

Auswirkungen dezentraler Einspeisung auf die Verteilungsnetze der Schweiz

Untersuchung im Auftrag der

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE)

Hintere Bahnhofstrasse 10, 5001 Aarau, Schweiz

Abschlussbericht

24.04.2012

Consentec GmbH

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0

Fax +49. 241. 93836-15

E-Mail info@consentec.de

www.consentec.de

Inhalt

Abkürzungen	ii
1 Hintergrund und Zielsetzung	3
2 Untersuchungsansatz und Vorgehensweise	5
2.1 Allgemeine Vorgehensweise	5
2.2 Bestimmung der Aufnahmekapazität für dezentrale Erzeugungen im Ist-Netz	7
2.3 Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmekapazität	12
2.3.1 „Klassischer“ Netzausbau	12
2.3.2 „Innovative“ Maßnahmen	14
2.4 Hochrechnung der Ergebnisse auf die Schweiz	20
3 Ergebnisse	24
3.1 Ergebnisse Netzberechnungen	24
3.1.1 Beispielhaftes Ergebnis Mittelspannungsnetzausschnitt	24
3.1.2 Beispielhaftes Ergebnis Niederspannungsnetzausschnitt	37
3.1.3 Zusammenfassung der Ergebnisse aller betrachteter Netzausschnitte	50
3.2 Ergebnisse der Hochrechnung auf die gesamte Schweiz	50
3.2.1 Vorbemerkungen	50
3.2.2 Netzausbaubedarf und Kosten bei Szenario „moderate Energiepolitik“	51
3.2.3 Netzausbaubedarf und Kosten bei Szenario „forcierte Energiepolitik“	52
3.2.4 Netzausbaubedarf und Kosten bei Szenario „100% Erneuerbare“	54
3.3 Auswirkungen auf Netzkosten und Haushaltstarife	56
3.4 Zusammenfassung der Ergebnisse der Hochrechnung	57
4 Zusammenfassung der Kernergebnisse	59
A Anhang	A-1
A.1 Szenarien der Energieproduktion	A-1

Abkürzungen

VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
NE	Netzebene
HS	Hochspannung
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
V	Volt
VA	VoltAmpere
W	Watt
h	Stunde
k	Kilo (1.000)
M	Mega (1.000.000)
G	Giga (1.000.000.000)
T	Tera (1.000.000.000.000)
PV	Photovoltaik

1 Hintergrund und Zielsetzung

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) erarbeitet im Rahmen des Projekts „Vorschau 2012“ Grundlagen für die zukünftige politische Positionierung der schweizerischen Strombranche. In diesem Zusammenhang sollen als Grundlage für die Bearbeitung verschiedener themenbezogener Teilprojekte Studien durch externe Institutionen ausgearbeitet werden. Hierzu hat VSE uns, die Consentec GmbH, beauftragt, eine Studie mit dem Titel „Bestimmung von und Umgang mit Verteilnetzengpässen, Umbau und Anpassung der Netze“ zu erstellen.

Das Ziel der Untersuchung besteht darin, Aussagen über künftige Entwicklungen in Verteilungsnetzen zu liefern hinsichtlich Engpässen, d. h. den technischen Grenzen, die die Aufnahme zusätzlicher Erzeugungsleistung (oder Last) begrenzen, sowie zu dem zur Behebung dieser Engpässe erforderlichen Netzausbaubedarf. Um die Abhängigkeit des Umfangs und der Kosten des notwendigen Netzausbaus von der Art der ergriffenen Ausbaumaßnahmen aufzuzeigen, wurden neben klassischen Netzverstärkungen/-erweiterungen (z. B. Leitungsverstärkungen), auch innovative Maßnahmen wie z. B. spannungsgeregelte MS/NS-Netzstationen betrachtet. Der Untersuchungsbereich erstreckte sich von den die Mittelspannungsleitungsebene speisenden Transformatoren bis einschließlich der Niederspannungsleitungsebene, das heißt es wurden die Netzebenen 4 bis 7 betrachtet.

Als Kernbestandteil der Studie wurden detaillierte Netzberechnungsanalysen anhand einer Reihe von ausgewählten realen Verteilungsnetzen durchgeführt. Die hierbei gewonnenen Erkenntnisse wurden verallgemeinert und anschließend auf die gesamte Schweiz hochgerechnet, um zusätzlich quantitative Aussagen über die Höhe der Netzausbaukosten in Abhängigkeit von der Höhe (und räumlichen Verteilung) der dezentralen Erzeugungsleistung und in Abhängigkeit von der Art der Ausbaumaßnahmen zu erhalten.

In dem hier vorliegenden Bericht werden die Herangehensweise, zentrale Annahmen und die erhaltenen Ergebnisse zusammengefasst. Dazu ist der Bericht wie folgt gegliedert. In Kapitel 2 gehen wir zunächst auf unseren Untersuchungsansatz und die Vorgehensweise bei den Untersuchungen ein. In diesem Kapitel geben wir desweiteren eine Übersicht über Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmekapazität der Netze für dezentrale Einspeisungen und erläutern deren Wirkungsweise. Ferner skizzieren wir die zur Hochrechnung der Ergebnisse auf die gesamte Schweiz angewendete Methodik. Anschließend zeigen wir in Kapitel 3 charakteristi-

sche Ergebnisse aus den detaillierten Netzberechnungen anhand beispielhaft ausgewählter Netzausschnitte und stellen die Ergebnisse aus den Hochrechnungen auf die gesamte Schweiz vor. Abschließend fassen wir in Kapitel 4 die wesentlichen Ergebnisse und Erkenntnisse der Studie zusammen. In Ergänzung zu dem vorliegenden Bericht umfasst die Projektdokumentation einen ausführlichen Foliensatz, in dem u. a. sämtliche Detailergebnisse zu allen betrachteten Netzausschnitten zusammengetragen sind.

2 Untersuchungsansatz und Vorgehensweise

2.1 Allgemeine Vorgehensweise

Die ursprünglich hauptsächlich für die Versorgung von Verbrauchern ausgelegten Verteilungsnetze stehen vor der Herausforderung zukünftig immer weiter zunehmende Zahlen von Erzeugungsanlagen aufnehmen zu müssen. Grundsätzlich weist jedes Netz eine bestimmte Aufnahmekapazität für Erzeugungsanlagen auf, ohne dass Eingriffe wie Strukturveränderungen o.ä. notwendig werden. Die Aufnahmekapazität eines Netzes wird dabei im Wesentlichen begrenzt durch das Überschreiten von Spannungsgrenzen und/oder Stromgrenzwerten, die wiederum unter anderem von Netzstruktur, eingesetzten Leitungstypen und- querschnitten, Höhe und Anschlusspunkt von Verbrauchern und Erzeugern sowie weiteren individuellen Eigenschaften der Netze abhängen. Bei Grenzwertüberschreitungen können verschiedene Abhilfemaßnahmen angewendet werden, die ihrerseits die Aufnahmekapazität um ein gewisses Maß erhöhen. Die jeweilige Höhe der durch eine bestimmte Maßnahme erreichbaren, zusätzlichen Aufnahmekapazität liegt in einer gewissen Bandbreite, die ebenfalls von netzspezifischen Gegebenheiten abhängt.

Da aus Praktikabilitäts- und Aufwandsgründen nicht alle Verteilungsnetze der Schweiz betrachtet werden können, wurde die Analyse auf die Betrachtung einer Reihe von für die Schweiz als repräsentativ angesehener Netzausschnitte konzentriert. Wie vergangene Untersuchungen gezeigt haben, ist eine solche Herangehensweise (Analyse *repräsentativer* Netzausschnitte) zulässig, wenn das Ziel darin besteht, möglichst generalisierbare Aussagen zu gewinnen; für eine konkrete Zielnetz- oder Ausbauplanung ist dies natürlich nicht möglich. Der Fokus der Untersuchungen lag auf den Netzebenen 4 (Hoch-/Mittelspannungs-Umspannebene) bis 7 (Niederspannungsleitungsebene). Als Netzbetreiber, die Informationen über repräsentative Netzausschnitte zur Verfügung gestellt haben, wurden durch den VSE ausgewählt:

- Centralschweizerische Kraftwerke AG (CKW), Luzern
- EWD Elektrizitätswerk Davos AG
- ewz, Zürich
- Regio Energie Solothurn

Für die repräsentativen Netzausschnitte der vier Netzbetreiber wurden durch Lastflussberechnung Strom- und Spannungsprofile für verschiedene Last- und Einspeiseszenarien bestimmt mittels derer dann die jeweils maximal integrierbare Leistung von dezentralen Erzeugungsanlagen ermittelt wurde.

Anschließend wurden zunächst die für die gesamte Schweiz durch weitere VSE-Projektgruppen erarbeitete Prognosen der zeitlichen Entwicklung von elektrischem Energieverbrauch (s. Bild 2.2) und Erzeugung (s. Bild 2.1) auf die betrachteten Netzgebiete heruntergebrochen. Hierfür wurden Gewichtungsfaktoren verwendet, die in gleicherweise auch für die Hochrechnung der Ergebnisse je Netzgebiet auf die gesamte Schweiz angewendet wurden.

Auf methodische Details der Berechnungen je Netzgebiet wie auch der Hochrechnung gehen wir in den nachfolgenden Abschnitten (Abschnitte 2.2 bis 2.4) weiter ein.

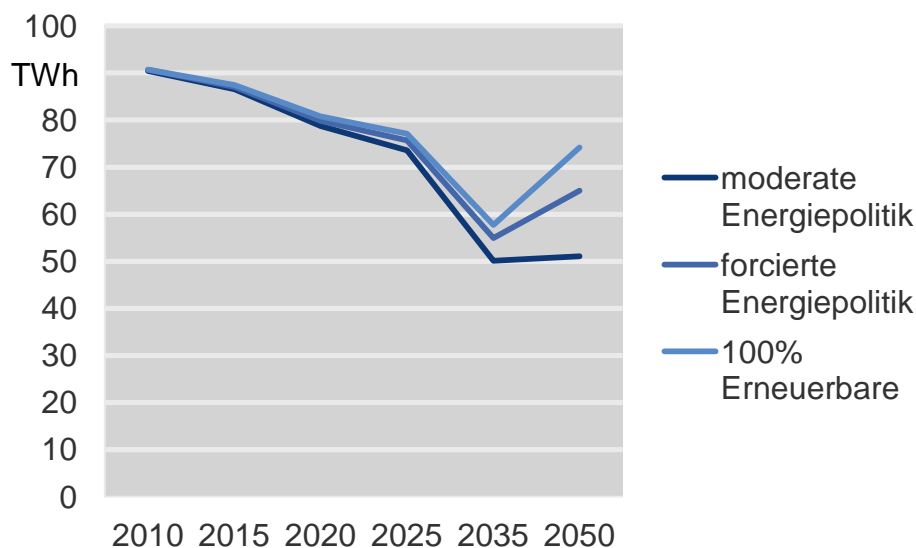


Bild 2.1: Entwicklung der schweizerischen Erzeugung unterschieden nach Szenarien

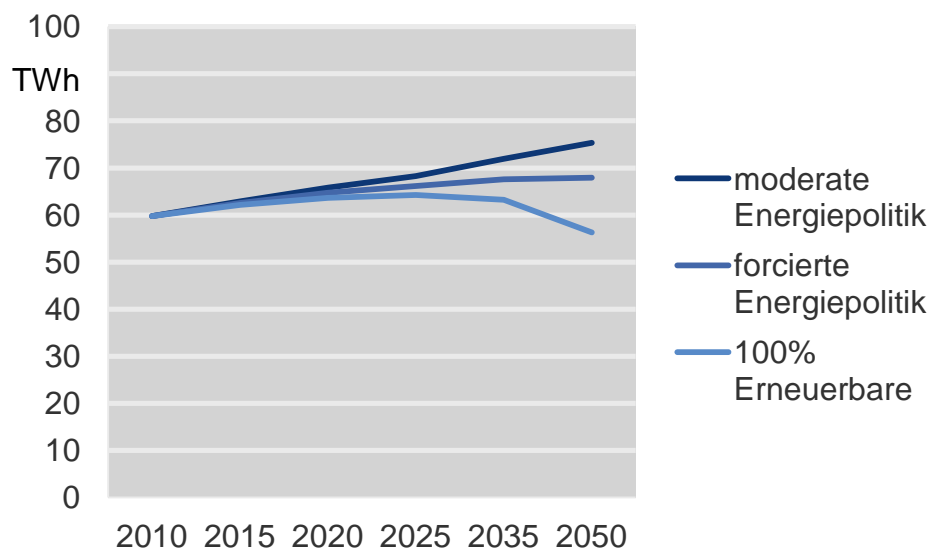


Bild 2.2: Entwicklung des schweizerischen Stromverbrauchs unterschieden nach Szenarien

2.2 Bestimmung der Aufnahmekapazität für dezentrale Erzeugungen im Ist-Netz

Seitens der an der Studie beteiligten Netzbetreiber wurden zu jedem Netzausschnitt Informationen zu elektrische Kenndaten der Leitungen und Transformatoren sowie Jahreshöchstleistungen von Last und Erzeugung bereitgestellt. Aus diesen Informationen wurde ein Datenmodell erstellt, das es ermöglicht, Lastflussberechnungen durchzuführen und Strom- und Spannungsprofile abzuleiten.

Netzausschnitte

Betrachtete Netzausschnitte waren im Einzelnen:

- Luzern
 - Mittelspannung
 - UW Schüpfheim, Abgang Flühli-Sörenberg
- Davos
 - Mittelspannung
 - Gebiet Dorf-Bünda-Flüelatal

- Gebiet Platz-Bolgen-Jakobshorn
- Niederspannung
 - Trafostation Camping
 - Trafostation Mühlehof
 - Trafostation Pischagrat
- Zürich
 - Mittelspannung
 - 2 Netzausschnitte UW Frohalp
 - Niederspannung
 - Trafostation Hüslibachstraße
- Solothurn
 - Mittelspannung
 - Abgang Allmendstraße
 - Abgang Dornacherplatz
 - Niederspannung
 - Trafostation Allmendstraße
 - Trafostation Dornacherplatz

Ausgangswerte und Grenzen für Spannung und Strom

Bei den durchgeführten Analysen je Netzausschnitt erfolgte die Betrachtung der Netzausschnitte grundsätzlich entkoppelt, so dass z. B. Spannungswirkungen der über- auf die unterlagerte Ebene bei der Bestimmung der netzausschnittspezifischen Aufnahmekapazität für dezentrale Erzeugungsleistung vernachlässigt werden, wie es übliche Praxis in der Grundsatznetzplanung ist. Bei der Hochrechnung der Einzelergebnisse auf die Gesamtschweiz wurden die hierfür relevanten koppelnden Wirkungen jedoch betrachtet, in dem z. B. bei der Bestimmung der (aus Spannungssicht begrenzten) Aufnahmefähigkeit der Mittelspannungsnetze die bereits in unterlagerten Niederspannungsnetzen angeschlossenen Erzeugungsleistungen berücksichtigt wurden.

Grundsätzlich wurden die Grenzwerte je Spannungsebene so festgesetzt, dass bei vollständiger Nutzung der Grenzwerte der jeweils vor- oder nachgelagerten Ebenen die betrachtete Ebene ihren zugeordneten Spielraum vollständig nutzen kann (s. a. Annahmen zum verfügbaren Spannungsband).

Typischerweise wird heute die Spannung im HS-/MS-Umspannwerk mittelspannungsseitig oberhalb Nennspannung geregelt. Für unsere Berechnungen sind wir in Abstimmung mit den beteiligten Netzbetreibern davon ausgegangen, dass mittelspannungsseitig ein Spannungswert von $1,03 U_{\text{nenn}}$ eingestellt ist. Insofern sind die Ergebnisse zu den Mittelspannungsnetzen jeweils hierauf bezogen dargestellt.

In der Verbindung zu den Niederspannungsnetzen wird heutzutage in der Regel keine aktive Spannungsregelung wie in den überlagerten Netzebenen eingesetzt, so dass sich entsprechend der Belastung und Impedanzen im vorgelagerten Mittelspannungsnetz niederspannungsseitig ein entsprechender Wert der Spannung einstellt. Da die den Niederspannungsnetzen vorgelagerten Mittelspannungsnetze in den hier durchgeführten Analysen nicht vollständig abgebildet sind und daher kein exakter Spannungswert an der den Niederspannungsnetzausschnitt speisenden Transformator bestimmt werden kann, haben wir die Ergebnisse zum Spannungsniveau der Niederspannungsnetze immer bezogen auf die Nennspannung von 0,4 kV bezogen dargestellt.

Des Weiteren sind wir davon ausgegangen, dass Ringe und Maschen geschlossen betrieben werden, sofern dies in den vorliegenden Netzplänen nicht explizit anders gekennzeichnet war.

Als Höchstlast wurde in den Netzausschnitten jeweils die individuelle Höchstlast jedes Abnehmers angesetzt. Die damit einhergehende Vernachlässigung von Durchmischungseffekten auf den Leitungen führt somit tendenziell zu einer leichten Überschätzung des Spannungsfalls bzw. der Spannungsanhebung und stellt damit im Hinblick auf die Aufnahmefähigkeit für dezentrale Erzeugung eine Abschätzung zur sicheren Seite dar. In der Projektrunde wurden folgende Grenzwerte für Spannung und maximale Leistungsbelastung abgestimmt:

- Maximale Spannungsabsenkung bzw. maximaler Spannungshub, sowohl in der MS- als auch in der NS-Leitungsebene¹
 - -5%
 - +3%
- Maximale Leitungsauslastung (bezogen auf Nennstrom)
 - 55% in Ringen/Maschen (Reserve zur Versorgung von benachbarten Netzbereichen im Fehlerfall oder bei Wartungsabschaltungen)
 - 100% in Strahlen/Stichen (keine Redundanzanforderungen)

Wenngleich der Fokus der Netzberechnungen auf den jeweiligen Leitungsebenen lag, haben wir zusätzlich eine etwaige Begrenzung der Netzaufnahmefähigkeit durch die jeweils speisenden Umspannebenen (Netzebene 4 und Netzebene 6) betrachtet. Hierzu haben praxisnah wir unterstellt, dass die Transformatoren der Umspannebenen näherungsweise proportional zur heutigen Höchstlast dimensioniert sind, so dass wir angenommen haben, dass die Grenzen der Umspannebenen dann erreicht werden, wenn der Betrag der Rückspeiseleistung größer ist als die heutige Höchstlast.

Je Netzausschnitt betrachtete Last-/Einspeisevarianten

Um einen Überblick über das derzeit vorherrschende Spannungsniveau und die Leitungslastung des heutigen Netzes zu erhalten, haben wir zunächst Netzberechnungen für die aktuelle Netzkonfiguration bei Maximallast durchgeführt (s. Bild 2.3). Bei der anschließenden Bestimmung der Aufnahmefähigkeit des Ist-Netzes für dezentrale Erzeugungsanlagen ist zu beachten, dass die Aufnahmefähigkeit von der räumlichen Verteilung der Erzeugungsanlagen

¹ Um sicherzustellen, dass die durch Lasten hervorgerufene Spannungsabsenkung an Niederspannungskundenanschlüssen kleiner 10% (gemäß EN 50160) beträgt, wird der Regelungswert am HS-/MS-Transformator in der Regel auf Werte oberhalb der Nennspannung eingestellt, wodurch das für Spannungsveränderungen zulässige Spannungsband asymmetrisch geteilt wird. Dementsprechend steht für die Mittel- wie auch die Niederspannungsebene ein Spannungsband von +3% und -5% zur Verfügung; die verbleibenden 4% müssen reserviert werden für den Spannungsfall über den MS-/NS-Transformator, sowie für die Regelhysterese und die diskrete Spannungsstufung an den HS/MS-Transformatoren.

im Netzbereich abhängt und somit nicht eindeutig bezifferbar ist. Daher haben wir uns entschieden, zwei (Extrem-)Varianten der räumlichen Verteilung mit Erzeugungsanlagen zu betrachten, um die Bandbreiten der Aufnahmekapazität bestimmen zu können:

- „Variante gleichmäßige Verteilung“: Erzeugungsanlagen mit jeweils identischer Leistung befinden sich an jedem Abnahmepunkt (Anzahl Erzeugungsanlagen = Anzahl Abnahmepunkte)
- „Variante Einzelanlage“: 1 Erzeugungsanlage befindet sich am Punkt geringster Spannung (Anzahl Erzeugungsanlagen \neq Anzahl Abnahmepunkte)

Neben der räumlichen Verteilung Erzeugungsanlagen hängt die maximale anschließbare Erzeugungsleistung auch von der Höhe der Last (zum Zeitpunkt der Einspeisung) ab, die dämpfend auf den durch die Erzeugungsanlagen hervorgerufene Spannungsanstieg und die Leitungsauslastung wirkt. Der aus Spannungs- und Auslastungssicht kritischste und damit die Aufnahmekapazität begrenzende Fall tritt ein, wenn maximale Einspeisung und minimale Abnahme zeitlich zusammenfallen. Auswertungen von historischen Lastganglinien (für Mittelspannungsnetze) zeigen, dass auch in den lastschwachen Nachtstunden ca. 25% der Maximallast eines Netzgebietes in der Regel zu keinem Zeitpunkt unterschritten werden. Daher haben wir für unsere Berechnungen die Last in den Netzausschnitten jeweils zu 25% der Maximallast angenommen. Insbesondere bei Photovoltaikanlagen fällt die maximale Einspeisung mit der mittäglichen Verbrauchsspitze zusammen, so dass hier, selbst an Sonn- und Feiertagen mit üblicherweise deutlich reduzierter Belastungsspitze, von einer Netzlast größer 25% zum Zeitpunkt der maximalen (PV-)Einspeisung auszugehen ist. In unseren Berechnungen haben wir daher als weiteren Fall die bei 50%iger Maximallast integrierbare Erzeugungsleistung bestimmt.

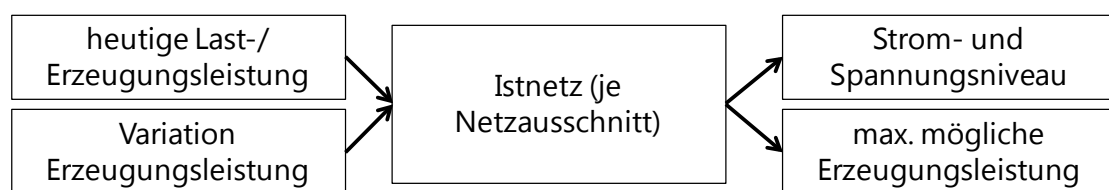


Bild 2.3: Schematische Darstellung der Vorgehensweise bei den Netzberechnungen zum Ist-Netz

Wenn die in einem Netz anzuschließende Erzeugungsleistung die vom Netz bereitgestellte Aufnahmekapazität übersteigt, können verschiedene Ausbaumaßnahmen ergriffen werden, die

im nachfolgenden Abschnitt näher beschrieben werden (s. Abschnitt 2.3). Für jede dieser Maßnahmentypen haben wir jeweils erneut bestimmt, wie viel Erzeugungsleistung bei 25% bzw. 50% der Maximallast, jeweils in den Fällen „gleichmäßige Verteilung“ und „Einzelanlage“ in jeden der betrachteten Netzausschnitte integriert werden könnte (s. Bild 2.4). Anschließend wurden aus dem Umfang der jeweils benötigten Ausbaumaßnahmen und entsprechenden spezifischen Kostenansätzen die Ausbaukosten je Maßnahmentyp und Netzgebiet bestimmt.

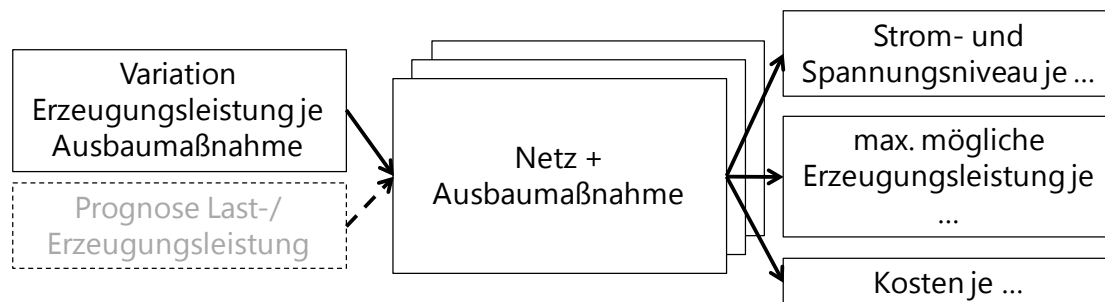


Bild 2.4: Schematische Darstellung der Vorgehensweise bei den Netzberechnungen zur Erhöhung der Aufnahmekapazität durch Ausbaumaßnahmen

2.3 Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmekapazität

2.3.1 „Klassischer“ Netzausbau

Um Überschreitungen der Spannungs- und/oder Betriebsmittelauslastungsgrenzen infolge von Erzeugungs- oder Lastzuwachs zu vermeiden, wird heute als Mittel der Wahl „klassischer“ Netzausbau betrieben, bei dem die vorhandenen Leitungen oder Transformatoren durch welche mit höherer Übertragungskapazität ersetzt oder um solche ergänzt werden.

Konkret bedeutet dies, dass bei Freileitungen das Freileitungsseil ausgetauscht wird und ggf. die Masten wegen höheren Durchhangs des Seils erhöht werden müssen. Bei der Leitungsverstärkung von Kabeln hängt der Aufwand von der Verlegeart und der erforderlichen Leitungskapazität ab. In der Schweiz werden Kabel häufig in Rohren verlegt, so dass der Austausch eines bestehenden durch ein Kabel mit größerem Querschnitt ohne nennenswerte Erdarbeiten und damit im Vergleich zu einer Neuerrichtung einer Leitungsverbindung deutlich günstiger erfolgen kann. Bei sehr hohen Leistungsanforderungen, z. B. bei hohen installierten Leistungen dezentraler Erzeugungen, wie es in einigen der betrachteten Erzeugungsszenarien gegen Ende des Betrachtungszeitraums der Fall ist, kann es allerdings erforderlich sein, parallele,

zusätzliche Leitungen zu verlegen, da die Stromtragfähigkeit einer Leitung nicht beliebig gesteigert werden kann. In diesem Fall entstehen zu den Kosten für das Kabel auch Kosten für die zusätzlich benötigten Erdarbeiten. Da angesichts der zu erwartenden dezentralen Erzeugungsleistungen ein reiner Kabelaustausch ohne Erdarbeiten nicht ausreichen dürfte, haben wir angenommen, dass Verstärkungen von Kabeln immer mit Erdarbeiten verbunden sind. Insofern sind die für eine klassische Leitungsverstärkung anfallenden Kosten in dieser Untersuchung tendenziell überschätzt, was aber eine Abschätzung zur sicheren Seite darstellt. Der Ersatz eines bestehenden durch einen „stärkeren“ Transformator hingegen kann vielfach ohne Änderungen an der bestehenden Station (Gebäude, etc.) erfolgen, wobei dies natürlich nur im Rahmen der üblichen Transformatorleistungen erfolgen kann. Bei Leistungsanforderungen, die oberhalb der üblichen „größten“ Transformatoren liegen, sind zusätzliche parallele Transformatoren an den vorhandenen Stationen oder gar zusätzliche Stationen zu errichten.

Neben der Verstärkung von Leitungen und Transformatoren besteht grundsätzlich auch die Möglichkeit, Veränderungen der Netzstruktur vorzunehmen, um die Netzbelastung zu verringern. Aufgrund der an die Untersuchung gesetzten Prämisse, das heutige Zuverlässigkeitsniveau nicht signifikant zu verändern, wurde diese Möglichkeit jedoch nicht weiter betrachtet. Gleiches gilt auch für eine mögliche Umstellung von Freileitung auf Kabel oder eine Erhöhung der Nennbetriebsspannung (z. B. Umstellung von 10 kV auf 20 kV) sowie den Einsatz neuartiger Leitungswerkstoffe wie beispielsweise Supraleitung.

In den hier durchgeführten Analysen wurden bei Leitungsverstärkungen in Abhängigkeit der Spannungsebene bestehende Leitungen (mit Ausnahme von Niederspannungshausanschlussleitungen, deren Kapazität nicht verändert wurde), einheitlich durch folgende Leitungstypen ersetzt:

- Niederspannung
 - Kabel: 240 und 150 mm² Kunststoffkabel
- Mittelspannung
 - Freileitungen: 240 mm² Aldrey
 - Kabel: 240 mm² Kunststoffkabel

Im Bereich der Umspannebenen sind wir vereinfachend davon ausgegangen, dass „nur“ Erweiterungen im Bereich der Transformatoren erforderlich sind. Sonstige Bestandteile der Umspannwerke (insbes. Gebäude, Nebenanlagen, etc.) sind stark einzelfallabhängig und

wurden von uns als unverändert angenommen. Auf diese Weise werden zwar die Kosten der im Bereich der Umspannwerke je nach Szenario und Zeitpunkt notwendigen Ausbaumaßnahmen etwas unterschätzt, da aber (wie durch die Ergebnisse bestätigt wird) die Ausbaurkosten im Bereich der Umspannebenen ohnehin um ein vielfaches unter den Ausbaurkosten im Bereich der Leitungsebenen liegen, halten wir diese Vereinfachung für zulässig.

Die Kosten für die erforderlichen Leitungsverstärkungen und Transformatorzubauten wurden aus „Mercur Access II, Einheitskosten (Ausgabe 2007)“ entnommen (s. Tabelle 2.1), einer vom VSE erstellten Übersicht über Einheitskosten von elektrischen Betriebsmitteln für Elektrizitätsnetze in der Schweiz.

Art	Ebene	Typ	Kosten [CHF/km bzw. Stk.]
Leitung	MS	KB 240	140.000
	MS	KB-Trasse	230.000
	MS	FL-Trasse	85.000
	MS	FL-Seil, 150,240	39.000
	MS	FL-Seil, 400	70.000
	NS	KB-Trasse	230.000
	NS	KB 240, CU	120.000
	NS	KB 240, Alu	55.000
	Trafo	MS/NS	1000kVA
HS/MS		40MVA	1.900.000

Tabelle 2.1: Verwendete (spezifische) Kostenansätze gemäß Mercur Access II, Einheitskosten (Ausgabe 2007)

2.3.2 „Innovative“ Maßnahmen

Neben „klassischen“ Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmekapazität der Netze für Erzeugungsanlagen existiert eine Reihe weiterer Maßnahmen, die nachfolgend als „innovative“ Maßnahmen bezeichnet werden, da diese zwar – wenn teilweise auch erst seit kurzer Zeit – am Markt erhältlich sind oder zumindest in Pilotprojekten getestet werden, aber derzeit noch nicht flächendeckend von Netzbetreibern eingesetzt werden.

Grundsätzlich ist bei den innovativen Maßnahmen zu unterscheiden, ob diese als Gegenmaßnahme bei Überschreiten von Spannungsgrenzen oder von Betriebsmittelbelastungsgrenzen eingesetzt werden können, da es, im Gegensatz zur klassischen Leitungsverstärkung, nur

wenige innovative Maßnahmen gibt, die in der Lage sind, beide Grenzen gleichzeitig zu erhöhen.

In diesem Projekt betrachtete innovative Maßnahmen bei Überschreiten von Spannungsgrenzen sind:

- Aktive Spannungsregelung
 - Erweiterte HS/MS-Umspannwerksregelung / „Weitbereichsregelung“
 - Mittel-/Niederspannungstransformatoren (MS-/NS-Transformatoren)
 - MS-/MS- oder NS-/NS-Transformatoren
 - Erzeugungsanlagen
 - Hausanschlüssen
- Einsatz von lokalen Speichern
- Last-/Erzeugungsmanagement

Geeignete Maßnahmen bei Überschreiten von Stromgrenzwerten sind:

- Einsatz von lokalen Speichern
- Last-/Erzeugungsmanagement

Projekterfahrungen zu Kosten-/Nutzen-Analysen zeigen, dass zur Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen die Maßnahmen Spannungsregelung an Transformatoren und Erzeugungsanlagen die vielversprechendsten und zumindest auf absehbare wirtschaftlich bei Spannungsgrenzwertverletzungen sind, so dass im weiteren nur noch diese Maßnahmen hinsichtlich ihrer technischen Wirkungsweise und ihrer Kosten näher beschrieben werden. Die zur Vermeidung von Stromgrenzwertüberschreitungen aufgeführten innovativen Maßnahmen sind im engeren Sinne keine reinen netzseitigen Maßnahmen, da sie aktiv in die eingespeiste oder entnommene Leistung der Netzkunden eingreifen und damit zu einer Veränderung der Anforderungen an Netze führen. Im Sinne der grundsätzlichen Anforderung an die Untersuchungen der vorliegenden Studie – gleichbleibende Netzqualität – haben wir deshalb im weiteren bei Stromgrenzwertüberschreitungen ausschließlich die klassische Netzverstärkung als netzbetreiberseitiges Mittel der Wahl betrachtet.

2.3.2.1 Spannungsregelung an MS-/NS-Transformatoren

Grundsätzlich bewirkt ein Stromfluss von einer Netzeinspeisung über eine Leitungsverbindung zu einer Last einen Rückgang der Spannung (Spannungsfall) zwischen der Einspeisung und der Last. Eine Erzeugungsanlage hingegen führt durch ihre Einspeisung zu einem Spannungsanstieg (s Bild 2.5). Die Europannorm EN 50160 legt fest, dass die Spannung am Niederspannungsanschluss maximal 10% nach oben wie nach unten von der Nennspannung (230 bzw. 400 V) abweichen darf.

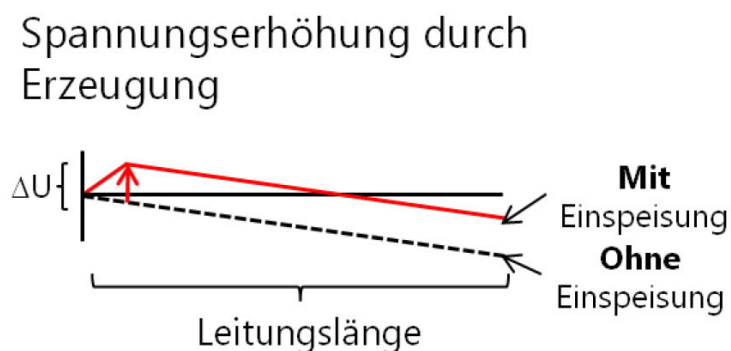


Bild 2.5: Schematische Darstellung des Spannungsverlaufs über eine Leitung in Abhängigkeit von Last und Einspeisung

Typischerweise ist die letzte Stelle, an der die Höhe der Spannung aktiv geregelt werden kann, die Unterspannungsseite der HS-/MS-Transformatoren. Die MS-/NS-Transformatoren sind in der Regel auf ein festes Verhältnis der Eingangs- zur Ausgangsspannung eingestellt, so dass die Spannung an der Unterspannungsseite des Transformators Änderungen der Oberspannungsseite entsprechend nachfolgt. Dadurch sind die Spannungen der Mittel- und Niederspannungsebene in der Regel starr miteinander gekoppelt.

Durch den Einsatz von spannungsgeregelten MS-/NS-Transformatoren wird diese feste Kopplung (festes Übersetzungsverhältnis) der beiden Spannungsebenen aufgehoben, so dass dynamisch in Abhängigkeit der Belastungs- und Einspeisesituation für das Versorgungsgebiet des Transformators eine individuelle Spannungseinstellung erfolgen kann. Dadurch kann das für die Niederspannung bei starrer Kopplung verfügbare Spannungsband (+3%; -5%) etwa verdoppelt werden. Je nach technischer Ausführung der Regelung und Platzverhältnissen in der Station kann hierfür ein Austausch des herkömmlichen Transformators oder zusätzlich eine Erweiterung des Stationsgebäudes erforderlich werden.

Der Einsatz eines spannungsgeregelten MS-/NS-Transformators muss nicht flächendeckend erfolgen, sondern kann auf die Stationen im hinteren Teil des jeweiligen Leitungsabgangs beschränkt werden, in denen das herkömmliche Spannungsband nicht ausreichend ist (s. Bild 2.6). Dies haben wir bei der Kostenbewertung der Maßnahme und der Hochrechnung der Ergebnisse auf die gesamte Schweiz entsprechend berücksichtigt. Als Kostenansatz wurde in der Projektrunde ein Wert von 60.000 CHF/Transformator abgestimmt, wobei in diesen Kosten der Leistungstransformator einschließlich Spannungsregler enthalten ist. Da möglicherweise im Zuge der Umstellung anfallende Anpassungen an Stationstechnik oder -gebäuden sind nur schwer pauschal zu quantifizieren sind, wurden derartige Kostenelemente bei der Kostenbewertung nicht explizit berücksichtigt.

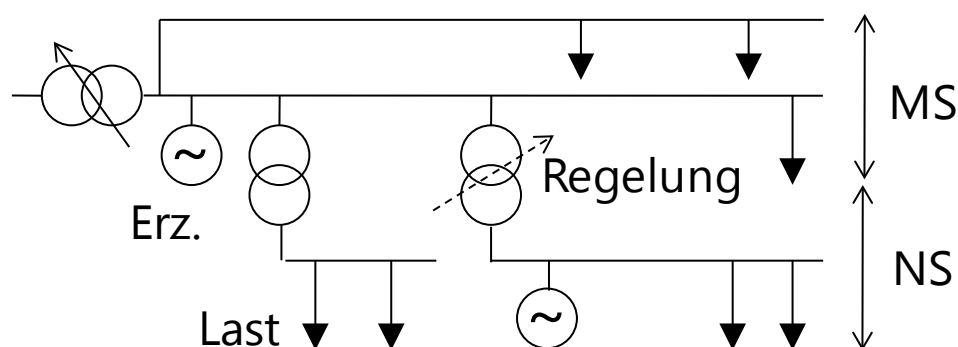


Bild 2.6: Schematische Darstellung des Einsatzes von spannungsgeregelten MS-/NS-Transformatoren im Netz

2.3.2.2 Spannungsregelung in MS- oder NS-Abgängen (Booster-Transformatoren)

Eine weitere Möglichkeit zur Entkopplung von Spannungen (und damit Ausweitungen des nutzbaren Spannungsbandes) im Mittel- oder Niederspannungsnetz bieten spannungsregelnde Transformatoren, sogenannte Booster-Transformatoren, die in einem Leitungszug installiert werden (s. Bild 2.7). Ähnlich wie die zuvor beschriebenen spannungsebenen-übergreifenden Transformatoren sind auch die Booster-Transformatoren mit einer Spannungsregelung ausgestattet, die es erlaubt die Spannungen auf der Eingangs- und Ausgangsseite des Transformators zu entkoppeln, jedoch ist das Übersetzungsverhältnis (Maß für das Verhältnis zwischen Eingangs- und Ausgangsspannung) anders als bei sonstigen Transformatoren nahe eins (Eingangsspannung \approx Ausgangsspannung). Wie in Bild 2.7 dargestellt, sorgt der Booster-

Transformator dafür, dass das verfügbare Spannungsband in einem Abgang doppelt ausgenutzt werden kann, da unabhängig von der Spannung im vorderen Teil, die Spannung im hinteren Teil des Abgangs eingestellt werden kann und so ein im Schemabild angedeuteter sägezahnartiger Verlauf der Spannungshöhe ermöglicht wird und damit das zulässige Spannungsband im Verlauf des Abgangs zweimal genutzt werden kann.

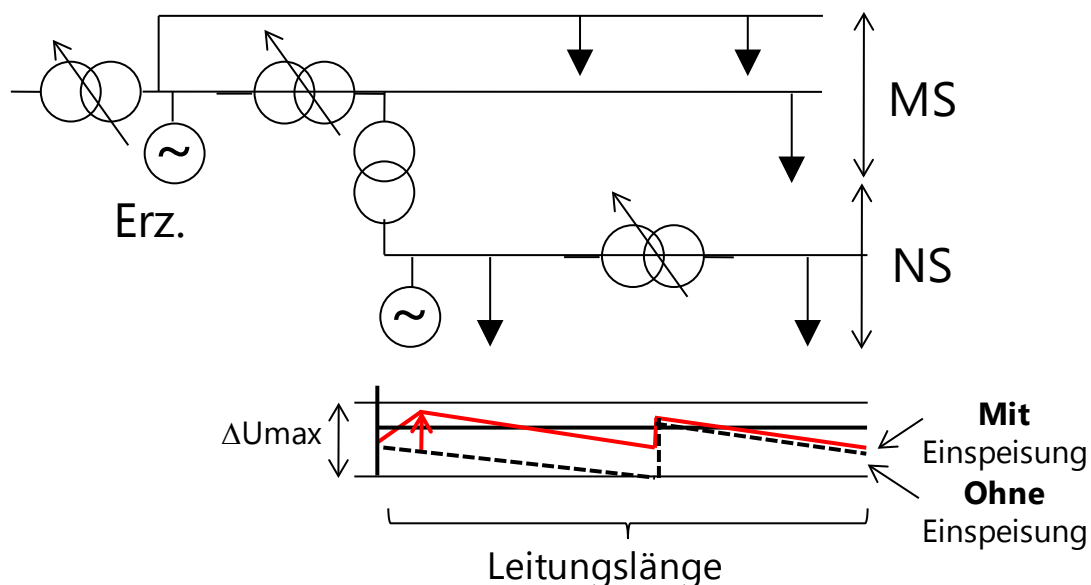


Bild 2.7: Schematische Darstellung des Einsatzes spannungsgeregelter MS-/MS- oder NS-/NS-Zwischentransformatoren im Netz

Derartige Booster-Transformatoren befinden sich heute bereits vereinzelt in ausgedehnten Netzen mit langen Netzausläufern im Einsatz, bei denen die Spannung am Ende des Netzausläufers zu stark absinkt. Hier wird dann durch den Booster-Transformator die Spannung gezielt angehoben, um am Ende des Netzausläufers innerhalb des zulässigen Bereichs der Spannung bleiben zu können. Im Falle einer Spannungsanhebung durch dezentrale Einspeisungen würde das Prinzip dementsprechend in umgekehrter Richtung angewendet werden.

Soll ein Booster-Transformator als neues Element in einem Netz eingesetzt werden, ist dies in der Regel mit der Errichtung einer neuen Station verbunden. Dies ist in dem hier verwendeten Kostenansatz in Höhe von 250.000 CHF (MS) bzw. 70.000 CHF (NS) entsprechend berücksichtigt. Bei dem direkten Vergleich der Kosten zwischen den beiden vorgestellten Varianten spannungsregelnder Transformatoren ist zu beachten, dass Booster-Transformatoren in jedem Abgang mit Spannungsproblemen einmal eingesetzt werden müssen, während bei den spannungsgeregelten MS-/NS-Transformatoren jede Station ausgerüstet werden muss, in dessen

Versorgungsgebiet Spannungsgrenzen überschritten werden. Somit kann netzbetreiberseitig je nach notwendigem Einsatzgrad entschieden werden, welche der beiden spannungsgeregelten Transformatorvarianten die kostengünstigere ist. So wird z. B. in langen MS-Abgängen mit einer großen Zahl von Stationen der Einsatz von Booster-Transformatoren tendenziell günstiger sein als der Einsatz von spannungsgeregelten MS/NS-Transformatoren

2.3.2.3 Aktive Spannungsregelung an Erzeugungsanlagen

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, bereits bei der Einspeisung dafür zu sorgen, dass der durch Erzeugungsanlagen hervorgerufene Effekt auf die Netzspannung durch die Anlage selbst gemindert wird, indem die Erzeugungsanlage Blindleistung² ins Netz einspeist. Bild 2.8 zeigt hierzu schematisch die Wirkung einer Blindleistungseinspeisung auf den Spannungshub über eine Leitung.

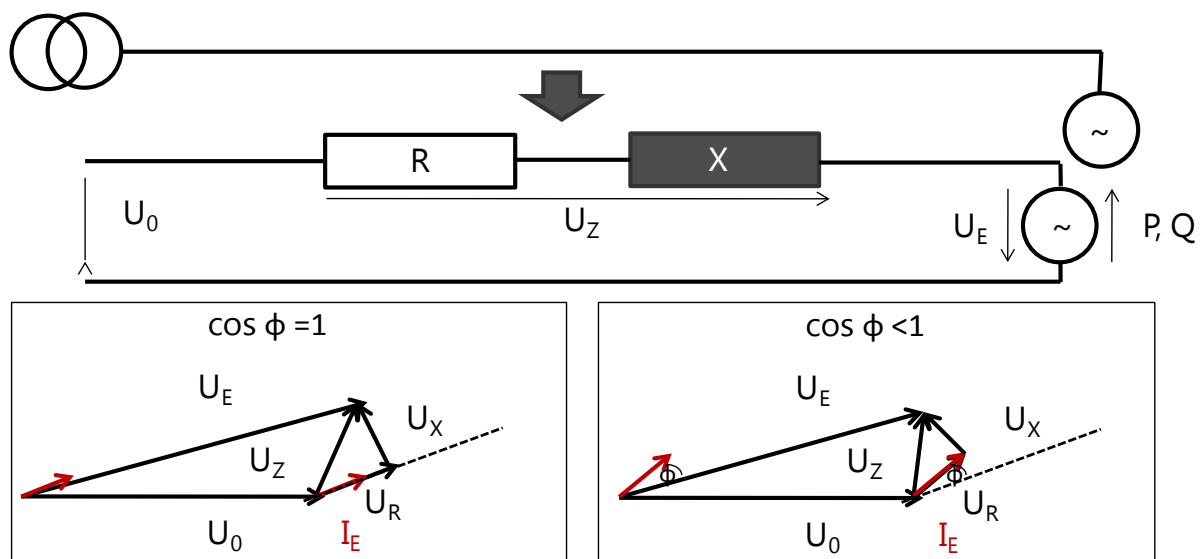


Bild 2.8: Schematische Darstellung der Wirkung einer Blindleistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen

² Die elektrische Leistung „fließt“ nicht wie Erdgas oder Erdöl in den Leitern, sondern in dem sie umgebenden elektrischen und magnetischen Feld, für dessen Aufbau zusätzlich sogenannte Blindleistung – das ist mit doppelter Netzfrequenz zwischen Erzeugung und Verbrauch hin- und herpendelnde elektrische Leistung – benötigt wird.

Je nach Spannungsebene und Anschlussleistung einer Erzeugungsanlage ist es in einigen Ländern obligatorisch, dass Erzeugungsanlagen in gewissen Grenzen eine Blindleistungseinspeisung ermöglichen. In Deutschland wird dies in den aktuellen technischen Anschlussregeln gefordert. Typische Grenzwerte für Blindleistungseinspeisungen sind in Niederspannungsnetzen $\cos\varphi = 0,9$ und in Mittelspannungsnetzen $\cos\varphi = 0,95$. Bei umrichtergekoppelten Einspeiseanlagen, wie z. B. Photovoltaikanlagen, ist die Möglichkeit einer Blindleistungsbereitstellung mit vergleichsweise geringen Zusatzkosten in der Größenordnung von ca. 10% der Wechselrichterkosten verbunden, da im Wesentlichen nur die Leistung des Leistungs-/Frequenzumrichters erhöht werden muss. Für diese Untersuchung gehen wir von Zusatzkosten in Höhe von 30 CHF je kW Umrichterleistung aus.

An dieser Stelle soll bereits festgehalten werden, dass aufgrund der geringen Zusatzkosten diese Maßnahmen in jedem Fall angewendet werden und daher, sofern noch nicht enthalten, entsprechende Anforderungen in den Anschlussrichtlinien in der Schweiz verankert werden sollten. Aktuelle Entwicklung internationaler Gremien legen allerdings nahe, dass zukünftig nahezu alle Anlagen in allen Spannungsebenen über diese Möglichkeit der Spannungsregelung verfügen werden.

2.4 Hochrechnung der Ergebnisse auf die Schweiz

Ausgangspunkt der durchgeführten Analysen ist die Betrachtung von Netzausschnitten, die als repräsentativ für die Verteilungsnetze (Mittel- und Niederspannung) der gesamten Schweiz angesehen werden. Die anhand dieser Netzausschnitte ermittelten Ergebnisse werden anschließend unter Verwendung von Repräsentativitätsgraden (= Anteil Gesamtschweiz) und einer Annahme über die räumliche Verteilung der dezentralen Erzeugung („Auf welchen Teil der Fläche ist die Erzeugung konzentriert? Wie viele Netzbereiche oder Abgänge sind betroffen?“, hier: in Abhängigkeit des Erzeugungsszenarios 25%-50% angenommen) auf die gesamte Schweiz hochgerechnet (s. Bild 2.9).

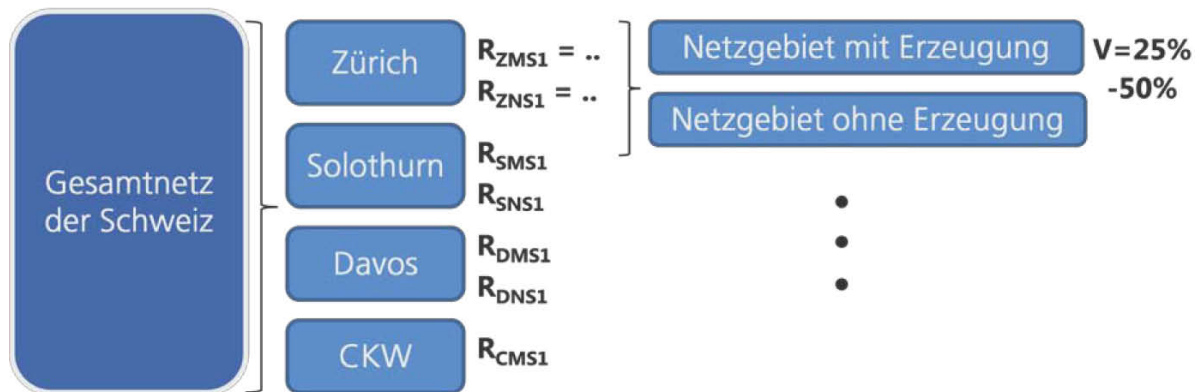


Bild 2.9: Schematische Darstellung der Vorgehensweise zur Hochrechnung der Ergebnisse auf die gesamte Schweiz

Die zur Hochrechnung verwendeten Repräsentativitätsgrade wurden bestimmt unter Berücksichtigung von:

- Höchstlast je Netzausschnitt und Höchstlast Gesamtschweiz, je Netzebene
- Leitungslänge je Netzausschnitt und Gesamtleitungslänge Schweiz, je Netzebene
- Prognosen der Netzbetreiber zum Zubau dezentraler Erzeugung und VSE-Szenarien

Bevor jedoch eine Hochrechnung der Ergebnisse möglich ist, müssen zunächst die für die gesamte Schweiz bestimmten Prognosen der Entwicklung dezentraler Erzeugungsleistung auf die betrachteten Netzgebiete aufgeteilt werden. Dies ist notwendig, um zu bestimmen, mit welcher Höhe an Erzeugungsleistung in den betrachteten Netzausschnitten zu rechnen ist. Anschließend wird aus dem Vergleich der für den jeweiligen Netzausschnitt ermittelten maximal möglichen Aufnahmekapazität (im Istnetz und je Ausbaumaßnahme) mit der Höhe der prognostizierten Erzeugungsleistung bestimmt, ob und in welchem Ausmaß Netzverstärkungen notwendig sind und mit welchen Kosten diese Maßnahmen verbunden sind. Die so je Netzbereich ermittelten Kosten werden abschließend unter Nutzung der Repräsentativitätsgrade, die hier als Multiplikationsfaktoren verwendet werden, auf die gesamte Schweiz hochgerechnet. Somit dienen die Repräsentativitätsgrade methodisch sowohl dem „Herunterbrechen“ der Einspeiseszenarien als auch der Hochrechnung der Einzelergebnisse je Netzausschnitt.

Zusätzlich zu den Repräsentationsgraden müssen zum Herunterbrechen der Gesamtmengen der prognostizierten dezentralen Erzeugungsleistung auf die Netzausschnitte Annahmen zur Aufteilung der Erzeugungsleistungen auf Netzebenen (hier: Mittel- oder Niederspannung) und

Gebietstypen (hier: Stadt oder Land) getroffen werden, zum einen um zu berücksichtigen, dass unterschiedliche Anlagengrößen existieren, die entsprechend ihrer Einspeiseleistung in unterschiedlichen Netzebenen angeschlossen werden, und zum anderen, dass einzelne Erzeugungstechnologien, wie z. B. Windkraftanlagen, in ländlichen Gebieten weiter verbreitet sind als in städtischen. Die in dieser Untersuchung für die betrachteten Entwicklungsszenarien (Details zu den Szenarien und Erzeugungstechnologien s. Anhang A.1) angesetzten Aufteilungsfaktoren, die in den 3 betrachteten Entwicklungsszenarien jeweils unverändert angewendet wurden, sind in den nachstehenden Tabellen zusammengefasst (s. Tabelle 2.2 und Tabelle 2.3).

Erzeugungstechnologie	Stadt	Land
Speicherkraftwerk	0%	0%
Laufwasser	0%	0%
Kleinwasser	0%	100%
Summe Biomasse	33%	67%
Photovoltaik	25%	75%
Wind	10%	90%
Geothermie	50%	50%
WKK (fossil)	75%	25%

Tabelle 2.2: Aufteilung der Leistung je Erzeugungstechnologie auf die Gebietstypen Stadt und Land

Erzeugungstechnologie	NE 5	NE 7
Speicherkraftwerk	0%	0%
Laufwasser	0%	0%
Kleinwasser	100%	50%
Summe Biomasse	100%	60%
Photovoltaik	100%	60%
Wind	90%	0%
Geothermie	100%	0%
WKK (fossil)	100%	40%

Tabelle 2.3: Aufteilung der Leistung je Erzeugungstechnologie auf Netzebene 5 und 7

Bei der Interpretation der für die Aufteilung der Leistung je Erzeugungstechnologie verwendeten Werte ist zu beachten, dass die Summe der Anteile je Erzeugungstechnologie nicht 100% ergibt, sondern der %-Wert den Anteil der Leistung angibt, der an und unterhalb der angegebenen Ebene angeschlossen ist. Aus Sicht der Mittelspannungsnetze (NE 5) sind neben den direkt an diese Ebene angeschlossen Erzeugungsanlagen auch die in den jeweils unter-

lagerten Niederspannungsnetzen angeschlossenen Erzeugungsanlagen relevant, da Rückspeisungen aus diesen Ebenen auftreten können, die die gleiche Wirkung wie eine direkt angeschlossene Anlage aufweisen. Bei den Windkraftanlagen ist nur ein Teil (90%) der installierten Leistung für die Mittelspannungsebene relevant, da hier angenommen wurde, dass der restliche Teil der Gesamtleistung durch größere Windparks erbracht wird, die typischerweise in höheren als die hier betrachteten Spannungsebenen angeschlossen werden. Gleiches gilt analog auch für Speicher- und Laufwasserkraftwerke, deren Anteile in den Netzebenen 5 und 7 jeweils auf 0% gesetzt wurden.

3 Ergebnisse

3.1 Ergebnisse Netzberechnungen

Insgesamt wurden in dieser Studie 13 Mittel- und Niederspannungsnetzausschnitte betrachtet, für die je Netzausschnitt Strombelastungs- und Spannungsprofile für zwei unterschiedliche räumliche Verteilungen der dezentralen Erzeugungsanlagen im Netzausschnitt (s. Abschnitt 2.2) sowohl für die Netzstruktur im Ist-Netz als auch für die drei explizit betrachteten Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmekapazität ermittelt wurden. Da sich so eine hohe Zahl von Ergebnisdarstellungen ergibt, sollen nachfolgend jeweils für je einen beispielhaft ausgewählten Mittel- und einen Niederspannungsnetzausschnitt die Art der erhaltenen Ergebnisse exemplarisch im Detail dargestellt werden. Sämtliche (Detail-)Ergebnisse für alle Netzausschnitte, Verteilungen der Erzeugungsanlagen im Netzausschnitt und Maßnahmen sind in einem separaten Foliensatz zusammengefasst, der in Ergänzung zu dem vorliegenden Bericht die vollständige Dokumentation unserer Untersuchungen darstellt.

3.1.1 Beispielhaftes Ergebnis Mittelspannungsnetzausschnitt

Als Mittelspannungsnetzausschnitt wurde beispielhaft das Gebiet Dorf-Bünda-Flüelatal in Davos ausgewählt. Das Netz besteht im Wesentlichen aus zwei Leitungsstrahlen mit einer Gesamtlänge von etwa 11 km Kabel, an die 4 bzw. 7 Trafostationen angeschlossen sind (s. Bild 3.1)³. Die Summe der Stationshöchstlasten beträgt 2.663 kW. Das Gebiet wird mit einer Nennspannung von 8 kV betrieben, wobei gemäß der Untersuchungsprämissen davon ausgegangen wird, dass die Speisespannung im HS-/MS-Umspannwerk um 3% gegenüber Nennspannung angehoben ist und hier also 8,24 kV beträgt (siehe auch Abschnitt 2.2).

³ Anmerkung: In Bild 3.1 ist bereits das Netz in der Variante „gleichmäßige Verteilung der Erzeugungsanlagen“, also Erzeugungsleistung parallel zu jeder Last/Trafostation, dargestellt. Bei den Analysen für das Ist-Netz oder die Variante „Einzelanlage“ wurden die Einspeiseleistungen der in den jeweiligen Netzvarianten nicht vorhandenen Erzeugungsanlagen zu null gesetzt. Die grundsätzliche Netzstruktur ist jedoch in allen untersuchten Varianten identisch.

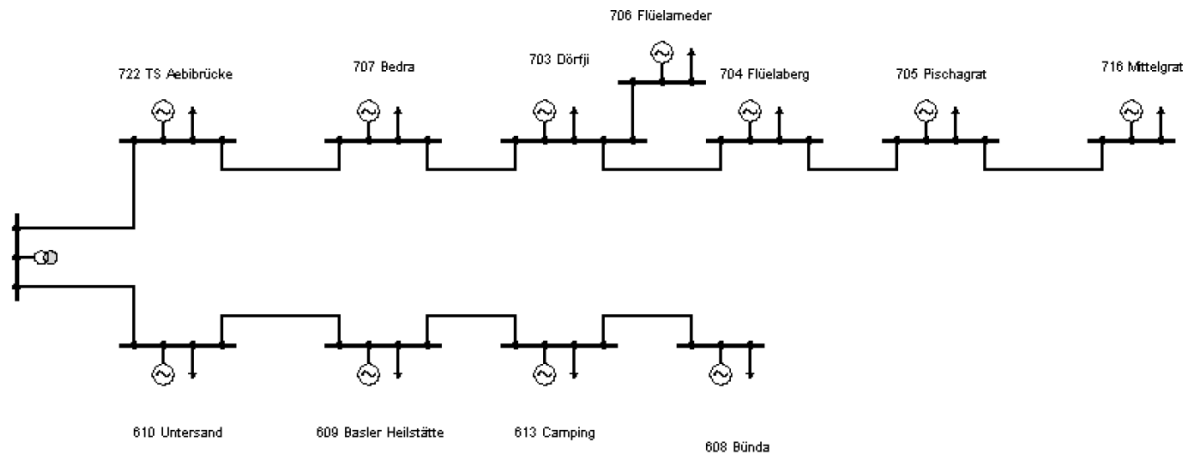


Bild 3.1: Schematischer Netzplan des Gebiets Dorf-Bündä-Flüelatal, Davos

Zur Darstellung der sich in den betrachteten Varianten einstellenden Spannungs- und Auslastungsniveaus wurden jeweils einheitliche Darstellungen gewählt. In diesen Darstellungen sind die jeweils relevanten Grenzwerte durch waagerechte Linien entsprechend markiert. Bei der Analyse des Auslastungsniveaus wurde bei den Belastungsgrenzwerten nach Netzstruktur unterschieden, so dass für Leitungen, die sich in einer Ring- oder Maschenstruktur befinden und so potenziell Reserve für benachbarte Bereiche stellen müssen, eine Belastungsgrenze von 55% (blau gestrichelte Linie) und für die übrigen Leitungen eine Belastungsgrenze von 100 % (rot gestrichelte Linie) relevant ist (siehe auch Abschnitt 2.2).

Die Ergebnisse des Mittelspannungsnetzausschnitts Dorf-Bündä-Flüelatal zeigen im Ist-Netz (keine dezentrale Erzeugungsleistung, 100% Maximallast) Leitungsbelastungen bis maximal 40% und Spannungen zwischen knapp 8 kV und 8,24 kV, was einem maximalen Spannungsabfall von ca. 3% entspricht (s. Bild 3.2 bzw. Bild 3.3). Insgesamt kann dies als derzeit moderate Belastung gewertet werden.

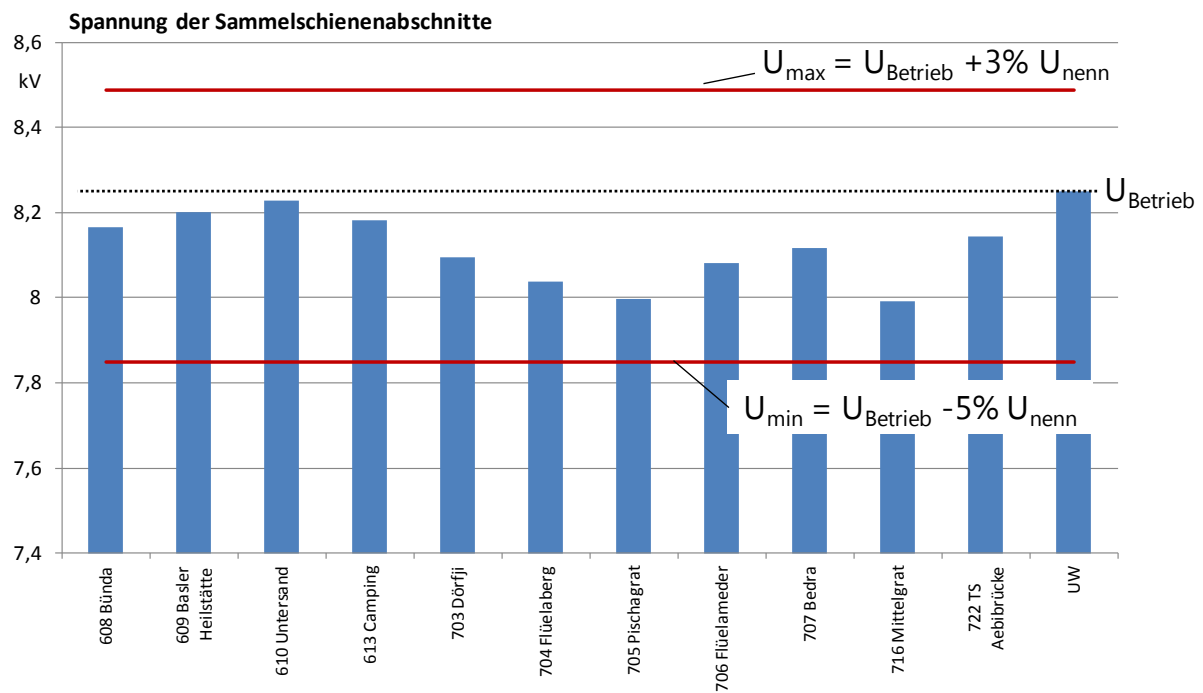


Bild 3.2: Spannungsniveau „Ist-Netz“ (Gebiet Dorf-Bünda-Flüelatal, Davos)

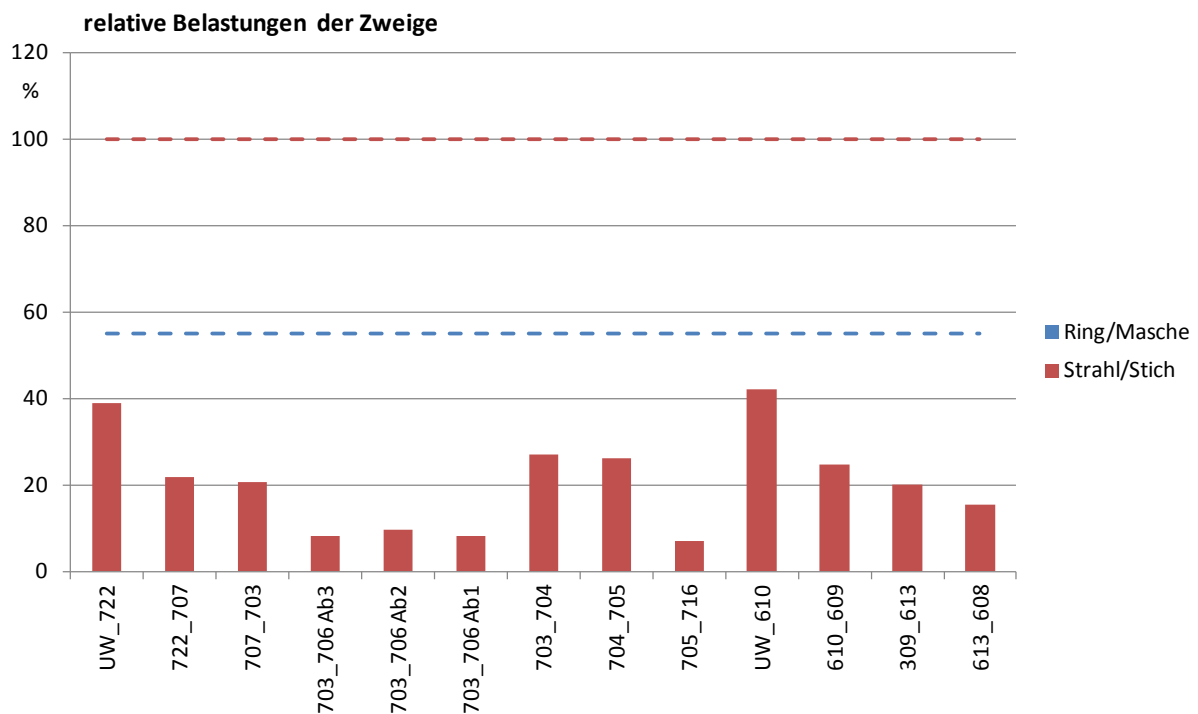


Bild 3.3: Zweigbelastungen „Ist-Netz“ (Gebiet Dorf-Bünda-Flüelatal, Davos)

3.1.1.1 Aufnahmekapazität im Ist-Netz (ohne Netzverstärkungsmaßnahmen)

Um die maximale Aufnahmekapazität zu bestimmen, wurde der aus netzsicht kritische Fall einer geringen Abnahmeleistung (von 25%-50% der Maximallast, je nach Erzeugungstechnologie) bei hoher Einspeisung betrachtet.

Im Fall der „Variante gleichmäßige Verteilung, bei der sich parallel zu jedem Netzanschluss eine Erzeugungsanlage mit jeweils identischer Einspeiseleistung befindet, können mindestens 2.970 kW Erzeugungsleistung in den Netzausschnitt integriert werden. Die integrierbare Erzeugungsleistung wird hier durch das Erreichen des oberen Spannungsgrenzwerts (8,48 kV) begrenzt. Die maximalen Leitungsbelastungen liegen weiterhin bei maximal 40%. Je nach Einspeisecharakteristik der Erzeugungsanlagen (s. Abschnitt 2.2) könnte die maximal anschließbare Erzeugungsleistung auf 3.637 kW erhöht werden, so dass sich für die Aufnahmekapazität des Netzausschnitts ohne Netzverstärkungsmaßnahmen bei gleichmäßiger Verteilung der Erzeugungsanlagen insgesamt eine Bandbreite von 2.970 bis 3.637 kW ergibt.

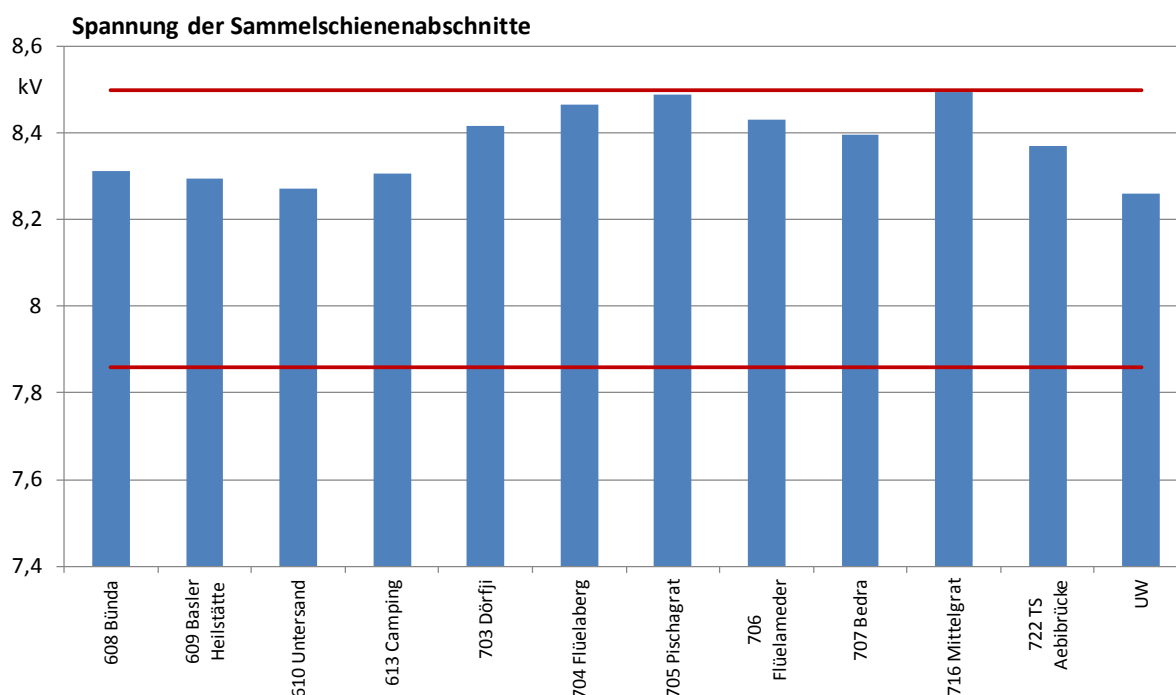


Bild 3.4: Spannungsniveau „Variante gleichmäßige Verteilung“ (Gebiet Dorf-Bünda-Flüelatal, Davos) im Istnetz

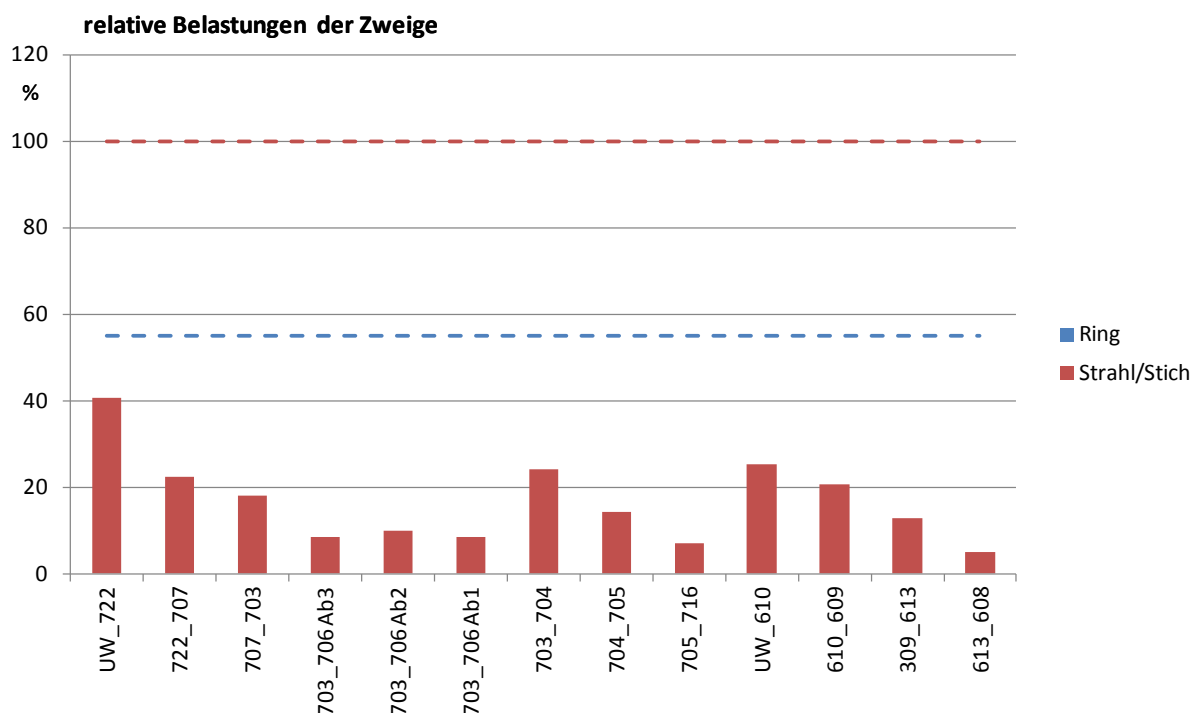


Bild 3.5: Zweigbelastungen „Variante gleichmäßige Verteilung“ (Gebiet Dorf-Bündachflüelatal, Davos) im Istnetz

In dem Fall, dass im Netz nur eine einzige Anlage am vom HS-/MS-Umspannwerk entferntesten Punkt angeschlossen ist, reduziert sich die Bandbreite in dem Netzteil (hier dem Abgang), in dem die Einzelanlage angeschlossen ist, auf 1.100 bis 1.452 kW, was ca. 65% der Variante „gleichmäßige Verteilung“ entspricht.

Bei der Interpretation der Ergebnisse der Variante „Einzelanlage“ ist zu beachten, dass die Ergebniswerte (relative Abnahme der anschließbaren Erzeugungsleistung im Vergleich zu gleichmäßiger Verteilung, jeweils bezogen auf die obere Bandbreite) immer auf den jeweils ungünstigsten Abgang bezogen sind, so dass die Absolutwerte nicht direkt mit denen der Variante gleichmäßige Verteilung vergleichbar sind.

Wie bereits bei gleichmäßiger Verteilung der Erzeugungsanlagen limitiert auch beim Anschluss einer einzigen Erzeugungsanlage im betrachteten Netzausschnitt der obere Spannungsgrenzwert die Aufnahmekapazität (s. Bild 3.6). Lokal steigen im Bereich des Anschlusses der Erzeugungsanlage die Leitungsbelastungen leicht an, insgesamt ergibt sich in dieser Variante jedoch eine geringere Leistungsauslastung (s. Bild 3.7).

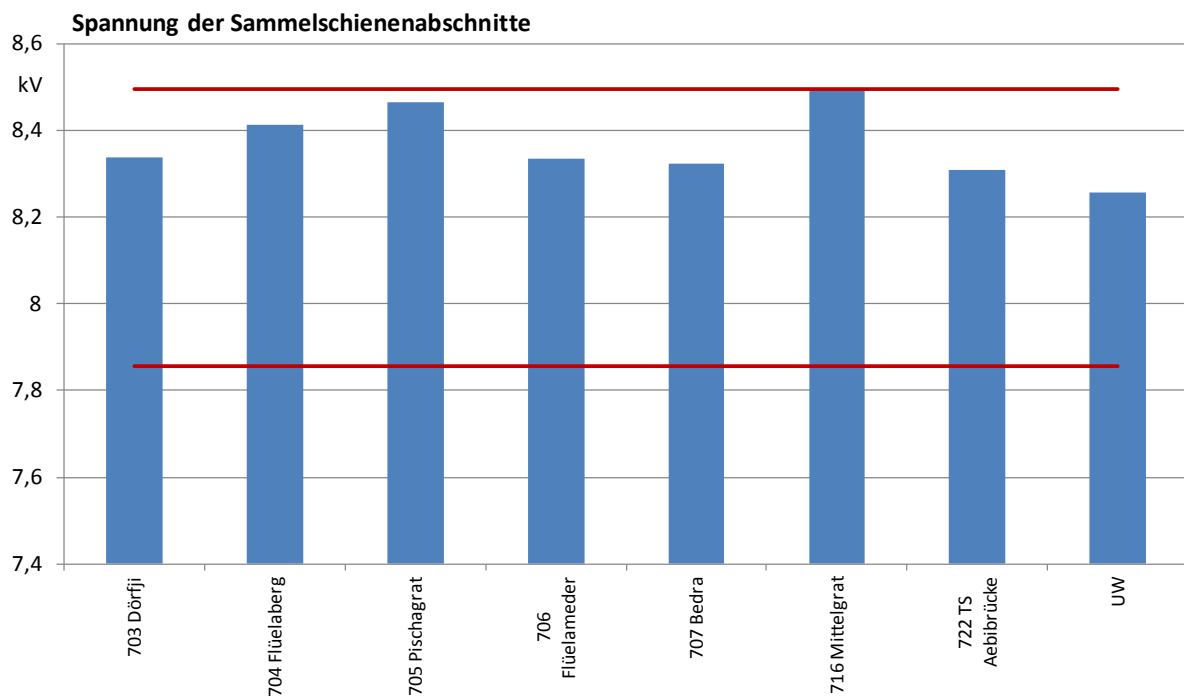


Bild 3.6: Spannungsniveau „Variante Einzelanlage“ (Gebiet Dorf-Bünda-Flüelatal, Davos) im Istnetz

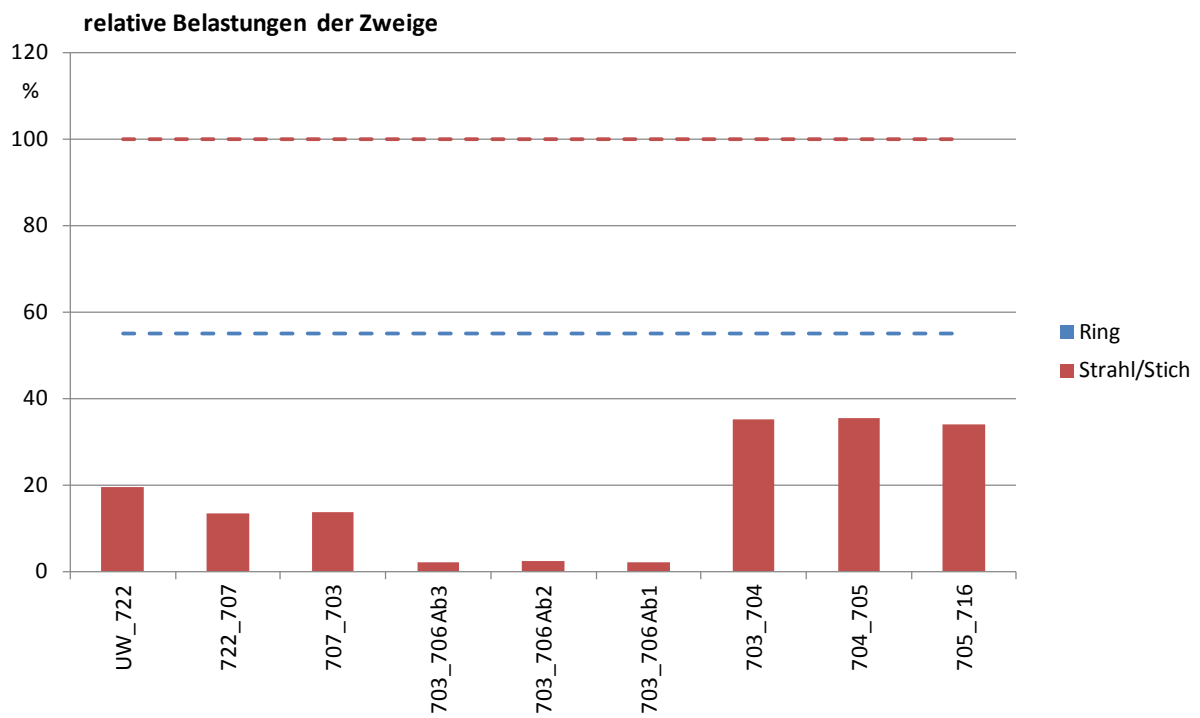


Bild 3.7: Zweigbelastungen „Variante Einzelanlage“ (Gebiet Dorf-Bünda-Flüelatal, Davos) im Istnetz

3.1.1.2 Aufnahmekapazität mit Maßnahme „klassische Netzverstärkung“

Zur Erhöhung der Aufnahmekapazität des Netzes wurden alle Leitungen des Netzausschnitts gegen einen einheitlichen Leitungstyp mit höherem Querschnitt ersetzt. Primär wird dadurch die Stromtragfähigkeit der Leitung verbessert, allerdings ergeben sich durch die geänderten Verhältnisse des Kabelaufbaus andere spezifische Beiträge zum Spannungsverhalten und damit letztlich geringere Spannungsabfälle oder anhebungen entlang der Leitungen. Daher kann ein Übergang auf größere Leitungsquerschnitte sowohl bei Strom- als auch bei Spannungsgrenzwertverletzungen eine geeignete Abhilfemaßnahme darstellen.

Die Ergebnisse zeigen, dass auch mit einer solchen Leitungsverstärkung weiterhin die obere Spannungsgrenze die Aufnahmekapazität des Netzausschnitts limitiert (s. Bild 3.8), da diese vor der Stromgrenze erreicht wird (s. Bild 3.9). Vergleicht man das Spannungsniveau der Variante gleichmäßige Verteilung von Ist-Netz (s. Bild 3.4) mit dem der Leitungsverstärkung (s. Bild 3.8) fällt auf, dass diese qualitativ nahezu identisch sind. Allerdings ist der Spannungshub des stärkeren Kabels bei gleichem Stromfluss kleiner, so dass im Fall der Leitungsverstärkung die Aufnahmekapazität auf 5.500 bis 6.167 kW (\cong 170% der vergleichbaren Kapazität im Ist-Netz) ansteigt.

Auch bei der Variante „Einzelanlage“ kann in dem Netzteil, in dem sich die Einzelanlage befindet, eine deutliche Zunahme der Aufnahmekapazität auf 2.340 bis 2.682 kW (\cong 185% der vergleichbaren Kapazität im Ist-Netz) erreicht werden. Auch hier ist erneut die obere Spannungsgrenze limitierend, während die Leitungsbelastung deutlich unterhalb des zulässigen Grenzwerts bleibt (s. Bild 3.10 und Bild 3.11).

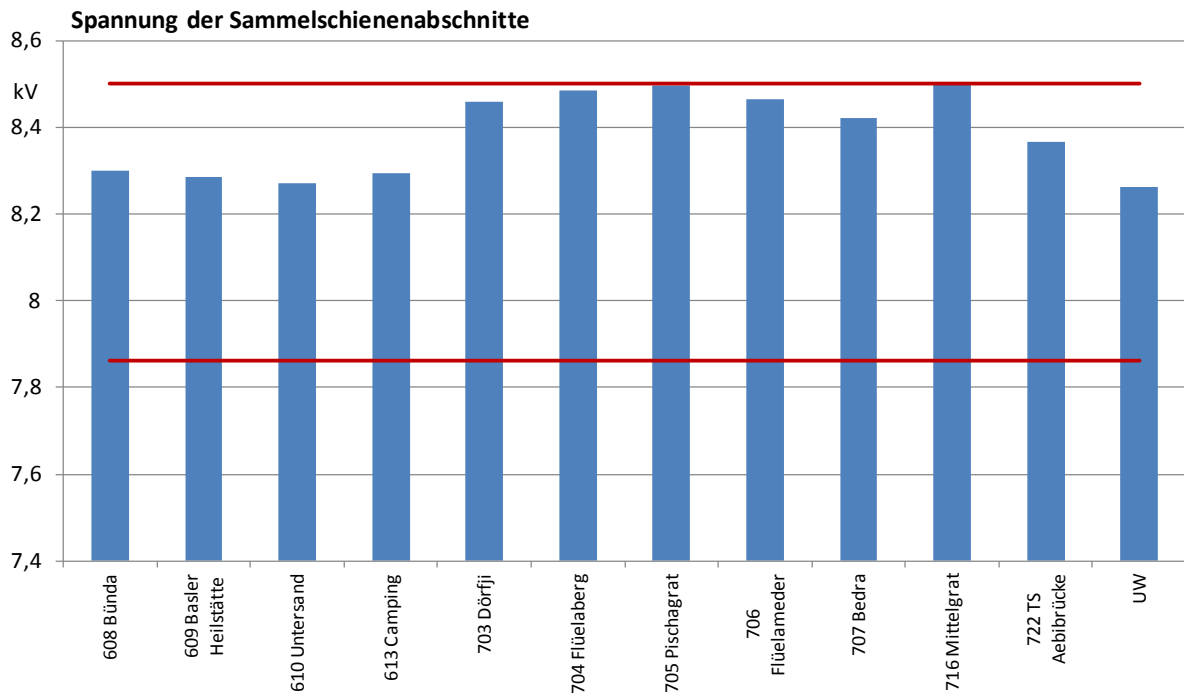


Bild 3.8: Spannungsniveau „Variante gleichmäßige Verteilung“ (Gebiet Dorf-Bünda-Flüelatal, Davos) bei Leitungsverstärkung

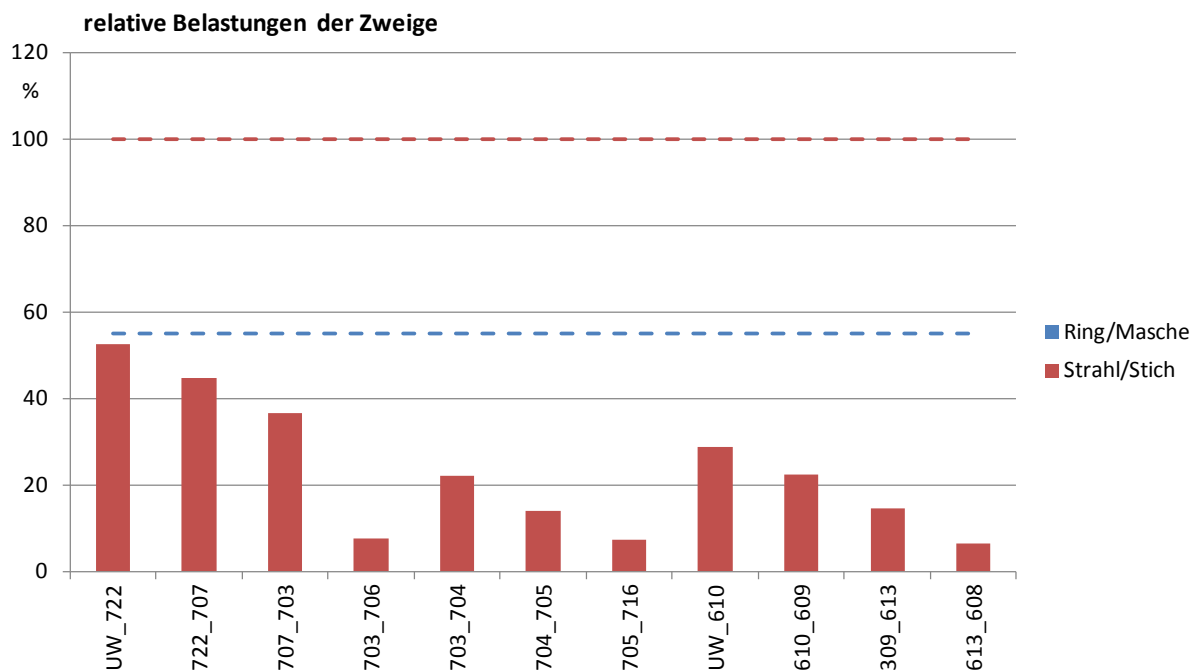


Bild 3.9: Zweigbelastungen „Variante gleichmäßige Verteilung“ (Gebiet Dorf-Bünda-Flüelatal, Davos) bei Leitungsverstärkung

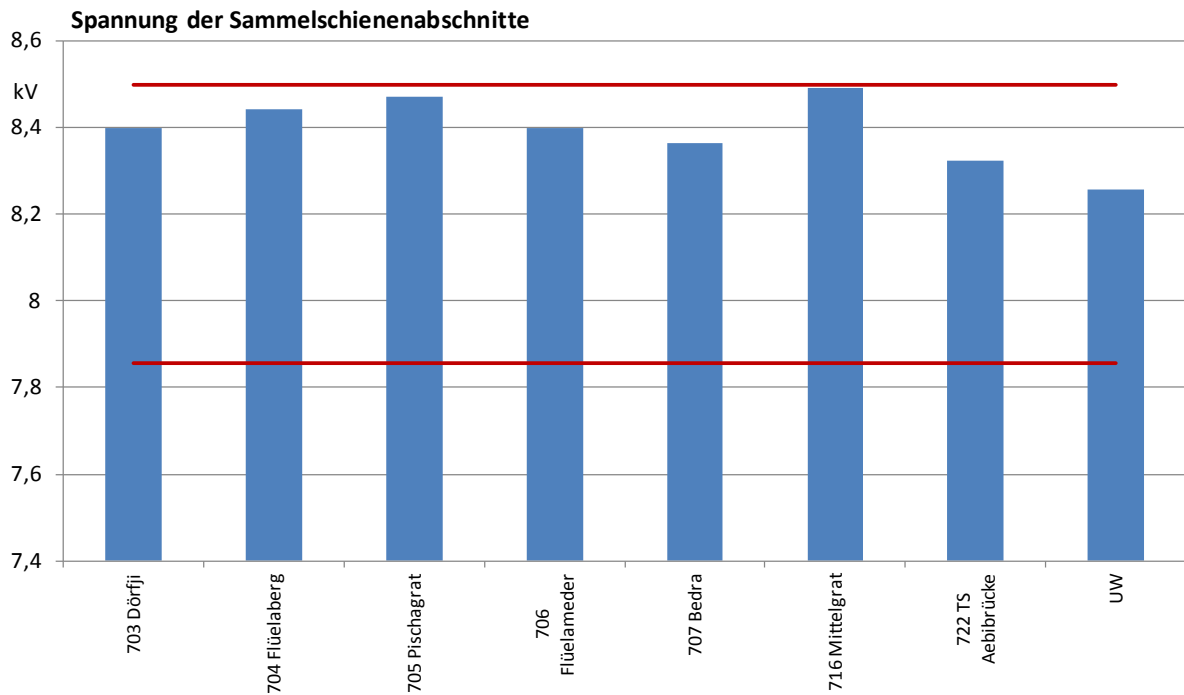


Bild 3.10: Spannungsniveau „Variante Einzelanlage“ (Gebiet Dorf-Bünda-Flüelatal, Davos) bei Leitungsverstärkung

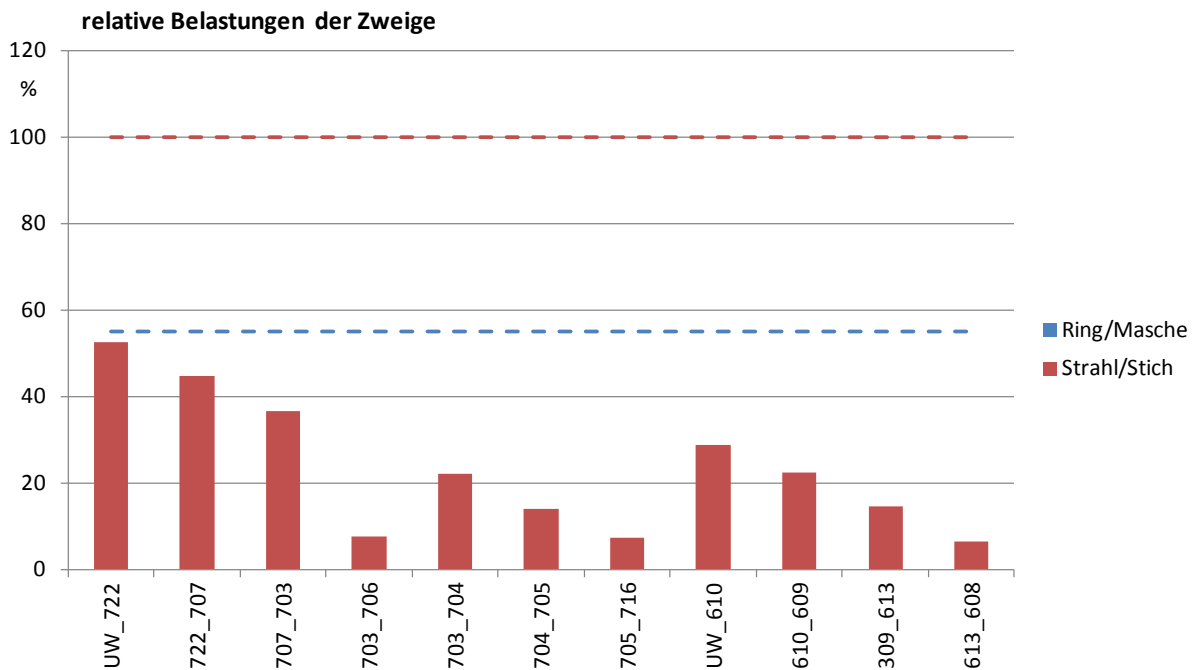


Bild 3.11: Zweigbelastungen „Variante Einzelanlage“ (Gebiet Dorf-Bünda-Flüelatal, Davos) bei Leitungsverstärkung

3.1.1.3 Aufnahmekapazität mit Maßnahme „Spannungsregelung an Erzeugungsanlagen (cos ϕ -Regelung)“

Durch eine Blindleistungseinspeisung der Erzeugungsanlagen kann die durch die Erzeugungsanlagen hervorgerufene Spannungsanhebung gedämpft werden. Anders als bei der klassischen Leitungsverstärkung ist diese Maßnahme nur dann wirksam, wenn Spannungsgrenzen die Aufnahmekapazität limitieren, wie es in dem hier exemplarisch betrachteten Netzausschnitt der Fall ist.

Bei den hier durchgeführten Analysen haben wir die Blindleistungseinspeisung an den Anlagen so eingestellt, dass die Dämpfungswirkung maximal ist. Auch im Fall der cos ϕ -Regelung begrenzt die obere Spannungsgrenze die Aufnahmekapazität des Netzes für Erzeugungsanlagen (s. Bild 3.12), die Leitungsbelastungen sind mit denen der anderen Varianten vergleichbar und liegen deutlich unter dem maximal zulässigen Grenzwert (s. Bild 3.13).

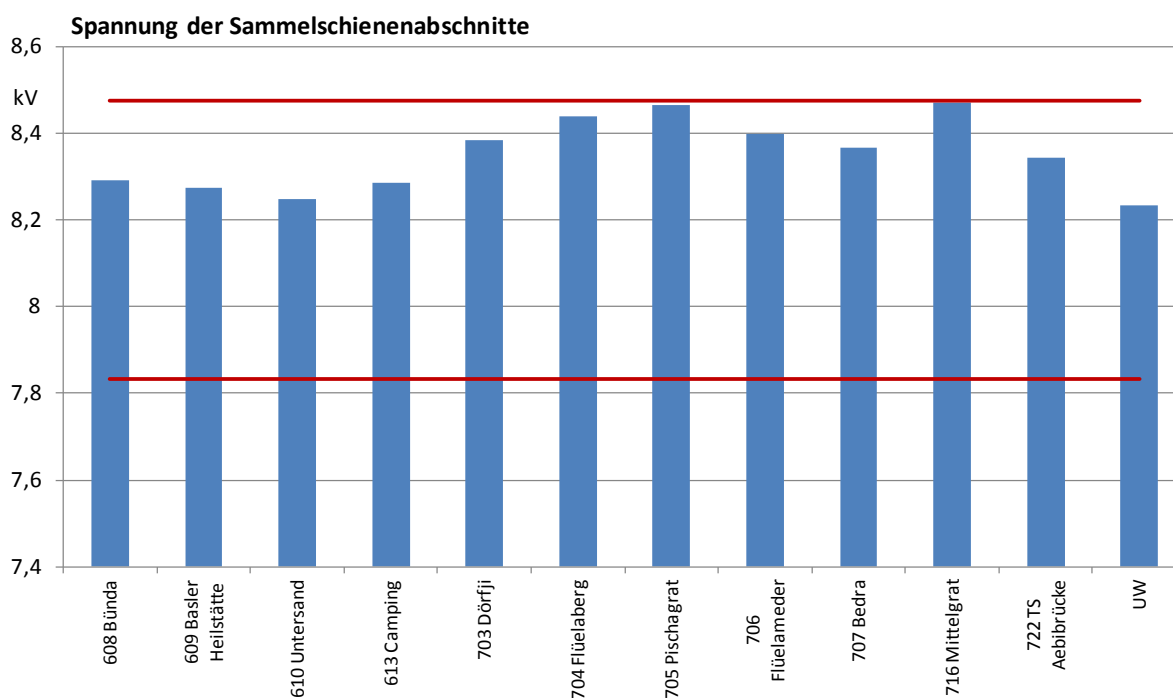


Bild 3.12: Spannungsniveau „Variante gleichmäßige Verteilung“ (Gebiet Dorf-Bünda-Flüelatal, Davos) bei cos ϕ -Regelung

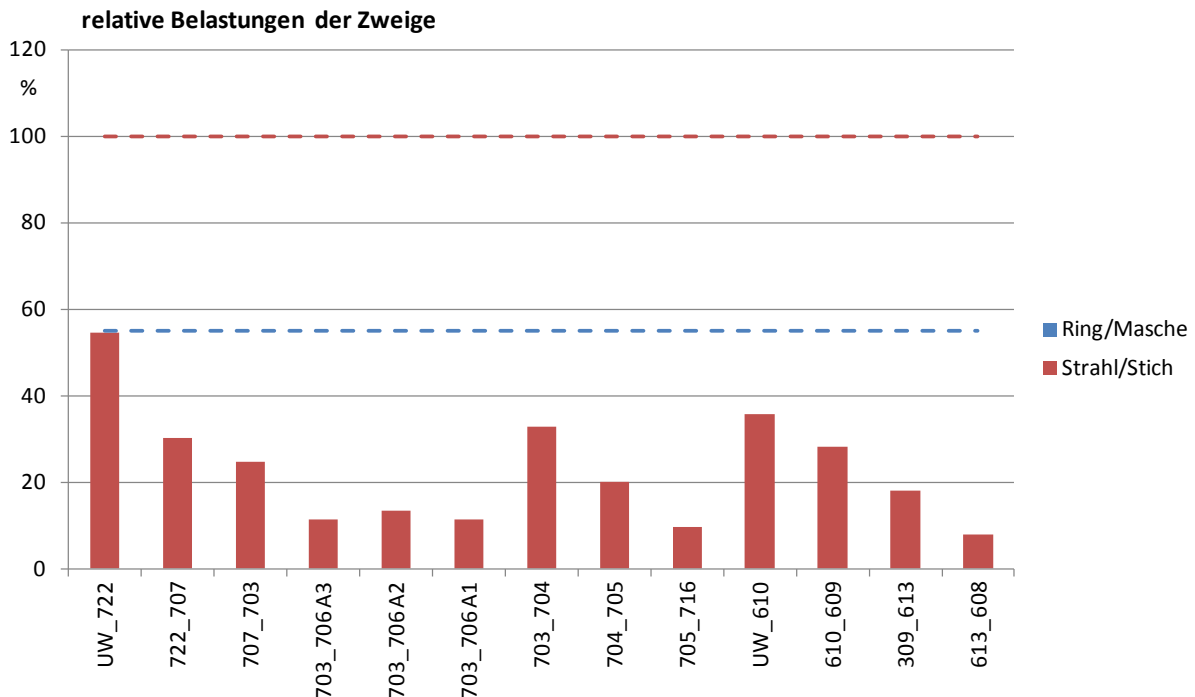


Bild 3.13: Zweigbelastungen „Variante gleichmäßige Verteilung“ (Gebiet Dorf-Bündachflüelatal, Davos) bei $\cos\phi$ -Regelung

Bei Nutzung der Möglichkeit einer Blindleistungseinspeisung können zwischen 3.575 und 4.242 kW Erzeugungsleistung bei gleichmäßiger Verteilung der Erzeugungsanlagen (\cong 116% der vergleichbaren Kapazität im Ist-Netz) in den gesamten Netzausschnitt und zwischen 1.270 und 1.622 kW Erzeugungsleistung bei einer Einzelanlage (\cong 112% der vergleichbaren Kapazität im Ist-Netz) in den Netzteil, in dem sich die Einzelanlage befindet (Detailergebnisse hier nicht explizit dargestellt), integriert werden.

Beim direkten Vergleich der Aufnahmekapazität, die durch diese Maßnahme erreicht werden kann, mit der bei Leitungsverstärkung zeigt sich, dass durch eine Leitungsverstärkung signifikant mehr Erzeugungsleistung in den Netzausschnitt integriert werden kann. Andererseits ist die Hebung des, wenn auch geringeren, Potenzials durch $\cos\phi$ -Regelung nur mit äußerst geringen Zusatzkosten (bzw. je nach Bauart der Umrichter, über die die Erzeugungsanlagen an das Netz gekoppelt sind geringfügigen Ertragseinbußen bei den Erzeugungsanlagen) verbunden, so dass diese Maßnahme unabhängig von weiteren Maßnahmen zur Verbesserung der Aufnahmefähigkeit der Netze für Erzeugungsanlagen ergriffen werden sollte.

3.1.1.4 Aufnahmekapazität mit Maßnahme „Spannungsregelung an MS-/NS-Stationen“

Wie bereits bei der zuvor analysierten Maßnahme führt eine Spannungsregelung an MS-/NS-Stationen nur dann zu einer höheren Aufnahmekapazität für Erzeugungsleistung, wenn Spannungsgrenzen limitierend sind. Durch die Spannungsregelung an MS-/NS-Stationen wird hier der durch die Erzeugungsanlagen hervorgerufene Spannungshub anders als bei den zuvor diskutierten Maßnahmen nicht gedämpft, sondern das zusätzliche Integrationspotenzial aus der Vergrößerung des zulässigen Spannungsbands geschöpft. Um diese Vergrößerung des Spannungsbands zu verdeutlichen, haben wir in den entsprechenden Spannungsdiagrammen sowohl den neuen Grenzwert (rote, durchgezogene Linie) als auch den vorherigen (rote, gestrichelte Linie) eingezeichnet (s. Bild 3.14). Somit kann anhand der Spannungsdiagrammen auch direkt die Zahl der im jeweiligen Netzausschnitt benötigten spannungsgeregelten Transformatoren bestimmt werden, da nur diejenigen Stationen mit spannungsregelnden Transformatoren ausgerüstet werden müssen, deren Spannungswert den „vorherigen“ Grenzwert verletzt. Eine störungs- oder wartungsbedingte Änderung des Normalschaltzustands könnte allerdings dazu führen, dass sich die Spannungssituation im Netzausschnitt ändert, so dass unter Umständen in dieser Netzkonstellation Grenzwertverletzungen der Spannungen auftreten. Die Europeanorm EN 5160, in der Eigenschaften und Grenzwerte der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsnetzen festgelegt sind, lässt eine Abweichung der Spannungen um mehr als $\pm 10\%$ von der Nennspannung in 5% der Zeitpunkte (also ca. 18 Tage/Jahr) zu. Sollten in Einzelfällen über die Toleranz hinaus gehende Spannungsgrenzwertverletzungen auftreten, müsste die Einspeiseleistung dezentraler Erzeuger reduziert werden, was z. B. in Deutschland durchaus gängige Praxis ist, da der Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen meist nur so ausgeführt wird, dass dieser im Normalbetriebszustand des Netzes die erzeugte Leistung abnehmen kann.

Durch den Einsatz spannungsgeregelter MS-/NS-Transformatoren können bei gleichmäßiger Verteilung Erzeugungsanlagen mit einer Gesamtleitung zwischen 5.555 und 6.222 kW ($\cong 170\%$ der vergleichbaren Kapazität im Ist-Netz) an das Netz angeschlossen werden. Im direkten Vergleich aller Maßnahmen wird hierdurch die höchste Aufnahmekapazität erreicht. Bei der Variante Einzelanlage wären in den Abgang, in dem die Erzeugungsanlage angeschlossen ist, zwischen 2.033 und 2.385 kW Erzeugungsleistung integrierbar (Detailergebnisse hier

nicht explizit dargestellt), was ca. 165% vergleichbaren Kapazität im Ist-Netz entspricht und damit leicht unter dem mit Leitungsverstärkung erzielbaren Wert liegt.

Auch wenn die ermittelten Erzeugungsleistungen mit denen, die bei der Maßnahme Leitungsverstärkung erreicht werden, vergleichbar sind, fällt auf, dass die Leitungsauslastungen bei Spannungsregelung an MS-/NS-Stationen deutlich höher sind (s. Bild 3.15). Dies liegt daran, dass zwar eine vergleichbar hohe Erzeugungsleistung wie mit Leitungsverstärkung ins Netz integriert wurde, aber eben eine solche Leitungsverstärkung nicht erfolgte und damit folglich die schwächer dimensionierten Leitungen des Ist-Netzes (relativ) höher belastet werden. Dennoch liegt die Belastung der Leitungen mit einigen wenigen Ausnahmen, deren Auslastung zwischen 40 und 80% beträgt, unterhalb 40% und ist daher auch hier als unkritisch zu betrachten.

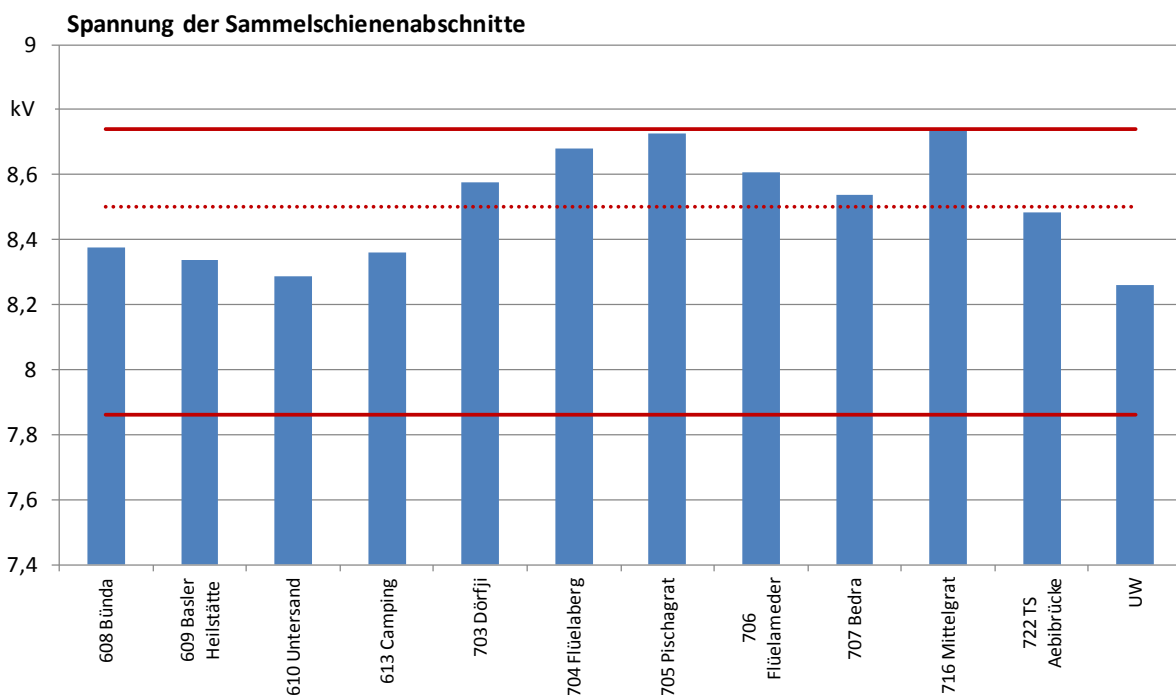


Bild 3.14: Spannungsniveau „Variante gleichmäßige Verteilung“ (Gebiet Dorf-Bündal-Flüelatal, Davos) bei Spannungsregelung an MS-/NS-Stationen

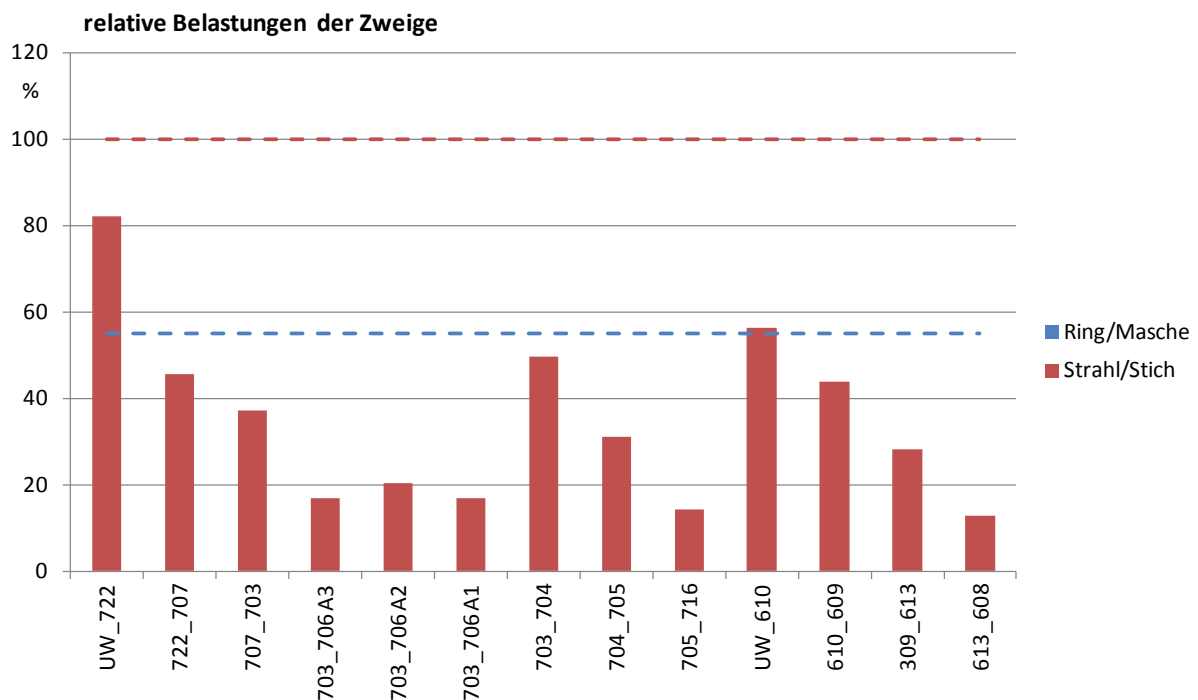


Bild 3.15: Zweigbelastungen „Variante gleichmäßige Verteilung“ (Gebiet Dorf-Bündachflüelatal, Davos) bei Spannungsregelung an MS-/NS-Stationen

3.1.2 Beispielhaftes Ergebnis Niederspannungsnetzausschnitt

Als Niederspannungsnetzausschnitt wurde beispielhaft das Netz unterhalb der Trafostation „Dornacherplatz“ in Solothurn ausgewählt, deren summarische Höchstlast 586 kW beträgt. Das Netz ist im Wesentlichen strahlenförmig aufgebaut und weist eine Gesamtlänge von etwa 1,7 km Kabel auf (s. Bild 3.16). Die Speisespannung wurde zu 400V angenommen, alle Spannungswerte der nachfolgenden Auswertungen sind auf diesen Wert bezogen.

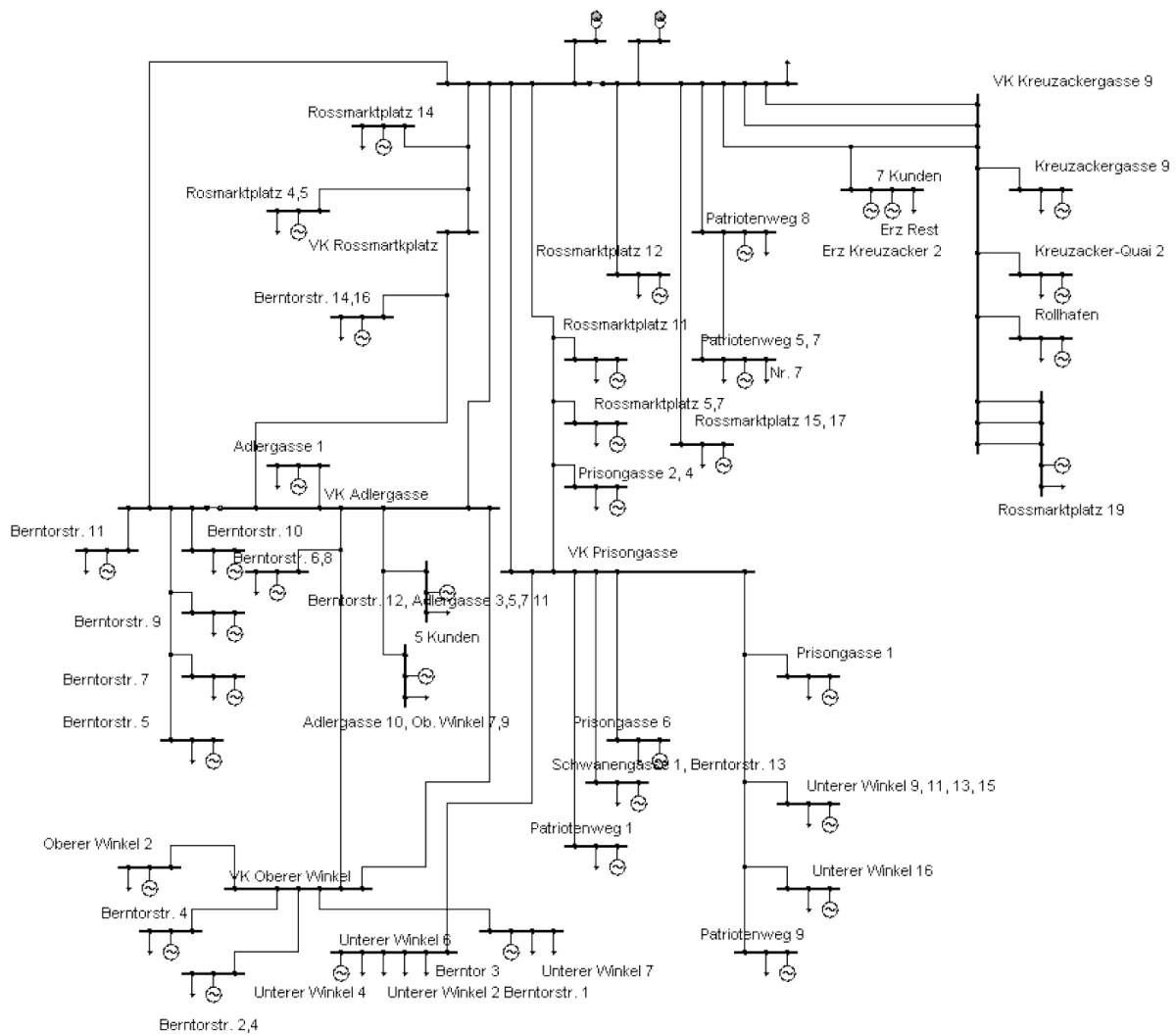


Bild 3.16: Schematischer Netzplan des Niederspannungsnetzes der Trafostation „Dornacherplatz“, Solothurn

Bei 100% Maximallast ohne Einspeisung aus Erzeugungsanlagen befinden sich die Spannungen mit wenigen Abweichungen nach unten im mittleren Bereich des zulässigen Spannungsbands (s. Bild 3.17). Bei den Zweigauslastungen ist ein deutlich uneinheitlicheres Bild zu erkennen (s. Bild 3.18). Bei mehr als der Hälfte der Leitungen liegt die Auslastung unter 10%, während sie bei den übrigen zwischen 30% und 60% beträgt. Bei den Leitungen mit geringen Belastungswerten handelt es sich um Hausanschlussleitungen meist geringen Querschnitts, die aus sogenannten Verteilkabinen heraus einzelne oder wenige Niederspannungsanschlüsse mit entsprechend geringen Leistungen versorgen. Die Verteilkabinen selbst sind mit stärker dimensionierten Kabeln über andere Verteilkabinen oder direkt mit der Trafostation verbunden. Diese Struktur wurde bei der Variante mit klassischem Netzausbau derart berücksichtigt, dass nur die Kabel der „Stammstrecke“ verstärkt wurden, während die Hausanschlussleitun-

gen unverändert blieben, da diese auch mit angeschlossener Erzeugungsleistung unterhalb der Belastungsgrenze blieben.

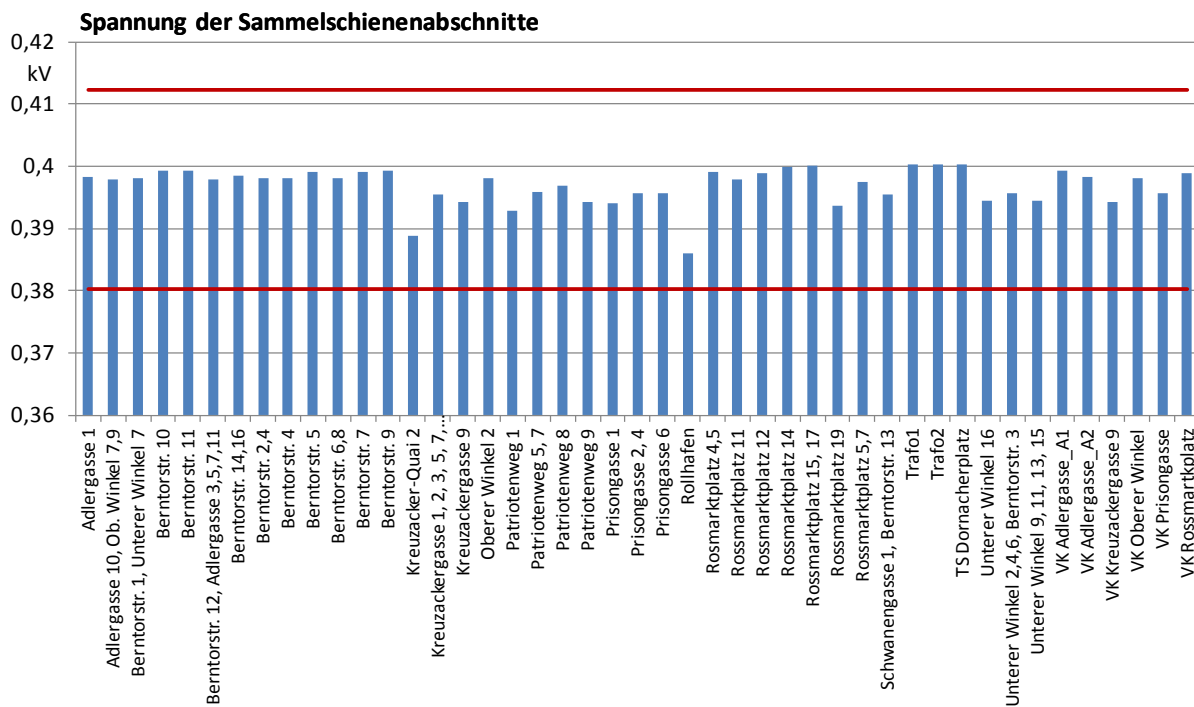


Bild 3.17: Spannungsniveau „Ist-Netz“ (Trafostation Dornacherplatz, Solothurn)

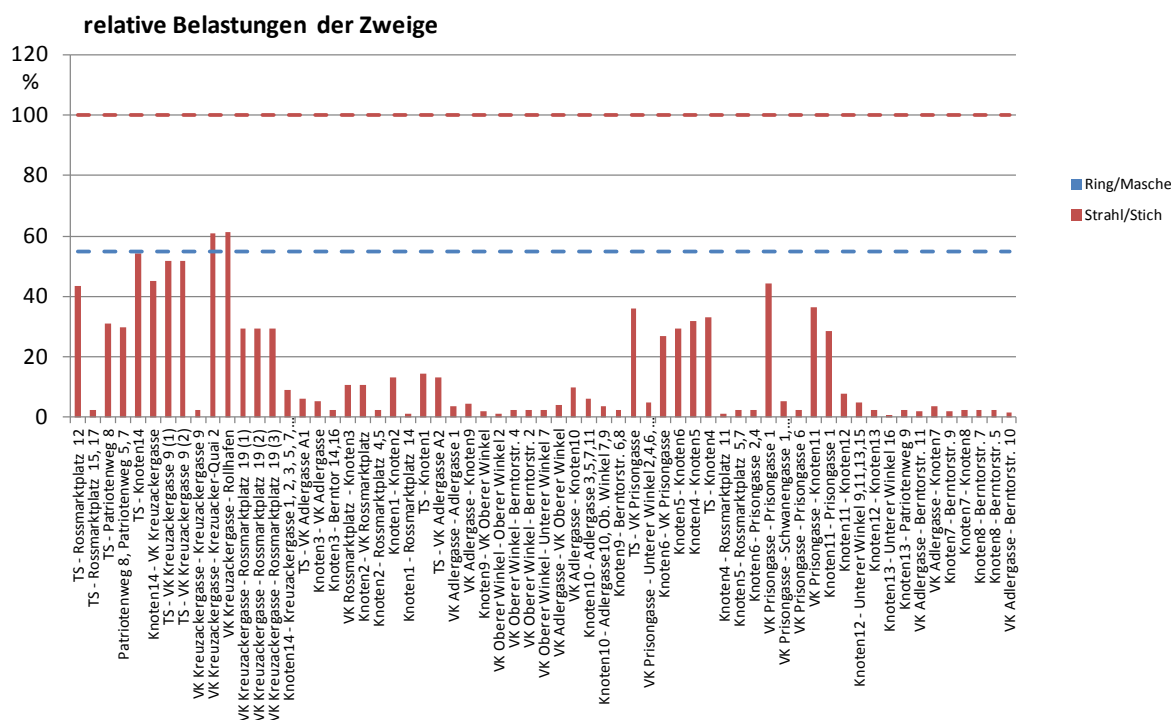


Bild 3.18: Zweigbelastungen „Ist-Netz“ (Trafostation Dornacherplatz, Solothurn)

3.1.2.1 Aufnahmekapazität im Ist-Netz (ohne Netzverstärkungsmaßnahmen)

Ohne zusätzliche Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmekapazität lassen sich im Ist-Netz bei gleichmäßiger Verteilung der Erzeugungsanlagen zwischen 740 und 920 kW Erzeugungsleistung in das Netz integrieren. In dem Fall, dass im Netz nur eine einzige Erzeugungsanlage an dem vom MS-/NS-Transformator entferntesten Punkt angeschlossen ist, reduziert sich die Bandbreite in dem Netzteil, in dem die Einzelanlage angeschlossen ist, auf 82 bis 178 kW, was ca. 82% der Variante „gleichmäßige Verteilung“ entspricht. In beiden Fällen ist die Spannungsanhebung begrenzend für die Höhe der Erzeugungsleistung, wenn auch in der Variante „Einzelanlage“ die Leitung an die die Erzeugungsanlage angeschlossen ist, mit einem Auslastungswert von ca. 90% nahe an der zulässigen Stromgrenze liegt (s. Bild 3.19 bis Bild 3.22).

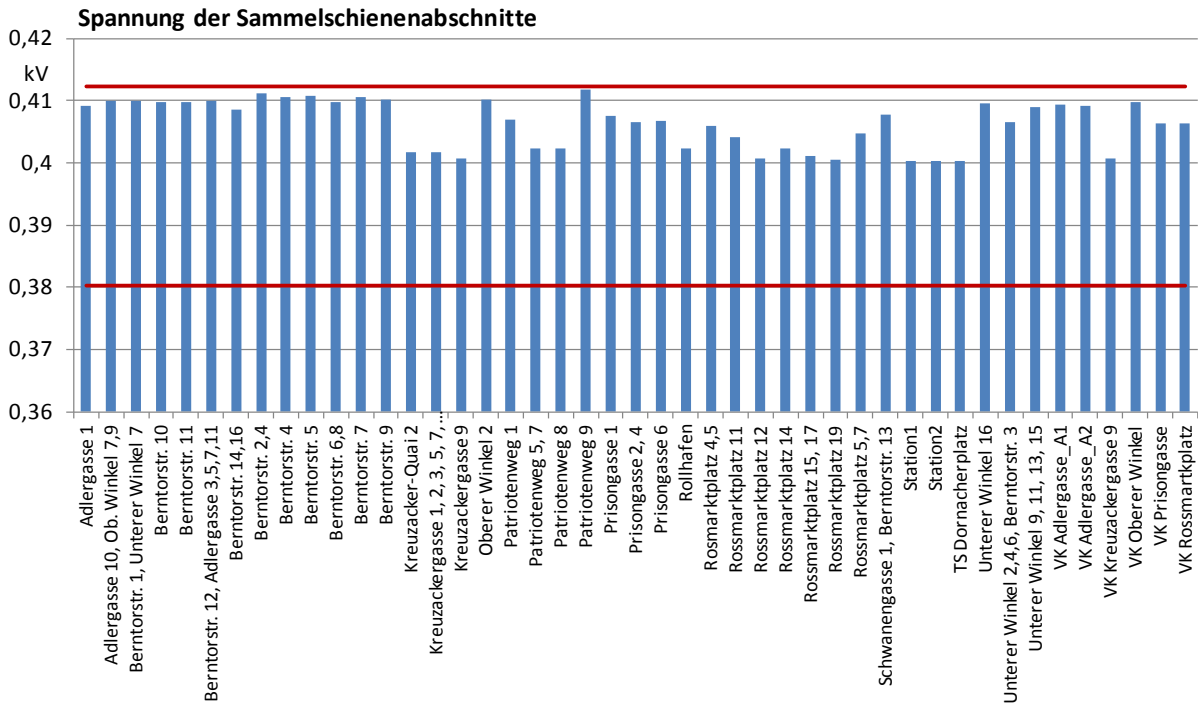


Bild 3.19: Spannungsniveau „Variante gleichmäßige Verteilung“ (Trafostation Dornacherplatz, Solothurn) im Ist-Netz

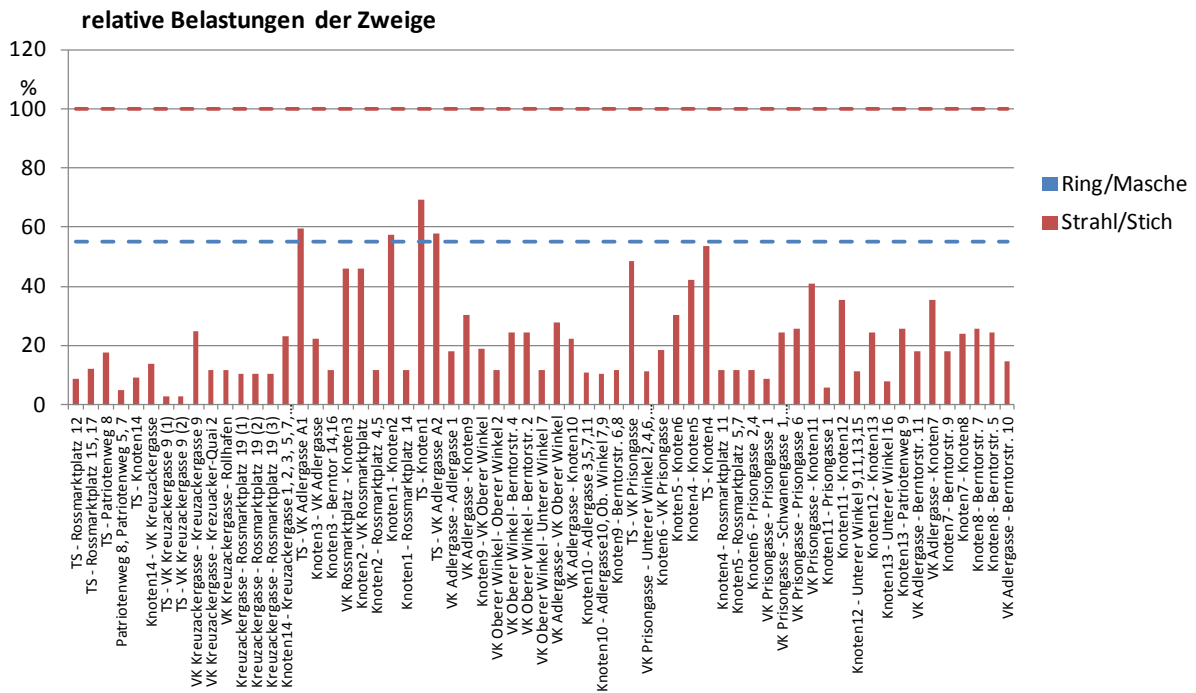


Bild 3.20: Zweigbelastungen „Variante gleichmäßige Verteilung“ (Trafostation Dornacherplatz, Solothurn) im Ist-Netz

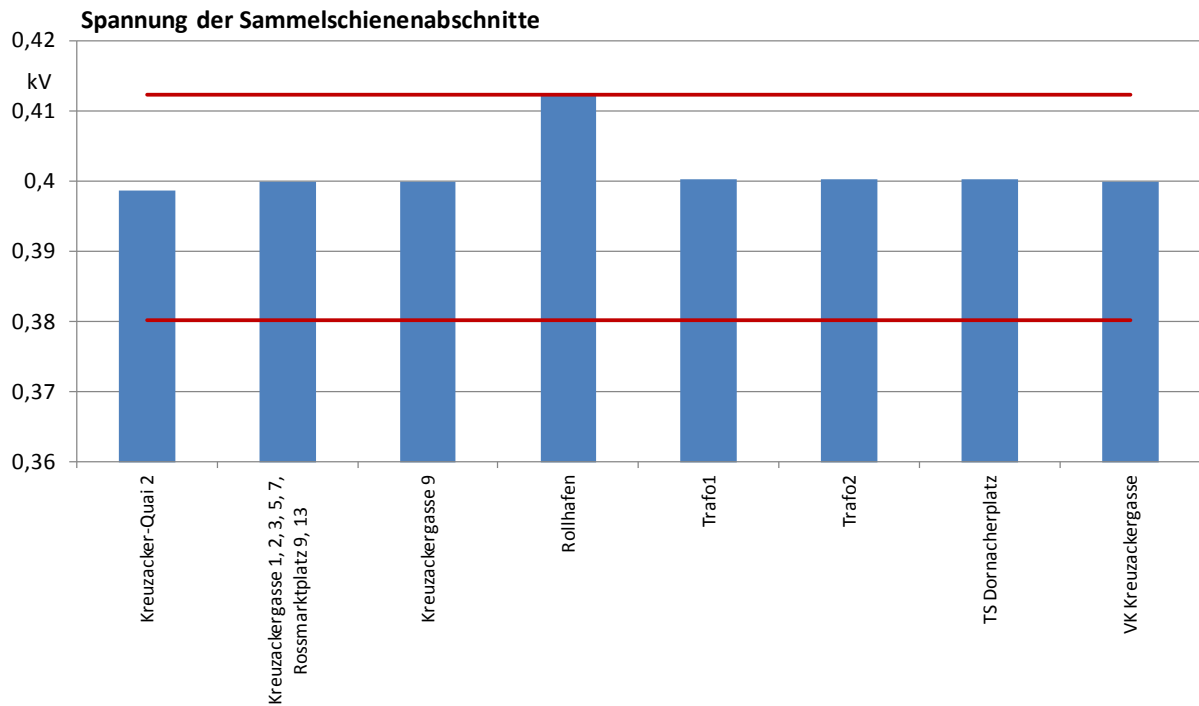


Bild 3.21: Spannungsniveau „Variante Einzelanlage“ (Trafostation Dornacherplatz, Solothurn) im Ist-Netz

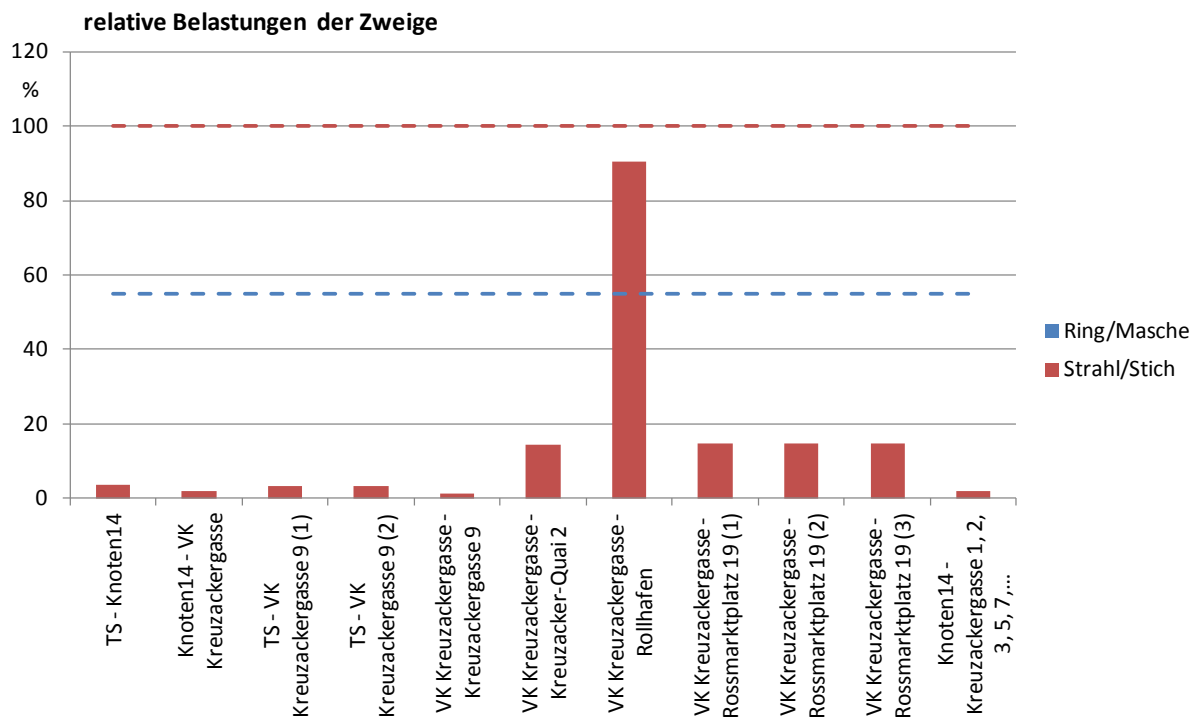


Bild 3.22: Zweigbelastungen „Variante Einzelanlage“ (Trafostation Dornacherplatz, Solothurn) im Ist-Netz

3.1.2.2 Aufnahmekapazität mit Maßnahme „klassische Netzverstärkung“

Wie bereits beim Mittelspannungsbeispiel gezeigt, lässt sich die Aufnahmekapazität durch Leitungsverstärkung auch hier im Niederspannungsnetz deutlich erhöhen. Die maximal integrierbare Erzeugungleistung steigt bei gleichmäßiger Verteilung der Erzeugungsanlagen auf 1.369 bis 1.551 kW (\cong 168% der vergleichbaren Variante im Ist-Netz). Wie im Ist-Netz ist hier wiederum der maximale Spannungshub begrenzend (s. Bild 3.23), wobei trotz Leitungsverstärkung teilweise Auslastungen deutlich über 60% auftreten (s. Bild 3.24).

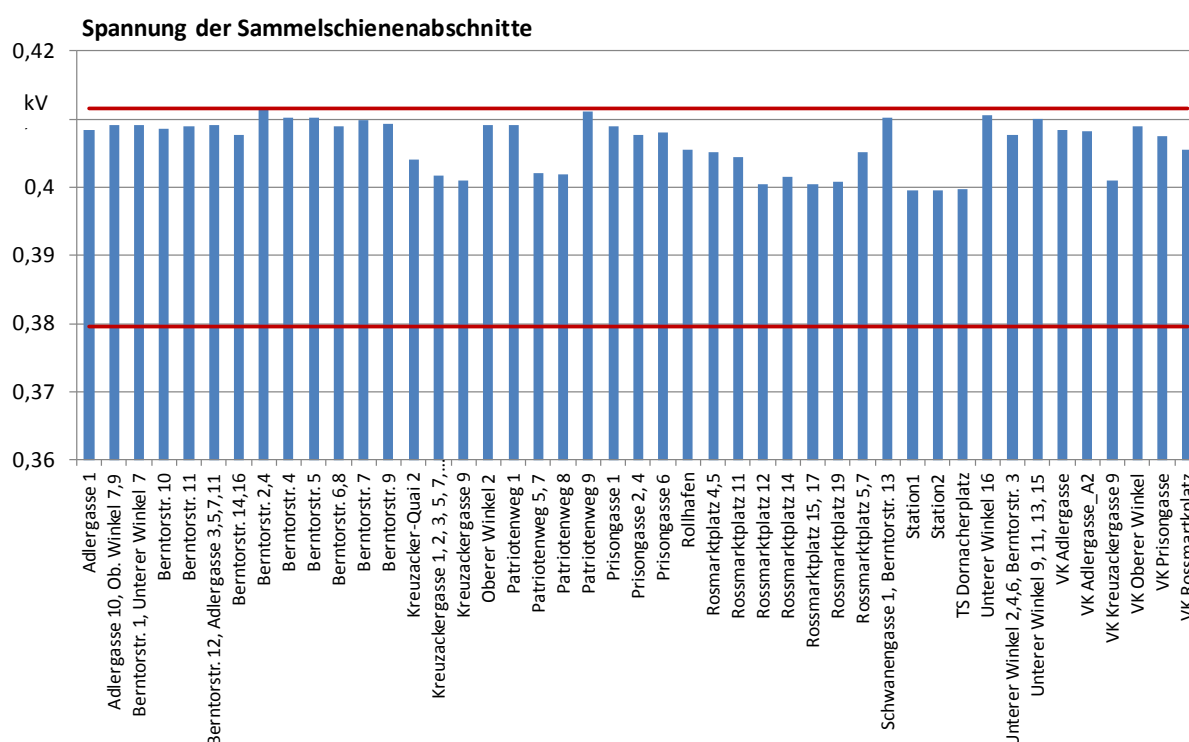


Bild 3.23: Spannungsniveau „Variante gleichmäßige Verteilung“ (Trafostation Dornacherplatz, Solothurn) bei Leitungsverstärkung

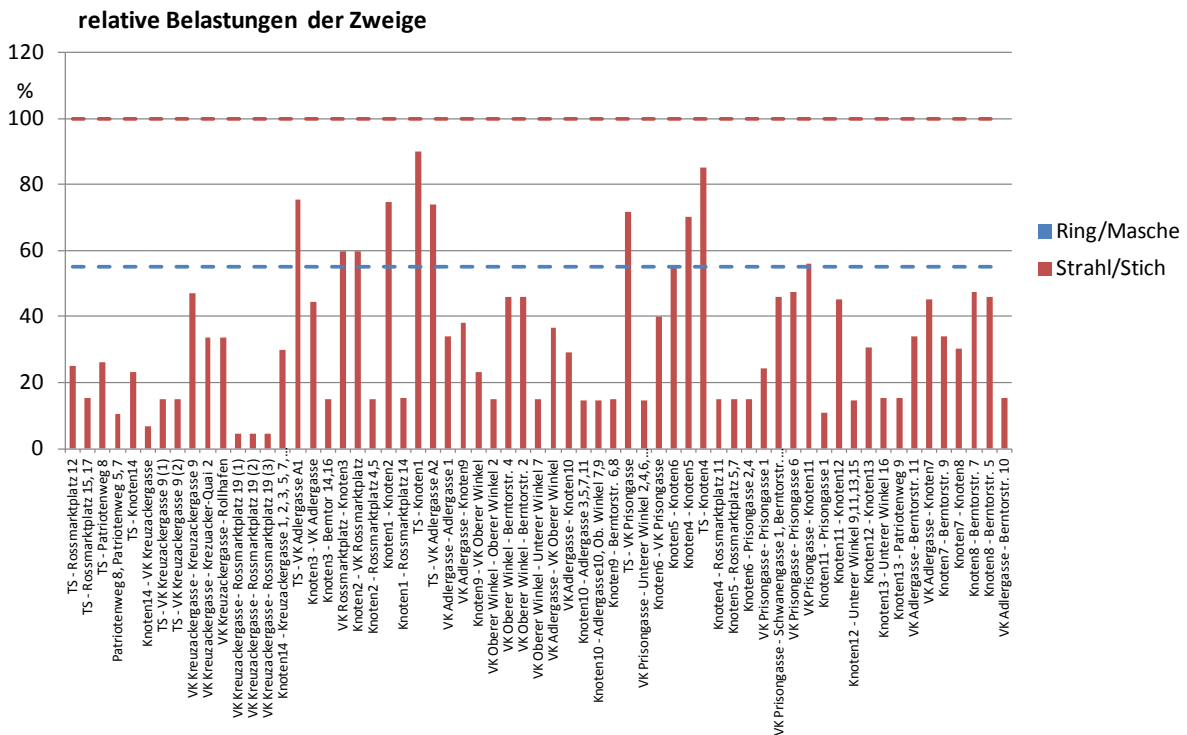


Bild 3.24: Zweigbelastungen „Variante gleichmäßige Verteilung“ (Trafostation Dornacherplatz, Solothurn) bei Leitungsverstärkung

Im Gegensatz zur Variante mit gleichmäßiger Verteilung der Erzeugungsanlagen führt die Konzentration der Erzeugungsleistung auf eine Anlage dazu, dass die Stromtragfähigkeit der verstärkten Leitung begrenzend wirkt, während die obere Spannungsgrenze nicht vollständig ausgeschöpft wird (s. Bild 3.25 und Bild 3.26). Die in den Netzbereich, in dem die Einzelanlage angeschlossen ist, maximal integrierbare Erzeugungsleistung beträgt dann zwischen 117 und 213 kW, was ca. 120% der vergleichbaren Variante im Ist-Netz entspricht.

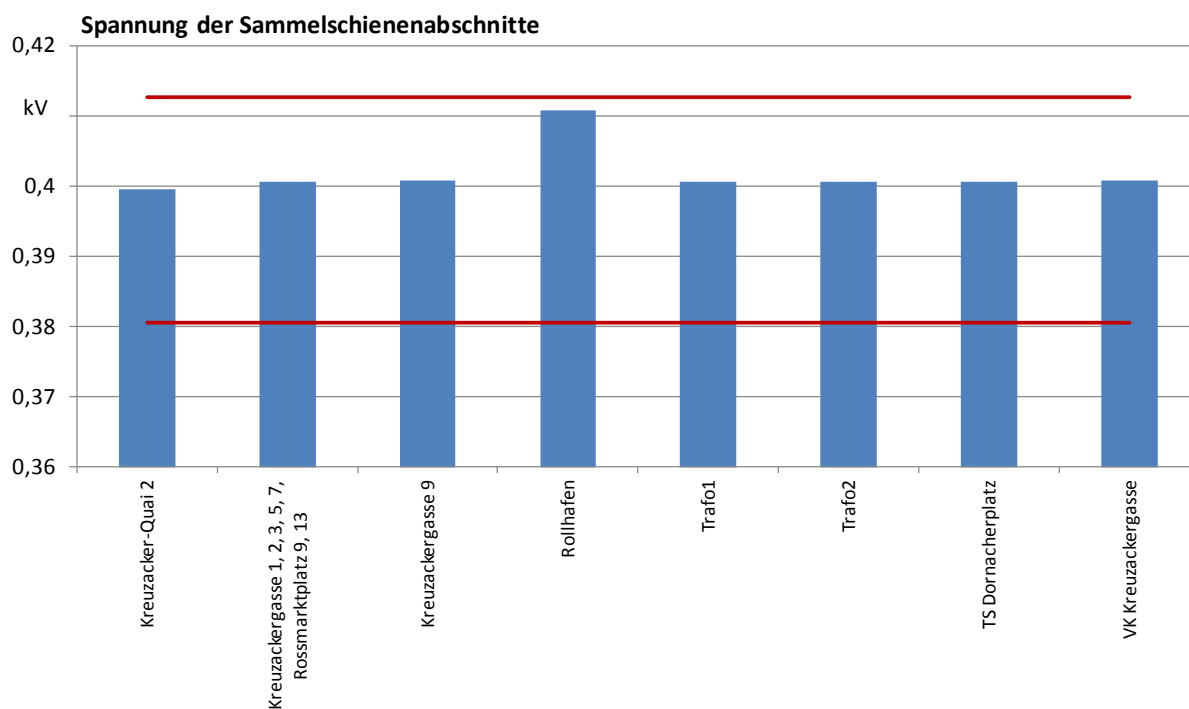


Bild 3.25: Spannungsniveau „Variante Einzelanlage“ (Trafostation Dornacherplatz, Solothurn) bei Leitungsverstärkung

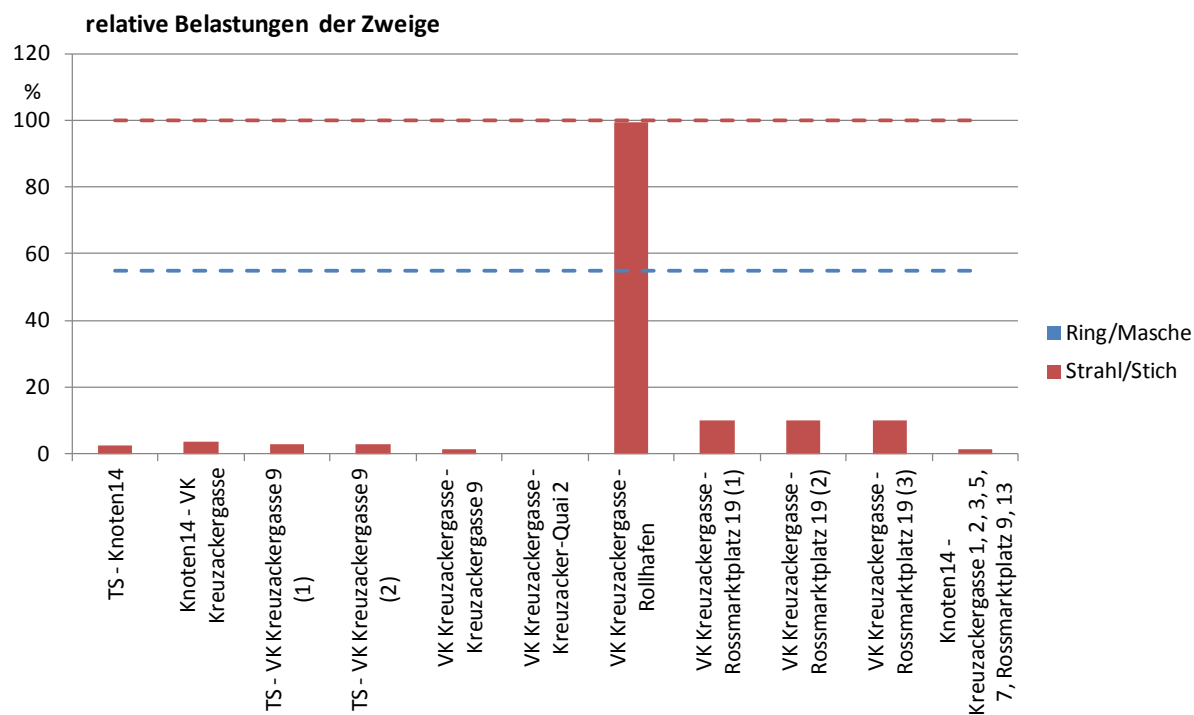


Bild 3.26: Zweigbelastungen „Variante Einzelanlage“ (Trafostation Dornacherplatz, Solothurn) bei Leitungsverstärkung

3.1.2.3 Aufnahmekapazität mit Maßnahme „Spannungsregelung an Erzeugungsanlagen (cos ϕ -Regelung)“

Wie in Mittelspannungsnetzen können auch an Niederspannungsnetze angeschlossene Erzeugungsanlagen durch Blindleistungseinspeisung dazu beitragen die durch ihre Einspeisung hervorgerufene Spannungsanhebung zu dämpfen. Durch eine cos ϕ -Regelung steigt die maximal integrierbare Erzeugungsleistung in dem hier betrachteten NS-Netzausschnitt im Falle gleichmäßiger Verteilung der Erzeugungsanlagen auf 925 bis 1.107 kW (\cong 120% der vergleichbaren Variante im Ist-Netz) an. Auch hier ist erneut der Spannungshub begrenzend für die Aufnahmekapazität (s. Bild 3.27), allerdings erreichen einige Leitungsbelastungen Werte zwischen 80% und 100% (s. Bild 3.28). In der Variante Einzelanlage kann die Aufnahmekapazität durch eine cos ϕ -Regelung nicht weiter erhöht werden, da die Leitung im Ist-Netz bereits so hoch belastet ist, dass ein aus spannungssicht möglicher nächster Schritt der Leistungserhöhung die Auslastungsgrenze übersteigt.

Insgesamt erreicht die Maßnahme der cos ϕ -Regelung in Niederspannungsnetzen nicht die Wirksamkeit wie in Mittelspannungsnetzen. Neben der hier eher zufälligen Leitungsbelastungssituation ist dies vor allem darauf zurückzuführen, dass Blindleistungseinspeisungen/-entnahmen in Niederspannungsnetzen aufgrund des ungünstigeren R/X-Verhältnisses eine im Vergleich zu Mittelspannungsnetzen deutlich geringere Wirkung auf das Spannungsniveau haben.

3.1.2.4 Aufnahmekapazität mit Maßnahme „Spannungsregelung an MS-/NS-Station“

Analog zum Mittelspannungsnetz führt diese Maßnahme auch im Niederspannungsnetz dazu, dass das verfügbare Spannungsband vergrößert werden kann. Im konkreten Netzausschnitt zeigt sich jedoch, dass das zur Verfügung stehende erweiterte Spannungsband weitgehend ungenutzt verbleibt (s. Bild 3.29). Dies liegt daran, dass die noch verfügbare Leitungsbelastung bereits vor der Spannungsgrenze vollständig ausgeschöpft ist (s. Bild 3.30). Dadurch liegt bei gleichmäßiger Verteilung der Erzeugungsanlagen die maximale Erzeugungsleistung mit 1.036 bis 1.218 kW (\cong 132% der vergleichbaren Variante im Ist-Netz) deutlich unterhalb der mit Leitungsverstärkung erreichbaren Aufnahmekapazität. Bei der Variante Einzelanlage ist die Leitungsbelastung im Ausgangszustand bereits so hoch, dass durch die Spannungsregelung an der MS-/NS-Station nur ein marginaler Zuwachs (+4% im Vergleich zum Ist-Netz) der integrierbaren Erzeugungsleistung zu verzeichnen ist.

Insofern ist festzuhalten, dass die Wirksamkeit der Maßnahme netzausschnittspezifisch zu beurteilen ist und insbesondere auch davon abhängt, wie groß die Abstände zu den Stromgrenzen sind.

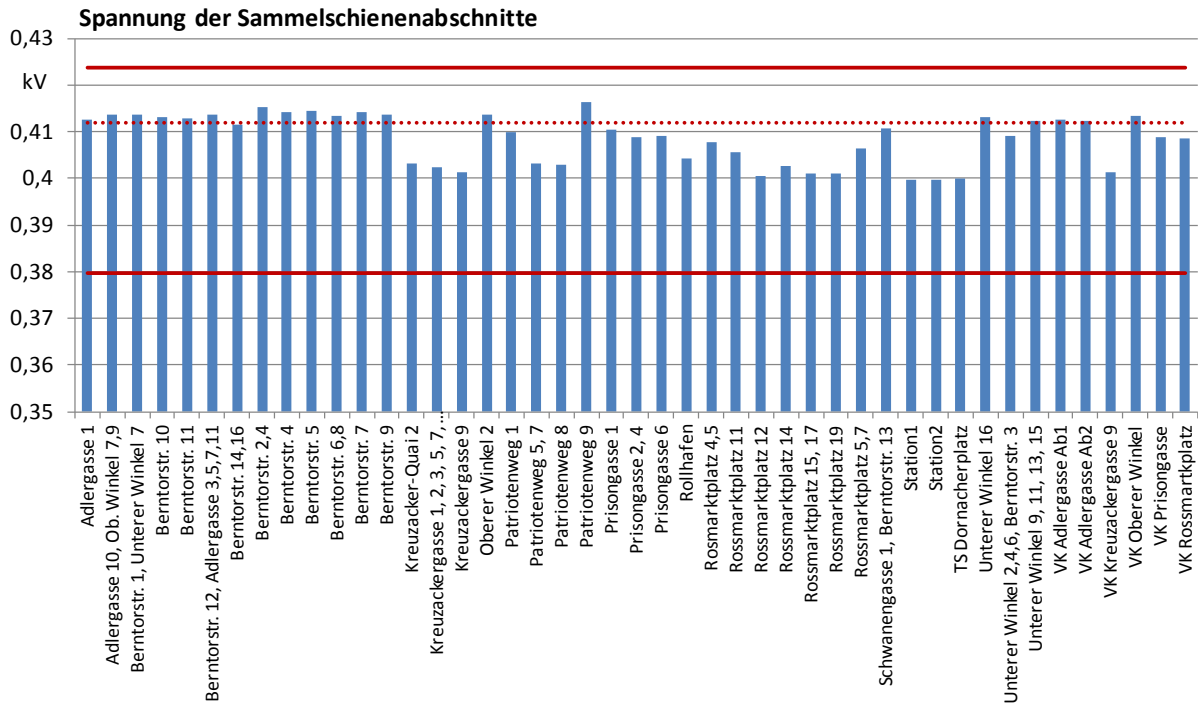


Bild 3.29: Spannungsniveau „Variante gleichmäßige Verteilung“ (Trafostation Dornacherplatz, Solothurn) bei Spannungsregelung an MS-/NS-Station

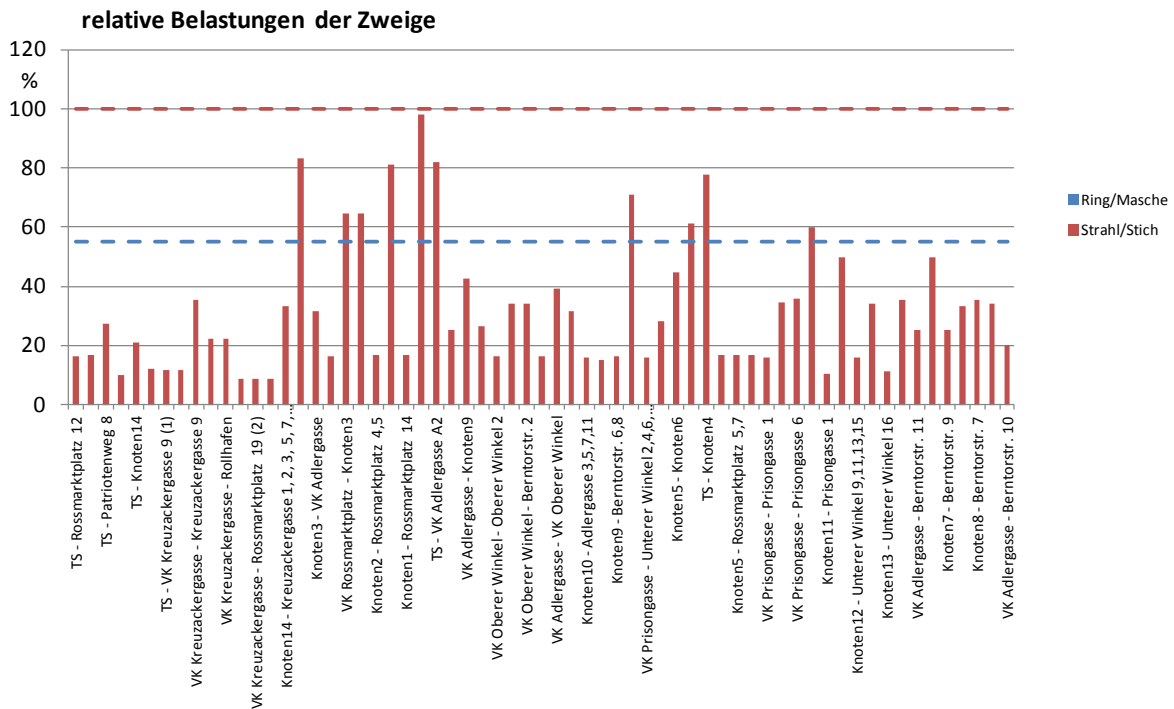


Bild 3.30: Zweigbelastungen „Variante gleichmäßige Verteilung“ (Trafostation Dornacherplatz, Solothurn) bei Spannungsregelung an MS-/NS-Station

3.1.3 Zusammenfassung der Ergebnisse aller betrachteter Netzausschnitte

Aus der Analyse der 13 betrachteten Netzausschnitte kann zusammenfassend abgeleitet werden, dass die anschließbare Erzeugungsleistung von verschiedenen Einflussfaktoren abhängt und letztlich sinnvoll nur in einer Bandbreite angegeben werden kann. Es hat sich gezeigt, dass diese Bandbreite sowohl von der räumlichen Verteilung der Erzeugungsanlagen entlang des jeweiligen Netzabgangs (Einfluss: bis zu Faktor 2) als auch von der zeitlichen Übereinstimmung des Erzeugungs- und Lastprofils (Einfluss: bis zu ca. ¼ der Höchstlast) abhängt.

Des Weiteren konnte aufgezeigt werden, dass die maximal anschließbare Erzeugungsleistung durch die betrachteten Netzausbaumaßnahmen durchweg erhöht werden kann, die Wirksamkeit der jeweiligen Maßnahme jedoch von netzspezifischen Eigenschaften abhängt. Im Vergleich der verschiedenen Maßnahmen hat sich gezeigt, dass die Aufnahmekapazität

- durch Leitungsverstärkung um ca. 10%-90%,
- durch Spannungsregelung an Transformatoren (sofern die Spannung begrenzend wirkt)
 - in Mittelspannungsnetzen um ca. 50%-70% und
 - in Niederspannungsnetzen um ca. ca. 10%-70%
- sowie durch Spannungsregelung an Erzeugungsanlagen (sofern die Spannung begrenzend wirkt)
 - in Mittelspannungsnetzen um ca. 20%-70% und
 - in Niederspannungsnetzen um ca. ca. 10%-30%

erhöht werden kann.

3.2 Ergebnisse der Hochrechnung auf die gesamte Schweiz

3.2.1 Vorbemerkungen

Auf Basis der in Abschnitt 3.1 dargestellten Ergebnisse der repräsentativen Netzausschnitte haben wir entsprechende der in Abschnitt 2.4 beschriebenen Methodik Ergebnisse für die gesamte Schweiz berechnet. In den nachfolgenden Abschnitten werden diese Ergebnisse differenziert nach den drei betrachteten Szenarien moderate Energiepolitik, forcierte Energiepolitik und 100% Erneuerbare dargestellt.

In allen Fällen liegen den dargestellten Berechnungsergebnissen folgende Annahmen zu Grunde:

- Hinsichtlich der *kleinräumigen* Verteilung der Erzeugungsanlagen wird eine aus Netzsicht günstige Verteilung unterstellt, das heißt es wird angenommen, dass die Erzeugungsanlagen mehr oder weniger gleichmäßig entlang der betroffenen Leitungsabgänge verteilt erreicht und angeschlossen werden.
- Hinsichtlich der *großräumigen* Verteilung der Erzeugungsanlagen wird unterstellt, dass ca. 25% der heutigen Netze betroffen sind, das heißt es wird angenommen, dass in etwa jedem vierten Leitungsabgang Erzeugungsanlagen in größerer Zahl angeschlossen werden.
- Anzahl und Leistung der in den jeweiligen Szenarien und Zeitpunkten unterstellten Erzeugungsanlagen sind wie in Abschnitt 2.4 beschrieben, angenommen.

3.2.2 Netzausbaubedarf und Kosten bei Szenario „moderate Energiepolitik“

Bei dem Szenario „moderate Energiepolitik“ ergibt sich wie in Bild 3.31 dargestellt, bis zum Jahr 2035 die Notwendigkeit, Leitungen auf einer Länge von 5000 km zu verstärken, bis zum Jahr 2050 sind es bereits gut 20.000 km (also weitere 15.000 km). Hiervon entfallen ca. 18.000 km auf die Mittelspannungsebene. Zum Vergleich: derzeit beträgt die Gesamtlänge aller Mittelspannungsnetze in der Schweiz ca. 70.000 km.

Mit diesem Netzausbaubedarf ist das in Bild 3.32 dargestellte Investitionsvolumen verbunden. So sind bis zum Jahr 2035 Investitionen in Höhe von rund 1 Mrd. CHF und bis zum Jahr 2050 rund 6 Mrd. CHF in die Leitungen der Mittel- und Niederspannungsebene erforderlich.

Darüber hinaus sind im Bereich der Umspannebenen zwischen Hoch- und Mittelspannung und zwischen Mittel- und Niederspannung (Netzebenen 4 und 6) bis zum Jahr 2050 Investitionen in Höhe von ca. 0,1 Mrd. CHF für Verstärkungen notwendig, und damit deutlich weniger als im Leitungsbereich.

Wie weitere Analysen zeigen, lässt sich der Investitionsbedarf bis 2050 durch gezielten Einsatz von spannungsgeregelten Transformatoren um ca. 2,5 Mrd. CHF, d.h. etwa um die Hälfte senken.

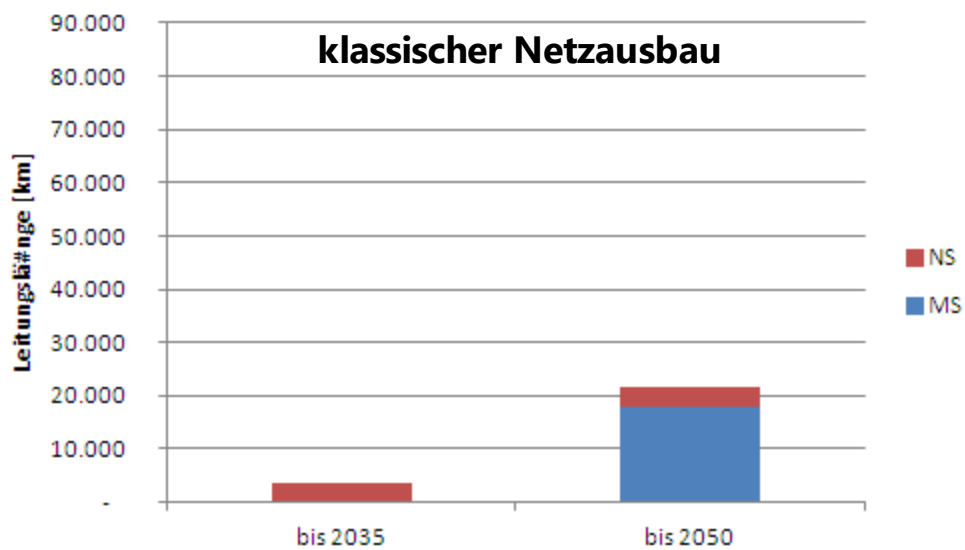


Bild 3.31: Netzausbaubedarf bei klassischem Netzausbau bei Szenario „moderate Energiepolitik“ von heute bis zum Jahr 2035 bzw. von heute bis zum Jahr 2050

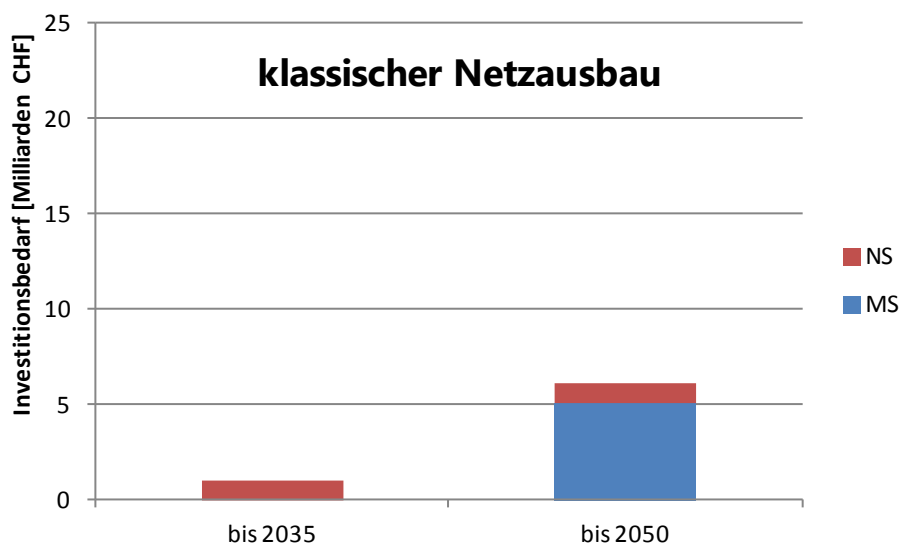


Bild 3.32: Investitionsbedarf bei klassischem Netzausbau bei Szenario „moderate Energiepolitik“ von heute bis zum Jahr 2035 bzw. von heute bis zum Jahr 2050

3.2.3 Netzausbaubedarf und Kosten bei Szenario „forcierte Energiepolitik“

Bei dem Szenario „forcierte Energiepolitik“ ergibt sich wie in Bild 3.33 dargestellt, bis zum Jahr 2035 die Notwendigkeit, Leitungen auf einer Länge von 15000 km zu verstärken, bis zum Jahr 2050 sind es bereits knapp 55.000 km (also weitere 40.000 km). Hiervon entfallen

ca. 35.000 km auf die Mittelspannungsebene, was etwa der Hälfte der heutigen Gesamtlänge aller Mittelspannungsnetze in der Schweiz entspricht.

Mit diesem Netzausbaubedarf ist das in Bild 3.34 dargestellte Investitionsvolumen verbunden. So sind bis zum Jahr 2035 Investitionen in Höhe von etwa 4 Mrd. CHF und bis zum Jahr 2050 knapp 15 Mrd. CHF in die Leitungen der Mittel- und Niederspannungsebene erforderlich.

Darüber hinaus sind im Bereich der Umspannebenen zwischen Hoch- und Mittelspannung und zwischen Mittel- und Niederspannung (Netzebenen 4 und 6) bis zum Jahr 2050 Investitionen in Höhe von ca. 0,6 Mrd. CHF für Verstärkungen notwendig.

Wie weitere Analysen zeigen, lässt sich der Investitionsbedarf bis 2050 durch gezielten Einsatz von spannungsgeregelten Transformatoren um ca. 6 Mrd. CHF, d.h. etwa 40% senken.

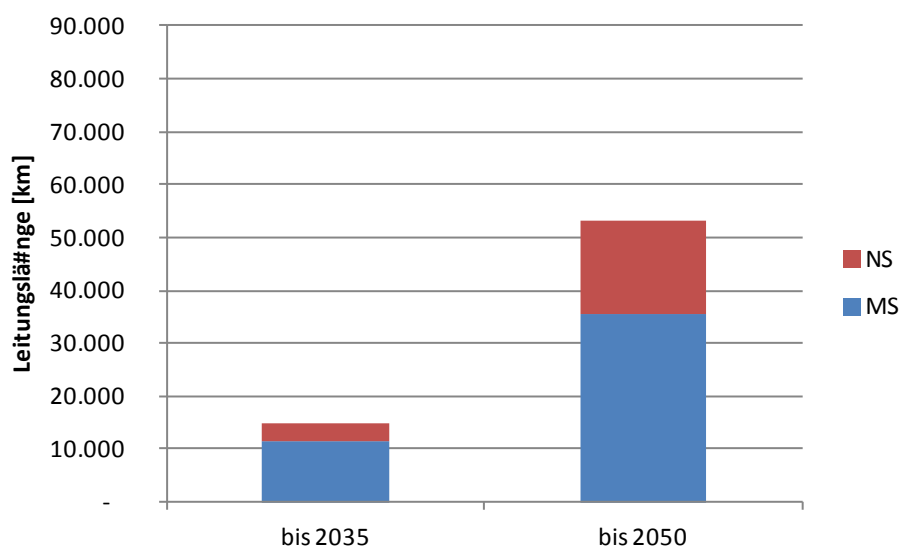


Bild 3.33: Netzausbaubedarf bei klassischem Netzausbau bei Szenario „forcierte Energiepolitik“ von heute bis zum Jahr 2035 bzw. von heute bis zum Jahr 2050

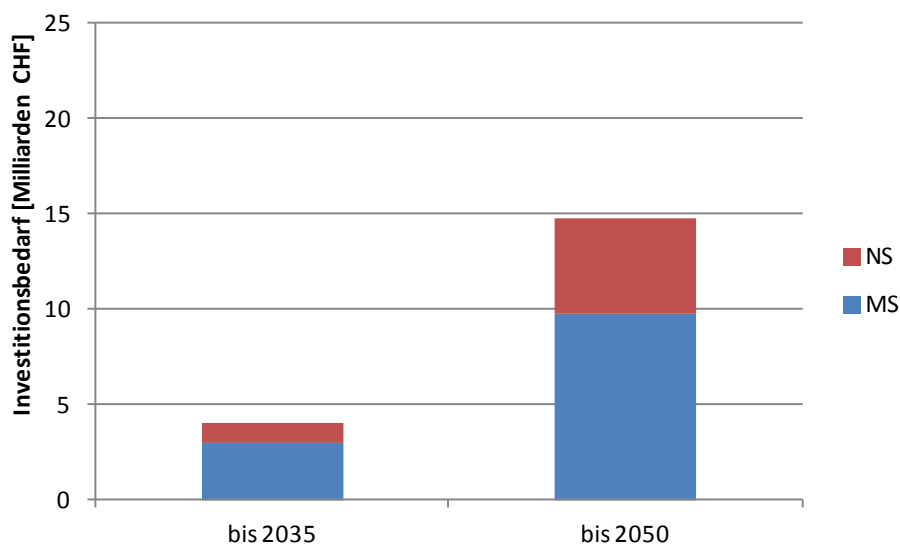


Bild 3.34: Investitionsbedarf bei klassischem Netzausbau bei Szenario „forcierte Energiepolitik“ von heute bis zum Jahr 2035 bzw. von heute bis zum Jahr 2050

3.2.4 Netzausbaubedarf und Kosten bei Szenario „100% Erneuerbare“

Bei dem Szenario „100% Erneuerbare“ ergibt sich wie in Bild 3.35 dargestellt, bis zum Jahr 2035 die Notwendigkeit, Leitungen auf einer Länge von 7000 km zu verstärken, bis zum Jahr 2050 sind es hier bereits knapp 85.000 km. Hiervon entfallen ca. 55.000 km auf die Mittelspannungsebene, was etwa 80% der heutigen Gesamtlänge aller Mittelspannungsnetze in der Schweiz entspricht.

Mit diesem Netzausbaubedarf ist das in Bild 3.36 dargestellte Investitionsvolumen verbunden. So sind bis zum Jahr 2035 Investitionen in Höhe von etwa 2 Mrd. CHF und bis zum Jahr 2050 etwa 23 Mrd. CHF in die Leitungen der Mittel- und Niederspannungsebene erforderlich.

Darüber hinaus sind im Bereich der Umspannebenen zwischen Hoch- und Mittelspannung und zwischen Mittel- und Niederspannung (Netzebenen 4 und 6) bis zum Jahr 2050 Investitionen in Höhe von ca. 0,7 Mrd. CHF für Verstärkungen notwendig.

Wie weitere Analysen zeigen, lässt sich der Investitionsbedarf bis 2050 durch gezielten Einsatz von spannungsgeregelten Transformatoren um ca. 9 Mrd. CHF, d.h. um etwa 40% senken.

Dass der Ausbau- und damit der Investitionsbedarf bei dem Szenario „100% Erneuerbare“ zwar bis zum Jahr 2050 signifikant über dem des Szenario „forcierte Energiepolitik“ liegt,

gleichzeitig aber bis zum Jahr 2035 im Vergleich einen geringeren Ausbaubedarf aufweist, ist auf die unterschiedlichen zeitlichen Entwicklungen von Last (Stromverbrauch) und Erzeugungsleistung in beiden Szenarien zurückzuführen.

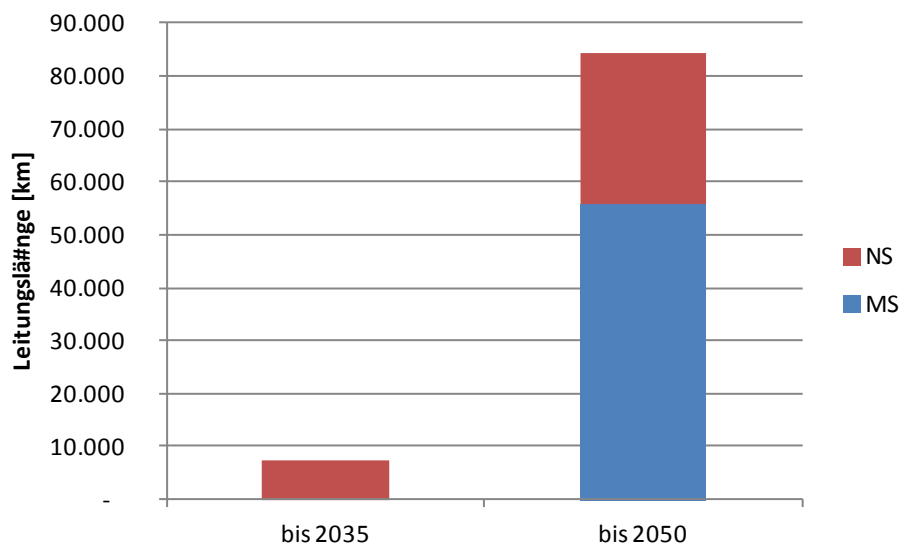


Bild 3.35: Netzausbaubedarf bei klassischem Netzausbau bei Szenario „100% Erneuerbare“ von heute bis zum Jahr 2035 bzw. von heute bis zum Jahr 2050

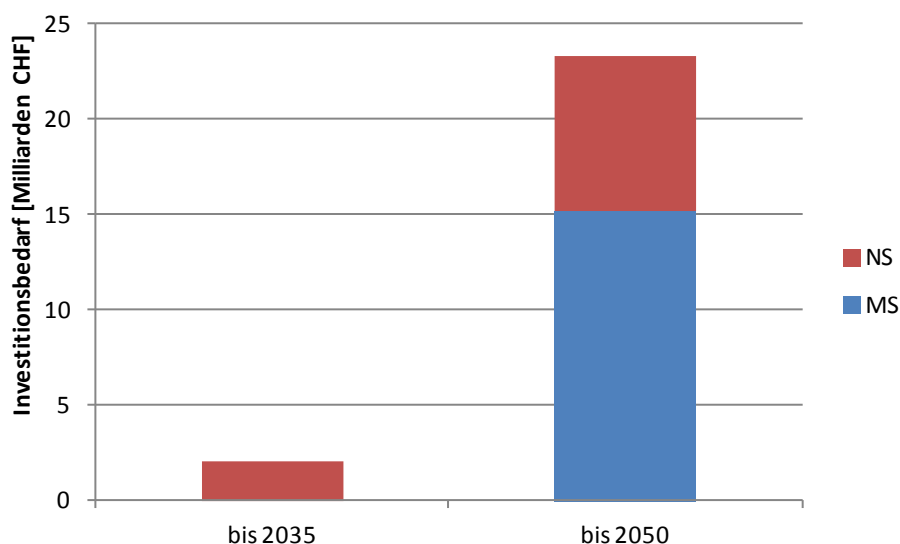


Bild 3.36: Investitionsbedarf bei klassischem Netzausbau bei Szenario „100% Erneuerbare“ von heute bis zum Jahr 2035 bzw. von heute bis zum Jahr 2050

3.3 Auswirkungen auf Netzkosten und Haushaltstarife

Die im Abschnitt 3.2 für die Gesamtschweiz ermittelten Kosten stellen summarische Investitionskosten für Netzverstärkungen bis zum jeweiligen Betrachtungszeitpunkt dar. Um die Auswirkung dieser Investitionen auf die Netzkosten und Haushaltstarife bestimmen zu können, die üblicherweise jahres- oder energiebezogen angegeben werden, müssen die zeitpunktsbezogenen Investitionskosten zunächst in eine Annuität (über einen Zeitraum anfallende, jährlich konstante Zahlungsfolge) umgerechnet werden. Bei typischerweise in der Elektrizitätswirtschaft angewendeten Nutzungsdauern und Zinssätzen entspricht die Annuität einer Zahlung in etwa 10% der einmaligen Investitionskosten. Beispielsweise wurde im Szenario „100% Erneuerbare“ im Jahr 2050 bei klassischer Netzverstärkung eine Investitionssumme von 24 Mrd. CHF berechnet, die in einer annuitätischen Betrachtung jährlichen Kosten von ca. 2,4 Mrd. CHF entsprechen (hiervon entfallen auf den Zeitraum von 2035 bis 2050 ca. 2,2 Mrd. CHF/a). Dies entspricht ca. 75% der heutigen über die Netztarife umgelegten Netzkosten (ca. 3,2 Mrd. CHF/a, siehe Tätigkeitsbericht der ElCom 2010).

Um die Auswirkungen der Kosten für Netzverstärkungen auf die Netzkosten zu bestimmen, muss neben der Annuitätisierung auch berücksichtigt werden, dass ein Teil der notwendigen Verstärkungsmaßnahmen im Rahmen von ohnehin erfolgenden, altersbedingten Erneuerungen stattfindet, so dass nur ein Teil der ermittelten Investitionen echte Zusatzkosten darstellen, die die tarifrelevanten Netzkosten erhöhen. Wenn man davon ausgeht, dass zwischen 2035 und 2050 ca. 1/3 der Netzbetriebsmittel ersetzt werden müssen (Zeitraum von 15 Jahren bei einer durchschnittlichen Nutzungsdauer von 45 Jahren und gleichmäßigem Erneuerungsbedarf), fallen für die stärkere Auslegung dieser altersbedingt ohnehin zu ersetzenden Betriebsmittel nur vergleichsweise geringe Zusatzkosten an, so dass im Hinblick auf zusätzliche Netzkosten näherungsweise von einer Reduktion in gleicher Höhe ausgegangen werden kann.

Für das oben skizzierte Beispiel hieße das, dass die Netzkosten statt um ca. 2,2 Mrd. CHF/a nur um etwa 1,5 Mrd. CHF/a ansteigen würden. Bei einem aktuellen Haushaltsnetzkostentarif von 9,6 Rp./kWh und Netzkosten von ca. 3,2 Mrd. CHF/a entspräche eine Netzkostensteigerung von ca. 1,5 Mrd. CHF/a etwa 4,5 Rp./kWh, was einer Steigerung von knapp 50% entspricht (unveränderte Energiebezugsmengen der Kunden vorausgesetzt). Bis 2035 ergibt sich entsprechend eine Netzkostensteigerung von ca. 0,3 Rp./kWh (0,2 Mrd. CHF/a und ca. 50% (25 Jahre bei 45 Jahre Nutzungsdauer) Ersatz im Rahmen von altersbedingten Erneuerungen im Zeitraum 2010 bis 2035).

Zusammengefasst ergeben sich für die drei betrachteten Szenarien folgende Werte:

- Moderate Energiepolitik
 - Bis 2035: zusätzliche Netzkosten ca. 0,05 Mrd. CHF/a, entsprechend ca. 0,15 Rp./kWh
 - Bis 2050: zusätzliche Netzkosten ca. 0,35 Mrd. CHF/a, entsprechend ca. 1,05 Rp./kWh
- Forcierte Energiepolitik
 - Bis 2035: zusätzliche Netzkosten ca. 0,2 Mrd. CHF/a, entsprechend ca. 0,6 Rp./kWh
 - Bis 2050: zusätzliche Netzkosten ca. 0,8 Mrd. CHF/a, entsprechend ca. 2,4 Rp./kWh
- 100% Erneuerbare
 - Bis 2035: zusätzliche Netzkosten ca. 0,1 Mrd. CHF/a, entsprechend ca. 0,3 Rp./kWh
 - Bis 2050: zusätzliche Netzkosten ca. 1,5 Mrd. CHF/a, entsprechend ca. 4,5 Rp./kWh

3.4 Zusammenfassung der Ergebnisse der Hochrechnung

Aus der Hochrechnung der Ergebnisse auf die gesamte Schweiz lassen sich folgende Kernergebnisse ableiten:

- An die *heutigen Netze* lassen sich bei der hier unterstellten räumlichen Verteilung der Erzeugungsanlagen
 - im Bereich der Niederspannungsnetze ca. 4000 MW Erzeugungsleistung, und
 - im Bereich der Mittelspannungsnetze insgesamt (also einschließlich der bereits an unterlagerte Niederspannungsnetze angeschlossenen Erzeugungsanlagen) ca. 5000 MW Erzeugungsleistung

anschließen *ohne* das *umfangreiche Verstärkungen* der Netze erforderlich sind.

- Durch *Netzverstärkungsmaßnahmen*⁴ kann die Aufnahmefähigkeit gesteigert werden auf
 - bis zu ca. 7000 MW Erzeugungsleistung an Niederspannungsnetze, und
 - bis zu ca. 7500 MW Erzeugungsleistung an Mittelspannungsnetze, ebenfalls einschließlich der bereits an unterlagerte Netze angeschlossenen Erzeugungsanlagen.
- Der Umfang der tatsächlich notwendigen Netzverstärkungen hängt stark vom betrachteten *Szenario* und Zeitpunkt ab.
 - Bis zum Jahr 2035 liegt der für Netzverstärkungen erforderliche *Investitionsbedarf* je nach Szenario bei bis zu 4 Mrd. CHF.
 - Bis zum Jahr 2050 beträgt der entsprechende *Investitionsbedarf* je nach Szenario bereits bis zu etwa 25 Mrd. CHF.

Dabei hängt der Investitionsbedarf natürlich weniger vom Zeitpunkt sondern vielmehr von der Höhe der installierten Erzeugungsleistung ab.

- Durch den Einsatz innovativer Maßnahmen zur aktiven Spannungsregelung kann der Investitionsbedarf insbesondere in den ländlichen Netzen gegenüber einem rein klassischen Netzausbau um bis zu 40-50% verringert werden.
- Legt man diese Investitionen bei üblichen Kalkulationsansätzen auf den heutigen Stromverbrauch um, so ergibt sich damit bezogen auf den *Haushaltsstrompreis* eine Kostenzunahme von in jedem Szenario weniger als 5 Rp./kWh.

⁴ Hierbei ist unterstellt, dass im Netz befindliche Leitungen durch Leitungen mit einem einheitlichen größeren Querschnitt ersetzt werden, aber keine zusätzlichen Leitungsverbindungen erstellt werden. Sofern die zu integrierende Leistung dezentraler Erzeugungen die Kapazitätsgrenze der verstärkten Leitungen übersteigt, können jedoch weitere Maßnahmen, z. B. durch die Verlegung zusätzlicher, paralleler Leitungen, ergriffen werden, durch die die Aufnahmekapazität der Netze nahezu beliebig weiter gesteigert werden kann. Dieser Schritt ist je nach betrachtetem Erzeugungsszenario notwendig und in den Kostenauswertung entsprechend berücksichtigt.

4 Zusammenfassung der Kernergebnisse

- Die detaillierten Analysen ausgewählter realer Netzausschnitte zeigen, dass in den heutigen Mittel- und Niederspannungsnetzen überwiegend Reserven für den Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen vorhanden sind.
- In ländlichen Netzen wird die Aufnahmefähigkeit für Erzeugungsanlagen überwiegend durch die zulässigen Grenzen der Spannungshaltung begrenzt. In städtischen Netzen sind auch (aber nicht nur) die zulässigen Grenzen der Strombelastbarkeit begrenzend.
- Die klein- und großräumige Verteilung der Erzeugungsanlagen hat erheblichen Einfluss auf die Frage, wann die Grenzen der Aufnahmefähigkeit erreicht werden und in welchem Umfang ein Netzausbau erforderlich ist.
- Insgesamt können an heutige Mittel- und Niederspannungsnetze bei (aus derzeitiger Sicht) plausiblen Annahmen zur räumlichen Verteilung Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von ca. 5000 MW angeschlossen werden, ohne dass umfangreiche Netzausbauten erforderlich sind.
- Der Investitionsbedarf für Netzausbauten in Mittel- und Niederspannungsnetzen bis zum Jahr 2050 beträgt
 - bei dem Szenario „moderate Energiepolitik“ ca. 6 Mrd. CHF,
 - bei dem Szenario „forcierte Energiepolitik“ ca. 15 Mrd. CHF, und
 - bei dem Szenario „100% Erneuerbare“ ca. 23 Mrd. CHF.
- Der Investitionsbedarf kann durch Einsatz neuartiger Maßnahmen gegenüber klassischem Netzausbau (Ersatz vorhandener Leitungen und Transformatoren durch leistungsstärkere oder Zubau weiterer Leitungen und Transformatoren) deutlich reduziert werden. Hier sind vor allem solche Maßnahmen vielversprechend, mittels derer das Spannungsniveau in den Mittel- und Niederspannungsnetzen abhängig von der jeweiligen Last- und Einspeisesituation aktiv beeinflusst werden kann.
- Die Analysen zeigen, dass sich der Investitionsbedarf für Netzverstärkungen durch gezielten Einsatz von spannungsgeregelten Transformatoren insbesondere in ländlichen Regionen vielfach um 40-50% senken lässt.

Anhang

A Anhang

A.1 Szenarien der Energieproduktion

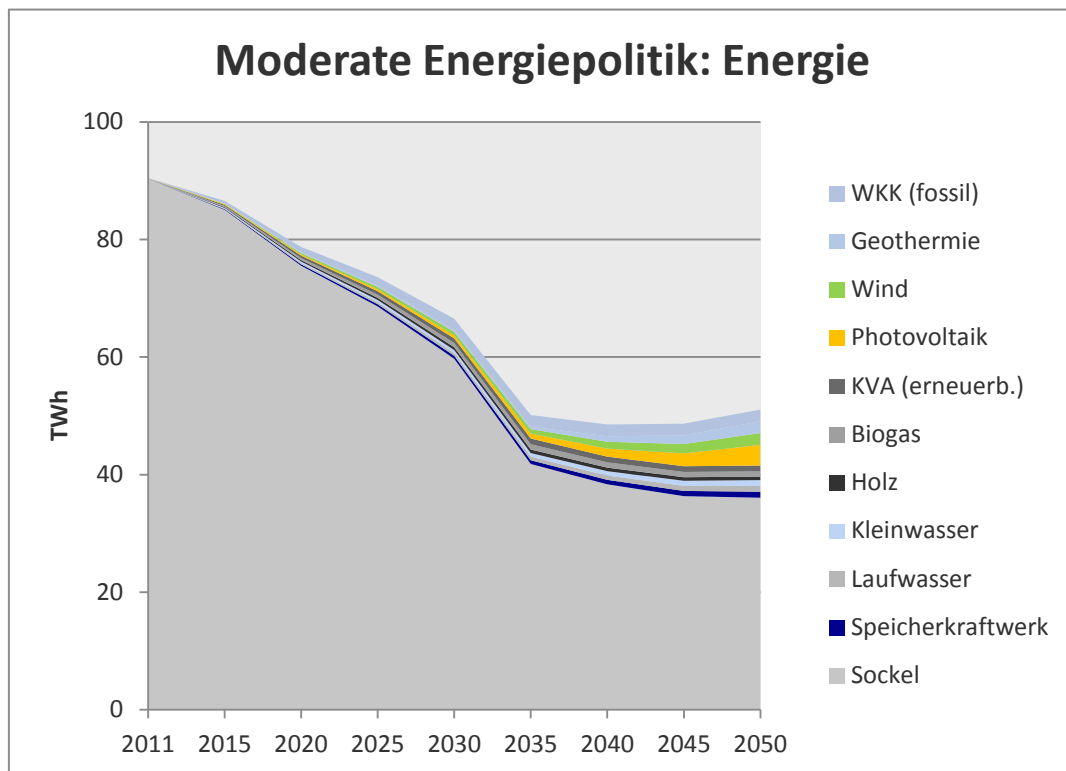


Bild A.1: Energieproduktion im Szenario „moderate Energiepolitik“

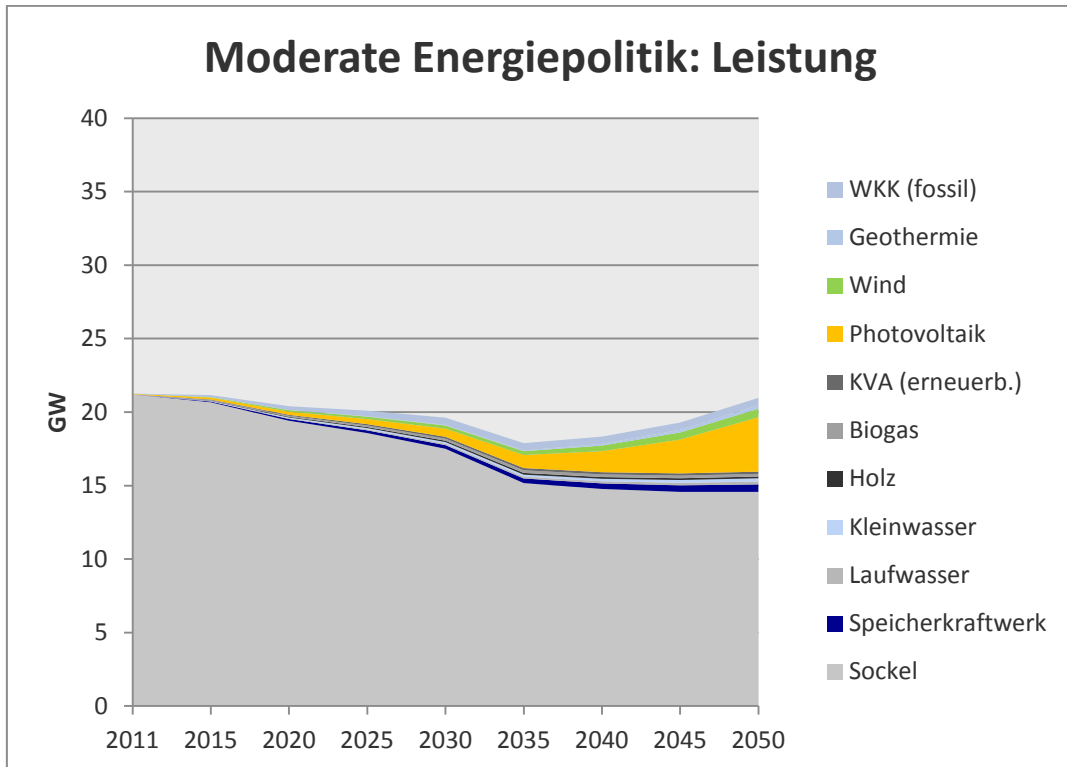


Bild A.2: *Installierte Leistung im Szenario „moderate Energiepolitik“*

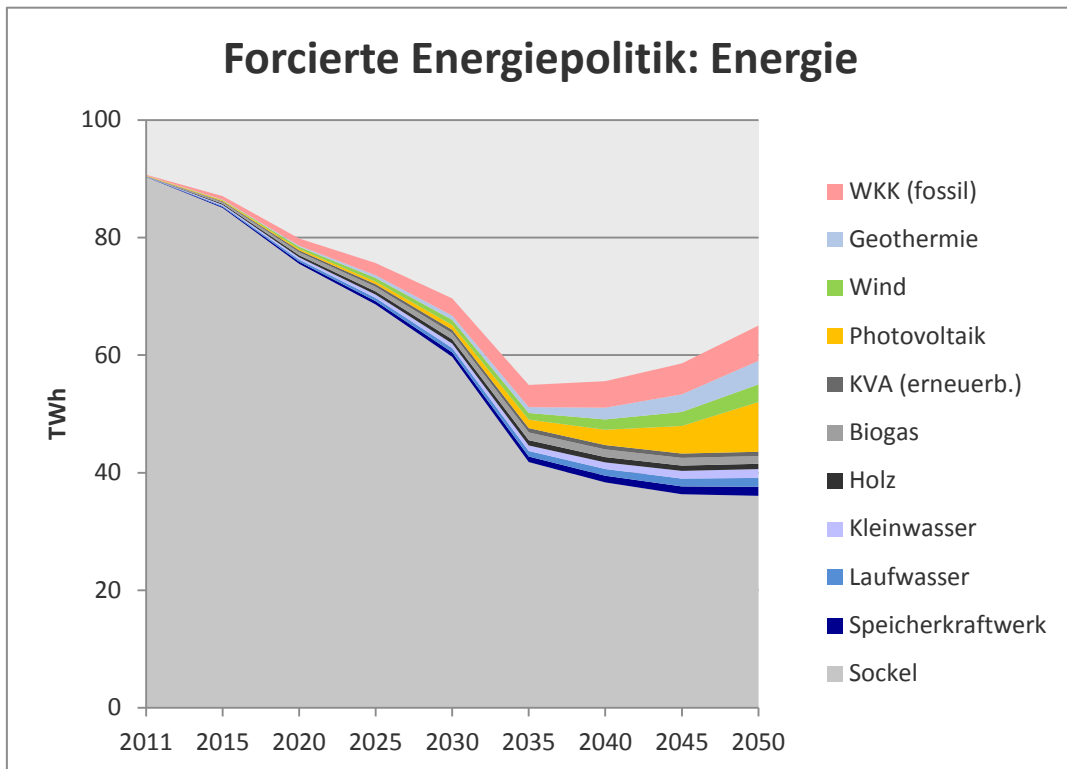


Bild A.3: *Energieproduktion im Szenario „forcierte Energiepolitik“*

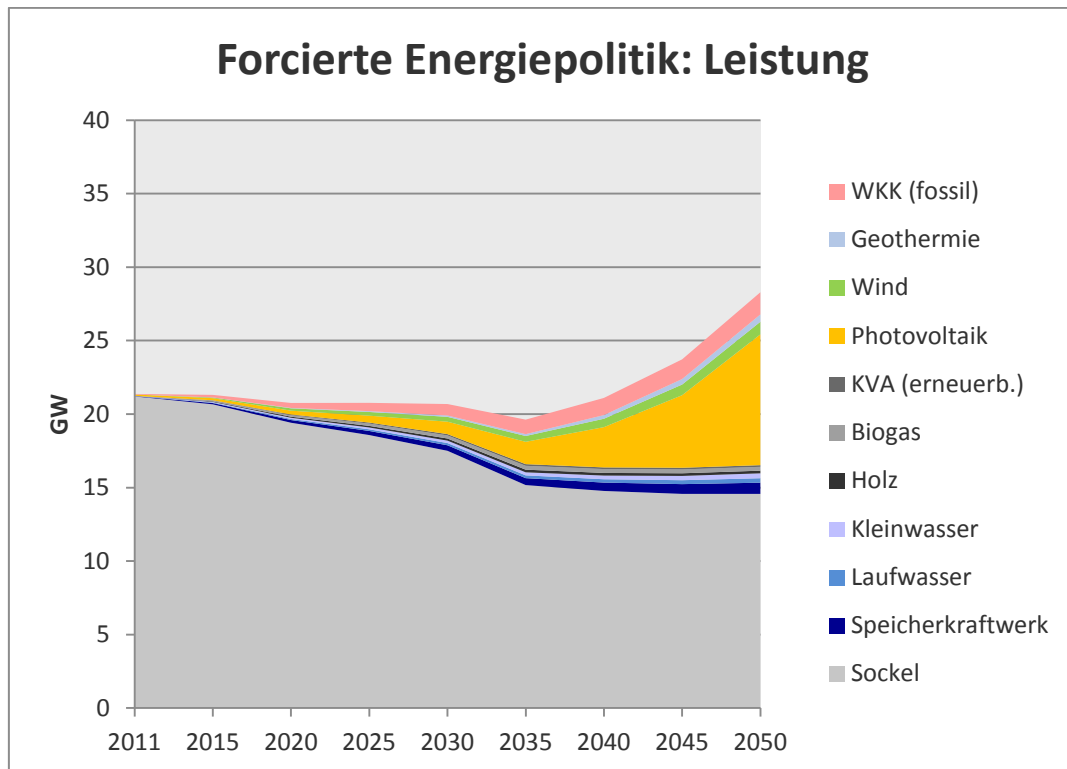


Bild A.4: Installierte Leistung im Szenario „forcierte Energiepolitik“

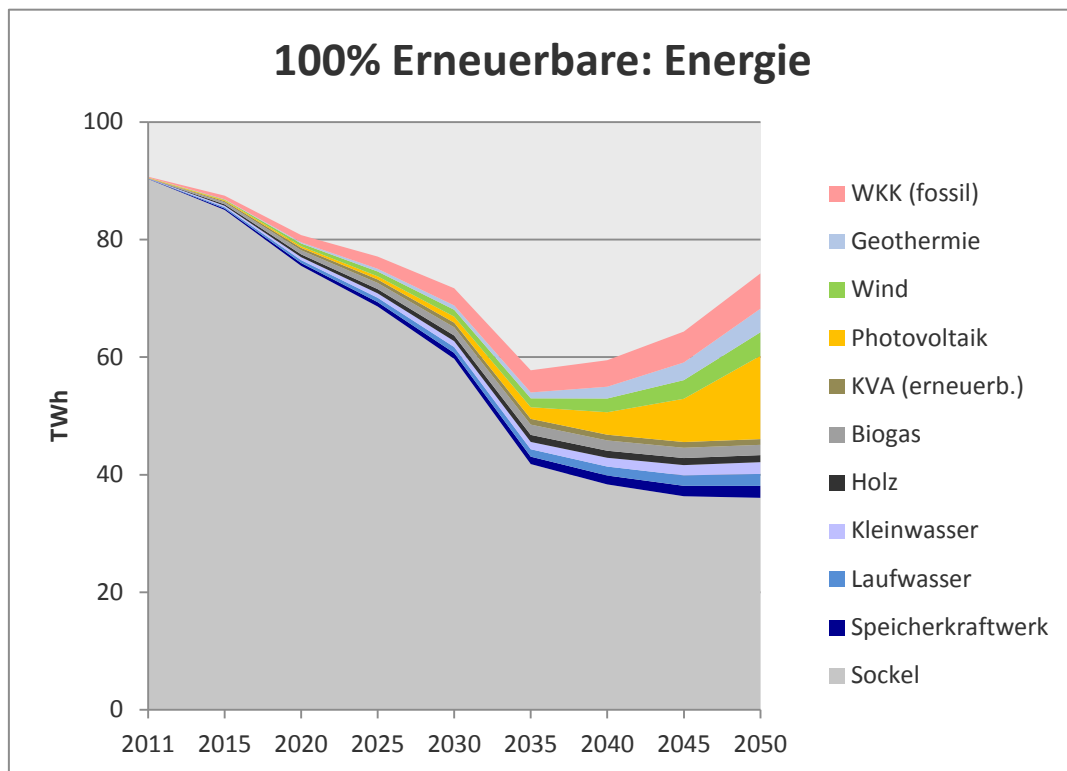


Bild A.5: Energieproduktion im Szenario „100%-Erneuerbare“

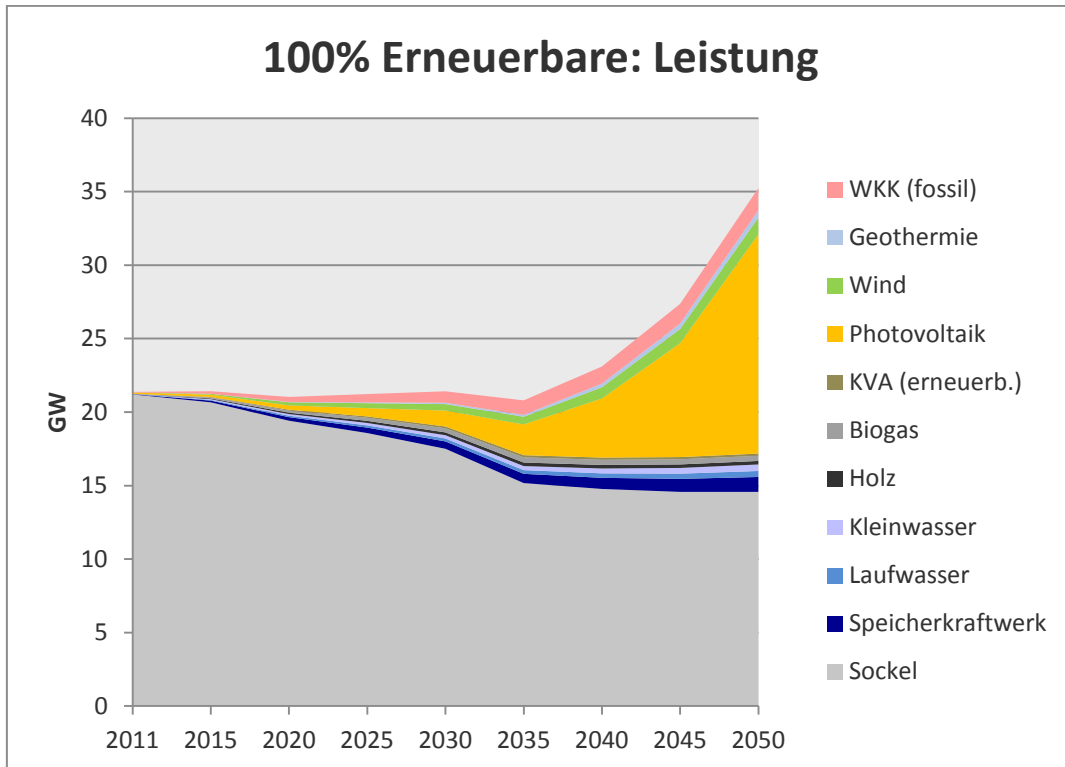


Bild A.6: Installierte Leistung im Szenario „100%-Erneuerbare“