzt werden sollen, werden mithilfe des Hochlastszenarios 2025 untersucht.

Im Gegensatz zum real aufgetretenen Hochlastszenario 2015 handelt es sich bei den Szenarien für 2020 und 2025 um Prognosen im Sinne von „Worst-Case“ Betrachtungen. Gegenüber dem Szenario 2015 wurde dabei neben einer prognostizierten Laststeigerung auch eine Reduktion der Einspeiseleistung auf ein Minimum vorgenommen. Aus diesem Grund unterscheiden sich die Lastflüsse über die 220/110-kV-Hauptumspanner deutlich. Im 110-kV-Teilnetz Ernsthofen wurde beispielsweise die Erzeugungsleistung der Donaukraftwerke um rund 90 MW reduziert und die Last der voestalpine AG um etwa 130 MW bzw. die Last im UW Ranna um weitere 30 MW gesteigert. Daraus ergibt sich ein Anstieg des Leistungsbezugs in Ernsthofen von etwa 250 MW, der Rest des Leistungsanstiegs zwischen 2015 und 2020 ergibt sich aus einer verteilten Laststeigerung in den Umspannwerken.

2.3.1 Erfassung der Ist-Situation

Um die Auswirkungen des Netzausbaus untersuchen zu können, ist es notwendig definierte Kennwerte zu berechnen und zu analysieren. Die Aufzählung und Beschreibung der untersuchten Kennwerte sind unter Punkt 2.2 ausgeführt.

2.3.2 Szenario 1: Netzausbau ohne Löschgrenzenverletzung möglich

Der Einbau des 110-kV-Kabelprojektes ist unter Einhaltung der Löschgrenze (siehe Punkt 2.2.1) möglich. Es sind keine weiteren Maßnahmen erforderlich, die Auswirkungen müssen jedoch untersucht werden. Vor allem bei langen Kabelleitungen müssen Drosseln für die Blindleistungskompensation eingesetzt werden.

2.3.3 Szenario 2: Löschgrenzenverletzung bei Netzausbau

Durch den Einbau des 110-kV-Kabelprojektes wird die Löschgrenze überschritten. Um die 110-kV-Kabelprojekte umsetzen zu können, ergeben sich 2 Möglichkeiten (Drosseln für Blindleistungskompensation):

2.3.3.1 Einbau von Trenntransformatoren

Der Einsatz von Trenntransformatoren ist möglich. Ein geeigneter Standort in der Nähe eines Umspannwerkes ist verfügbar, die Netzgegebenheiten (Kurzschlussleistung) erlauben einen Einbau.

2.3.3.2 Änderung der Sternpunktbehandlung

Der Einsatz von Trenntransformatoren ist nicht möglich.

Ausgehend von einem Netz mit Erdschlusskompensation wird auf eine starre Sternpunktbehandlung des Netzes umgestellt.

Im Gegensatz zu einem Netz mit Erdschlusskompensation führen in einem Netz mit starrer Erdung alle Erdschüsse, auch jene die in gelöschten Netzen nur als Wischer auftreten, zu einer Schutzabschaltung. Aus diesem Grund ist darauf zu achten, dass bei einer etwaigen Umstellung nur mehr eine begrenzte Länge an 110-kV-Freileitungen in diesem Netzgebiet ist.

Es sind folgende Netzparameter bei einer Änderung der Sternpunktsbehandlung zu überprüfen. Im Zuge dieser Arbeit werden diese Parameter nicht detailliert untersucht. Die Auswirkungen müssten daher bei konkreter Entscheidung für diese Sternpunktsbehandlung genau untersucht und bewertet werden.

- Erdungsanlagen:

Der einpolige Kurzschlussstrom ist bei starrer Erdung um ein Vielfaches höher, als der Reststrom bei Erdschlusslöschung. Es müssen daher sowohl die Erdungsanlagen in den betroffenen Umspannwerken als auch die Erdungsanlagen der 110-kV-Freileitungsmaste und angrenzender Anlagen sowie beeinflusste Objekte in der Umgebung auf die höheren Anforderungen überprüft werden. Die Auslegung der Erdungsanlagen stellt für den Dauererdfehlerstrom von 132 A sicher, dass von Personen keine gefährlich hohen Berührungsspannungen

gen abgegriffen werden können. Dabei sind auch Beeinflussungen auf benachbarte Erddungsanlagen (z.B: von Niederspannungsnetzen, Bahnanlagen etc., vor allem auch von Gasleitungen) und Telekommunikationsleitungen zu berücksichtigen.

- Umrüstung luftisolierter Schaltanlagen:

Die 3-poligen Leistungsschalter werden auf 1-polige Leistungsschalter gewechselt um phasenweise abschalten zu können.

- Beeinflussung durch Näherung:

Durch die größeren Kurzschlussströme, treten durch induktive Kopplung höhere/ unzulässige Ströme in benachbarten Leitungsanlagen (Telekom, Gas, ...) auf. Bei unzulässiger Annäherung an eine Gasleitung muss diese elektrisch gegen Erde isoliert werden (siehe die Technische Empfehlung 30 von Österreichs E-Wirtschaft. [5]).

- Auswirkungen auf die Spannungsqualität im 110 kV-Netz:

Kunden mit sehr schnell rotierenden leistungsstarken Antrieben, wie sie z.B. in der Papierindustrie erforderlich sind, erfahren erheblich mehr Störungen und in Folge Produktionsausfälle. Sämtliche auf Vektorsprung basierende Schutzabschaltungen, wie sie auch in Erzeugungsanlagen und elektronischen Antrieben hoher Leistung integriert sind, können je nach Änderung des Phasenwinkels ansprechen.

- Auswirkungen auf die Spannungsqualität in unterlagerten Netzebenen:

Kunden mit sensiblen Anlagen (z.B. mittlere Industriebetriebe mit Automatisierung der Produktion, kritischen Prozessen und Logistikanlagen) werden bei jedem der kurzzeitigen Spannungseinbrüche in Folge von Erdkurzschlüssen, auf noch bestehenden 110-kV-Freileitungen eine Störung des Betriebsablaufs, verbunden mit Schäden an Werkzeugen und Werkstücken erleiden.

2.4 Software

Die Netzberechnungen werden mithilfe von NEPLAN erstellt.

NEPLAN Version 5.5.4 (NEPLAN AG, Schweiz, ABB AG, Deutschland)

2.5 Berechnungen

2.5.1 Berechnung des kapazitiven Erdschlussstromes

Der kapazitive Erdschlussstrom I_{CE} ist von den Erdkapazitäten in einem galvanisch verbundenen Netzteil abhängig. Er bestimmt wie groß der einzustellende induktive Löschstrom über die Petersenspulen sein muss. 110-kV-Kabeln weisen aufgrund des kompakten Aufbaus, bestehend aus Innenleiter, Isolationsschicht und Kabelschirm wesentlich höhere Erdkapazitäten auf als 110-kV-Freileitungen. Im Prinzip handelt es sich um einen lang (länge des Kabels) ausgedehnten Zylinderkondensator zwischen Außenleiter und Erde (Schirm).

Der durch die Leiter-Erd-Kapazität C_E gegebene Erdfehlerstrom I_{CE} errechnet sich aus nachfolgender Gleichung:

$$I_{CE} = 3 * C_E * \omega * \frac{U_B}{\sqrt{3}} \quad (50\text{Hz}) \quad (1)$$

Damit ergeben sich folgende Werte für die in Oberösterreich eingesetzten Systembilder bzw. Masttypen:

Masttyp	Gesamtlänge [km]	C_E [$\mu\text{F}/\text{km}$]	I_{CE} [A/km]
Tonne	752,38	0,00400	0,268
Doppeldreieck/Donau	283,42	0,00457	0,306
Horizontal	90,99	0,00513	0,343
Wetterfichte	14,67	0,00449	0,301

Tabelle 3: Erdschlussstrom Masttypen

2.5.2 Berechnung der Ladekapazität 110-kV-Kabeln

Die Ladeleistung des eingesetzten Standardkabels kann mithilfe der folgenden Gleichung berechnet werden:

$$Q'_c = U_N^2 \cdot \omega \cdot C'_L \quad \text{mit } \omega = 2 \cdot \pi \cdot f \quad (2)$$

$$Q'_c = (110\text{kV})^2 \cdot 314 \frac{1}{\text{s}} \cdot 0,263 \cdot \frac{\mu\text{F}}{\text{km}} = 1 \text{ MVar/km} \quad (3)$$

U_N	Betriebsspannung [kV]
C'_L	Bez. Kapazitätsbelag des eingesetzten 110-kV-Kabels [F/km]
Q'_c	Bez. Ladeleistung [MVar/km]
f	Betriebsfrequenz ... 50 Hz
ω	Kreisfrequenz [1/s]

2.5.3 Symmetrische Komponenten

Um ein unsymmetrisches Netz berechnen zu können wird die Darstellungsform der symmetrischen Komponenten eingeführt. Ursachen für einen unsymmetrischen Betrieb können ungleiche Belastungen der drei Phasen oder Fehler im Netz sein (z.B. Erdschluss).

Ströme, Spannungen und Impedanzen eines Drehstromsystems lassen sich in fiktive symmetrische Komponenten aufspalten. Es handelt sich dabei um das Mit-, Gegen- und Nullsystem.

Das Mitsystem tritt vor allem im ungestörten System auf; das Gegensystem lässt sich am ehesten mit Schiefasten in Verbindung bringen; das Nullsystem bezieht sich auf Ströme über Erde (Boden/Nullleiter, Erdseil, Schirme).

Der Vorteil dieser Schreibweise besteht darin, dass sich die einzelnen Komponenten nicht beeinflussen und getrennt berechnet werden können.

Zur einfacheren Lesbarkeit werden folgende hochgestellte Indizes für die Symmetrischen Komponenten verwendet:

0	Nullsystem
1	Mitsystem
2	Gegensystem

Der Vorteil der Symmetrischen Komponenten ist im Allgemeinen eine vollständige Entkopplung der Systeme.

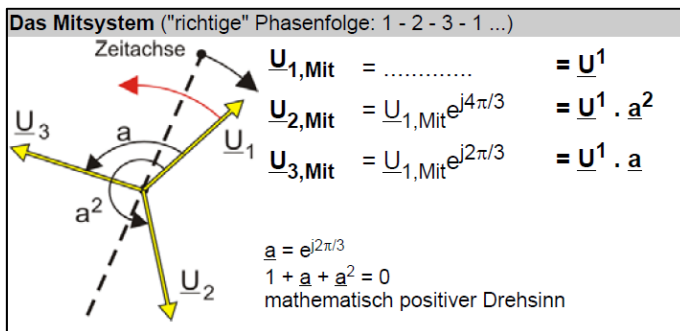


Abbildung 11: Mitsystem aus [6]

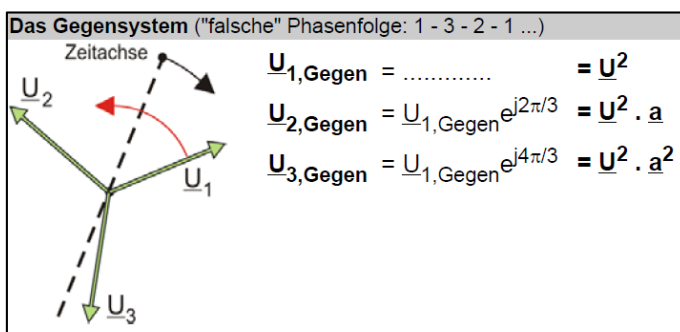


Abbildung 12: Gegensystem aus [6]

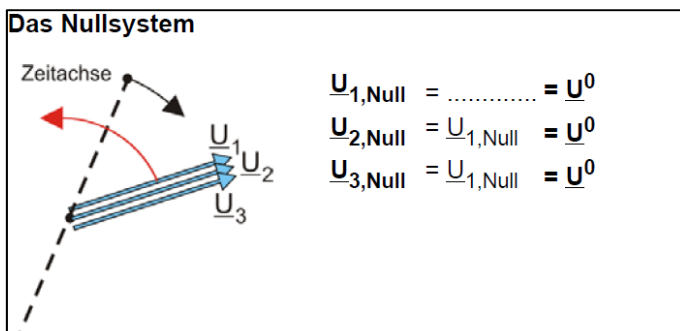


Abbildung 13: Nullsystem aus [6]

Jedes Drehstromsystem ist in ein Null-, Mit- und Gegensystem zerlegbar. Anwendungsgebiet der Symmetrischen Komponenten sind Berechnungen von elektrischen Maschinen und mehrsystemige, verdrillte Leitungen.

Mithilfe der Symmetrierungsmatrix \underline{S} kann ein System in Symmetrische Komponentenschreibweise gebracht werden. Das unsymmetrische System mithilfe der Entsymmetrierungsmatrix \underline{I} kann aus den symmetrischen Komponenten rückgewonnen werden.

Symmetrierungsmatrix \underline{S} - Symmetrierungsgleichung

$$\underline{U}^s = \underline{S} \underline{U}$$

$$\underline{S} = \frac{1}{3} \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{vmatrix}$$

$$\underline{U}^0 = \frac{1}{3} (\underline{U}_1 + \underline{U}_2 + \underline{U}_3)$$

$$\underline{U}^1 = \frac{1}{3} (\underline{U}_1 + \underline{a} \underline{U}_2 + \underline{a}^2 \underline{U}_3)$$

$$\underline{U}^2 = \frac{1}{3} (\underline{U}_1 + \underline{a}^2 \underline{U}_2 + \underline{a} \underline{U}_3)$$

↑ ↑ ↑ ↑

sym. System = Phase 1 + Phase 2 + Phase 3

Abbildung 14: Symmetrierungsmatrix aus [6]

Entsymmetrierungsmatrix \underline{T} - Entsymmetrierungsgleichung

$$\underline{U} = \underline{T} \underline{U}^s$$

$$\underline{T} = \underline{S}^{-1} = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{vmatrix}$$

$$\underline{U}_1 = \underline{U}^0 + \underline{U}^1 + \underline{U}^2$$

$$\underline{U}_2 = \underline{U}^0 + \underline{a}^2 \underline{U}^1 + \underline{a} \underline{U}^2$$

$$\underline{U}_3 = \underline{U}^0 + \underline{a} \underline{U}^1 + \underline{a}^2 \underline{U}^2$$

↑ ↑ ↑ ↑

unsym. System = Null-System + Mit-System + Gegen-System

Abbildung 15: Entsymmetrierungsmatrix aus [6]

2.5.4 Erdschluss

Ein Erdschluss kann nur in einem Drehstromnetz mit geerdetem Sternpunkt auftreten. Er bezeichnet einen Fehlerfall bei dem ein Außenleiter Kontakt zur Erde oder dem geerdeten Sternpunkt hat. Durch den Ausgleichstrom des Außenleiters zur Erde wird das Erdpotenzial an der Fehlerstelle angehoben und das Potenzial des fehlerbehafteten Leiters abgesenkt. Durch die Verknüpfung der Außenleiter im Drehstromnetz werden die beiden anderen Außenleiter in der Spannung in der Summe um den Betrag angehoben. Das kann zu Spannungsüberschlägen an ungenügend spannungsfesten Bauteilen führen.

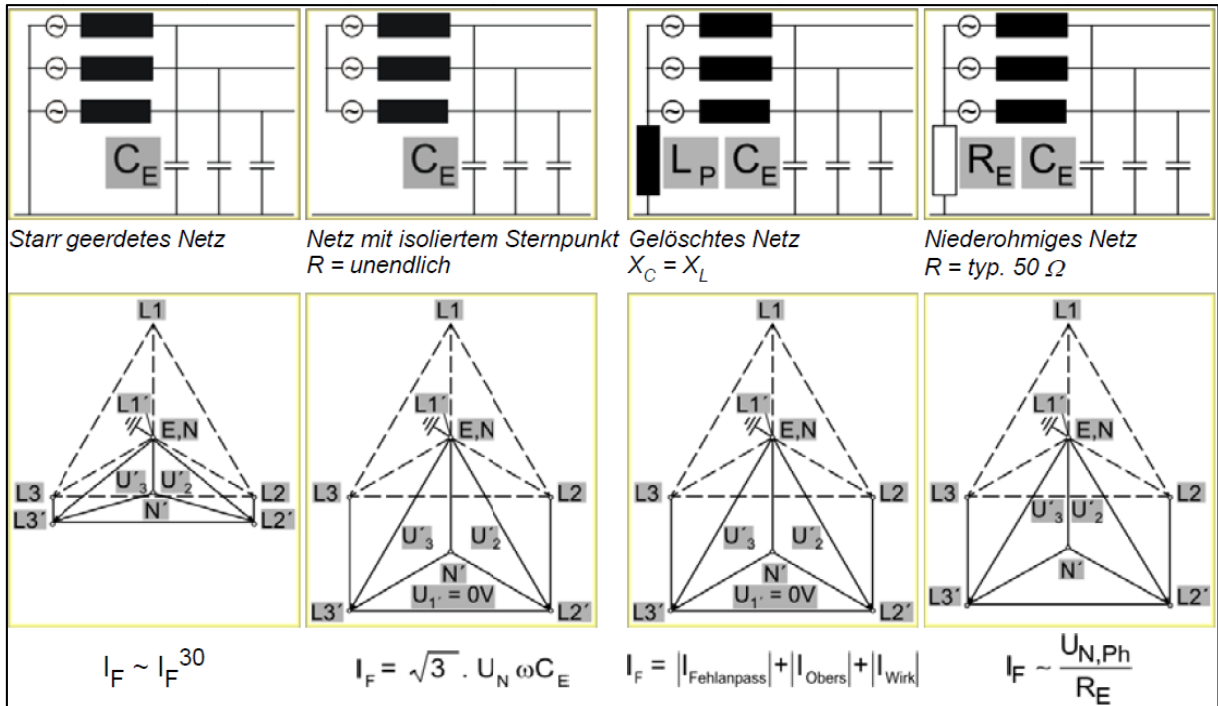


Abbildung 16: Sternpunktsbehandlung aus [6]

2.5.4.1 Starr geerdetes Netz

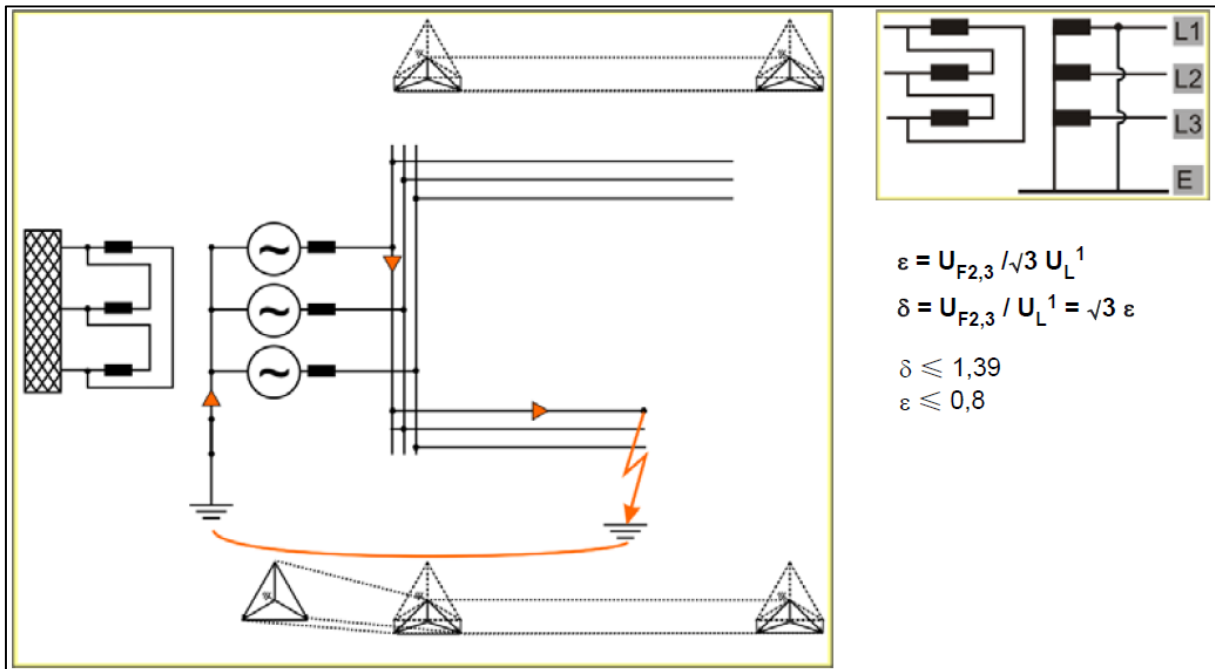


Abbildung 17: Erdschlussfehler in einem Netz mit starr geerdetem Sternpunkt aus [6]

Hier schließt sich der Stromkreis über den geerdeten Transformatorsternpunkt. Die Leiter-Erdespannungen der beiden gesunden Leiter werden durch die Erdung des Transformatorsternpunktes nur an der betroffenen Leitung und im begrenzten Maße angehoben.

Durch die geringe zusätzliche Spannungsbeanspruchung im Erdschlussfall fällt die Isolation kostengünstig aus (Anwendung in Höchstspannungsnetzen). Der Erdkurzschlussstrom ist etwa gleich groß wie der dreipolige Kurzschlussstrom.

2.5.4.2 Netz mit isoliertem Sternpunkt

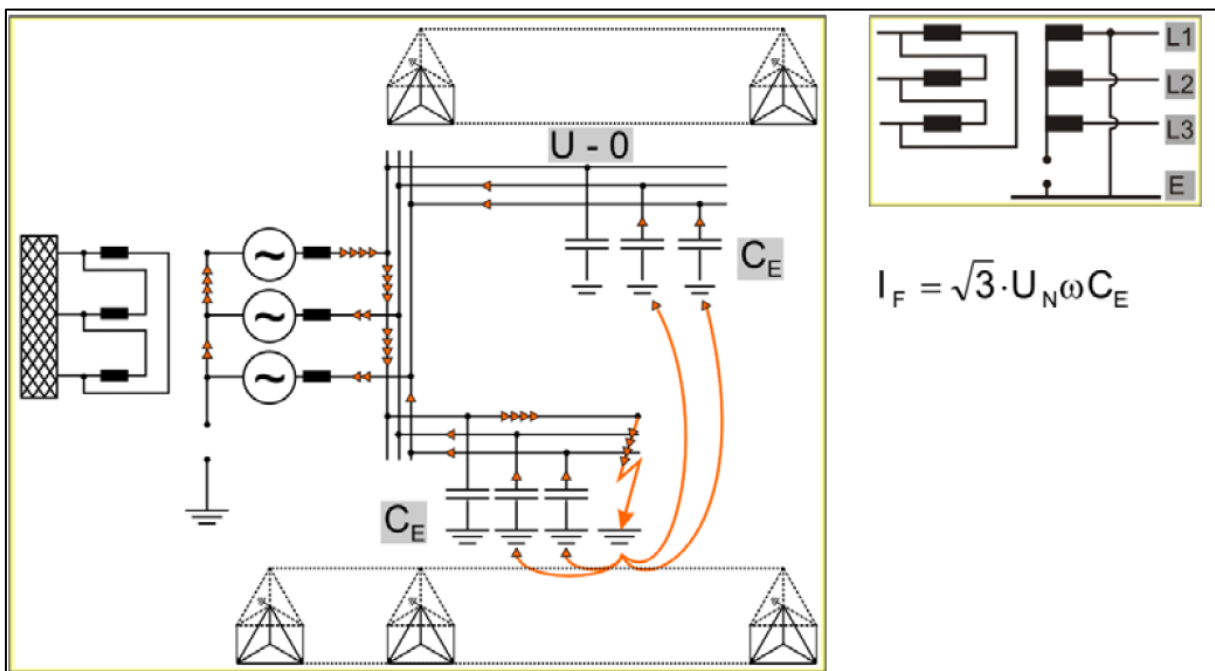


Abbildung 18: Erdschlussfehler Netz mit isoliertem Sternpunkt aus [6]

Im isolierten Netz verteilt sich der Fehlerstrom auf alle Abgänge und fließt in den beiden gesunden Außenleitern über deren Leiter-Erde-Kapazität zur Erdschlussstelle zurück. Der Fehlerstrom ist demzufolge ein kapazitiver Strom. Seine Amplitude ist abhängig von den Erdkapazitäten und damit von der Größe des Netzes. Die Leiter-Erde-Spannungen werden im gesamten Netz auf den $\sqrt{3}$ -fachen Wert angehoben. Dadurch erhöht sich die Isolationsbeanspruchung im Fehlerfall. Diese Art der Sternpunktsbehandlung wird daher in örtlich sehr beschränkten Mittelspannungsnetzen angewendet (z.B.: Eigenverbrauchsanlagen). Da der Sternpunkt isoliert ist neigt er zur sogenannten Kippschwingung. Da diese mit sehr niedriger Frequenz (wenige Hertz) auftritt besteht für induktive Spannungswandler die Gefahr der Überlastung und Zerstörung. Gelöschtes Netz

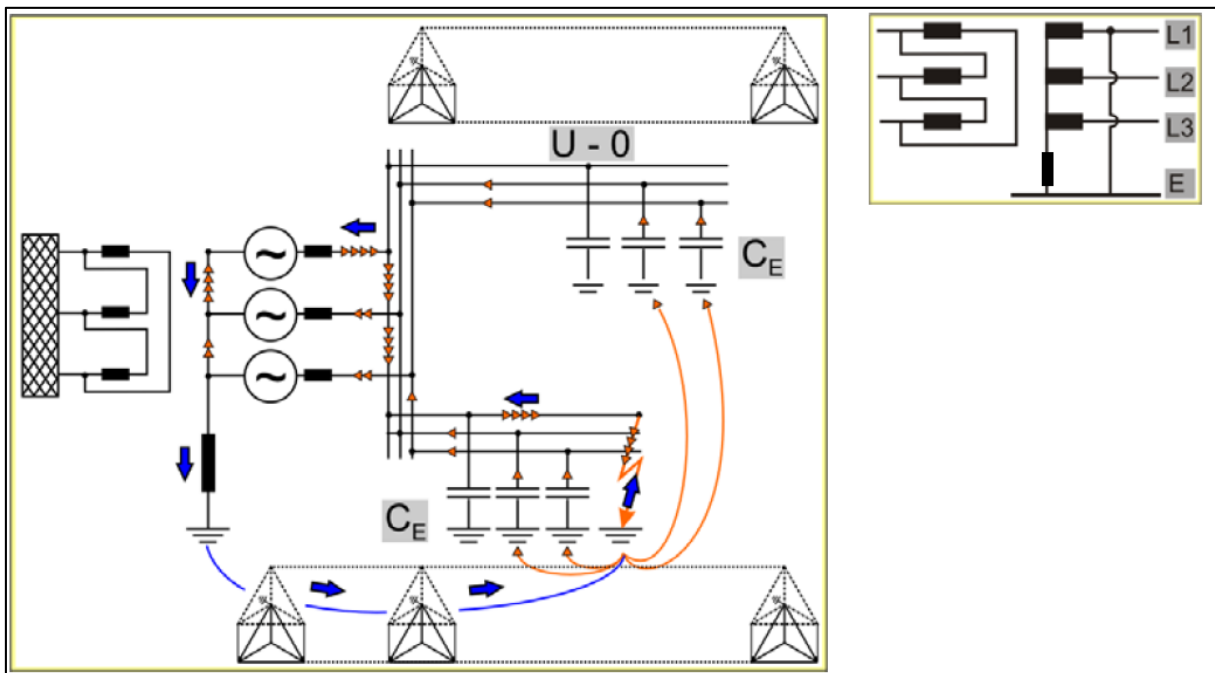


Abbildung 19: Erdschlussfehler gelöschtes Netz aus [6]

Beim Schließen des Fehlerstromkreises führt zusätzlich zu den Leiter-Erde-Kapazitäten ein Parallelpfad über die Erdschlusslöschspulen ("Petersenspulen"). Dadurch entsteht ein zusätzlicher kapazitiver Fehlerstrom aus den Erdschlusslöschspulen (induktiver Fehlerstrom). An der Erdschlussstelle können sich daher beide Komponenten bezüglich ihrer Blindstromanteile bei 50Hz weitgehend kompensieren, so dass der resultierende Fehlerstrom an der Erdschlussstelle sehr klein wird. Er besteht nur noch aus den nicht kompensierten Blindstromanteilen und den nicht kompensierbaren Wirkanteil sowie allfälligen Oberschwingungskomponenten.

Der einpolige Erdschluss bewirkt eine Verschiebung des Spannungssystems gegen Erde. Die Spannungen der gesunden Leiter steigen auf den $\sqrt{3}$ -fachen Wert an. Die Stern-/Dreieckspannungen bleiben in der Höhe unverändert.

Petersenspulen sind entweder direkt an die Transformatorsternpunkte oder an Sternpunktsbildner angeschlossen. Vorzugsweise Aufstellung: im kapazitiven Schwerpunkt des Netzes. Zur optimalen Wirkung muss die Induktivität daher auf die Leiter Erdkapazität im Netz abgestimmt werden. In der Praxis ist eine Anpassungsfähigkeit hinsichtlich verschiedener Schalt-

zustände (Trennstellenverlagerung) aber auch im Fall von Abschaltungen (Wartungs- oder Fehlersituationen) sowie Netzausbau erforderlich. Diese wird durch einen ausreichenden Anteil an Spulen deren Induktivität durch einen Tauchkern verstellt werden kann und eine Regelung die auf Grund der geringen Unsymmetrie im Gesundheitsbetrieb oder bei neueren Systemen auch in symmetrischen Fällen die Spule automatisch einstellt.

2.5.5 Barwertmethode

Der Barwert oder auch „present value“ eines Geldbetrages ist der Wert einer vergangen oder zukünftigen Geldmenge zum Bezugszeitpunkt. Mit der Barwertmethode können im Voraus geleistete Investitionen oder Anzahlungen mit im Nachhinein geleisteten Zahlungen verglichen werden. In Abbildung 20 ist diese Methode grafisch dargestellt. Im Voraus geleistete Beträge (Zahlung A) werden bis zum Bezugszeitpunkt aufgezinst, während später bezahlte Investitionen (Zahlung B) auf den Bezugszeitpunkt abgezinst werden.

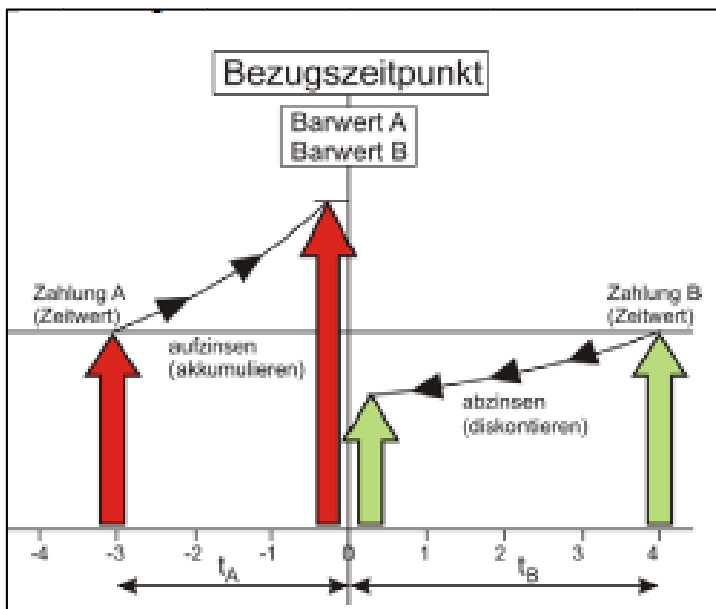


Abbildung 20: Barwertmethode aus [6]

Der Barwert einer einmaligen Zahlung kann mithilfe folgender Formel:

$$BW_A = \frac{Z_A}{(1+i)^{t_A}} \quad (4)$$

BW_A Barwert einer Zahlung

t_A Zeit in Jahren

i Zinssatz

Der Barwert einer Abfolge von Zahlungen berechnet sich mithilfe der Formel (5)

$$BW_{ges} = \frac{Z_1}{(1+i)^{t_1}} + \frac{Z_2}{(1+i)^{t_2}} + \dots + \frac{Z_n}{(1+i)^{t_n}} \quad (5)$$

BW_{ges} Barwertisierte Summe der Zahlungen

Damit sind die beiden Beträge zum Bezugszeitpunkt mit dem momentanen tatsächlichen Wert vergleichbar.

Um zur tatsächlichen Kostenwahrheit eines Projektes zu gelangen, müssen Zahlungen und Investitionen unbedingt mittels der Barwertmethode auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt gerechnet werden. Nur so ist eine aussagekräftige Kostenrechnung möglich.

3 Technische Ergebnisse

3.1 Ausgangslage: Betrachtungsjahr 2015

Um die später untersuchten Projekte und deren Auswirkungen bewerten zu können, werden als erstes definierte Kennwerte der 110-kV-Teilnetze Ernsthofen und Lambach/St. Peter aufgenommen.

Wie beschrieben werden je ein Hochlast- und zwei Schwachlastfälle untersucht. In diesem Kapitel sind die Ergebnisse für den Hochlastfall bei Versorgung des Netzgebietes Wels aus dem 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter ausgeführt. Die Abbildungen für die weiteren Lastfälle sowie die Ergebnisse, wenn das Netzgebiet Wels aus dem 110-kV-Teilnetz Ernsthofen versorgt wird, sind unter Punkt 7 zu finden.

3.1.1 Lösbedarf und Löschreserve

Der Lösbedarf wird, wie unter 2.1 ausgeführt, ermittelt. Das 110-kV-Teilnetz Ernsthofen inklusive dem Netzgebiet Wels hat derzeit einen Lösbedarf von 1.193 A. Das 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter weist einen Lösbedarf von 460 A auf. Da der Planungswert für gelöscht betriebene 110-kV-Netze bei 132 A Reststrom liegt und der Reststrom mit ausreichender Näherung (nach ÖVE/ÖNORM EN 50522) mit 10 % des Lösbedarfes abgeschätzt werden kann, erkennt man, dass das 110-kV-Teilnetz Ernsthofen bereits in der Nähe der Löschgrenze betrieben wird.

3.1.2 Ausfallshäufigkeit und Netzverfügbarkeit

Es ist keine Änderung der Betriebsart nötig, daher ist zu erwarten, dass sich die Ausfallshäufigkeit bzw. die Anzahl kurzzeitiger Spannungseinsenkungen nicht verändern.

3.1.3 Leistungsbilanz an den Netzkupplstellen

Es ist insbesondere bei 110-kV-Netzen mit zwei oder mehreren Netzkupplstellen durch geeignete Einstellung der Stufenschalter der regelbaren 220/110-kV-Hauptumspanner darauf zu achten, dass der Blindleistungsfluss zwischen den Netzkupplstellen so gering wie möglich gehalten wird, bzw. Vorgabegrenzwerte eingehalten werden.

Die Spannungen an den 110-kV- bzw. 220-kV-Sammelschienen sind in den Abbildungen dargestellt. Eine Umschaltung des Netzgebietes Wels hat keine nennenswerten Änderung der Sammelschienenspannungen an den Netzübergabepunkten zur Folge. Die Stufensteller der 220/110-kV-Hauptumspanner in den Netzkupplstellen werden so eingestellt, dass an den Sammelschienen die Betriebsspannung (110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter 114 kV, 110-kV-Teilnetz Ernsthofen 118 kV) anliegen.

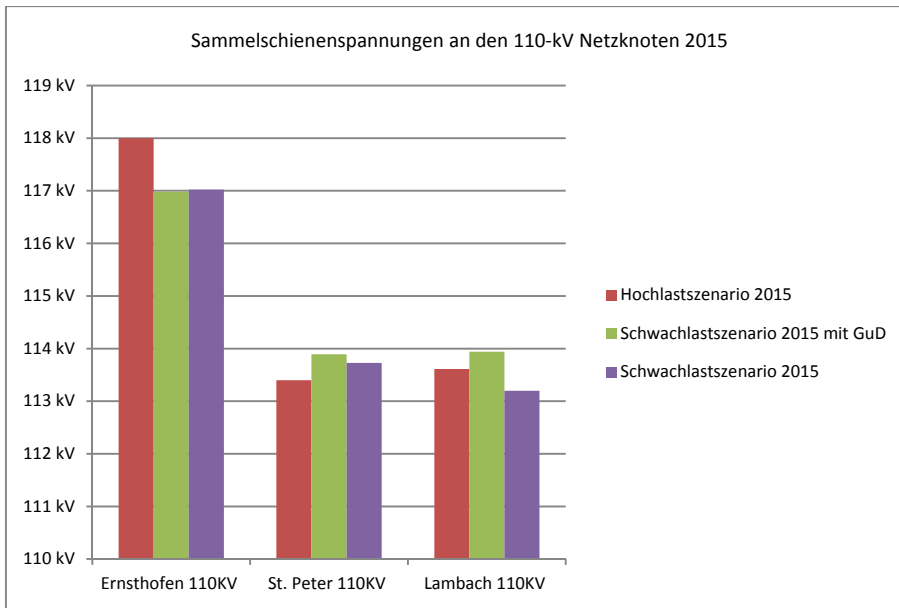


Abbildung 21: Sammelschienenspannungen an den 110-kV-Netzkuppelstellen 2015

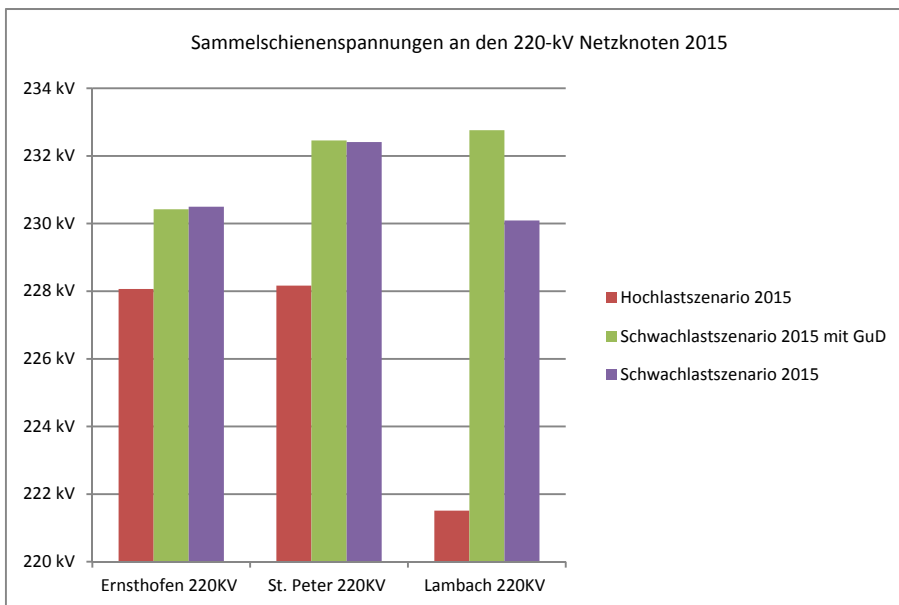


Abbildung 22: Sammelschienenspannungen an den 220-kV-Netzkuppelstellen 2015

Man erkennt, dass das 110-kV-Teilnetz Ernsthofen auf 118 kV und das 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter auf 114 kV geregelt wird.

Die Abbildungen zeigen die Leistungsbilanzen für die verschiedenen Szenarien. Die Leistungsbilanzen stellen die Summe der Wirk-/Blindleistungsflüsse über die 220/110-kV-Hauptspanner in den Netzkuppelstellen dar.

Positive (Blind-)Leistungen bedeuten einen Bezug von der höher gelagerten Spannungsebene. Ein negativer Saldo bedeutet, dass (Blind-)Leistung in das übergeordnete Netz abgegeben wird.

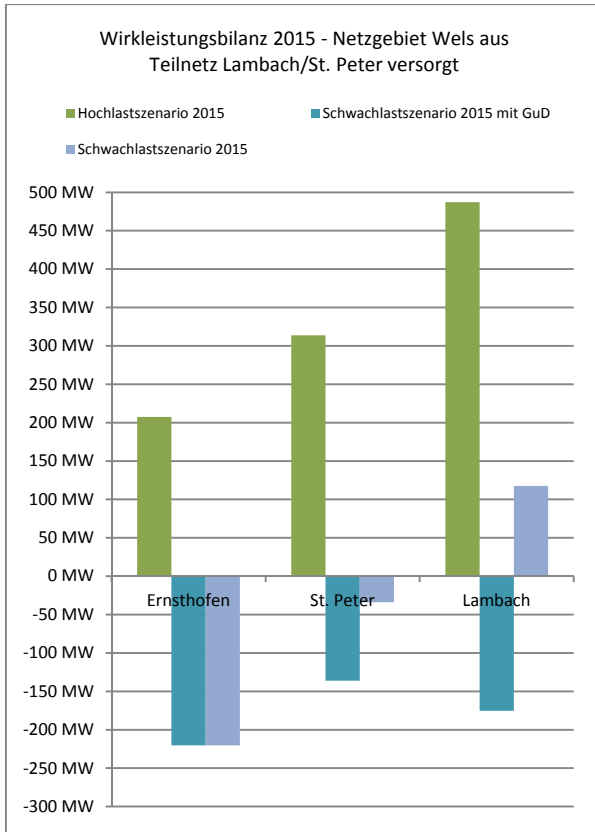


Abbildung 23: Wirkleistungsbilanz 2015 - Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter versorgt

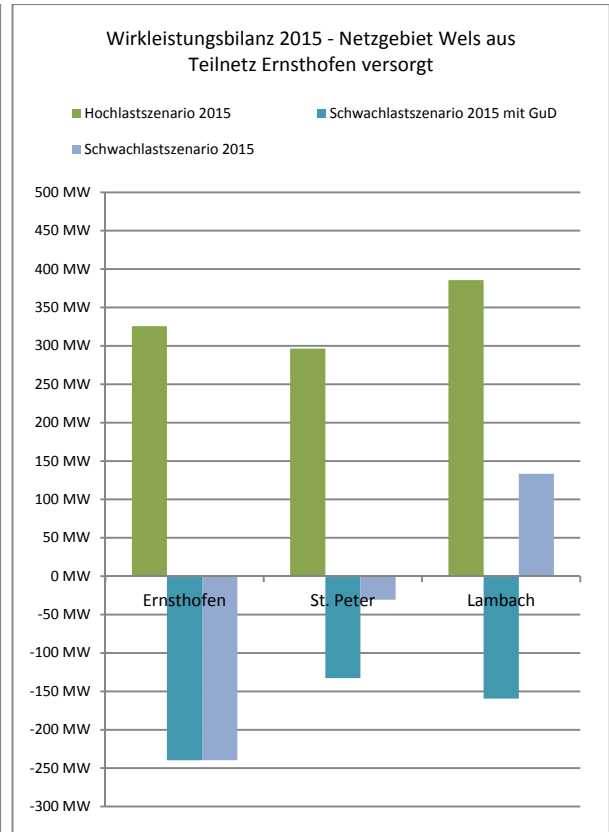


Abbildung 24: Wirkleistungsbilanz 2015 - Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Ernsthofen versorgt

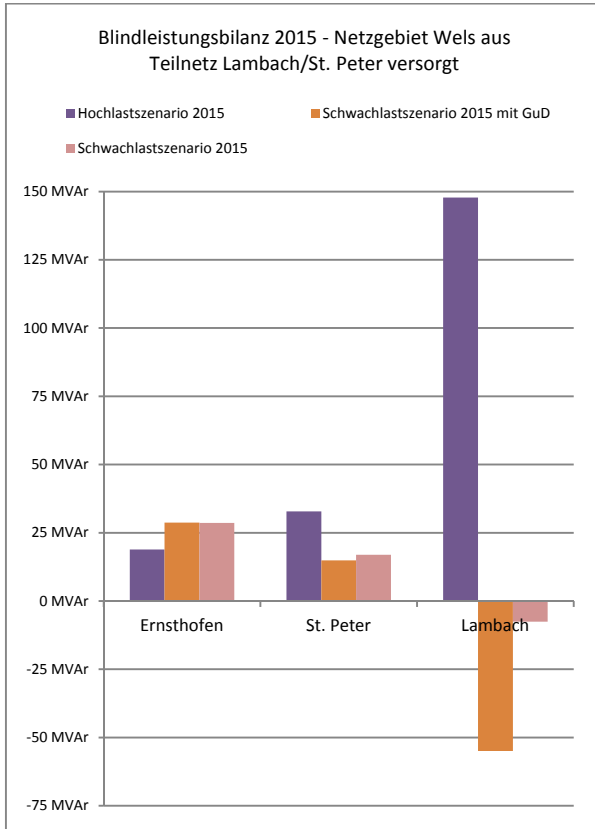


Abbildung 25: Blindleistungsbilanz 2015 - Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter versorgt

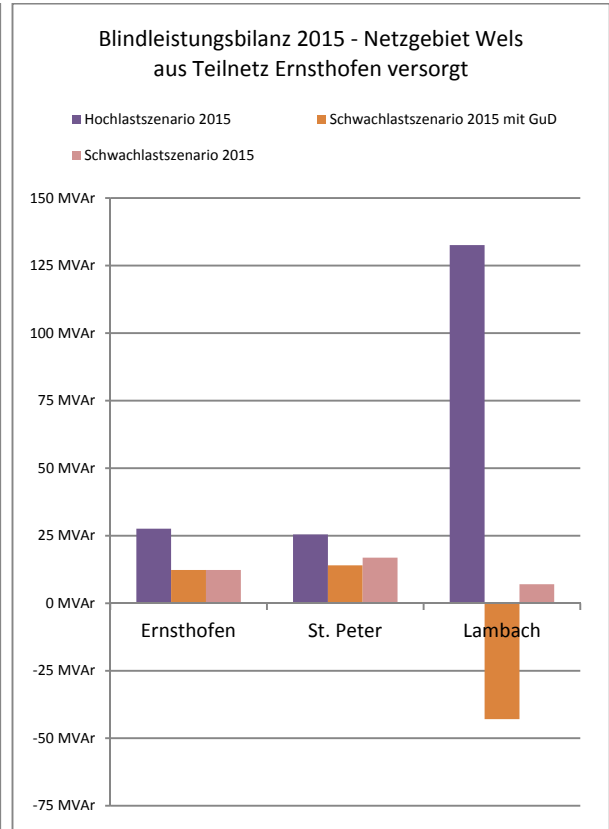


Abbildung 26: Blindleistungsbilanz 2015 - Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Ernsthofen versorgt

Die Ergebnisse sind plausibel und nachvollziehbar. Sie zeigen, dass bei Hochlastsituationen Leistung von den übergeordneten Spannungsebenen bezogen wird. Vor allem an der Netzkuppelstellen Lambach ist bei Hochlastfällen ein großer Bedarf an Wirk- und Blindleistung feststellbar. Bei Schwachlastfällen wird grundsätzlich in allen Netzkuppelstellen Wirkleistung in das Übertragungsnetz zurückgespeist, der Bedarf an Blindleistung geht, wie erwartet, zurück. Beim Schwachlastszenario mit eingeschaltetem GuD-Kraftwerk Timelkam, kommt es mit den hinterlegten Werten zu einer Rückspeisung von Blindenergie in Lambach.

Vergleicht man die Abbildungen mit Netzgebiet Wels im 110-kV-Teilnetz Ernsthofen und Netzgebiet Wels im 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter, so zeigen die Ergebnisse, einen stark erhöhten Wirkleistungsbezug in den jeweiligen Netzabstützungen in Ernsthofen oder Lambach. Aufgrund der verhältnismäßig großen Entfernung zum Netzbereich Wels fällt in St. Peter die Änderung nur gering aus. Die Entwicklung der Blindleistungsbilanzen ist bei steigendem Verkabelungsgrad zu beachten, hinsichtlich Import/ Export von/nach dem Höchstspannungsnetz.

110-kV-Teilnetz	Hochlast 2015		Schwachlast mit GuD 2015		Schwachlast 2015	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Lambach/St. Peter mit Netzgebiet Wels	801	181	-311	-40	84	9
Ernsthofen	207	19	-220	29	-220	29

Tabelle 4: Leistungsbilanz 110-kV-Teilnetze – Stand 2015 – Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter versorgt

110-kV-Teilnetz	Hochlast 2015		Schwachlast mit GuD 2015		Schwachlast 2015	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Lambach/St. Peter	682	158	-292	-29	103	24
Ernsthofen mit Netzgebiet Wels	326	28	-240	12	-240	12

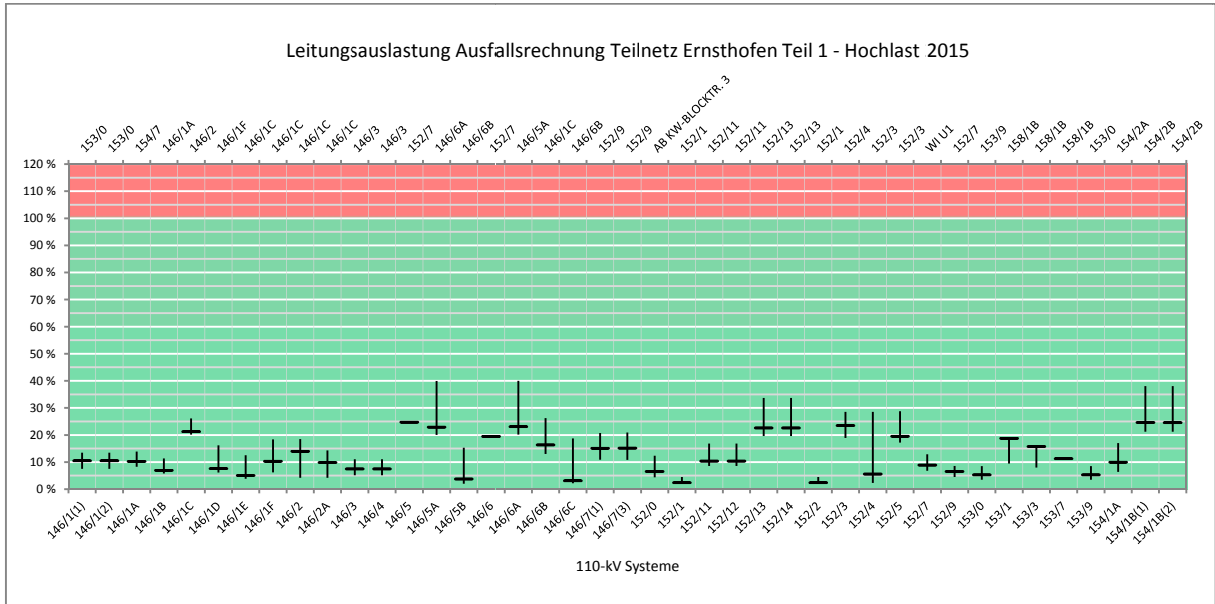
Tabelle 5: Leistungsbilanz 110-kV-Teilnetze – Stand 2015 – Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Ernsthofen versorgt

3.1.4 Leitungsauslastung

Die folgenden Abbildungen zeigen die jeweiligen Leitungsauslastungen bei einem (n-1)-Fall in den 110-kV-Teilnetzen Ernsthofen und Lambach/St. Peter. Das Netzgebiet Wels ist aus dem 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter versorgt. In dieser Arbeit wird nur der Hochlastfall 2015 ausgeführt, alle weiteren Lastfälle (Schachlast mit und ohne GuD Timelkam) sowie die Umschaltung des Netzgebietes Wels sind unter Punkt 7 ausgeführt.

Die Abbildungen zeigen folgende Informationen: auf der primären (unteren) x-Achse sind die Systemnummern der 110-kV-Leitungen in den einzelnen 110-kV-Teilnetzen aufgetragen. Auf der y-Achse ist der dazu gehörige Prozentwert der Auslastung aufgetragen. Der horizontale Querstrich repräsentiert den Wert des Basisfalles, d.h. kein Ausfall bzw. (n-0)-Fall. Das obere und untere Ende der vertikalen Diagrammlinien zeigen die Leitungsauslastung bei dem „minimalen/maximalen“ (n-1)-Fall. Auf der sekundären (oberen) x-Achse sind jene Systemnummern aufgelistet, welche bei Ausfall jeweils den maximalen Auslastungswert verursachen. Der Bereich über 100 % Auslastung ist rot markiert.

Lesehilfe für das Diagramm am Beispiel der Leitung 146/1(1) (Teilstück der Leitung 146(1)) hat eine Auslastung von 10 % im gesunden Netz. Der minimale Auslastungswert beträgt 7 %, welcher (n-1)-Fall diese Auslastung verursacht ist im Diagramm nicht ersichtlich. Die maximale Auslastung beträgt 13 % und wird durch den Ausfall der Leitung 153/0 verursacht.



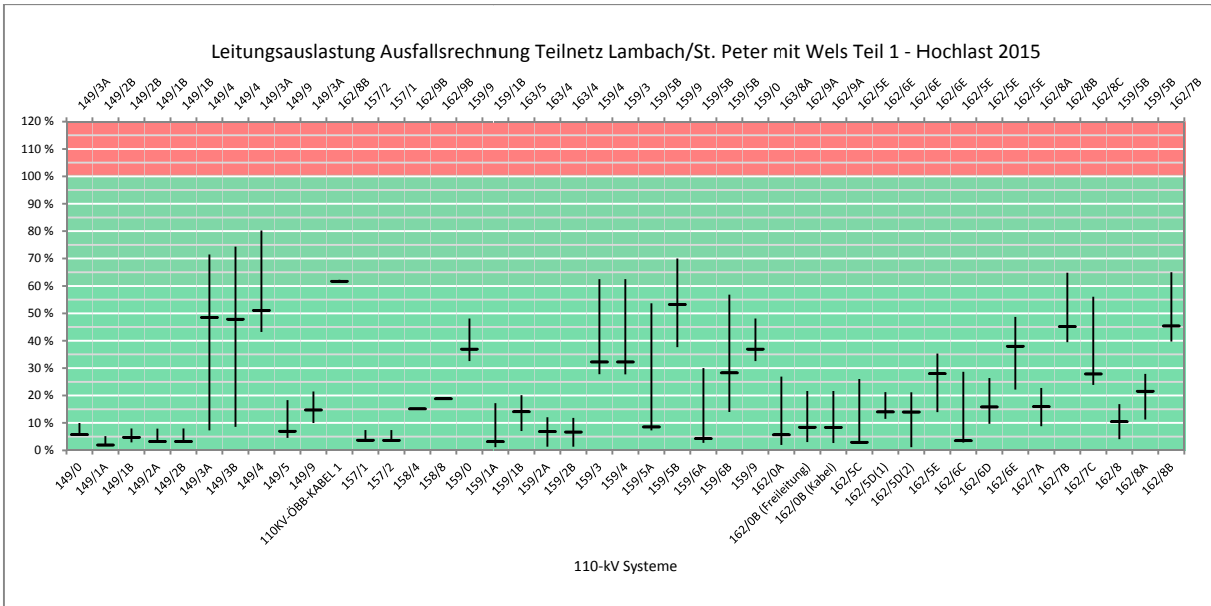


Abbildung 29: Leitungsauslastung Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter mit Netzgebiet Wels Teil 1 - Hochlast 2015

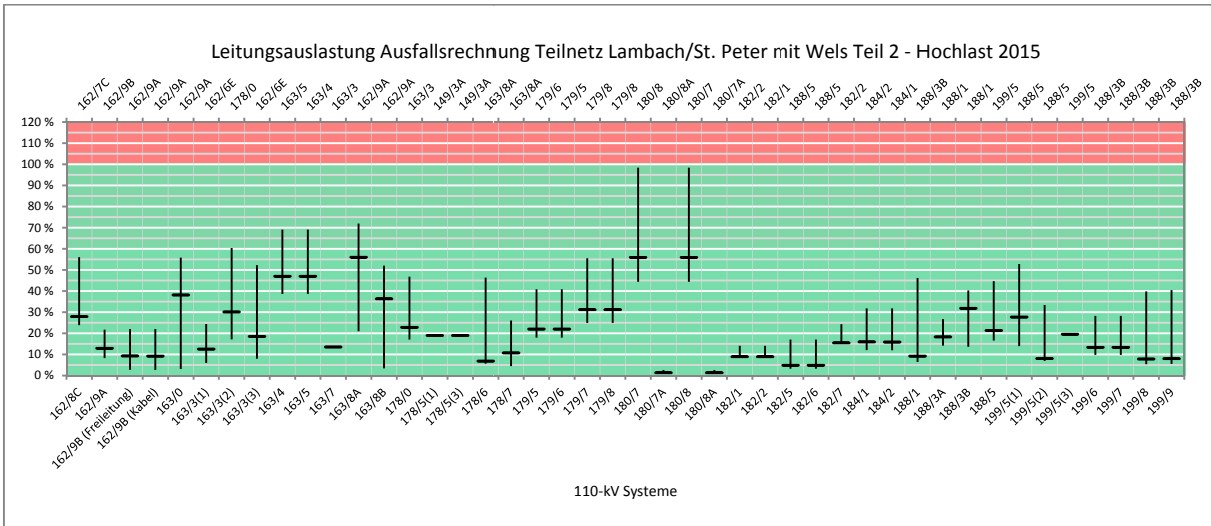


Abbildung 30: Leitungsauslastung Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter mit Netzgebiet Wels Teil 2- Hochlast 2015

3.1.5 Spannungsverhältnisse in den Umspannwerken

In den folgenden Abbildungen sind die Spannungsverhältnisse in den Umspannwerken in den beiden 110-kV-Teilnetzen ersichtlich. Die 110-kV-Teilnetze Ernsthofen und Lambach/St. Peter werden im Rahmen dieser Arbeit auf unterschiedliche Spannungshöhen eingestellt. Die Betriebsspannung im 110-kV-Teilnetz Ernsthofen ist 118 kV, im 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter 114 kV. Auf die historischen Gründe für diese Tatsache wird nicht eingegangen.

Der maximale Spannungssprung (stationärer Fall) bei einem (n-1)-Fall ist im 110-kV-Teilnetz Ernsthofen mit 2,2 kV im Umspannwerk Bad Hall feststellbar. Im 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter beträgt diese Differenz bereits 4,6 kV und tritt im Umspannwerk Unterach auf.

Spannungsänderungen unter 1,1 kV (1 % U_N) werden von Neplan in der Ausfallsrechnung nicht ausgeben und können daher nicht ausgewertet werden. Aus diesem Grund kommt es

bei manchen Umspannwerken (z.B. Steeg) zu dem Sonderfall, dass der Basisfall die, scheinbar niedrigste Spannung zur Folge hat. Tatsächlich kommt es aber zu kleinen Spannungsabsenkungen. Für genaue Ergebnisse je Umspannwerk sind daher weiterführende Untersuchungen notwendig.

Die Abbildungen zeigen folgende Informationen. Auf der primären (unteren) x-Achse sind die Umspannwerke der einzelnen 110-kV-Teilnetze aufgetragen. Auf der y-Achse ist der dazu gehörige Sammelschienenspannungswert aufgetragen. Der horizontale Querstrich repräsentiert den Wert des Basisfalles, d.h. kein Ausfall bzw. (n-0)-Fall. Das obere und untere Ende der vertikalen Diagrammlinien zeigt die minimale/maximale Sammelschienenspannung beim jeweiligen minimalen/maximalen (n-1)-Fall. Auf der sekundären (oberen) x-Achse ist jene Systemnummer aufgelistet, welche den minimalen Sammelschienenspannungswert bei Ausfall verursacht.

Lesehilfe für das Diagramm am Beispiel Abwinden Asten: Die Sammelschienenspannung in Abwinden Asten beträgt 117,7 kV im gesunden Netz. Die maximale Spannung an der 110-kV-Sammelschiene ist 118,1 kV, welcher (n-1)-Fall diese Spannung verursacht ist nicht im Diagramm ersichtlich. Die minimale Sammelschienenspannung beträgt 117,2 kV und wird durch den Ausfall der Leitung 152/0 verursacht.

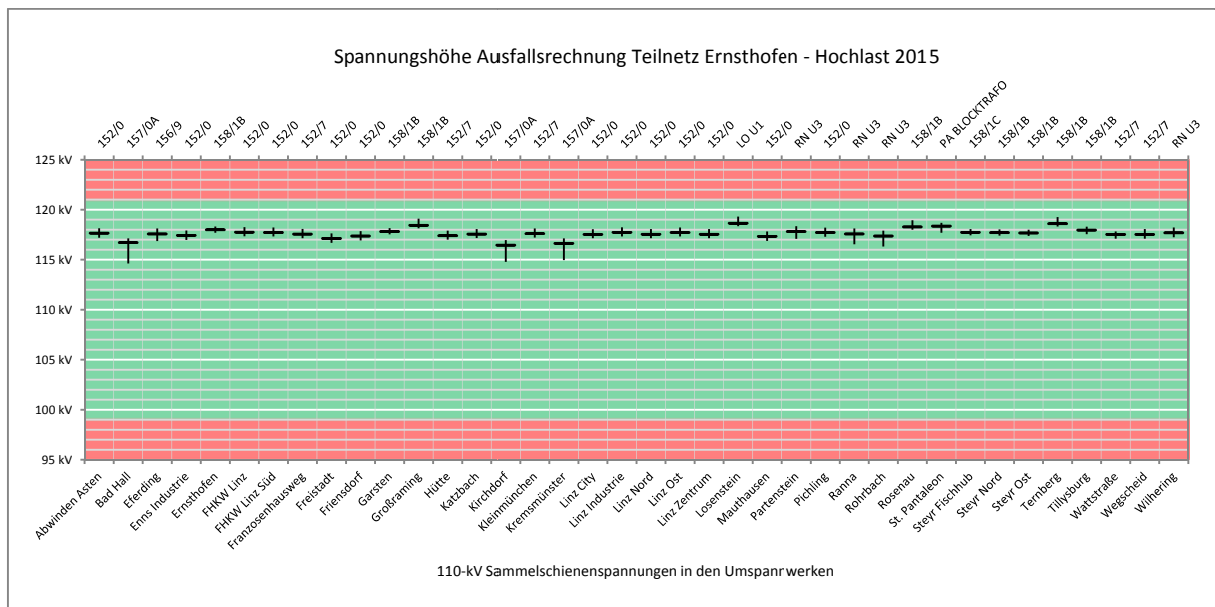


Abbildung 31: Spannungshöhe Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Ernsthofen - Hochlast 2015

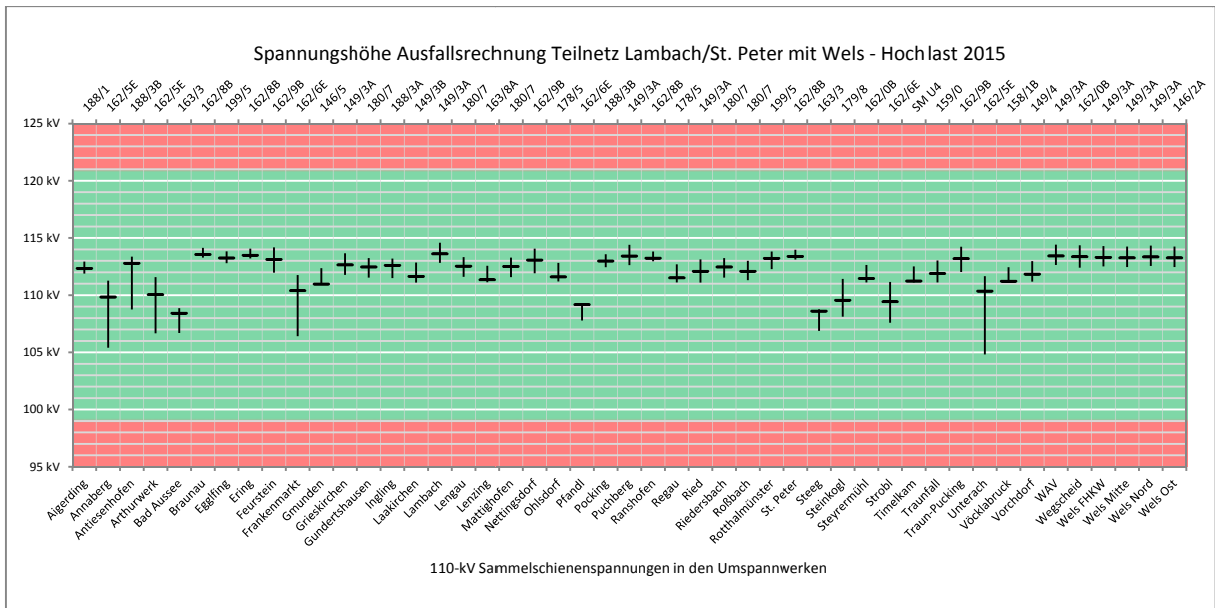


Abbildung 32: Spannungshöhe Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter mit Netzgebiet Wels – Hochlast 2015

Man erkennt die unterschiedliche Regelspannung in den beiden 110-kV-Teilnetzen. Kein Ausfall verursacht ein Verlassen des einzuhaltenden Spannungsbandes in einem Umspannwerk.

3.1.6 Kurzschlussleistung

Die für die Spannungsstabilität entscheidende subtransiente Kurzschlussleistung (S_k'') ist in den folgenden Abbildungen aufgetragen.

Es werden die 110-kV-Teilnetze Ernsthofen und Lambach/St. Peter und das Netzgebiet Wels gesondert betrachtet.

Die Abbildungen zeigen die minimale und die maximale subtransiente Kurzschlussleistung in MVA. Der Bereich über 1.000 MVA entspricht den Planungsprämissen und ist daher grün eingefärbt. Der Bereich zwischen 500 MVA und 1.000 MVA ist gelb eingefärbt und soll im Anlassfall hinsichtlich Spannungsstabilität/Netzqualität untersucht werden. Eine Kurzschlussleistung unter 500 MVA wäre zu gering.

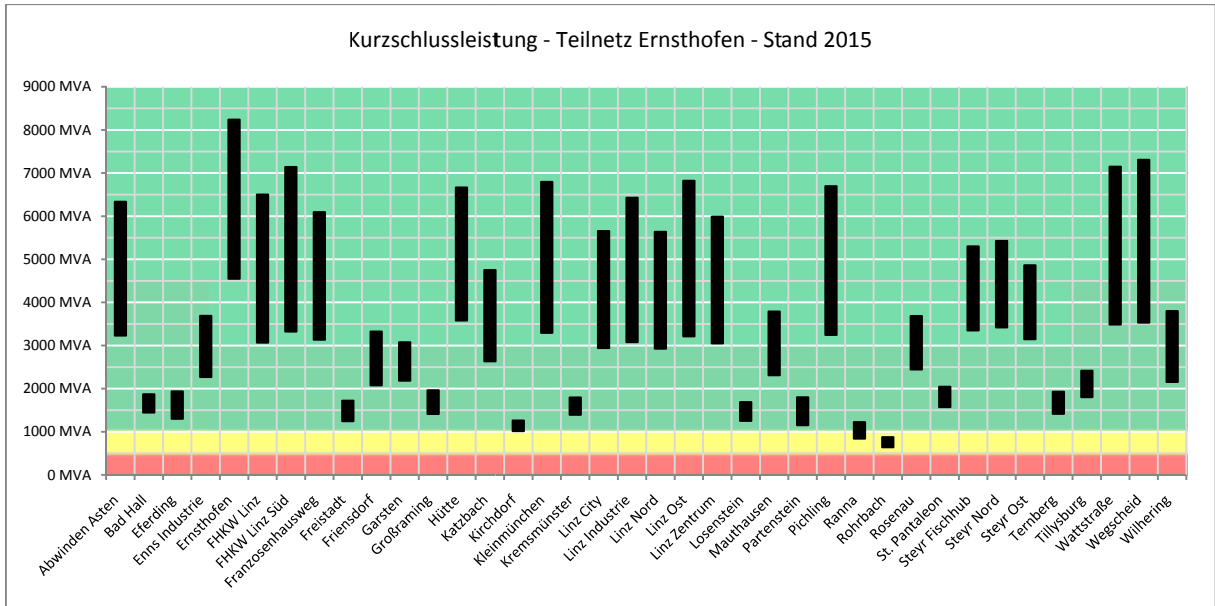


Abbildung 33: Subtransiente Kurzschlussleistung (Sk'') im Normalbetrieb 2015 mit hoher/niedriger Generatorleistung im Netz - 110-kV-Teilnetz Ernsthofen

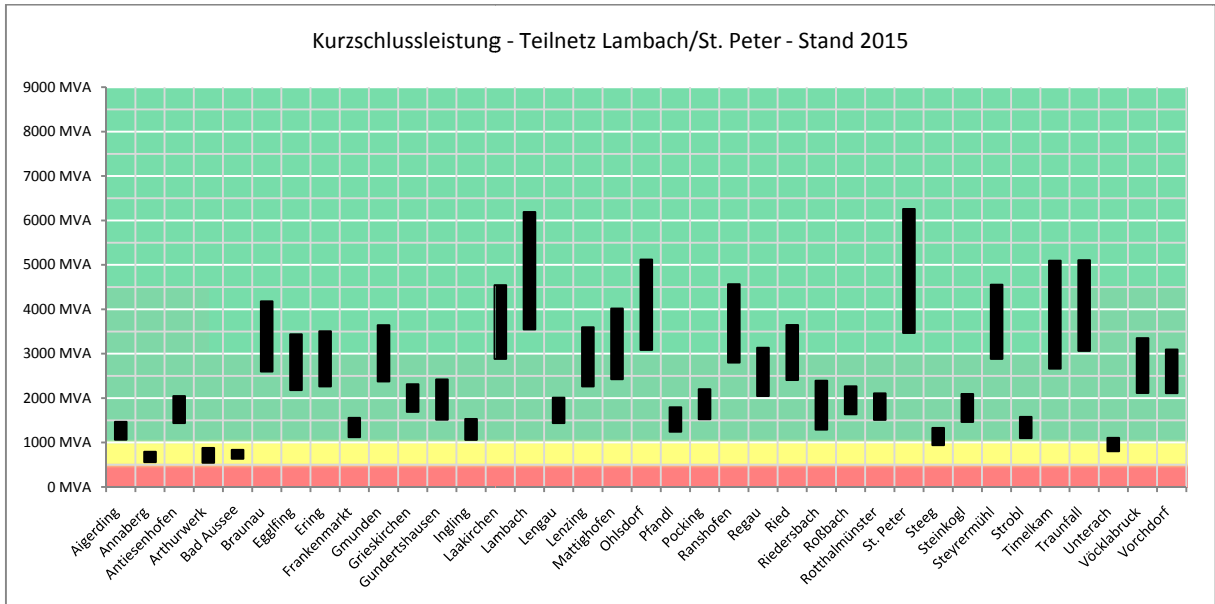


Abbildung 34: Subtransiente Kurzschlussleistung (Sk'') im Normalbetrieb 2015 mit hoher/niedriger Generatorleistung im Netz - 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter

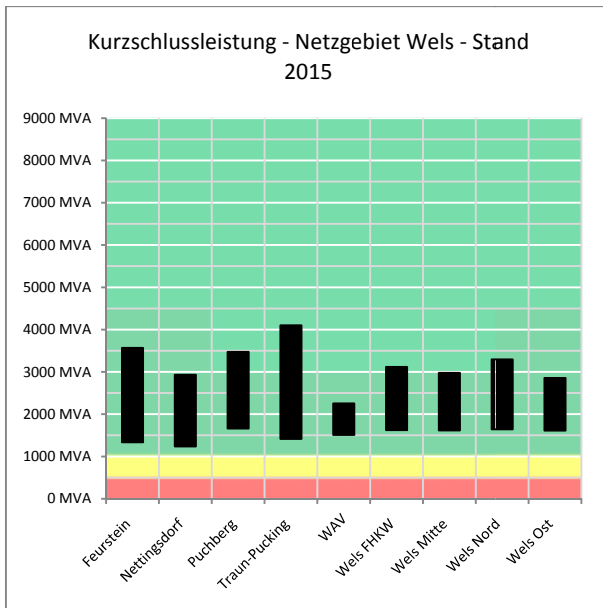


Abbildung 35: Subtransiente Kurzschlussleistung (S_k'') im Normalbetrieb 2015 mit hoher/niedriger Generatorleistung im Netz - Netzgebiet Wels

Wie zu erwarten war, ist in den jeweiligen 110-kV-Teilnetzen die subtransiente Kurzschlussleistung (S_k'') in den Netzkuppelstellen Ernsthofen bzw. Lambach und St. Peter am höchsten. In den Netzausläufen UW Rohrbach (110-kV-Teilnetz Ernsthofen) sowie in den Umspannwerken Annaberg, Bad Aussee und Arthurwerk (alle 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter) ist die subtransiente Kurzschlussleistung (S_k'') am niedrigsten. Die Auswirkungen von Netzprojekten auf diese Netzpunkte sind besonders zu beachten, um die unter Punkt 2.1 als Planungsgrundsatz, hinsichtlich Spannungsqualität, festgelegte Mindestkurzschlussleistung von 1.000 MVA nicht noch weiter zu unterschreiten.

3.1.7 Netzverluste

Man erkennt, dass das 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter aufgrund der hohen Auslastung eine viel höhere Verlustleistung verursacht. Die hohe Auslastung des 110-kV-Teilnetzes sieht man auch an der Verlustleistung der 220/110-kV-Hauptumspanner in Lambach welche nahezu doppelt so hoch sind wie jene an den 220/110-kV-Hauptumspannern in St. Peter oder Ernsthofen.

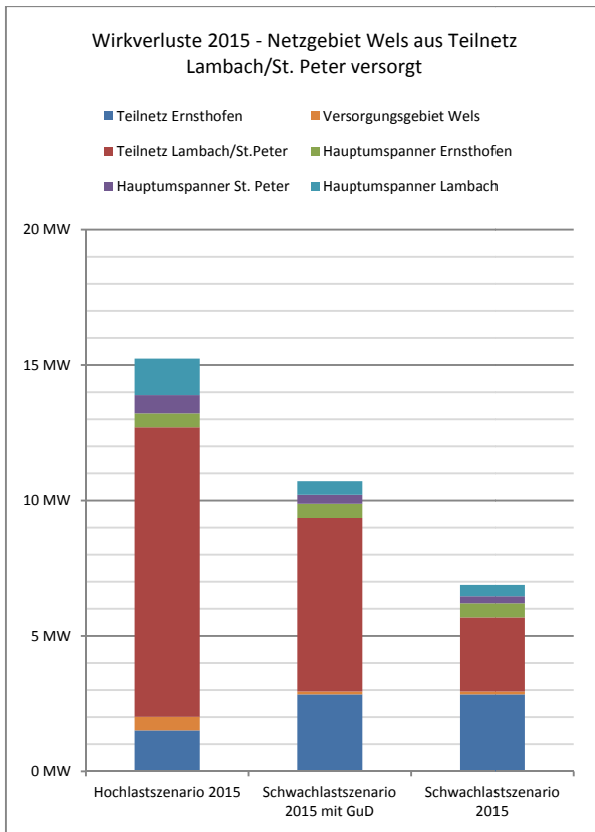


Abbildung 36: Wirkverlustleistung 2015 - Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter versorgt

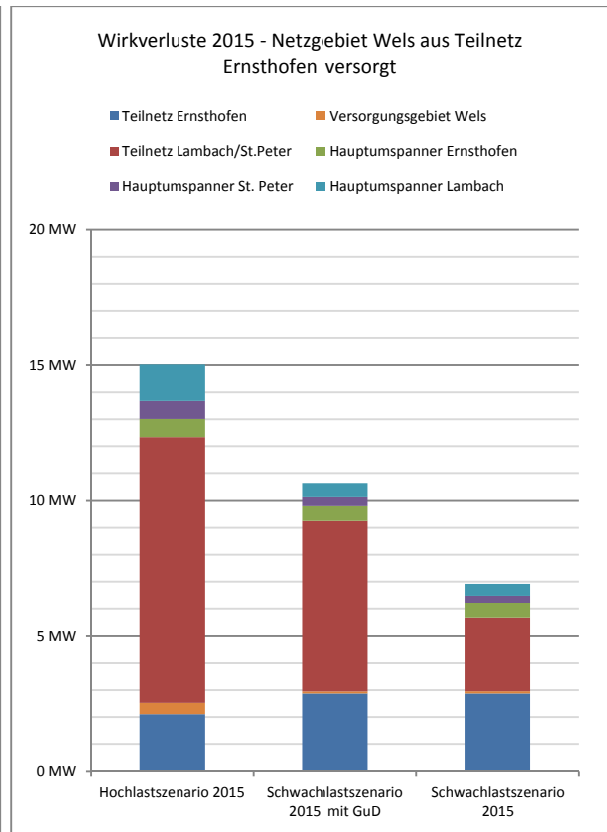


Abbildung 37 Wirkverlustleistung 2015 - Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Ernsthofen versorgt

Aufgrund der Einspeisung des GuD Timelkam sind die 110-kV-Leitungen im 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter stärker belastet, dadurch steigt die Verlustleistung im Vergleich zum Schwachlastfall ohne GuD Timelkam.

3.1.8 Diskussion

Aktuell erfüllen beide 110-kV-Teilnetze das geforderte (n-1)-Kriterium.

3.2 Lastflussentwicklung ohne Netzausbau

Erfahrungswerte zeigen, dass aufgrund der aufwändigen Behördenverfahren bei der Realisierung von 110-kV-Freileitungsprojekten mit einer bis zu 10-jährigen Vorlaufzeit gerechnet werden muss.

Es soll nun der theoretische Fall untersucht werden, dass in den kommenden 10 Jahren keine Ausbaumaßnahmen in den 110-kV-Teilnetzen Lambach/St. Peter und Ernsthofen unternommen werden. Dazu wird das derzeitige Netz mit den Lastfällen „2020“ und „2025“ untersucht.

Das Netzgebiet Wels wird erneut in das Teilnetz Lambach/St. Peter sowie Ernsthofen geschaltet. Ausgeführt werden nur die Abbildungen mit der Versorgung des Netzgebietes Wels über Lambach/St. Peter. Alle weiteren Untersuchungen sind im Punkt 7 ausgeführt.

Im Gegensatz zu dem untersuchten Hochlastfall 2015 wurde nun eine „Worst-Case“ Betrachtung durchgeführt. Neben der Laststeigerung wurde die Einspeiseleistung reduziert, aus diesem Grund kommt es zu deutlich veränderten Ergebnissen, siehe 2.2.7.

3.2.1 Lösbedarf und Lösreserve

Da kein Netzausbau erfolgt, siehe 3.1.1.

3.2.2 Ausfallshäufigkeit und Netzverfügbarkeit

Es ist keine Änderung der Betriebsart nötig, daher ist zu erwarten, dass sich die Ausfallshäufigkeit bzw. die Anzahl kurzzeitiger Spannungseinsenkungen nicht verändern.

3.2.3 Leistungsbilanz an den Netzkuppelstellen

Die Abbildungen (Abbildung 38 bis Abbildung 41) zeigen die Leistungsbilanzen für die Hochlastfälle 2015-2025. Um die Entwicklung der Leistungsbilanzen zu verdeutlichen, werden die Ergebnisse des Hochlastfalles 2015 ebenfalls dargestellt. Für das Netzgebiet Wels wird eine stark steigende Belastung erwartet. Diese Annahmen beruhen auf bereits bekannten Betriebserweiterungen und Erfahrungswerten. Der hohe Bedarf an Wirk- und Blindleistung des Netzgebietes Wels ist auch daran zu erkennen, dass die Umschaltung vom Netzgebiet Wels eine starke Verschiebung der Belastungen von Lambach nach Ernsthofen zur Folge hat.

Positive (Blind-)Leistungen bedeuten wiederum einen Bezug aus der höheren gelagerten Netzebene. Ein negativer Saldo bedeutet, dass (Blind-)Leistung in das übergeordnete Netz abgegeben wird.

Bei den Hochlastszenarien „2020“ und „2025“ kommt es an den 220/110-kV-Hauptspannern in Lambach, St. Peter und Ernsthofen in ungünstigen (n-1)-Fällen zu folgenden Aus- bzw. Überlastungen:

- Netzgebiet Wels aus Lambach/St. Peter versorgt:

Bei Ausfall eines 220/110-kV-Hauptumspanners in Lambach sind die verbleibenden 3 Hauptumspanner in Lambach überlastet.

Die Tabellen zeigen nur die Werte für 110-kV-Kabel-/ Freileitungsausfälle:

Umspannwerk/ Hauptumspanner	max. Verletzung in Prozent	Basisfall in Pro- zent	(n-1)-Fall
LA RHU2	102	95	149/3B
LA RHU2	103	95	180/8
LA RHU2	103	95	180/7
LA RHU2	103	95	149/4
LA RHU2	105	95	149/3A
LA RHU3	101	92	149/3A
LA RHU4	101	93	180/8
LA RHU4	101	93	180/7
LA RHU4	101	93	149/4
LA RHU4	103	93	149/3A

Tabelle 6: Überlastete Hauptumspanner 2020 – Netzgebiet Wels aus Lambach/St. Peter versorgt

Ein Ausfall eines 220/110-kV-Hauptumspanners in Lambach oder Ernsthofen, verursacht eine Überlastung der anderen Umspanner. Es treten Auslastungen von 100-109 Prozent in mehr als 100 möglichen (n-1)-Fällen auf. Die Tabelle beinhaltet daher nur einen Auszug mit Auslastungen von mehr als 110 %.

Umspannwerk/ Hauptumspanner	max. Verletzung in Prozent	Basisfall in Pro- zent	(n-1)-Fall
LA RHU2	110	103	149/3B
LA RHU4	110	101	180/8
LA RHU4	110	101	180/7
LA RHU2	111	103	149/4
LA RHU4	111	101	149/3A
LA RHU2	112	103	180/8
LA RHU2	112	103	180/7

Tabelle 7: Überlastete Hauptumspanner 2025 – Netzgebiet Wels aus Lambach/St. Peter versorgt

- Netzgebiet Wels aus Ernsthofen versorgt:

Hochlastfall 2020:

Bei Ausfall eines 220/110-kV-Hauptumspanners in Lambach oder Ernsthofen sind die verbleibenden 3 Hauptumspanner in Lambach oder Ernsthofen überlastet.

Hauptumspannerauslastungen von 100-109 Prozent treten in mehr als 100 möglichen (n-1)-Fällen auf. Kein Ausfall verursacht jedoch eine Auslastung größer 110 %.

Hochlastfall 2025:

Bei Ausfall eines 220/110-kV-Hauptumspanners in Lambach oder Ernsthofen sind die jeweils in Betrieb verbleibenden 3 Hauptumspanner in Lambach oder Ernsthofen überlastet. Ohne Netzausbau kommt es zu einer Überlastung der 220/110-kV-Hauptumspanner in Ernsthofen von teilweise mehr als 120 % in mehr als 100 (n-1)-Kombinationen. Auf eine Darstellung wird übersichtshalber verzichtet.

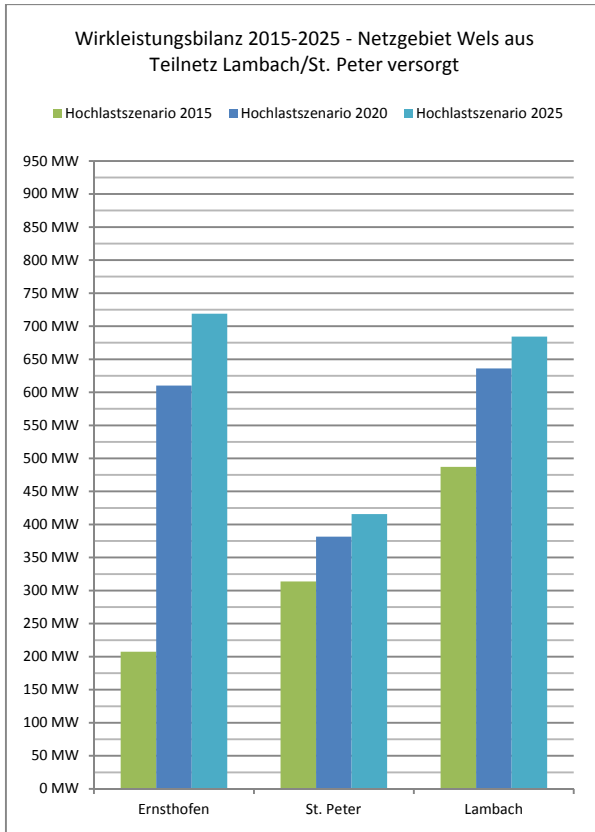


Abbildung 38: Wirkleistungsbilanz für die Hochlastszenarios 2015-2025 - Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter versorgt

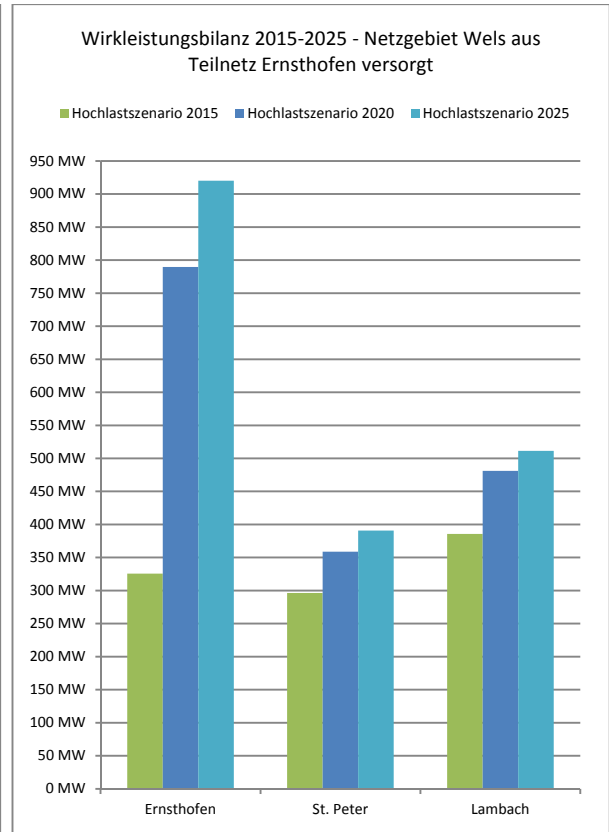


Abbildung 39: Wirkleistungsbilanz für die Hochlastszenarios 2015-2025 - Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Erntshofen versorgt

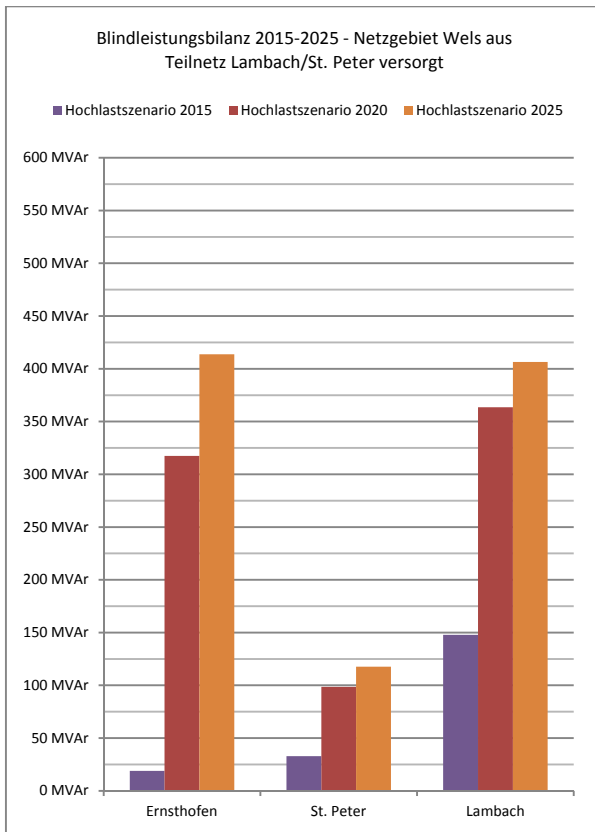


Abbildung 40: Blindleistungsbilanz Hochlastszenarios 2015-2025 -Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter versorgt

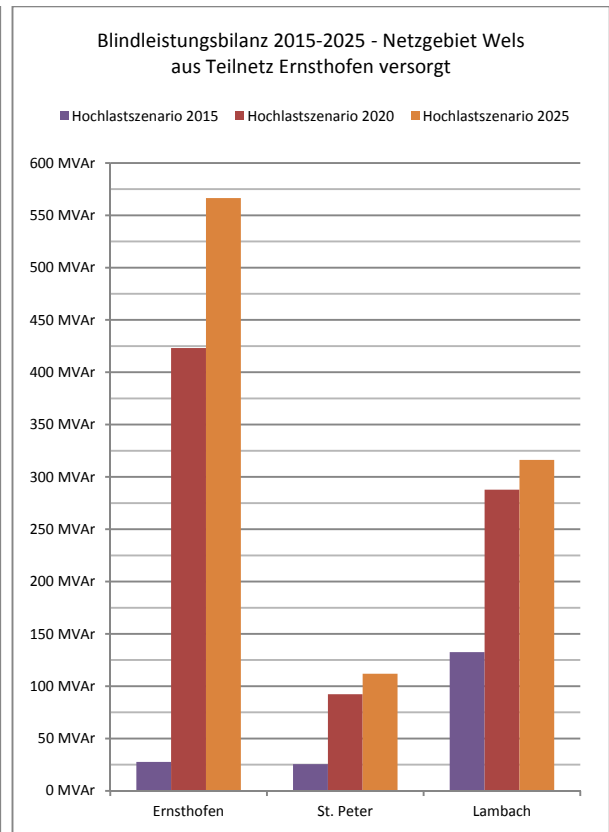


Abbildung 41: Blindleistungsbilanz Hochlastszenarios 2015-2025 - Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Erntshofen versorgt

110-kV-Teilnetz	Hochlast 2015		Hochlast 2020		Hochlast 2025	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Lambach/St. Peter mit Netzgebiet Wels	801	181	1018	462	1100	524
Ernsthofen	207	19	610	317	719	414

Tabelle 8: Leistungsbilanz 110-kV-Teilnetze – Lastflussentwicklung ohne Netzausbau 2020 – Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter

110-kV-Teilnetz	Hochlast 2015		Hochlast 2020		Hochlast 2025	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Lambach/St. Peter	682	158	840	380	902	428
Ernsthofen mit Netzgebiet Wels	326	28	790	423	920	566

Tabelle 9: Leistungsbilanz 110-kV-Teilnetze – Lastflussentwicklung ohne Netzausbau 2020 – Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Ernsthofen versorgt

3.2.4 Leitungsauslastung

Die folgenden Abbildungen zeigen die Leitungsauslastungen für die Hochlastszenarien 2020 und 2025. Durch einen steigenden Leistungsbedarf in einigen Netzregionen kommt es, bei (n-1)-Fällen zu Leitungsüberlastungen.

Das Netzgebiet Wels wird wieder über Lambach/ St. Peter versorgt. Die Abbildungen bei Versorgung über Ernsthofen sind unter Punkt 7.2 zu finden. **Bei der Versorgung des Netzgebietes Wels über Ernsthofen kommt es zu einer starken Überlastung von einigen 110-kV-Leitungen. Aus diesem Grund können die Ausfälle der 110-kV-Leitungen 152/0, 152/7, und 152/9 nicht mehr simuliert werden (Simulation konvergiert nicht mehr). Der Lastfluss kann für diese Fälle nicht mehr berechnet werden. Die Abbildungen der Leitungsauslastung stellen daher die Ergebnisse dieser Ausfälle nicht mehr da.**

Ein Ausfall der 220/110-kV-Hauptumspanner in den drei Netzkuppelstellen ist ebenfalls bei diesem Hochlastfall nicht möglich. Dies bedeutet, dass bei der prognostizierten Laststeigerung das Netz im Jahr 2020 bei Hochlastfällen nicht mehr (n-1)-sicher betrieben werden kann.

Folgende 110-kV-Leitungen überschreiten beim Hochlastszenario 2020 bzw. 2025 bei einem ungünstigen (n-1)-Fall die 100 % Belastungsgrenze:

- Netzgebiet Wels aus Lambach/St. Peter versorgt:

Leitung	Max. Belastung in Prozent
156/5	118
156/9	117
163/8A	115
180/7	146
180/8	146

Tabelle 10: Überlastete 110-kV-Leitungen bei Hochlast 2020 – Netzgebiet Wels aus Lambach/St. Peter versorgt

Leitung	Max. Belastung in Prozent
156/3	107
156/4	107
156/5	127
156/9	128
163/8A	129
180/7	160
180/8	160

Tabelle 11: Überlastete 110-kV-Leitungen bei Hochlast 2025 – Netzgebiet Wels aus Lambach/St. Peter versorgt

- Netzgebiet Wels aus Ernsthofen versorgt:

Leitung	Max. Belastung in Prozent
154/5	102
154/6	102
156/5	116
156/9	115
178/6	100
180/7	135
180/8	135

Tabelle 12: Überlastete 110-kV-Leitungen bei Hochlast 2020 – Netzgebiet Wels aus Ernsthofen versorgt

Leitung	Max. Belastung in Prozent
156/3	106
156/4	106
156/5	127
156/9	127
162/0B (Freileitung)	109
162/0B (Kabel)	109
162/9B (Freileitung)	103
162/9B (Kabel)	103
163/8A	112
178/6	116
180/7	146
180/8	146

Tabelle 13: Überlastete 110-kV-Leitungen bei Hochlast 2025 – Netzgebiet Wels aus Ernsthofen versorgt

- Hochlastfall 2020

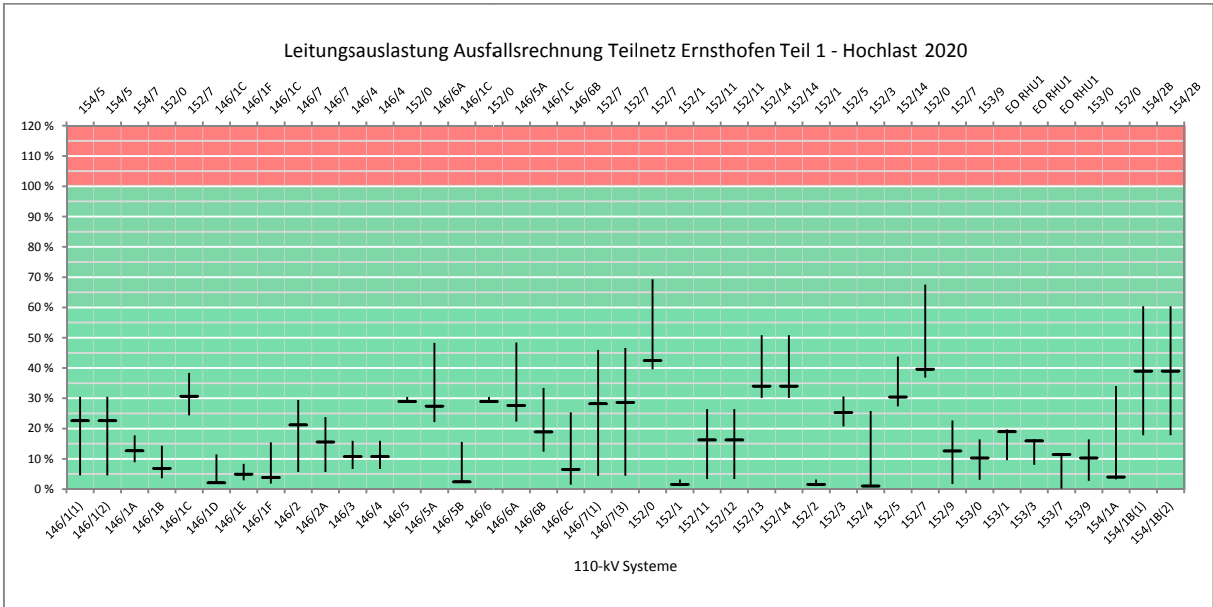


Abbildung 42: Leitungsauslastung Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Ernsthofen Teil 1- Hochlast 2020

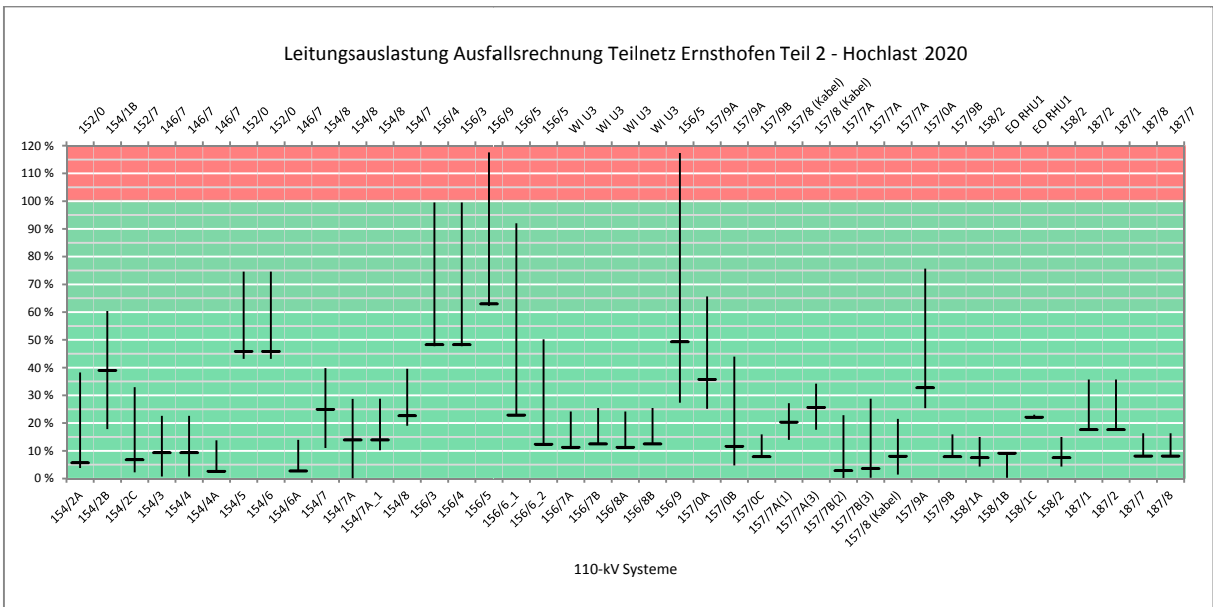


Abbildung 43: Leitungsauslastung Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Ernsthofen Teil 2- Hochlast 2020

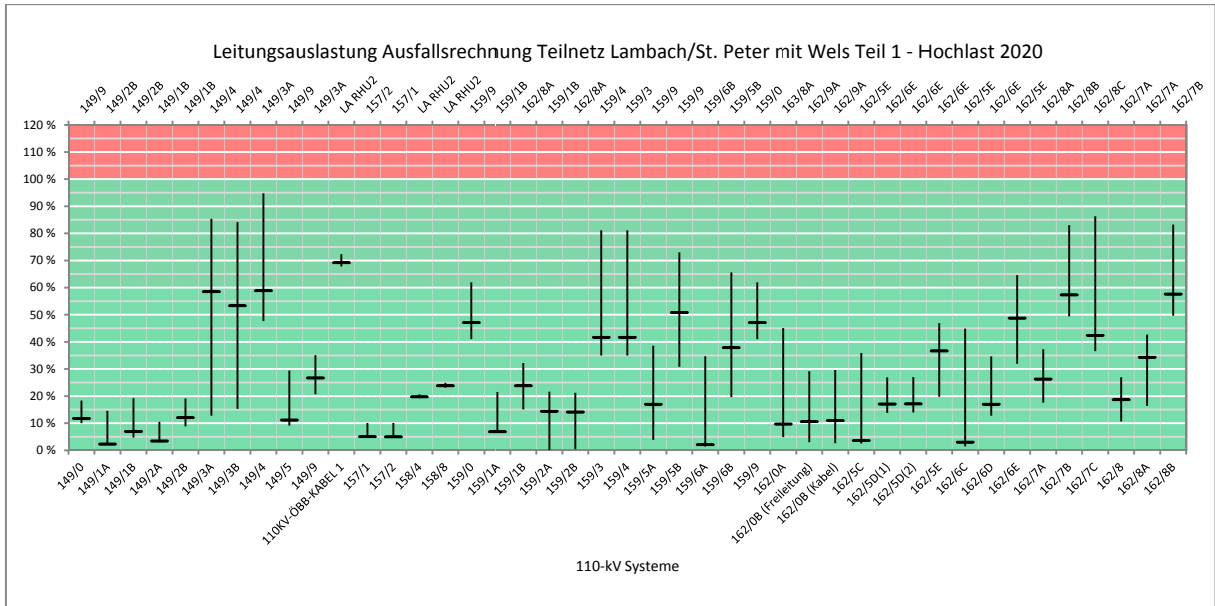


Abbildung 44: Leitungsauslastung Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter mit Netzgebiet Wels Teil 1 - Hochlast 2020

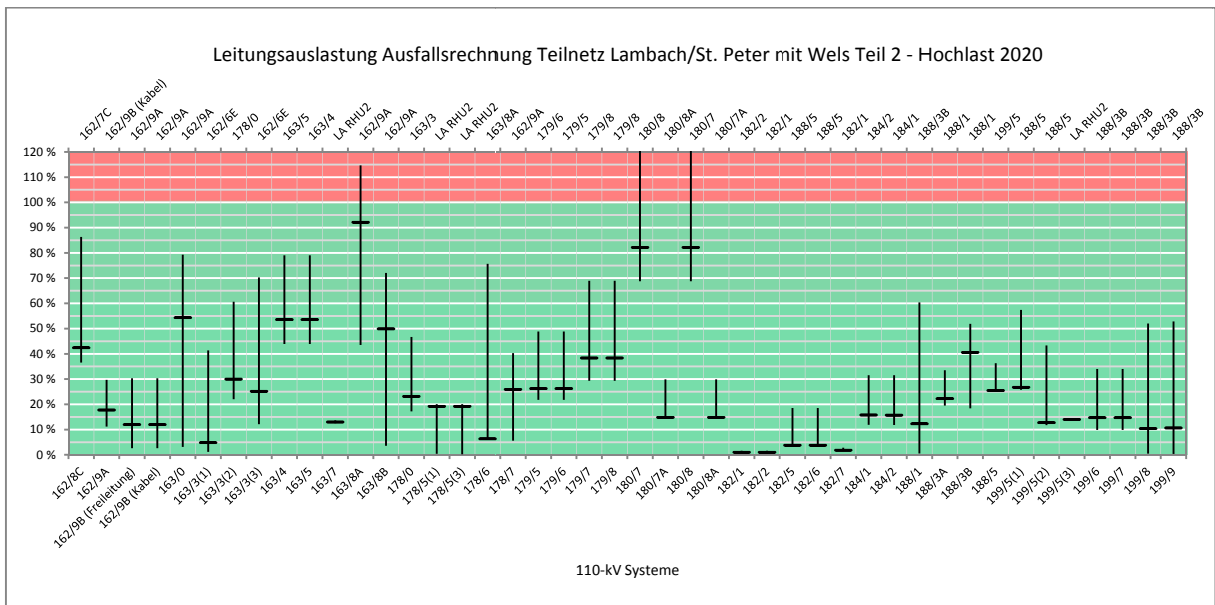


Abbildung 45: Leitungsauslastung Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter mit Netzgebiet Wels Teil 2 - Hochlast 2020

- Hochlastfall 2025

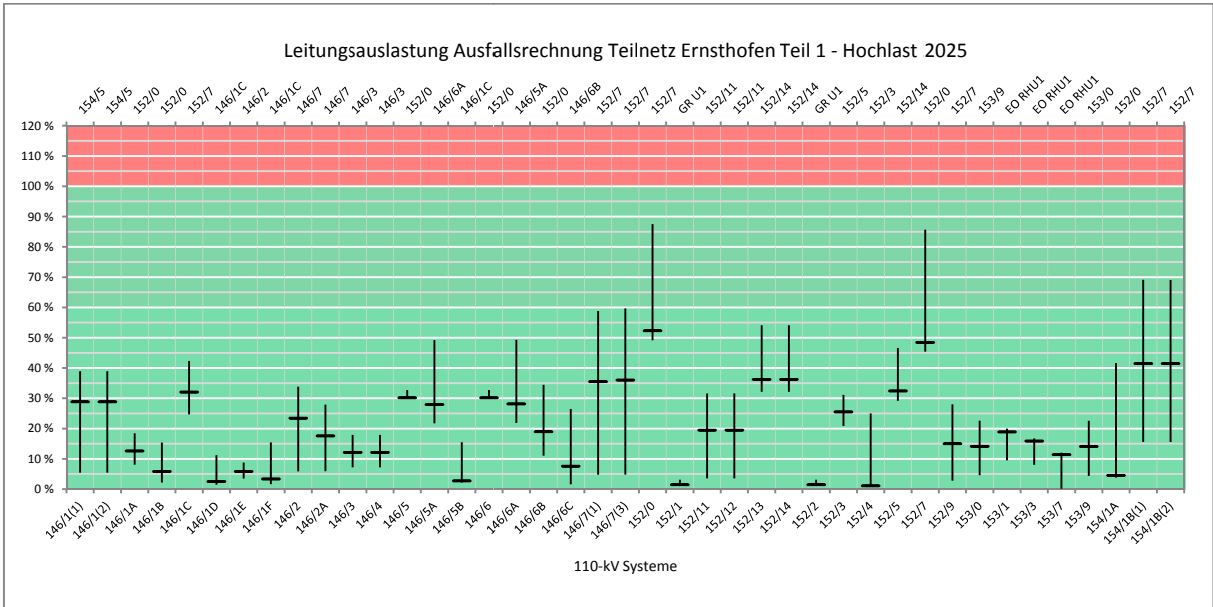


Abbildung 46: Leitungsauslastung Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Ernsthofen Teil 1- Hochlast 2025

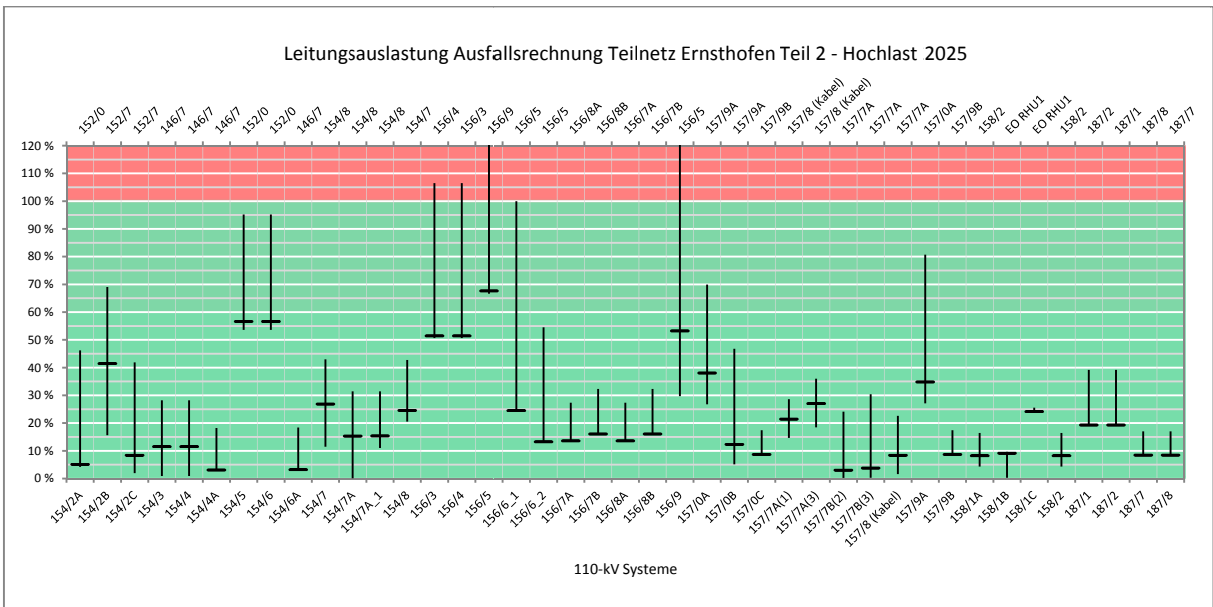


Abbildung 47: Leitungsauslastung Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Ernsthofen Teil 2- Hochlast 2025

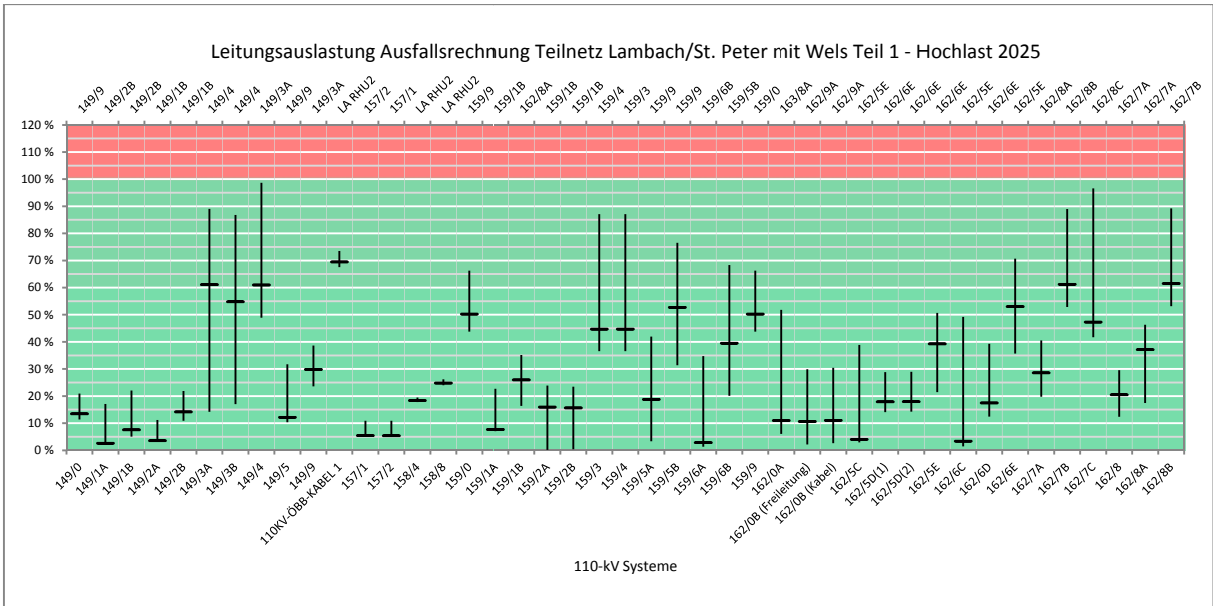


Abbildung 48: Leitungsauslastung Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter mit Netzgebiet Wels Teil 1- Hochlast 2025

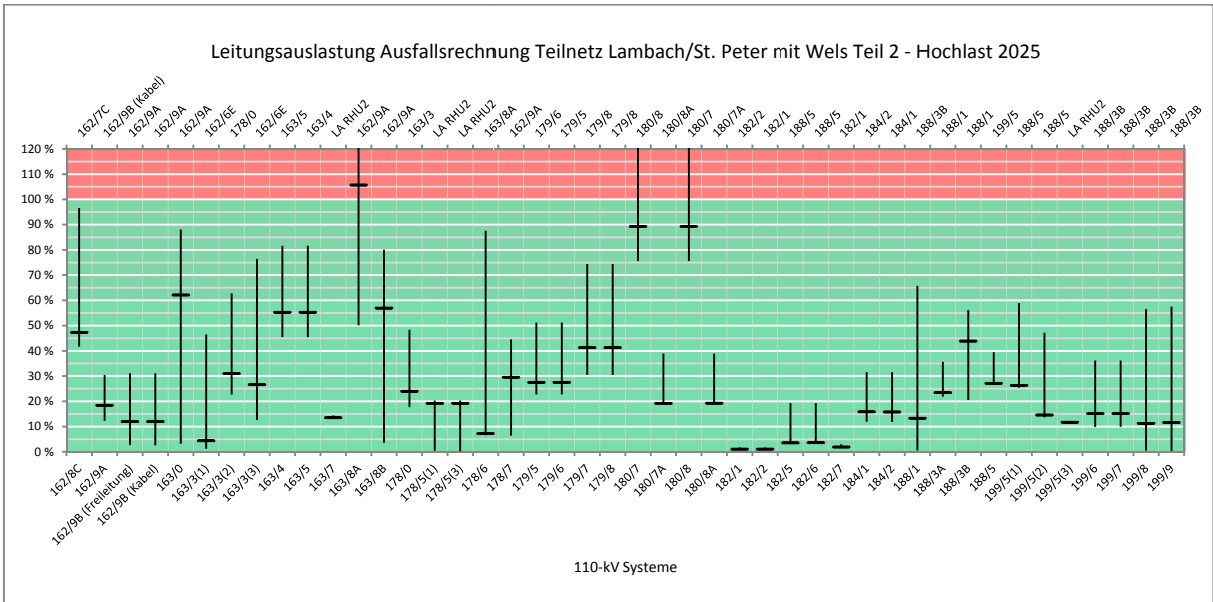


Abbildung 49: Leitungsauslastung Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter mit Netzgebiet Wels Teil 2- Hochlast 2020

3.2.5 Spannungsverhältnisse in den Umspannwerken

Durch die steigende Belastung sinken, vor allem an den Netzhändern die Sammelschienenspannungen in den Umspannwerken. Dadurch kommt es bei (n-1)-Fällen zu kritisch niedrigen Sammelschienenspannungen. Des Weiteren kommt es bei Ausfällen teilweise zu sehr hohen Spannungssprüngen an den Sammelschienen (bis zu 15 kV).

Die Tabellen zeigen die Sammelschienenspannungen, welche das definierte Spannungsbereich verletzen in den 110-kV-Teilnetzen Lambach/St. Peter und Ernthofen, sowie den (n-1)-Fall (das ausfallende Element) welches den kritischen Spannungswert verursacht:

- Netzgebiet Wels aus Lambach/St. Peter versorgt:

Umspannwerk	Basisfall in kV	min. Verletzung kV	(n-1)-Fall
Annaberg	105	93	162/5E
Arthurwerk	105	96	162/5E
Frankenmarkt	107	99	162/6E
Unterach	106	92	162/5E

Tabelle 14: kritische Spannungshöhen Hochlastfall 2020 – Netzgebiet Wels aus Lambach/St. Peter versorgt

Umspannwerk	Basisfall in kV	min. Verletzung kV	(n-1)-Fall
Annaberg	104	91	162/5E
Arthurwerk	104	94	162/5E
Bad Aussee	104	97	LA RHU2
Frankenmarkt	106	97	162/6E
Pfandl	105	99	LA RHU2
Steeg	104	98	LA RHU2
Strobl	105	99	LA RHU2
Unterach	106	89	162/5E
Ranna	106	96	152/0
Rohrbach	105	95	152/0

Tabelle 15: kritische Spannungshöhen Hochlastfall 2025 – Netzgebiet Wels aus Lambach/St. Peter versorgt

- Netzgebiet Wels aus Ernsthofen versorgt:

Umspannwerk	Basisfall in kV	min. Verletzung kV	(n-1)-Fall
Annaberg	105	93	162/5E
Arthurwerk	105	96	162/5E
Frankenmarkt	106	99	162/6E
Unterach	106	92	162/5E
Rohrbach	108	98	152/0
Ranna	109	99	152/0

Tabelle 16: kritische Spannungshöhen Hochlastfall 2020 – Netzgebiet Wels aus Ernsthofen versorgt

Umspannwerk	Basisfall in kV	min. Verletzung kV	(n-1)-Fall
Annaberg	105	92	162/5E
Arthurwerk	105	95	162/5E
Frankenmarkt	106	97	162/6E
Unterach	106	90	162/5E
Feurstein	111	98	162/9B (Kabel)
Nettingsdorf	111	98	162/9B (Kabel)
Rohrbach	106	97	156/5
Ranna	106	98	156/5
Traun-Pucking	111	98	162/9B (Kabel)

Tabelle 17: kritische Spannungshöhen Hochlastfall 2025 – Netzgebiet Wels aus Ernsthofen versorgt

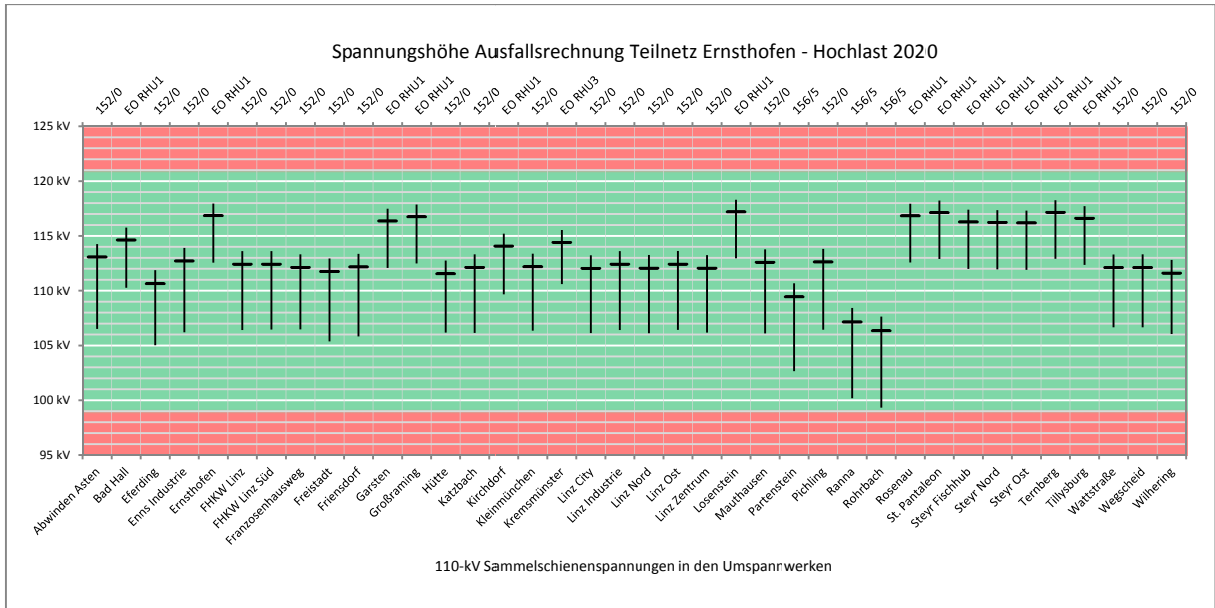


Abbildung 50: Spannungshöhe Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Ernsthofen - Hochlast 2020

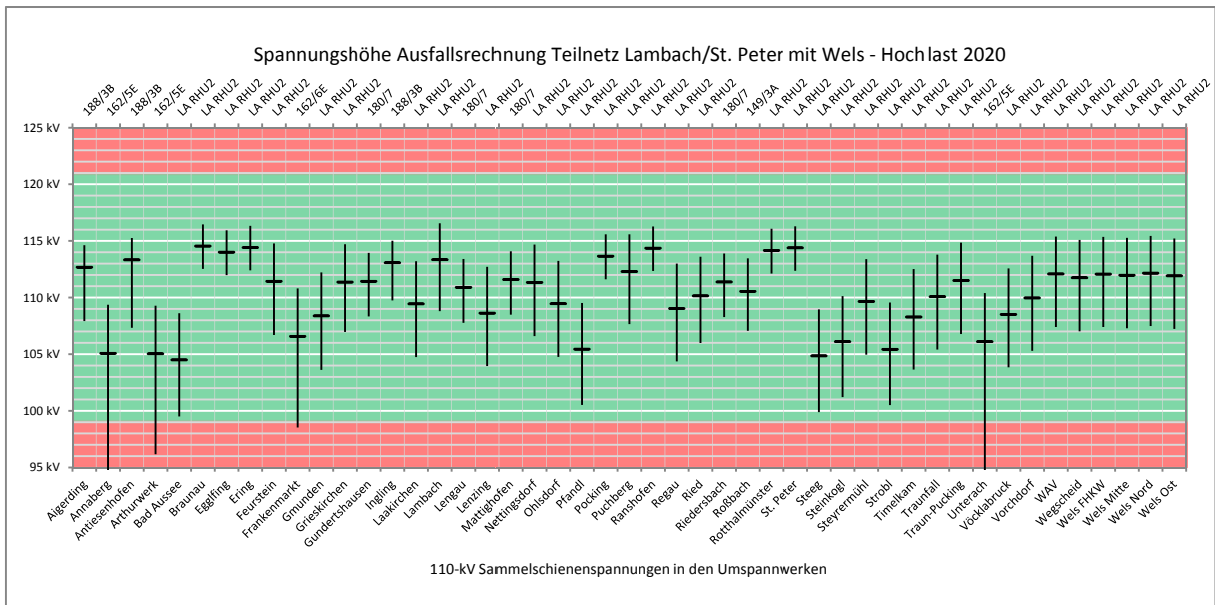


Abbildung 51: Spannungshöhe Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter mit Netzgebiet Wels – Hochlast 2020

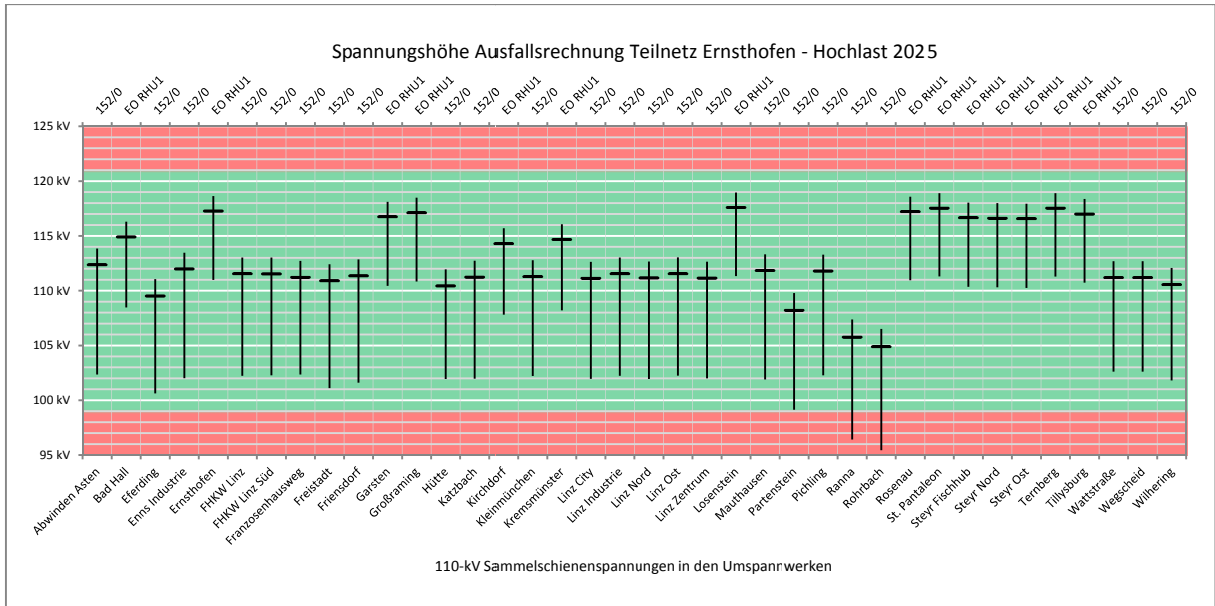


Abbildung 52: Spannungshöhe Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Ernsthofen - Hochlast 2025

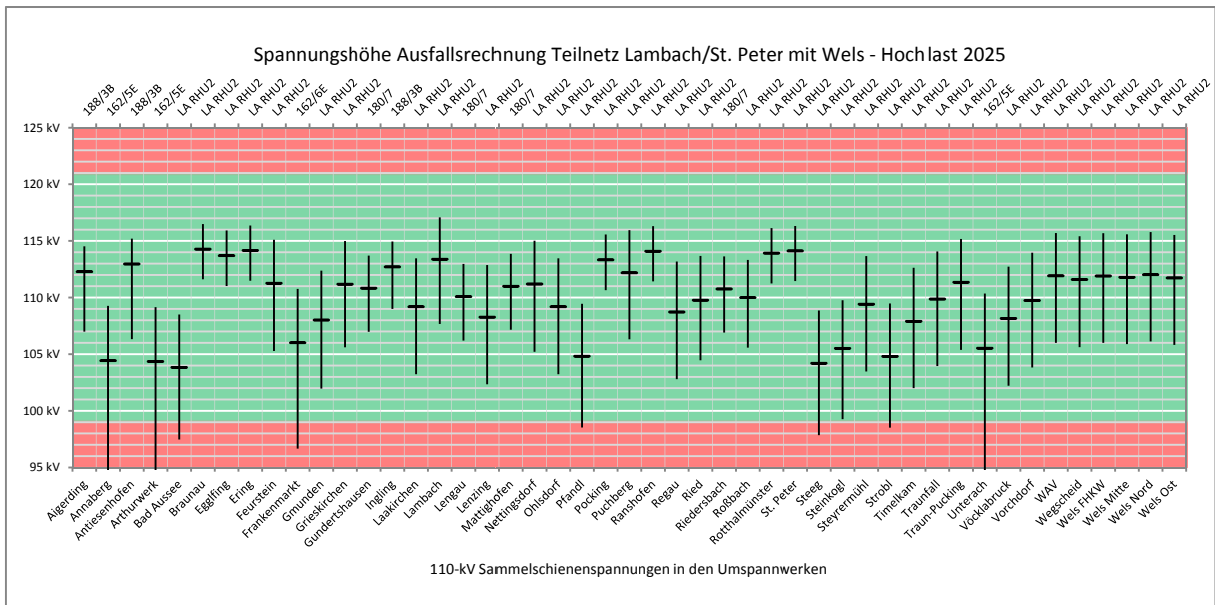


Abbildung 53: Spannungshöhe Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter mit Netzgebiet Wels – Hochlast 2025

3.2.6 Kurzschlussleistung

Es wird davon ausgegangen, dass keine Kraftwerksprojekte realisiert werden, daher ändert sich die Kurzschlussleistung nicht (siehe 3.1.6)

3.2.7 Netzverluste

Man erkennt, die stark steigende Verlustleistung in den beiden 110-kV-Teilnetzen. Durch die steigende Belastung steigt die Auslastung und es kommt in Folge dessen zu höheren Verlusten.

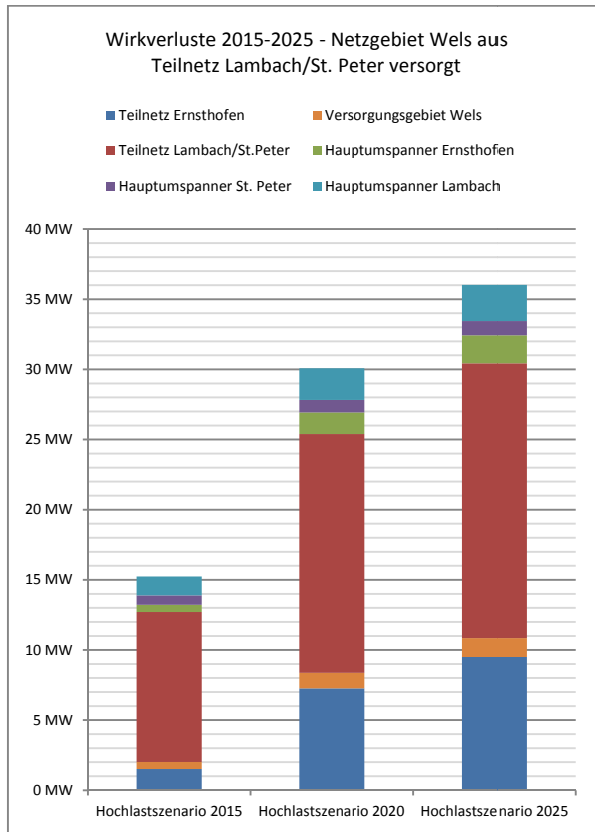


Abbildung 54: Wirkverlustleistung bei Hochlast 2015-2025 - Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter versorgt

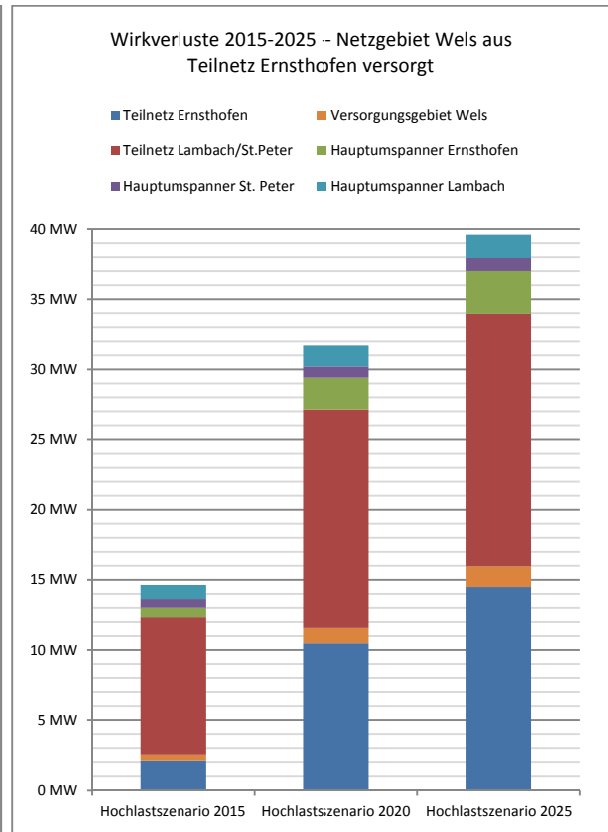


Abbildung 55: Wirkverlustleistung bei Hochlast 2015-2025 - Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Ernsthofen versorgt

3.2.8 Diskussion

Es ist festzuhalten, dass das 110-kV-Netz ohne Netzausbau mit simulierten Lastszenarien ab 2020 nicht mehr ausfallssicher betrieben werden kann.

Die Umspanner in den Netzkuppelstellen Lambach, St. Peter und Ernsthofen sind bei Ausfall von einem Umspanner und einigen 110-kV-Leitungen überlastet.

Die 110-kV-Sammelschienenspannungen sind in neun Umspannwerken (Hochlastfall 2025) unterhalb des zulässigen Spannungsbandes. Vor allem an den Netzausläufern im Süden (Annaberg, Arthurwerk, Pfandl, Unterach, ...) und Norden (Ranna, Rohrbach) sinkt bei den Hochlastszenarien und gleichzeitig ungünstigen Ausfällen die Spannung unterhalb 99 kV ab.

Es sind des Weiteren zahlreiche Systeme im Zentralraum (z.B. 154/5, 154/6, 156/5, ...) die 110-kV-Freileitung Partenstein – Ranna (156/3 und 156/4) und die 110-kV-Freileitung von St. Peter nach Mattighofen (180/7 und 180/8) bei ungünstigen (n-1)-Fällen überlastet.

Ein Netzausbau ist daher zwingend notwendig.

3.3 Projekt: Stromversorgung Mühlviertel

Annahme: Es werden 11 Projekte des Stromnetz-Masterplanes Oberösterreich, mit einer Gesamtsystemlänge von rund 250 km, umgesetzt. Es werden 12 Trenntransformatoren in Oberösterreich eingesetzt, um weiterhin die Betriebsart Erdschlusslöschung beibehalten zu können.

Projektbeschreibung aus [7]:

- **Auslöser und technische Notwendigkeit:**
Das Umspannwerk Rohrbach wird über eine 21 Kilometer lange 110-kV-Freileitung aus Ranna und das Umspannwerk Freistadt und Rainbach über eine 17 Kilometer lange Freileitung aus dem Umspannwerk Friendsdorf versorgt. Um die Stromversorgung für das Obere und Untere Mühlviertel nachhaltig absichern und zur Verfügung stellen zu können, sowie die neuen Herausforderungen hinsichtlich Integration erneuerbarer Energien zu bewältigen, ist diese leistungsfähige 110-kV-Verbindung zwischen Rohrbach und Freistadt (Rainbach) als „110-kV-Ringschluss“ erforderlich. Für regionale Versorgungsaufgaben wird ein neues 110/30-kV-Umspannwerk für den Raum Langbruck errichtet. Das Projekt wird als Gemeinschaftsprojekt von Netz Oberösterreich GmbH und Linz Strom Netz GmbH vorangetrieben und umgesetzt, mit der Zielsetzung der Kostenoptimierung.
- **Projektbeschreibung und technische Daten:**
Neuerrichtung Leitung: 110-kV-Kabel, 2 Systeme mit je 200 MVA Übertragungsleistung
- **Geplante Inbetriebnahme gemäß Stromnetz-Masterplan OÖ: 2023**
- **Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen:**
Überregionale Bedeutung als 110-kV-Ringschluss, und merkliche Verbesserung der Versorgungssicherheit. Gegenseitige Versorgung der Umspannwerke Freistadt und Rainbach durch eine „Energie AG-Leitung“ einerseits, sowie der Umspannwerke Rohrbach und Langbruck durch eine „Linz AG-Leitung“ andererseits.

Der Ringschluss im Mühlviertel ist für die Versorgungssicherheit nötig. Im Normalbetrieb, erfolgt eine Netztrennung zwischen den beiden 110-kV-Teilnetzen Oberes und Unteres Mühlviertel im Umspannwerk Langbruck.

Im galvanisch, von den beiden 110-kV-Teilnetzen Oberes und Unteres Mühlviertel, getrennten Netzgebiet Mühlviertel kommt es zu einer Löschgrenzenverletzung. Diese Überschreitung des zulässigen Löschbedarfes tritt auch trotz Netztrennung im Umspannwerk Langbruck auf. Die Kabelleitung vom Umspannwerk Partenstein nach Umspannwerk Langbruck weist bereits einen Löschbedarf auf, welcher größer 1320 A ist. Des Weiteren ist aus netzbetrieblicher Sicht eine Trennstellenverlagerung nötig. Um die Versorgungssicherheit zu erhöhen und um Wartungen in diesem Netzgebiet durchführen zu können, ist es notwendig, dass die Netztrennung in den Umspannwerke Ranna oder Friendsdorf möglich ist. Eine Möglichkeit, diese Löschgrenzenverletzung zu beheben, ist die Umstellung der Erdungsart auf starre oder niederohmige Erdung. Es bleiben jedoch Freileitungen (78 km) in diesem Netzgebiet erhalten.

3.3.1 Lösbedarf und Lösreserve

Die neu zu errichtenden 110-kV-Kabeln bringen mit einer gesamten Systemlänge von 65 km einen Lösbedarf von 1040 A mit sich. In der Tabelle 18 erkennt man die Überschreitung der Lösreserve im Raum Mühlviertel. Alleine der Lösbedarf der 110-kV-Systeme zwischen UW Partenstein und UW Rohrbach (110-kV-Teilnetz Mühlviertel West) beträgt **1.494 A**. Aus Betriebsgründen ist die Möglichkeit einer wechselseitigen Versorgung bis UW Ranna einerseits und UW Friendsdorf andererseits unabdingbar.

Lösbedarf nach Stromversorgung Mühlviertel		
110-kV-Teilnetz	Wels aus 110-kV-Teilnetz Oberes Mühlviertel versorgt [A]	Wels aus 110-kV-Teilnetz Lambach/Innkreis versorgt [A]
Gesamt	6.978	6.978
Oberes Mühlviertel	747	353
Unteres Mühlviertel	1.031	1.031
Lambach/Innkreis	809	1.204
Trenntransformator Mühlviertel Ost	530	530
Trenntransformator Mühlviertel West	1494	1.494
Almtal Kremstal	776	776
Teilnetz Wagenham/St. Peter	1.059	1.059
Trenntransformator Ernstshofen Asten	533	533

Tabelle 18: Lösbedarf mit Projekt Stromversorgung Mühlviertel

3.3.2 Ausfallshäufigkeit und Netzverfügbarkeit

Eine Umstellung der Betriebsart auf „starre“, oder „niederohmige Erdung“ hat auch Auswirkungen auf die Spannungsqualität. In der Netzregion Mühlviertel bzw. im 110-kV-Teilnetz mit zu ändernder Betriebsart besteht eine zweisystemige Freileitung mit 78 km Systemlänge. Im 110-kV-Teilnetz Oberes Mühlviertel treten statistisch etwa 0,1 Erdschlusswischer pro km Systemlänge und Jahr auf (siehe Punkt 2.2.2). Bei einem „starr geerdeten Netz“ führen Erdschlusswischer zu Erdkurzschlüssen und in Folge zu 1-poligen Schutzabschaltungen, mit denen empfindliche Spannungseinsenkungen einhergehen. Im Netzgebiet Mühlviertel sind daher 7,8 Spannungseinsenkungen pro Jahr zu erwarten.

3.3.3 Leistungsbilanz an den Netzkuppelstellen

Durch die weiter zunehmende Länge an 110-kV-Erdkabel kommt es zu einer Spannungsanhebung in einigen, von den Einspeisepunkten aus dem Übertragungsnetz entfernten Umspannwerken. Aus diesem Grund wird in den beiden 110-kV-Teilnetzen Oberes und Unteres Mühlviertel die Betriebsspannung nicht mehr wie bisher auf 118 kV sondern auf 110 kV eingestellt

Es treten nach Umsetzung des Projekts Stromversorgung Mühlviertel beim Hochlastszenario 2025 folgende Hauptumspannerüberlastungen bei ungünstigen (n-1)-Fällen auf.

- Netzgebiet Wels aus Lambach/Innkreis versorgt:

Keine Überlastung von Hauptumspanner

- Netzgebiet Wels aus Oberes Mühlviertel versorgt:

Umspannwerk/ Hauptumspanner	max. Verletzung in Prozent	Basisfall in Pro- zent	(n-1)-Fall
EO RHU2	142	74	EO RHU1
EO RHU1	116	77	EO RHU2
JO RHU1	101	86	EO RHU2

Tabelle 19: Überlastete Hauptumspanner Projekt Stromversorgung Mühlviertel – Netzgebiet Wels aus dem Oberen Mühlviertel versorgt

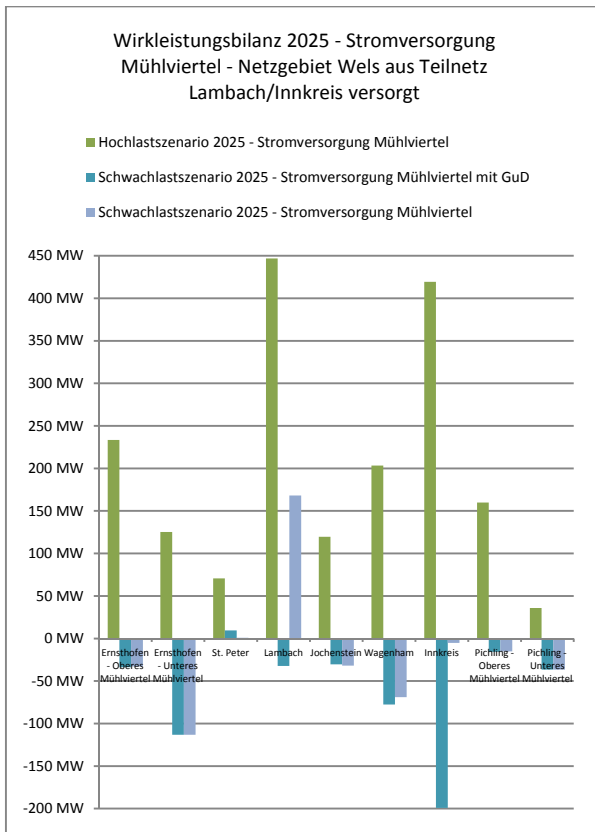


Abbildung 56: Wirkleistungsbilanz 2025 mit Projekt Stromversorgung Mühlviertel - Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Lambach/Pichling versorgt

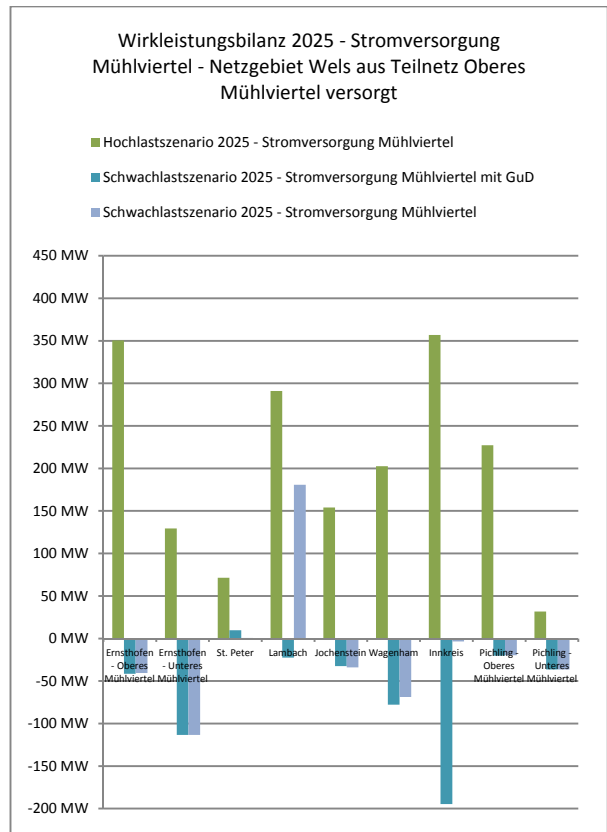


Abbildung 57: Wirkleistungsbilanz 2025 mit Projekt Stromversorgung Mühlviertel - Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Oberes Mühlviertel versorgt

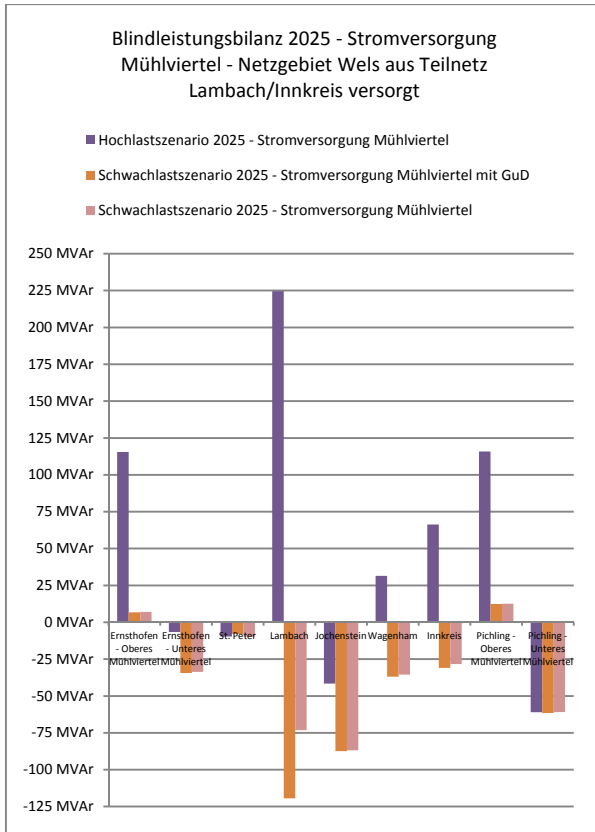


Abbildung 58: Blindleistungsbilanz 2025 mit Projekt Stromversorgung Mühlviertel – Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Lambach/Pichling versorgt

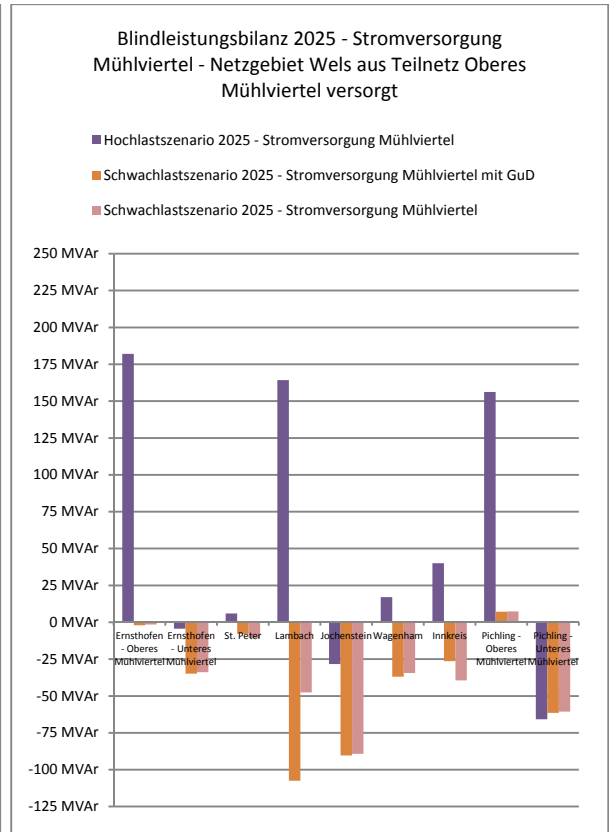


Abbildung 59: Blindleistungsbilanz 2025 mit Projekt Stromversorgung Mühlviertel – Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Oberes Mühlviertel versorgt

110-kV-Teilnetz	Hochlast 2025		Schwachlast mit GuD 2025		Schwachlast 2025	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Lambach/Innkreis mit Netzgebiet Wels	866	291	-231	-150	163	-102
St.Peter/Wagenham	274	22	-68	-45	-68	-45
Oberes Mühlviertel	513	190	-80	-68	-80	-67
Unteres Mühlviertel	161	-68	-150	-96	-150	-95
Trenntransformator Mühlviertel Ost	22	-32	8	-40	8	-40
Trenntransformator Mühlviertel West	33	30	-38	29	-40	29
Almtal Kremstal	155	-56	38	-65	38	-64

Tabelle 20: Leistungsbilanz 110-kV-Teilnetze mit Stromversorgung Mühlviertel – Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Lambach/Innkreis versorgt

110-kV-Teilnetz	Hochlast 2025		Schwachlast mit GuD 2025		Schwachlast 2025	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Lambach/Innkreis	648	204	-217	-134	177	-87
St.Peter/Wagenham	274	23	-68	-45	-68	-45
Oberes Mühlviertel mit Netzgebiet Wels	732	310	-94	-85	-94	-83
Unteres Mühlviertel	161	-70	-150	-96	-150	-94
Trenntransformator Mühlviertel Ost	22	-32	8	-40	8	-40
Trenntransformator Mühlviertel West	68	39	-41	26	-42	26
Almtal Kremstal	155	-56	38	-65	38	-64

Tabelle 21: Leistungsbilanz 110-kV-Teilnetze mit Stromversorgung Mühlviertel – Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Oberes Mühlviertel versorgt

3.3.4 Leitungsauslastung

- Netzgebiet Wels aus Ernsthofen versorgt:

Leitung	Max. Belastung in Prozent
154/5	133
154/6	133
162/0B (Freileitung) 2	115
162/0B (Kabel)	115
162/9B (Freileitung)	118
162/9B (Kabel)	118
163/8A	116
163/4	131
163/5	131

Tabelle 22: Überlastete 110-kV-Leitungen Stromversorgung Mühlviertel – Netzgebiet Wels aus Oberes Mühlviertel versorgt

- Netzgebiet Wels aus Lambach/Innkreis versorgt:

Leitung	Max. Belastung in Prozent
163/4	147
163/5	147
162/7C	107
162/8C	107
163/0	106
163/8A	145

Tabelle 23: Überlastete 110-kV-Leitungen Stromversorgung Mühlviertel – Netzgebiet Wels aus Lambach/Pichling versorgt

Die Leitungen 163/4 (Basisfall: 101%), 163/5 (101%) und 163/8A (114%) sind auch im Basisfall mehr als 100% ausgelastet.

Die Abbildungen für die Schwachlastfälle und alle Lastfälle für die Versorgung des Netzgebietes Wels aus dem 110-kV-Teilnetz Lambach/Innkreis, sind unter Punkt 7 (Anhang) zu finden.

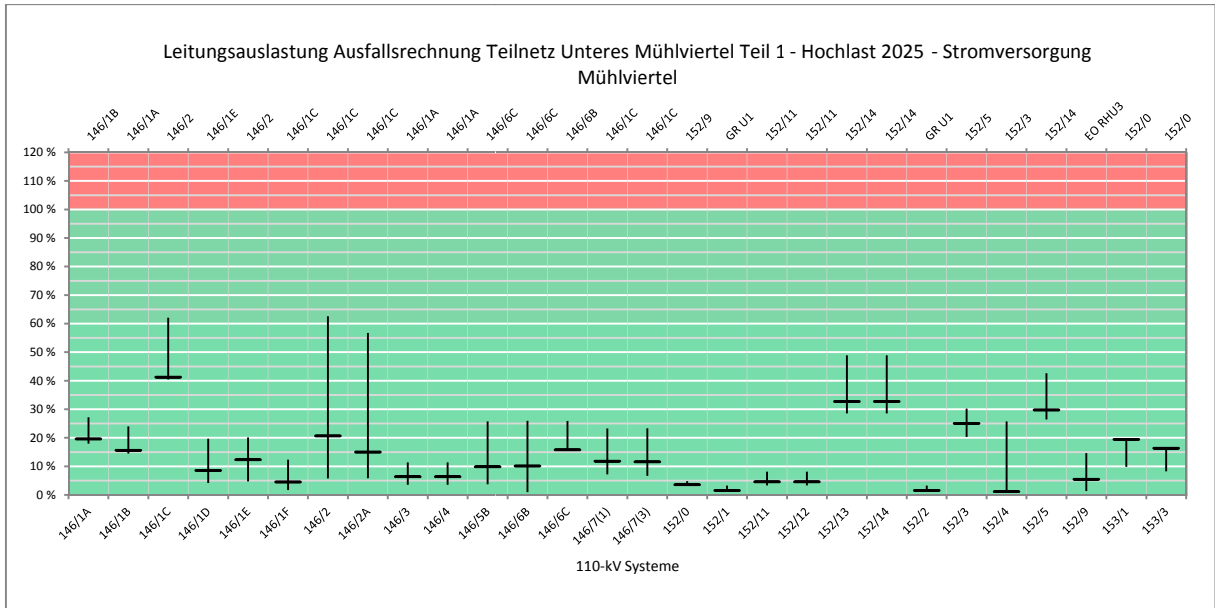


Abbildung 60: Leitungsauslastung Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Unteres Mühlviertel Teil 1 - Hochlast 2025 mit Projekt Stromversorgung Mühlviertel

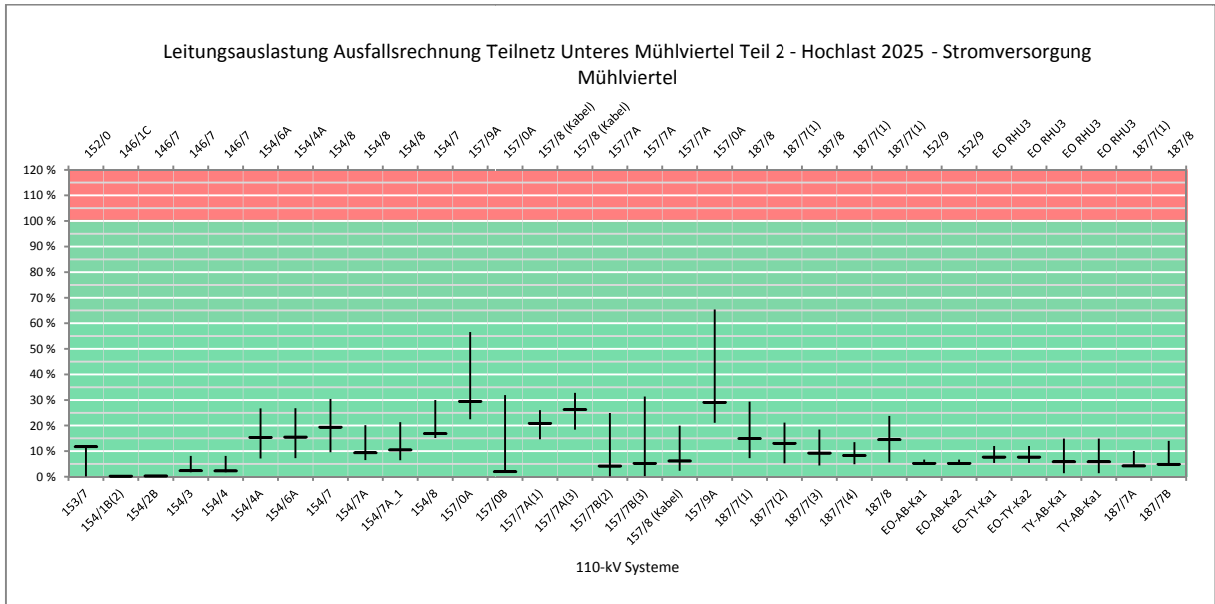


Abbildung 61: Leitungsauslastung Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Unteres Mühlviertel Teil 2 - Hochlast 2025 mit Projekt Stromversorgung Mühlviertel

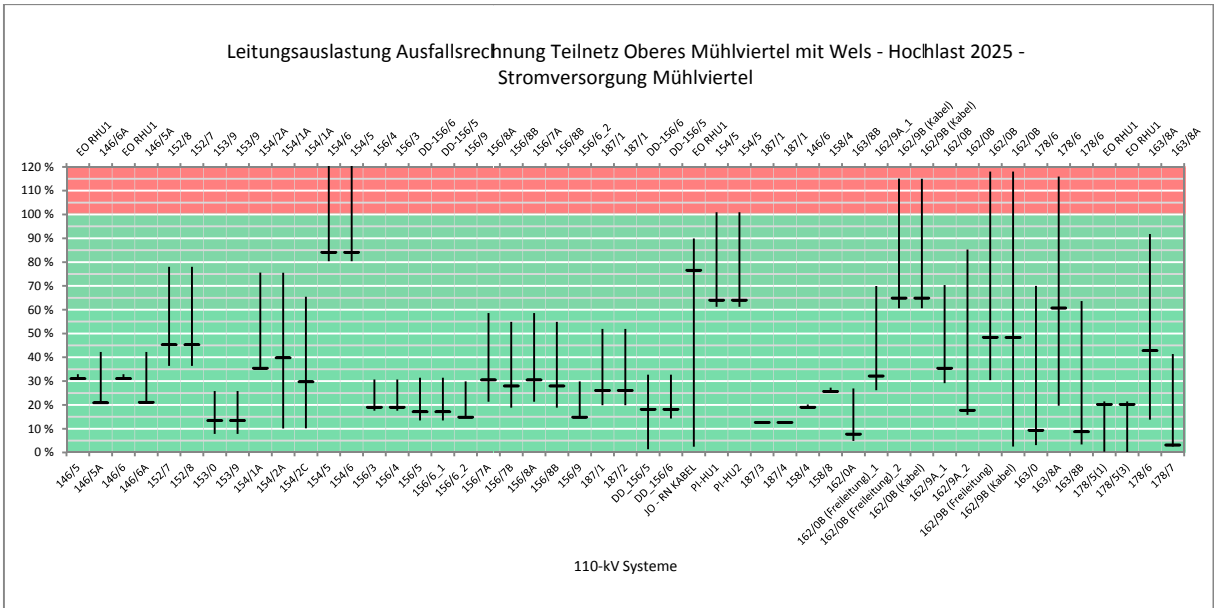


Abbildung 62: Leitungsauslastung Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Oberes Mühlviertel mit Netzgebiet Wels - Hochlast 2025 mit Projekt Stromversorgung Mühlviertel

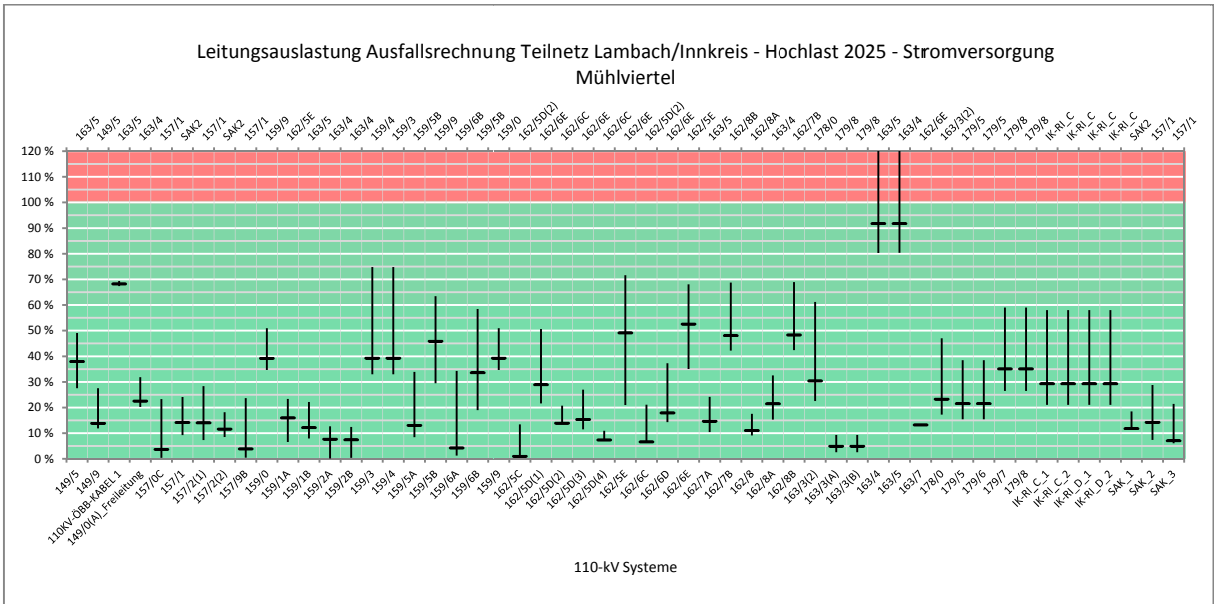


Abbildung 63: Leitungsauslastung Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Lambach/Innkreis - Hochlast 2025 mit Projekt Stromversorgung Mühlviertel

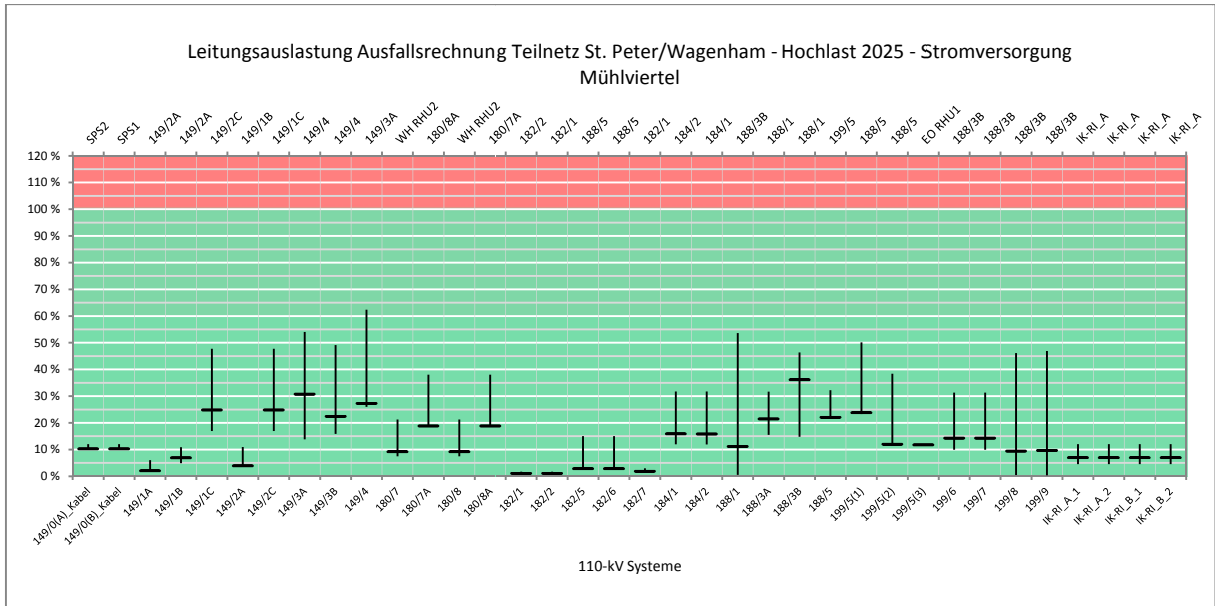


Abbildung 64: Leitungsauslastung Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz St. Peter/Wagenham - Hochlast 2025 mit Projekt Stromversorgung Mühlviertel

3.3.5 Spannungsverhältnisse in den Umspannwerken

Durch die neuen 110-kV-Teilnetze ändern sich die folgenden Abbildungen. In allen Teilnetzen treten keine Verletzungen des unteren Spannungsbandes auf.

Die Ergebnisse für die Schwachlastszenarien sind unter Punkt 7 (Anhang) zu finden.

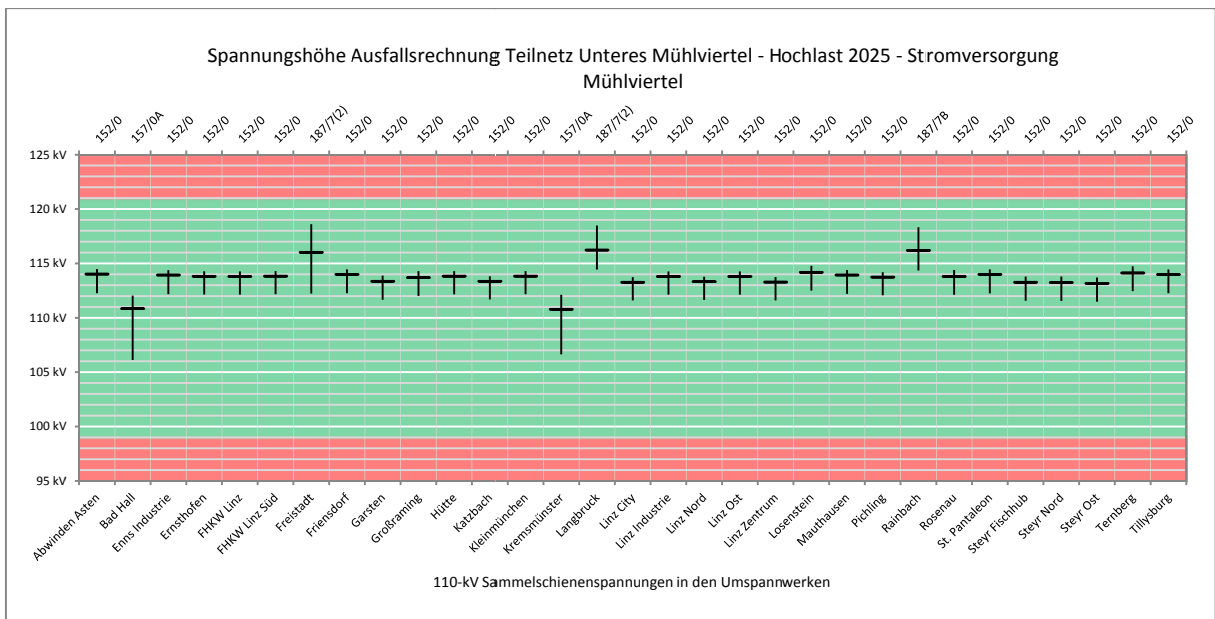


Abbildung 65: Spannungshöhe Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Unteres Mühlviertel - Hochlast 2025 mit Projekt Stromversorgung Mühlviertel

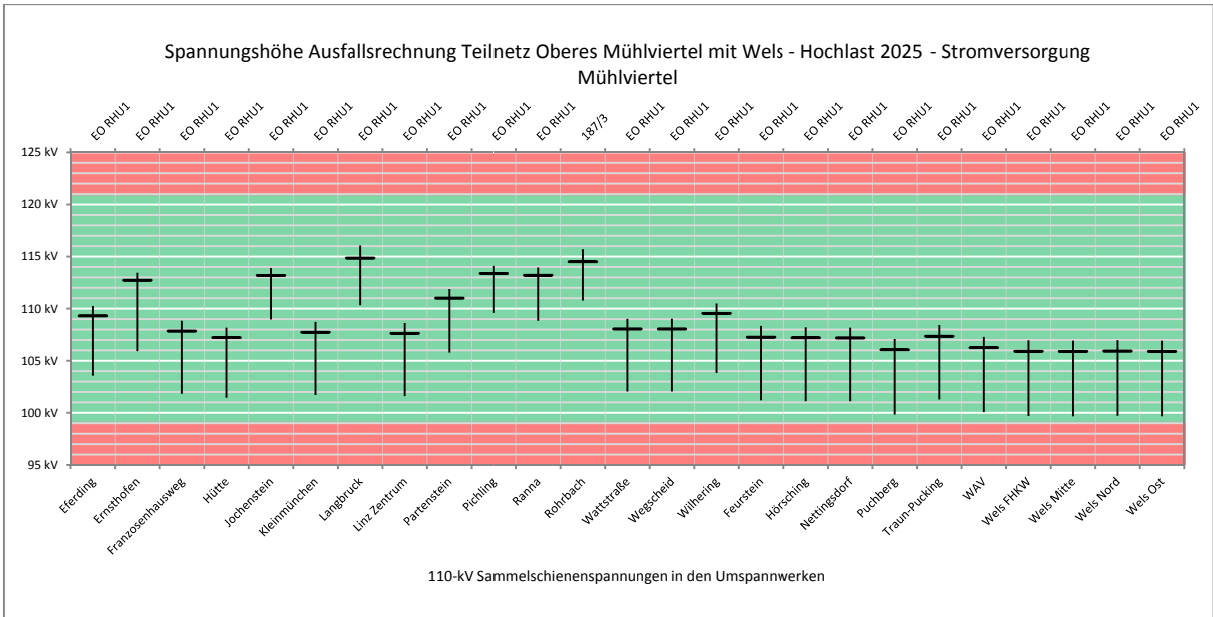


Abbildung 66: Spannungshöhe Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Oberes Mühlviertel mit Netzgebiet Wels - Hochlast 2025 mit Projekt Stromversorgung Mühlviertel

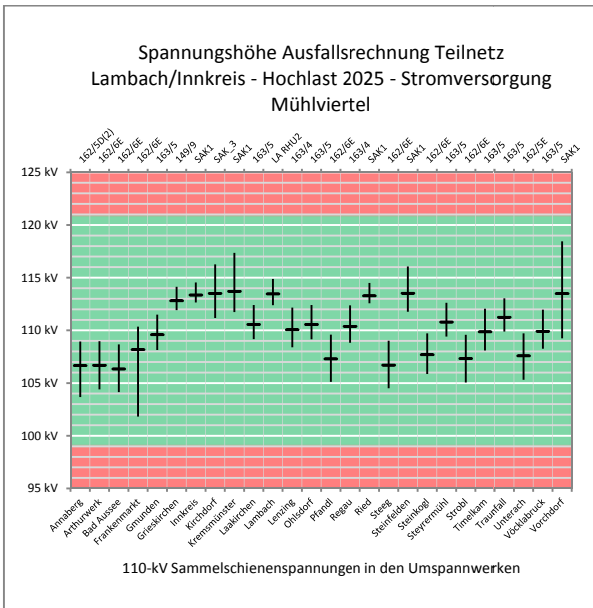


Abbildung 67: Spannungshöhe Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz Lambach/Innkreis- Hochlast 2025 mit Projekt Stromversorgung Mühlviertel

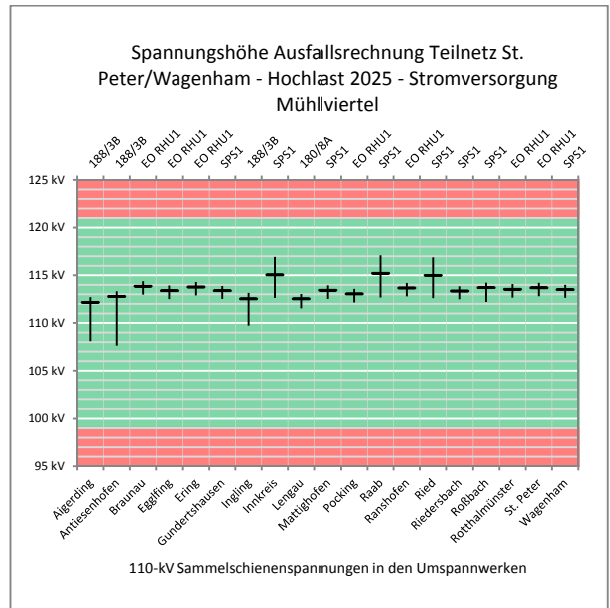


Abbildung 68: Spannungshöhe Ausfallsrechnung 110-kV-Teilnetz St. Peter/Wagenham - Hochlast 2025 mit Projekt Stromversorgung Mühlviertel

3.3.6 Kurzschlussleistung

Durch die Netztrennung im Umspannwerk Langbruck steigen die Kurzschlussleistungen in der Region Mühlviertel nicht.

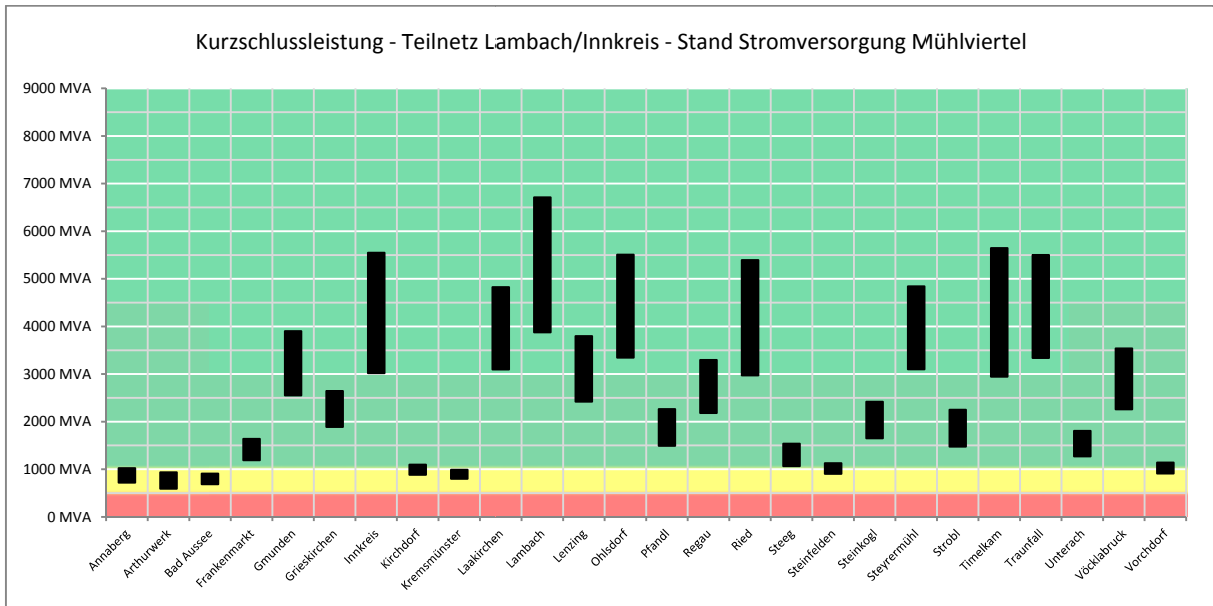


Abbildung 69: Subtransiente Kurzschlussleistung ($S_{k''}$) im Normalbetrieb 2025 mit Stromversorgung Mühlviertel mit hoher/niedriger Generatorleistung im Netz - 110-kV-Teilnetz Lambach/Innkreis

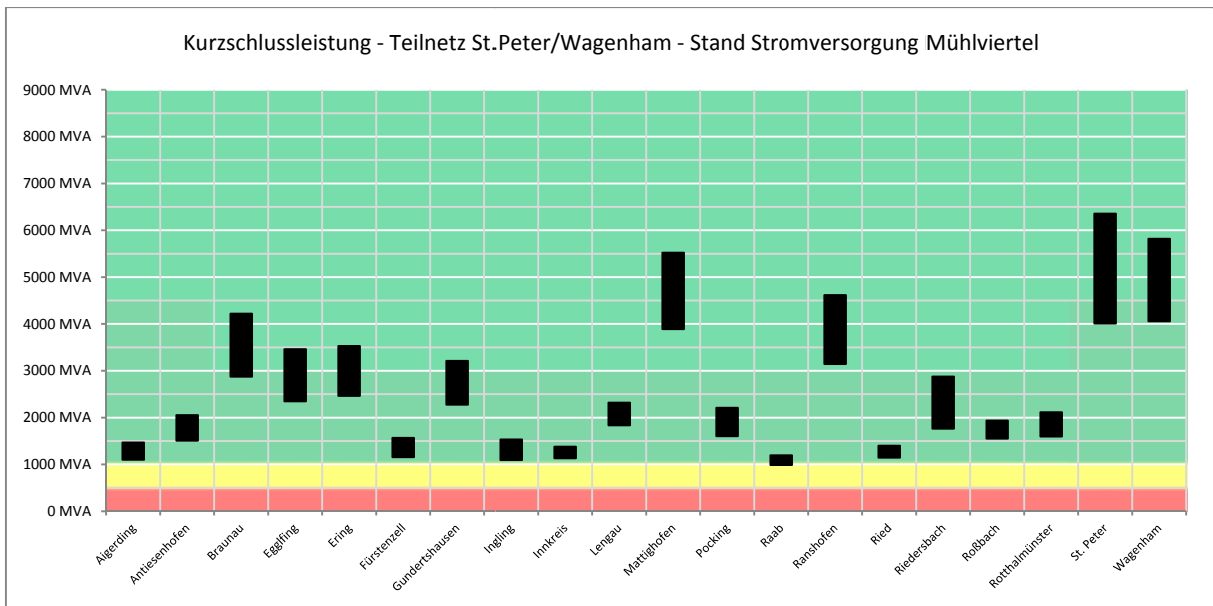


Abbildung 70: Subtransiente Kurzschlussleistung ($S_{k''}$) im Normalbetrieb 2025 mit Stromversorgung Mühlviertel mit hoher/niedriger Generatorleistung im Netz - 110-kV-Teilnetz St.Peter/Wagenham

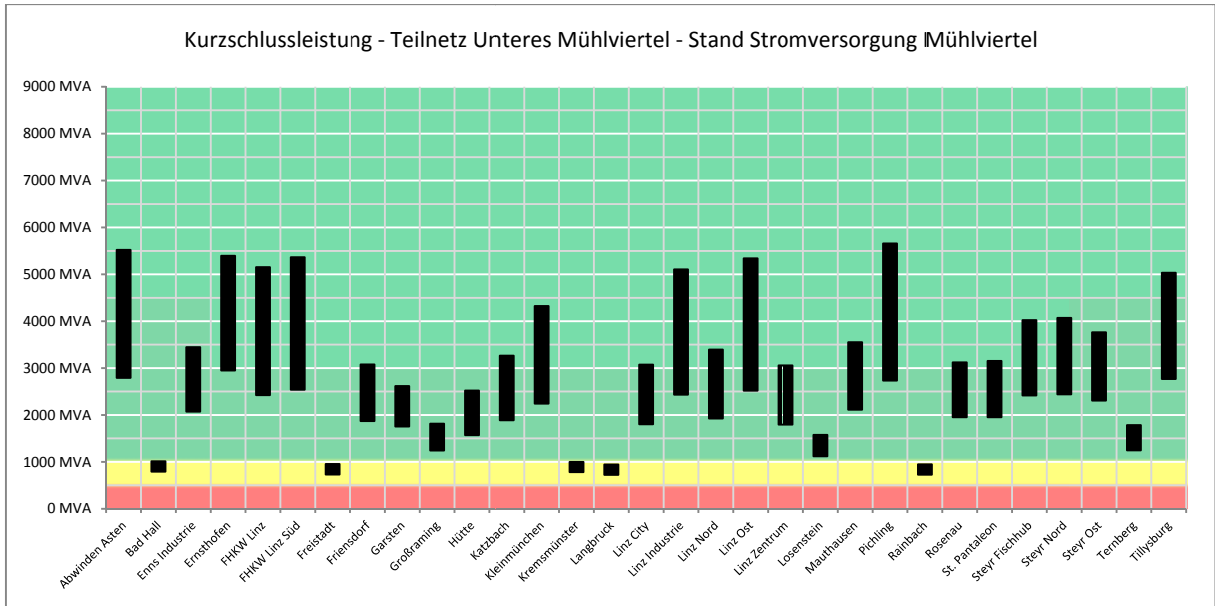


Abbildung 71: Subtransiente Kurzschlussleistung ($S_{k''}$) im Normalbetrieb 2025 mit Stromversorgung Mühlviertel mit hoher/niedriger Generatorleistung im Netz - 110-kV-Teilnetz Unteres Mühlviertel

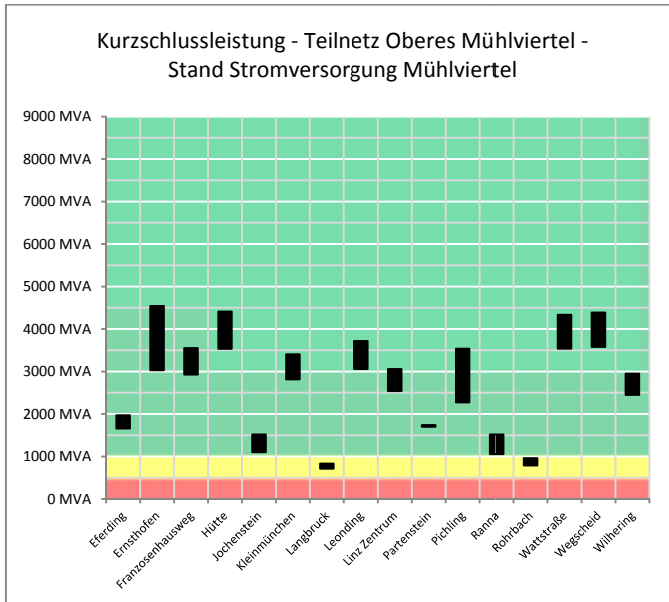


Abbildung 72: Subtransiente Kurzschlussleistung ($S_{k'}$) im Normalbetrieb 2025 mit Stromversorgung Mühlviertel mit hoher/niedriger Generatorleistung im Netz - 110-kV-Teilnetz Oberes Mühlviertel

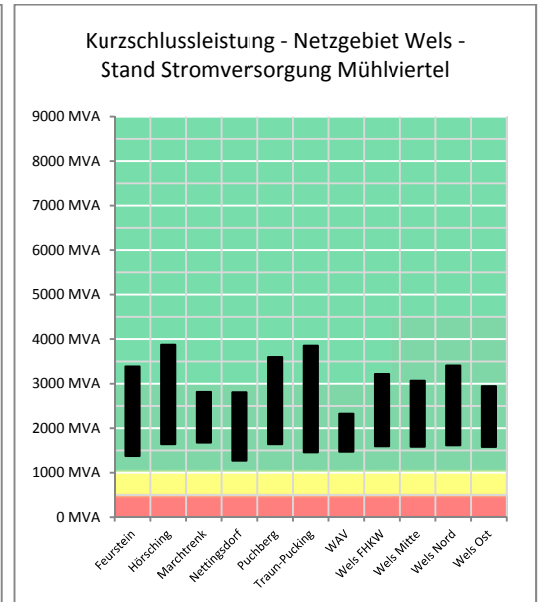


Abbildung 73: Subtransiente Kurzschlussleistung ($S_{k'}$) im Normalbetrieb 2025 mit Stromversorgung Mühlviertel mit hoher/niedriger Generatorleistung im Netz - Netzgebiet Wels

3.3.7 Netzverluste

Die neuen 110-kV-Kabel sind nur sehr niedrig ausgelastet, daher bleiben die Verluste im Vergleich zum Projekt 12 nahezu unverändert.

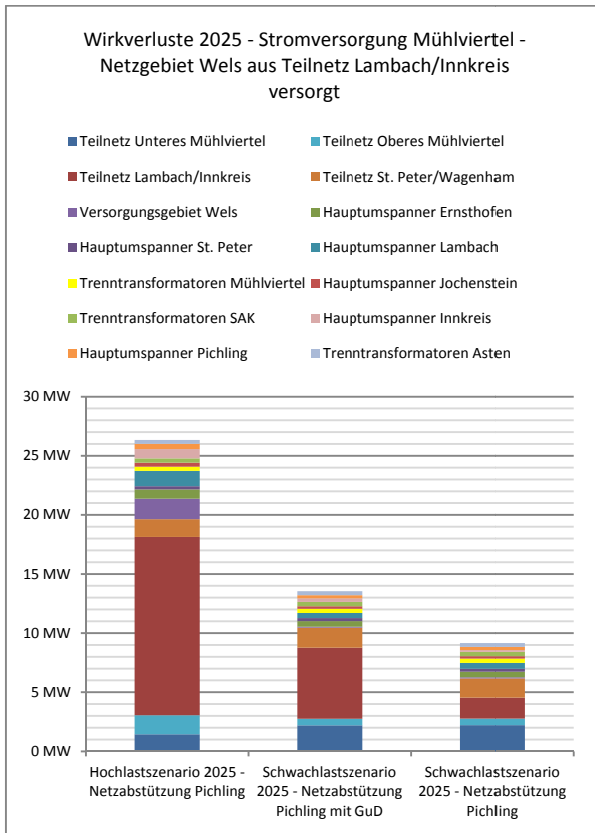


Abbildung 74: Wirkverlustleistung mit Stromversorgung Mühlviertel - Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Lambach/Innkreis versorgt

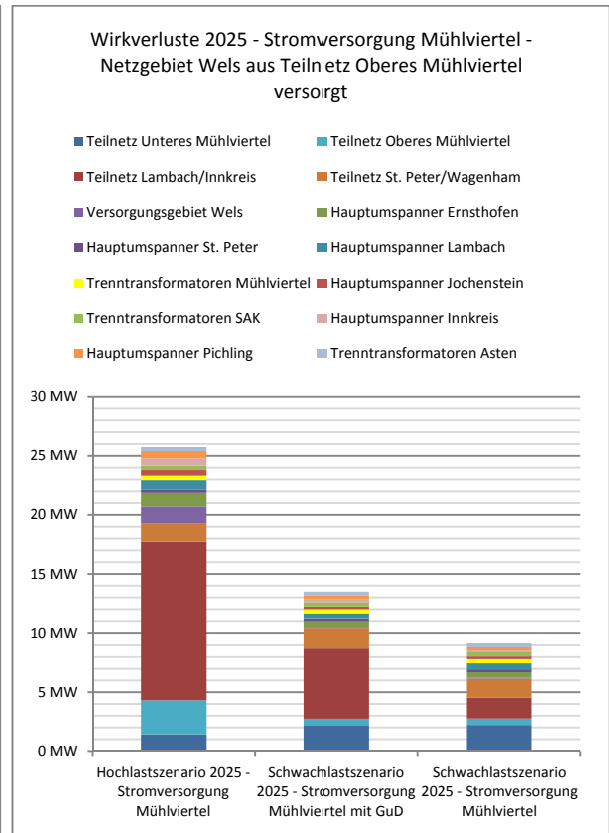


Abbildung 75: Wirkverlustleistung mit Stromversorgung Mühlviertel - Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Oberes Mühlviertel versorgt

3.3.8 Diskussion

Wie bereits unter Punkt 3.3.1 beschrieben kommt es im 110-kV-Teilnetz Mühlviertel West zu einer Löschgrenzenverletzung. Bei ausgewählten Kabelprojekten ist die Möglichkeit eines kleineren Querschnitts zu prüfen, dadurch kommt es zu einer Reduktion des Löschbedarfes. Die grundsätzliche Problematik würde aber dadurch nicht behoben werden.

Ein Ausschluss eines Ringschlusses/einer Trennstellenverlagerung würde das Projekt an sich in Frage stellen, da dann der wesentliche Aspekt der Zuverlässigkeitsverbesserung (Ringschluss) für die Umspannwerke im Mühlviertel wegfallen würde. Ein weiterer Einbau von Trenntransformatoren ist sowohl aus wirtschaftlicher als auch technischer Sicht nicht sinnvoll.

Eine Umstellung der Betriebsart auf „starre“ oder „niederohmige Erdung“ ist daher die zweckmäßigere Lösung. Die Auswirkungen einer solchen Umstellung sind unter Punkt 2.3.3.2 ausgeführt.

Um die Anzahl der Spannungseinsenkungen zu vermindern (durchschnittlich 7,8 pro Jahr, siehe 3.3.2) wäre ein geänderter Standort der Trenntransformatoren am östlichen Versorgungszweig zu überlegen (im Rahmen dieser Arbeit im Umspannwerk Friendsdorf angesetzt). Eine Verlegung des Standortes nach Freistadt, bzw. in die Nähe des Kabelüberführungsmastes Richtung UW Rainbach hätte zur Folge, dass 18 km Systemlänge an 110-kV-Freileitungen nicht mehr in diesem starr geerdeten 110-kV-Teilnetz wären. Dafür ist jedoch eine geänderte Einbindung in das Umspannwerk Freistadt und eine geänderte Trassenwahl für die 110-kV-Erdkabeln, oder die Errichtung eines 110-kV-Schaltwerkes im Nahbereich des Kabelüberführungsmastes nötig. Es müssten beide 110-kV-Erdkabeln in vom Umspannwerk Freistadt nach UW Rainbach führen, vergleiche Projekt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**

Festzuhalten ist, dass die Spannungsqualität im Raum Mühlviertel durch die Umstellung der Betriebsart auf „starre“, oder „niederohmige Erdung“ sinkt. Des Weiteren ist davon auszugehen, dass es bei Erdkurzschlüssen im Netzgebiet Mühlviertel trotz einer Dämpfung durch die Trenntransformatoren auch zu Spannungseinsenkungen in den benachbarten, galvanisch getrennten Netzteilen kommen wird. Die Höhe der Spannungseinsenkungen lässt sich jedoch nicht ohne weitere Untersuchungen abschätzen. Es muss letztlich in weiteren Detailuntersuchungen auf die regionalen Veränderungen hinsichtlich dieser technischen Netzkennwerte eingegangen werden.

Umgekehrt werden durch die galvanische Trennung über die Trenntransformatoren 3-polige Kurzschlüsse in entfernten Netzteilen (z.B. Ennstal) im Netzgebiet Mühlviertel weniger stark spürbar sein.

3.4 Ausblick: Projekte 2024-2026

In den Jahren 2024-2026 sind noch weitere 110-kV-Projekte im Raum Linz geplant. Auf eine genaue Untersuchung der technischen Auswirkungen dieser Projekte wird in dieser Arbeit verzichtet. Es soll jedoch ein grundlegender Überblick gegeben werden ob es im Zuge dieser Projekte zu Verletzungen der Löschgrenze kommt.

3.4.1 Leonding – Gaumberg – Linz Zentrum und Wegscheid – Franzosenhausweg – Kleinmünchen

Leonding – Gaumberg – Linz Zentrum: Es ist ein zweisystemiges 110-kV-Kabel geplant. Die Trassenlänge beträgt 11,4 km. Dieses Projekt wird im 110-kV-Teilnetz Oberes Mühlviertel realisiert. Der geplante Inbetriebnahme Zeitpunkt ist 2023/24. Durch dieses Projekt erhöht sich der Lösbedarf um 364,8 A.

Wegscheid – Franzosenhausweg – Kleinmünchen: Das 4,5 km lange 110-kV-Projekt wird als zweisystemiges Kabel ausgeführt. Der Lösbedarf im 110-kV-Teilnetz Oberes Mühlviertel erhöht sich um 144 A.

Lösbedarf nach Wegscheid – Franzosenhausweg – Kleinmünchen		
110-kV-Teilnetz	Wels aus 110-kV-Teilnetz Oberes Mühlviertel versorgt [A]	Wels aus 110-kV-Teilnetz Lambach/Innkreis versorgt [A]
Gesamt	7.488	7.488
Oberes Mühlviertel	1.256	862
Unteres Mühlviertel	1.031	1.031
Lambach/Innkreis	809	1.204
Trenntransformator Mühlviertel Ost	530	530
Trenntransformator Mühlviertel West	1.494	1.494
Almtal Kremstal	776	776
Teilnetz Wagenham/St. Peter	1.059	1.059
Trenntransformator Ernsthofen Asten	533	533

Tabelle 24: Lösbedarf mit Projekt Wegscheid – Franzosenhausweg – Kleinmünchen

Man erkennt in Tabelle 24, dass mit den Projekten in Linz das 110-kV-Teilnetz Oberes Mühlviertel nur mehr sehr wenig Lösreserve besitzt. Es sind nur mehr 4 km Systemlänge Kabel verfügbar. Aus diesem Grund ist die geplante Netzkuppelstelle Wegscheid dringend zu empfehlen. Mithilfe dieses Netzabstützungspunktes ist es möglich neue 110-kV-Teilnetze zu bilden. Es ist beispielsweise möglich, dass das Netzgebiet Wels direkt über diese Netzkuppelstelle versorgt wird. Damit sinkt der Lösbedarf im 110-kV-Teilnetz Oberes Mühlviertel um knapp 400 A. Die überlasteten Systeme im Raum Linz werden dadurch entlastet. Da die Projekte im Betrachtungszeitraum dieser Arbeit in Betrieb gehen, werden die Projekte Nr. 3.4.1 und Nr. 3.4.1 in der Kostenberechnung betrachtet.

3.4.2 Ried – Timelkam – Strobl

Im Stromnetz-Masterplan Oberösterreich 2026 sind bis 2026 sind noch zwei weitere Projekte geplant. Einerseits die Verstärkung der Verbindung Ried – Timelkam und andererseits die Verstärkung der Leitung Timelkam - Strobl. Aufgrund der langfristigen Planung können die Projekte vermutlich auch erst nach 2026 in Betrieb genommen werden, und werden daher im Rahmen dieser Arbeit nicht mehr detailliert untersucht. Um die derzeit bestehenden 110-kV-Freileitungen von der Netzkuppelstelle Innkreis nach Timelkam zu entlasten, kann über das Umspannwerk Arthurwerk eine verstärkte Leistungseinspeisung erfolgen. Bis zu 90 MW sind (n-1)-sicher möglich, damit erfolgt eine Netzstützung von Süden. Dies würde die 110-kV-Systeme vom Norden in Richtung Salzkammergut entlasten.

Eine Umsetzung der beiden Projekte in Erdkabelbauweise ist nur mit zahlreichen Maßnahmen möglich. Die Verbindung Ried – Timelkam besitzt eine Länge von rund 20 km, die Verbindung Timelkam – Strobl von 40 km.

Die Übertragungsleistung ist mit 2 x 400 MVA (Ried – Timelkam) bzw. 2 x 200 MVA (Timelkam - Strobl) geplant. Aus diesem Grund müssten 4 Erdkabelsysteme bis Timelkam und 2 Erdkabelsysteme weiter bis Strobl gebaut werden. Bei der Bauweise als 110-kV-Freileitung würden Doppelbündelfreileitungen eingesetzt werden. Die Mehrkosten Kabel zu Freileitung würden daher den Faktor 2 wesentlich überschreiten. Der Löschbedarf für diese Strecken wäre 2.560 A, eine Umstellung der Betriebsart auf „starre“ bzw. „niederohmige Erdung“ ist notwendig. Die Versorgung des Umspannwerkes Frankenmarkt verbleibt jedoch als Freileitungssystem in diesem Netzgebiet. Es ist daher mit einer Verschlechterung der Netzverfügbarkeit zu rechnen. Bei Umstellung auf „starre“ bzw. „niederohmige Erdung“ sind die Erdungsanlagen in den betroffenen Umspannwerken und an den 110-kV-Freileitungen Richtung UW Frankenmarkt zu untersuchen. Die langen Kabelstrecken bzw. deren Blindleistungsbereitstellung müssen mithilfe von 110-kV-Drosseln kompensiert werden. Des Weiteren sinkt ab einer Leitungslänge von 40 km die übertragbare Leistung ab.

4 Kostenberechnung

Für die Kostenbetrachtung werden alle Projekte welche, laut Stromnetz-Masterplan, in den Jahren 2015-2025 realisiert werden untersucht. Die bereits unter Punkt 1 ausgeführt werden zwei lange Kabelprojekte (Verbindung Ried-Timelkam und Timelkam Strobl) in dieser Untersuchung nicht behandelt. Durch den langen Planungszeitraum kann es bei diesen Projekten noch zu Verzögerungen kommen, daher werden diese zwei Projekte in dieser Arbeit nicht betrachtet. Diese beiden Projekte würden, aufgrund der langen Kabelstrecke, die Kosten noch wesentlich erhöhen!

Es werden nur die Kostendifferenzen auf der 110-kV-Ebene zwischen Freileitungs- und Kabelbauweise untersucht. Aus diesem Grund verursachen beispielsweise neue Netzkuppelstellen oder Umspannwerke welche in bereits bestehende 110-kV-Systeme eingebaut werden keine Kosten.

Es werden folgende Kosten angesetzt, wenn die Betriebsart (gelöschtes Netz) nicht geändert werden muss:

1. 110-kV-Freileitung	500.000	€/km
2. 110-kV-Kabel	1.140.000	€/km
3. Trenntransformator (Box)	9.555.000	€/2 Stk.
4. 110-kV-Drosseln 25 MVA	750.000	€/Stk.
5. 110-kV-Drosseln 50 MVA	1.000.000	€/Stk.
6. Regelbare 200 A Löschspule	900.000	€/Stk.

Zu 3. Die Kosten für den Trenntransformator (Box) beinhalten:

- Grundstückskosten
- Bauliche Kosten (Gebäude, Zufahrt, ...)
- Primärtechnik (Schaltanlage, Transformatorverbindungen, ...)
- Sekundärtechnik (Schutztechnik, Steuerungstechnik, ...)
- 2 Stück Trenntransformator 110 /110 kV je 200 MVA

Bei Umstellung auf starre Erdung ergeben sich zusätzliche Mehrkosten:

7. Verstärkung der Erdungsanlagen in den Umspannwerken	50.000	€/„kleines“ Umspannwerk
	100.000	€/„großes“ Umspannwerk
8. Verstärkung der Erdungsanlagen an den 110-kV-Freileitungsmasten	10.000	€/Mast
9. Umrüstung auf 1-polige Antriebe	3.000.000	€ - für Netzregion Mühlviertel
10. Folgekosten bei unzulässiger Näherung	600.000	€ - für Netzregion Mühlviertel

Es wird beim untersuchten Projekt Mühlviertel Stromversorgung Mühlvierteln angenommen, dass zwei „kleine Umspannwerke“ und ein „großes Umspannwerk“ in diesem Netzgebiet von der Erdungsumstellung betroffen sind. Es sind 140 Masten in diesem Netzgebiet betroffen. Für Adaptierungen bei unzulässiger Näherung wurde mit 600.000 € gerechnet. Die Punkte 7-10. sind von Aufgrund von Erfahrungswerten getroffene Annahmen. Eine Umstellung der Betriebsart auf Starre Erdung, hätte zahlreiche Auswirkungen die bei konkreter Projektplanung noch zu prüfen wären, siehe Punkt 2.3.3.2.

Mit diesen Werten ergeben sich für die untersuchten Projekte folgende (Mehr-)Kosten:

Projektname	Jahr	Tras- sen- länge	Sys- te- me	Trenn- trans- formator (Box)	Lösch- spulen	Dros- seln 25 MVAr	Dros- seln 50 MVAr	Freilei- tung	Kabel	Trenn- trans- formator	Lösch- spule	Dros- seln	Er- dung- umstell- ung	Diffe- renz Kabel- FL
Einheit	-	km	Anzahl	Anzahl	Anzahl	Anzahl	Anzahl	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €
Projekt 1	2017	8	2	1	1	-	-	4,00	9,13	9,56	1,15	-	-	15,84
Projekt 2	2017	5	1	-	1	-	-	2,40	5,48	-	0,90	-	-	3,98
Projekt 3	2018	24	2	2	4	2	-	11,75	26,82	19,11	3,38	1,50	-	39,07
Projekt 4	2018	20	2	1	3	2	-	9,75	22,26	9,56	2,81	1,50	-	26,37
Projekt 5	2018	3	2	-	1	-	-	1,35	3,08	-	0,90	-	-	2,63
Projekt 6	2019	21	2	-	3	-	1	10,25	23,40	-	2,95	2,00	-	18,1
Projekt 7	2019	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Projekt 8	2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Projekt 9	2021	9	2	-	1	1	-	4,50	10,27	-	1,30	0,75	-	7,82
Projekt 10	2023	4	8	-	2	-	-	7,40	16,89	-	2,13	-	-	11,62
Projekt 11	2023	17	4	2	5	-	1	16,50	37,67	19,11	4,75	-	-	45,03
Stromversorgung Mühl- viertel	2023	39	2	-	-	3	-	19,50	44,51	-	0,00	2,25	5,20	32,46
Linz-Leonding-Gaumberg	2024	11	2	-	1	1	-	5,70	13,01	-	0,90	0,75	-	8,96
Wegscheid – Franzosen- hausweg – Kleinmünchen	2024	5	2	-	1	-	-	2,25	5,14	-	0,90	-	-	3,79
Gesamtkosten								87,40	199,52	57,33	22,08	8,00	5,20	215,67

Tabelle 25: Kostenberechnung je Projekt

Pro Jahr ergeben sich folgende (Mehr-)Kosten:

Jahr	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €
Gesamtkosten Freileitung	6,40	22,85	10,25	0,00	4,50	0,00	43,40	7,95
Gesamtkosten Kabel	14,61	52,16	23,40	0,00	10,27	0,00	99,07	18,15
Gesamtkosten Trenntransformator	9,56	28,67	0,00	0,00	0,00	0,00	19,11	0,00
Gesamtkosten Drosseln	0,00	3,00	2,00	0,00	0,75	0,00	2,25	0,75
Differenzkosten pro Jahr	19,82	68,07	18,10	0,00	7,82	0,00	89,12	12,75
Differenzkosten Summe 2016-2026	215,67							
Differenzkosten Barwert pro Jahr	19,82	63,96	15,98	0,00	6,10	0,00	61,35	8,25
Gesamtdifferenzkosten Barwert Summe 2016-2026	175,46							

Tabelle 26: Kostenberechnung pro Jahr und Gesamtkosten

Die Differenzkosten werden wie folgt berechnet:

$$\text{Differenzkosten} = \text{Gesamtkosten Kabel} + \text{Gesamtkosten Trenntransformator} + \text{Gesamtkosten Drosseln} - \text{Gesamtkosten Freileitung}$$

Man erkennt in der Tabelle 25 und Tabelle 26, dass die Mehrkosten, für den Betrachtungszeitraum, 215,67 Mio. € betragen. Der interne Zinssatz für die Barwertmethode wird mit 6,42 % angesetzt. Auf das Jahr 2016 bezogen ergeben sich, mithilfe der Formel (5) daher für die betrachtete Periode (2015-2025) Mehrkosten von 175 Mio. €.

Pro Jahr ergeben sich Mehrkosten von bis zu 90 Mio. €.

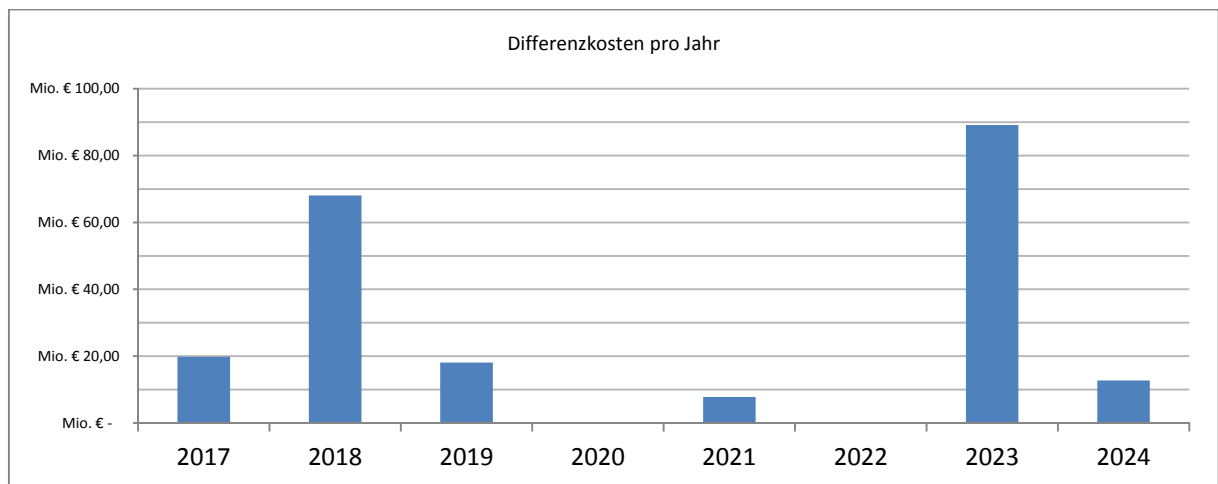


Abbildung 76: Differenzkosten pro Jahr

Vor allem, in den Jahren 2018 und 2023 kommt es durch zahlreiche 110-kV-Leitungsprojekte zu erheblichen Mehrkosten.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Die Untersuchung hat aufgezeigt, dass ein Umstieg auf Kabeltechnologie möglich ist, jedoch nur schrittweise und durch Umsetzung etlicher technisch aufwendiger und kostenintensiver Begleitmaßnahmen realisierbar ist. Es ist weiters zu beachten, dass in den Prämissen technische Vereinfachungen vorgenommen wurden. Transiente und dynamische Vorgänge (z.B. das Schalten langer Kabelstrecken) wurden in dieser Übersichtsstudie nicht beachtet und müssen jedenfalls noch im Detail untersucht und bewertet werden.

Weiteres zeigen sich die Nachteile deutlich, die sich insbesondere durch eine Verschlechterung der Versorgungsqualität (zumindest regional dort wo eine andere Art der Betriebsart realisiert wird) im Vergleich zur derzeitigen Situation und eine Erhöhung der Netzkosten kennzeichnen.

Es wurden Netzausbauprojekte von besonderer Bedeutung identifiziert, welche für eine zukünftig (n-1)-sicher Versorgung dringend notwendig sind. Ländlich geprägte Netzgebiete stellen aufgrund der großen Projektlängen besondere technische Herausforderungen dar. Kurze Kabelstrecken im städtischen Bereich können jedoch mit den nötigen Gegenmaßnahmen (Kompensationseinrichtungen) in 110-kV-Kabelbauweise durchgeführt werden. Sollten alle 110-kV-Projekte im Planungszeitraum in Kabelbauweise umgesetzt werden, würden sich die Projektkosten verdreifachen.

Laut §3 des Elektrizitätswirtschaftsorganisationsgesetz (EIWOG) Absatz 1 ist es das Ziel, der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft kostengünstige Elektrizität in hoher Qualität zur Verfügung zu stellen.

Eine Verteuerung um 300 % würde dem Gebot einer kostengünstigen Elektrizitätsversorgung widersprechen.

Es wurden in dieser Arbeit der Einbau von rund 300 km Systemkilometer 110-kV-Kabeln und der Einsatz von 12 Trenntransformatoren untersucht. Es ist festzuhalten, dass es durch geeignete technische Maßnahmen möglich ist, eine höhere Anzahl an Kabeln in das 110-kV-Netz in Oberösterreich zu integrieren. Es ist darauf zu achten, dass eine ausreichende Anzahl an Löschspulen in allen Teilnetzen vorhanden ist. Der Löschbedarf in Oberösterreich erhöhte sich durch die Projekte von rund 1.800 A auf 6.800 A. In Freileitungsbauweise würde sich dieser nur um rund 100 A erhöhen. Es müssten daher wesentlich weniger Löschspulen im Netz installiert werden.

Durch den Einbau der Kabel kommt es zu einer kapazitiven Blindleistungsbereitstellung von rund 300 MVar. Diese Blindleistung müsste mithilfe von Drosseln kompensiert werden. Vor allem in Schwachlastfällen kommt es ansonsten zu unzulässigen Blindleistungsexport in das Höchstspannungsnetz und zu Spannungsanhebungen in den Umspannwerken. In den Ergebnissen wurden die Auswirkungen ohne Kompensationseinrichtungen simuliert.

Es ist bei Ausfällen oder geplanten Abschaltungen (Wartungen) von Freileitungen oder Kabeln darauf zu achten, dass die 110-kV-Teilnetze sowohl hinsichtlich des Löschbedarfes als auch hinsichtlich des Blindleistungsbedarfes ausreichend kompensiert sind.

Bei Umstellung auf starre Erdung kommt es zu negativen Auswirkungen auf die Spannungsqualität – eine monetäre Bewertung kann, ohne weitere Untersuchungen nicht gemacht werden.

Die Erfahrungen von niederohmig geerdeten 110-kV-Netzen (z.B. Bayern) zeigen jedoch, dass „sensible“ Industriebetriebe mit den Spannungseinsenkungen bei 1-poligen Kurzschlüssen Probleme haben.

Auf Grund der Tatsache, dass im 110-kV-Netz der Netz Oberösterreich entsprechend der Netzausdehnung gehäuft Erdschlüsse auftreten (über 200 Erdschlusswischer pro Jahr) sollte die Betriebsart Löschung in Netzabschnitten mit Freileitungen möglichst lange erhalten bleiben.

Die „Nachteile“ der Erdschlusslöschung verursachen derzeit keine großen Probleme:

- Erdschlusssuche wegen der geringen Zahl der Dauererdschlüsse beherrschbar
- kaum Probleme mit Doppelerdschlüssen

Festzuhalten ist, dass die geplanten Netzausbauprojekte entscheidend für die zukünftige Versorgungssicherheit sind. Die Netzkuppelstellen Ernsthofen, Lambach und St. Peter sind stark ausgelastet und dringend zu entlasten. Vor allem die Projekte im Raum Linz (Netzkuppelstelle Pichling und Wegscheid) sorgen für eine Entlastung der Netzkuppelstelle Ernsthofen. Ohne zusätzliche Netzabstützungspunkte wird in Zukunft eine (n-1)-sichere Versorgung nicht gegeben sein.

Des Weiteren sind weitere 110-kV-Verbindungen in Oberösterreich nötig, um Überlastungen von bestehenden Systemen vorzubeugen. Vergleicht man die Ergebnisse von Punkt Lastflussentwicklung ohne Netzausbau 3.2 mit 3.3, so erkennt man, dass starke Verbesserungen eingetreten sind. Die Spannungshöhe in den Netzausläufen (Ranna, Rohrbach, Annaberg, Arthurwerk, ...) wurde angehoben bzw. stabilisiert. Kritische Leitungsauslastungen wurden durch zusätzliche Systeme und Netzabstützungspunkte entlasten. Durch den Netzausbau steigen die Kurzschlussleistungen in den Netzausläufern an. Der Einsatz von Trenntransformatoren vermindert jedoch stärkere positive Effekte, daher steigen die Kurzschlussleistungen in den Netzausläufen nur minimal an. Die Planungsprämisse, dass keine Verschlechterung eintritt, kann damit eingehalten werden.

Durch die Netzteilungen von zwei 110-kV-Teilnetzen (plus Netzgebiet Wels) auf sieben Teilnetze (plus Netzgebiet Wels) sinkt der Grad der Vermaschung. Einzelne (n-1)-Fälle können so kritischere Auslastungen und Spannungssprünge verursachen. Spannungssprünge von mehr als 5 kV sind hinsichtlich der Überspannungsauslösung an den Umspannern kritisch.

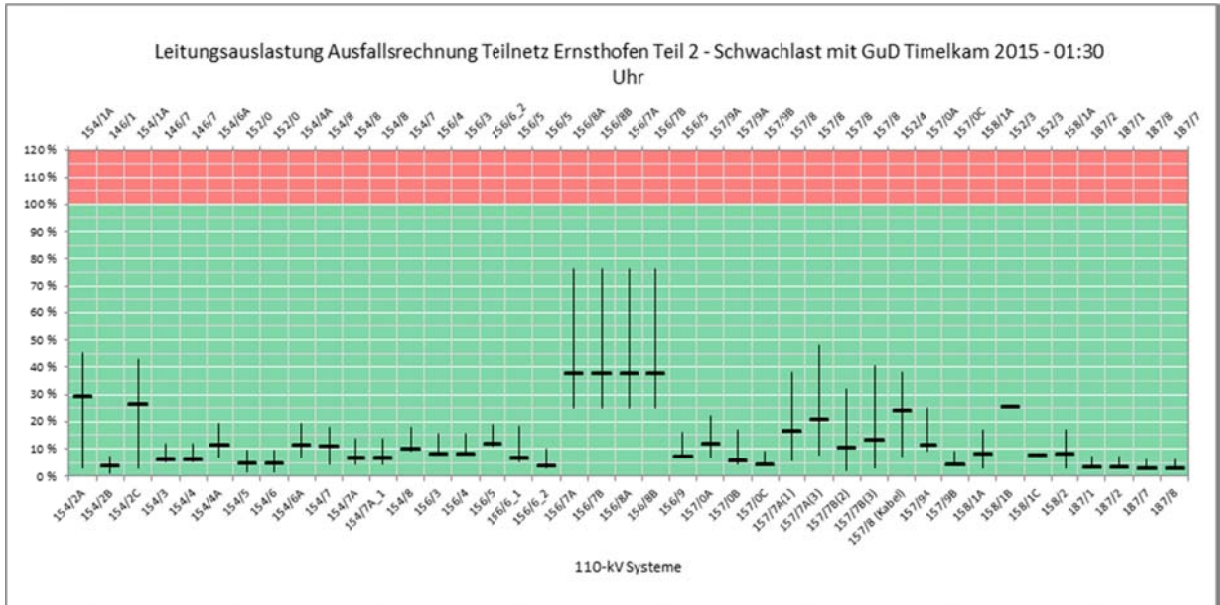
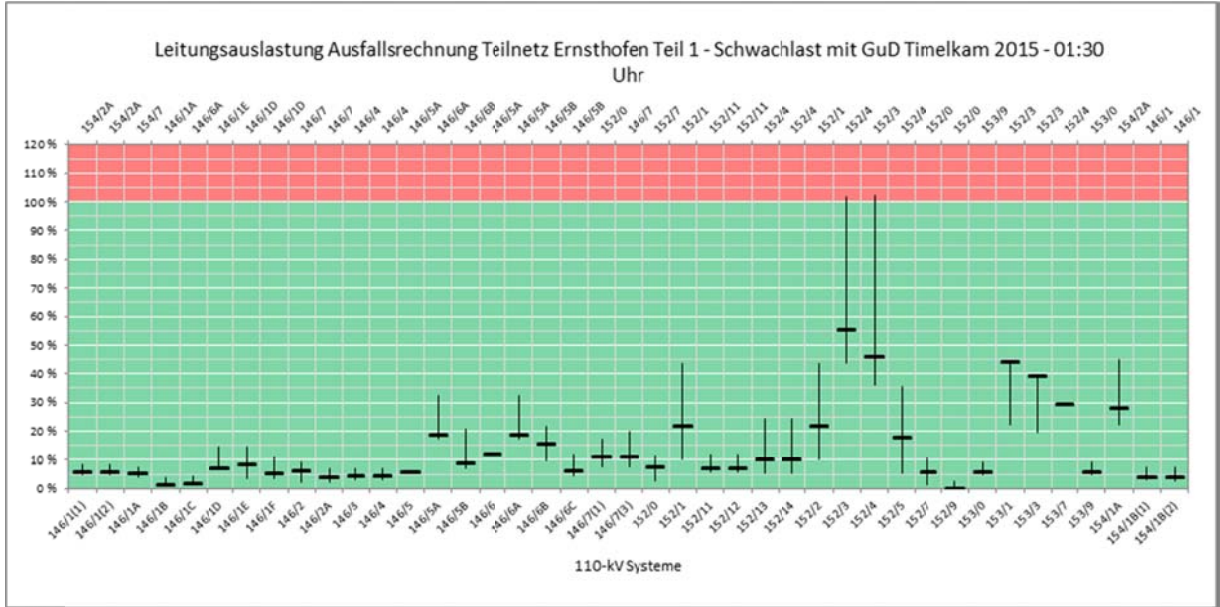
6 Literaturverzeichnis

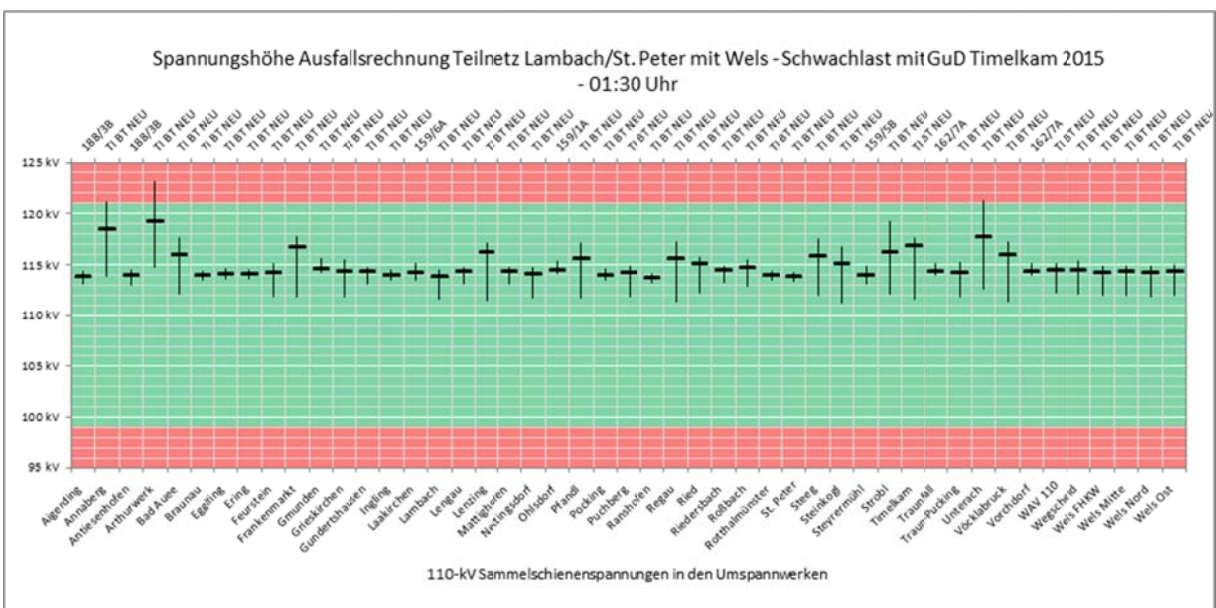
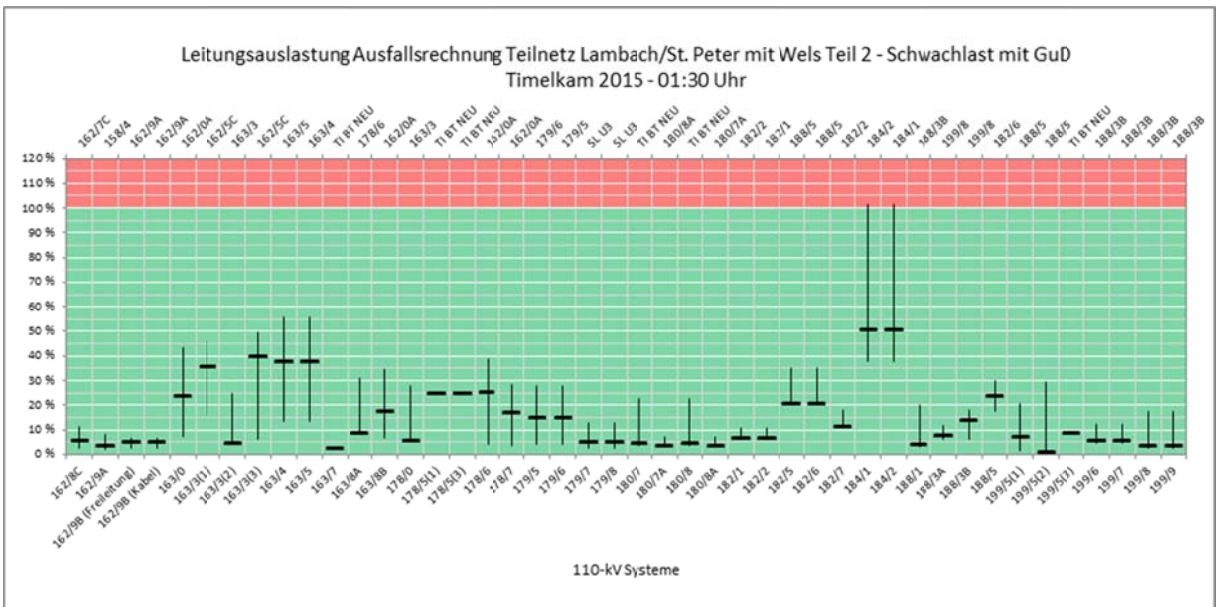
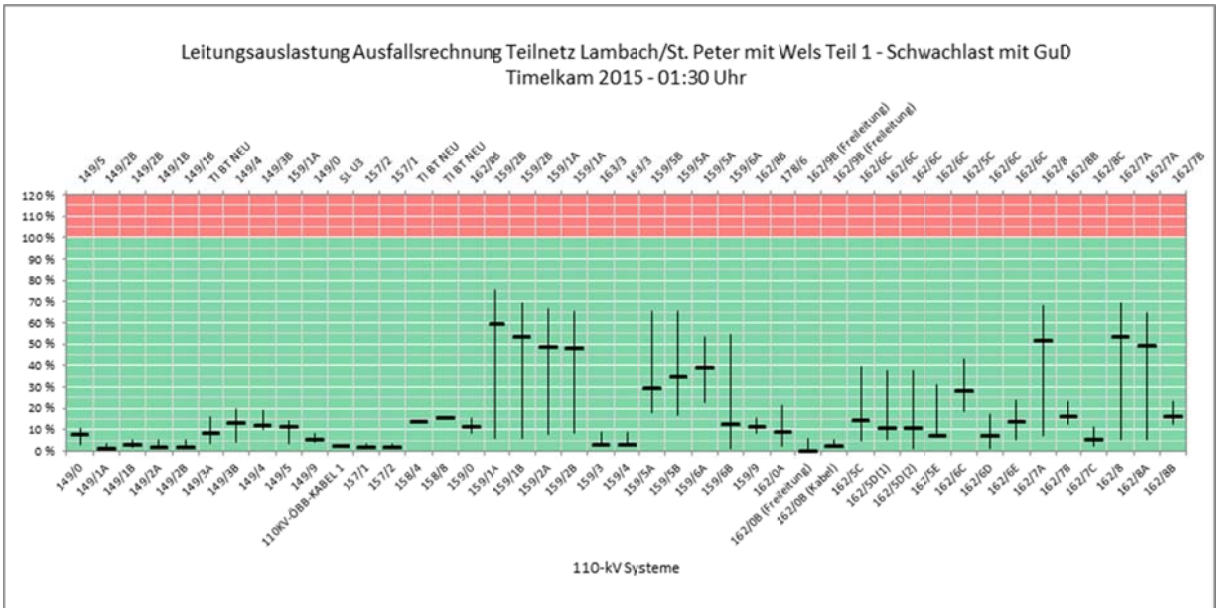
- [1] Netz Oberösterreich GmbH, Interne Dokumente, Linz.
- [2] Österreichischer Verband für Elektrotechnik, ÖVE/ÖNORM EN 50522, Wien: OVE, 2011.
- [3] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik 2014, Berlin, 2014.
- [4] Univ.-Prof. Dr. Günther Brauner, Gutachten: Auswirkungen der Verkabelung des 110-kV-Netzes Kärnten auf den Netzbetrieb, Wien, 2012.
- [5] Österreichs E-Wirtschaft, TE 30, Ausgabe 3, Wien: Österreichs E-Wirtschaft Akademie GmbH, 2014.
- [6] Univ. Prof. Dipl. Ing. Dr. techn. Lothar Fickert, Vorlesungsskripten, Graz: Technische Universität Graz.
- [7] Austrian Power Grid AG, Linz Strom Netz GmbH, Netz Oberösterreich GmbH , Stromnetz-Masterplan Oberösterreich 2026, 2016.

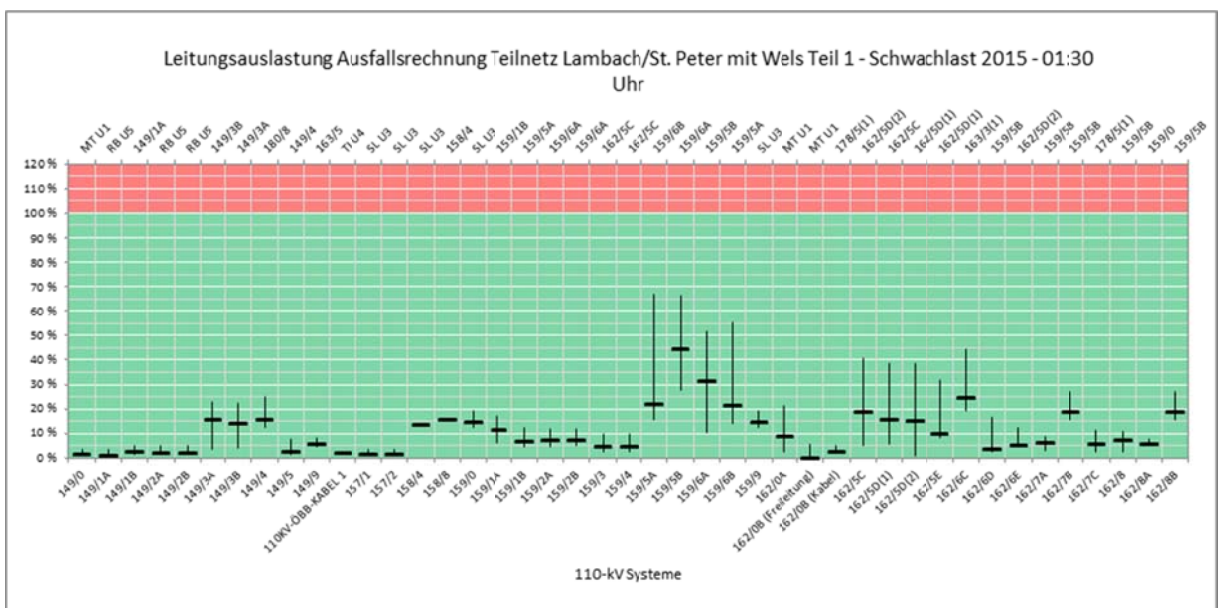
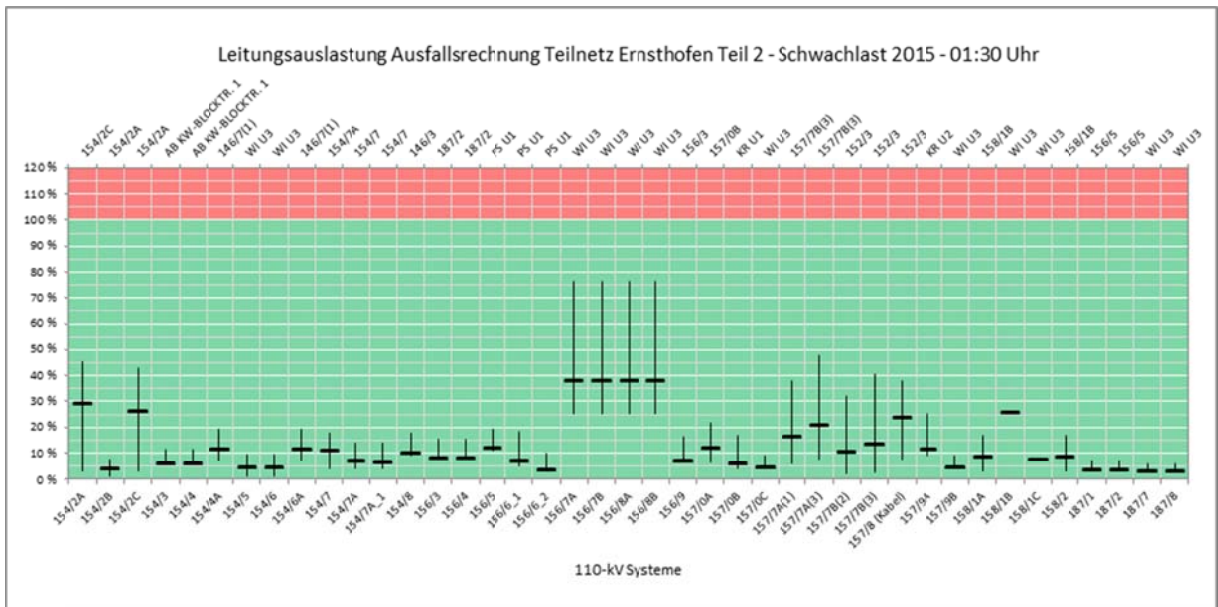
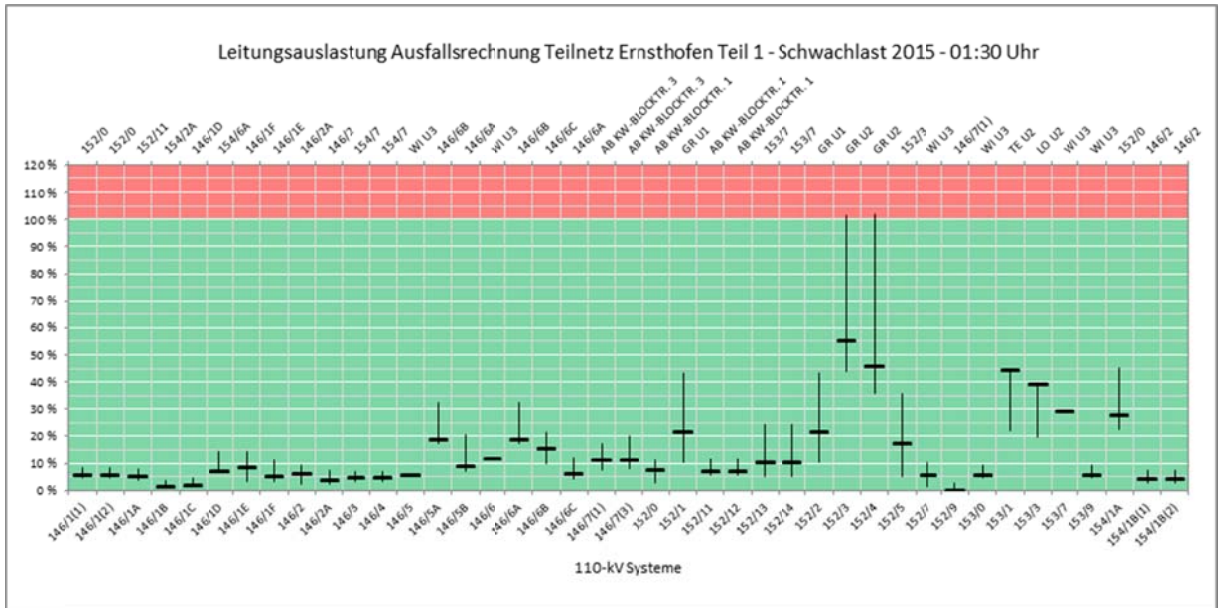
7 Anhang

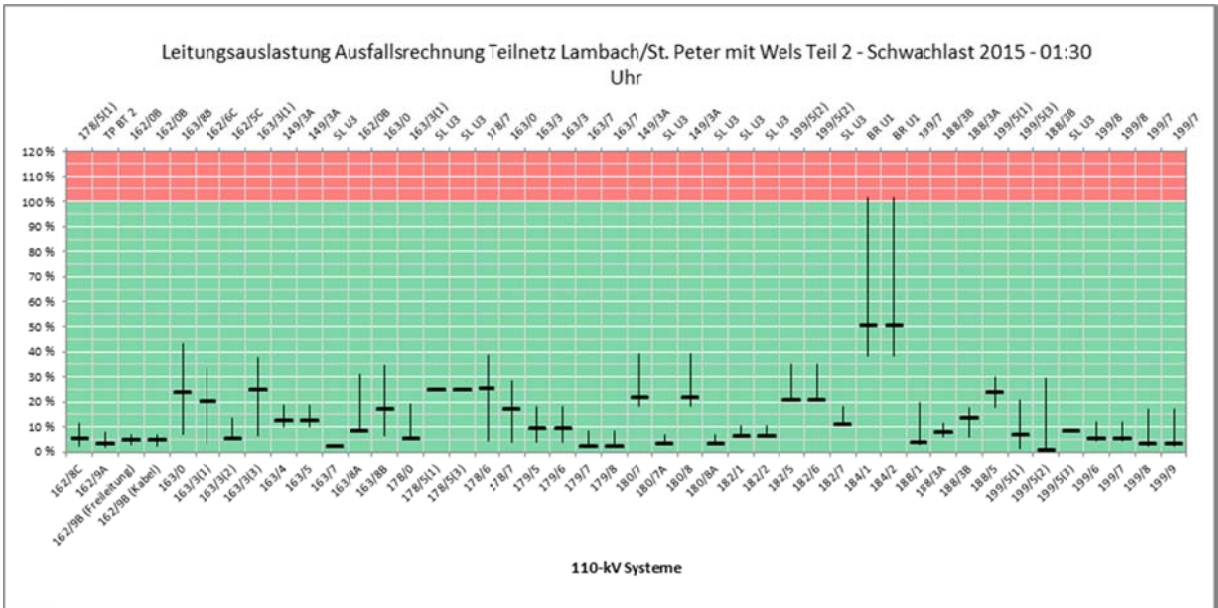
7.1 Zu 3.1 Ausgangslage

Versorgungsgebiet Netzgebiet Wels in 110-kV-Teilnetz Lambach/St. Peter geschaltet

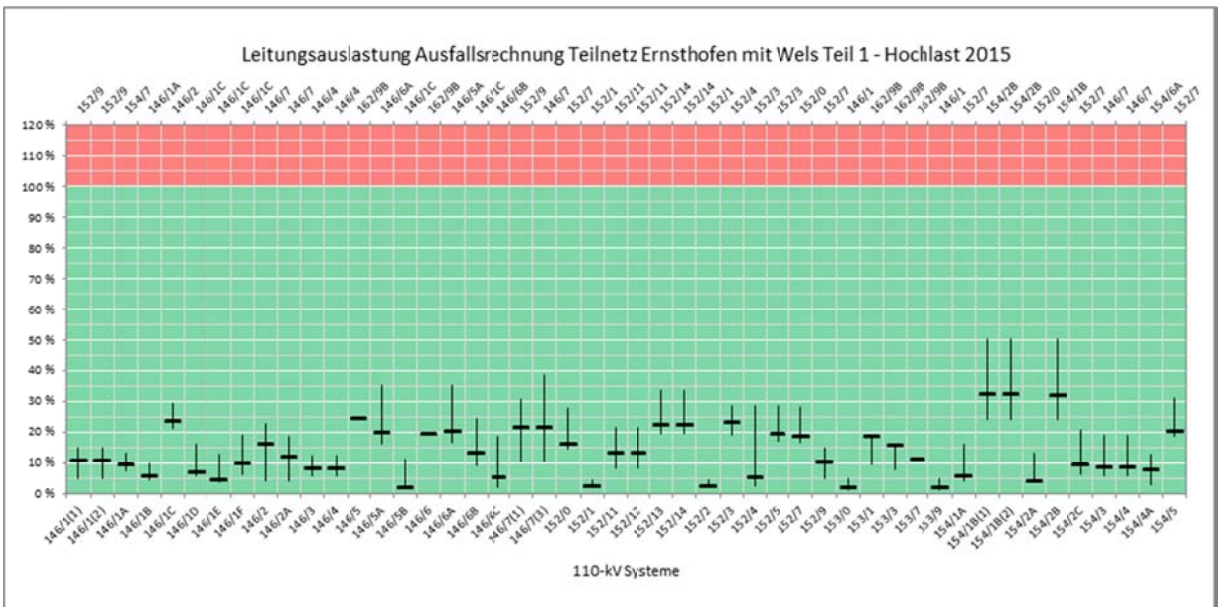


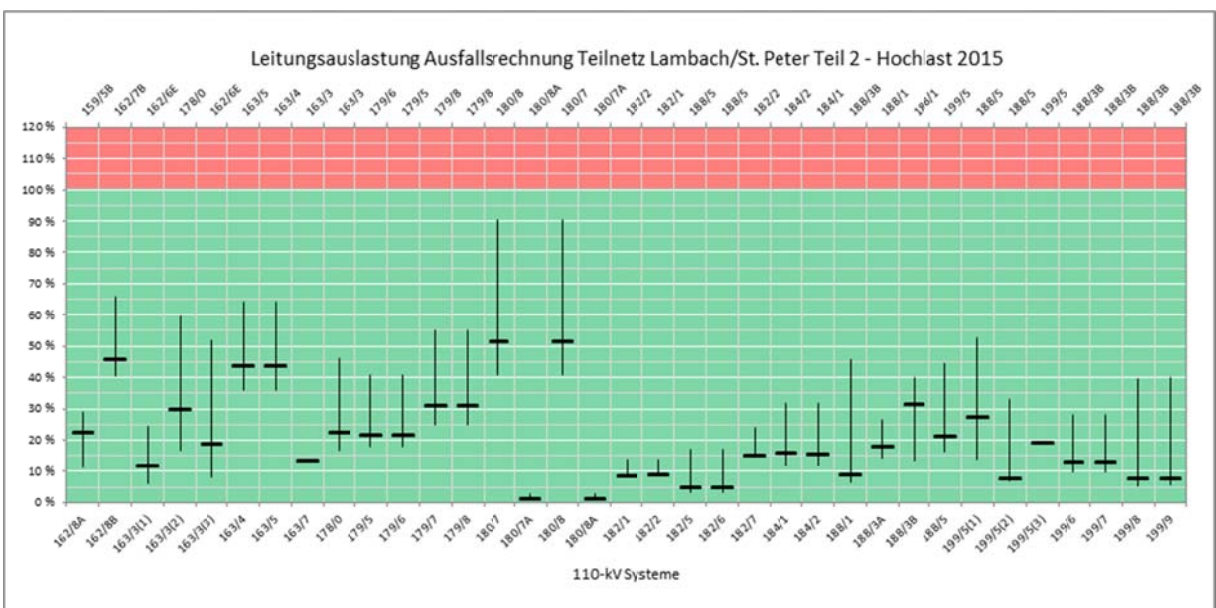
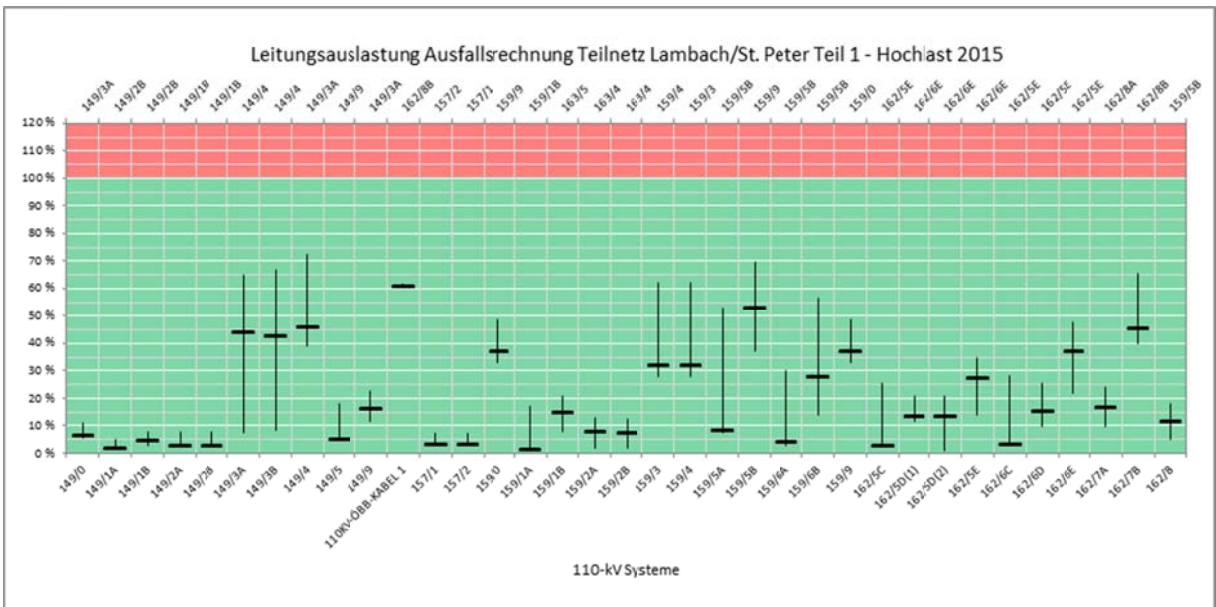
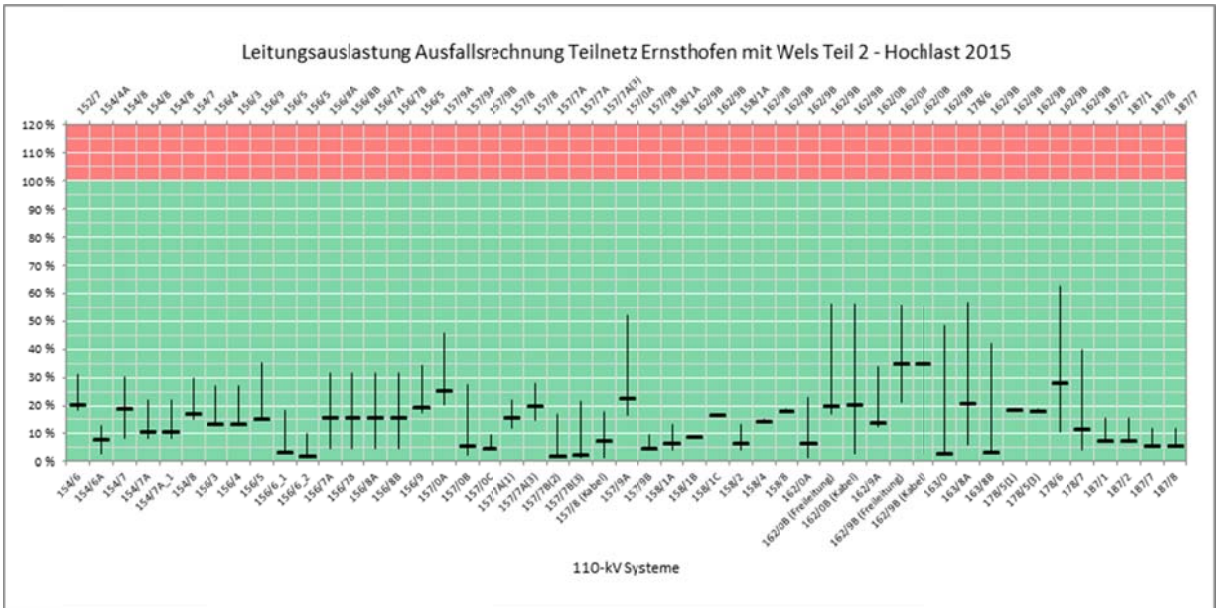


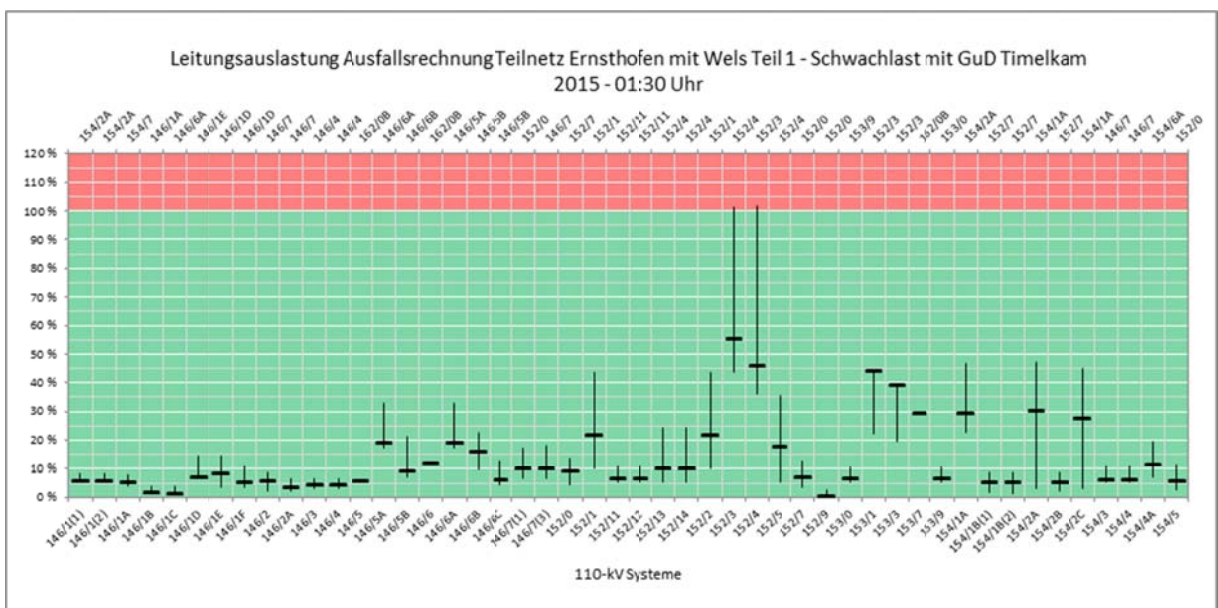
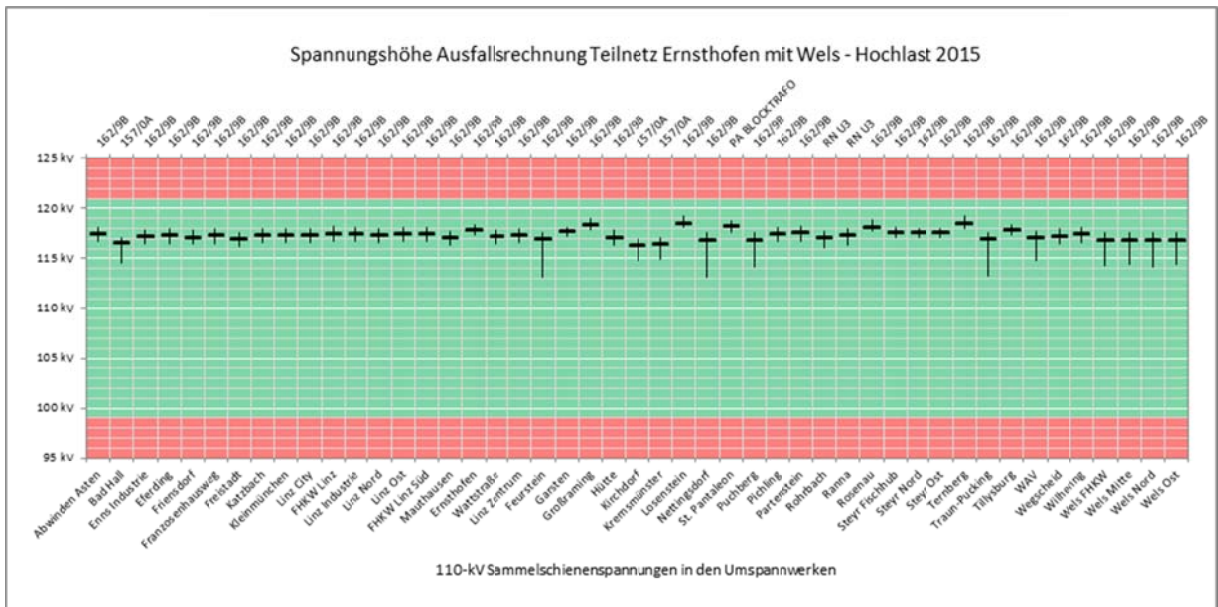
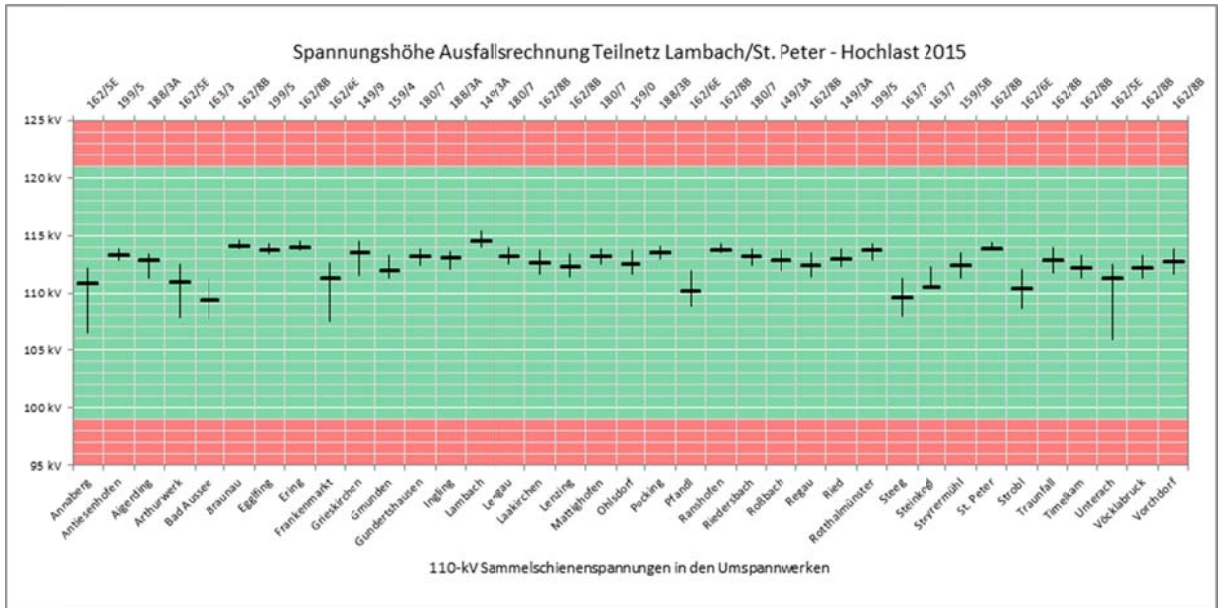


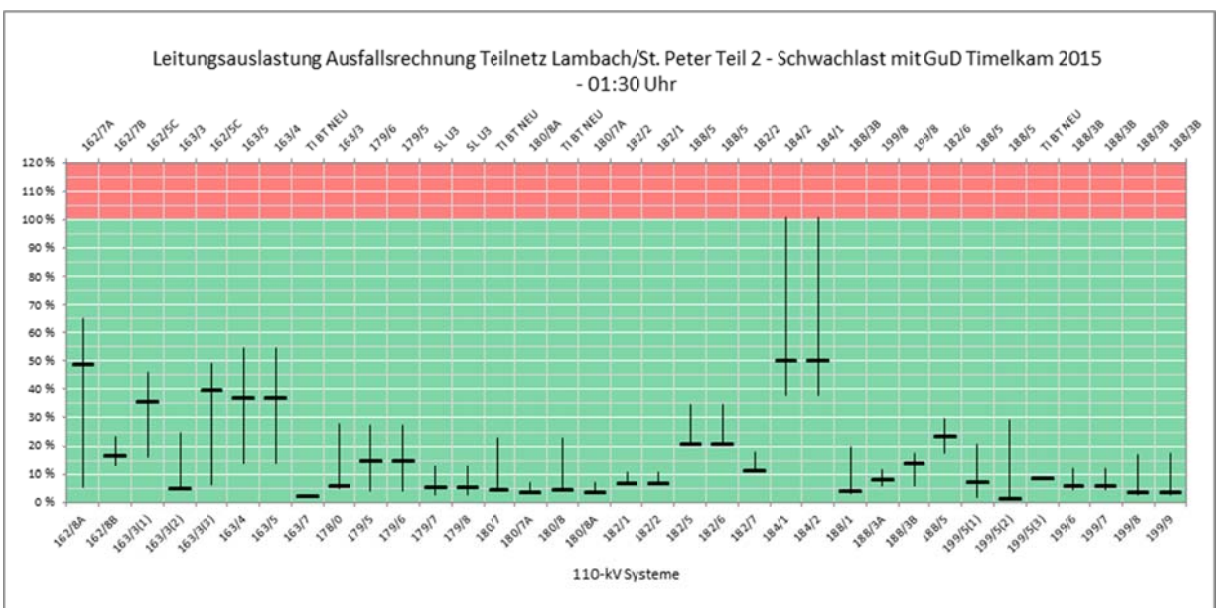
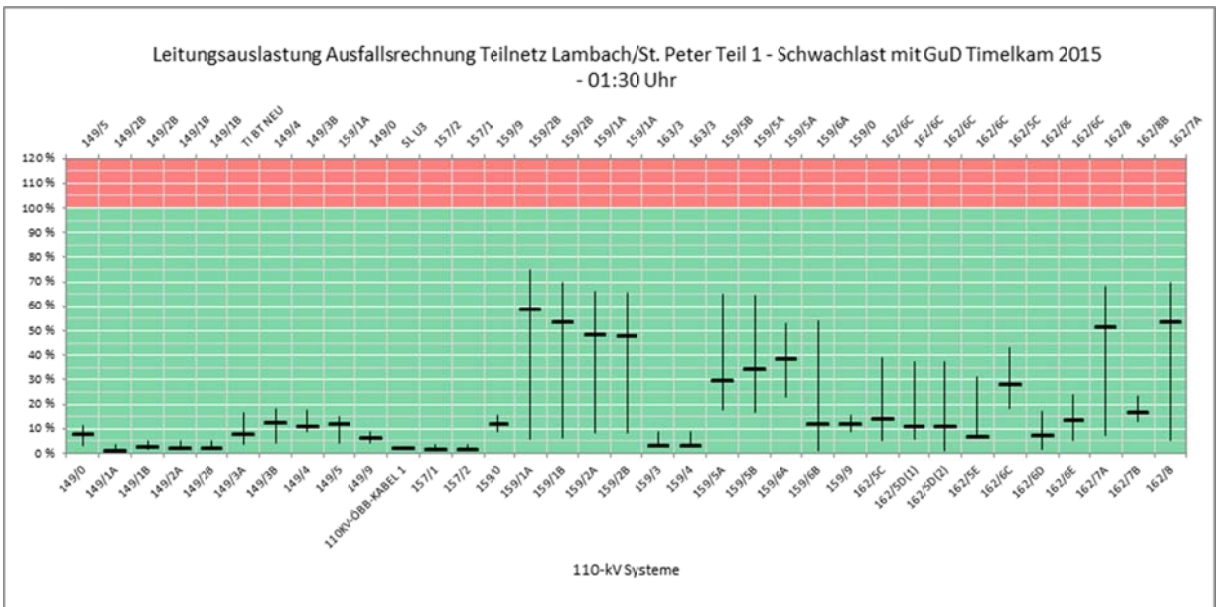
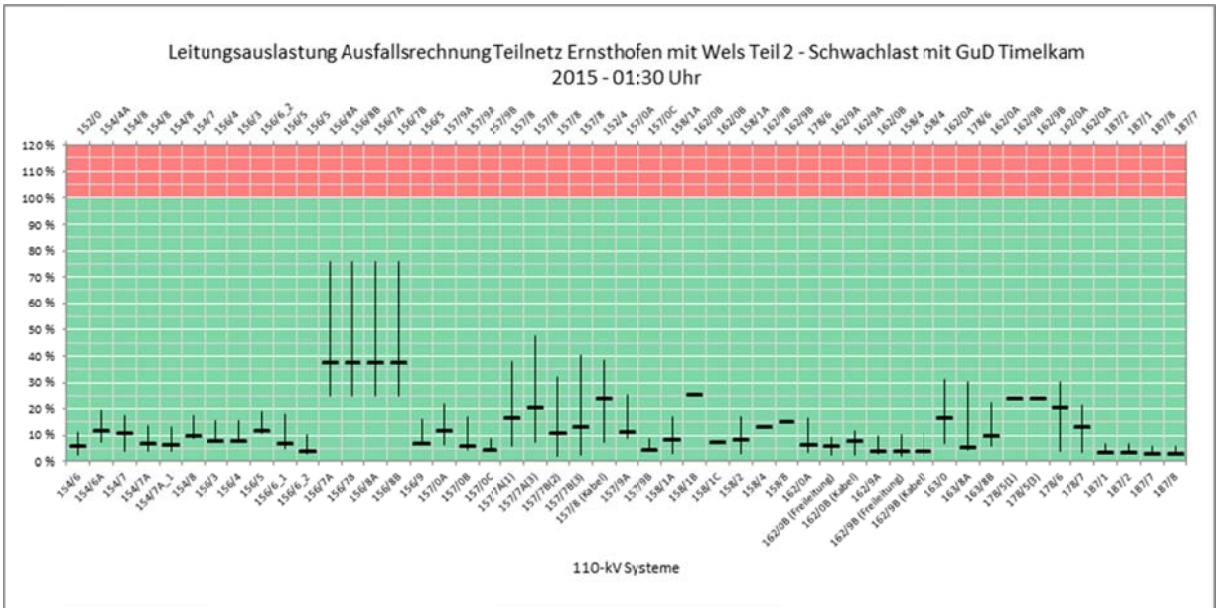


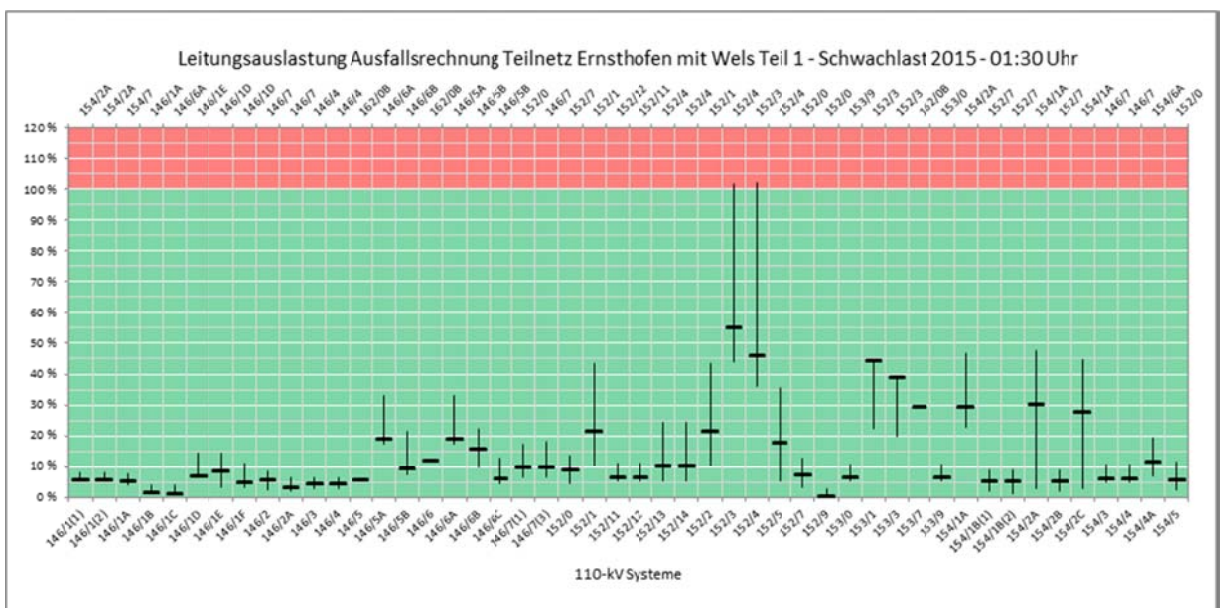
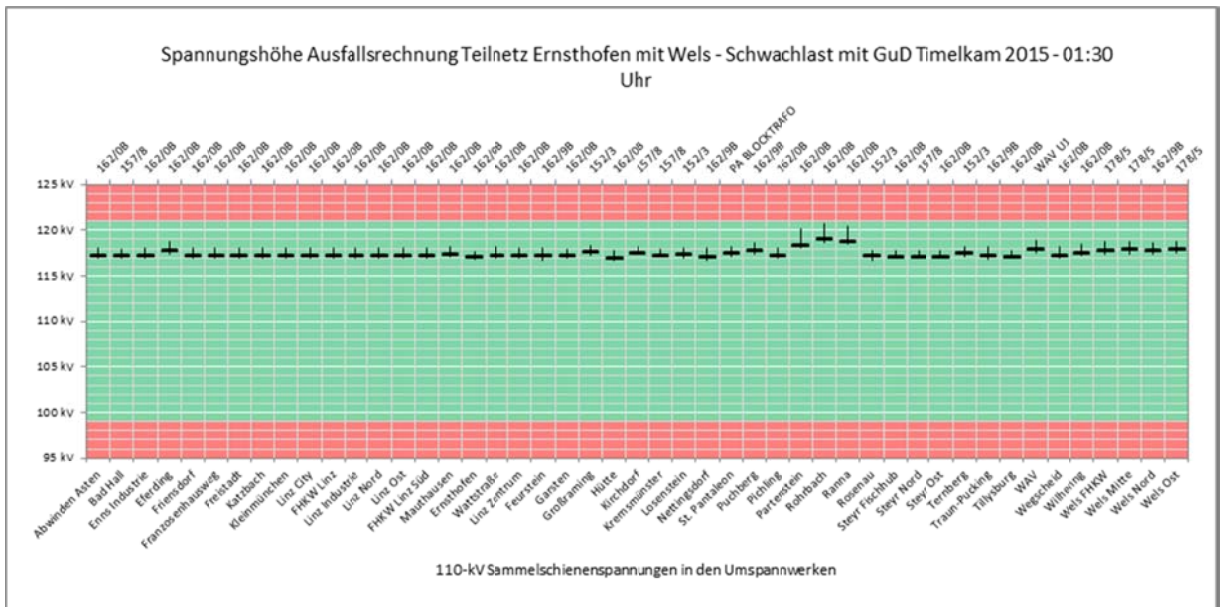
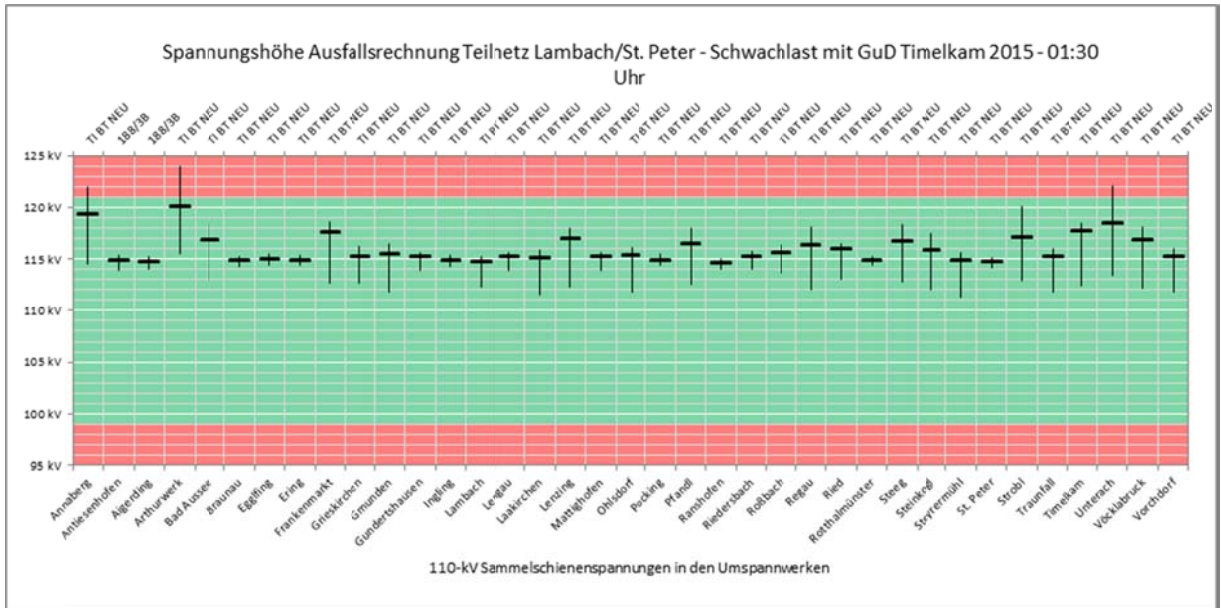
- Versorgungsgebiet Netzgebiet Wels in 110-kV-Teilnetz Ernsthofen geschaltet

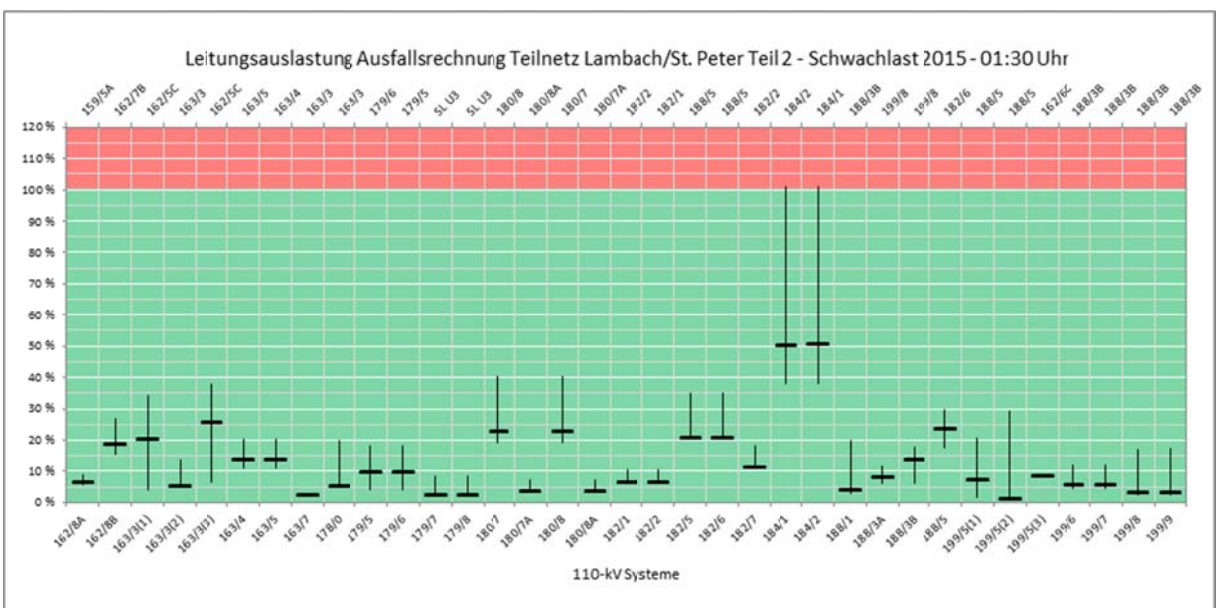
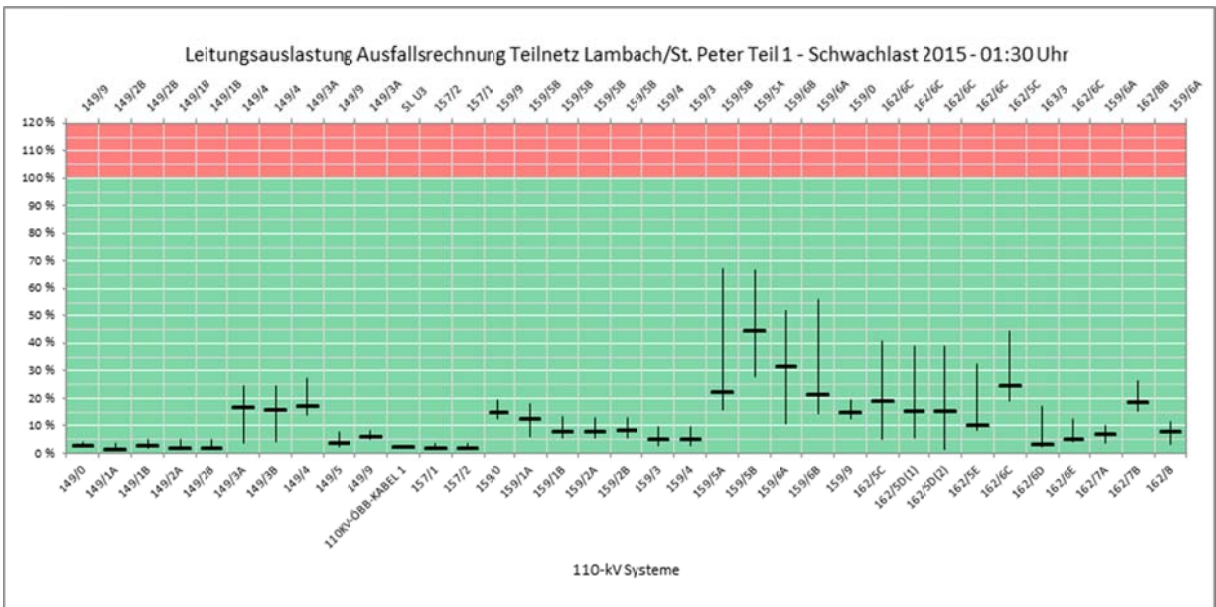
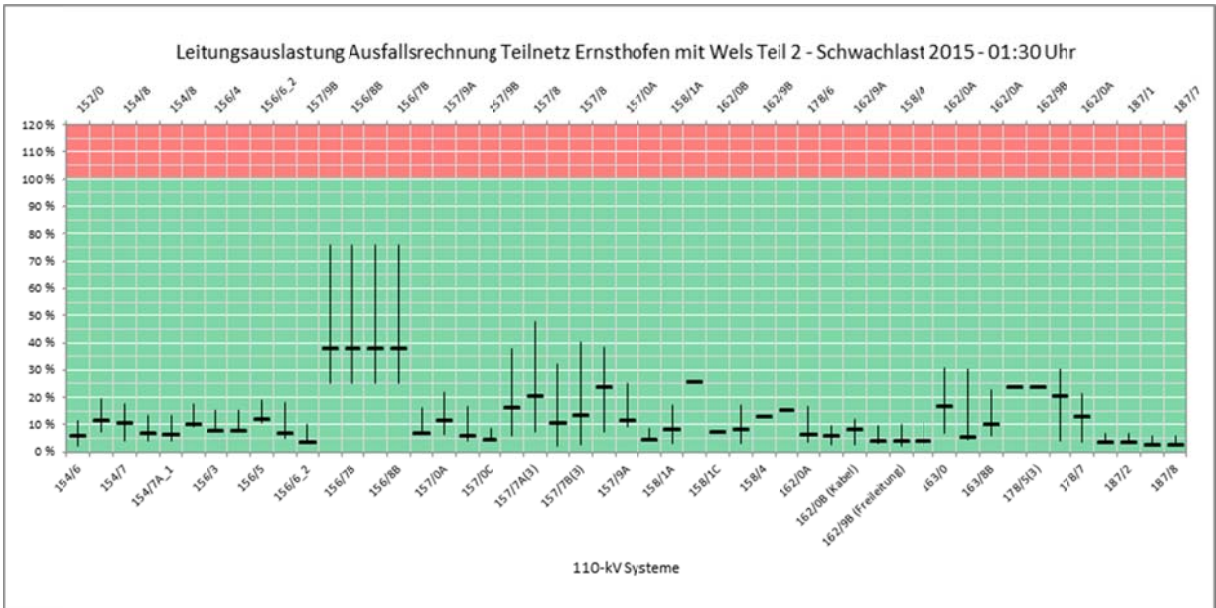


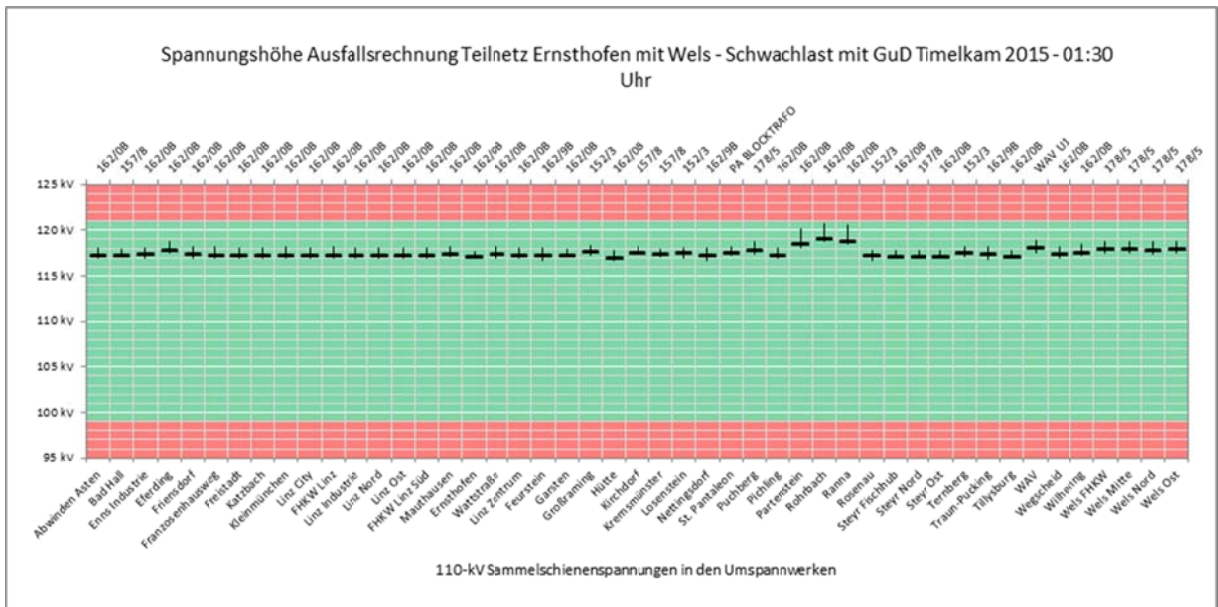
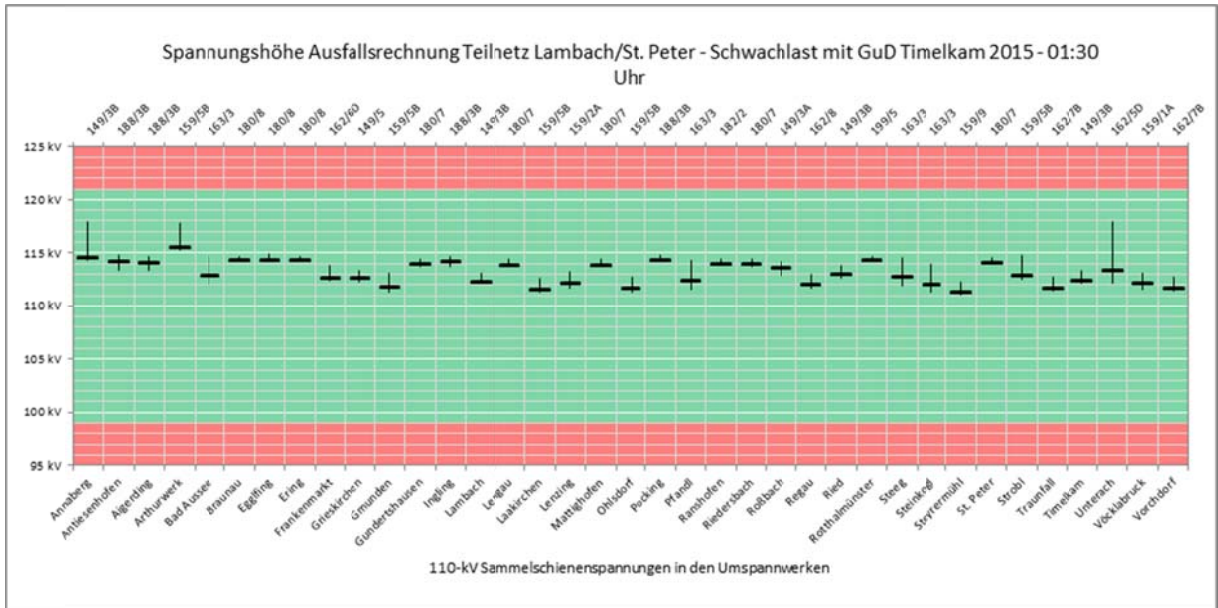






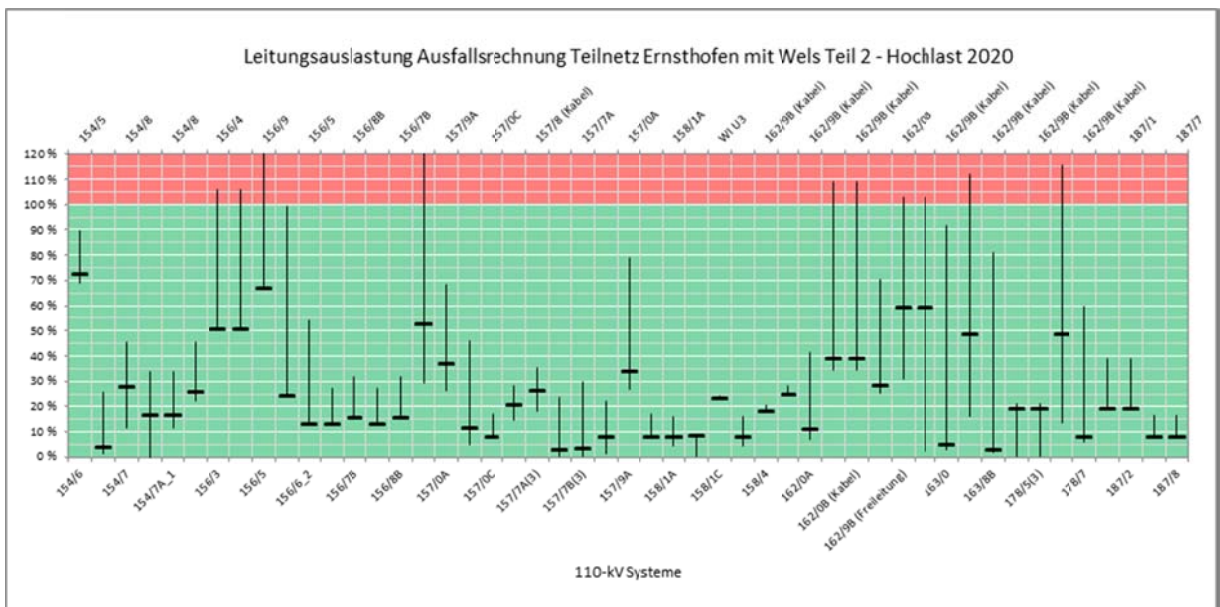
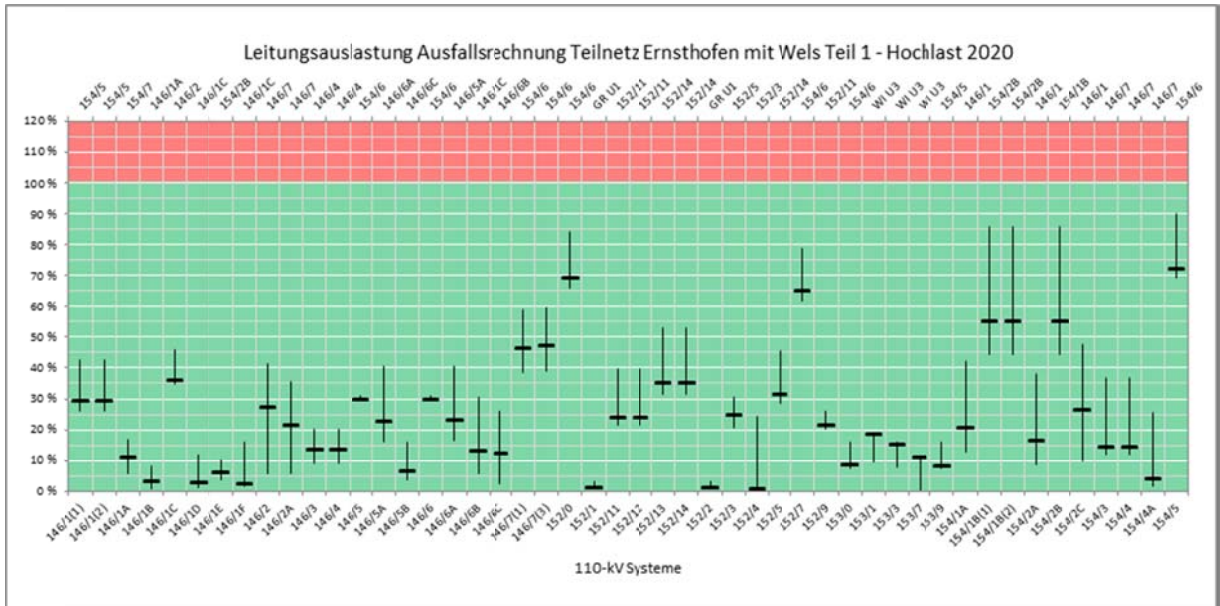


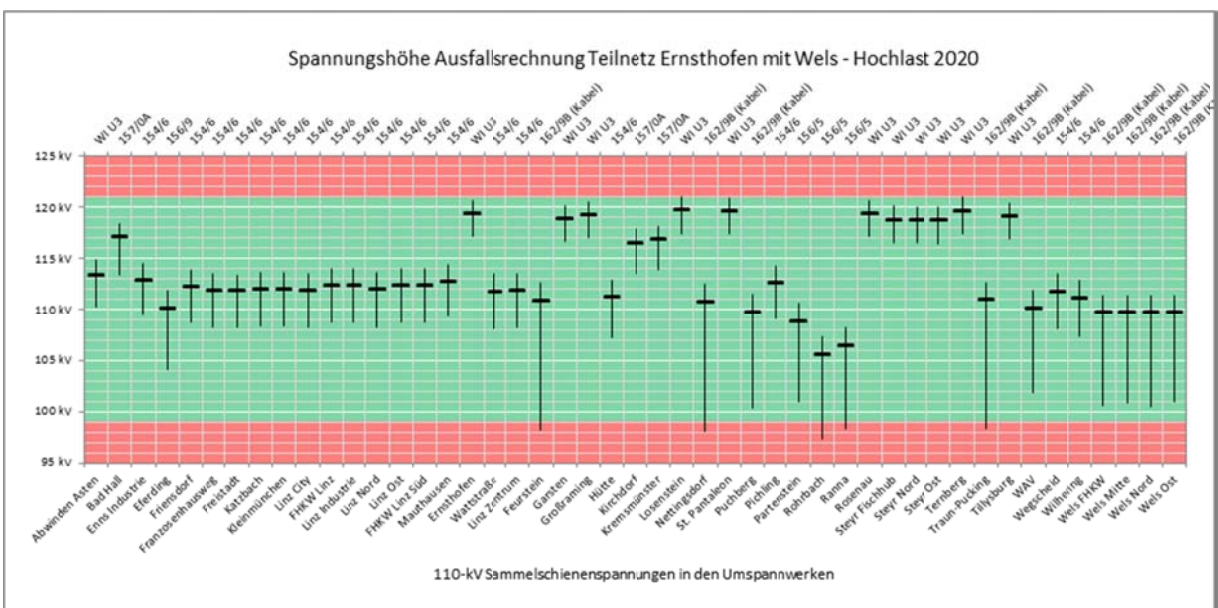
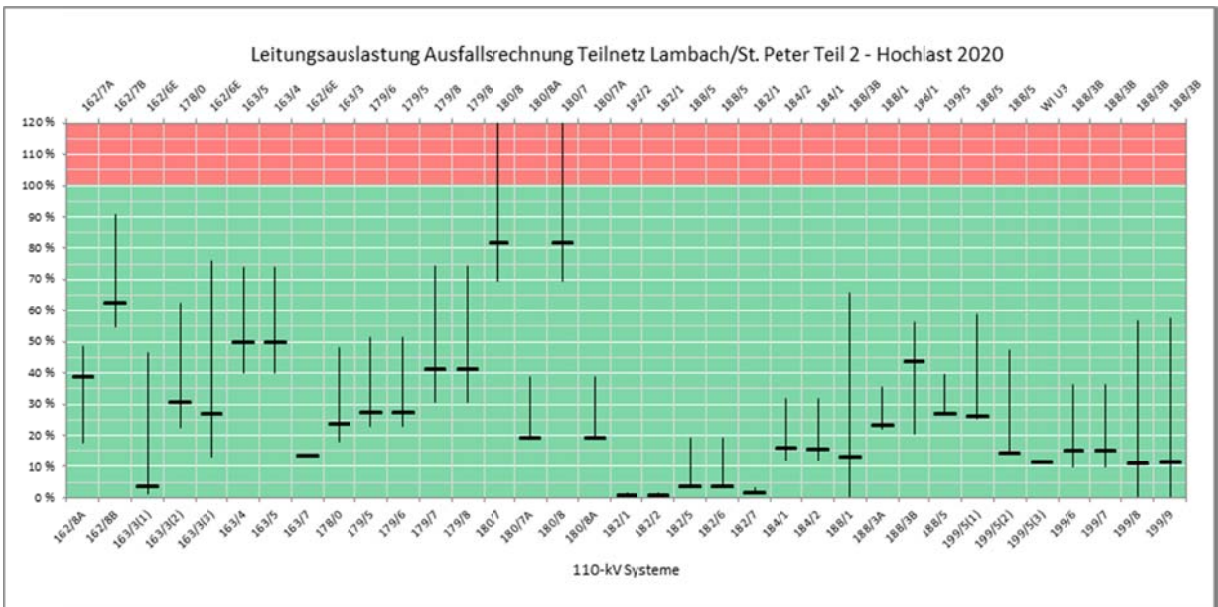
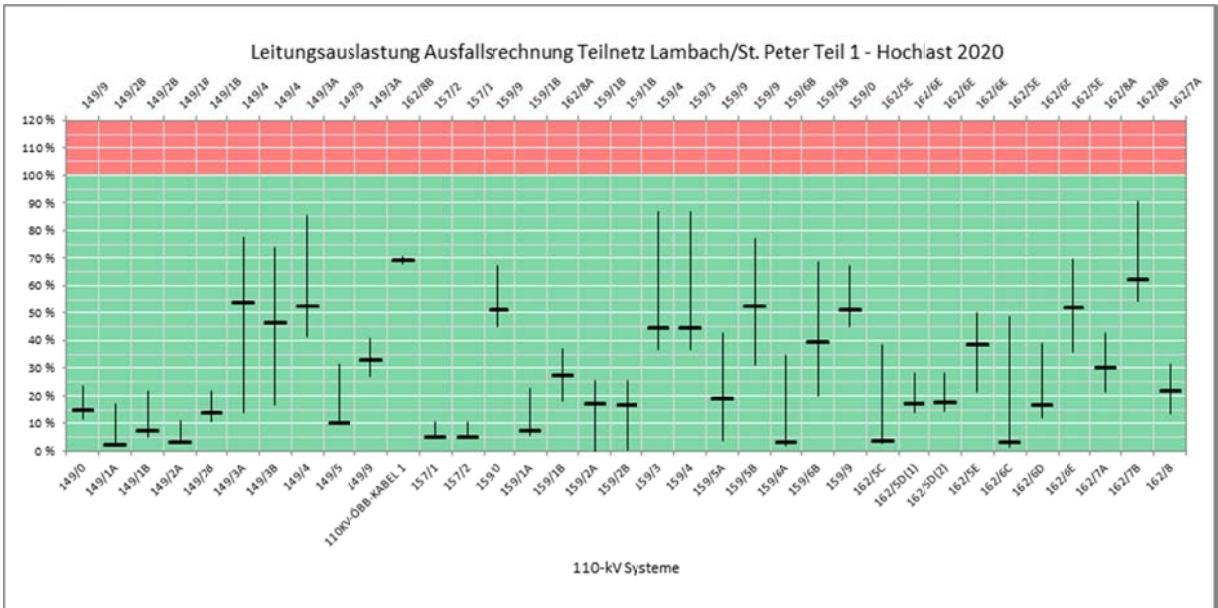


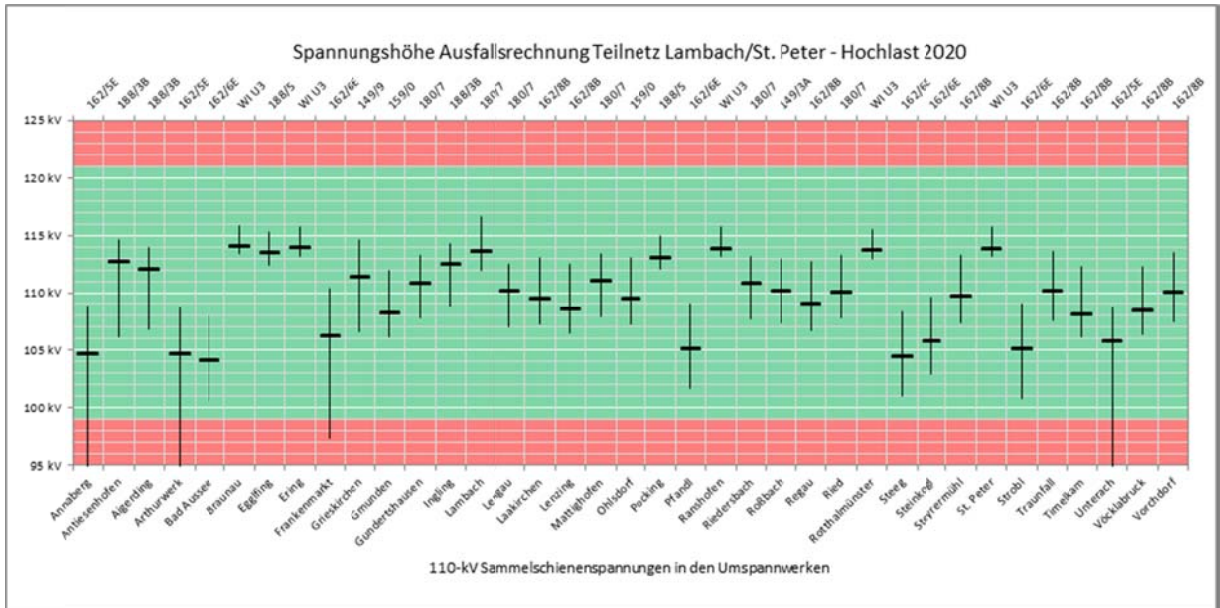


7.2 Zu 3.2 Lastflussentwicklung ohne Netzausbau

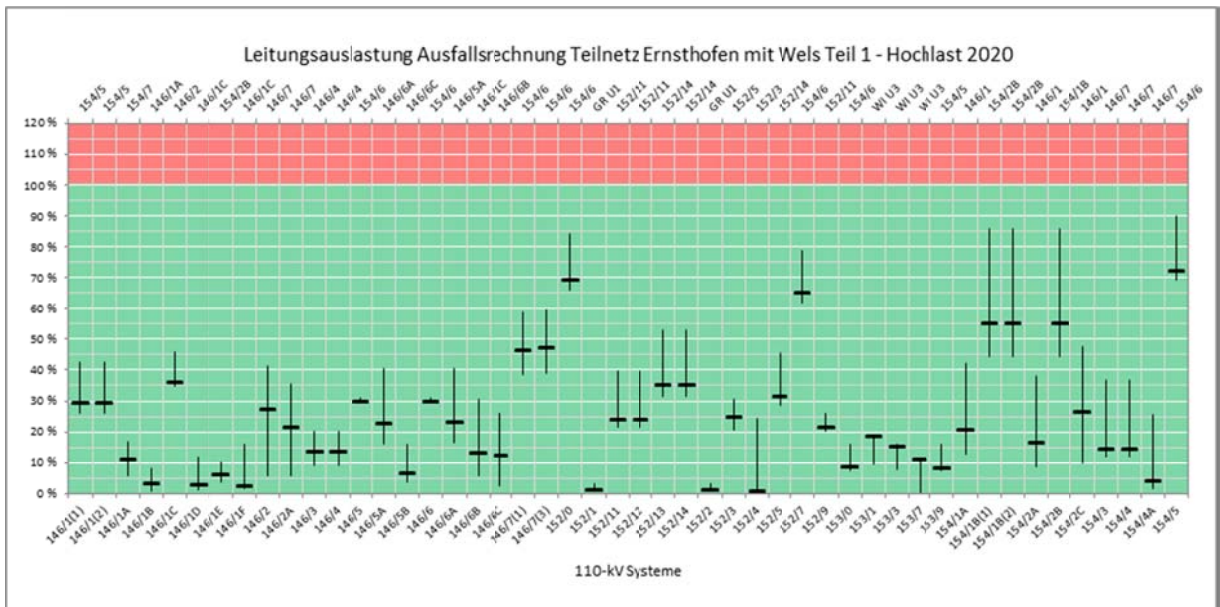
- Versorgungsgebiet Netzgebiet Wels in 110-kV-Teilnetz Ernsthofen geschalte Hochlastfall 2020

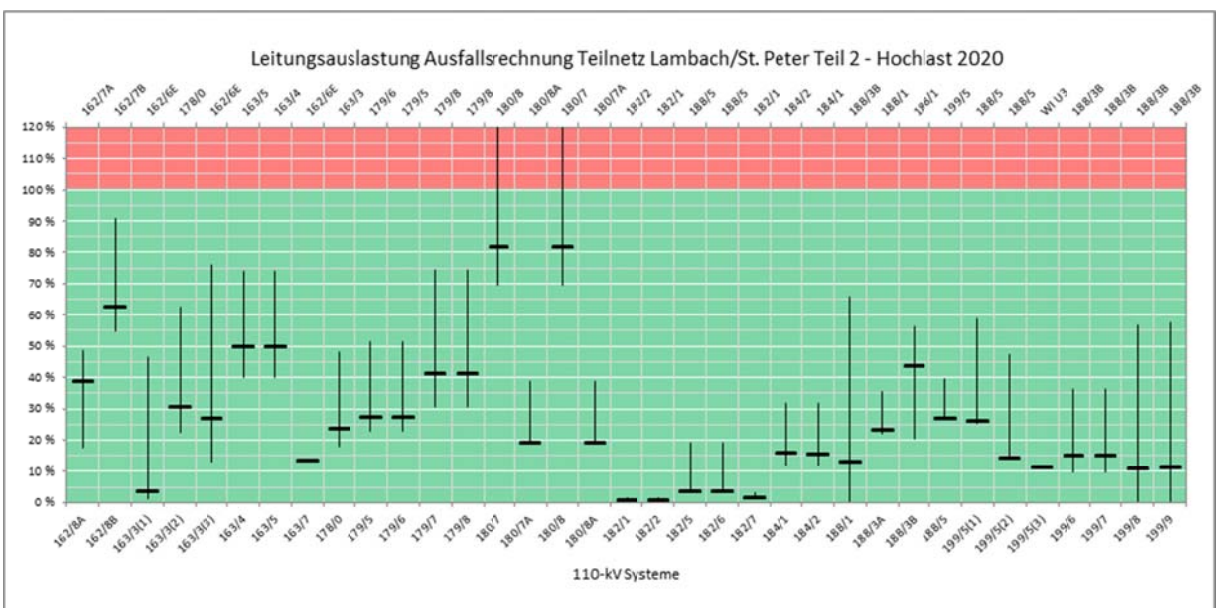
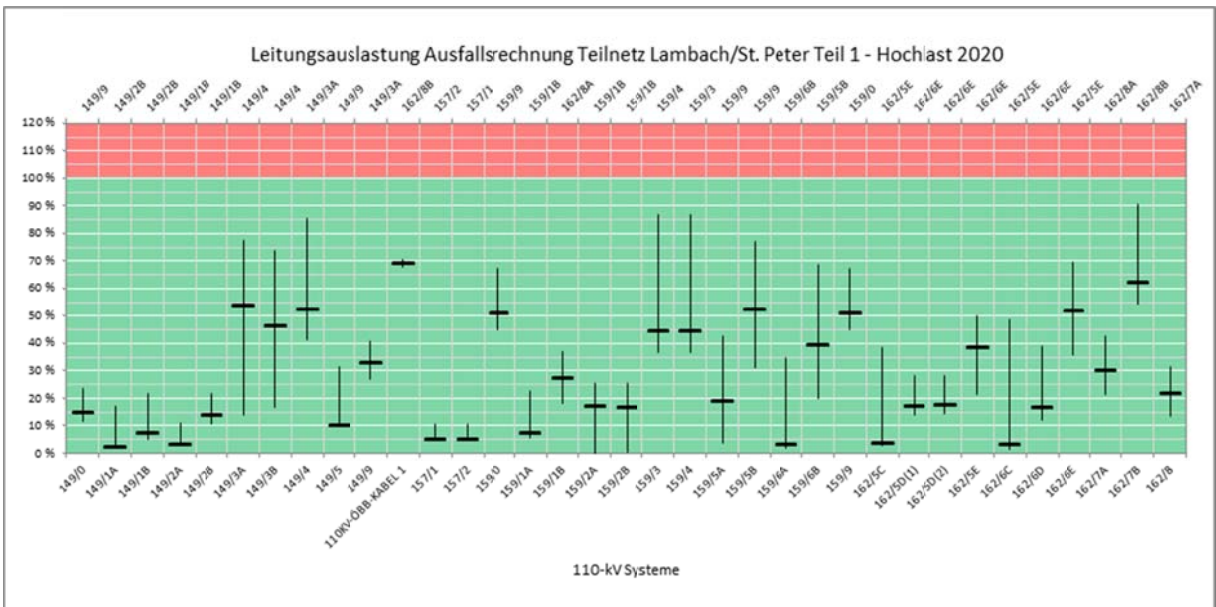
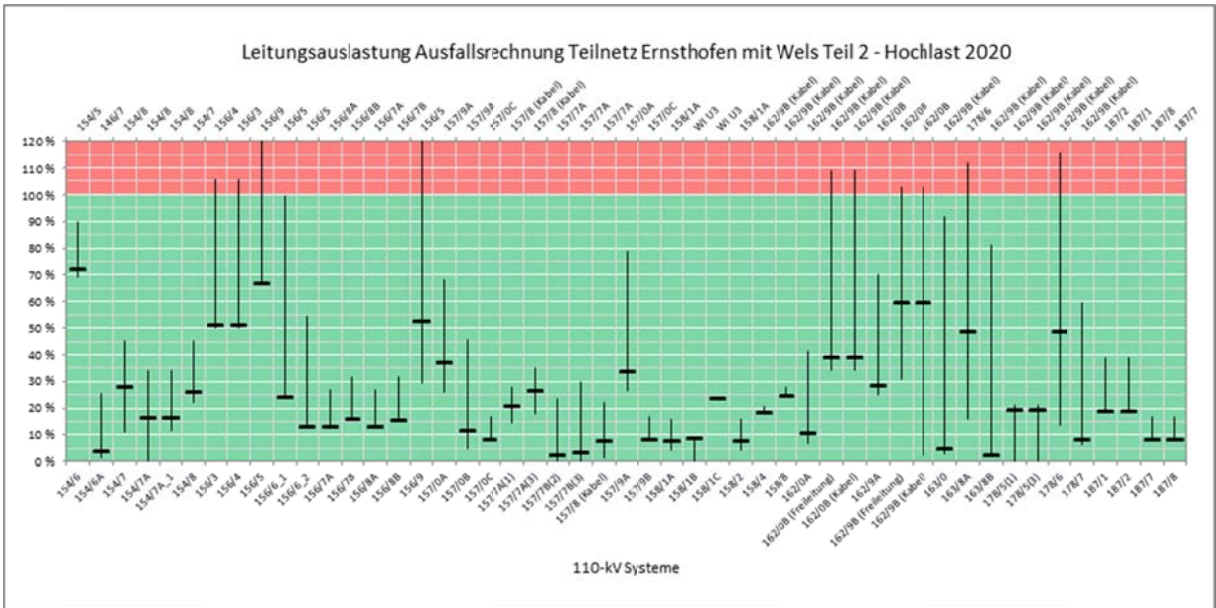


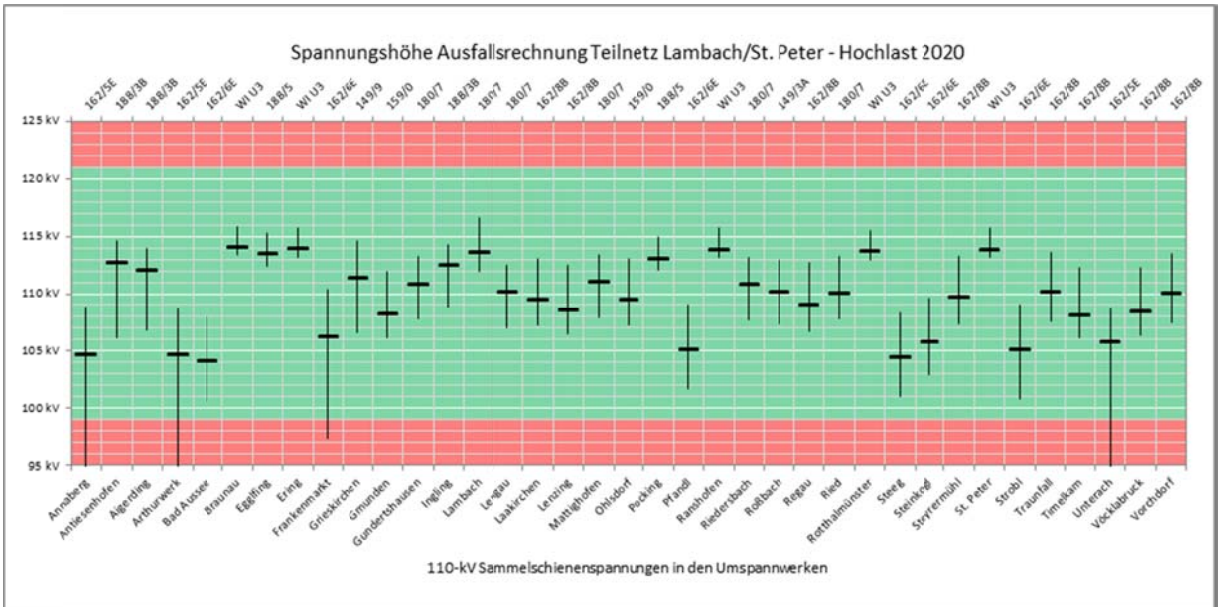
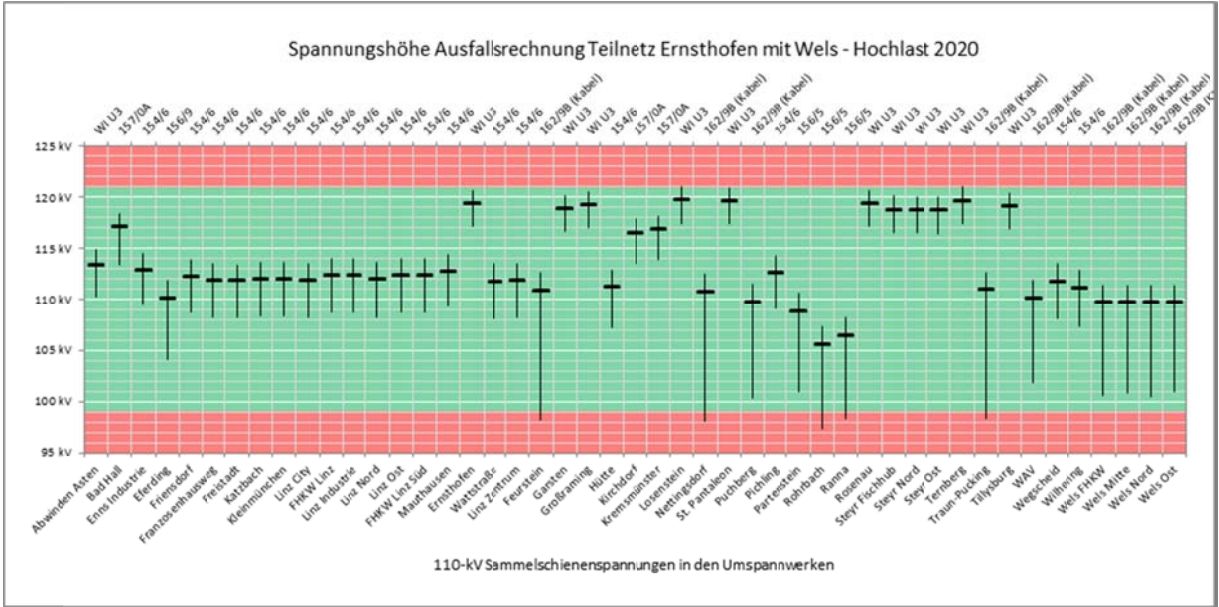


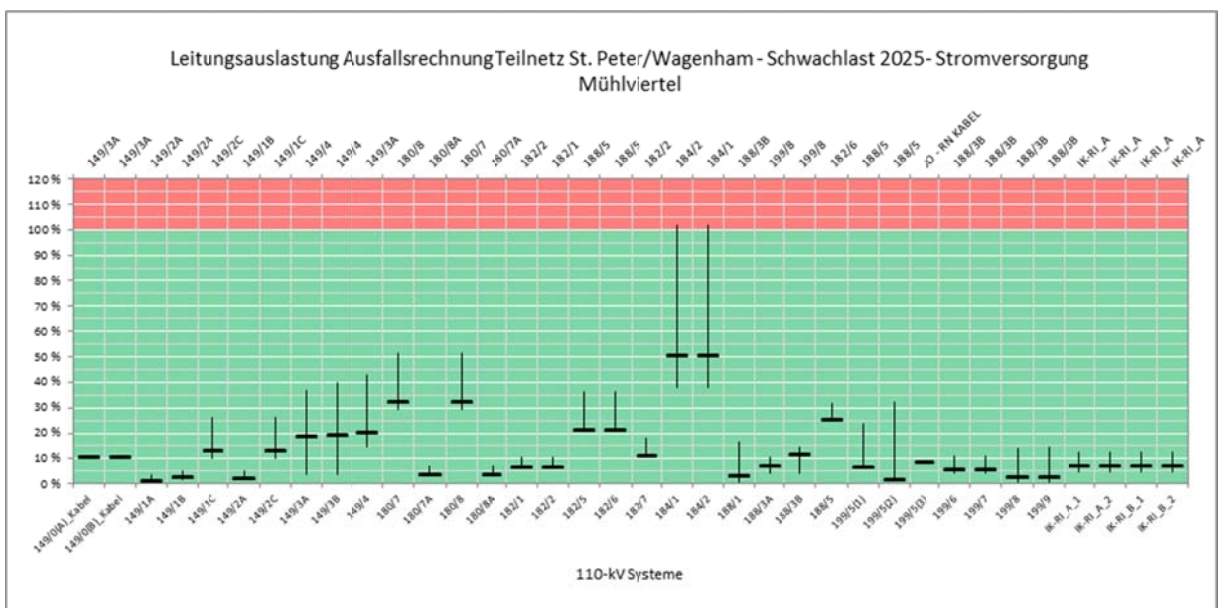
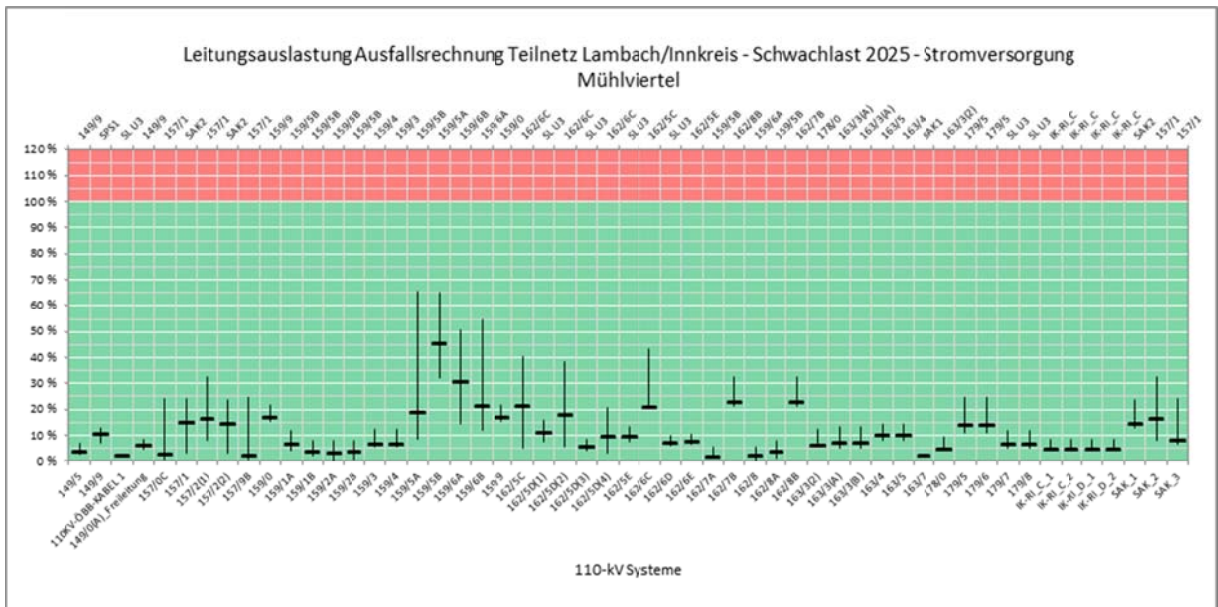
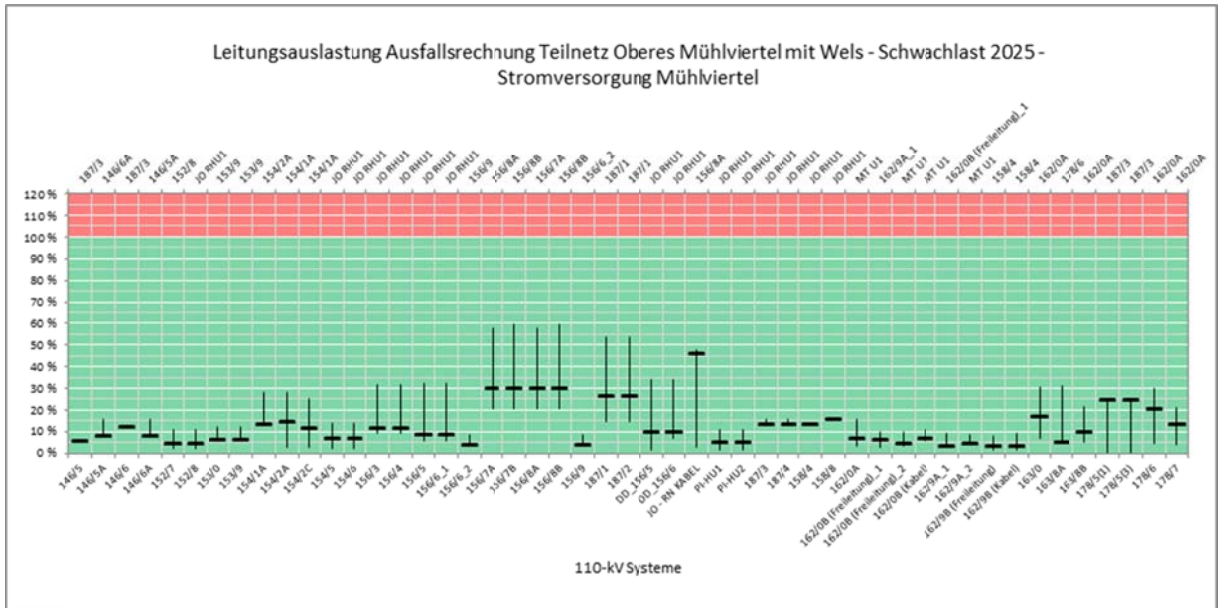


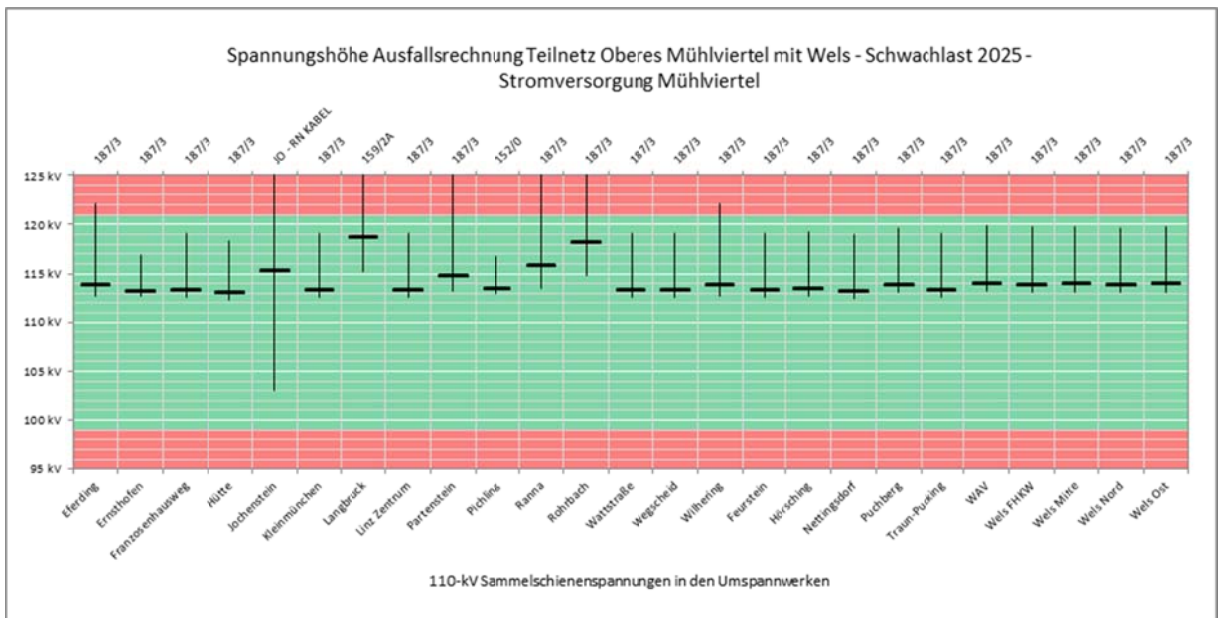
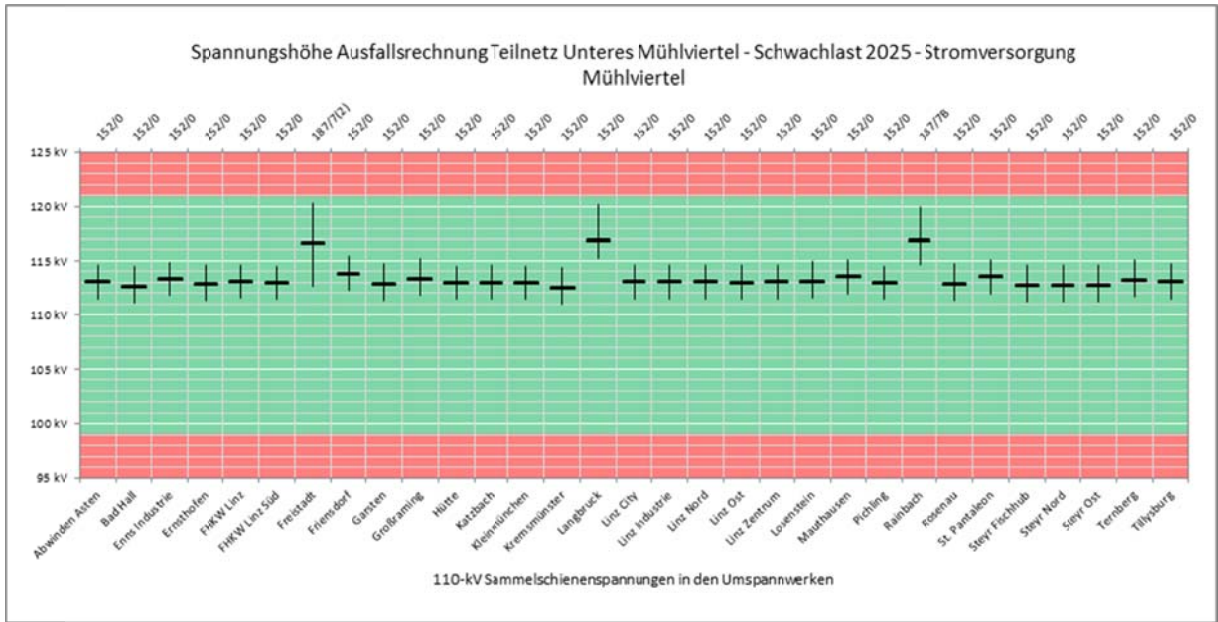
- Hochlastfall 2025:

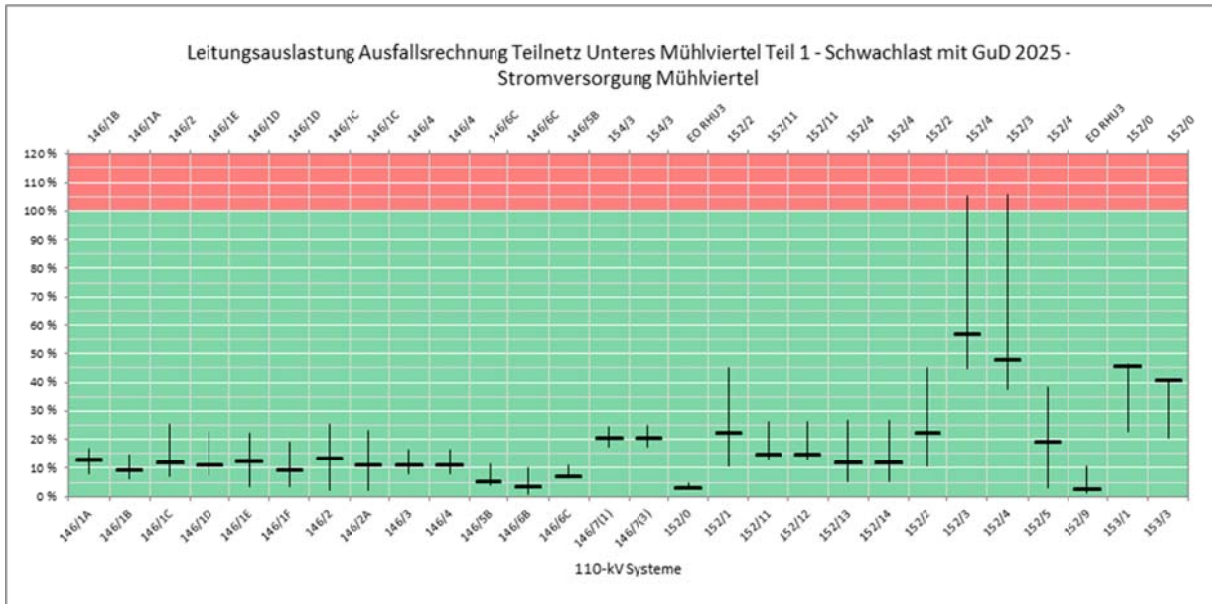
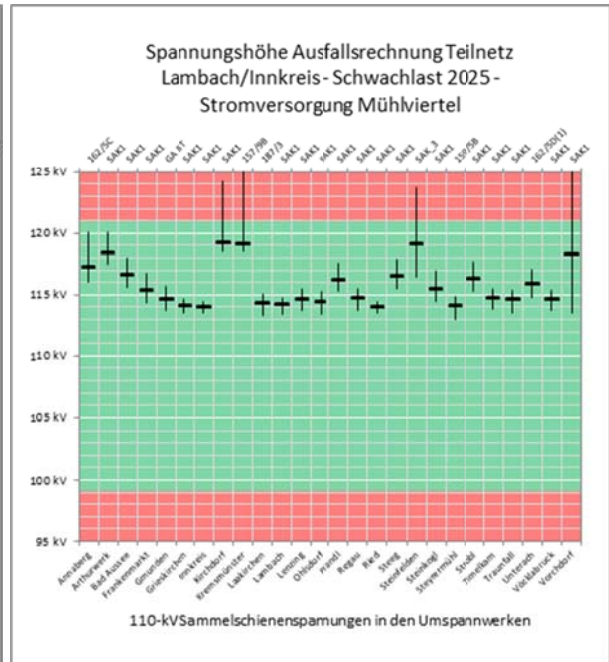
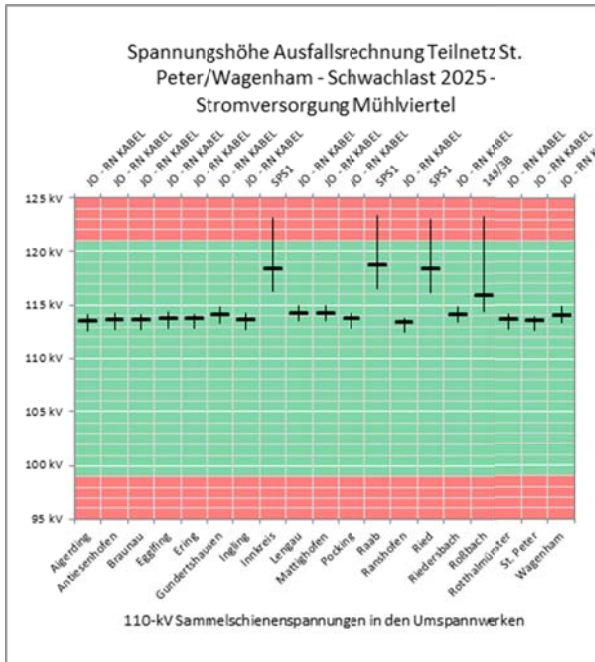


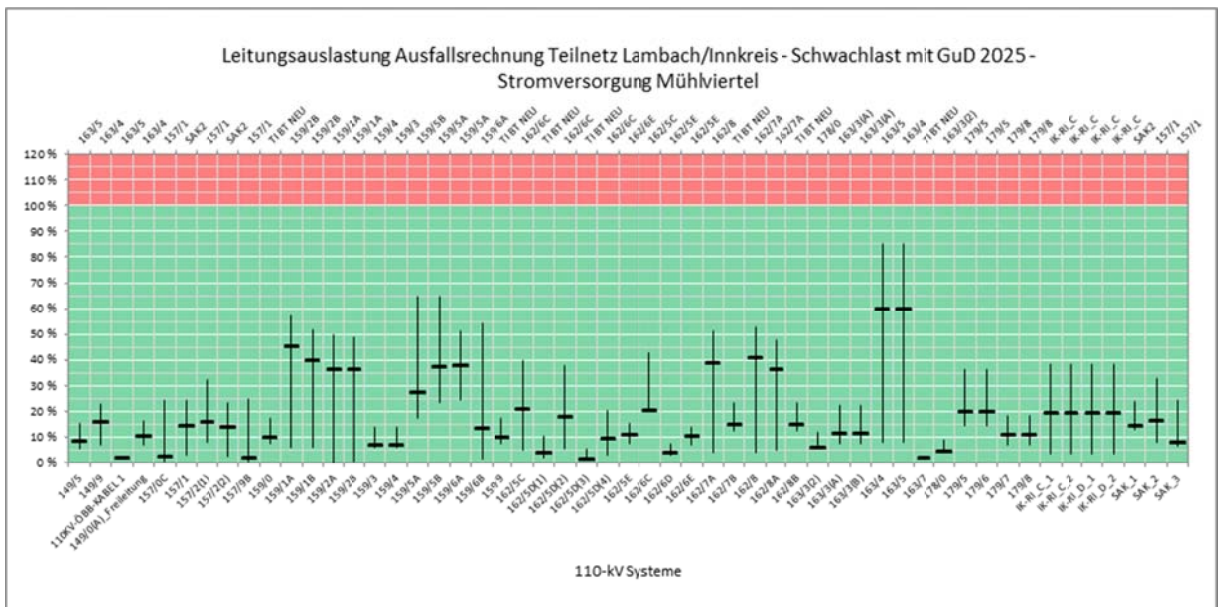
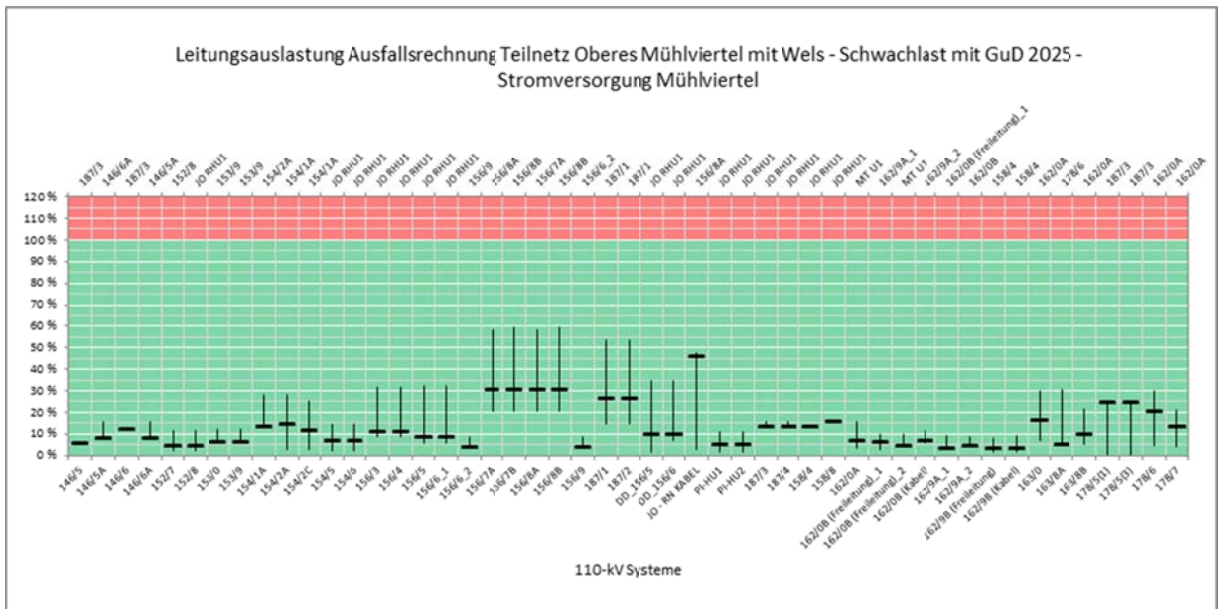
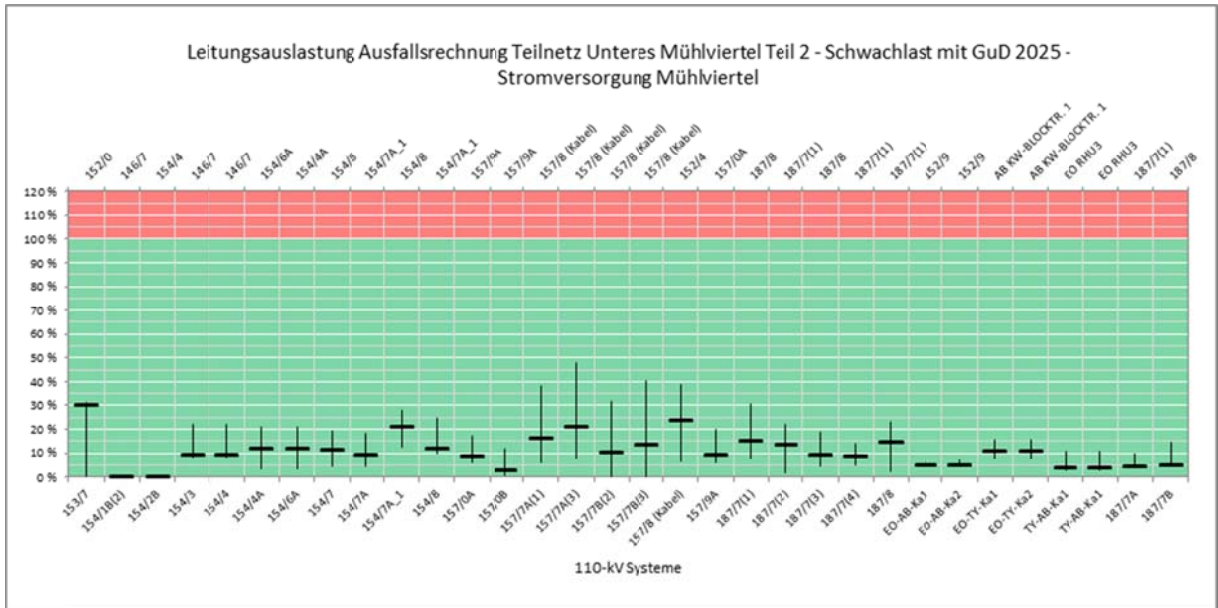


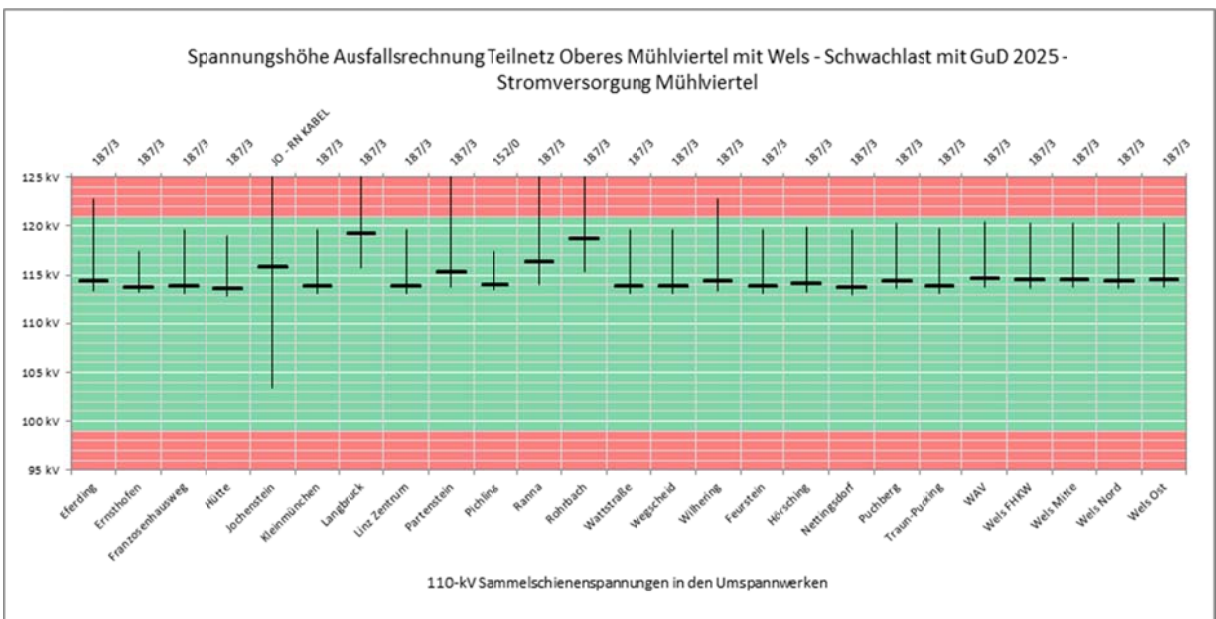
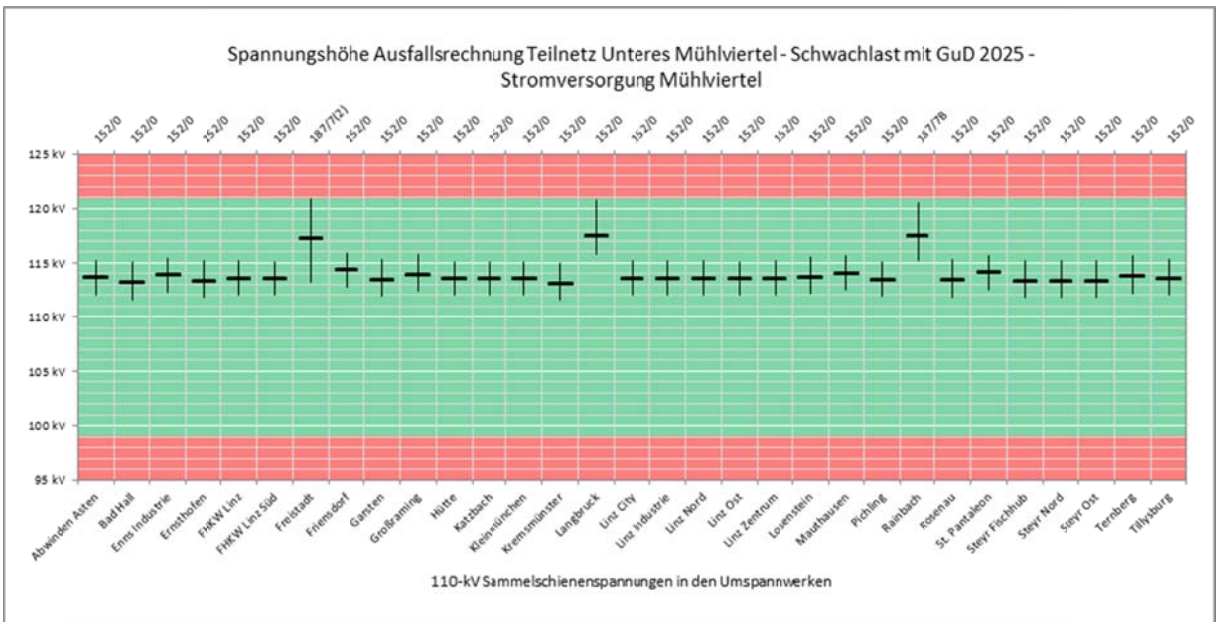
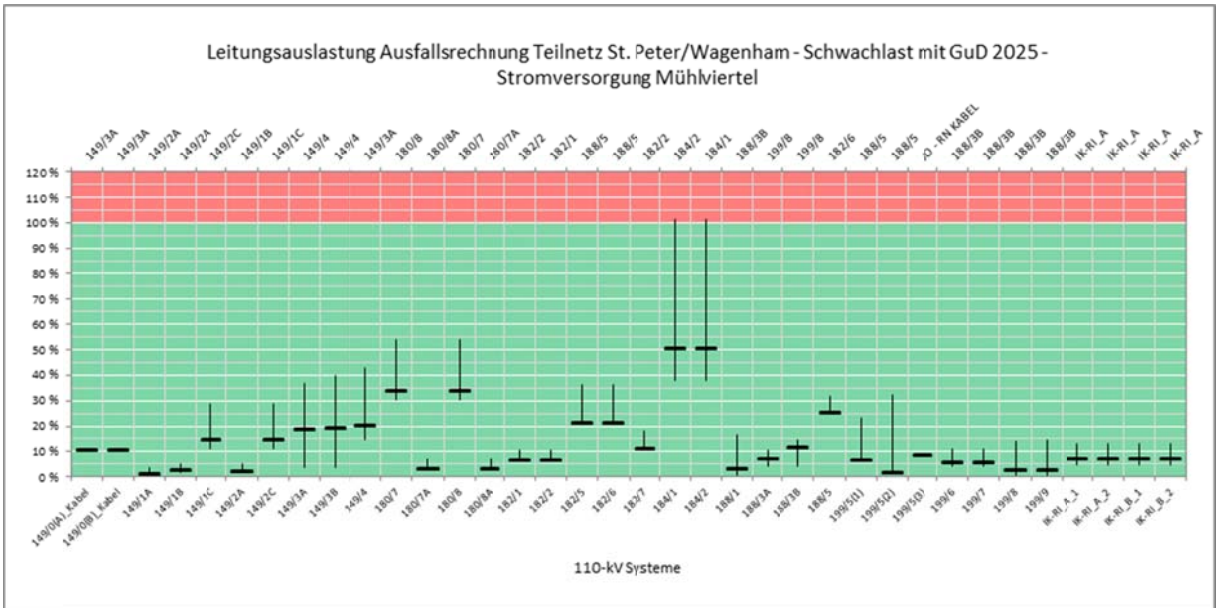


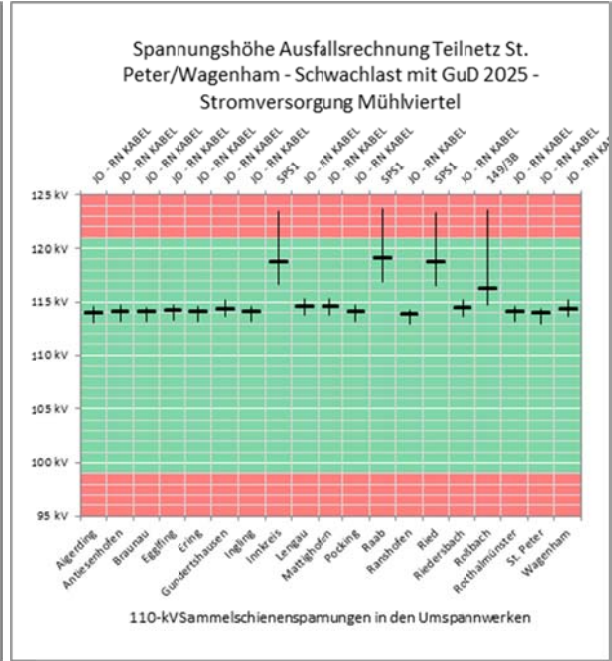
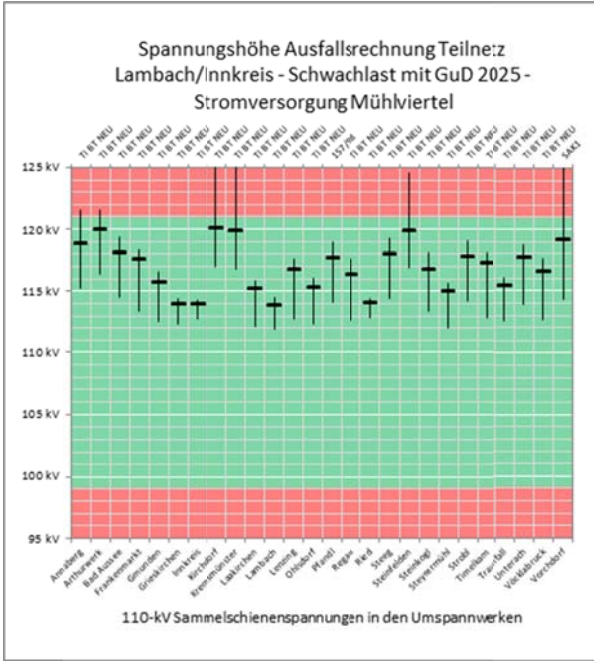












- Netzgebiet Wels aus 110-kV-Teilnetz Unteres Mühlviertel versorgt:

