

Handbuch

Spannungshaltung im Verteilnetz

Massnahmen für die Spannungshaltung
in den NE 4 - 7

SHVN – CH 2026

Impressum und Kontakt

Herausgeber

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE
Hintere Bahnhofstrasse 10
CH-5000 Aarau
Telefon +41 62 825 25 25
info@strom.ch
www.strom.ch

Autoren der Erstausgabe

Vorname Name	Firma	Funktion
Denys Buff	Arbon Energie	AG Mitglied
Adrian Bussinger	Eniwa	AG Mitglied
Thomas Rechsteiner	Swissolar	AG Mitglied
Fabio Giddey	Swissolar	AG Mitglied
Dimitrios Gkamtzas	Repower	AG Mitglied
Lars Huber	SWL Energie	AG Leiter bis April 2025
Peter Cuony	Groupe E	AG Leiter ab April 2025
Cyril Käser	Groupe E	AG Mitglied
Steffen Kurz	EBL	AG Mitglied
David Lehen	CKW	AG Mitglied
Christoph Merz	SAK	AG Mitglied
Stefan Schori	BFH	AG Mitglied
Daniel Tschui	Helion	AG Mitglied
Patrick Bader	VSE	AG Mitglied

Verantwortung Kommission

Für die Pflege und die Weiterentwicklung des Dokuments zeichnet die VSE-Kommission Versorgungsqualität verantwortlich.



Chronologie

Datum	Kurzbeschreibung
April 2024	Auftragserteilung Kommission Versorgungsqualität
September 2024 bis Oktober 2025	Arbeitsaufnahme der AG und Erarbeitung der Erstausgabe
21.01.2026 bis 26.02.2026	Branchenvernehmlassung
20.04.2026	Genehmigung durch die Geschäftsleitung des VSE

Das Dokument wurde unter Einbezug und Mithilfe von VSE und Branchenvertretern erarbeitet.

Der VSE verabschiedete das Dokument am 20.04.2026.

Copyright

© Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE

Alle Rechte vorbehalten. Gewerbliche Nutzung der Unterlagen ist nur mit Zustimmung vom VSE/AES und gegen Vergütung erlaubt. Ausser für den Eigengebrauch ist jedes Kopieren, Verteilen oder anderer Gebrauch dieser Dokumente als durch den bestimmungsgemässen Empfänger untersagt. Die Autoren übernehmen keine Haftung für Fehler in diesem Dokument und behalten sich das Recht vor, dieses Dokument ohne weitere Ankündigungen jederzeit zu ändern.



Inhaltsverzeichnis

Vorwort	7
Einleitung	8
1.1 Allgemeines	8
1.2 Ziel des Handbuchs	8
1.3 Übersicht der möglichen Massnahmen	9
1.4 Technische Grundlagen und Begriffe	9
1.4.1 Spannungsgrenzwerte für langsame Spannungsänderungen	9
1.4.2 Wirk- und Blindleistung	10
1.4.3 Wirkung der Wirk- und Blindleistung auf die Spannung	12
2. Spannungsregelung mit Netzelementen	14
2.1 Dynamische Spannungsregelung NE4	15
2.1.1 Funktionsweise	15
2.1.1.1 Regelungsarten mit einem konstanten Spannungssollwert	15
2.1.1.2 Regelungsarten mit einem dynamischen Spannungssollwert	15
2.1.2 Anwendungsfälle	17
2.2 Strangregler NE5	18
2.2.1 Funktionsweise	18
2.2.2 Anwendungsfälle	18
2.3 Manuelle Stufenanpassung beim normalen Ortsnetztransformatoren NE6	19
2.3.1 Funktionsweise	19
2.3.2 Anwendungsfälle	19
2.4 Regelbarer Ortsnetztransformator NE6	20
2.4.1 Funktionsweise	20
2.4.2 Anwendungsfälle	21
2.5 Strangregler NE7	21
2.5.1 Funktionsweise	21
2.5.2 Anwendungsfälle	22
2.6 Gegenüberstellung von Spannungshaltungs-Massnahmen mit Netzelementen	22
2.6.1 Technische Aspekte	22
2.6.2 Vor- und Nachteile	23
3. Blindleistungsregelung	26
3.1 Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$	27
3.2 Fester Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)$ fix	29
3.3 Verschiebungsfaktor- / Wirkleistungskennlinie $\cos(\varphi)(P)$	29
3.4 Anlagen mit Kompensationsbedarf	29
3.5 Kompensationsanlagen (bei Industrien) und Zusammenspiel mit PV-Anlagen	30
3.6 Vergütung und Kontrolle der Blindleistungsregelung	30
4. Wirkleistungsregelung	32
4.1 Fixe Einspeiselimittierung	32
4.2 Spannungsabhängige Einspeiselimittierung $P(U)$	33
4.2.1 Provisorische $P(U)$ bis zur Ausführung der Netzverstärkung	33
4.2.2 $P(U)$ Funktion als Hilfe zur Spannungsqualität (110-112 %)	35
4.2.3 $P(U)$ als Alternative für Anschlussverstärkung	35
4.2.4 $P(U)$ als Alternative für Netzverstärkung	35
4.3 Kombination spannungsabhängiger Wirkleistungs- und Blindleistungsregelung ($P(U) + Q(U)$)	35



4.4	Vergütung und Kontrolle der Wirkleistungsregelung.....	37
5.	Koordination.....	38
5.1	Spannungskoordination zwischen verschiedenen Netzebenen	38
5.2	Spannungskoordination zwischen vor- und nachgelagerten VNB.....	38
6.	Fazit.....	39

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Dokumentenstruktur	7
Abbildung 2: 1-Sekunden- und 10-Minuten-Effektivwerte der Spannung (Phase-Neutralleiter) an einem Netzknoten während einer Stunde (100 % = 400 V / Wurzel (3) = 230,9 V) (Quelle: Berner Fachhochschule)	10
Abbildung 3: Phasenverschiebung im Zeitverlauf (links) und in Zeigerdarstellung im 4-Quadranten-System (rechts). Der Spannungszeiger wird auf der 0°-Achse fixiert. Je nachdem, welche Phasenverschiebung φ der Strom zur Spannung hat, befindet sich dieser in einem entsprechenden Quadranten. Darstellung im Verbraucherpfelsystem (Quelle: Berner Fachhochschule)	11
Abbildung 4: Leistungsdiagramm, 4-Quadranten-Darstellung im Verbraucherpfelsystem (Quelle: Berner Fachhochschule)	12
Abbildung 5: Vereinfachtes Schema eines Netzanschlusses. Die Näherungsformel erlaubt eine ungefähre Abschätzung der Spannungsänderung am Anschlusspunkt (Quelle: Berner Fachhochschule)	13
Abbildung 6: Üblicher Spannungsverlauf im Mittel- und Niederspannungsnetz	14
Abbildung 7: Lastabhängiger Spannungssollwert	16
Abbildung 8: Spannungsverlauf mit dynamischer Regelung NE4	16
Abbildung 9: Spannungsverlauf mit Strangregler NE5	18
Abbildung 10: Spannungsverlauf mit manueller Stufenanpassung beim normalen Ortsnetztransformator	19
Abbildung 11: Spannungsverlauf mit regelbarem Ortsnetztransformator	20
Abbildung 12: Spannungsverlauf mit Einzelstrangregler	22
Abbildung 13: Spannungsanhebung in Abhängigkeit der Blindleistung (Quelle SMA)	26
Abbildung 14: Schema eines Wechselrichters, der 100 kW DC-Leistung in 111 kVA AC-Scheinleistung umwandelt.	27
Abbildung 15: Standard-Kennlinie $Q(U)$ – Verbraucherzählpfeilsystem	28
Abbildung 16: Standard-Kennlinie $\cos(\varphi)(P)$, für $S_{\max} \leq 3,7 \text{ kVA}$ ($\cos(\varphi)=0,95$) und $S_{\max} > 3,7 \text{ kVA}$ ($\cos(\varphi)=0,90$)	29
Abbildung 17: Standard $P(U)$ -Kennlinie 110-112 % U_n	33
Abbildung 18: $P(U)$ -Kennlinie 106-108 % U_n	34
Abbildung 19: $P(U)$ -Kennlinie 108-110 % U_n	34
Abbildung 20: Beispiel von kombinierten $P(U)$ - und $Q(U)$ -Kennlinien (Verbraucherzählpfeilsystem)	36
Abbildung 21: Ungefähre Einsatzgebiete von Spannungshaltungsmassnahmen in der NE7	40



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Energierichtung für die Wirkleistung P und Blindleistung Q abhängig vom Quadranten 1 bis 4 im Verbraucherpeilsystem	12
Tabelle 2: Vergleich technischer Aspekte von Dynamische Spannungsregelung NE4 und Strangregler NE5	23
Tabelle 3: Vergleich technischer Aspekte von Strangregler NE7, RONT und ONT	23
Tabelle 4: Gegenüberstellung der Spannungshaltungsmassnahmen NE 4-5	24
Tabelle 5: Gegenüberstellung der Spannungshaltungsmassnahmen der NE 6-7	25
Tabelle 6: Beispiele für eine grössere Dimensionierung der Wechselrichter aufgrund der Blindleistungsbereitstellung.	27
Tabelle 7: Beispiel Blindleistungskennlinie Q(U)	28
Tabelle 8: P(U)-Kennlinie 106 %-108 %U _n und P(U)-Kennlinie 108 %-110 %U _n , z.B. als provisorische Lösung und die Standard P(U)-Kennlinie bei 110 %-112 % U _n	34



Vorwort

Beim vorliegenden Dokument handelt es sich um ein Branchendokument des VSE. Es ist Teil eines umfassenden Regelwerkes für die Elektrizitätsversorgung im offenen Strommarkt. Branchendokumente beinhalten branchenweit anerkannte Richtlinien und Empfehlungen zur Nutzung der Strommärkte und der Organisation des Energiegeschäftes und erfüllen damit die Vorgabe des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) sowie der Stromversorgungsverordnung (StromVV) an die Energieversorgungsunternehmen (EVU).

Branchendokumente werden von Branchenexperten im Sinne des Subsidiaritätsprinzips ausgearbeitet, regelmässig aktualisiert und erweitert. Bei den Bestimmungen, welche als Richtlinien im Sinne des StromVV gelten, handelt es sich um Selbstregulierungsnormen.

Die Dokumente sind hierarchisch in vier unterschiedliche Stufen gegliedert:

- Grundsatzdokument: Marktmodell für die elektrische Energie – Schweiz (MMEE – CH)
- Schlüsseldokumente
- Umsetzungsdokumente
- Werkzeuge/Software

Beim vorliegenden Dokument «Spannungshaltung im Verteilnetz» handelt es sich um ein Werkzeug / Software.

Dokumentstruktur

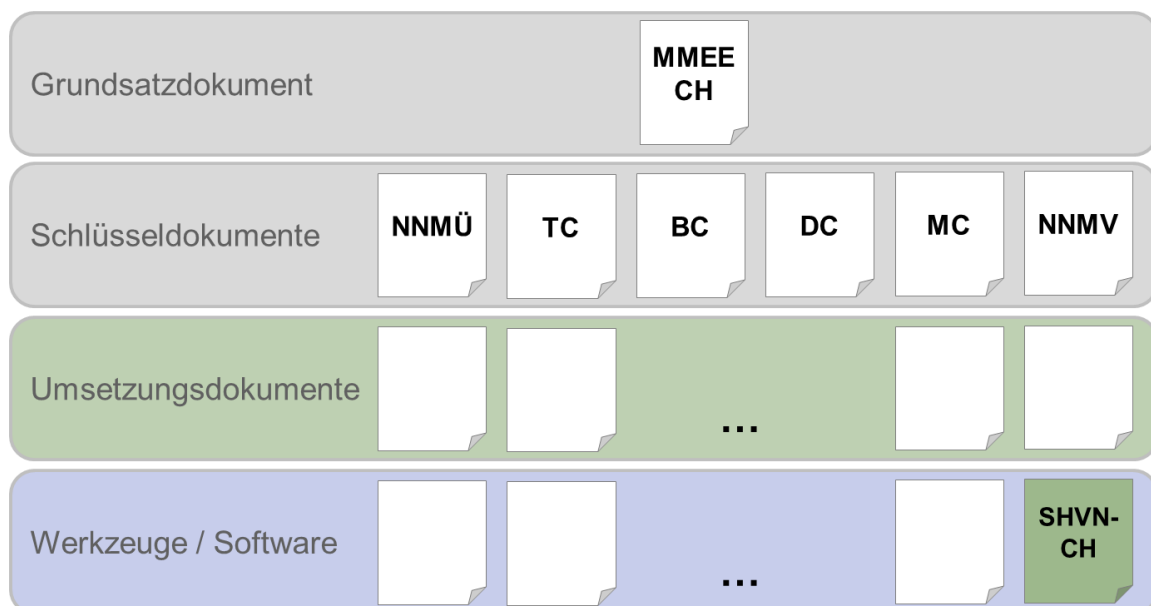


Abbildung 1: Dokumentenstruktur

Einleitung

1.1 Allgemeines

- (1) Stromverbraucher und dezentrale Erzeugungsanlagen, die in das Stromnetz einspeisen, beeinflussen die Auslastung und die Spannung im Verteilnetz. Speziell Anlagen mit einer hohen Gleichzeitigkeit und potenziell hohen Leistungen wie PV-Anlagen, Speichersysteme, Wärmepumpen und auch die Elektromobilität können das Spannungsniveau stark beeinflussen. Die SN EN 50160:2022 gibt die Merkmale der Spannung in öffentlichen Energieversorgungsnetzen vor. Unter normalen Betriebsbedingungen sollte die Versorgungsspannung nicht mehr als $\pm 10\%$ von der Nennspannung abweichen.
- (2) Wenn die Einspeisung zunimmt, steigt die Spannung im Verteilnetz an und die Reserve zwischen der höchsten auftretenden Spannung und dem oberen Spannungsgrenzwert wird kleiner. Ebenso verhält es sich bei zunehmendem Verbrauch in Bezug auf den unteren Spannungsgrenzwert. Gelangen Stromnetze an ihre Grenzen, sind Massnahmen für einen sicheren Betrieb notwendig. Traditionell wurde mangels Alternativen meist das Stromnetz verstärkt oder ausgebaut. Der flächendeckende, massive Zubau von neuen dezentralen PV-Anlagen, Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur hätte hohe Netzausbaukosten zur Folge, wenn das Stromnetz auf die maximal mögliche Einspeisung oder Last ausgelegt würde.
- (3) Eine aktive Spannungsregelung mit Netzelementen hilft dabei, das verfügbare Spannungsband besser auszunutzen. Moderne Kundenanlagen bieten in der Regel die Möglichkeit die Wirk- und Blindleistung zu beeinflussen. Damit können sie die Einhaltung des erlaubten Spannungsbands unterstützen, den Bedarf für Netzverstärkungen reduzieren und somit die Investitionskosten in das Netz senken. Beispielsweise können PV-Wechselrichter mittels autonomer Wirk- und Blindleistungsregelung die Spannung erhöhen oder absenken. Dadurch können gewisse Netzverstärkungen vermieden oder zumindest zeitlich verschoben werden.

1.2 Ziel des Handbuchs

- (1) Dieses Dokument soll die Verteilnetzbetreiber (VNB) unterstützen, geeignete intelligente Massnahmen zur Spannungshaltung im Mittel- und Niederspannungsnetz auszuwählen und umzusetzen. Es können einzelne oder mehrere Massnahmen umgesetzt werden, damit die Spannungsqualität gemäss SN EN 50160 eingehalten wird.
- (2) Dieses Dokument fokussiert auf Massnahmen zur Einhaltung der Grenzwerte von Spannungsabweichungen. Andere Aspekte, wie die Einhaltung der Grenzwerte von langsamen und schnellen Spannungsänderungen oder die Prüfung der erforderlichen Kurzschlussströme zur Absicherung werden in diesem Dokument nicht behandelt.



1.3 Übersicht der möglichen Massnahmen

- (1) Die folgenden Massnahmen können zur Sicherung der Spannungshaltung in der Netzebene (NE) 4-7 eingesetzt werden. Diese werden in den einzelnen Kapiteln erklärt und allfällige Vor- und Nachteile aufgezeigt.

Spannungsregelung im Verteilnetz:

- Dynamische Spannungsregelung in der NE4
- Strangregler in der NE5
- Manuelle Stufenanpassung beim Ortsnetztransformator in der NE6
- Regelbarer Ortsnetztransformator (RONT) in der NE6
- Strangregler in der NE7

Blindleistung- und Einspeisemanagement mit den Kundengeräten:

- Blindleistungsregelung
- Spannungsabhängige Einspeiselimitierung
- Fernsteuerung

1.4 Technische Grundlagen und Begriffe

1.4.1 Spannungsgrenzwerte für langsame Spannungsänderungen

- (1) Die Norm SN EN 50160 legt die Merkmale der Spannung in öffentlichen Energieversorgungsnetzen fest und dient damit als Referenz für Netzbetreiber und Netznutzer. Unter normalen Betriebsbedingungen hat die Versorgungsspannung an der Übergabestelle die Nennspannung (U_n) um nicht mehr als $\pm 10\%$ zu über- oder unterschreiten. In der Regel entspricht die Übergabestelle dem (Haus-)Anschlusspunkt. In Verteilnetzen, die nicht mit Übertragungsnetzen verbunden sind, sowie für spezielle, weit entlegene Netznutzer sollen Spannungsschwankungen von $+10\%$ / -15% nicht überschritten werden:
 - Auf der Niederspannungsebene müssen im Zeitraum einer Woche mindestens 95 % der 10-Minuten-Effektivwerte (RMS-Werte) der Versorgungsspannung innerhalb des Bereichs von $U_n \pm 10\%$ liegen und alle 10-Minuten-Effektivwerte der Versorgungsspannung müssen innerhalb des Bereichs von $U_n +10\%$ / -15% liegen.
 - Auf der Mittelspannungsebene müssen im Zeitraum einer Woche mindestens 99 % der 10-Minuten-Effektivwerte (RMS-Werte) der Versorgungsspannung innerhalb des Bereichs von $U_n \pm 10\%$ liegen. Zudem darf keiner der 10-Minuten-Effektivwerte der Versorgungsspannung ausserhalb der Grenzen $\pm 15\%$ von U_n liegen.
- (2) Bei der Beurteilung von Netzanschlussgesuchen verwenden viele Netzbetreiber das Dokument «Technische Regeln für die Beurteilung von Netzzrückwirkungen D-A-CH-CZ» (VDE, Österreichs Energie, VSE, CSRES). Die technischen Regeln geben keine Verträglichkeitspegel für langsame Spannungsänderungen an. Sie erwähnen ebenso wie die SN EN 50160, dass die Spannungsabweichung unter normalen Betriebsbedingungen und unter Ausschluss von Unterbrechungen $\pm 10\%$ nicht überschreiten sollte. Somit sind die technischen Regeln mit der SN EN 50160 konsistent. Zu beachten ist, dass die Netzzrückwirkungen in den D-A-CH-CZ am Verknüpfungspunkt und die Spannungsqualität in der SN EN 50160 an der Übergabestelle beurteilt werden.



- (3) Die D-A-CH-CZ bewerten lediglich die relativen langsamen Spannungsänderungen als Spannungsabweichung (Δu). Dabei wird ein Richtwert von 3 % für die NS und 2 % für MS für die von allen Erzeugungs- und oder Speicheranlagen verursachten langsamen Spannungsänderung gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen angegeben. Jedoch wird explizit darauf hingewiesen, dass der Netzbetreiber für langsame Spannungsänderungen davon abweichende, also höhere Grenzwerte vorgeben kann, wenn die Art und Betriebsweise des Netzes dies erlauben beziehungsweise erfordern. Dies ist zum Beispiel gegeben, wenn Netzsimulationen zum Ergebnis kommen, dass die Spannungsgrenzwerte gemäss SN EN 50160 eingehalten werden.
- (4) Zu beachten ist, dass die Netzspannung während eines Intervalls von 10 Minuten erheblich schwanken kann. Abbildung 2 illustriert dies: Eine deutliche Spannungsschwankung zwischen 6:00 und 6:10 Uhr ist anhand des 1-Sekunden-Effektivwerts klar erkennbar, während der 10-Minuten-Effektivwert diese Abweichung nicht widerspiegelt. Dieser Aspekt ist insbesondere im Hinblick auf den Schutz netzgekoppelter Anlagen und Geräte relevant. Die in der Schweiz gültigen Ländereinstellungen sehen beispielsweise für Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) eine Abschaltung vor, wenn entweder der 10-Minuten-Effektivwert 110 % der Nennspannung erreicht oder der Momentanwert der Spannung 120 % oder mehr beträgt. Die Schwelle von 120 % stellt sicher, dass sich PV-Anlagen bei kurzzeitigen Überspannungen sofort zuverlässig vom Netz trennen – auch dann, wenn der 10-Minuten-Effektivwert unter 110 % bleibt.

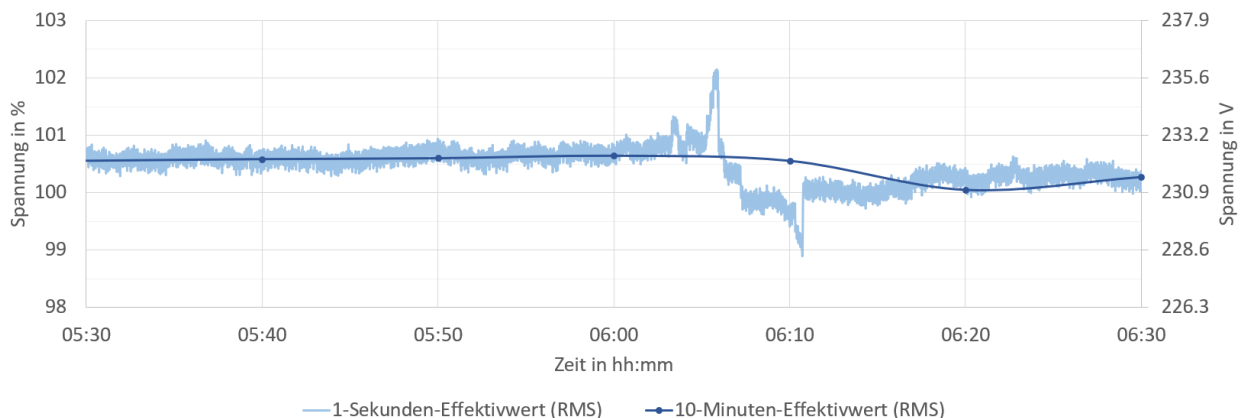


Abbildung 2: 1-Sekunden- und 10-Minuten-Effektivwerte der Spannung (Phase-Neutralleiter) an einem Netzknoten während einer Stunde (100 % = 400 V / Wurzel (3) = 230,9 V) (Quelle: Berner Fachhochschule)

1.4.2 Wirk- und Blindleistung

- (1) Wirkleistung ist nutzbare Leistung und kann zum Beispiel in mechanische, thermische oder chemische Energie umgewandelt werden. Blindleistung hingegen ist energetisch nicht direkt nutzbar. Sie ist jedoch notwendig, um die Funktionalität des Stromnetzes sicherzustellen. Sie wird benötigt, um elektrische Felder (in Kapazitäten) und magnetische Felder (in Induktivitäten) in den Netzbetriebsmitteln und Geräten aufrechtzuerhalten.
- (2) Blindleistung ist entscheidend für die Spannungsstabilität des Stromnetzes. Damit Blindleistung ins Netz eingespeist beziehungsweise vom Kunden bezogen wird, muss die Phasenlage des Stroms, den die Geräte mit dem Netz austauschen, gegenüber der Spannung verschoben werden. Diese Art von Blindleistung wird deshalb auch als Verschiebungsblindleistung bezeichnet.



- (3) Abbildung 3 zeigt eine Situation, bei der induktive Blindleistung von einem Verbraucher bezogen wird. Sowohl in der Abbildung als auch im restlichen Dokument wird immer das Verbraucherpeilsystem verwendet. Die Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung beträgt -26° , der Strom eilt der Spannung also nach. Dies entspricht einem induktiven Verhalten. Würde der Strom der Spannung vorauslaufen, so wäre das Verhalten kapazitiv und es würde induktive Blindleistung ins Netz eingespeist.
- (4) Die Phasenverschiebung φ von -26° aus Abbildung 3 entspricht einem Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ von 0,9 induktiv. Nebst dem Zeitverlauf (links) zeigt Abbildung 3 ein Zeigerdiagramm der Spannung und des Stroms (rechts). An der Phasenverschiebung φ ist zu erkennen, ob es sich um Einspeisung/Verbrauch und induktives/kapazitives Verhalten handelt.

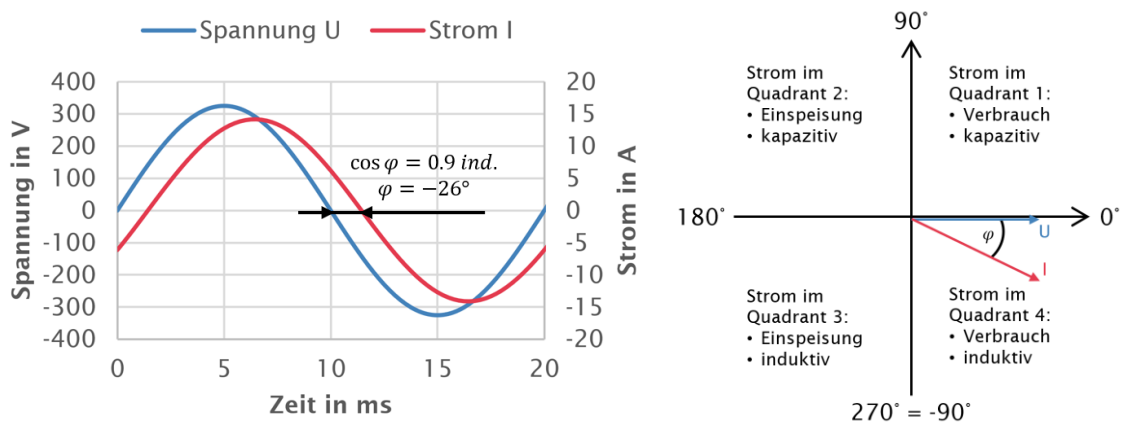


Abbildung 3: Phasenverschiebung im Zeitverlauf (links) und in Zeigerdarstellung im 4-Quadranten-System (rechts). Der Spannungszeiger wird auf der 0°-Achse fixiert. Je nachdem, welche Phasenverschiebung φ der Strom zur Spannung hat, befindet sich dieser in einem entsprechenden Quadranten. Darstellung im Verbraucherpeilsystem (Quelle: Berner Fachhochschule)

- (5) In Abbildung 4 ist auch das Zeigerdiagramm der Leistung aufgeführt. Die Phasenverschiebung von -26° beim Strom führt zu einer Phasenverschiebung zwischen der Scheinleistung S und der Wirkleistung von $+26^\circ$. Dies kommt daher, weil der Imaginärteil der Scheinleistung das zum Strom inverse Vorzeichen hat. Je nach gewünschter Wirk- und Blindleistung kann auch ein Wechselrichter die Phasenverschiebung einstellen. Es handelt sich jeweils um die Schein-, Wirk- und (Verschiebungs-)Blindleistung der Grundschiwingung, also 50 Hz. Im Zusammenhang mit Blindleistungsregelung ist vom Parameter $\cos(\varphi)$ die Rede. Dieser beschreibt den Cosinus des Winkels φ zwischen der Wirkleistung und der Scheinleistung gemäss Abbildung 4. Dabei führt Blindleistung im Quadranten 1 und 2 zu einer Spannungssenkung und Blindleistung im Quadranten 3 und 4 zu einer Spannungserhöhung.

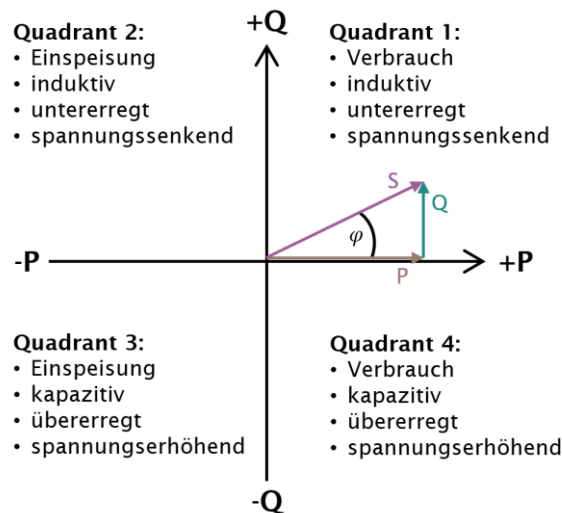


Abbildung 4: Leistungsdiagramm, 4-Quadranten-Darstellung im Verbraucherfeilsystem (Quelle: Berner Fachhochschule)

- (6) Anhand der Phasenlage in der 4-Quadranten-Darstellung ergibt sich also eine Energierichtung für die Wirkleistung (+P oder -P) und für die Blindleistung (+Q oder -Q). Tabelle 1 beschreibt die Energierichtungen in den vier Quadranten.

Quadrant	Wirkleistung (P)	Blindleistung (Q)	Typische Betriebsart
1	+P (Verbrauch = Bezug aus dem Netz)	+Q (induktiv = Bezug aus dem Netz)	Lastbetrieb mit induktiver Last (z.B. Motor)
2	-P (Einspeisung = Abgabe an das Netz)	+Q (induktiv = Bezug aus dem Netz)	Einspeisung ins Netz, induktiv (Anforderung an PV-Anlagen), Generator untererregt
3	-P (Einspeisung = Abgabe an das Netz)	-Q (kapazitiv = Abgabe an das Netz)	Einspeisung ins Netz, kapazitiv, Generator übererregt
4	+P (Verbrauch = Bezug aus dem Netz)	-Q (kapazitiv = Abgabe an das Netz)	Lastbetrieb mit kapazitiver Last (z.B. Kompensation)

Tabelle 1: Energierichtung für die Wirkleistung P und Blindleistung Q abhängig vom Quadranten 1 bis 4 im Verbraucherfeilsystem

1.4.3 Wirkung der Wirk- und Blindleistung auf die Spannung

- (1) Die Höhe der Spannungsanhebung durch eine Energieerzeugungsanlage (EEA) ergibt sich durch die Dimensionierung des Netzes und die eingespeiste Wirkleistung. Abbildung 5 zeigt die Längselemente der Netzimpedanz: der Widerstand R und die Reaktanz X_L der Induktivitäten. Der Widerstand wird im Wesentlichen durch die Widerstände der Leitungen bestimmt. Den grössten Anteil an der Reaktanz X_L machen die Induktivitäten der Niederspannungs-Leitungen und die Streuinduktivität des Transformators der NE6 aus. Die Querelemente (Kapazitäten C und Isolationsleitwerte G) werden nicht dargestellt, da sie für den Spannungsabfall nicht wesentlich sind. Wird durch eine PV-Anlage ein Strom ins Netz eingespeist, fließt er durch den Widerstand R und die Reaktanz X_L , was einen Spannungsabfall ΔU_{Netz} verursacht. Die D-A-CH-CZ geben die in Abbildung 5 aufgeführte Näherungsformel zur



Bestimmung der Spannungsänderung am Anschlusspunkt an. Sie zeigt, dass eine Änderung der Wirkleistung ΔP primär wegen des Widerstands R eine Spannungsänderung bewirkt. Dagegen verändert die Blindleistung ΔQ die Spannung insbesondere aufgrund der Reaktanz X_L . Eine zusätzliche Einspeisung von Wirkleistung ($\Delta P < 0$ MW) verursacht gemäss Abbildung 5 einen negativeren Wert von ΔU_2 . Mit der aufgeführten Formel ist klar, dass dadurch die Spannung U_2 am Anschlusspunkt ansteigt. Folglich könnte die Spannung durch eine Reduktion der eingespeisten Wirkleistung reduziert werden. Alternativ oder zusätzlich zur Reduktion der Wirkleistung kann Blindleistung zur Absenkung der Spannung U_2 genutzt werden. Wird der Wechselrichter so eingestellt, dass er zusätzlich induktive Blindleistung bezieht ($\Delta Q > 0$ Mvar), führt dies zu einem grösseren positiven Wert der Spannungsänderung ΔU_2 und somit zu einer Absenkung der Spannung U_2 . Da es sich in der Realität um komplexe Spannungen und Ströme mit Betrag und Winkel handelt, ist die Näherungsformel vor allem für Abschätzungen geeignet.

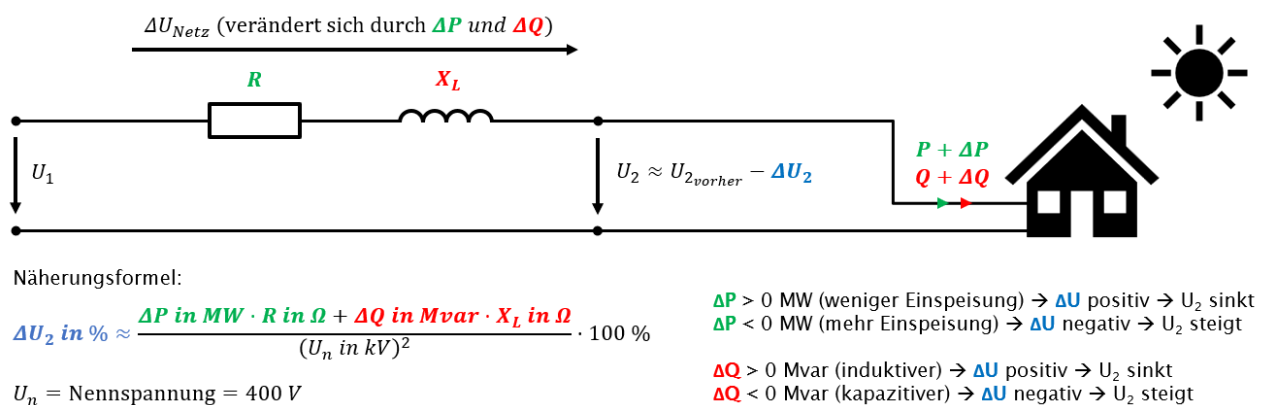


Abbildung 5: Vereinfachtes Schema eines Netzanschlusses. Die Näherungsformel erlaubt eine ungefähre Abschätzung der Spannungsänderung am Anschlusspunkt (Quelle: Berner Fachhochschule)

2. Spannungsregelung mit Netzelementen

- (1) In diesem Kapitel werden verschiedene Möglichkeiten zur Spannungsregelung mit Netzelementen in den NE4-7 vor- und gegenübergestellt.
- (2) Im Normalfall sind die Netze ab NE5 bis zu den Kunden ohne weitere spannungsregelnde Netzelemente gebaut. Abbildung 6 illustriert den Spannungsverlauf in solchen Netzen.

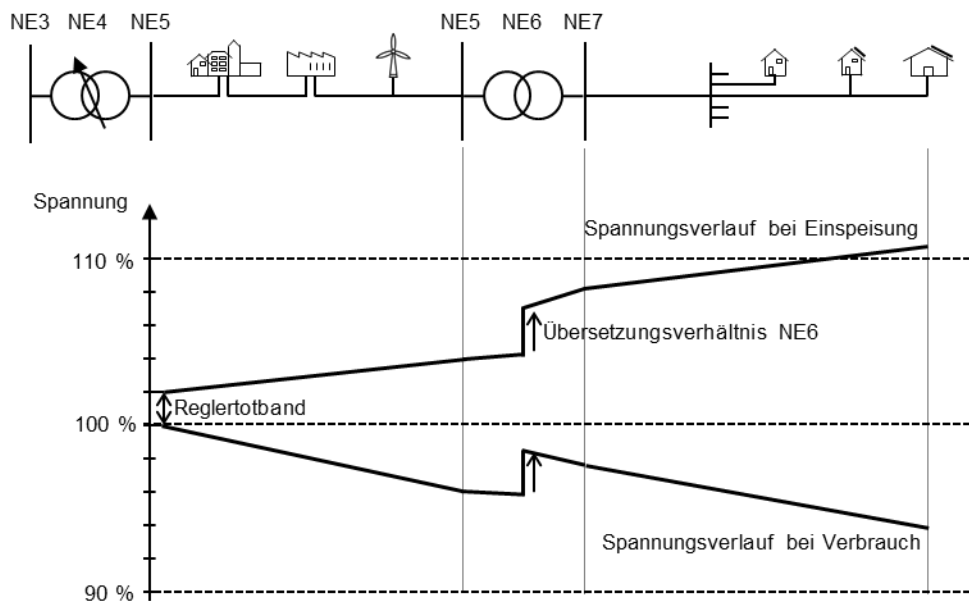


Abbildung 6: Üblicher Spannungsverlauf im Mittel- und Niederspannungsnetz

- (3) Der Spannungsregler des NE4-Transformators regelt die Spannung sekundärseitig bis auf ein Totband auf einen Sollwert. In der Lastsituation (untere Kennlinie) gibt es einen Spannungsabfall im Mittelspannungsnetz. Die NE6-Transformatoren sind historisch bedingt oft so eingestellt, dass ein Teil des Spannungsabfalls mittels einer Fix-Stufe kompensiert wird, so dass mehr Spannungsabfall in der NE7 möglich ist. Eine häufige Alternative ist den Sollwert in den Unterwerken auf einen höheren Sollwert (z.B. 104 %) anzuheben, um einen grösseren zulässigen Spannungsabfall im Netz zu ermöglichen; die NE6-Transformatorstufen verbleiben dabei in der Regel in der neutralen Position. Das Resultat ist in beiden Fällen dasselbe: Das verfügbare Spannungsband wird primär für den Spannungsabfall ausgelegt, wodurch die zulässigen Spannungsanhebungen entsprechend kleiner werden. In der Rückspeisesituation (obere Kennlinie) kann dies jedoch dazu führen, dass bereits bei der Transformatorenstation eine hohe Spannung anliegt und nur noch wenig Spannungsband für die Spannungserhöhung in der NE7 übrigbleibt, um bei allen Übergabepunkten $\pm 10\%$ einzuhalten.
- (4) In diesem Kapitel werden Netzelemente vorgestellt, welche diese Kennlinien beeinflussen: Die dynamische Spannungsregelung NE4, der Strangregler NE5, die manuelle Änderung der Transformatorstufe NE6, der RONT sowie der Einzelstrangregler NE7.
- (5) Mit der dynamischen Spannungsregelung NE4 kann ein Effekt über ein grosses Netzgebiet erzielt werden. Spezifische Besonderheiten innerhalb des Netzgebiets können damit aber nicht berücksichtigt werden. Der Strangregler NE5 wird primär zur Spannungshaltung im Mittelspannungsnetz eingesetzt. Die Änderung der Transformatorstufe auf NE6 (inkl. Netzausschaltung) ist eine konventionelle,

einfache und kostengünstige Option. Sie ist jedoch weniger geeignet für Netze mit variablen Lasten. Der Strangregler NE7 bietet mehr Flexibilität bei ungleichmässigen Lasten oder Einspeisungen und eignet sich vor allem in komplexeren Netzstrukturen. Der RONT bietet eine hohe Flexibilität bezüglich dynamischer Spannungsregelung und hoher Netzanschlusskapazität. Der RONT ist jedoch die kostenintensivste Lösung und erfordert mehr Wartung. Jede Massnahme hat spezifische Stärken und ist je nach Netzanforderungen unterschiedlich effizient einsetzbar. Auch Kombinationen sind sinnvoll.

2.1 Dynamische Spannungsregelung NE4

- (1) Der Stufensteller mit automatischer Spannungsregelung der NE4-Transformatoren regelt die Sekundärspannung auf einen Sollwert. Die Regelung der Sekundärspannung im Unterwerk (NE4) umfasst verschiedene Arten, die sich hinsichtlich Automatisierungsgrad, Informationsbasis und dynamischem Verhalten unterscheiden:
 - **Regelung mit einem konstanten Spannungssollwert:** eine klassische Form der Spannungsregelung, bei der der Transformator die Sekundärspannung konstant auf einen vorgegebenen Wert hält. Der Sollwert bleibt dabei unverändert innerhalb einer Regelbandbreite.
 - **Saisonale Anpassung des konstanten Spannungssollwerts:** eine Weiterentwicklung der konstanten Regelung, bei der der Sollwert manuell für unterschiedliche Jahreszeiten angepasst wird. Dies ermöglicht es, typische saisonale Last- und Einspeisesituationen besser zu berücksichtigen.
 - **Regelung mit lastflussabhängigem Spannungssollwert (Stromkompoundierung):** eine dynamische Spannungsregelung entlang einer Kennlinie abhängig von Höhe und Richtung des Stromflusses über den Transformator.
 - **Regelung auf Basis von Spannungsmesswerten aus dem Mittelspannungsnetz (Weitbereichsregelung):** eine weitergehende Form der Spannungsregelung, bei der der Regler nicht nur die Spannung am Transformator berücksichtigt, sondern zusätzlich Spannungsmesswerte aus mehreren, verteilten Netzknoten heranzieht.

2.1.1 Funktionsweise

2.1.1.1 Regelungsarten mit einem konstanten Spannungssollwert

- (1) Die Spannungsregelung in NE4 basiert grundsätzlich auf der automatischen Stufenschaltung des Transformators, die darauf ausgelegt ist, die Sekundärspannung in einem zulässigen Bereich zu halten. Üblicherweise ist eine konstante Spannungssollwert-Vorgabe implementiert. Der Spannungssollwert in den Unterwerken wurde historisch oft auf einen höheren Sollwert (z.B. 104 %) angehoben, um einen grösseren zulässigen Spannungsabfall im Netz zu ermöglichen.
- (2) Die konstante Sollspannung könnte saisonal angepasst werden, um die Spannungsbandbreite optimal zu nutzen. Diese Möglichkeit könnte als ergänzende betriebliche Massnahme eingesetzt werden. Dadurch kann das verfügbare Spannungsband über das Jahr effizienter genutzt werden, ohne dass eine vollständig dynamische Regelung notwendig ist.

2.1.1.2 Regelungsarten mit einem dynamischen Spannungssollwert

- (1) In den meisten Spannungsreglern gibt es die Funktionalität zur Vorgabe eines lastabhängigen Sollwerts. Damit wird der Spannungssollwert für die Mittelspannungssammelschiene im Unterwerk im Spannungsregler nicht mehr fix vorgegeben, sondern abhängig von Betriebsstrom und



Wirkleistungsrichtung verändert. Die Abbildung 7 zeigt exemplarisch eine lastabhängige Spannungssollwert-Kennlinie im Vergleich zu einer konstanten Sollspannung.

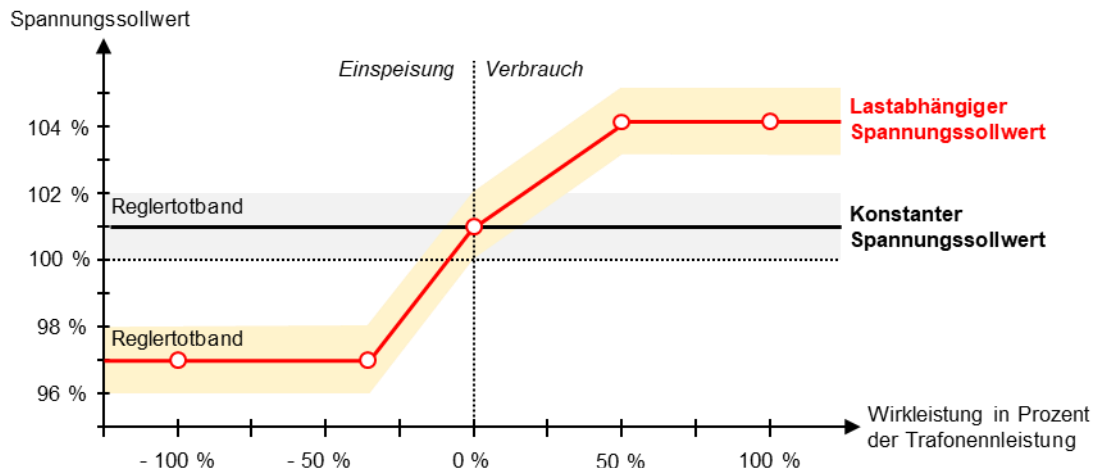


Abbildung 7: Lastabhängiger Spannungssollwert

- (2) Der lastabhängige Spannungssollwert wird dabei durch verschiedene Knickpunkte spezifiziert. Dies hat den Vorteil, dass ein Teil des Spannungsabfalls im Mittelspannungsnetz kompensiert werden kann. Die Funktionalität wird deshalb auch «Compoundierung» genannt. Bei Einspeisung resultiert damit eine tiefere und bei Bezug eine höhere Spannung im Unterwerk. Die Abbildung 8 zeigt den Effekt der Spannungsregelung NE4 im Niederspannungsnetz. Während die Netzspannung mit einem festen Spannungssollwert (schwarze Linie) bei hoher dezentralen Stromproduktion ausserhalb des zulässigen Bereichs liegen kann, sorgt die Spannungsregelung (rote Linie) für eine verbesserte Spannungshaltung.

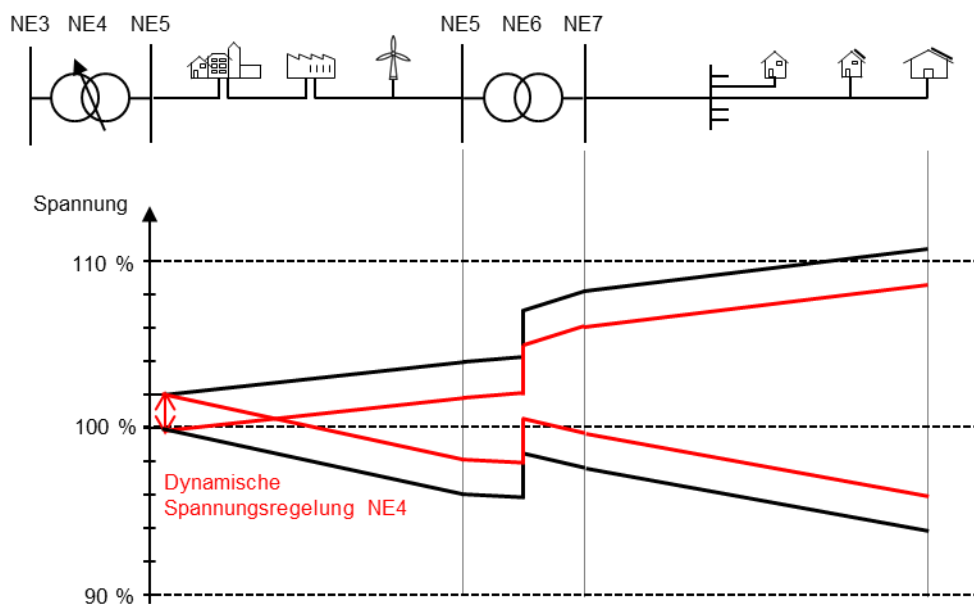


Abbildung 8: Spannungsverlauf mit dynamischer Regelung NE4

- (3) Die Weitbereichsregelung (auch «koordinierte Spannungsregelung» oder «Fernregelung» benannt) verfolgt das Ziel, das gesamte unterlagerte Mittelspannungsnetz jederzeit innerhalb seiner zulässigen Spannungsgrenzen zu betreiben. Diese Regelungsart erweitert somit das Funktionsprinzip herkömmlicher Stufenregler, die üblicherweise nur auf die Sammelschienenspannung reagieren; bei der Weitbereichsregelung wird hingegen zusätzlich die Spannung an geeigneten Punkten im Netz berücksichtigt.
- (4) Die dezentral erfassten Spannungen werden über Mess- und Kommunikationstechnik an die Auswerteeinheit übertragen, wo diese optional durch Schätzwerte aus einer State-Estimation ergänzt werden können. Eine zentrale Auswerteeinheit berechnet unter Einbezug der aktuellen Transformatorenstellung, des Sollwertkonzepts und vorgegebener Spannungsbänder den optimalen Spannungssollwert bzw. die erforderliche Stufungsposition. Die Auswerteeinheit kann sich entweder im zentralen Leitsystem oder direkt am Ort des Spannungsreglers auf Stationsebene mit einem Stationscomputer wiederfinden. Dadurch ermöglicht die Weitbereichsregelung eine deutlich feinere, netzweite Spannungsführung und reduziert das Risiko lokaler Grenzwertverletzungen in Zeiten zunehmender dezentraler Einspeisung.

2.1.2 Anwendungsfälle

- (1) Die unterschiedlichen Regelungsarten eignen sich je nach Netzsituation und betrieblichen Anforderungen unterschiedlich gut, sodass ihr Einsatz stets im Kontext der lokalen Netzstruktur und der jeweiligen Betriebsbedingungen bewertet werden muss. Vergleicht man die einzelnen Regelungsarten miteinander, zeigt sich ein klarer Übergang von einfachen, robusten Verfahren hin zu zunehmend komplexeren, aber flexibleren Lösungen.
- (2) Die Regelung mit konstantem Sollwert ist sehr zuverlässig und leicht zu betreiben, kann jedoch bei stark variierenden Last- und Einspeisesituationen an Grenzen stossen, da sie keine dynamischen Anpassungen ermöglicht. Die saisonale Anpassung des Spannungssollwerts schafft hier etwas Abhilfe, bleibt aber abhängig von manuellen Eingriffen und bildet kurzfristige Schwankungen nicht ab.
- (3) Die dynamischen Regelungsarten bieten vor allem Vorteile in Netzen mit vielen Verbrauchern und vielen dezentralen EEA, in denen die Stromflüsse im Verlauf des Tages und/oder der Saison stark variieren. In solchen Fällen werden die Spannungsschwankungen im Verlauf des Tages und/oder der Saison ausgeglichen. Dadurch kann die Aufnahmekapazität für neue Anlagen wesentlich erhöht werden. Die Spannungsreserven werden somit nicht mehr für das ganze Jahr fix vergeben, sondern der aktuellen Situation angepasst und werden somit besser ausgenutzt. Somit können mehr Verbraucher und Erzeuger angeschlossen und die Grenzwerte trotzdem eingehalten werden.
- (4) Die stromabhängige Spannungsregelung (Compoundierung) stellt einen deutlichen Schritt hin zu einer dynamischen Spannungsführung dar. Sie reagiert automatisch auf die aktuelle Netzbelastung und kann dadurch Spannungsprobleme wirksam reduzieren. Allerdings setzt sie voraus, dass die MS-Stränge ein ähnliches Lastverhalten bzw. einen einheitlichen Stromfluss aufweisen. Grosse Einzelanlagen können den Lastfluss signifikant beeinflussen und zu suboptimaler Regelung oder Grenzwertverletzungen führen. Die Kennlinie muss daher pro Unterwerk anhand historischer Messwerte und Simulationen definiert sowie regelmässig überprüft und angepasst werden.
- (5) Am weitesten geht die Weitbereichsregelung, da sie die Netzzustände im ganzen relevanten Versorgungsgebiet berücksichtigt. Sie ermöglicht eine besonders präzise Spannungshaltung und kann Schwankungen deutlich reduzieren. Gleichzeitig stellt sie die höchsten Anforderungen an



Messpunkte, Datenübertragung und Systemintegration. Ihr Nutzen ist daher besonders in komplexen oder stark belasteten Netzen hoch, während die Umsetzung in einfachen Netzstrukturen oft nicht gerechtfertigt ist.

2.2 Strangregler NE5

2.2.1 Funktionsweise

- (1) Der Strangregler nutzt das Prinzip eines variablen Übersetzungsverhältnisses, um die Netzspannung zu beeinflussen. Im Unterschied zum RONT wird dieses Element seriell in nur einen Strang des Netzes eingebaut und stellt somit einen MS/MS-Transformator dar. Die Position innerhalb des Stranges ist vorsichtig zu wählen: Bis zum Regler bleibt die Spannung unregelt, weshalb in diesem Abschnitt – also vom Unterwerk bis zum Regler – die normalen Spannungsgrenzwerte zwingend einzuhalten sind. Einzelstrangregler können sowohl mit einer Stufenregelung als auch stufenlos ausgeführt werden. Der technische Aufbau eines Einzelstrangreglers mit Stufenregelung ist analog zu dem eines RONT. Ein stufenloser Einzelstrangregler verwendet Boost-Transformatoren und kann damit ohne mechanische Komponenten eine Spannungsänderung einprägen.¹

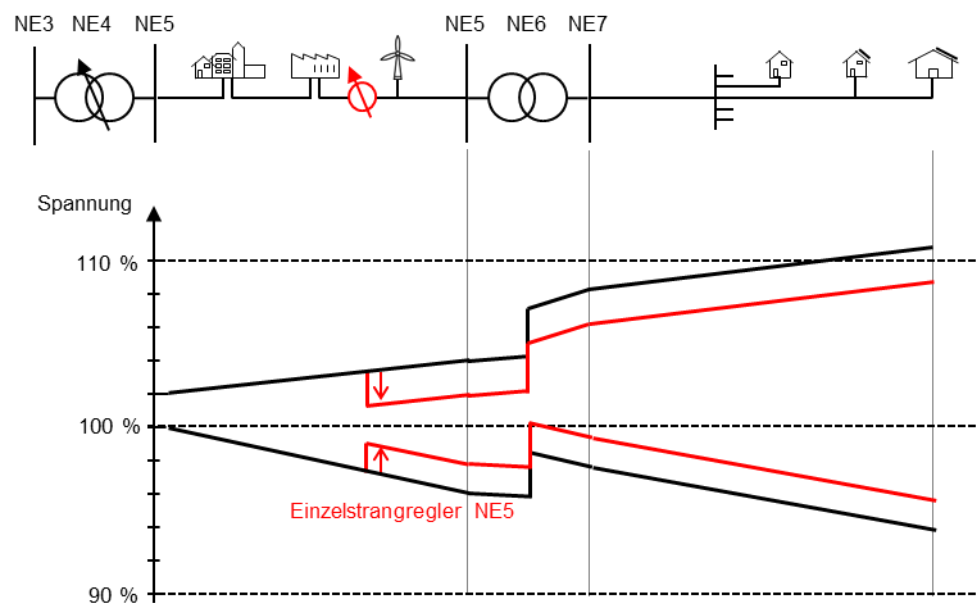


Abbildung 9: Spannungsverlauf mit Strangregler NE5

2.2.2 Anwendungsfälle

- (1) Viele Betreiber kennen Spannungsschwankungen in ihren Netzen, die durch Expansion, steigende Last und wirtschaftliche Entscheidungen entstehen. Der Einsatz von Längsreglern ist eine sehr sinnvolle und im Verhältnis zum Netzausbau im MS-Netz kosteneffiziente Massnahme, um die Spannungsgrenzen im Netzbetrieb einzuhalten. Spannungsregler gleichen unterschiedliche Spannungsbelastungen aus und halten die Ausgangsspannung konstant.

¹ Siehe Forschungsprojekt «OVRTUERE», Fraunhofer ISE

2.3 Manuelle Stufenanpassung beim normalen Ortsnetztransformatoren NE6

2.3.1 Funktionsweise

- (1) Ein Ortsnetztransformator mit fixen Stufen ist ein Transformator, der in Verteilnetzen verwendet wird, um die Spannung von Mittel- zu Niederspannung zu transformieren. Anders als regelbare Transformatoren, die unter Last geschaltet werden können, können die Stufen nur manuell im spannungslosen Zustand geändert werden.
- (2) Historisch bedingt sind die Stufen für den Lastfall üblicherweise so gewählt, dass ein kleineres Übersetzungsverhältnis und somit eine höhere Spannung (unterspannungsseitig) ausgewählt wurde. Damit bleibt meist wenig Spannungsanhebung im Niederspannungsnetz verfügbar, bevor die Grenze von 110 % der Nennspannung erreicht wird. Durch Umstellung der Stufe auf die Neutralposition oder tiefer kann die Spannung im entsprechenden Transformatorkreis fix gesenkt werden. Abbildung 10 illustriert den Effekt einer Fix-Stufenverstellung auf den Spannungsverlauf.

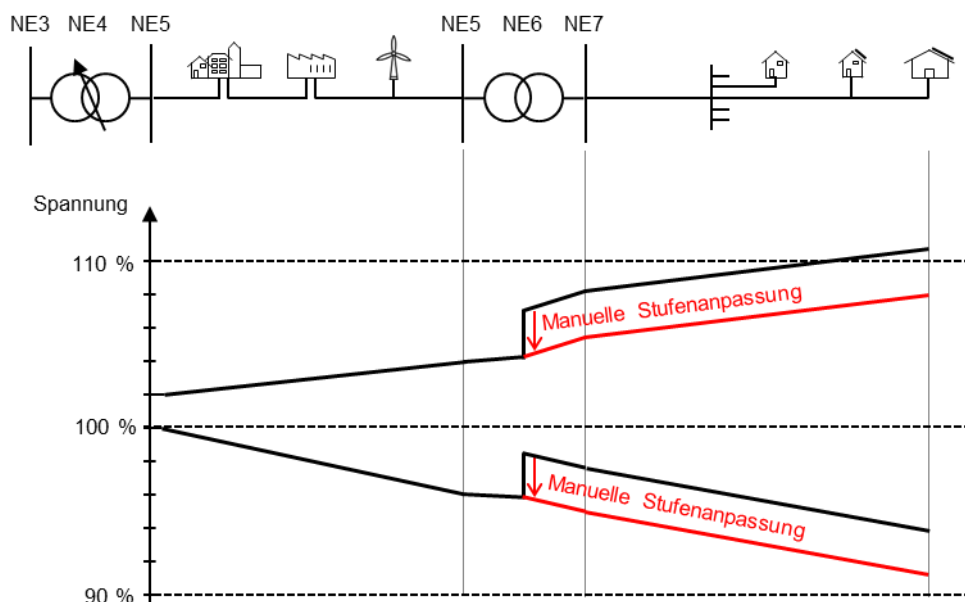


Abbildung 10: Spannungsverlauf mit manueller Stufenanpassung beim normalen Ortsnetztransformator

2.3.2 Anwendungsfälle

- (1) Die Änderung der Transformatorstufe ist eine einfache, schnelle und kostengünstige Massnahme, die sich insbesondere für Netze eignet, in denen sich die Lastverhältnisse eher langsam ändern, wenn z.B. der Schwerpunkt von der reinen Energieentnahme hin zur Energieerzeugung verschoben wird. Weniger geeignet ist diese Massnahme in Netzen mit häufigen oder grossen Lastschwankungen, da die Anpassung manuell erfolgt.
- (2) Viele Transformatoren in ländlichen Netzen sind für hohe Lasten im Winter eingestellt, jedoch nicht für die geringeren Lasten im Sommer in Verbindung mit erhöhter Stromproduktion durch dezentrale Anlagen. Dies kann zu Spannungsproblemen im Sommer führen, insbesondere wenn bei der Netzbeurteilung für neue Produktionsanlagen die Betriebsspannung und die tatsächliche Stufe des Ortsnetztransformators nicht genau berücksichtigt werden.

- (3) Die Stufenanpassung ist auch als provisorische Sofortmassnahme zu empfehlen, um kurzfristig eine erhöhte Spannung zu regulieren, bis die restlichen Optimierungsmassnahmen oder eine Netzverstärkung realisiert werden können. Bevor diese Lösung an einem oder mehreren Transformatoren angewendet wird, sollte geprüft werden, ob eine Spannungsabsenkung über ein Unterwerk möglich ist, insbesondere wenn eine grössere Anzahl von Transformatoren betroffen ist. Zudem muss vor einer Stufenanpassung sichergestellt werden, dass im anderen Betriebsfall (z.B. Verbrauchsfall) keine Spannungsverletzungen entstehen. Weitere konventionelle Massnahmen wie z.B. Anpassung der Lastverteilung eines Kreises mit Umschaltungsmöglichkeit können auch verwendet werden.
- (4) Die Anpassung der Lastverteilung innerhalb eines Versorgungsbereichs ist eine einfache und konventionelle Massnahme zur Verbesserung der Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen. Bei Überlastungen oder Spannungsproblemen kann die Last auf benachbarte Netzbereiche umgeschaltet werden, um die Belastung gleichmässiger zu verteilen und Spannungseinbrüche zu vermeiden. Diese Methode ist besonders in Netzen mit flexiblen Schaltmöglichkeiten und redundanten Leitungen effektiv, jedoch weniger wirksam bei hoher Gesamtlast oder fehlenden Alternativverbindungen. Sie erfordert keine zusätzlichen Investitionen, bietet aber im Vergleich zu modernen Lösungen wie regelbaren Ortsnetztransformatoren nur begrenzte Flexibilität und Wirksamkeit. Langfristig erfordert das zweimal jährlich notwendige Schalten einen erheblichen Personalaufwand und kann durch mechanischen Verschleiss der Schalter die Ausfallwahrscheinlichkeit erhöhen.

2.4 Regelbarer Ortsnetztransformator NE6

2.4.1 Funktionsweise

- (1) Der regelbare Ortsnetztransformator (RONT) sorgt für eine automatische Spannungsanpassung, um sicherzustellen, dass die Netzspannung innerhalb des zulässigen Bereichs bleibt. Dies ist entscheidend, um Über- oder Unterspannungen zu vermeiden und eine stabile Versorgung zu gewährleisten.
- (2) Die Abbildung 11 illustriert den Effekt eines RONT auf den Spannungsverlauf.

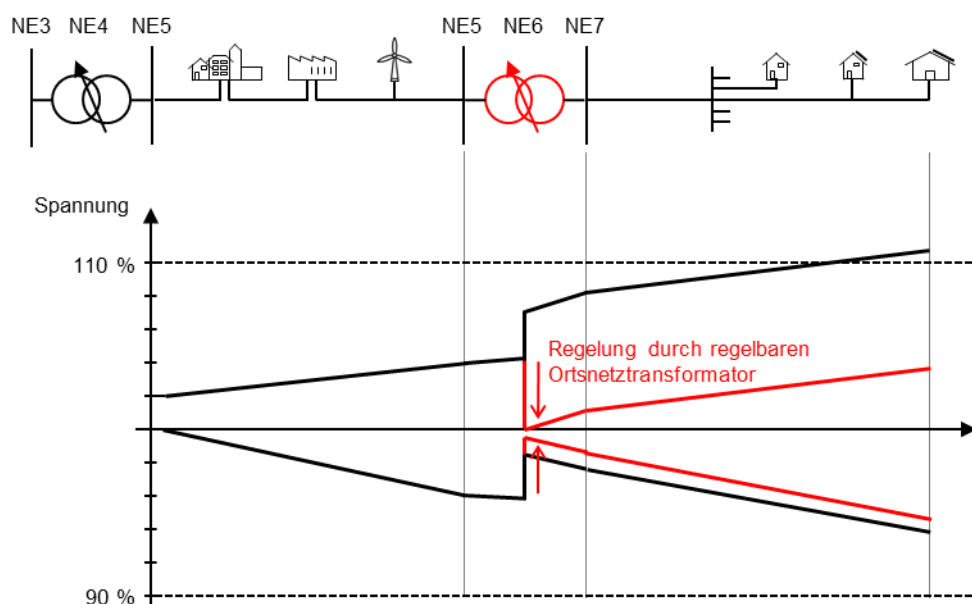


Abbildung 11: Spannungsverlauf mit regelbarem Ortsnetztransformator

2.4.2 Anwendungsfälle

- (1) Ein RONT passt die Spannung dynamisch und in Echtzeit an, um sowohl Über- als auch Unterspannungen zu vermeiden.
- (2) Der RONT ist besonders geeignet für ländliche Gebiete mit langen Strängen und hohen Spannungsabfällen oder Spannungsanhebungen. Die hohe Flexibilität und automatische Anpassung machen ihn ideal für Netze mit starker Einspeisung aus erneuerbaren Energien und wechselnden Lasten.
- (3) Die Regelung des RONT umfasst verschiedene Arten:
 - Regelung mit fixem Spannungssollwert innerhalb einer Regelbandbreite
 - Regelung mit lastflussabhängigem Spannungssollwert
 - Regelung mit abgesetztem Messpunkt sowohl mit konstantem als auch mit dynamischem Sollwert
- (4) Die Regelung mit festen Spannungswerten sorgt für eine genaue Spannungsregelung. Die Regelung mit lastflussabhängigen Spannungssollwerten passt die Spannungsregelung dynamisch an die aktuellen Lastflüsse im Netz an. Dadurch wird die Spannung bedarfsgerecht geregelt. Die Regelung mit abgesetztem Messpunkt erweitert die Spannungsregelung durch Messungen an entfernten Punkten im Netz. Die Regelungsvariante mit fixem Spannungssollwert ist am einfachsten umzusetzen und kann unmittelbar zu einer markanten Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit führen.

2.5 Strangregler NE7

2.5.1 Funktionsweise

- (1) Ein Strangregler (auch Einzelstrangregler (ESR) oder Längsregler) im Niederspannungsnetz reagiert sowohl auf Spannungsreduktionen, die durch lange Leitungswege entstehen, als auch auf Spannungserhöhungen, die durch dezentrale Erzeugungsanlagen wie Photovoltaik auftreten. Besonders an sonnenreichen Tagen, an denen PV-Anlagen grosse Mengen an Energie einspeisen, kann die Spannung in Niederspannungsnetzen über die zulässigen Grenzen ($\pm 10\%$) steigen. Der Strangregler regelt die Spannung automatisch, indem er bei zu hohen Spannungen diese reduziert oder bei zu niedrigen Spannungen diese anhebt. Die Ausgangsspannung wird innerhalb einer Regelbandbreite stabil gehalten.
- (2) Ein Strangregler kann direkt im Abgang der Transformatorstation, vor oder nach einer Verteilkabine oder direkt beim Hausanschluss installiert werden. Bis zum Regler bleibt die Spannung ungeregt, weshalb in diesem Abschnitt – also von der Transformatorstation bis zum Regler – die normalen Spannungsgrenzwerte zwingend einzuhalten sind. Abbildung 12 illustriert den Effekt eines Strangreglers vor einer Verteilkabine auf den Spannungsverlauf.



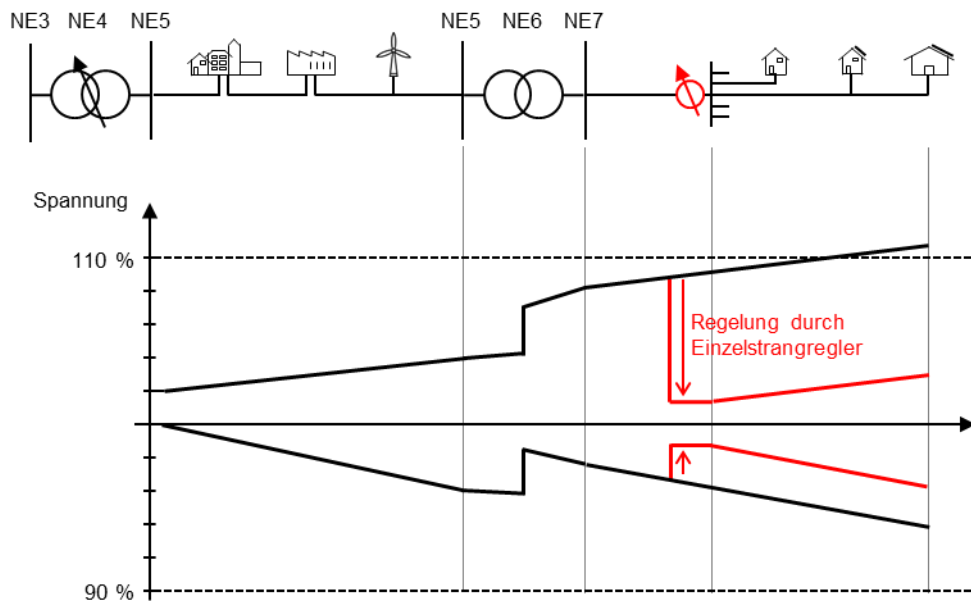


Abbildung 12: Spannungsverlauf mit Einzelstrangregler

2.5.2 Anwendungsfälle

- (1) In einem Niederspannungsnetz mit unterschiedlichen Lastbedingungen in den Abgängen oder bei abgelegenen Kunden mit langen Zuleitungen kann ein Strangregler typischerweise eingesetzt werden. Der Strangregler gleicht die Spannung entlang des Stranges aus und stellt sicher, dass alle Verbraucher innerhalb der zulässigen Spannungsgrenzen versorgt werden.
- (2) Spannungsregler oder Strangregler eignen sich besonders für Netze mit dynamischen Last- und Einspeisebedingungen, da sie flexibel auf Spannungsabweichungen reagieren können. Diese Massnahme ist weniger geeignet in Netzen mit gleichmässiger und stabiler Belastung, wo eine einfache Stufenanpassung ausreichend wäre. Dabei ist zu beachten, dass die Lebensdauer der eingesetzten Elektronik bei manchen Strangreglern im Vergleich zum konventionellen Netzausbau, begrenzt ist.

2.6 Gegenüberstellung von Spannungshaltungs-Massnahmen mit Netzelementen

2.6.1 Technische Aspekte

- (1) Die folgenden Tabellen vergleichen die wesentlichen technischen Eigenschaften der dynamischen Spannungsregelung in der NE4, der Strangregler in der NE5 und NE7, des RONT und des Ortnetztransformators (ONT). Sie umfasst verschiedene Parameter wie Nennleistung, Primär- und Sekundärspannung, Regelbereich, Regelstufen sowie Regelgenauigkeit und -verfahren. Anmerkung: OLTC (On-Load Tap Changer): Laststufenschalter zur Spannungsanpassung unter Last. AVR (Automatic Voltage Regulator): Automatischer Spannungsregler zur kontinuierlichen Spannungsregelung.

Eigenschaften	Dynamische Spannungsregelung NE4	Strangregler NE5
Nennleistung	10 MVA bis 50 MVA	bis 25 MVA
Regelstufen	11 bis 33 Stufen (0,75 – 2 %)	11 bis 33 Stufen (1 % bis 2 %)
Regelgenauigkeit pro Stufe	±1 %	±1 %
Regelverfahren	Automatische Volt-Regulierung (AVR) lastabhängiger / konstanter Sollwert	AVR lastabhängiger / konstanter Sollwert
Regelgeschwindigkeit	Sekunden bis wenige Minuten	Sekunden bis Minuten
Lebensdauer	40-60 Jahre	20-30 Jahre

Tabelle 2: Vergleich technischer Aspekte von Dynamische Spannungsregelung NE4 und Strangregler NE5

Eigenschaften	Strangregler NE7	RONT	ONT
Nennleistung	7,5 kVA bis 630 kVA	100 kVA bis 1'000 kVA	100 kVA bis 2'500 kVA
Regelstufen	5 bis 7 Stufen (1,25 % bis 2,5 %)	5 bis 9 Stufen (1,25 % bis 2,5 %)	5 bis 10 Stufen (1,25 % bis 2,5 %)
Regelgenauigkeit pro Stufe	±1 %	±1 %	±2-2,5 %
Regelverfahren	AVR, speziell für PV-Anlagen	AVR mittels OLTC (Regelwicklung)	Manuell, Stufenschalter
Regelgeschwindigkeit	Sekunden bis Minuten	Sekunden bis wenige Minuten	0,5 Tag von Hand
Lebensdauer	20-30 Jahre	30-50 Jahre (ONT) 15-30 Jahre (Regler)	30-50 Jahre

Tabelle 3: Vergleich technischer Aspekte von Strangregler NE7, RONT und ONT

2.6.2 Vor- und Nachteile

- (1) Die dynamische Spannungsregelung auf NE4 bietet, im Gegensatz zum RONT auf NE6, Spannungsreserven für alle nachgelagerten Transformatorenkreise und nicht nur für einen einzelnen. Voraussetzung ist ein ähnliches Lastverhalten aller MS-Abgänge in einem Unterwerk. Durch diese Massnahme kann der Netzausbau verringert oder ganz vermieden werden - insbesondere in Netzen, in denen eine Verstärkung allein aufgrund von Spannungsproblemen notwendig wäre.
- (2) Im Gegensatz dazu ist der Strangregler NE5 gezielt für Netze mit lokalen Kapazitätsengpässen und fokussiert sich auf die Spannungsregelung einzelner Stränge. Der Strangregler NE5 wäre besonders geeignet für langläufige Stränge, wo hohe Lasten weit von den Unterwerken entfernt liegen (z.B. > 10 km).
- (3) Der RONT ist zwar kosten- und wartungsintensiv und hat eine geringere Lebensdauer, bietet jedoch eine präzise, dynamische Spannungsregelung und eine hohe Netzananschlusskapazität, was ihn ideal für ländliche Gebiete mit langen Strängen und hohen Spannungsabfällen oder Spannungsanhebungen macht. Insgesamt bietet der RONT Vorteile durch eine erhöhte Netzanbindungskapazität und Betriebskostensparnis. Der erweiterte Versorgungsradius kann die Gesamtanzahl der Ortnetzstationen sowie die damit verbundenen Betriebs- und Wartungskosten reduzieren. Ein



Transformator wird oft aus anderen Gründen (z.B. altersbedingter Ersatz oder Leistungssteigerung) ohnehin benötigt, daher stellt der RONT in vielen Fällen eine kostengünstige, effiziente und zukunftsorientierte Alternative dar. Wie bei der dynamischen Spannungsregelung NE4 ist auch bei einem RONT ein ähnliches Lastverhalten aller Abgänge eine Voraussetzung.

- (4) Ein konventioneller ONT-Stufensteller ist kostengünstig und wartungsarm, bietet nur eine manuelle Spannungsregelung, was ihn für kurzfristige Lösungen in stabilen Netzen geeignet macht.
- (5) Der Strangregler NE7 hat mittlere Investitionskosten und erfordert regelmässige Wartung. Es erfordert jedoch einen Standort, Baukosten und untersteht Genehmigungsverfahren. Er verbessert die lokale Netzkapazität und bietet eine gute Spannungsregelung, wodurch er für die Ausbalancierung von Spannungen in einzelnen Strängen nützlich ist.

Kategorie	Dynamische Spannungsregelung NE4	Strangregler NE5
Investitionskosten	~20 kCHF pro Transformator	>300 kCHF
Wartung	Sehr gering	regelmässiger Wartungsaufwand
Netzanschlusskapazität	Sehr flexibel; verbesserte regionale Netzkapazität	Flexibel; verbesserte lokale Kapazität (Strang)
Spannungsregelung	Sehr präzise und dynamische Spannungsregelung unter Last	Gute, lokale Spannungsregelung unter Last
Anwendung	Alternative zur Netzverstärkung für die Versorgung mehrerer entfernter Anschlussnehmer	Alternative zur Netzverstärkung für die Versorgung entfernter Anschlussnehmer
Geeignet	Geeignet für Netze mit saisonal schwankenden Lasten und hohem Flexibilitätsbedarf	Geeignet für Netze mit lokalen Kapazitätsengpässen an einzelnen Strängen
Vorteile	– Kostengünstig – Leicht umsetzbar – Schnell realisierbar – Vergrösserung des Versorgungsradius des Unterwerks und der Netzanschlusskapazität – Substitution von konventionellem Netzausbau	– Substitution von konventionellem Netzausbau – Vergrösserung des Versorgungsradius eines Strangs – Erhöhung der Netzanschlusskapazität
Nachteile	Anpassung der Regelstrategie (Kennlinie) für lokale Bedingungen	Höhere Investitionskosten

Tabelle 4: Gegenüberstellung der Spannungshaltungsmassnahmen NE 4-5



Kategorie	Fix-Umstellung	Strangregler NE7	RONT
Investitionskosten	Personalaufwand	~40-60 kCHF	~40-60 kCHF
Wartung	geringer Wartungsaufwand, manuell	regelmässiger Wartungsaufwand	regelmässiger Wartungsaufwand
Netzanschlusskapazität	Begrenzt; nur statische Anpassung	Flexibel; verbessert lokale Kapazität	Sehr flexibel; hohe Netzkapazität durch dynamische Anpassung
Spannungsregelung	Manuelle Stufenschaltung (Off-Load Tap Changer)	Gute, lokale dynamische Spannungsregelung unter Last	Sehr präzise und dynamische Spannungsregelung unter Last
Anwendung	Provisorische Massnahme bei kurzfristigen Spannungsproblemen	Alternative einer Netzverstärkung für die Versorgung entfernter Anschlussnehmer	Geeignet für moderne Netze mit stark schwankenden Lasten und Einspeisungen
Geeignet	für Netze mit stabilen Lastverhältnissen	Bei einzelnen Strängen mit abweichenden Lastverhältnissen.	Besonders nützlich in ländlichen Gebieten mit langen Strängen und hohen Spannungsabfällen oder Spannungsanhebungen
Vorteile	– Kostengünstig – Leicht umsetzbar – Schnell realisierbar	– Substitution von konventionellem Netzausbau – Vergrösserung des Versorgungsradius eines Strangs – Erhöhung der Netzanschlusskapazität – Automatische Regelung (unter Last)	– Entkopplung der MS- und NS-Ebene – Vergrösserung des Versorgungsradius der Transformatorstation – Erhöhung der Netzanschlusskapazität – Einsparung von ONT – Substitution von konventionellem Netzausbau – Automatische Regelung (unter Last)
Nachteile	– Manuelle Stufenschaltung (Off-Load Tap Changer) – Unterbruchlose Schaltung mit extra Aufwand (z.B. 2 Transformator parallel)	– Höhere Investitionskosten – Komplexere Installation und Wartung – Neues Netzelement, der Tiefbauarbeiten erfordert	– Höhere Investitionskosten – Hohe technische Komplexität

Tabelle 5: Gegenüberstellung der Spannungshaltungsmassnahmen der NE 6-7



3. Blindleistungsregelung

- (1) Zur Spannungshaltung gewinnen verschiedene Regelungsstrategien zur Bereitstellung von Blind- und Wirkleistung zunehmend an Bedeutung. Im Folgenden werden die gängigen Methoden der Blindleistungsregelung zur Spannungshaltung vorgestellt.
- (2) Einerseits werden die Verteilnetze unabhängig der Netzebene durch Blindstrom zusätzlich belastet, andererseits kann die Blindleistung ein wichtiges Werkzeug sein, um die Spannungshaltung im Verteilnetz zu optimieren. Die Lieferung von Blindleistung durch PV-Wechselrichter ist ein wichtiger Schritt für die Einbindung der Photovoltaik in die Netzregelung, kann aber auch für den Betreiber der Produktionsanlage attraktiv sein. Je nach Netzsituation kann aufgrund des Verschiebungsfaktors eine grössere Menge Wirkleistung eingespeist werden. Aufgrund ihrer Funktionsweise sind Wechselrichter hierfür hervorragend geeignet. Diese Funktion stellt sicher, dass der Wechselrichter kontinuierlich mit einem konstanten Verschiebungsfaktor arbeitet, unabhängig von den Netzbedingungen.
- (3) Im Hinblick auf die Spannungshaltung ist die Einspeisung oder der Bezug von Blindleistung das günstigste Verfahren. Mit einer passenden Phasenverschiebung durch den Wechselrichter lässt sich die Spannungserhöhung am Netzanschlusspunkt unter Umständen so weit kompensieren, dass eine Verletzung der Spannungskriterien sicher verhindert wird. Damit kann überflüssiger Netzausbau vermieden werden.

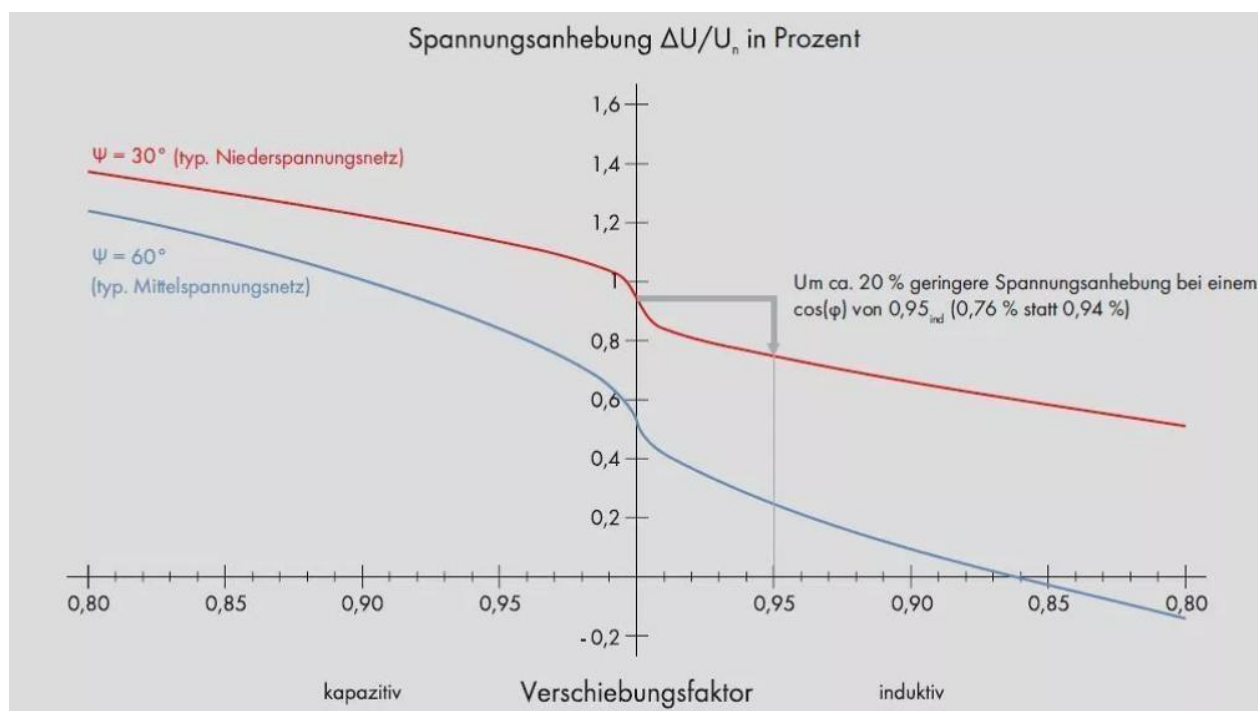


Abbildung 13: Spannungsanhebung in Abhängigkeit der Blindleistung (Quelle SMA)

- (4) Die Blindleistung muss bei der Auslegung einer PV-Anlage berücksichtigt werden. Dabei spielt der gewünschte oder geforderte Verschiebungsfaktor die entscheidende Rolle: Er bestimmt die Höhe der Scheinleistung und damit die zusätzlich benötigte Wechselrichterleistung. So entsteht bei einem $\cos(\varphi)$ von 0,95 eine Scheinleistung von 105,26 % der angebotenen PV-Wirkleistung. Um 100 kW Wirkleistung mit dieser Phasenverschiebung einzuspeisen, wird daher ein Wechselrichter mit

mindestens 105 kVA Nennscheinleistung benötigt. Um diese 100 kW Wirkleistung bei einem geforderten $\cos(\varphi)$ von 0,9 einspeisen zu können, muss der Wechselrichter mindestens 111 kVA Scheinleistung verarbeiten können. Um Ertragsverluste aufgrund der Blindleistungsregelung zu vermeiden, kann es sinnvoll sein, die Wechselrichter-Scheinleistung ca. 11 oder 5 Prozent grösser als die maximal erwünschte Wirkleistung zu dimensionieren.

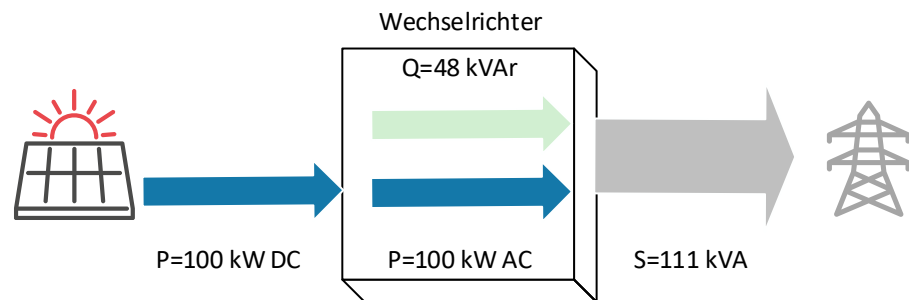


Abbildung 14: Schema eines Wechselrichters, der 100 kW DC-Leistung in 111 kVA AC-Scheinleistung umwandelt.

$\cos(\varphi)$	Wirkleistung [kW]	Blindleistung [kVar]	Nennscheinleistung [kVA]	Grössere Dimensionierung
1	100	0	100	0 %
0,95	100	33	105	+5 %
0,9	100	48	111	+11 %

Tabelle 6: Beispiele für eine grössere Dimensionierung der Wechselrichter aufgrund der Blindleistungsbereitstellung.

- (5) In den folgenden Unterkapiteln werden die gängigen Blindleistungsregelungen für die Niederspannung präsentiert. Für die Mittelspannung können dieselben Regelstrategien benutzt werden. Die Parametrierung der Blindleistungsregelung in der NE5 erfolgt gemäss den Vorgaben des jeweiligen Verteilnetzbetreibers (VNB).

3.1 Blindleistungs-Spannungskennlinie Q(U)

- (1) Die spannungsabhängige Blindleistungsregelung $Q(U)$ ist eine effektive Regelstrategie für die Spannungshaltung. Die Blindleistungs-Spannungsregelung $Q(U)$ passt die Blindleistung eines Wechselrichters dynamisch in Abhängigkeit von der Netzspannung an, um Spannungsschwankungen im Netz zu stabilisieren. Die Standard Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$ ist in Abbildung 15 dargestellt.
- (2) Totbandbereich: Bereich, in dem die Blindleistung konstant bleibt, unabhängig von kleinen Veränderungen in der Spannung (z.B. $\pm 3 \% U_n$). Dies dient dazu, auf geringfügige Spannungsschwankungen nicht sofort zu reagieren.
- (3) Bei einem Anstieg der Spannung wird induktive Blindleistung verbraucht ($Q > 0$), um die Spannung zu senken. Es ist zu beachten, dass die definierte Blindleistungskennlinie im Verbraucherzählpfeilsystem definiert ist.

- (4) Für Anlagen in der NE7 gelten die Vorgaben der Branchenempfehlung «Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz NA/EEA-NE7 – CH 2025» des VSE (vgl. Ländereinstellungen Schweiz im Anhang E). Gemäss den Ländereinstellungen ist die Blindleistungsregelung über die Standard Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$ zu aktivieren (vgl. Abbildung 15). Abweichungen sind im Einzelfall in Absprache mit dem VNB möglich.

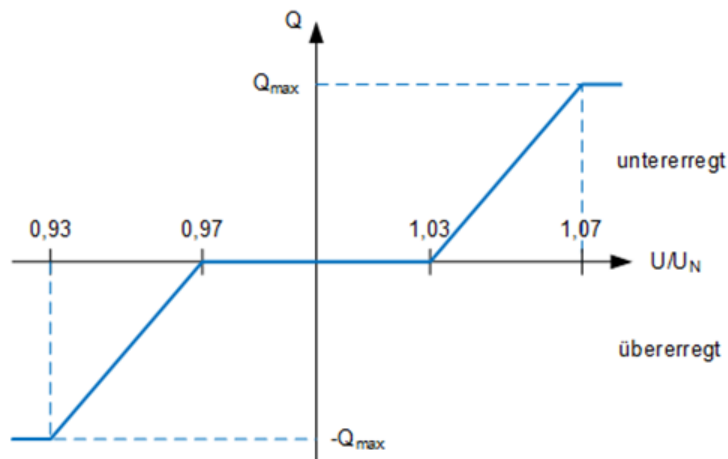


Abbildung 15: Standard-Kennlinie $Q(U)$ – Verbraucherzählpeilsystem

- (5) In der Abbildung 15 wird die Blindleistung bei $Q_{\max}$ limitiert. Die Werte für $Q_{\max}$ sind in der Tabelle 7 für das Verbraucherzählpeilsystem definiert. Im Erzeugerzählpeilsystem sind die Vorzeichen für die Q -Werte vertauscht. (Hinweis: die Blindleistung wird bei gewissen Wechselrichtern durch einen $\cos(\varphi) = 0,9$ auf Basis der aktuellen Wirkleistung begrenzt).

Punkt	U [%]	U [V]	≤ 3,7 kVA		> 3,7 kVA		$\cos(\varphi)$ [-]
			$Q_{\max}/S_{\max}$	$\cos(\varphi)$	$Q_{\max}/S_{\max}$	$\cos(\varphi)$	
1	93	213,9	-0,31	0,95	-0,436	0,9	spannungserhöhend
2	97	223,1	0	1	0	1	-
3	103	236,9	0	1	0	1	-
4	107	246,1	0,31	0,95	0,436	0,9	spannungssenkend

Tabelle 7: Beispiel Blindleistungskennlinie $Q(U)$

- (6) Die Umsetzung der $Q(U)$ -Kennlinie erfolgt nach den im Anhang E «Ländereinstellungen Schweiz» der Branchenempfehlung NA/EEA-NE7 – CH 2025 des VSE festgelegten Anforderungen. Dieser Anhang regelt unter anderem die Zeitkonstanten (5 Sekunden) sowie die erforderlichen Reaktionszeiten für die Regelung der Blindleistung.
- (7) Eventuelle Wechselwirkungen mit RONT oder Spannungsreglern sind vom VNB zu berücksichtigen.

3.2 Fester Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)$ fix

- (1) Bei alten Anlagen, die keine dynamische Spannungsregelung unterstützen und bei denen der Leistungsfaktor nur als konstanter Wert einstellbar ist, kann ein Standardwert von $\cos \varphi = 0,95$ oder $0,9$ induktiv (untererregt) eingestellt werden, um eine Spannungserhöhung zu vermeiden, abhängig von den spezifischen Anforderungen des VNB.

3.3 Verschiebungsfaktor- / Wirkleistungskennlinie $\cos(\varphi)(P)$

- (1) Die Verschiebungsfaktor-Wirkleistungs-Kennlinie $\cos(\varphi)(P)$ ist eine weitere Möglichkeit für eine Vorgabe durch den VNB für die Blindleistungsbereitstellung. Die $\cos(\varphi)(P)$ -Kennlinie bezieht sich auf den Zusammenhang zwischen dem Leistungsfaktor ($\cos(\varphi)$) und der Wirkleistung (P) einer Anlage.
- (2) Es wird empfohlen, die $\cos(\varphi)(P)$ -Regelung als Voreinstellung inaktiv zu lassen. Bei der Verwendung dieser Regelung sollten kleine Anlagen ($\leq 3,7$ kVA) auf einen Leistungsfaktor von $0,95$ und grössere Anlagen ($> 3,7$ kVA) auf einen Leistungsfaktor von $0,9$ eingestellt werden.
 - $\cos(\varphi)$ ist der Verschiebungsfaktor der EEA
 - P ist die momentane Wirkleistung der EEA in kW
 - P_N ist die Maximalleistung der EEA in kW

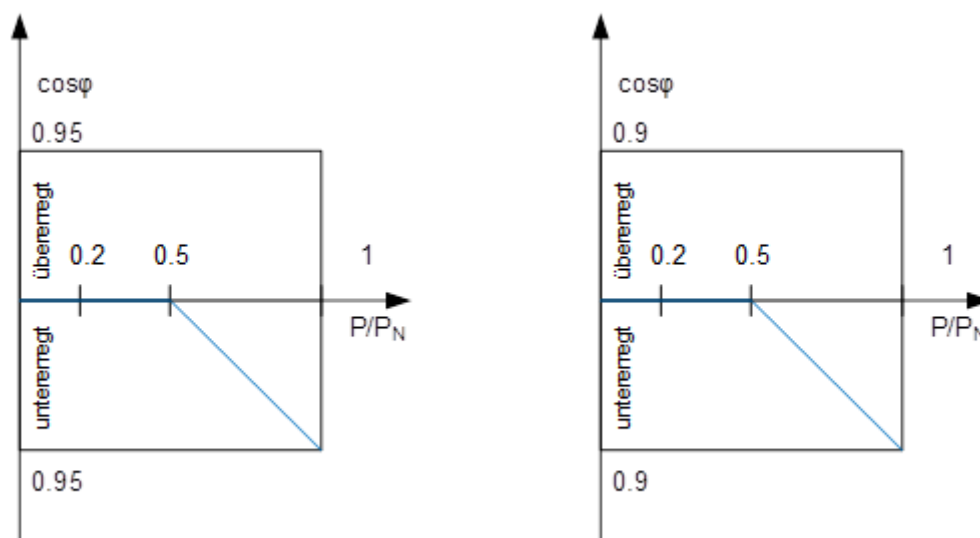


Abbildung 16: Standard-Kennlinie $\cos(\varphi)(P)$, für $S_{\max} \leq 3,7$ kVA ($\cos(\varphi)=0,95$) und $S_{\max} > 3,7$ kVA ($\cos(\varphi)=0,90$)

3.4 Anlagen mit Kompensationsbedarf

- (1) Es ist wichtig, den Netzbetreiber frühzeitig in die Planungen zur Blindleistungskompensation einzubeziehen. Besonders bei der Installation von EEA, die stark fluktuierende Einspeiseleistungen aufweisen können. Die Art, Leistung und Schaltung der Blindleistungskompensationsanlage sowie die Regelungsart und der Kompensationsgrad sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Dabei sind die spezifischen Anforderungen des Netzbetreibers zu berücksichtigen, insbesondere in Bezug auf die Spannungsstabilität und die Einhaltung technischer Anschlussbedingungen.

- (2) Die Blindleistungsfahrweise zur Spannungshaltung erfordert eine genaue Analyse in Bezug auf die Blindenergieverrechnung und den Einsatz von Blindleistungskompensationsanlagen. Der Betrieb einer EEA kann die Blindenergieverrechnung erheblich beeinflussen. Daher ist es sinnvoll, den Zähler für Blindleistung so zu installieren, dass die Bilanzierung mit der Gesamtübergabestelle der Kundenanlage abgestimmt werden kann.
- (3) Bei stark schwankendem Blindleistungsbedarf der EEA muss die Blindleistungskompensation entsprechend geregelt werden. Eine Überkompensation ohne ausdrückliche Vorgabe durch den Netzbetreiber ist zu vermeiden, um negative Auswirkungen auf das Netz zu verhindern.

3.5 Kompensationsanlagen (bei Industrien) und Zusammenspiel mit PV-Anlagen

- (1) Bei bestehenden Kompensationsanlagen ist der Planung und Installation von EEA besondere Aufmerksamkeit zu schenken. Das Problem besteht darin, dass nicht jeder Blindleistungsregler im Vier-Quadranten-Betrieb arbeitet. Es besteht die Gefahr einer Überkompensation, wenn der Blindleistungsbedarf durch die PV-Anlage stark sinkt, insbesondere bei geringem Eigenverbrauch oder hoher Einspeisung. Somit können für den Anlagenbetreiber je nach Leistung der Produktionsanlage unerwartete Blindleistungskosten entstehen.
- (2) Ist die PV-Anlage kleiner als der Netzbezug ohne PV-Anlage, wird sie vor dem Wandler, aber nach dem Blindleistungszähler angeschlossen.
- (3) Ist die PV-Anlage jedoch grösser als der Netzbezug, muss ein Blindleistungsregler eingesetzt werden, der im Vier-Quadranten-Betrieb arbeitet. Diese PV-kompatiblen 4-Quadranten-Regler sind auf dem Markt erhältlich.

3.6 Vergütung und Kontrolle der Blindleistungsregelung

- (1) Durch den VNB kann netzdienliche Blindleistungsabgabe- bzw. Blindleistungsaufnahme durch Wechselrichter von EEA in der NE7 definiert werden. Es gelten folgende Grenzen in Abhängigkeit von der Wechselrichterleistung (vgl. NA/EEA-NE7 – CH 2025).
 - für Anlagen mit Wechselrichterleistung zwischen 0,8 – 3,7 kVA der Bereich $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{untererregt}}$ bis $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{übererregt}}$
 - für Anlagen mit Wechselrichterleistung über 3,7 kVA der Bereich $\cos(\varphi) = 0,9_{\text{untererregt}}$ bis $\cos(\varphi) = 0,9_{\text{übererregt}}$
- (2) Grössere EEA in der NE7 (z.B. mit Wechselrichterleistungen über 250 kVA) können mit Protokoll-Steuersystemen an die Leitstelle des VNB angebunden werden, was die Fernsteuerung der Blindleistung ermöglicht.
- (3) Netzdienliche Blindleistungsabgabe bzw. Blindleistungsaufnahme in den oben genannten Grenzen wird nicht vergütet, unabhängig von der Art der Vorgabe (statische Vorgabe oder Kennlinienvorgabe).
- (4) Vergütungen für Blindleistungsabgabe bzw. Blindleistungsaufnahme über die oben genannten Bereiche hinausgehend können vertraglich zwischen VNB und EEA-Betreiber vereinbart werden. Als Richtgrösse für den Tarif kann der Vergütungssatz der nationalen Netzgesellschaft (Swissgrid) für anforderungskonform gelieferte Blindenergie für aktive Teilnehmer herangezogen werden.



- (5) Bei Kunden mit Blindenergieverrechnung muss beachtet werden, dass eine Blindleistungsvorgabe nicht zu kundenseitigen Kosten führt. Bei Blindenergie-Verrechnung in Abhängigkeit der Wirkenergie ($\cos(\varphi)$) besteht zudem die Problematik, dass zu Zeiten mit sich aufhebendem Eigenverbrauch und -produktion auch kleine Blindenergiemengen vergütungspflichtig werden.
- (6) Die Kontrolle der Blindleistungsanforderung kann anhand der Smart-Meter-Daten und relativ einfachen Algorithmen gemacht werden. Bei Anlagen ohne Produktionsmessung kann die Anforderung nicht direkt geprüft werden, jedoch ist das Verhalten indikativ in der P/Q-Punktwolke erkennbar.



4. Wirkleistungsregelung

- (1) Kommt es im Verteilnetz zu Spannungserhöhungen wegen hoher Einspeisung, kann die Spannung auch dadurch reduziert werden, indem die eingespeiste Wirkleistung reduziert wird. Da der Erzeuger auf Basis der eingespeisten Wirkenergie vergütet wird, ist dieser Ansatz wegen möglichen finanziellen Verlusten für den Produzenten schwieriger in der Umsetzung.
- (2) Die Regelung der Einspeisung ist ab 1.1.2026 im Art. 17b-c StromVG und Art. 19a-d StromVV neu geregelt. Der VNB kann die Regelung der Einspeisung mit dem Erzeuger vertraglich festhalten, hat aber auch das Vorrecht einer garantierten Nutzung netzdienlicher Flexibilität. Die garantierte Nutzung ist begrenzt für den Fall einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs oder für den Einsatz für eine Verbesserung der Netzeffizienz bis maximal 3 % der Jahreserzeugung pro Anlage. Die Branchenempfehlung «Regelung der Einspeisung von Photovoltaikanlagen NRE-CH 2025» des VSE gilt als Richtlinie für die Umsetzung der Regelung der Einspeisung und soll die VNB bei der Umsetzung unterstützen.
- (3) Anforderungen bezüglich der Einspeisung von PV-Anlagen können über Netzanschlussbedingungen für neue Anlagen, aber auch während dem Betrieb für bestehende Anlagen gemacht werden. Für die Spannungshaltung sind hauptsächlich die zwei Umsetzungsvarianten «fixe Einspeiselimitierung» und «spannungsabhängige Einspeiselimitierung P(U)» relevant. Diese zwei Umsetzungsvarianten können untereinander oder auch mit anderen Ansätzen kombiniert werden und werden in den folgenden zwei Unterkapiteln kurz in Bezug auf die Spannungshaltung erläutert.

4.1 Fixe Einspeiselimitierung

- (1) Bei der fixen Einspeiselimitierung wird die Einspeiseleistung auf einen fixen kW-Wert definiert, der vom Erzeuger nicht überschritten werden darf. Die Branchenempfehlung NRE-CH 2025 empfiehlt die generelle Einführung einer Einspeiselimitierung bei 70 % der installierten Modul-Nennleistung (kWp) von PV-Anlagen >0,8 kW bis zu einer Höhe von 1'200 m.ü.M.
- (2) In gewissen Verteilnetzen reicht diese Limitierung aber nicht aus, um den Netzausbau auf ein vertretbares Niveau zu begrenzen. In solchen Fällen kann der VNB eine tiefere Einspeiselimitierungen einfordern, sofern der erlaubte Anteil von 3 % der Jahreserzeugung nicht überschritten wird. Darüberhinausgehende Einschränkungen sind vertraglich zu erschliessen entsprechend zu vergüten.
- (3) Die fixe Limite der Einspeiselimitierung kann z.B. direkt im Wechselrichter parametrisiert werden. In dieser einfachen und günstigen Umsetzungsvariante handelt es sich um eine «Produktionslimitierung». Die Anforderung des VNB bezüglich Einspeisung wird eingehalten, aber es kann sein, dass bei dieser Umsetzungsvariante die Reduktion höher ausfällt als eingefordert. Deshalb ist zu empfehlen, dass die Einspeiselimitierung in einem intelligenten System hinterlegt wird, welches die Produktion so anpasst, dass die Limite jederzeit eingehalten wird. Dabei ist der Eigenverbrauch zu berücksichtigen bzw. zu optimieren, bevor die Produktion reduziert wird. Für eine solche intelligente Regelung braucht das System die Messung am Hausanschlusspunkt. Diese kann durch ein zusätzliches externes Messgerät sichergestellt werden oder über die Kundenschnittstelle beim Smart Meter ausgelesen werden. Solche intelligente Regelsysteme sind oft schon in neuen Wechselrichtern integriert und beim Kunden bei neuen PV-Anlagen ohne relevante Mehrkosten umsetzbar.



4.2 Spannungsabhängige Einspeiselimittierung P(U)

- (1) Bei der spannungsabhängigen Einspeiselimittierung wird die Einspeisung in Abhängigkeit der Spannung reduziert. Dazu wird im Energiemanagementsystem (oder im Wechselrichter) eine P(U)-Kennlinie hinterlegt. Wie bei der fixen Einspeiselimittierung gilt die Anforderung des VNB bezüglich der Einspeisung, aber der Erzeuger darf die P(U)-Regelung auch auf die Produktion anwenden.
- (2) Die Standard-P(U)-Kennlinie (lineare Leistungsreduktion bei 110-112 % der Nennspannung) wird in der Branchenempfehlung «NA/EEA-NE7 – CH 2025» des VSE beschrieben und gilt neu als Standardeinstellung (vgl. Anhang E Ländereinstellungen Schweiz) für neue Wechselrichter. Sobald die Wechselrichterhersteller die neuen Schweizer Ländereinstellungen in ihren Geräten umgesetzt haben, werden diese automatisch mit der definierten Einstellung konfiguriert, sobald der Installateur bei der Inbetriebnahme die «Ländereinstellung Schweiz» wählt.

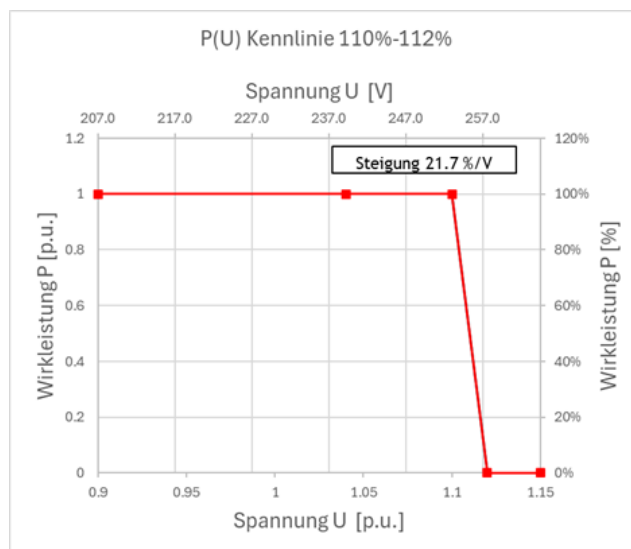


Abbildung 17: Standard P(U)-Kennlinie 110-112 % U_n

- (3) Die P(U)-Regelung passt die Einspeisung dynamisch an die aktuelle Netzspannung an und trägt so zur Stabilität des Netzes bei. Die P(U)-Regelung dient als flexible Lösung zur Bewältigung von Netzengpässen und zur Unterstützung der Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen. Sie kann als provisorische Massnahme bis zur Durchführung einer Netzverstärkung eingesetzt werden und bietet gleichzeitig eine zusätzliche Schutzfunktion für die angeschlossenen Anlagen. Darüber hinaus stellt die Wirkleistungsregelung eine wirtschaftliche Alternative zu kostenintensiven Anschluss- oder Netzverstärkungsmassnahmen dar.
- (4) Die Reduktion der Leistung gemäss P(U)-Kennlinie geschieht im Wechselrichter im Sekundenbereich.

4.2.1 Provisorische P(U) bis zur Ausführung der Netzverstärkung

- (1) Je nach Netztopologien und maximalen Einspeiseleistungen kann der VNB im Falle von möglichen Problemen mit der Spannungshaltung eine provisorische aggressivere P(U)-Regelung (Leistungsreduktion schon unterhalb von 110%) vorschlagen oder einfordern, damit neue PV-Anlagen nicht auf die Netzverstärkung warten müssen und die Spannungshaltung trotzdem sichergestellt ist. Wenn die



Netzverstärkung durchgeführt worden ist, kann der VNB den Installateur informieren, um die provisorisch aggressivere Kennlinie zu deaktivieren und mit der Standardkennlinie zu parametrieren. Die provisorische P(U)-Kennlinie ist spezifisch und von Fall zu Fall durch den VNB zu definieren.

(2) Folgende Faktoren beeinflussen die Kennlinie:

- Aktuelle und vorgesehene (simulierte) maximale Spannungen an den HAK (Einhaltung des oberen Grenzwertes der Spannung gemäss SN EN 50160)
- Aktuelle und vorgesehene (simulierte) Spannungsänderung (ΔU) an den Verknüpfungspunkten (Einhaltung des oberen Grenzwertes der Spannungsänderung von 3 % gemäss D-A-CH-CZ oder gemäss genaueren Simulationsresultaten für die Einhaltung der SN EN 50160).
- Standort des Anschlusses auf dem NS-Strang (Anfang, Mitte, Ende der Leitung)
- Eventuell schon konfigurierte provisorische Massnahmen (P(U)-Regelungen oder fixe Einspeiselimittierung) auf anderen Anschlüssen des NS-Stranges

(3) Je nach Netzplanung können unterschiedliche P(U)-Kennlinien eingesetzt werden, die je nach Netzsituation individuell zu bewerten und anzupassen sind (vgl. Abbildung 18 und Abbildung 19).

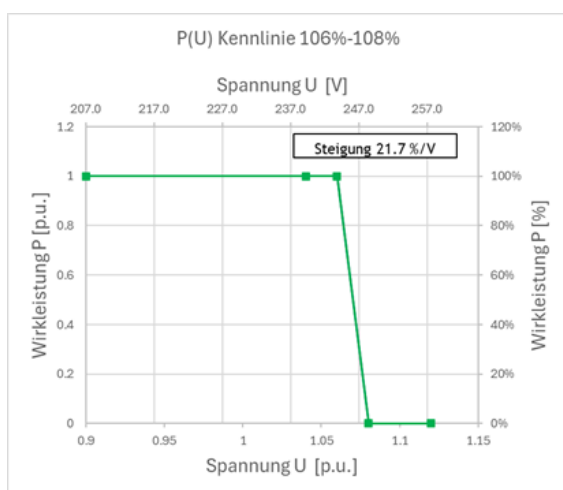


Abbildung 18: P(U)-Kennlinie 106-108 % U_n

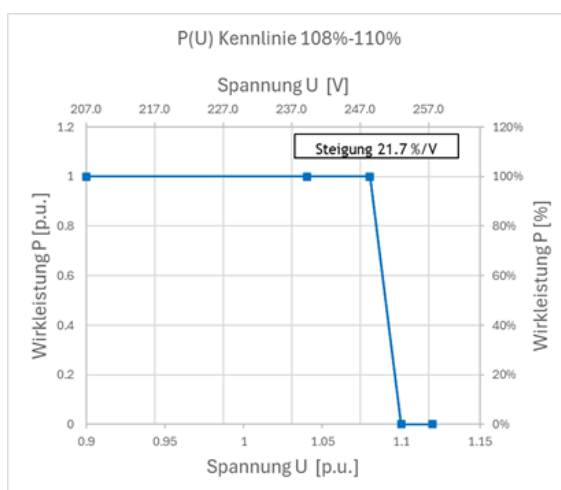


Abbildung 19: P(U)-Kennlinie 108-110 % U_n

(4) Folgende Tabelle 8 zeigt die Werte tabellarisch:

P(U) Kennlinie 106 % - 108 % U_n				P(U) Kennlinie 108 % - 110 % U_n				P(U) Kennlinie 110 % - 112 % U_n			
U [p.u.]	P [p.u.]	U [V]	P [%]	U [p.u.]	P [p.u.]	U [V]	P [%]	U [p.u.]	P [p.u.]	U [V]	P [%]
1,06	1	243,8	100	1,08	1	248,4	100	1,1	1	253,0	100
1,08	0	248,4	0	1,10	0	253,0	0	1,12	0	257,6	0

Tabelle 8: P(U)-Kennlinie 106 %-108 % U_n und P(U)-Kennlinie 108 %-110 % U_n , z.B. als provisorische Lösung und die Standard P(U)-Kennlinie bei 110 %-112 % U_n



4.2.2 P(U) Funktion als Hilfe zur Spannungsqualität (110-112 %)

- (1) Die Aktivierung der P(U)-Funktion mit dem Knickpunkt in der Kennlinie bei $U = 110\%$ ist mit den «Ländereinstellungen Schweiz» in der Branchenempfehlung «NA/EEA-NE7 – CH 2025» des VSE für neue Wechselrichter als Standard vorgegeben. Diese Regelfunktion hilft bei der Aufrechterhaltung der Spannungsqualität. Diese Funktion ist eine wichtige Hilfe, wenn das Netz in einer nicht-standard-mässigen Konfiguration betrieben wird, z.B. nach einem Netzausfall oder während einer Netzwartung. Sie ermöglicht es, PV-Anlagen mit reduzierter Leistung in Betrieb zu lassen und verhindert, dass die Erzeugungsanlage in einem unzulässigen Spannungsbereich betrieben wird ($U > 112\%$), wenn das Netz vorübergehend an Kapazitätsgrenzen stösst.

4.2.3 P(U) als Alternative für Anschlussverstärkung

- (1) Wenn im Fall einer neuen PV-Anlage wegen einer zu grossen Spannungsänderung (z.B. $\Delta U > 1,5\%$) die Anschlussleitung auf Kosten des Erzeugers verstärkt werden muss, kann dem zukünftigen Erzeuger als alternative zur Verstärkung der Anschlussleitung eine P(U)-Regelung vorgeschlagen werden. Diese Alternative ermöglicht es dem Kunden, seine Anlage in Betrieb zu nehmen, ohne hohe Investitionskosten für die Verstärkung seines Anschlusskabels aufwenden zu müssen. Die P(U)-Funktion muss dafür im Wechselrichter spezifisch konfiguriert werden. Der Kunde übernimmt jedoch die potenziellen Ertragsverluste auf seiner Seite.

4.2.4 P(U) als Alternative für Netzverstärkung

- (1) Spezifische P(U)-Regelungen können vom VNB auch eingefordert oder vorgeschlagen werden, wenn damit Verstärkungen im Verteilnetz aufgeschoben oder vermieden werden können. Wenn der Kunde seine Flexibilität dem Netzbetreiber zur Verfügung stellt und diese den Umfang der garantierten Nutzung übersteigt, muss der VNB die Flexibilität mit Einverständnis des Erzeugers vertraglich sichern und den Erzeuger vergüten.

4.3 Kombination spannungsabhängiger Wirkleistungs- und Blindleistungsregelung (P(U) + Q(U))

- (1) Eine Kombination der spannungsabhängigen Wirk- und Blindleistungsregelung vereint den Nutzen beider Regelarten für die Spannungshaltung. Der Einfluss auf die Spannung ist bei einer Kombination grösser, als wenn nur eine der beiden Regelstrategien zum Einsatz kommt.
- (2) Die Kombination von spannungsabhängiger Wirk- und Blindleistungsregelung ist zurzeit insbesondere für EEA vorzusehen. Eine spannungsabhängige Reduktion der Wirkleistung bei Speichern und Lasten ist aktuell meistens wegen technischen Limitierungen und fehlender internationaler Normen (noch) nicht umsetzbar. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass sich sowohl Speicher als auch Lasten wie die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge für eine spannungsabhängige Wirkleistungsregelung und somit auch für eine Kombination der beiden Regelarten eignen würden.
- (3) Das Ziel der Kombination von spannungsabhängiger Wirk- und Blindleistungsregelung bei Erzeugungsanlagen ist, in einem ersten Schritt mittels Blindleistungsregelung die Spannungsanhebung zu reduzieren. Hierbei wird, insofern die Nennleistung des Wechselrichters genügend hoch ist, die Wirkleistung im Normalfall noch nicht reduziert. Folglich erfolgt eine Reduktion der Wirkleistung in den meisten Fällen erst, nachdem die maximal mögliche Blindleistung ($Q_{\max}$) erreicht ist.



- (4) Bei einer Kombination der Q(U)-Regelung mit der P(U)-Regelung gemäss den neuen Ländereinstellungen ist folgendes Verhalten zu erwarten:
- 0,97 – 1,03 U_n wird weder die Wirk- noch die Blindleistung geregelt
 - 0,97 – 0,93 U_n erhöht der Wechselrichter die kapazitive Blindleistung (übererregt) von 0 VAr auf - $Q_{\max}$
 - 1,03 – 1,07 U_n erhöht der Wechselrichter die induktive Blindleistung (untererregt) von 0 VAr auf $Q_{\max}$
 - 1,10 – 1,12 U_n reduziert der Wechselrichter die Wirkleistung von 100 % auf 0 % (bezogen auf die maximale Wirkleistung)
- (5) Im Zeitpunkt, in dem der Wechselrichter die maximale induktive oder kapazitive Blindleistung bezieht und gleichzeitig die maximale Wirkleistung eingespeist wird, hat der Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ bei EEA > 3,7 kVA einen Wert von 0,9 (induktiv oder kapazitiv). Der Wechselrichter ist so auszulegen, dass er die Ansprüche an die Wirk- und Blindleistung erfüllen kann.

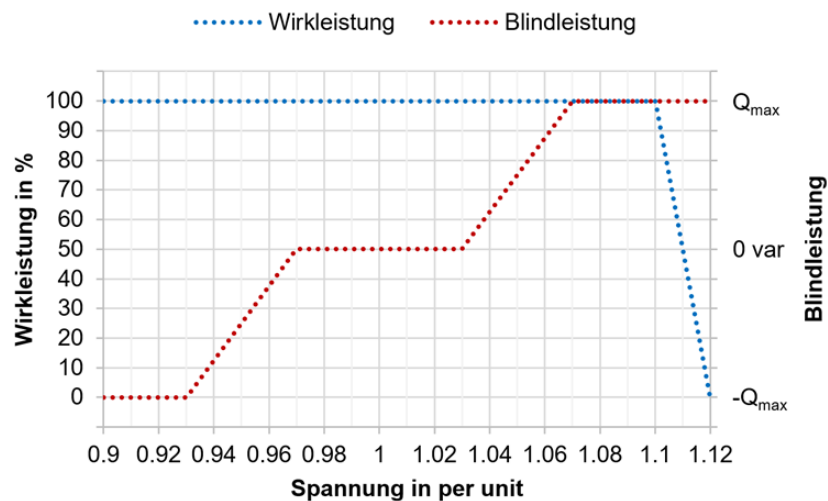


Abbildung 20: Beispiel von kombinierten P(U)- und Q(U)-Kennlinien (Verbraucherzählpeilsystem)

- (6) Damit der Wechselrichter bei einer bestimmten Wirkleistung zusätzlich Blindleistung beziehen kann, ist der Wechselrichter entsprechend zu dimensionieren. Die Erhöhung der Blindleistung bei gleichbleibender Wirkleistung führt zu einer Erhöhung der Scheinleistung gemäss nachfolgender Formel:

$$S_{\text{Wechselrichter}} = \frac{P_{\text{Wechselrichter}}}{\cos(\varphi)}$$

- (7) Bei einem Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ von 0,9 bedeutet dies, dass die Scheinleistung um den Faktor 1,11 höher ist als die Wirkleistung. Bei einem Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ von 0,9 beträgt das Verhältnis der Blindleistung zur Scheinleistung 43,6 %.

4.4 Vergütung und Kontrolle der Wirkleistungsregelung

- (1) Analog zur Kontrolle bei Blindleistungsanforderungen hat der VNB auch das Interesse die korrekte Umsetzung der P(U)-Regelung zu überprüfen. Dies kann er anhand der Smart-Meter-Daten und mit Hilfe von Algorithmen durchführen.
- (2) Überschreitet die Abregelung den im Umfang der garantierten Flexibilität zugelassenen Anteil, darf der VNB die Nutzung nicht mehr ohne weiteres einfordern. Er muss sich die weitergehende Flexibilität gegen Vergütung vertraglich erschliessen. In der Branchenempfehlung «Regelung der Einspeisung von Photovoltaikanlagen NRE-CH 2025» des VSE werden Ansätze aufgezeigt, wie die Vergütung berechnet werden kann und im Anhang 3 desselben Dokumentes ist ein Beispiel mit P(U) beschrieben.



5. Koordination

- (1) Die Herausforderungen an die Spannungshaltung betreffen alle Netzebenen und die oben aufgezeigten Lösungsansätze haben oft Auswirkungen auf mehrere Netzebenen. Eine globale Sicht und eine Koordination der verschiedenen Lösungsansätze sind deshalb wichtig.

5.1 Spannungskoordination zwischen verschiedenen Netzebenen

- (1) Eine Aufteilung des Spannungsbandes in die NE5 und NE7 ist als grundsätzlicher Planungsgrundsatz zwar nach wie vor sinnvoll. Wird die Mittelspannung am NE4-Transformator und die Niederspannung am NE6-Transformator dynamisch geregelt, sind gewisse Planungsgrundsätze und Faustregeln, die früher für die Netzplanung gebraucht wurden, nicht mehr direkt anwendbar und müssen überdacht und angepasst werden. Eine netzebenen-übergreifende Simulation der Spannung kann in solchen Fällen helfen die Spannungsbänder optimal zu verteilen und somit den Bedarf an Netzverstärkungen zu reduzieren. Solche Simulationen können mit Zeitreihen gemacht werden, es ist aber in den meisten Fällen eine limitierte Anzahl an Extremsituationen zu simulieren. In ländlichen Netzen wird typischerweise die Situation mit der maximalen Last im Winter am Abend und die Situation mit der maximalen Einspeisung am sonnigen Nachmittag im Frühling/Sommer simuliert. In bestimmten Situationen müssen aber zusätzliche Szenarien simuliert werden. Wenn z.B. in einem Mittelspannungsnetz grosse Verbraucher die Stromflüsse bestimmen, müssen die möglichen Variationen im Sommer und im Winter mitsimuliert werden.

5.2 Spannungskoordination zwischen vor- und nachgelagerten VNB

- (1) Werden die verschiedenen Netzebenen von verschiedenen VNB geplant und betrieben, ist eine globale Sicht erschwert. Weiter werden in solchen Fällen meistens auch nur Teile der Lösungen bezogen auf das eigene Netz analysiert. Für einen ganzheitlichen Lösungsansatz müssen Massnahmen auch mit dem vorgelagerten Netz koordiniert werden. Es ist deshalb empfehlenswert, dass sich vor- und nachgelagerte VNB regelmässig zum Thema Spannungshaltung abgleichen, sich über alle in diesem Dokument präsentierten Lösungsansätze austauschen und Strategien entwickeln, die auch optimale Lösungen aus der Gesamtsicht ermöglichen. Es kann in solchen Fällen auch Sinn machen zeitlich variierende Spannungsbänder vertraglich zu regeln.



6. Fazit

- (1) Historisch wurde das Verteilnetz auf den Verbrauch ausgelegt und eine fixe Zuteilung der Sollspannungen und Spannungsreserven waren ausreichend für die Spannungshaltung auf den tieferen Netzebenen. Die schnelle Verbreitung von dezentralen Erzeugern und der Elektrifizierung der Mobilität und Wärmeerzeugung stellt die VNB vor neue Herausforderungen, die sie nicht mehr nur mit Netzverstärkungen lösen können. Die in diesem Dokument aufgezeigten Massnahmen mit Spannungsregelung durch Netzelemente, der Beteiligung von tausenden von dezentralen Kundengeräten an der Spannungshaltung, sowie der netzebenen-übergreifenden Koordination sind komplex, aber unumgänglich für ein effizientes Netz der Zukunft.
- (2) Für die Wahl der richtigen Massnahme lässt sich kein einfaches Rezept formulieren, sondern sie ist abhängig von der vorliegenden Netzstruktur, von den spezifischen Verbrauchs- und Erzeugungsverhältnissen sowie unter Berücksichtigung der zukünftigen Netz- und Einspeiseentwicklung zu treffen. Häufig ist auch eine Kombination von Massnahmen erforderlich.
- (3) Die Wirk- und Blindleistungsregelung löst primär lokale Spannungsprobleme, liefert aber auch einen Beitrag für die Spannungshaltung der höheren Netzebenen. Die in den «Ländereinstellungen Schweiz» aus der Branchenempfehlung «NA/EEA-NE7 – CH 2025» enthaltenen P(U)- und Q(U)-Einstellung wirken dann, wenn eine hohe Spannung vorliegt, und sind in den meisten Fällen empfehlenswert. Die Wirkleistungsregelung ist die einzige Massnahme, welche zu einem Produktionsverlust bei EEA führen kann.
- (4) Ist das Lastverhalten aller MS-Abgänge in einem Unterwerk ähnlich, so ist eine dynamische Spannungsregelung NE4 eine kostengünstige und effektive Massnahme für ein grossflächiges Gebiet. In Spezialfällen mit einzelnen MS-Abgängen mit langen Leitungen und/oder abweichenden Verbrauchs-/Einspeiserverhalten ist die Installation eines Strangreglers NE5 wirksam.
- (5) Auch die Massnahmen für einen Transformatorkreis sind abhängig von Struktur und dem Verbrauchs-/Einspeiserverhalten. Die Abbildung 21 zeigt indikativ, bei welchen Kombinationen von PV-Leistung und Distanz zur Transformatorenstation (TS) welche Massnahme prüfenswert ist. Dabei ist die Leistung kumuliert von allen PV-Anlagen in einem Gebiet, etwa in einem Niederspannungsabgang, zu verstehen. Die Bereiche basieren auf Annahmen zu Kosten und zulässigen Spannungserhöhungen und stellen Richtwerte dar. Neben der Spannungserhöhung und Auslastung ist auch eine genügend hoher Kurzschlussstrom für die notwendige Absicherung (Nullungsbedingungen) zu prüfen. Diese Betrachtung ist in der Abbildung 21 nicht enthalten, weshalb der Bereich mit grösseren Leistungen in grosser Distanz eher theoretischer Natur ist.



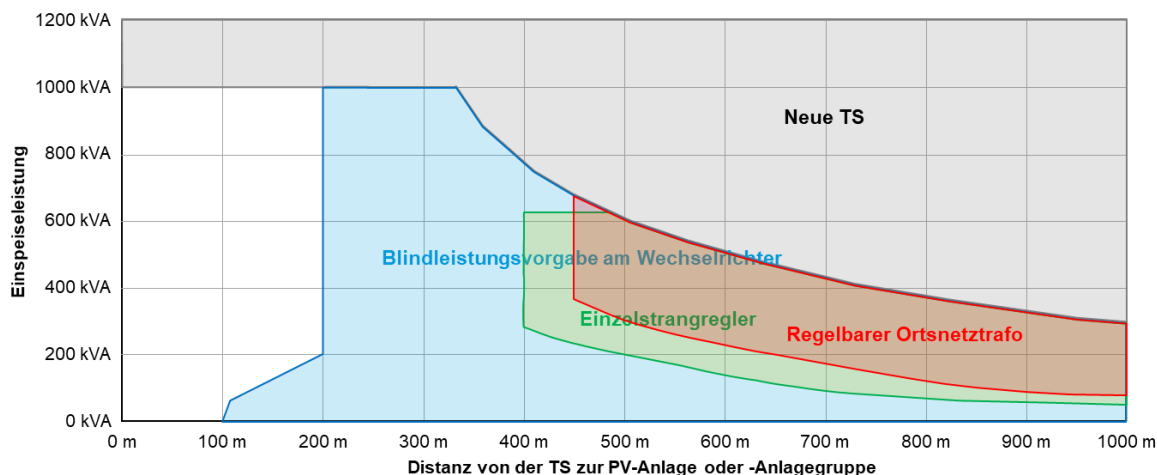


Abbildung 21: Ungefähre Einsatzgebiete von Spannungshaltungsmassnahmen in der NE7

- (6) Ab ca. 200 m Distanz ist nicht mehr die Stromübertragungskapazität limitierend, sondern der Spannungsabfall wird dimensionsbestimmend. Bei Aluminiumkabeln etwas früher als bei Kupferkabeln aufgrund des R/X-Verhältnisses. Bei kleinen Leistungen kann bereits bei kürzeren Leitungen Blindleistung hilfreich sein.
- (7) Bei grösseren Distanzen ist der Einsatz von Strangreglern oder RONT prüfenswert. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass diese im Vergleich zum konventionellen Netzausbau grösseren Wartungsbedarf und eine kürzere Lebensdauer aufweisen. Sind viele Anlagen im selben Abgang kann ein Strangregler den Anschluss ggf. günstiger bewerkstelligen als der konventionelle Netzausbau. Sind die Anlagen in verschiedenen Abgängen oder die MS-Spannung bereits sehr hoch ergibt allenfalls die Installation eines RONT Sinn.
- (8) Bei besonders hohen Leistungen und grossen Distanzen ist der Bau einer neuen TS in der Nähe der Anlage in der Regel wirtschaftlich sinnvoll. Aufgrund der Nullungsbedingungen ist dies in vielen Fällen bereits bei deutlich kleineren Leistungen und Distanzen als in der Abbildung 21 indikativ angegeben nötig.