

Technischer Bericht: Netzverträglichkeit von Erdkabeln im gelöscht betriebenen 110-kV-Netz in Oberösterreich

Dipl.-Ing. Dr. Andreas Abart¹, Dipl.-Ing. Helmut Köpplmayr²
Dipl.-Ing. Gernot Dobetsberger¹, Ing. Bernhard Gahleitner¹,
Ing. Klaus Wolkerstorfer pMSc¹, Ing. Wolfgang Leitner¹, Ing. Walter Niederhuemer²

Linz, Oktober 2018

¹ Netz OÖ GmbH

² Linz Netz GmbH

Inhaltsverzeichnis

1	ZUSAMMENFASSUNG	3
2	ZIELSETZUNG UND GRUNDLAGEN	4
3	ALLGEMEINES ÜBER BETRIEB UND BETRIEBSARTEN VON 110-KV-NETZE	5
4	BERECHNUNG DES KAPAZITIVEN ERDSCHLUSSTROMS	6
4.1	ERDSCHLUSSTROM KABEL	6
4.2	ERDSCHLUSSTROM FREILEITUNG	6
4.3	VERGLEICH DES KAPAZITIVEN ERDSCHLUSSTROMS ZWISCHEN KABEL UND FREILEITUNG	7
5	BETRIEBSWEISE GELÖSCHTES NETZ: LÖSCHGRENZE	7
5.1	PHYSIKALISCHE LÖSCHGRENZE	7
5.2	NETZGRÖßE	8
5.3	MAXIMALE NETZGRÖßEN IN ÖSTERREICH UND DEUTSCHLAND AUF GRUND DER NORMEN ZUR VERMEIDUNG UNZULÄSSIGER BEEINFLUSSUNGEN	8
5.3.1	MAXIMALE NETZGRÖßE FÜR DIE EINHALTUNG DER LÖSCHGRENZE LAUT ÖVE-B1/1976 [7]	8
5.3.2	MAXIMALE NETZGRÖßE FÜR DIE EINHALTUNG DER LÖSCHGRENZE LAUT DIN VDE 0845-6-2 (SEPTEMBER 2014) [8]	9
6	ERDUNGSANLAGEN	12
7	AUSWIRKUNG DER TEILNETZBILDUNG ENTSPRECHEND MASTERPLAN IM GELÖSCHT BETRIEBENEN 110-KV-NETZ IN OÖ AUF DIE NETZVERTRÄGLICHKEIT VON 110-KV-ERDKABELN	13
7.1	ZUSAMMENFASSENDES FAZIT BETREFFEND DIE AUSWIRKUNG DER TEILNETZBILDUNG AUF DIE EINSATZMÖGLICHKEITEN VON KABELN IM 110-KV-NETZ	18
8	SPANNUNGSQUALITÄT BEI VERSORGUNG AUS EINEM 110-KV-NETZ MIT DER BETRIEBSART „STARRE ERDUNG“	19
9	QUELLENVERZEICHNIS	20

1 Zusammenfassung

Das vorliegende Dokument erläutert gemäß dem Stand der Technik die technischen Grenzen der Netzverträglichkeit von Erdkabeln im gelöscht betriebenen 110-kV-Netz, bezogen auf den Stromnetz-Masterplan Oberösterreich 2026 [1] und den Trassenfindungsleitfaden [2]. Wesentliche Grundlage sind die „Wissenschaftlich-technische Netzstudie zur Bestimmung der Kabelreserve bei Netzausbauten im 110-kV-Netzteil Ernsthofen“ (2006) [4], ein Teil des 2010 von TU-Graz erstellten Gutachtens „110-kV-Leitungsverbindung Almtal-Kremstal“ [5] sowie die „Wissenschaftliche Grundsatzstudie - Löschverhalten von Erdschlusslichtbögen in erdschlusskompensierten Netzen“ (2012) [6].

In Österreich, wie auch fast überall in Europa werden regionale 110-kV-Verteilernetze auf Grund der besseren Spannungsqualität und Verfügbarkeit von Leitungen in der Betriebsart „gelöschtes Netz“ errichtet und betrieben. In dieser Betriebsart existieren technische Einschränkungen für die Verwendung von Erdkabeln, und daher erfolgt die Errichtung im Überlandbereich als Freileitung. Die Betriebsweise des 110-kV-Netzes und damit verbundene Parameter für Fehlersituationen können nur für alle betroffenen Netzbetreiber gemeinsam geändert werden.

Technische Grenzen eines gelöscht betriebenen 110-kV-Verteilnetzes

110-kV-Verteilnetze sind hinsichtlich der Löschung in Österreich nach OVE-B1/1976 [7] ausgelegt und werden aufeinander abgestimmt betrieben, um bei Bedarf, z.B. im Störfall, durch Zusammenschaltung sich gegenseitig auszuhelfen.

Laut DIN VDE 0845-6-2 [8] hat in Deutschland die Erfahrung gezeigt, dass die Jahrzehnte zuvor festgelegten Parameter für Fehlersituationen (Erdschlussreststrom 132 A), welche eine maximale Netzgröße von 1198 A (kapazitiver Erdschlussstrom) ergeben, in vermaschten 110-kV-Netzen höher (200 A) angesetzt werden können und daher maximal 1899 A zulässig sind. Zur Klassifizierung entsprechend DIN VDE 0845-6-2 [8] als ein „vermaschtes Netz“ oder „weitläufige Strahlennetz oder Netz mit sehr langen Stichtanbindungen“ gibt die Norm keine quantitativen Kriterien an.

Im Fall der Betrachtung des 110-kV-Netzes in Oberösterreich als ein „vermaschtes Netz“ würde die Kabelreserve je Teilnetz um etwa 22 Trassenkilometer (zweissystemig) vergrößert. Aber auch das wäre bei weitem nicht ausreichend, um in ländlichen Gebieten wie z.B. für die erforderlichen Leitungsverbindungen Rohrbach – Rainbach bzw. Vorchdorf – Kirchdorf an Stelle von Freileitungen, Kabel zu errichten. Die Topologie der Teilnetze im oberösterreichischen 110-kV-Netz weist an mehreren Stellen Stichtanbindungen auf, weshalb diese nicht als vermaschte Netze betrachtet werden.

Bei Erweiterung der Netzgröße wäre außerdem die Eignung der Erdungsanlagen und die Vereinbarkeit mit den energierechtlichen Bewilligungen der bestehenden Leitungsanlagen festzustellen. Diese sind grundsätzlich für die Netzgröße von 1198 A (Erdschlussreststrom 132 A) ausgelegt. Es ist zu prüfen, ob eine Netzgröße von 1899 A (Erdschlussreststrom 200 A) ohne nennenswerte Maßnahmen bei allen Masterdungen umsetzbar wäre.

Auswirkung der Teilnetzbildung auf die Kabelreserve

Entsprechend dem Stromnetz-Masterplan Oberösterreich 2026 [1] werden künftig zur Erhöhung der Leistungsfähigkeit und Erhöhung der Versorgungsqualität mehrere Teilnetze betrieben (siehe u.a. Projekt Nr. 4 Netzabstützung Zentralraum OÖ [1]). Die Kabelreserve eines Netzes wird durch Auftrennung in z.B. zwei Teilnetze zwar erhöht, aber nicht verdoppelt.

Die folgende Tabelle fasst die maximal zulässigen Netzgrößen zusammen.

Erdschlussreststrom	Maximale Netzgröße (kapazitiver Erdschlussstrom I_{CE})	maximale Länge Kabel (zweissystemig)	maximale Länge Freileitung (zweissystemig)
132 A	1198 A	37 km	2178 km
200 A	1899 A	59 km	3453 km

Die maximal zulässige Netzgröße bzw. der maximal zulässige Erdschlusslöschbedarf in einem Löschbezirk ist für alle zusammengeschalteten Leitungsabschnitte anzuwenden, wobei der Normalschaltzustand sowie alle betrieblich bedingten Zuschaltungen angrenzender Netzabschnitte bei der Auslegung berücksichtigt werden müssen.

Zum Beispiel muss die gesamte Strecke von Rainbach bis Rohrbach (als Kabel: ca. 1300 A kapazitiver Erdschlussstrom) in zwei geplanten Teilnetzen als überlappende Löschbezirke berücksichtigt werden.

Eine Erweiterung der Kabelreserve erfordert die Bildung weiterer Löschbezirke. Dafür würden Netzabstützungen aus dem Übertragungsnetz benötigt, das dafür mit zusätzlichen Leitungen und Umspannwerken auszubauen wäre. Aber auch im 110-kV-Netz sind zusätzlich Leitungsverbindungen erforderlich um die Versorgungszuverlässigkeit in jedem Teilnetz zu gewährleisten. Der Einsatz von Trenntransformatoren ist physikalisch grundsätzlich möglich, jedoch mit hohem Aufwand verbunden.

Alternativen zum gelöschten Netz

Die Betriebsweise „gelöschtes Netz“ hat erhebliche betriebliche Vorteile und ergibt eine bessere Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität. Dies ist vor allem für Gewerbe- und Industriebetriebe zur störungsfreien Produktion wesentlich. Eine Abkehr von der Betriebsweise „gelöschtes Netz“ für das gesamte oberösterreichische 110-kV-Netz würde umfangreiche Studien und technische Maßnahmen bei allen Netzbetreibern erfordern. Ebenso benötigen Gewerbe- und Industriebetriebe Maßnahmen zur Vermeidung von Produktionsausfällen bei schlechterer Spannungsqualität.

Fazit

Der für die Sicherstellung der elektrischen Energieversorgung erforderliche Netzausbau entsprechend dem Stromnetz-Masterplan Oberösterreich 2026 [1] ist unter Berücksichtigung der geplanten Teilnetzbildung vornehmlich als Freileitung auszuführen. Das gilt für die seit Jahrzehnten angewandte Begrenzung des Erdschlussreststromes in gelöschten Netzen auf 132 A ebenso wie für die in Deutschland entsprechend DIN VDE 0845-6-2 [8] für vermaschte Netze Grenze des Erdschlussreststroms von 200 A (weitläufige Strahlennetze oder lange Stichleitungen 132A). Die gegebenen Kabelreserven werden für jene Abschnitte benötigt, die entsprechend dem Trassenfindungsleitfaden [2] eine Kabelführung erfordern. Der Einsatz von Erdkabeln muss somit, wie bisher sorgsam geplant werden und ist daher vor allem auf dicht verbaute Gebiete bzw. kurze Strecken in ökologisch sensiblen Gebieten zu beschränken.

2 Zielsetzung und Grundlagen

Das 110-kV-Verteilernetz für den Raum Oberösterreich wird von Netz Oberösterreich, Linz Netz GmbH, Wels Strom und APG betrieben. Die durch die Lastentwicklung erforderlichen Ausbaumaßnahmen wurden in Abstimmung mit dem Land Oberösterreich aufbauend auf den Netzentwicklungsplan des Übertragungsnetzes der APG im Stromnetz-Masterplan OÖ 2026 [1] festgelegt. Darin enthalten sind auch neue 110-kV-Leitungsverbindungen. Diese dienen der Versorgung von Lastschwerpunkten in den Mittelspannungsnetzen, die dadurch entlastet werden,

der Verbesserung der Versorgungssicherheit sowie der Stärkung der Netzinfrastruktur für künftige Herausforderungen. Dadurch kann die Versorgung auch im Fall von Instandhaltungsarbeiten ebenso wie bei schweren Schäden, wie sie z.B. durch Witterungseinflüsse eintreten können, im vollen Umfang gewährleistet werden.

Wie auch im bestehenden Netz, werden die neu zu errichtenden 110-kV-Leitungen für kurze Strecken im urbanen Bereich oder in ökologisch sensiblen Bereichen als Kabel und im ländlichen Bereich über längere Strecken als Freileitung projektiert. Die im Trassenfindungsleitfaden [3] definierten Kriterien und Entscheidungsverfahren sind Grundlage für die Feststellung von Voraussetzungen, die eine alternative Trasse oder die Ausführung als Kabel erfordern. Darüber hinaus wird in der Leitungsprojektierung von Anrainern mehrfach die Ausführung als Kabel gefordert.

Das vorliegende Dokument beschreibt die grundlegenden technischen Grenzen für den Anteil an Kabelstrecken die sich aus der Betriebsart „gelöschtes Netz“ ergeben. Weitere Themen wie die z.B. die längere Reparaturdauer, die geringere Lebensdauer sowie die wesentlich höheren Kosten sind nicht Gegenstand dieses Dokumentes.

3 Allgemeines über Betrieb und Betriebsarten von 110-kV-Netzen

Einer der wesentlichen Aspekte bei der Auslegung elektrischer Netze ist die zuverlässige Versorgung auch im Fall von Störungen durch Witterungseinflüsse, technische Gebrechen von Betriebsmitteln oder Fremdeinwirkung wie Bagger, Baukräne und Ähnliches.

In diesen Fällen kommt es zu einem Kurzschluss zwischen einem Phasenseil und Erde (einpoliger Fehler) oder auch zwischen den Phasenseilen (mehrpoliger Fehler). Wenn während des Kurzschlusses hohe Kurzschlussströme auftreten, ergeben sich Einbrüche in der Versorgungsspannung, die bei einigen Kunden zu Störungen von Antrieben und Steuerungssystemen führen können. Durch unverzügliche Abschaltung des fehlerbehafteten Leitungstückes durch entsprechende Schutzeinrichtungen wird die Dauer des Fehlers begrenzt. Ein hoher Fehlerstrom ist für die Betriebsmittel des Netzes belastend und kann Schäden verursachen. Der Fehlerstrom im Fall des einpoligen Kurzschlusses hängt davon ab, wie der Sternpunkt des Netzes beschaltet ist und wie hoch die Leiter-Erde-Kapazitäten sind.

Ohne Erdung des Sternpunkts kann für den Fall des einpoligen Fehlers der Erdschlussstrom über die Fehlerstelle auf den sich durch die elektrische Kapazität zwischen Phasenleiter und Erde ergebenden Strom reduziert werden. Für das Ausmaß der elektrischen Kapazität zwischen Phasenleiter und Erde und den damit verbundenen Strom im Fall des Erdschlusses ist der Anteil an Erdkabeln im Netz wesentlich bestimmend.

Durch Spulen im Sternpunkt, nach dem Erfinder benannte Petersen-Spulen, besteht bis zu einem bestimmten Ausmaß die Möglichkeit den kapazitiven Fehlerstrom soweit zu kompensieren, dass durch Überschläge ausgelöste Lichtbogen-Erdkurzschlüsse von alleine verlöschen, kaum Schäden an den Ein- und Austrittsstellen des Lichtbogens auftreten und bei direktem Kontakt (Erdschluss) bis zur Erkennung des Fehlerorts der Leitungsabschnitt weiter betrieben werden kann. Diese Betriebsart wird als „gelöschtes Netz“ bezeichnet. Im Fall des einpoligen Fehlers ergibt sich für aus diesem 110-kV-Netz und nachfolgenden Mittel- und Niederspannungsnetzen versorgten Kunden kein Spannungseinbruch.

4 Berechnung des kapazitiven Erdschlussstroms

Der kapazitive Strom im Erdschlussfall wird durch die elektrische Kapazität zwischen Phase und Erde bestimmt. Eine elektrische Kapazität ergibt sich aus zwei elektrisch leitfähigen Flächen zwischen denen ein nicht-leitendes Medium liegt. Die Einflussgrößen für das Ausmaß der elektrischen Kapazität sind: die Größe der Flächen, der Abstand zwischen den Flächen und die Eigenschaften des Materials zwischen den Flächen. Je größer die Flächen und je geringer der Abstand umso höher wird die Kapazität. Durch Isolierstoffe, wie sie bei Kabeln benötigt werden, erhöht sich die aus den Flächen und Abständen für Kabel resultierende Kapazität zusätzlich. Für die Bestimmung des maximalen kapazitiven Erdschlussstroms in einem 110-kV-Netz werden die Beiträge von allen Kabel- und Freileitungsabschnitten addiert. Die Berechnung des kapazitiven Erdschlussstroms I_{CE} ergibt sich aus der Summe aller Kapazitäten zwischen Phasenleiter und Erde C_E , der Frequenz f , und der Bemessungsspannung U_B .

$$I_{CE} = 3 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_E \cdot \frac{U_B}{\sqrt{3}}$$

In Netzen mit der Betriebsart „gelöshtes Netz“ wird der kapazitive Erdschlussstrom als Erdschlusslöschbedarf bezeichnet.

4.1 Erdschlussstrom Kabel

Bei einem Kabel ist der kapazitive Erdschlussstrom zwischen einsystemiger und zweisystemiger Ausführung exakt mit dem Faktor 2 gegeben.

Die Kabeltype NA2XSFL2Y 1600/95 RM (Standard bei Netz OÖ) weist eine spezifische Kapazität von 0,24 $\mu\text{F}/\text{km}$ auf und ergibt daher pro Kilometer einen Beitrag zum kapazitiven Erdschlussstrom von 16 A.

Dadurch ergibt sich bei zweisystemiger Ausführung (übliche Ausführung bei Projekten) ein Beitrag zum kapazitiven Erdschlussstrom von 32 A/km Trassenlänge.

4.2 Erdschlussstrom Freileitung

Bei einer Freileitung ist der kapazitive Erdschlussstrom zwischen einsystemiger und zweisystemiger Ausführung wegen des gemeinsamen Erdseils nicht mit dem Faktor 2 gegeben.

Z.B. liegt bei der Doppelleitung der Faktor zwischen den Betriebszuständen „beide Systeme in Betrieb“ und „ein System ausgeschaltet und geerdet“ im Bereich von 1,3 – bis 1,5.

Deshalb wird für die Gegenüberstellung Kabel zu Freileitung auch bei der Freileitung die zweisystemige Ausführung (wie beim Kabel ist das die übliche Ausführung bei Projekten) verwendet.

Der kapazitive Erdschlussstrom einer Freileitung ist auch vom Mastkopfbild abhängig. Bei der zweisystemigen Ausführungen liegt die Leiter-Erde-Kapazität bei etwa 0,01 $\mu\text{F}/\text{km}$ und der kapazitive Erdschlussstrom variiert zwischen 0,5 A/km und 0,6 A/km Trassenlänge.

Im Durchschnitt ergibt sich daher bei zweisystemiger Ausführung ein kapazitiver Erdschlussstrom von 0,55 A/km Trassenlänge.

4.3 Vergleich des kapazitiven Erdschlussstroms zwischen Kabel und Freileitung

Bei zweisystemiger Ausführung von Kabelstrecken beträgt der kapazitive Erdschlussstrom zu 32 A/km gegenüber dem kapazitiven Erdschlussstrom zweisystemiger Freileitungen zu 0,55 A/km. Daraus ergibt sich das Verhältnis der spezifischen Erdschlussströme zwischen Kabel und Freileitung: $I_{Ce,Kabel}/I_{Ce,Freileitung} \sim 58$.

Das bedeutet bei zweisystemiger Ausführung erreichen bereits 17 km Trassenlänge Kabel den gleichen kapazitiven Erdschlussstrom, wie 1000 km Freileitung.

Zu beachten ist, dass Kabelstrecken im Allgemeinen auf Grund der Geländeeigenschaften länger sind.

5 Betriebsweise gelöschtes Netz: Löschgrenze

5.1 Physikalische Löschgrenze

Die physikalische Löschgrenze ist gegeben durch den maximal zulässigen Erdschlussreststrom, bei dem ein Erdschluss in Form eines Lichtbogenfehlers selbstständig, rasch und sicher verlöscht. Diesen kurzzeitigen Fehler bezeichnet man als Erdschlusswischer. Die physische Löschgrenze für den Erdschlussreststrom I_{Rest} hängt von vielen Faktoren (Wattreststrom I_W , Verstimmungsstrom I_V , Oberschwingungsstrom I_{OS} , ...) ab und es ist daher nicht möglich, einen gesicherten Wert zu nennen. Siehe dazu auch eine Studie von TU-Graz: *Wissenschaftliche Grundsatzstudie - Löschverhalten von Erdschlusslichtbögen in erdschlusskompensierten Netzen (2012) [6]*

Für den Erdschlussreststrom sind folgende Ströme relevant:

- Wirkstromanteil (I_W): Dieser wird üblicher Weise durch den Dämpfungsfaktor des Netzes bestimmt – typischer Wert: 2% von I_{CE}
- Verstimmungsstrom (I_V): Dieser Strom ergibt sich aus dem Verstimmungsgrad des Netzes. Bei Abstimmung auf Resonanz (Verstimmungsgrad =0), wäre der Verstimmungsstrom auch 0 A. In der Praxis werden die Netze jedoch nicht auf Resonanz abgestimmt, sondern auf eine geringe Über- oder Unterkompensation (einige %). Man kann die Kompensation auch auf einen fixen Verstimmungsstrom einstellen. Die 110-kV-Netze Oberösterreichs werden standardmäßig mit einem Wert von 50 A überkompensiert betrieben. Für die Berechnung der maximalen Netzgröße werden daher 2% Dämpfung und 50A Überkompensation angesetzt.
- Oberschwingungsstrom (I_{OS}): Oberschwingungsanteil im kapazitiven Erdschlussstrom. Dieser beträgt typisch 10% des kapazitiven Erdschlussstroms (dieser Wert wurde auch durch Erdschlussversuche bei Netz OÖ bestätigt)

Der Erdschlussreststrom eines kompensierten Netzes errechnet sich aus dem Dämpfungsstrom I_W , dem Verstimmungsstrom I_V und dem Oberschwingungsstrom I_{OS} .

$$I_{Rest} = \sqrt{I_W^2 + I_V^2 + I_{OS}^2}$$

Die Erfahrung in **Österreich** zeigt, dass in realen 110-kV-Netzen die Löschfähigkeit bei einem Erdschlussreststrom von bis zu **132 A nach ÖVE-B1/1976 [5]** jedenfalls gegeben ist. Die bestehenden Leitungsanlagen sind energierechtlich für den Betrieb in einem Netz entsprechend diesem Wert nach ÖVE-B1/1976 genehmigt und ausgelegt.

In **Deutschland** hat laut der Norm **DIN VDE 0845-6-2 [6]** die Erfahrung gezeigt, dass in vermaschten 110-kV-Netzen auch Erdschlussrestströme **bis 200 A** zugelassen werden können (Für

den **Sonderfall** eines weitläufigen Strahlennetzes bzw. sehr lange Stichtanbindungen werden ebenfalls **132 A** angegeben). Allerdings sind in Deutschland laut dieser Norm im Gegensatz zur ÖVE-B1 auch die Oberschwingungsströme zusätzlich zu berücksichtigen.

5.2 Netzgröße

Als Maß für die Netzgröße wird der kapazitive Erdschlussstrom gewählt. Dieser ergibt sich aus den im Netz vorhandenen Längen von Freileitungen und Kabeln

$$I_{CE,max} = I'_{CE, Freileitung} \times \text{Länge}_{Freileitung} + I'_{CE, Kabel} \times \text{Länge}_{Kabel},$$

$$I'_{CE, Freileitung} = 0,55 \text{ A/km},$$

$$I'_{CE, Kabel} = 32 \text{ A/km}.$$

Für die Berechnung der maximalen Netzgröße werden 2% Dämpfung und 50 A Überkompensation sowie ein Oberschwingungsstrom von 10% angesetzt.

5.3 Maximale Netzgrößen in Österreich und Deutschland auf Grund der Normen zur Vermeidung unzulässiger Beeinflussungen

5.3.1 Maximale Netzgröße für die Einhaltung der Löschgrenze laut ÖVE-B1/1976 [7]

Nach der österreichischen Vorschrift ÖVE-B1/1976 kann unterhalb des als Löschgrenze bezeichneten, von der Nennspannung eines Netzes abhängigen Schwellwerts für den Erdschlussstrom (Erdschlussreststrom in Netzen mit der Betriebsart „gelöschtes Netz“) die Prüfung von Gefährdungs- und Störungsmöglichkeiten durch Beeinflussung im Fall eines Doppelerdschlusses entfallen.

In dieser Norm werden in der Tabelle 22-2 Werte für die Löschgrenze angeführt (Seite 18):

Tab. 22-2. *Löschgrenze von Starkstromnetzen*

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Nennspannung des Netzes kV		3...20	25	30	45	60	110	150
2	Erdschlußreststrom bzw. Erdschlußstrom, A.	Tabelle a	60	63	67	78	90	132	180
3	Maßgebend ist die Grundwelle	Tabelle b	35	37	40	50	60	—	—

Tabelle a für Netze mit Erdschlußkompensation; für Kabelnetze bis 20 kV Nennspannung mit kleinen Freileitungsanteilen gilt Tabelle a auch bei isoliertem neutralem Punkt, Tabelle b für Netze mit isoliertem neutralem Punkt.

Diese Festlegung schließt nicht aus, daß in Einzelfällen höhere Werte zugelassen werden können, wenn die Löschfähigkeit des Netzes nachgewiesen wird.

Diese in Tabelle 22-2 angegebene „Löschgrenze“ von 132 A wird über die Beeinflussung hinaus seit Jahrzehnten für die Auslegung des Netzes in den folgende Bereichen als Grundlage verwendet:

- Nachweis für die Einhaltung der Berührungsspannung (Maste)
Erdschlussreststrom 132A
- Löschfähigkeit eines Lichtbogens
Erdschlussreststrom 132A

Zum Zeitpunkt der Normerstellung ÖVE-B1 und Jahrzehnte danach wurde entsprechend dem Stand der Technik der Oberschwingungsanteil nicht implizit berücksichtigt. Stattdessen wurde in der Praxis der Erdschlussreststrom mit 10% des kapazitiven Erdschlussstromes angesetzt.

$$I_{Rest} = I_{CE} * 10\%$$

Dementsprechend wurde die maximale Netzgröße mit

$$I_{CE} = \frac{I_{Rest}}{10\%} = \frac{132}{10\%} = 1320 A$$

festgelegt.

Mit den heutigen Kenntnissen über Oberschwingungsanteile ($I_{OS}=10\%$ von I_{CE}) im Reststrom und der Möglichkeit einen fixen Verstimmungsstrom ($I_V=50A$) vorzugeben kann der Reststrom wie folgt berechnet werden.

$$I_{Rest} = \sqrt{I_W^2 + I_V^2 + I_{OS}^2} = \sqrt{(0,02 \times 1320 A)^2 + (50 A)^2 + (0,1 \times 1320 A)^2} = 144 A$$

Mit dem fixen Verstimmungsstrom von 50A und der Dämpfung von 2% ergibt sich ein Grundschwingungsstrom von:

$$I_{Rest(50Hz)} = \sqrt{I_W^2 + I_V^2} = \sqrt{(0,02 \times 1320 A)^2 + (50 A)^2} = 56,5 A$$

Damit ist das Freistellungskriterium der ÖVE-B1 hinsichtlich Beurteilung von Doppelerdschlüssen eingehalten. Der Reststrom (inkl. OS-Anteile) mit 144A liegt leicht über den bisherigen Annahmen von 132A für den Nachweis der Einhaltung der Berührungsspannung. Demnach dürfte die maximale Netzgröße anstatt $I_{CE}=1320 A$ nur $I_{CE}=1198 A$ betragen.

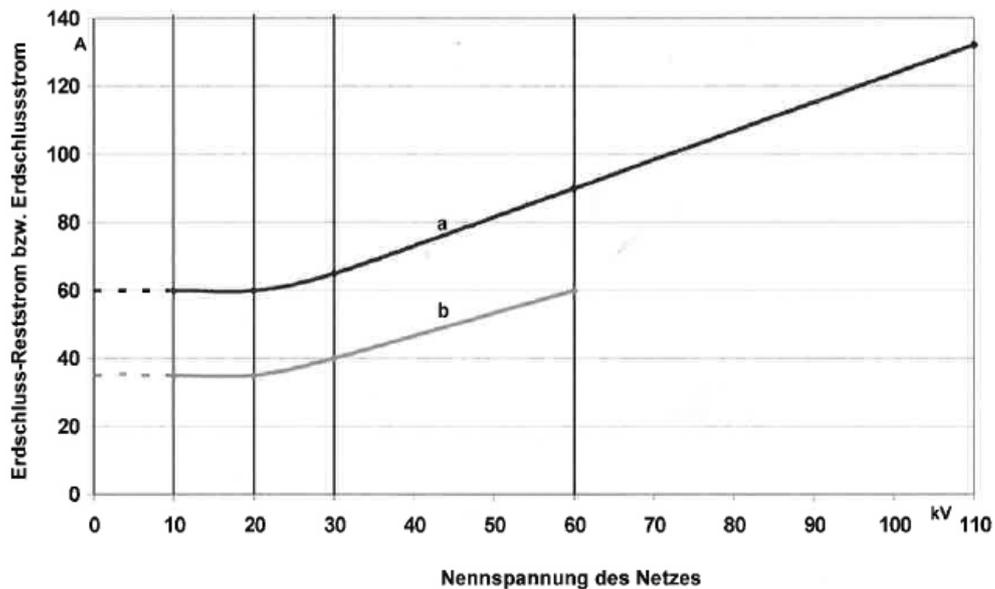
5.3.2 Maximale Netzgröße für die Einhaltung der Löschgrenze laut **DIN VDE 0845-6-2 (September 2014) [8]**

Auch in dieser deutschen Norm werden Obergrenzen für den Erdschlussreststrom angegeben. Wenn diese Obergrenze nicht überschritten wird, braucht (wie auch in Österreich) der Doppelerdschluss für die induktive Beeinflussung von Fernmeldeanlagen nicht untersucht werden.

Laut DIN VDE 0845-6-2 Bild 1 [8] liegt die Obergrenze für den Erdschlussreststrom bei 110-kV-Netzen ebenfalls bei 132 A. Unterhalb von Bild 1 ist angeführt, dass „In vermaschten 110-kV-Netzen die Erfahrung gezeigt hat, dass auch Erdschlussrestströme bis 200 A zugelassen werden können.“ Im Unterschied zur österreichischen Norm ÖVE-B1 sind aber bei der deutschen Norm DIN VDE 0845-6-2 [8] bei der Ermittlung des Erdschlussreststromes auch die Oberschwingungsanteile zu berücksichtigen.

In Bild 1 sind Richtwerte von Erdschlussrestströmen angegeben, bei denen erfahrungsgemäß mit einem sicheren selbstständigen Verlöschen frei brennender Erdschlüsse gerechnet werden kann, siehe auch Anhang A.

Bei der Ermittlung des Erdschlussreststroms sind auch Oberschwingungsanteile zu berücksichtigen. Liegen keine genaueren Kenntnisse über die Höhe der Oberschwingungsanteile vor, so kann entsprechend DIN VDE 0101 (VDE 0101) ein Anteil von 10 % des kapazitiven Erdschlussstromes als Erdschlussreststrom herangezogen werden.



Kurve a: Netze mit Erdschlusskompensation; für Kabelnetze mit kleinen Freileitungsanteilen bis 20 kV Nennspannung gilt Kurve a auch bei isoliertem Sternpunkt

Kurve b: Netze mit isoliertem Sternpunkt

Bild 1 – Obergrenzen für Erdschlussreststrom bzw. Erdschlussstrom

In vermaschten 110-kV-Netzen hat die Erfahrung gezeigt, dass auch Erdschlussrestströme bis 200 A zugelassen werden können.

Der im **Anhang A.2** angeführte Hinweis bei weitläufigen Strahlennetzen bzw. Netzen mit langen Stichleitungen wirft die Frage auf, ob hier auch ein langer Doppelleitungszug hineinfällt. Beim 110-kV-Netz in Oberösterreich wäre so ein langer Doppelleitungszug mit der künftig als offener Ring betriebenen Strecke: Wegscheid – Leonding – Ottensheim – Partenstein – Ranna – Rohrbach – Bad Leonfelden/Langbruck – Rainbach – Freistadt – Friendsdorf jedenfalls gegeben.

A.1 Erdschlusslöschung in vermaschten Netzen

Insbesondere in vermascht betriebenen Netzen kann unter Einhaltung eines niedrigen Verstimmungsgrads vom Richtwert des maximalen Erdschlussreststromes abgewichen werden, da erfahrungsgemäß auch größere Erdschlussrestströme in gut kompensierten Netzgruppen problemlos verlöschen. In solchen Fällen ist jedoch eine Beobachtung der statistischen Entwicklung der Häufigkeit von länger andauernden Erdschlüssen und Doppelerdschlüssen erforderlich. Bei signifikant steigender Tendenz sind Gegenmaßnahmen zu ergreifen. Wird ein Verstimmungsgrad kleiner 10 % eingehalten, darf der maximal zulässige Erdschlussreststrom in 110-kV-Netzen bis zu 200 A betragen.

A.2 Erdschlusslöschung in weitläufigen Strahlennetzen oder Netzen mit langen Sticheleitungen

Weitläufige Strahlennetze oder Netze mit sehr langen Sticheleitungen sind im Hinblick auf die Erdschlusslöschfähigkeit ein Sonderfall, da hier der Einfluss des Erdschlussreststroms auf die Löschkraft dominiert. Die vorgegebenen Richtwerte für den maximalen Erdschlussreststrom nach Bild 1 (z. B. 132 A für 110-kV-Netze) sind deshalb hier sinnvoll und sollten eingehalten werden. Der durch einen zu hohen Erdschlussreststrom erzeugte Spannungsfall auf der fehlerbehafteten Leitung kann unmittelbar nach dem Verlöschen des Lichtbogens zu einer hochfrequenten Wechselfrequenz an der Fehlerstelle und zum sofortigen Wiederaufzünden des Lichtbogens führen.

Da laut dieser Norm auch die Oberschwingungsanteile berücksichtigt werden müssen, errechnet sich die maximale Netzgröße (I_{CE}) mit:

$$I_{CE} = \sqrt{\frac{I_{Rest}^2 - I_V^2}{k_{OS}^2 + d^2}} = \sqrt{\frac{(200 \text{ A})^2 - (50 \text{ A})^2}{0,1^2 + 0,02^2}} = 1899 \text{ A}$$

I_{CE}	errechneter maximal erlaubter kapazitiver Erdschlussstrom als Maß für die Netzgröße
$I_{Rest} = 200 \text{ A}$	Erdschlussreststrom gemäß Norm DIN VDE 0845-6-2,
$I_V = 50 \text{ A}$	Verstimmungsstrom im Netzbetrieb des 110 kV-Netzes der Netz OÖ,
Dämpfung = 0,02 = I_W/I_{CE}	Dämpfung (Dämpfungsgrad d des Resonanzkreises, ist auch ein Maß für den Wirkstromanteil (I_W) des Erdschlussreststromes: $I_W = d \times I_{CE}$) im 110-kV-Netz in OÖ
$k_{OS} = 0,1 I_{CE}$	Oberschwingungsanteil des kapazitiven Erdschlussstroms im 110-kV- Netz in OÖ

Unter der Annahme einer perfekten Resonanzabstimmung, welche in der Praxis nur mit großem Aufwand näherungsweise zu realisieren ist, erhöht sich der maximale kapazitive Erdschlussstrom auf

$$I_{CE} = \sqrt{\frac{I_{Rest}^2 - I_V^2}{k_{OS}^2 + d^2}} = \sqrt{\frac{(200 \text{ A})^2 - (0 \text{ A})^2}{0,1^2 + 0,02^2}} = 1961 \text{ A}$$

Das bedeutet, dass sich auch bei Abstimmung auf Resonanz die maximale Netzgröße nur geringfügig vergrößert.

Wird für den maximalen Erdschlussreststrom 132 A gemäß Norm DIN VDE 0845-6-2, Anhang A 2 (gültig für weitläufige Strahlennetze, siehe oben), eingesetzt so ergibt sich der maximale kapazitive Erdschlussstrom unter sonst gleichlautenden Annahmen wie zuvor zu:

$$I_{CE} = \sqrt{\frac{I_{\text{Rest}}^2 - I_V^2}{k_{OS}^2 + d^2}} = \sqrt{\frac{(132 \text{ A})^2 - (50 \text{ A})^2}{0,1^2 + 0,02^2}} = 1198 \text{ A}$$

Bei Abstimmung auf Resonanz, d. h. verschwindenden Verstimmungstrom I_V erhöht sich I_{CE} auf:

$$I_{CE} = \sqrt{\frac{I_{\text{Rest}}^2 - I_V^2}{k_{OS}^2 + d^2}} = \sqrt{\frac{(132 \text{ A})^2 - (0 \text{ A})^2}{0,1^2 + 0,02^2}} = 1294 \text{ A.}$$

6 Erdungsanlagen

Erdungsanlagen dienen der Sicherheit von Personen bei Aufenthalt in der Umgebung einer Anlage oder eines Mastes während eines Erdschlusses oder Erdkurzschlusses. Es ist sicherzustellen, dass während der Dauer bis zu einer automatischen Schutzabschaltung oder manuellen Abschaltung (Erdschluss bei Betriebsart gelöschttes Netz) keine gefährlichen Berührungs- und Schrittspannungen auftreten.

Bei der Auslegung von Erdungsanlagen wird die Erdungsspannung bei Dauerstrom (Erdschluss) für Freileitungen ($U > 45 \text{ kV}$) entsprechend ÖVE/ÖNORM EN 50341 [9] auf 150 V begrenzt. Bis heute wird dabei die Stromstärke mit 132 A eingesetzt. Durch diesen Zusammenhang ist es bei Anwendung einer höheren Löschgrenze (z.B. 200 A entsprechend DIN VDE 0845-6-2 [8] Anhang A1) erforderlich, die Eignung der Erdungsanlagen für mehr als 3000 Maststandorte zu prüfen. An einzelnen Standorten, insbesondere wenn mehrere benachbarte Maste im Bereich schlechter Leitfähigkeit des Erdreichs sind, könnten zum Teil sehr aufwändige Maßnahmen erforderlich werden.

7 Auswirkung der Teilnetzbildung entsprechend Masterplan im gelöscht betriebenen 110-kV-Netz in OÖ auf die Netzverträglichkeit von 110-kV-Erdkabeln

Entsprechend dem Stromnetz-Masterplan OÖ 2026 wird künftig zur Erhöhung der Leistungsfähigkeit und Versorgungssicherheit das östliche der beiden 110-kV-Teilnetze in Oberösterreich (Teilnetz EAEH) in weitere Teilnetze unterteilt.

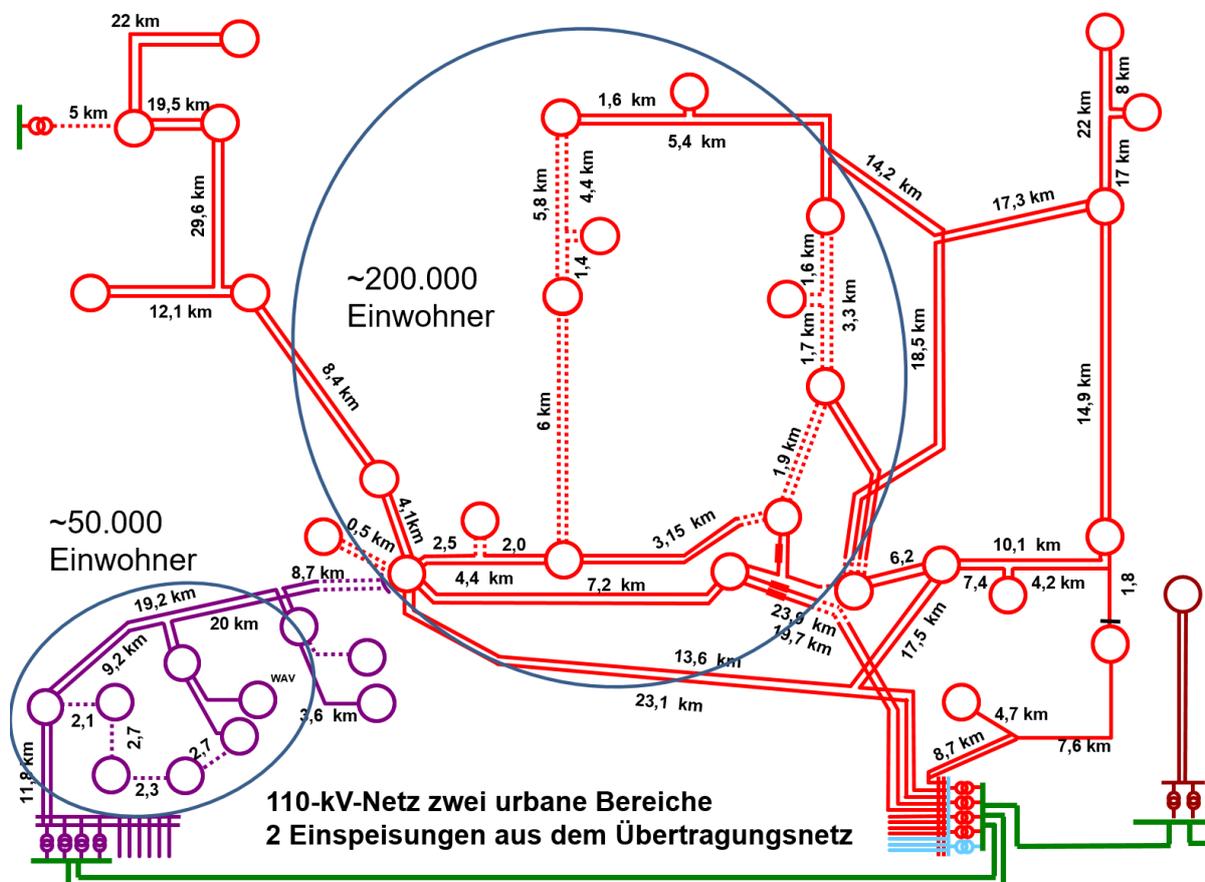


Abbildung: Netztopologie 2018 des östlichen 110-kV-Netzes EAEH in Oberösterreich (Ohne Steyr, Kirchdorf und Traunviertel) mit dem zuschaltbaren Netzabschnitt im Bereich Wels.

Um die Wirkung **der Teilnetzbildungen** hinsichtlich der Kabelreserve zu zeigen, wird im Folgenden für das **110-kV-Teilnetz „Ernsthofen“ (EAEH)** die Entwicklung des Erdschlusslöschbedarfs für die Leitungsprojekte im Stromnetz Masterplan in zwei Varianten betrachtet. Die erste Variante entspricht der geplanten Ausführungen als Kabel und Freileitungen, je nach Umgebungsbedingungen. Die zweite Variante zeigt die Entwicklung des resultierenden Löschbedarfs unter der Annahme, dass auch längere Leitungen im ländlichen Bereich als Kabel errichtet werden.

Durch die o.a. Gründe ergeben sich für die maximale zulässige Länge an Kabeln in einem 110-kV-Netz Grenzen der Verträglichkeit. Diese wird durch Auftrennung in mehrere Teilnetze zwar verbessert (zusätzliche Erdkabel-Strecken können integriert werden), jedoch wird die maximal mögliche Kabelstrecke, betrieblich bedingt, nicht um die Anzahl der Teilnetze vervielfacht. Die Begrenzung des Erdschlusslöschbedarfs ist jeweils für einen Löschezirk (galvanisch verbundenes

Netz) anzuwenden, wobei auch betrieblich notwendige Zusammenschaltungen angrenzender Netzabschnitte berücksichtigt werden müssen.

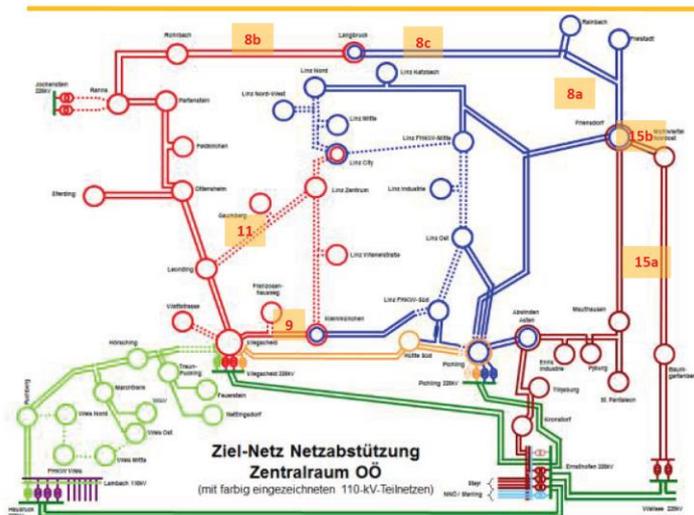
Ist eine gleichzeitige Zuschaltung mehrerer Abschnitte aus angrenzenden Teilnetzen oder ganzer Teilnetze nur für **kurze Dauer (einige Minuten)**, z.B. zur Trennstellenverlagerung erforderlich wird diese in der folgenden Betrachtung nicht berücksichtigt.

Der maßgebende Erdschlusslöschbedarf $I_{CE\text{ maßgeblich}}$ ist gleich dem höchsten in einem Löschbezirk (Teilnetz einschließlich Zuschaltungen) zu erwartenden kapazitiven Erdschlussstrom. Dieser ergibt sich aus dem Anteil des Teilnetzes im Normalschaltzustand $I_{CE\text{ n}}$ und dem höchsten Anteil, der sich aus Zuschaltungen mit **längerer Dauer (mehrere Tage z.B. umbaubedingte Schaltzustände)** ergeben kann.

$$I_{CE\text{ maßgeblich}} = I_{CE\text{ n}} + \text{Max}\{I_{CE\text{ zi}}\}$$

Das 110-kV-Teilnetz „Ernsthofen“ (EAEH) hat im Normalschaltzustand einen Erdschlusslöschbedarf von 716 A. Gemeinsam mit den 110-kV-Leitungen in den Bereichen Steyr mit einem Erdschlusslöschbedarf von 167 A und Wels mit einem Erdschlusslöschbedarf von 395 A, welche je nach betrieblicher Anforderung zugeschaltet werden müssen, ergibt sich ein Erdschlusslöschbedarf von insgesamt 1278 A. Damit ist der maximal zulässige Erdschlusslöschbedarf von 1198 A überschritten (nach DIN VDE 0845-6-2 Anhang A.2 [8]) und muss ggf. durch Bildung eines zusätzlichen Teilnetzes, je nach Netzgesamtlast mit nur einem 220/110-kV-Umspanner, für den Bereich Steyr auf 1111 A reduziert werden. Die Situation im Teilnetz Ernsthofen ist daher bereits jetzt kritisch.

Ergänzung zu Netzabstützung Zentralraum OÖ (4)



- Projekt 4 ist Voraussetzung für die Kabelprojekte im Linzer Raum!!!
- Projekt 11
 - Leonding – Gaumberg – Zentrum
- Projekt 9
 - Wegscheid – Franzosenhausweg
- Projekt 8 a,b,c
 - Freistadt Rainbach
 - Rohrbach – Bad Leonfelden
 - Rainbach – Bad Leonfelden
- Projekt 15 a,b
 - Baumgartenberg – Mühlviertel NordOst
 - Mühlviertel NordOst – Friensdorf

Abbildung: Netztopologie 2026 nach dem Stromnetz-Masterplan OÖ 2026

https://www.land-oberoesterreich.gv.at/Mediendateien/Formulare/DokumenteAbt_U/us-en_Stromnetz-Masterplan_Oberoesterreich_2026.pdf

Die Netztopologie nach Umsetzung aller Projekte aus dem Stromnetzmasterplan OÖ 2026 bietet Optionen für die Bildung von Teilnetzen, die in der folgenden Abbildung dargestellt sind.

Chronologie		Leitungsparameter zwei Systeme			Löschbezirke			zuzuschaltende Netzabschnitte	
		Kabel	Freileitung	Erdschlussstrom	ICE _n EAEH	ICE _n ZRO	ICE _n ZRW	ICE _n STEYR	ICE _n WELS
2018	Ist-Situation	~30 km	~240 km	-	716 A	-	-	167 A ¹	395 A
	größte Netzumschaltung: EAEH+WELS				1111 A				
2019	Donauüberspannung Ottensheim (7)		2,7 km	1 A	717 A	-	-	167 A ¹	395 A
2019	Einbindung UW Pyburg (23)		0,5 km	< 1 A	718 A	-	-	167 A ¹	395 A
2021	Stromversorgung Alm-, Kremstal (16)		23,5 km	13 A	731 A	-	-	180 A ¹	395 A
	größte Netzumschaltung: EAEH+WELS				1126 A				
2022	Stromversorgung Mühlviertel Rohrbach-Langbruck (8b)		29 km	16 A	747 A	-	-	180 A ¹	395 A
	größte Netzumschaltung: EAEH+WELS				1142 A				
2022	Stromversorgung Mühlviertel Langbruck-Rainbach (8c)		11 km	6 A	753 A	-	-	180 A ¹	395 A
	größte Netzumschaltung: EAEH+WELS				1148 A				
2023	Wegscheid – Kleinmünchen (9)	4,5 km		144 A	897 A	-	-	180 A ¹	395 A
2023	UW Wienerstr.	1,2 km		38 A	935 A	-	-	180 A ¹	395 A
	größte Netzumschaltung: EAEH+WELS				1330 A				
>2024	220-kV-Netzabstützung Pichling (4)		15 km	8 A	-	472 A²	472 A²	180 A	395 A
	größte Netzumschaltungen: ZRO+ZRW+STEYR ZRO+ZRW ZRW+WELS				1124 A 944 A 180 A 871 A 180 A				
					Löschbezirke				
2026	Linz City FHKW-Mitte	1,2 km		38 A	-	491 A ²	491 A ²	180 A	395 A
2026	Leonding-Gaumberg-Zentrum(11)	12,6 km		403 A	-	693 A ²	693 A ²	180 A	395 A
2026	UW Mitte	0,4 km		13 A	-	700 A²	700 A²	180 A	395 A
	größte Netzumschaltungen: ZRO+ZRW+STEYR ZRO+ZRW ZRW+WELS				1580 A 1400 A 180 A 1099 A 180 A				
>2026	220-kV-Netzabstützung Wegscheid (4)		-	-	-	700 A²	700 A²	180 A	395 A
	größte Netzumschaltungen: ZRO+ZRW+STEYR ZRO+ZRW ZRW+WELS				1584 A 1400 A 180 A 1099 A 180 A				
>2026	Linz Nord – Linz Nordwest (12)	2		64 A	-	732 A²	732 A²	180 A	395 A
	größte Netzumschaltungen: ZRO+ZRW+STEYR ZRO+ZRW ZRW+WELS				1644 A 1464 A 180 A 1163 A 180 A				
>2026	220-kV-Ringschluss Wegscheid Pichling ³		-	-	-	732 A²	732 A²	180 A	395 A
	größte Netzumschaltungen: ZRO+STEYR ZRW+WELS ZRO+ 0,5*(Rainbach bis Rohrbach) ZRW+ 0,5*(Rainbach bis Rohrbach)				912 A 1127 A 180 A 743 A 180 A 743 A 180 A				

Tabelle 1: Entwicklung des Erdschlusslöschbedarfs im Zuge der Umsetzung des Stromnetz-Masterplan OÖ 2026 [1]

¹Löschbedarf Bereich Steyr: Im Zeitraum bis 2026 ist zur Einhaltung der Löschgrenze im Fall der Versorgung des Bereichs Wels aus dem Netz Ernsthofen (EAEH) eine galvanisch getrennte Versorgung des Bereichs Steyr, Traunviertel und Kirchdorf erforderlich.

²Teilung des Bereichs Linz & Mühlviertel in ZRW und ZRO: Die Netzgröße wird hinsichtlich Löschbedarf zu gleichen Teilen aufgeteilt, da idealisiert angenommen wird, dass die Trennstellen zwischen den Teilnetzen nach Inbetriebnahme jeder neuen Leitungsstrecke an die jeweils neuen Anforderungen angepasst werden.

³Durch die wegredundante Anspeisung der Netzabstützungen kann die Zusammenschaltung von ZRO und ZRW als Annahme entfallen, wodurch der maßgebende Erdschlusslöschbedarf geringer wird.

Der aus Tabelle 1 ersichtliche Bedarf an Erdschlusslöschung, wie er sich aus der Implementierung des Masterplans ergibt, erreicht durch die Errichtung zusätzlicher Netzabstützungen aus dem Übertragungsnetz nur vorübergehend Überschreitungen der nach OVE-B1/1976 [6] ableitbaren Begrenzung der Netzgröße von 1320 A. Die aus DIN VDE 0845-6-2 [7] ableitbare Netzgröße für „weitläufige Strahlennetze“ oder „sehr lange Stichtanbindungen“ wird im Zeitraum 2023 bis 2026 überschritten, wobei aber die Begrenzung für vermaschte 110-kV-Netze erfüllt bleibt. Nach den in

DIN VDE 0845-6-2 gebotenen Angaben können die sich in diesen Zeiträumen ergebenden Teilnetzen nicht eindeutig klassifiziert werden. Die Topologie der Teilnetze im oberösterreichischen 110-kV-Netz weist an mehreren Stellen Stichtanbindungen auf, weshalb die Teilnetze nicht als vermaschte Netze betrachtet werden.

Mehrfach wird im Zuge der Trassenfindung auch für Bereiche, für die sich entsprechend dem Trassenfindungsleitfaden [2] eine Freileitung ergibt, eine Kabelvariante gefordert. Tabelle 2 zeigt die sich ergebenden Werte des Erdschlusslöschbedarfs bei Ausführung der neuen Leitungen (Rohrbach – Langbruck - Rainbach) als Kabel anstatt Freileitung.

Chronologie		Leitungsparameter zwei Systeme			Löschbezirke			zuzuschaltende Netzabschnitte	
		Kabel	Freileitung	Erdschlussstrom	ICE _n EAEH	ICE _n ZRO	ICE _n ZRW	ICE _n STEYR	ICE _n WELS
2018	Ist-Situation	~30 km	~240 km	-	716 A	-	-	167 A ¹	395 A
	größte Netzumschaltung: EAEH+WELS				1111 A				
2019	Donauüberspannung Ottensheim (7)		2,7 km	1 A	717 A	-	-	167 A ¹	395 A
2019	Einbindung UW Pyburg (23)		0,5 km	< 1 A	718 A	-	-	167 A ¹	395 A
2021	Stromversorgung Alm-, Kremstal (16)		23,5 km	13 A	731 A	-	-	180 A ¹	395 A
	größte Netzumschaltung: EAEH+WELS				1126 A				
2022	Stromversorgung Mühlviertel Rohrbach-Langbruck (8b)	29 km		928 A	1659 A	-	-	180 A ¹	395 A
	größte Netzumschaltung: EAEH+WELS				2054 A				
2022	Stromversorgung Mühlviertel Langbruck-Rainbach (8c)	11 km		352 A	2011 A	-	-	180 A ¹	395 A
	größte Netzumschaltung: EAEH+WELS				2406 A				
2023	Wegscheid – Kleinmünchen (9)		4,5 km	144 A	2155 A	-	-	180 A ¹	395 A
2023	UW Wienerstr.		1,2 km	38 A	2193 A	-	-	180 A ¹	395 A
	größte Netzumschaltung: EAEH+WELS				2588 A				
>2024	220-kV-Netzabstützung Pichling (4)		15 km	8 A	-	1101 A²	1101 A²	180 A	395 A
	größte Netzumschaltungen: ZRO+ZRW+STEYR ZRO+ZRW ZRW+WELS				2373 A 2197 A 180 A 1484 A 180 A				
					Löschbezirke				
2026	Linz City FHKW-Mitte	1,2 km		38 A	-	1120 A ²	1120 A ²	180 A	395 A
2026	Leonding-Gaumberg-Zentrum	12,6 km		403 A	-	1322 A ²	1322 A ²	180 A	395 A
2026	UW Mitte	0,4 km		13 A	-	1329 A²	1329 A²	180 A	395 A
	größte Netzumschaltungen: ZRO+ZRW+STEYR ZRO+ZRW ZRW+WELS				2838 A 2658 A 180 A 1724 A 180 A				
>2026	220-kV-Netzabstützung Wegscheid (4)		-	-	-	1329 A²	1329 A²	180 A	395 A
	größte Netzumschaltungen: ZRO+ZRW+STEYR ZRO+ZRW ZRW+WELS				2838 A 2658 A 180 A 1724 A 180 A				
>2026	Linz Nord – Linz Nordwest(12)	2		64 A	-	1361 A²	1361 A²	180 A	395 A
	größte Netzumschaltungen: ZRO+ZRW+STEYR ZRO+ZRW ZRW+WELS				2902 A 2722 A 180 A 1756 A 180 A				
>2026	220-kV-Ringschluss Wegscheid Pichling ³		-	-	-	1361 A²	1361 A²	180 A	395 A
	größte Netzumschaltungen: ZRO+STEYR ZRW+WELS ZRO+ 0,5*(Rainbach bis Rohrbach) ZRW+ 0,5*(Rainbach bis Rohrbach)				1541 A 1756 A 180 A 2001 A 180 A 2001 A 180 A				

Tabelle 2: Entwicklung des Erdschlusslöschbedarfs im Zuge der Umsetzung des Stromnetz-Masterplans OÖ 2026 unter der Annahme, dass auch lange Leitungsabschnitte im ländlichen Bereich als Kabel ausgeführt werden.

¹Löschbedarf Bereich Steyr: Im Zeitraum bis 2026 ist zur Einhaltung der Löschgrenze im Fall der Versorgung des Bereichs Wels aus dem Netz Ernsthofen (EAEH) eine galvanisch getrennte Versorgung des Bereichs Steyr, Traunviertel und Kirchdorf erforderlich.

²Teilung des Bereichs Linz & Mühlviertel in ZRW und ZRO: Die Netzgröße wird hinsichtlich Löschbedarf zu gleichen Teilen aufgeteilt da idealisiert angenommen wird, dass die Trennstellen zwischen den Teilnetzen nach Inbetriebnahme jeder neuen Leitungstrecke an die jeweils neuen Anforderungen angepasst werden.

³Durch die weggedaten Anspeisungen der Netzabstützungen Wegscheid und Pichling kann die Zusammenschaltung von ZRO und ZRW als Annahme entfallen, wodurch der maßgebende Erdschlusslöschbedarf geringer wird.

Der aus Tabelle 2 ersichtliche Bedarf an Erdschlusslöschung für die Umsetzung des Masterplans mit Kabellösungen (Rohrbach – Rainbach) zeigt bereits im Jahr 2022, nach Errichtung des ersten Kabels (Rohrbach – Langbruck) eine Überschreitung der maximal zulässigen Netzgröße für vermaschte 110-kV-Netz nach DIN VDE 0845-6-2 [8]. Zwar wirkt die Teilnetzbildung dem Ausmaß der Überschreitung deutlich entgegen jedoch ergeben sich im Laufe des Masterplans in der Variante mit Kabeln zum Teil erhebliche Überschreitungen der maximal zulässigen Netzgrößen. Erst durch den 220-kV-Ringschluss zwischen Wegscheid und Pichling, welcher aus heutiger Sicht erst einige Jahre nach den Projekten des Stromnetz-Masterplans 2026 zu erwarten ist, wird Zusammenschaltung der beiden Teilnetze ZRO und ZRW nicht mehr benötigt. Dadurch wird der Erdschlusslöschbedarf zwar verringert, liegt aber immer noch über der maximal zulässigen Netzgröße für vermaschte 110-kV-Netz nach DIN VDE 0845-6-2 [8].

7.1 Zusammenfassendes Fazit betreffend die Auswirkung der Teilnetzbildung auf die Einsatzmöglichkeiten von Kabeln im 110-kV-Netz

Auch die Aufteilung des derzeitigen Teilnetzes „Ernsthofen“ in weitere 110-kV-Teilnetze, wie oben beschrieben, in Kombination mit einer wegeredundanten 220-kV-Anspeisung der neuen Netzabstützungen in Pichling und Wegscheid ermöglicht im gelöschten 110-kV-Netz ohne aufwändige technische Beiwerke keine Integration langer Erdkabelleitungen. Dies gilt sowohl für die nach der österreichischen Normen- und Vorschriftenlage (ÖVE-B1/1976 [7]) gegebenen Situation als auch bei Anwendung der DIN VDE 0845-6-2 [8].

Der Grund liegt vor allem im betrieblichen Erfordernis, einzelne Netzteile (z.B. Ranna – Friendsdorf, einzelne Netzabschnitte im Stadtgebiet von Linz) von zwei Seiten bzw. von zwei verschiedenen Teilnetzen versorgen zu können. Die Bildung der geplanten Teilnetze dient vorwiegend der Erhöhung der Leistungsfähigkeit und Versorgungssicherheit.

Der Einsatz von Erdkabeln muss somit weiterhin sorgsam geplant werden und ist vor allem auf dicht verbaute Gebiete bzw. kurze Strecken in ökologisch sensiblen Gebieten beschränkt möglich.

8 Spannungsqualität bei Versorgung aus einem 110-kV-Netz mit der Betriebsart „starre Erdung“

Im Fall der Umstellung der Betriebsart von „gelöschtes Netz“ auf ein „starr geerdetes Netz“ wäre die Löschgrenze als Kriterium für die Netzverträglichkeit von Erdkabeln nicht mehr relevant. Im Folgenden werden die nachteiligen Auswirkungen einer solchen Umstellung auf die Spannungsqualität sowie die erforderlichen technischen Anpassungen erörtert.

Das zentrale Thema der Spannungsqualität im 110-kV-Netz sind Spannungseinsenkungen (Dips), da sie in sensiblen Produktionsanlagen zu Störungen führen können. Für einige Bereiche der Produktion gibt es geeignete Maßnahmen, um Immunität zu erreichen, jedoch sind vor allem bei Antrieben mit sehr hoher Leistung technische und wirtschaftliche Grenzen gegeben.

Einpolige Fehler (Erdschlüsse) im 110-kV-Netz (in OÖ gesamt ca. 250 bis 300 pro Jahr) sind durch die Betriebsweise „gelöschtes Netz“ ohne Einfluss auf die Spannungsqualität. Spontan auftretende sogenannte Erdschlusswischer verursachen Lichtbogenfehler, die auf Grund der Betriebsweise gelöschtes Netz von selbst erlöschen. Selbst bei anhaltenden Erdschlüssen, wenn der Erdschluss kein Lichtbogenfehler ist, kann der Betrieb fortgesetzt werden, bis der Fehler gefunden ist und die entsprechende Leitung abgeschaltet ist.

Vergleichsweise selten ereignen sich Kurzschlüsse (zwei- und dreipolige Fehler). Die Betriebsweise „gelöschtes Netz“ hat dabei keinen Einfluss und kann die sich ergebenden Spannungseinbrüche nicht verhindern. Durch die beiden 110-kV-Teilnetze sind von den in Tabelle 3 angegebenen Spannungseinbrüchen jeweils etwa nur die Hälfte der Kunden betroffen.

Restspannung u [%]	Dauer t [ms]				
	10-200	200-500	500-1000	1000-5000	5000-60000
90>u≥80	18	4	1	4	0
80>u≥70	3	0	0	0	0
70>u≥40	2	1	0	1	0
40>u≥5	2	0	1	0	0
5>u	0	0	0	1	0

Tabelle 3: 110-kV-Dips in OÖ gesamt ohne Gewitter/Orkan am 18.08 bzw. 29.10.2017

Aus Tabelle 3 erkennt man: Geringe Spannungseinbrüche (90>u≥80 % 2017 27 Ereignisse) haben für die meisten Kunden auch im Bereich Industrie praktisch keine Auswirkungen. Damit verbleiben pro Jahr insgesamt 11 Ereignisse, bei denen Störungen in Anlagen der Kunden zu erwarten sind. Eine Umstellung des heutigen 110-kV-Netzes auf die Betriebsart „starr geerdet“ würde für die zwei Teilnetze bis zu 150 zusätzliche Spannungseinbrüche pro Jahr mit sich bringen.

Teile des Mühlviertels waren bis zur Errichtung der Netzabstützung Jochenstein zeitweise von der Versorgung aus einem Nachbarnetz in Bayern mit der Betriebsart „starr geerdet“ betroffen. Z.B. waren die Auswirkungen für einen Molkereibetrieb sehr nachteilig, da Antriebe für die Rührwerke bei jedem Erdschluss (Erdkurzschluss) ausgefallen sind und bis zur Wiederinbetriebnahme die aktuell bearbeiteten Mengen unbrauchbar wurden und nur mit großem Reinigungsaufwand entfernt werden konnten.

Im Fall einer Systemumstellung müssten wesentliche Erweiterungen an Schutz- und Schaltgeräten bei allen Netzbetreibern, die untereinander Ersatzversorgungen leisten, implementiert werden. Es würden Systeme zum automatischen Ab- und Wiederzuschalten eingebaut und alle Erdungsanlagen

geprüft und gegebenenfalls adaptiert werden müssen. Die dann trotzdem wesentlich häufiger auftretenden Spannungseinbrüche erfordern auch für Industriebetriebe Maßnahmen zur Vermeidung von Produktionsausfällen bei schlechterer Spannungsqualität. Daraus folgt, dass eine Umstellung auf starre Erdung sowohl für den Betrieb des Netzes als auch für die Anlagen der Kunden technisch nachteilig ist.

9 Quellenverzeichnis

- [1] Stromnetz-Masterplan Oberösterreich 2026 (APG, LSN, Netz OÖ 2016)
- [2] Gutachten zum Stromnetz-Masterplan Oberösterreich 2026 (TU Graz 2016)
- [3] Leitfaden für Planungsprozesse zur Trassenfestlegung bei neuen Hochspannungsleitungen (2016)
- [4] Wissenschaftlich-technische Netzstudie zur Bestimmung der Kabelreserve bei Netzausbauten im 110-kV-Netzteil Ernsthofen (TU Graz 2006)
- [5] Gutachten „110-kV-Leitungsverbindung Almtal–Kremstal“ (TU Graz 2011)
- [6] Wissenschaftliche Grundsatzstudie - Löschverhalten von Erdschlusslichtbögen in erdschlusskompensierten Netzen“ (TU-Graz 2012)
- [7] OVE-B1/1976 Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Wechselstromanlagen mit Nennspannungen über 1 kV
- [8] VDE 0845-6-2:2014-09 Maßnahmen bei Beeinflussung von Telekommunikationsanlagen durch Starkstromanlagen
- [9] ÖVE/ÖNORM EN 50341 Freileitungen über AC 45 kV