Maßnahmen zur Vermeidung spannungskritischer Netzzustände

Entwurf Juni 2021

Version XXX
Monat Jahr

VDE FNN

Inhalt

1 Anwendungsbereich 10

2 Begriffe 10

3 Herausforderungen bei der Spannungshaltung 10

3.1 Aktuelle Situation und Entwicklung im Übertragungsnetz 10

3.2 Niedrige Netzspannungen 11

3.3 Hohe Netzspannungen 11

3.4 Spannungsschwankungen 12

4 Beschreibung Grundlagen 13

4.1 Zusammenhang Strom – Blindleistung in HS und HöS 13

4.2 Das Phänomen „Spannungskollaps“ 17

4.2.1 Allgemein 17

4.2.2 Netzbedingter Spannungskollaps 17

4.2.3 Drehstromleitung bei variierendem Lastwinkel 18

4.2.4 Drehstromleitung bei variierender Blindleistungsabgabe 19

4.2.5 Drehstromleitung bei variierender Eingangsspannung 19

4.2.6 Erkenntnisse aus den betrachteten Varianten 20

4.2.7 Verlust der Spannungsstabilität durch automatische Stufung der Spannungsregler 21

4.2.8 Q(U)-Regelung und statische Kompensationsanlagen 22

4.2.9 Störungsursachen - Szenarien 23

Szenario 3 – Wirkleistungssprung auf Transitleitungen (Fahrplanwechsel, Zuschaltung nach lärmbedingter Nachtabschaltung WKA, Selbstabschaltung bei Starkwind) 24

Szenario 4 – Fehlverhalten Blindleistungsregler Erzeugungsanlage oder Ausfall eines Blindleistungskompensationselementes 25

4.2.10 Spannungskollaps aufgrund von Netzstörungen 25

4.2.11 Kraftwerksbedingter Spannungskollaps durch Ausfall von Synchrongenearatoren 26

4.3 Spannungsüberhöhungen 29

4.4 Konsequenzen der Höherauslastung von Netzen und Ausfälle von hochbelasteten Netzelementen 30

4.4.1 Physikalische Grenzen des Blindleistungsflusses aufgrund des Netzschutzes 30

5 Gesamtkonzept zur Vermeidung spannungskritischer Netzzustände 31

5.1 Maßnahmen in Netzplanung 31

5.2 Maßnahmen Betriebsplanung 31

5.3 Maßnahmen Netzführung (Echtzeitbetrieb) 31

5.3.1 Spannungsbereiche 31

5.3.2 Übersicht möglicher Maßnahmen im Netzbetrieb 33

6 Beschreibung der Einzelmaßnahmen 35
6.1 Maßnahmen in der Betriebsplanung 35
6.1.1 Blindleistungseinsatz bei erwarteten Blindleistungsdefiziten 35
6.1.2 Blindleistungseinsatz bei erwarteten Spannungseinbrüchen (präventiv) 41
6.2 Maßnahmen Netzführung (Echtzeitbetrieb) 42
6.2.1 Maßnahmen bei steigender Spannung oberhalb des Sollspannungsbandes 43
6.2.2 Maßnahmen bei sinkender Spannung unterhalb des Sollspannungsbandes 45
6.3 Koordinierte Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern im Echtzeitbetrieb 51
6.3.1 Beschreibung Handlungsabsprachen zwischen ÜNB - VNB 51
7 Anhänge 56
A. Anhang Verhalten einer Synchronmaschine 56
B. Tabelle Übersicht Großstörungen mit Ausgangpunkt „Spannungsproblem“ 59

Bildverzeichnis

Abbildung 1: Spannungsprofile während hoher Nord-Süd-Leistungsfluss-Auslastungen am 27. Juli 2020 11
Abbildung 2: Spannungsschwankungen aufgrund gleichzeitiger Einspeiseänderungen von Erzeugungseinheiten 12
Abbildung 3: PI-Ersatzschaltbild einer Freileitung 13
Abbildung 4: Blindleistungsbedarf und Leitungsverluste in Abhängigkeit der übertragenen Wirkleistung am Beispiel einer 400-kV- Freileitung 14
Abbildung 5: Blindleistungsbedarf und Leitungsverluste in Abhängigkeit der übertragenen Wirkleistung am Beispiel einer 110-kV- Freileitung 15
Abbildung 6: Beispiel der unterschiedlichen Spannungspegel im Höchstspannungsnetz zu einem Zeitpunkt im Oktober 2017 15
Abbildung 7: Verlauf ausgewählter Netzspannungen im Netzgebiet der Amprion am 19.11.2011 16
Abbildung 8: Ersatzschaltbild einer Drehstrom-Freileitung 17
Abbildung 9: PU-Kurve bei Spannung am Anfang der Freileitung konstant und variierten Lastwinkel als Parameter am Beispiel eines Zweiknoten-Netzes; $U_{kritisch}$=f(phi $_{Ende,Last}$=±30°) (gestrichelt dargestellt) 18
Abbildung 10: Übersichtsbild für die Leistungsübertragung z.B. einer Freileitung mit schaltbaren Blindleistungselementen (Spannung U_{Anfang} konstant) 19
Abbildung 11: PU-Kurve bei Spannung am Anfang der Freileitung konstant und Schalten von Kompensationsanlagen als Parameter am Beispiel eines Zweipunkte-Netzes 19
Abbildung 12: Übersichtsbild für die Leistungsübertragung z.B. einer Freileitung (Spannung am UW A variiert) 20
Abbildung 13: PU-Kurve bei Leistungsflüssen mit $QEnde = 0$ und Spannung am Anfang der Freileitung als Parameter am Beispiel eines Zweipunkte-Netzes 20
Abbildung 14: Auswirkungen der Trafostufung während eines Spannungseinbruches 21
Abbildung 15: Übersichtsbild für die Leistungsübertragung z.B. einer Freileitung (Regelung an einer Erzeugungsanlage aktiv) 22
Abbildung 16: schematische Skizze für Regelverhalten bei ausreichendem Blindleistungsregelvermögen von EZA 23
Abbildung 17: Entstehung eines Spannungskollaps - Szenario Ausfall von großen Erzeugungsleistungen 23
Abbildung 18:Entstehung eines Spannungskollaps - Szenario Ausfall einer Freileitung 24
Abbildung 19: Entstehung eines Spannungskollaps - Szenario Wirkleistungssprung 24
Abbildung 20: Entstehung Spannungskollaps - Szenario Blindleistungssprung 25
Abbildung 21: Beispiel Spannungskollaps Frankreich 1987 26
Abbildung 22: Beispiel Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt nach VDE-AR-N 4120 27
Abbildung 23: Verlauf der Netzspannungen an einem Netzknoten von 50Hertz am 22.04.2012 29
Abbildung 24: Beispiel 300 MVA Trafoeinspeisung - Impedanz- und Überstromanregung in Impedanz- und Leistungsebene (X_v=50 Ω R_v=24 Ω beta=50° I>>=2360 A U_{min}=99 kV) 30

Abbildung 25: Spannungsbereiche im Grundfall 33
Abbildung 26: Maßnahmen in der Netzführung bei ÜNB und VNB 34
Abbildung 27: Ablauf der Ermittlung der Blindleistungsbilanz einer Region 36
Abbildung 28: Beispiel Blindleistungsbilanz einer Region mit Maßnahmen 37
Abbildung 29: Beispiel Schwachlastszenario 38
Abbildung 30: Beispiel Starklastszenario 39
Abbildung 31: Spannungsänderung nach 100 MW Lastabschaltung im Raum Frankfurt und verteiltem Lastausgleich 47
Abbildung 32: Spannungsänderung nach 100 MW Lastabschaltung im Raum Frankfurt und Leistungsausgleich durch das Heizkraftwerk „Reuter West“ 48
Abbildung 33: Spannungsänderung nach 100 MW Lastabschaltung im Raum Frankfurt und Leistungsausgleich durch das Heizkraftwerk „Altbach/Deizisau“ 48
Abbildung 34: Schematische Darstellung der Abhängigkeit des Standorts von der Lastabschaltung auf das Spannungsniveau 49
Abbildung 35: Beispiel für Spannungs-Blindleistungs-Management (UQM) zwischen ÜNB und VNB 51
Abbildung 36: Beispiel für die Blockierung der Spannungsregler über mehrere Netzebenen 55

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Mindestanforderungen entsprechend der Anwendungsregeln für Erzeugungsanlagen für den quasistationären Betrieb im Frequenzbereich zwischen 49,0 Hz – 51,0 Hz26

Vorwort

Dieser FNN Hinweis wurde von der Projektgruppe „Automatische Letztmaßnahmen“ des Lenkungskreises Systemfragen und Netzcodes erarbeitet.

Der Hinweis beschreibt Maßnahmen zur Vermeidung spannungskritischer Zustände in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen. Diese Maßnahmen beginnen bei Abweichungen vom betriebsüblichen Spannungsband und erstrecken sich bis zu den automatischen Letztmaßnahmen zur Verhinderung eines Spannungskollapses und Maßnahmen gegen Spannungen, die die Gefahr von Betriebsmittelschäden in sich bergen.

Einleitung

Die Übertragungs- und Verteilungsnetze stellen das Rückgrat für eine sichere elektrische Energieversorgung in Deutschland und Europa dar. Diese wurden ursprünglich für eine bedarfsgerechte Einspeisung elektrischer Energie ausgelegt (lastnah und lastfolgend) und optimiert. Lastferne und zudem fluktuierende Erzeugung spielte bei der Entwicklung der Übertragungs- und Verteilungsnetze im Zeitraum 1920-2000 keine Rolle.

Die Umsetzung der energiepolitischen Ziele in Europa und besonders in Deutschland („Energiewende“) führt zu einer grundlegenden Neustrukturierung der Elektrizitätswirtschaft, die u.a. gekennzeichnet ist durch:

- die Zunahme des europäischen Stromhandels mit lastferner Erzeugung
- den massiven Ausbau der Windenergie, zukünftig mit Offshore-Windpark-Kraftwerken hoher Leistung vornehmlich im Norden Deutschlands
- den massiven Ausbau der Solarenergie vornehmlich im Süden Deutschlands
- die stetig zunehmende Integration Erneuerbarer Energien in die Verteilungsnetze
- die Stilllegung aller Kernkraftwerke sowie von Braun-/Steinkohlekraftwerke
- neue, zunehmend lastferne Standorte konventioneller Kraftwerksleistung
- die Notwendigkeit der Energieübertragung von Erzeugungs- zu den Verbrauchszentren (häufig von Nord nach Süd)
- den zunehmenden Leistungsaustausch mit den Nachbarländern Deutschlands

Diese Entwicklungen erschweren die Spannungshaltung im Übertragungs- und Verteilungsnetz. In der Vergangenheit erfolgte die Spannungshaltung durch Ausgleich des regionalen Blindleistungshaushaltes vornehmlich mit Hilfe der in der Höchstspannung angeschlossenen konventionellen Erzeugungsanlagen. Die genannten strukturellen Änderungen führen in Bezug auf die Spannungshaltung u.a. zu den folgenden Effekten, die im Netzbetrieb beherrscht werden müssen:

- In Starklastzeiten führen hohe und weiträumige Stromtransite im stark übernatürlichen Bereich zu einem überproportional ansteigenden Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes. Dieser Effekt wird noch durch die Anwendung des NOVA-Prinzips z.B. mit Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen oder mit Anwendung kurativer Maßnahmen weiter verstärkt. Infolgedessen kann es regional zu kritischen Spannungsabsenkungen kommen.
- In Schwachlastzeiten und bei gleichzeitig stark regenerativer Einspeisung sind mitunter nur wenige konventionelle Kraftwerke mit dem Netz verbunden. In diesem Fall ist die Möglichkeit, einem Blindleistungsüberschuss durch den untererregten Betrieb der Kraftwerksblöcke entgegen zu wirken, nur eingeschränkt vorhanden. Dadurch kann es regional zu deutlichen Spannungserhöhungen kommen.
- Bei starker regenerativer Einspeisung und gleichzeitig einer untererregten Fahrweise der dezentralen Erzeugungsanlagen zum Zwecke der Begrenzung der Spannung in den NS- und MS-Netzen, kann es zu deutlichen Spannungsrückgängen im HS- und HöS-Netz kommen, weil die notwendige Blindleistung aus diesen Ebenen bezogen wird.

Vor diesem Hintergrund werden zukünftig zur Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebes weitreichende Maßnahmen und Anpassungen erforderlich:

- Ausbau der Netzinfrastruktur in den Übertragungs- und Verteilnetzen (dazu gehören auch Kompensationseinrichtungen)

- Ggf. Anpassung der Sekundär- und Leittechnik an die neuen Anforderungen (optimale Netzzustandsüberwachung bei Betrieb des Netzes näher an den physikalischen Grenzen)
- Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Verteilnetze
- Implementation von manuellen und automatischen Letztmaßnahmen („Defence Plan“) zur Vermeidung von Netzzusammenbrüchen

Der Technische Hinweis beschreibt Maßnahmen im Bereich Netzplanung, Betriebsplanung und der Netzführung zur Vermeidung spannungskritischer Netzzustände und eines Spannungskollapses. Die Umsetzung der Maßnahmen erfolgt sowohl im Übertragungsnetz als auch in den Verteilungsnetzen, wobei die Letztmaßnahmen vornehmlich in den Verteilungsnetzen vorzubereiten und durchzuführen sind. Dies erfordert eine enge Kooperation zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilungsnetzbetreibern bei der Erstellung verpflichtender Regelwerke und deren zügige Umsetzung bis zum 18.12.2022 gemäß ENTSO-E NC ER.

1 Anwendungsbereich

Der Technische Hinweis soll Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern Hinweise und Handlungsempfehlungen bei eingetretenen oder absehbaren kritischen Spannungserhöhungen bzw. –absenkungen geben, wobei das Augenmerk im Besonderen auf das Phänomen des Spannungskollapses und der Anwendung von Letztmaßnahmen gerichtet wird.

2 Begriffe

KWEP	Kraftwerkseinsatzplanung
Lastabschaltung	manuelle Abschaltung von Netznutzern, die Wirkleistung beziehen
Lastabwurf	automatische Abschaltung von Netznutzern bei Erreichen eines vorab festgelegten Wertes (z.B. einer Frequenz oder einer Spannung)
NOVA-Prinzip	Netzoptimierung – Verstärkung – Ausbau (nach EnWG)……
PSW	Pumpspeicherwerk

3 Herausforderungen bei der Spannungshaltung

3.1 Aktuelle Situation und Entwicklung im Übertragungsnetz

Eine stabile Netzspannung ist eine wesentliche Voraussetzung für einen sicheren Betrieb des elektrischen Energieversorgungsnetzes. In den unterschiedlichen Spannungsebenen kommen hierfür zahlreiche Betriebsmittel bzw. Maßnahmen zum Einsatz. Der Zustand des Übertragungsnetzes ist für die nachgelagerten Verteilnetzebenen maßgebend. Dies betrifft sowohl die Größenordnung der vorzuhaltenden Blindleistung als auch die Wirksamkeit von Spannungs-Blindleistungs-(Un)Gleichgewichten in den nachgelagerten Verteilnetzebenen. Schwierigkeiten, die im Übertragungsnetz nicht gelöst werden können, können üblicherweise auch nicht mit Maßnahmen aus nachgelagerten Verteilnetzebenen bewältigt werden. Das soll allerdings auch nicht sinnvolle Maßnahmen, die in nachgelagerten Verteilnetzen unternommen werden können, in Abrede stellen. Doch sind die physikalischen und räumlichen Auswirkungen des Spannungs-Blindleistungs-Gleichgewichtes im Übertragungsnetz unlängst größer als in allen nachgelagerten Verteilnetzebenen.

In Deutschland hat es aufgrund des in den letzten 20 Jahren stattgefundenen Umbaus des Energieversorgungssystems besondere Auswirkungen auf den Betrieb des Übertragungsnetzes gegeben. Eine zunehmende Anzahl volatiler und lastferner Erzeugung v. a. erneuerbarer Energieträger (Windenergie, Photovoltaik) hat zum einen die Planbarkeit des Einsatzes konventioneller thermischer Kraftwerke verändert und die Transportstrecken verlängert. Zukünftig werden thermische Großkraftwerke mit den Primär-energieträgern Kohle und Kernkraft in Deutschland ganz abgeschaltet, erneuerbare Energien weiter ausgebaut. Dies wird den Transportbedarf und damit den Blindleistungsbedarf weiter erhöhen. Die ÜNB versuchen diesen Bedarf durch die Errichtung weiterer Blindleistungskompensationsanlagen zu decken.

Wie zuvor erwähnt, ist für den Betrieb des Übertragungsnetzes die Einhaltung des Betriebsspannungsbandes erforderlich. Im 400-kV-Netz liegt dieser Bereich zwischen 390 und 419 kV, für das 220-kV-Netz im Bereich 220 bis 245 kV. Durch die Höhe der Spannungsbeträge werden v.a. Blindleistungsflüsse, durch die Winkeldifferenzen zwischen Netzknoten v.a. Wirkleistungsflüsse beeinflusst. Somit bedeutet Spannungsregelung also, das elektrische Netz in einem stabilen und

betreibbaren Zustand zu halten und gleichzeitig die elektrischen Verluste zu minimieren. Zu diesem Zweck müssen in den Systemführungen die Blindleistungseinspeisungen von Kraftwerken, Blindleistungskompensationsanlagen oder Konverterstationen von Gleichstromverbindungen gesteuert bzw. mit weiteren geeigneten netzbedingten Maßnahmen, wie z.B. die Stufung von Transformatoren, Topologiemaßnahmen oder dem Abschalten schwach ausgelasteter Freileitungen auf wechselnde Anforderungen hinsichtlich Blindleistungsbedarf reagiert werden. Falls diese Maßnahmen nicht ausreichend sind, können marktbasierte Maßnahmen wie z.B. ein spannungsbedingter Redispatch durchgeführt werden.

In den Systemführungen der deutschen ÜNB gab es in den letzten Jahren zunehmende betriebliche Herausforderungen hinsichtlich Spannungsregelung aufgrund anhaltender hoher oder niedriger Spannungen und auch Situationen mit unerwarteten Spannungsschwankungen. Der Effekt hoher Leistungstransite - in Deutschland insbesondere in Nord-Süd-Richtung in Zeiten hoher Windenergieeinspeisung - führt zu einer hohen Netzauslastung und somit zu einem hohen Blindleistungsbedarf. In diesen Situationen werden Großkraftwerke vom Markt verdrängt, langfristig unrentabel und schließlich ganz außer Betrieb genommen. Dadurch stehen diese Kraftwerke nicht länger zur Blindleistungskompensation zur Verfügung und die Blindleistungsreserve sinkt. Die verbleibenden Blindleistungsbedarfe müssen durch verbliebene Kraftwerkseinheiten oder durch Blindleistungskompensationsanlagen gedeckt werden, um die Spannung im Betriebsspannungsband zu halten. Ein Blindleistungsmangel kann zu einer sinkenden oder steigenden Spannung außerhalb des Betriebsspannungsbandes führen, welches im schlimmsten Fall in einem Spannungszusammenbruch münden kann.

3.2 Niedrige Netzspannungen

Abbildung 1 zeigt exemplarische Spannungsprofile vom 27. Juli 2020. Während dieses Tages gab es eine hohe Einspeisung von Windenergieanlagen in Norddeutschland, die zu hohen Nord-Süd-Leistungsflüssen führten. Um etwa 18 Uhr hat die Systemführung bereits Blindleistungsreserven - basierend auf Windvorhersagen - aktiviert, um das Spannungsniveau vorab anzuheben. In den folgenden Stunden führten weiter steigende Windenergieeinspeisungen zur Erhöhung der Nord-Süd-Leistungsflüsse und somit zu einem Absinken der Spannung. Als Folge erhöhte die Systemführung das Spannungsniveau durch Aktivierung zusätzlicher Blindleistungsreserven weiter. Dennoch blieb das Spannungsniveau aufgrund der hohen Netzauslastung relativ niedrig und volatil, besonders im südlichen Netzgebiet (Baden-Württemberg).

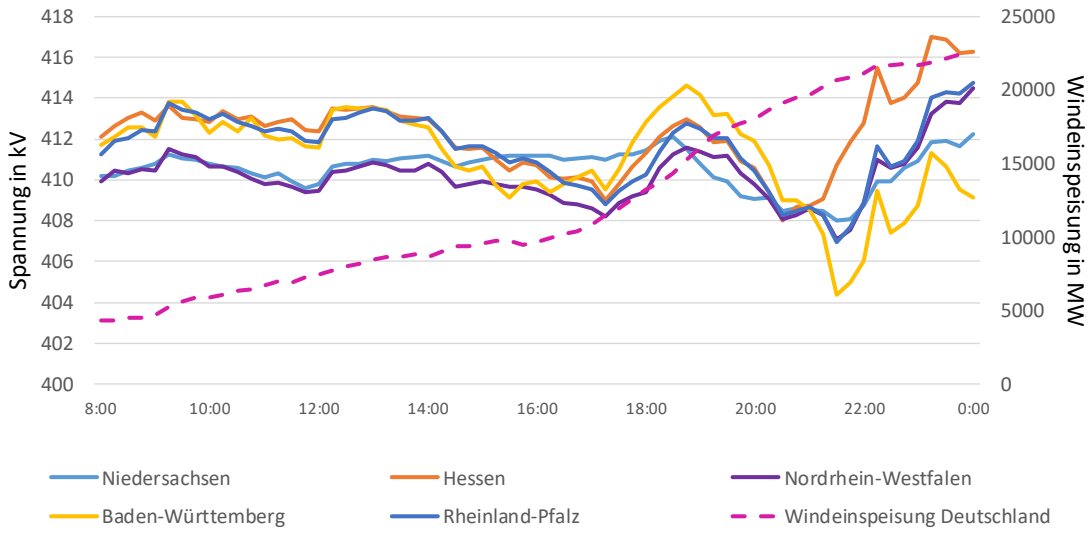


Abbildung 1: Spannungsprofile während hoher Nord-Süd-Leistungsfluss-Auslastungen am 27. Juli 2020

3.3 Hohe Netzspannungen

Darüber hinaus gibt es eine zunehmende Anzahl von Situationen mit hohen Netzspannungen insbesondere zu Schwachlastzeiten wie Wochenenden oder Feiertagen. Aufgrund des Lastrückgangs als Folge der

Maßnahmen gegen die Corona-Pandemie wurde dies teilweise am Osterwochenende 2020 (09.-14.04.2020) deutlich. Während dieser Zeit wurde ein großer Teil der verfügbaren Blindleistung aus Kraftwerken und Blindleistungskompensationsanlagen aktiviert, um die betrieblichen Spannungsgrenzen einzuhalten. Zusätzlich wurde von der Möglichkeit der Abschaltung schwach ausgelasteter Stromkreise Gebrauch gemacht. Mit der Abschaltung dieser Leitungen werden deren kapazitiven (spannungshebenden) Ladeleistungen abgeschaltet, die verbliebenen Stromkreise höher belastet und dadurch ein spannungssenkender Beitrag geleistet. In dieser besonderen Situation sind bis zu 60 Stromkreise mit einer Gesamtlänge von 4500 km (etwa 13 % der gesamten Leitungskilometer im Netz) abgeschaltet worden. Alle netzbedingten Maßnahmen wurden unter Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums und lokalen Stabilitätskriterien der Kraftwerke aktiviert. Trotz umfangreicher Gegenmaßnahmen wurden obere Betriebsspannungsgrenzen teilweise überschritten, was die Notwendigkeit von Blindleistungskompensationsanlagen im Übertragungsnetz aufzeigt.

3.4 Spannungsschwankungen

Eine weitere Herausforderung hinsichtlich Spannungsregelung sind Spannungsschwankungen, die auf gleichzeitige Leistungsänderungen von Erzeugungsanlagen zurückzuführen sind und in den letzten Jahren vermehrt auftreten. Diese Effekte werden durch Marktanreize für Erzeugungseinheiten, die ihre Leistung direkt vermarkten bzw. lärmbedingte Ab- bzw. Zuschaltungen von Windenergieanlagen verursacht. Abbildung 2 zeigt drei exemplarische Situationen in denen Spannungseinbrüche von bis zu 5 kV innerhalb weniger Minuten auftreten. Das Ereignis fand um 6 h morgens statt, dem Zeitpunkt eines stündlichen Fahrplanwechsels bzw. dem Ende der geräuschbedingten Nachtabschaltung vieler Windenergieanlagen in Norddeutschland. In solchen Situationen sind dynamische Blindleistungsreserven erforderlich, um die auftretenden Spannungsschwankungen zu begrenzen. Aus diesem Grund hält der Systembetrieb dynamische Blindleistungsreserven jederzeit zur Verfügung. Die zunehmende Anzahl solcher Situationen und ihr steigender Einfluss auf das System zeigt den erhöhten Bedarf für dynamische Blindleistungsreserven im Übertragungsnetz. Neben diesen Nicht-Fehler Situationen müssen darüber hinaus auch potenzielle Fehlersituationen hinsichtlich Blindleistungsbedarf und Spannung beherrscht werden.

Blindleistungsreserven werden also zur Beherrschung von Netzfehlern und für die Rückführung in stabile Netzbetriebspunkte benötigt.

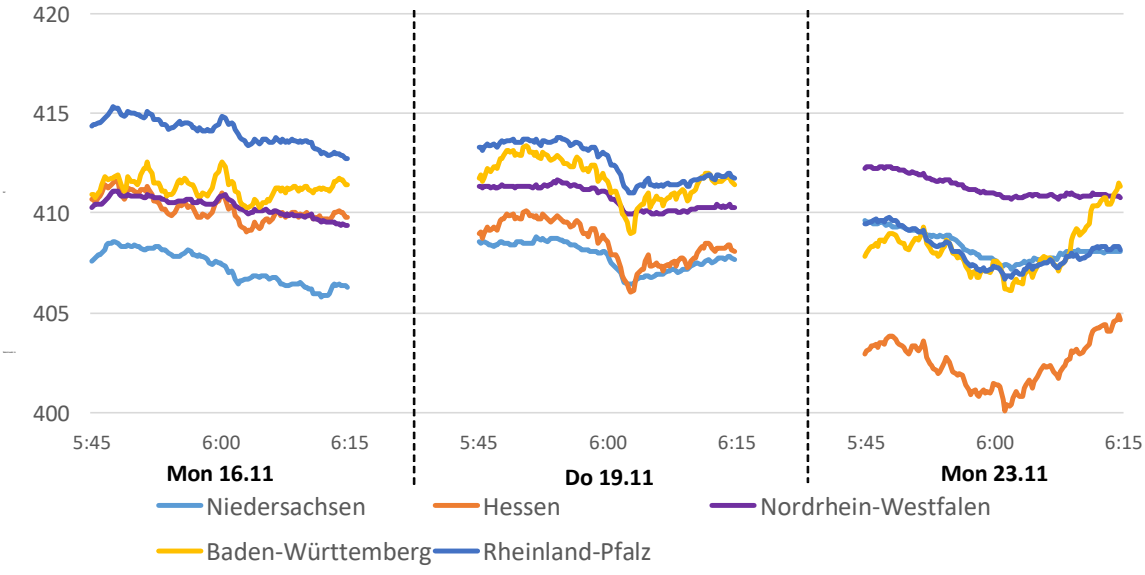


Abbildung 2: Spannungsschwankungen aufgrund gleichzeitiger Einspeiseänderungen von Erzeugungseinheiten

Die beschriebenen Beispiele stellen die aktuellen Herausforderungen hinsichtlich Spannungshaltung anschaulich dar. Im Folgenden werden in diesem technischen Hinweis zunächst grundlegende physikalische Effekte zum Thema Spannungshaltung und Blindleistung aufgezeigt und im weiteren Lösungsansätze aus der operativen Systemführung zur Stabilisierung des Spannungsniveaus dargestellt.

4 Beschreibung Grundlagen

4.1 Zusammenhang Strom – Blindleistung in HS und HöS

Blindleistung ist ein Phänomen von Wechsel- bzw. Drehstromnetzen, welches dann entsteht, wenn sinusförmige Strom- und Spannungsverläufe nicht in Phase sind. Dies ist ein typisches Verhalten von Betriebsmitteln z.B. Freileitungen, Kabeln und Transformatoren als auch von Verbrauchern.

Blindleistung ist der „Anteil der Scheinleistung, der nicht zur Erzeugung elektrischer Energie beiträgt“ (FNN. 2014. Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen. Technischer Hinweis.). Das heißt, mit Blindleistung kann keine elektrische Arbeit verrichtet werden. Blindleistung kann man unterteilen in einen sinusförmigen Grundschwingungsanteil (50 Hz) und in einen Oberschwingungsanteil (alle anderen Anteile ungleich 50 Hz).

Ein Maß dieses Blindleistungsanteils bildet der Phasenverschiebungswinkel zwischen den sinusförmigen Spannungs- und Stromverläufen (Formelzeichen ϕ) bzw. der Sinus davon.

$$Q = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \sin(\phi)$$

Für eine Freileitung gilt folgendes Ersatzschaltbild nach Abbildung 3. Hierbei stellen sich die Spannungen in Abhängigkeit der abgenommenen Scheinleistung S_{Ende} am Leitungsende ein. Damit ergeben sich die Wirkverluste und Blindleistungsbedarf der Freileitung.

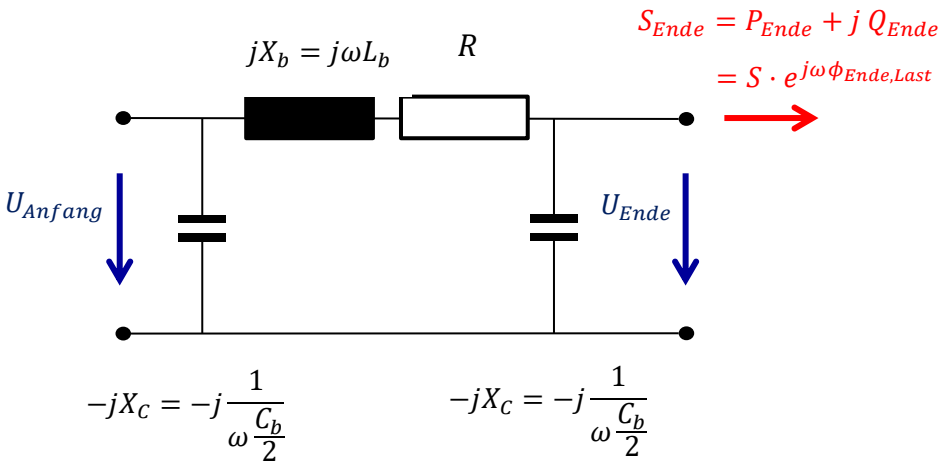


Abbildung 3: PI-Ersatzschaltbild einer Freileitung

$$S^*_{Verlust,Anfang} = U_{Anfang}{}^* * \left(U_{Anfang}{}^* - U_{Ende}{}^*\right) * \frac{1}{R + jX_b} + U_{Anfang}{}^2 * j\omega\frac{C_b}{2}$$

$$S^*_{Verlust,Ende} = U_{Ende}{}^* * \left(U_{Ende}{}^* - U_{Anfang}{}^*\right) * \frac{1}{R + jX_b} + U_{Ende}{}^2 * j\omega\frac{C_b}{2}$$

$$S_{Verlust} = S_{Verlust,Anfang} + S_{Verlust,Ende}$$

Verlustleistung

$$P_{Verlust} = Re\{S_{Verlust}\}$$

benötigte Blindleistung

$$Q_{Verlust}(P_{Ende}) = Im\{S_{Verlust}\} \approx \varpi\left(L_b \cdot \frac{P_{Ende}}{{U_n}^2} - C_b \cdot {U_n}^2\right)$$

Die Verlustleistungen sind in Abbildung 4 anhand einer 400-kV-Freileitung, in Abbildung 5 anhand einer 110-kV-Freileitung dargestellt. Ist die Wirkleistungsübertragung sehr gering z.B. leerlaufende Freileitung wirkt die Freileitung spannungsanhebend/kapazitiv, d.h. am Ende der Freileitung ist die Spannung größer als am Leitungsanfang (Ferranti-Effekt). Die für die Übertragung erforderliche Blindleistung steigt mit zunehmender Wirkleistungsübertragung quadratisch an. Bei steigender Wirkleistungsübertragung wirkt die Freileitung spannungssenkend/induktiv, d.h. am Ende der Freileitung ist die Spannung kleiner als am Leitungsanfang.

Bei Übertragung der natürlichen Leistung hat die Freileitung keinen Blindleistungsbedarf.

$$Q_{Verlust}(P_{nat}) = 0$$

natürliche Leistung

$$P_{nat} \approx {U_n}^2 \cdot \sqrt{\frac{L_b}{C_b}}$$

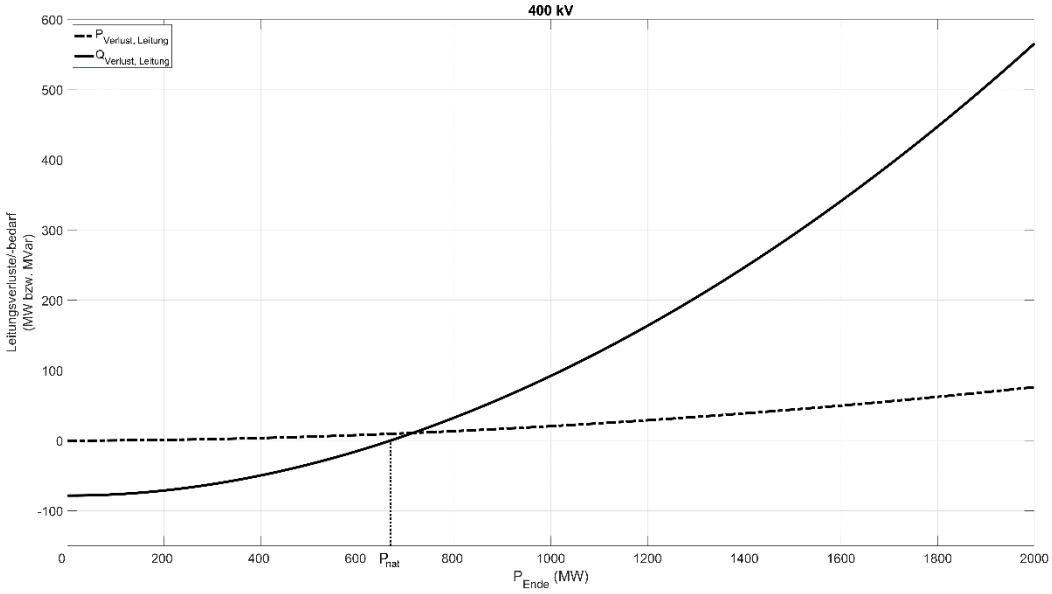


Abbildung 4: Blindleistungsbedarf und Leitungsverluste in Abhängigkeit der übertragenen Wirkleistung am Beispiel einer 400-kV- Freileitung

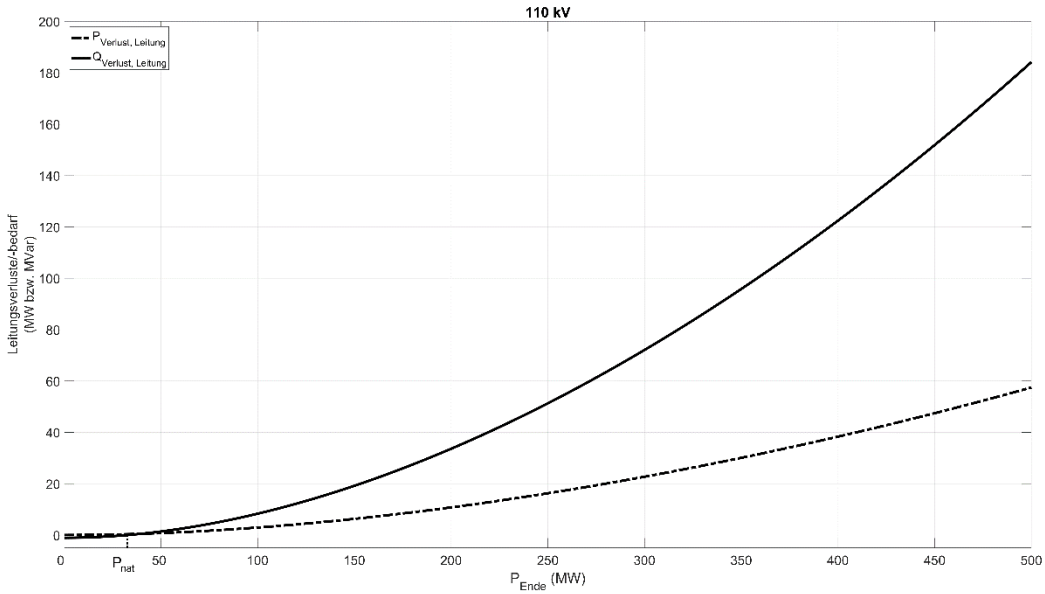


Abbildung 5: Blindleistungsbedarf und Leitungsverluste in Abhängigkeit der übertragenen Wirkleistung am Beispiel einer 110-kV- Freileitung

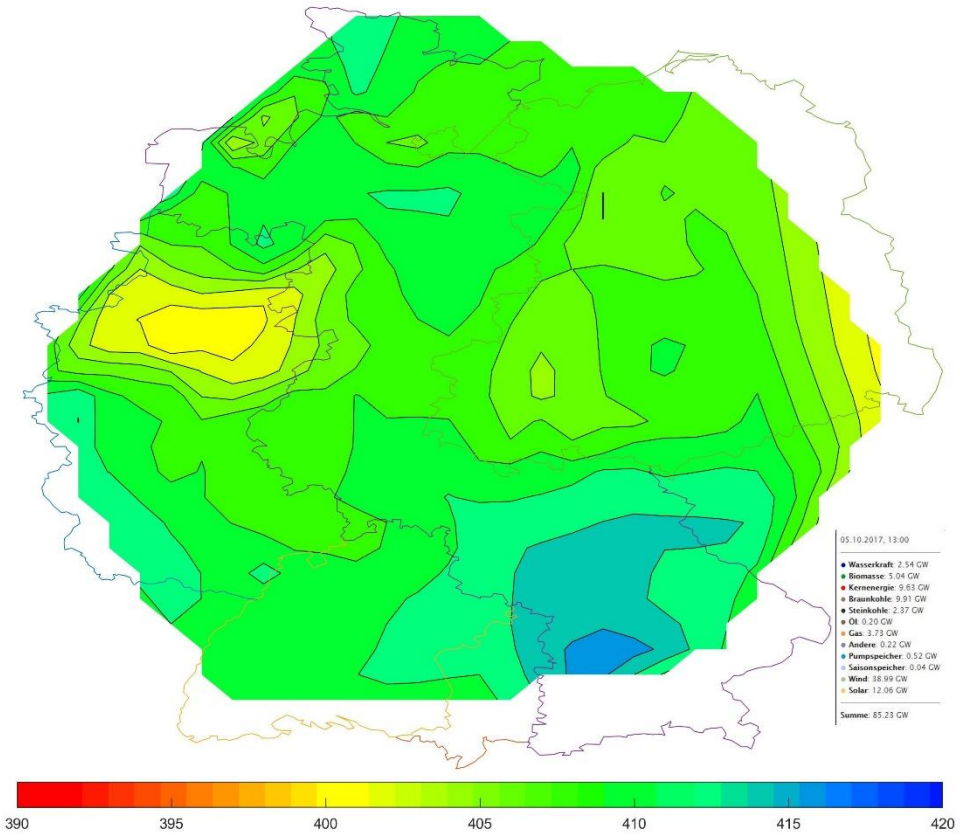


Abbildung 6: Beispiel der unterschiedlichen Spannungspegel im Höchstspannungsnetz zu einem Zeitpunkt im Oktober 2017

Im vermaschten Höchstspannungsnetz ergeben sich aufgrund der unterschiedliche Belastungssituationen regional und zeitlich unterschiedliche Spannungspegel im täglichen Normalbetrieb (siehe Abbildung 6)

Sowohl im Normalbetrieb als auch nach auslegungsrelevanten Störungen sind die Spannungswerte im Energieversorgungssystem innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu halten. Hinsichtlich Spannungsstabilität stehen v.a. Höchst- und Hochspannungsnetze im Fokus.

An das ursprünglich für eine lastnahe und nicht fluktuierende Erzeugung der elektrischen Energie ausgelegte und optimierte Übertragungsnetz werden heute erweiterte Anforderungen gestellt. Höhere Leistungen müssen über signifikant größere Entfernungen transportiert werden. Dabei steigt der Blindleistungsbedarf des Netzes mit zunehmender Übertragungsleistung überproportional an und birgt sowohl die Gefahr niedriger Spannungen als auch eine hohe Sensitivität gegenüber weiterer Störeinflüsse z.B. Wirkleistungsänderungen. In Abbildung 6 ist beispielhaft die Verteilung der Netzspannungen im Netzgebiet eines Übertragungsnetzbetreibers am Donnerstag, 05.10.2017 um 13:00 Uhr dargestellt. Zu diesem Zeitpunkt lagen die niedrigsten Spannungen bei 400 kV, die höchsten Spannungen bei 416 kV.

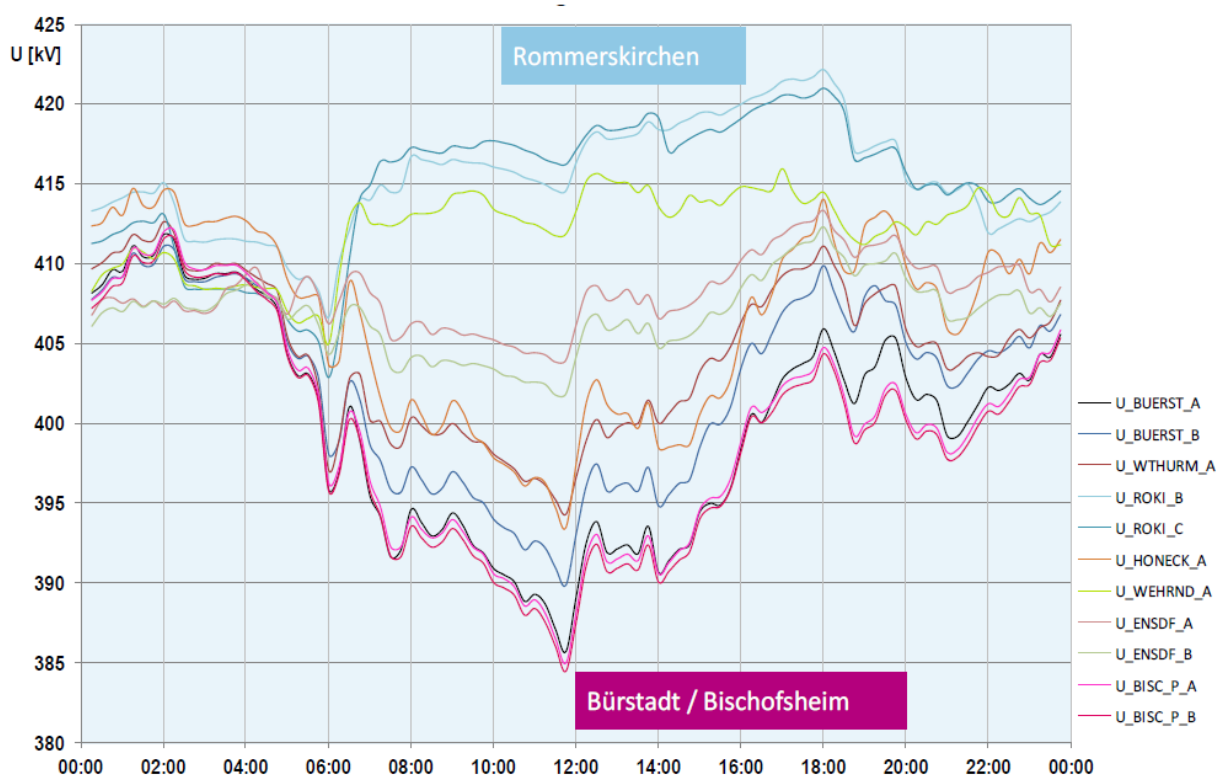


Abbildung 7: Verlauf ausgewählter Netzspannungen im Netzgebiet der Amprion am 19.11.2011

Weiterhin kann es infolge eines lokalen Störungsereignisses z.B. Sammelschienen-Fehler zu großen regionalen Spannungssprüngen hoch/tief (Abbildung 7) kommen. Dies muss in der Planung z.B. bei einer (n-1) Ausfallvariantenrechnung berücksichtigt werden. Eine Erhöhung der generatorischen Blindleistungseinspeisung an den Anlagen Rommerskirchen (U_ROKI_B) und Ensdorf (U_ENSDF_A) führt nicht zu einer Erhöhung der Spannung im ca. 200 km entfernten Anlage Bürstadt (U_BUERST_A). Schlussfolgernd muss Blindleistung lokal bereit gestellt werden und kann nicht über weite Strecken transportiert werden.

4.2 Das Phänomen „Spannungskollaps“

4.2.1 Allgemein

In stark belasteten, ausgedehnten Netzen können Netzstörungen, Erzeugungsausfall oder -rückgang (Großkraftwerke, Windparks, große Photovoltaikanlagen), unerwarteter Lastzuwachs etc. zu erhöhtem Blindleistungsbedarf führen, der möglicherweise nicht mehr gedeckt werden kann. Dies kann zu starken Spannungsabsenkungen führen. In solchen Starklastszenarien mit niedrigen Spannungen können auch Auslösungen von spannungsanhebenden Betriebsmitteln wie Kondensatoren, Statcoms, Kraftwerksblöcke im übererregten Betrieb bzw. Mehrfachauslösungen von Leitungen kritisch werden. Nehmen die Spannungsabweichungen im Laufe einer Störung progressiv zu, spricht man vom Verlust der Spannungsstabilität.

Eine häufige Ursache für Netzzusammenbrüche in der Vergangenheit war ein kaskadenförmig ablaufender Verlust der Spannungsstabilität in den Übertragungsnetzen. Man spricht dann vom *Spannungskollaps*.

Dieser wird aufgrund seiner Ursache in netzbedingten und kraftwerksbedingten Spannungskollaps unterschieden, wobei die Effekte in der Praxis kombiniert auftreten können. Im nächsten Abschnitt werden zunächst die netzbedingten Effekte beschrieben.

4.2.2 Netzbedingter Spannungskollaps

Im Folgenden soll das Verhalten der Spannung am Ende eines Freileitungs-Drehstromkreises unter verschiedenen Lastsituationen betrachtet werden. Hierfür wird die Eingangsspannung des Stromkreises U_{Anfang} als eine über die Laständerungen stabile, fest eingeprägte Spannung angenommen (Erzeugungsschwerpunkt). Die Spannung am Ende der Freileitung U_{Ende} wird als Funktion der dort abgenommenen Wirkleistung P_{Ende} aufgetragen. Wird der Wirkleistungsfluss über die Stabilitätsgrenze P_{krit} erhöht, stellt sich der oben beschriebene Spannungskollaps ein.

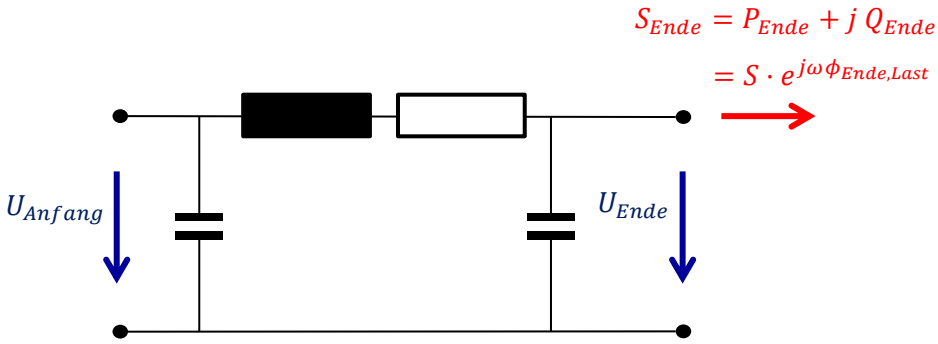


Abbildung 8: Ersatzschaltbild einer Drehstrom-Freileitung

4.2.3 Drehstromleitung bei variierendem Lastwinkel

Das Verhalten des Drehstromkreises bzgl. Spannungsstabilität hängt stark von der Blindleistungsabgabe des Stromkreises ab. Erfolgt bei festem P_{Ende} die zusätzliche Abgabe induktiver Blindleistung (Lastwinkel $\phi_{Ende,Last} > 0°$) so sinkt die Spannung am Ende der Leitung. Außerdem wird die Stabilitätsgrenze hin zu geringeren Wirkleistungen verschoben, d.h. ein Spannungskollaps stellt sich schon bei geringen Wirkleistungsflüssen ein. Ein negativer Lastwinkel ($\phi_{Ende,Last} < 0°$) mit spannungshebender Wirkung verschiebt die Stabilitätsgrenze hin zu größeren Wirkleistungsflüssen.

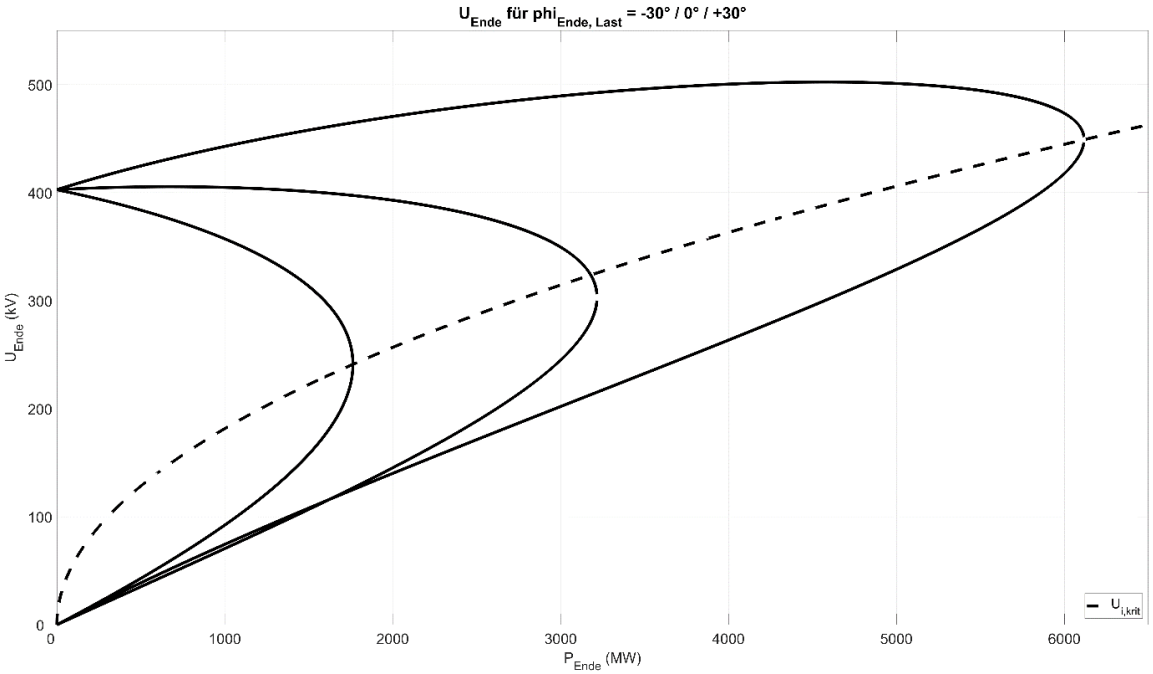


Abbildung 9: PU-Kurve bei Spannung am Anfang der Freileitung konstant und variierten Lastwinkel als Parameter am Beispiel eines Zweiknoten-Netzes; $U_{kritisch}=f(phi_{Ende,Last}=\pm30°)$ (gestrichelt dargestellt)

Die PU-Kurven in Abbildung 9 werden auch als „Nasenkurven“ bezeichnet. Die Aussagen in den nachfolgenden Abschnitten 4.2.4 bis 4.2.7 basieren auf dieser Grundlage.

4.2.4 Drehstromleitung bei variierender Blindleistungsabgabe

Bei festem Lastwinkel ändert sich die Blindleistungsabgabe proportional zur Wirkleistung. In Abbildung 11 ist das Verhalten des Stromkreises bei fester Blindleistungsabgabe, wie es bspw. bei statischen Kompensationsanlagen der Fall ist, dargestellt.

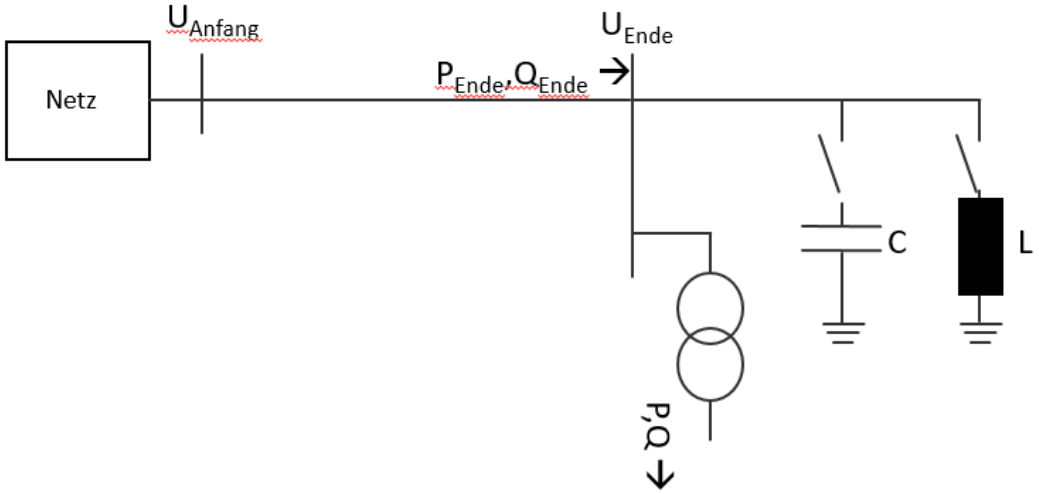


Abbildung 10: Übersichtsbild für die Leistungsübertragung z.B. einer Freileitung mit schaltbaren Blindleistungselementen (Spannung U_{Anfang} konstant)

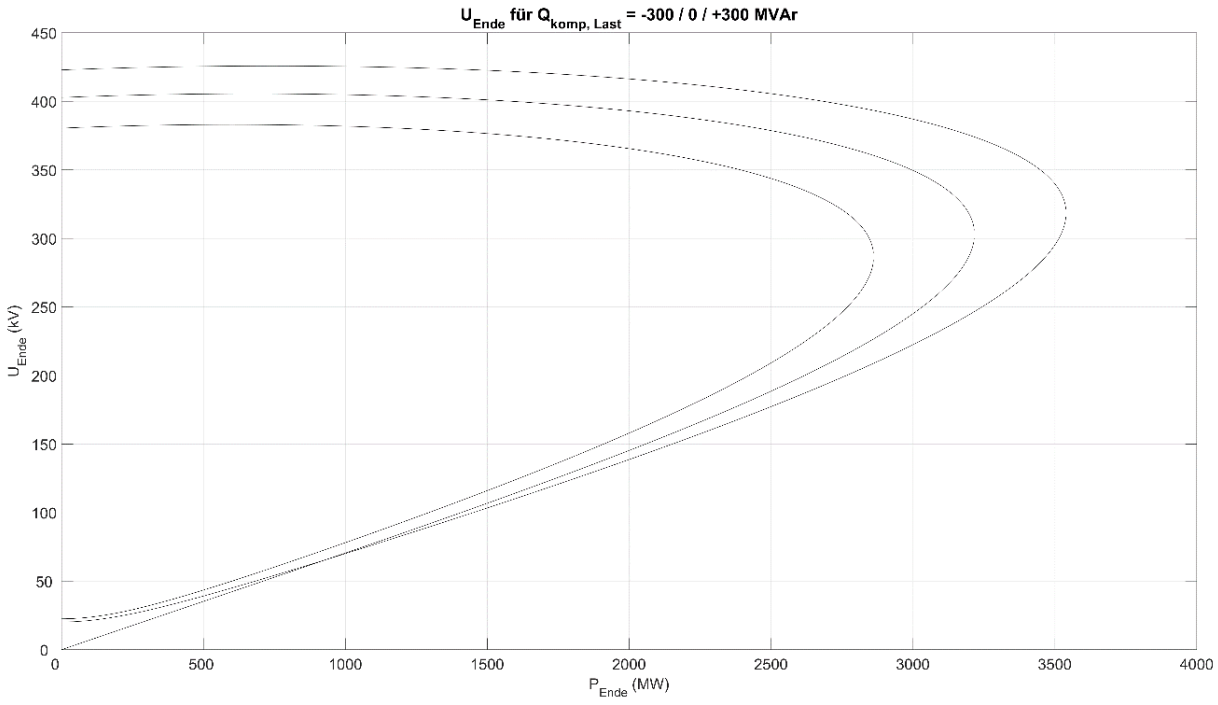


Abbildung 11: PU-Kurve bei Spannung am Anfang der Freileitung konstant und Schalten von Kompensationsanlagen als Parameter am Beispiel eines Zweipunkte-Netzes

4.2.5 Drehstromleitung bei variierender Eingangsspannung

Ist der Stromkreis von Erzeugungsschwerpunkten entfernt, so kann die Spannung am Anfang der Leitung nicht mehr als konstant angenommen werden. In der folgenden Abbildung wird deshalb das Verhalten der

Spannung am Ende der Leitung bei variierenden Eingangsspannungen betrachtet. Die Blindleistungsabgabe am Ende Q_{Ende} wird hierfür zu Null angenommen. Es ist zu erkennen, dass bei sinkender Eingangsspannung auch die Ausgangsspannung absinkt. Ferner nimmt die Stabilitätsgrenze bei geringeren Eingangsspannungen deutlich ab.

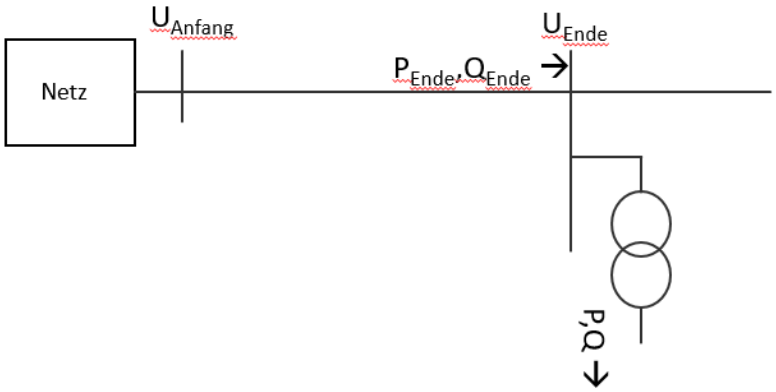


Abbildung 12: Übersichtsbild für die Leistungsübertragung z.B. einer Freileitung (Spannung am UW A variiert)

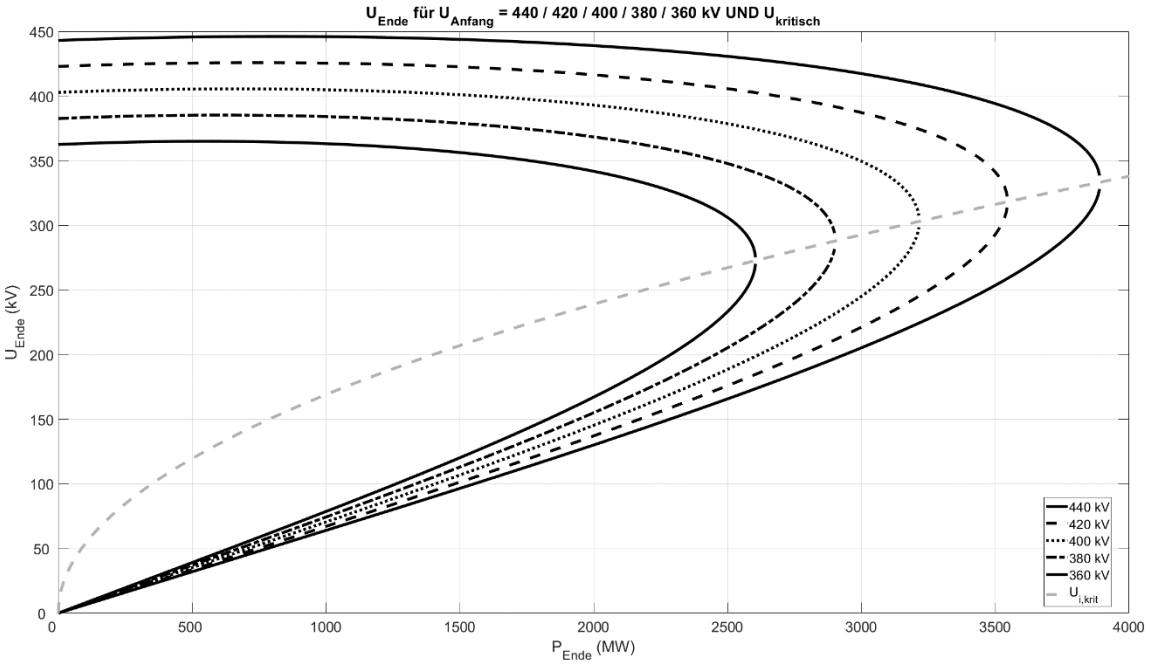


Abbildung 13: PU-Kurve bei Leistungsflüssen mit $Q_{Ende} = 0$ und Spannung am Anfang der Freileitung als Parameter am Beispiel eines Zweipunkte-Netzes

4.2.6 Erkenntnisse aus den betrachteten Varianten

Sowohl das Absenken der Eingangsspannung als auch der Wegfall induktiver Blindleistungsaufnahme (Abgabe kap. Blindleistung) am Leitungsende senken die Stabilitätsgrenze. Bei unverändertem Wirkleistungsfluss kann sich so ein Spannungskollaps des Stromkreises ergeben.

Hinweis: In der Realität stellt sich in vermaschten Netzen eine Wechselwirkung verschiedener Effekte ein, weswegen es eine Vielzahl an Maßnahmen zur Vermeidung eines Spannungskollapses bedarf.

4.2.7 Verlust der Spannungsstabilität durch automatische Stufung der Spannungsregler

Netzstörungen und die daraus resultierenden Spannungsabsenkungen können zu Trafostufungen führen.

Zum Betrieb unterschiedlicher Spannungsebenen werden Transformatoren mit Stufenschaltern eingesetzt, die - in den Grenzen der Windungsabgriffe der Stufenschalter - variable Übersetzungsverhältnisse ermöglichen. Die Stufung der HS/MS-Transformatoren geschieht dabei automatisch über einen aktiven dezentralen Spannungsregler oder durch Stufungsbefehle aus dem Leitsystem des zuständigen Netzbetreibers.

Im Netzbetrieb werden die Spannungsstufensteller der HöS/HS und HS/MS regelmäßig gestuft, um die Spannung in den Verteilnetzen bei sich ändernden Netzsituationen im Betriebsspannungsband zu halten. Die Unter-/Überschreitungen eines definierten Spannungstoleranzbandes führt zu Stufungen des lokalen Spannungsreglers oder Stufungsbefehlen der Netzführungen.

Sinkt im Transportnetz die Spannung stark ein, erfolgt das Nachregeln der Spannung im Verteilnetz bis hin zur Schnellstufung (Funktion des Transformatorspannungsreglers).

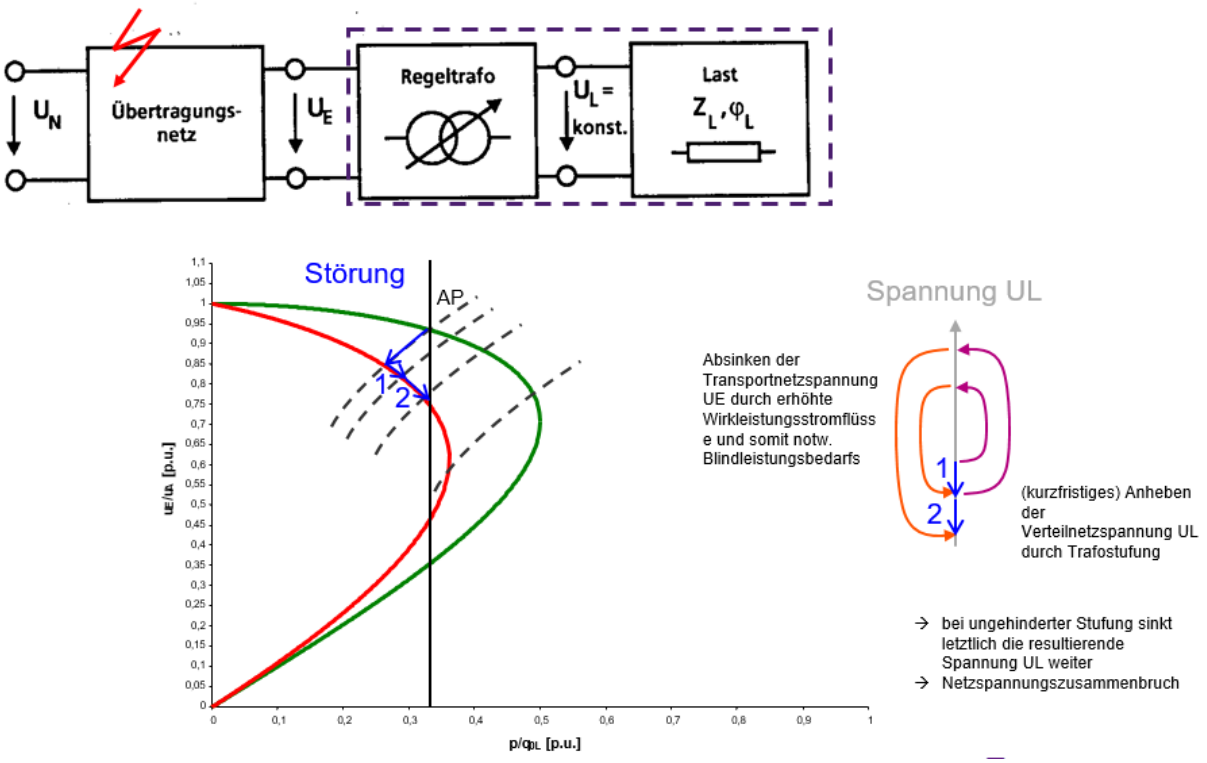


Abbildung 14: Auswirkungen der Trafostufung während eines Spannungseinbruches

Nach erfolgter Stufung ist die geringe Spannung im Verteilnetz also nicht mehr erkennbar, im Transportnetz allerdings noch vorhanden. Die HöS/HS-Transformatoren werden normalerweise händisch entweder vom VNB oder dem ÜNB verstuft. Befinden sich die Spannungen in den unterschiedlichen Spannungsebenen im Sollspannungsband, ist genügend Reserve und Stabilität vorhanden, so dass die vorgenannten Maßnahmen sicher funktionieren. Eine Stufung zur Anhebung der Spannung im Verteilnetz führt also zu der erwünschten Spannungserhöhung im Verteilnetz und zu einer vernachlässigbaren Beeinflussung der Transportnetzspannung.

Im gestörten Betrieb mit geringer Spannungsstabilitätsreserve (i.d.R. HöS < 380 kV; dies ist aber stark von der jeweiligen Netzsituation abhängig, bspw. wieviel Blindleistungsunterstützung im Netz bereit steht, etc.) kann es passieren, dass ein Trafo zum Verteilnetz eine Stufung durchführt, die zunächst zu einer Erhöhung der Verteilnetzspannung führt, aber am Ende kontraproduktiv ist.

Das kommt daher, dass mit der erhöhten Verteilnetzspannung auch die Wirkleistungsaufnahme der versorgten Endverbraucherlasten auf Ausgangsniveau (wieder) ansteigt. Dieser Wirkleistungstransport

führt an bereits stark übernatürlich ausgelasteten Freileitungen zu einem überproportionalen Anstieg des Blindleistungsbedarfs mit folgendem Spannungseinbruch auf der Höchstspannungsseite. Wenn dieser Spannungseinbruch größer ist als die Spannungsänderung des durch die zuvor durchgeführte Trafostufung, hat sich die Wirkung der Transformatorstufung konterkariert. Mit anderen Worten führt in einer solchen Spannungsinstabilität die automatische Stufenstellerregelung zu einer sich selbst verschlechternden Situation bis hin zum Spannungskollaps. Dies ist durch die resultierenden (pink bzw. orange) Spannungszeigeränderungen in Abbildung 14 dargestellt.

4.2.8 Q(U)-Regelung und statische Kompensationsanlagen

Häufig werden zur Bereitstellung von Blindleistung im Übertragungsnetz statische Querkompensationsanlagen (Kondensatorbänke) eingesetzt oder es sind Erzeugungsanlagen angeschlossen, die nach einer Q(U)-Reglung an der Spannungsregelung teilnehmen.

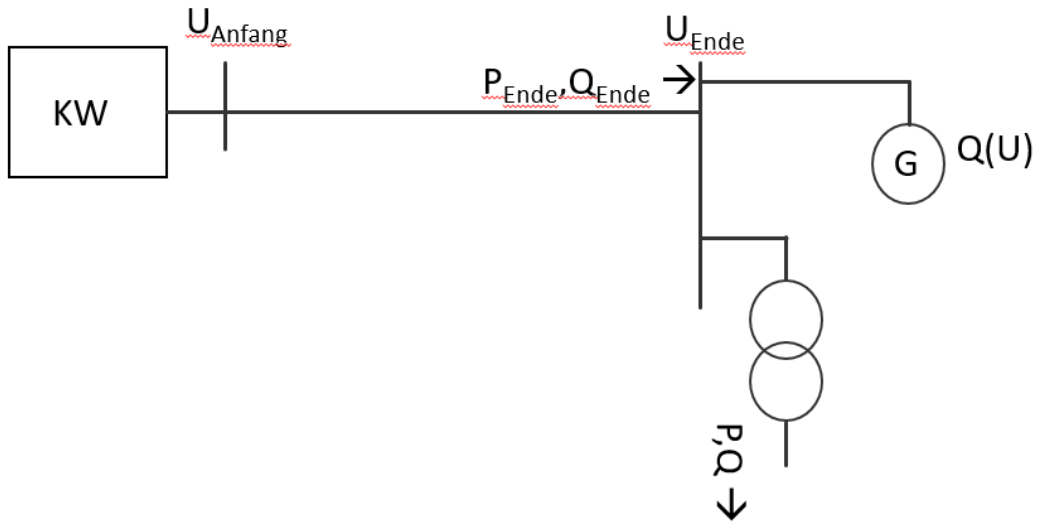
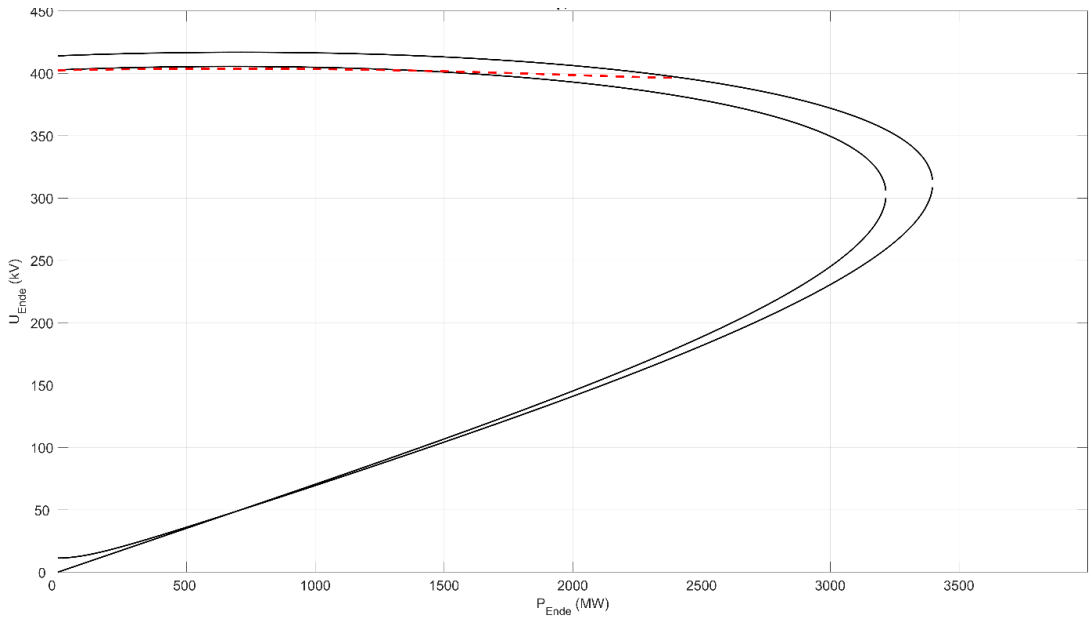


Abbildung 15: Übersichtsbild für die Leistungsübertragung z.B. einer Freileitung (Regelung an einer Erzeugungsanlage aktiv)



untere schwarze Nasenkurve Q=0MVar, obere schwarze Nasenkurve Q=-205MVar (kapazitiv) – rot gestrichelt: Übergang durch Reglerverhalten

Abbildung 16: schematische Skizze für Regelverhalten bei ausreichendem Blindleistungsregelvermögen von EZA

Bezüglich Spannungsstabilität ist zu beachten, dass hierdurch:

- der Abstand der kritischen Spannung (Knickpunkt der Nasenkurve) zu den betriebsüblichen Spannungen vermindert wird. Durch die Anhebung der Nasenkurve wird die Erkennung spannungskritischer Zustände erschwert.

- die Sensitivität der Spannung auf Wirkleistungsänderungen nimmt zu, d. h. der mögliche Betriebsbereich wird unter Berücksichtigung des einzuhaltenden Spannungsbandes eingeschränkt

Diese Zusammenhänge sind im Rahmen der Netzplanung zu berücksichtigen.

4.2.9 Störungsursachen - Szenarien

Szenario 1 – Ausfall von großen Erzeugungsleistungen

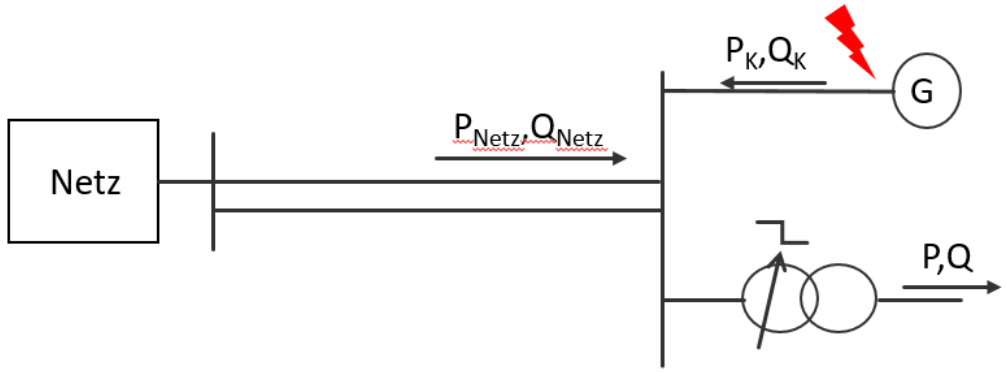


Abbildung 17: Entstehung eines Spannungskollaps - Szenario Ausfall von großen Erzeugungsleistungen

Der Ausfall großer Erzeugungsleistungen hat folgende Effekte:

- Die zu übertragende Wirkleistung über die Drehstromleitung steigt, da die Einspeisung nicht mehr zur Verfügung steht.

- Durch Ausfall der induktiven Blindleistungseinspeisung sinkt die Stabilitätsgrenze der Drehstromleitung hin zu geringeren Wirkleistungen – Siehe Nasenkurve in Kapitel 4.2.4

Dies kann wiederum zum Verlust der Spannungsstabilität des Stromkreises führen. Die Gefahr wird durch die automatische Transformatorstufung im Kapitel 4.2.7 verschärft.

Szenario 2 – Ausfall eines Stromkreises

Die spontane Auslösung eines Stromkreises aufgrund einer Netzstörung ändert die Lastflüsse auf den verbleibenden Stromkreisen. Es ergeben sich neue Arbeitspunkte der Stromkreise auf der PU-Kennlinie hin in Richtung kritischer Punkte.

Auch wenn die Erhöhung des Leistungsflusses auf der verbleibenden Leitung in einer n-1-Betrachtung berücksichtigt wurden, müssen die Effekte auf die Spannungsstabilität berücksichtigt werden.

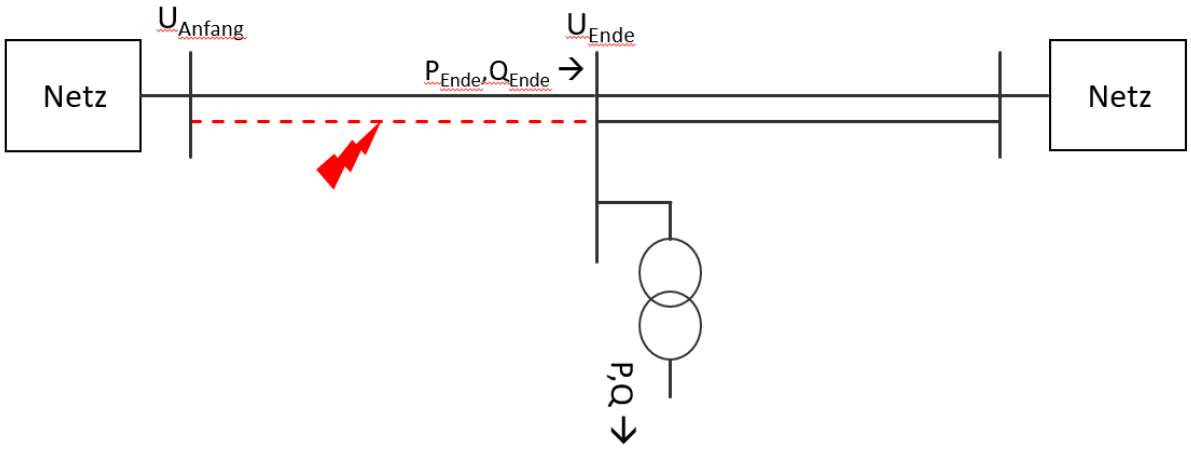


Abbildung 18:Entstehung eines Spannungskollaps - Szenario Ausfall einer Freileitung

Szenario 3 – Wirkleistungssprung auf Transitleitungen (Fahrplanwechsel, Zuschaltung nach lärmbedingter Nachtabschaltung WKA, Selbstabschaltung bei Starkwind)

Ein starker und sprungartiger Anstieg des Wirkleistungsflusses bzw. durch Zuschaltung eines großen Windparks ändert den Blindleistungsbedarf des Leitungssystems.

So kann es bspw. bei in Mitten von Transitleitungen zwischen zwei Netzsegmenten mit ausgewogenen Blindleistungsbedarf zu einer Senke der Netzspannung kommen.

Abschalten von Verbraucher aufgrund des Spannungsrückgangs auf dieser Transitleitung kann den Wirkleistungsfluss noch erhöhen und so den Verlust an Spannungsstabilität weiter forcieren.

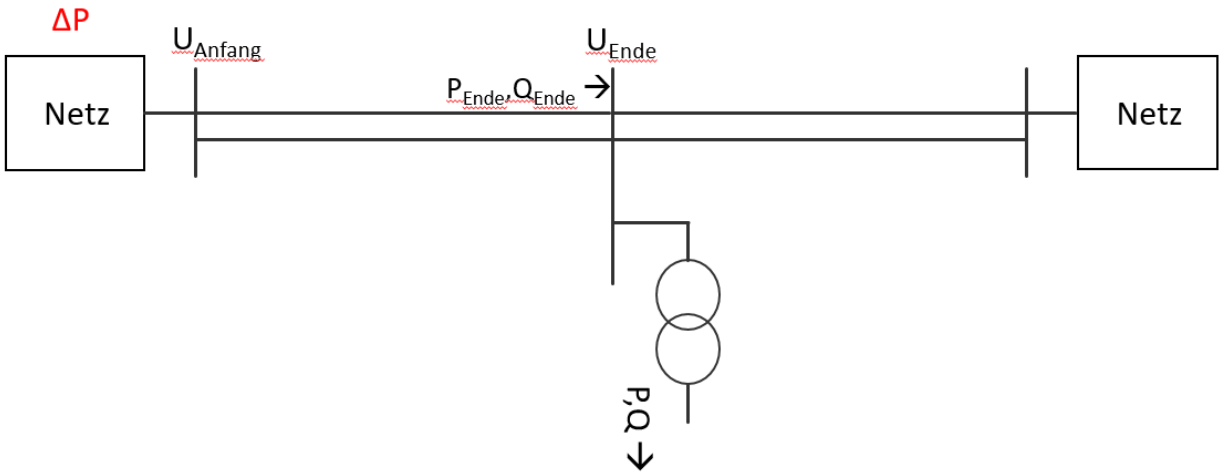


Abbildung 19: Entstehung eines Spannungskollaps - Szenario Wirkleistungssprung

Szenario 4 – Fehlverhalten Blindleistungsregler Erzeugungsanlage oder Ausfall eines Blindleistungskompensationselementes

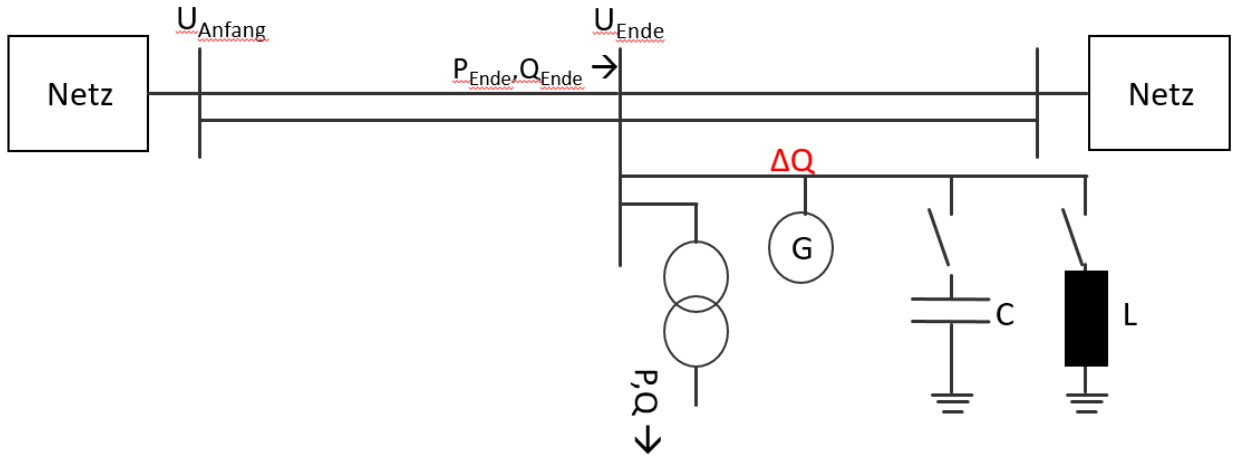


Abbildung 20: Entstehung Spannungskollaps - Szenario Blindleistungssprung

Ein Ausfall eines Blindleistungsreglers einer Erzeugungsanlage oder der Ausfall eines Blindleistungskompensationselementes hat erhebliche Auswirkungen auf die lokale Spannung.

Gerade bei hoch ausgelasteten Transitleitungen führt der Ausfall dieser Blindleistungseinspeisung nach Abschnitt 4.2.4 und 4.2.7 zu einer Spannungseinsenkung. Es erfolgt eine Verschiebung der Arbeitspunkte auf der Nasenkurve in Richtung kritischerer Zustände. Auch die geringere Eingangsspannung nach Abschnitt 4.2.5 für den folgenden Freileitungsabschnitt kann einen Spannungskollapses auslösen.

4.2.10 Spannungskollaps aufgrund von Netzstörungen

Der typische Verlauf eines Spannungskollapses ist nicht zwingend durch die Verschiebung des Arbeitspunktes entlang der Nasenkurve durch stetige Lasterhöhung gegeben, sondern kann verallgemeinert wie folgt beschrieben werden:

- Große Erzeugungsanlagen in der Nähe von Verbrauchszentren sind nicht in Betrieb und das Übertragungsnetz ist hoch ausgelastet.
- Der Ausfall eines hochbelasteten Stromkreises, der Ausfall einer Erzeugungsanlage bzw. der Eintritt eines unwahrscheinlichen Ereignisses erhöht signifikant den Blindleistungsbedarf des Netzes.
- Die Netzspannung bricht auf allen Spannungsebenen ein. Die Blindleistungsbereitstellung durch Kondensatoren sinkt quadratisch mit der Netzspannung. Automatische Spannungsregler verändern das Übersetzungsverhältnis von Transformatoren und versuchen dadurch die Spannungen in den unterlagerten Netzen wieder anzuheben.
- Im Übertragungsnetz steigt dadurch der Strom, und die Spannung nimmt dort noch weiter ab.
- Generatoren stützen die Spannung des Übertragungsnetzes durch automatische Spannungsregelung bis an ihre Betriebsgrenzen. In der Realität werden die vorgenannten netzbedingten Versorgungsausfälle aufgrund der automatischen Spannungsregelung von zusätzlichen erzeugungsbedingten Ausfällen begleitet. Letztgenannten erzeugungsbedingte Ausfälle werden durch zu hohe Ständer- oder Rotorströme hervorgerufen. In der Folge kommt es zu weiteren Generatorausfällen (Abbildung 21).

- Wird die Stabilitätsgrenze des Systems überschritten, kollabiert es.

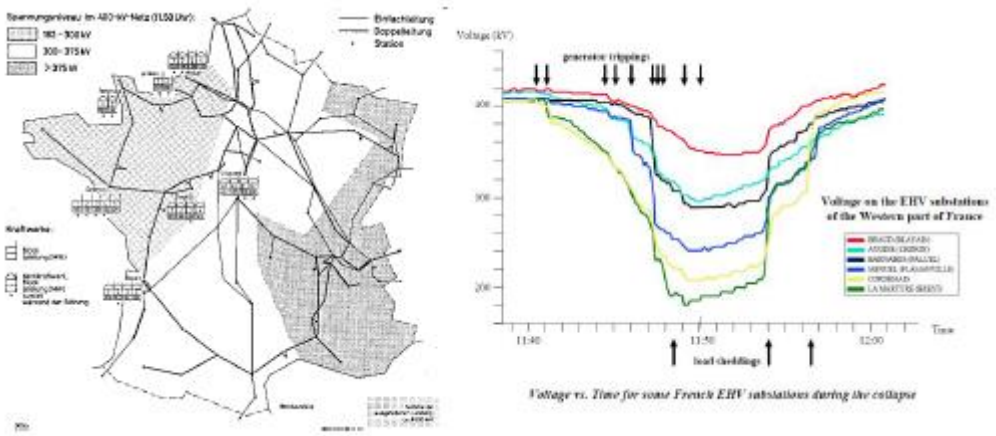


Abbildung 21: Beispiel Spannungskollaps Frankreich 1987

4.2.11 Kraftwerksbedingter Spannungskollaps durch Ausfall von Synchrongenearatoren

Entsprechend den Anwendungsregeln für Erzeugungsanlagen (VDE-AR-N 4105, 4110, 4120, 4130) müssen Erzeugungsanlagen in der Lage sein, den Netzparallelbetrieb innerhalb definierter Spannungsbereiche über festgelegte Zeiträume aufrecht zu erhalten.

Tabelle 1 Mindestanforderungen entsprechend der Anwendungsregeln für Erzeugungsanlagen für den quasistationären Betrieb im Frequenzbereich zwischen 49,0 Hz – 51,0 Hz

NS-Netz	VDE-AR-N 4105	> 90 % U/U_n	< 110 % U/Un	dauernd
MS-Netz	VDE-AR-N 4110	> 85 % U_c	≤ 90 % U_c	60 s
		> 90 % U_c	≤ 110 % U_c	dauernd
		> 110 % U_c	≤ 115 % U_c	60 s
HS-Netz	VDE-AR-N 4120	> 85 % U_n (93,5 kV)	≤ 87,2 % U_n (96 kV)	60 min
		> 87,2 % U_n (96 kV)	≤ 112 % U_n (123 kV)	dauernd
		> 112 % U_n (123 kV)	≤ 115 % U_n (127 kV)	30 min
HöS-Netz 220 kV = 1 pu	VDE-AR-N 4130	> 0,85 pu (187 kV)	≤ 0,9 pu (198 kV)	60 min
		> 0,9 pu (198 kV)	≤ 1,118 pu (246 kV)	dauernd
		> 1,118 pu (246 kV)	≤ 1,15 pu (253 kV)	30 min
HöS-Netz 400 kV = 1 pu	VDE-AR-N 4130	> 0,85 pu (340 kV)	≤ 0,9 pu (360 kV)	60 min
		> 0,9 pu (360 kV)	≤ 1,05 pu (420 kV)	dauernd
		> 1,05 pu (420 kV)	≤ 1,1 pu (440 kV)	30 min

Tabelle 1 zeigt, dass Erzeugungsanlagen, die nach den aktuellen VDE-AR-N Anwendungsregeln für Erzeugungsanlagen errichtet und zertifiziert wurden, auch innerhalb sehr großer Netzspannungsbereiche am Netz bleiben müssen.

Innerhalb der Netzspannungsbereiche ist in den Anwendungsregeln auch die Anforderung an die Blindleistungsbereitstellung definiert. Nachfolgend ein Beispiel entsprechend VDE-AR-N 4120 für Erzeugungsanlagen mit Anschluss an das 110-kV-Netz.

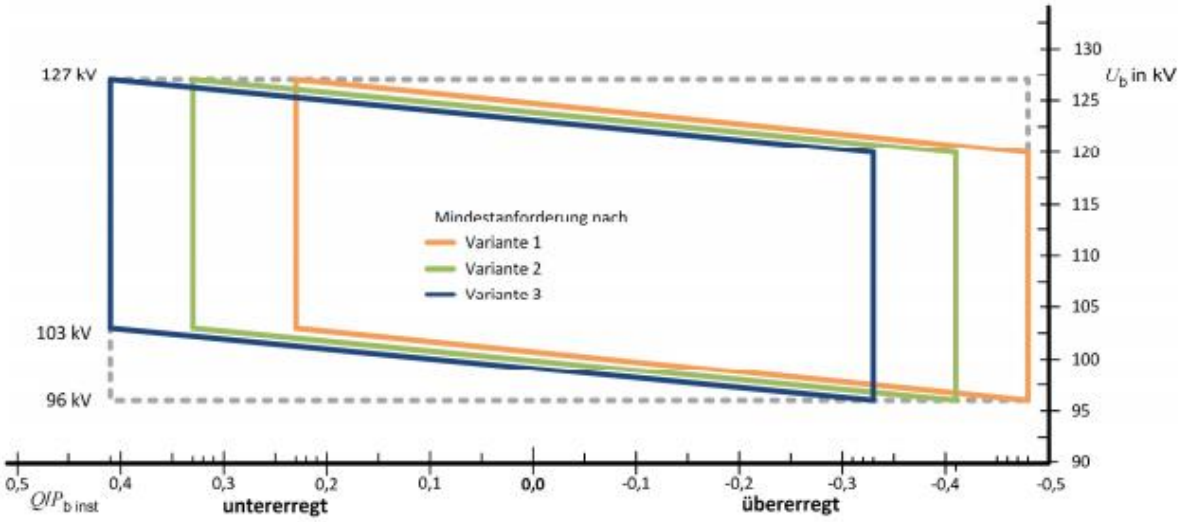


Abbildung 22: Beispiel Blindleistungsbereitstellung am Netzanschlusspunkt nach VDE-AR-N 4120

Damit Erzeugungsanlagen mit Synchrongeneratoren auch bei stark abweichenden Netzspannungen innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen betrieben werden können, stellen sich technische Herausforderungen und es müssen unter anderem folgende Punkte berücksichtigt werden:

- Maximal zulässiger Erregerstrom und Generatorstrom
- Maximal zulässige Untererregung (Polradwinkel)
- Zulässige Spannungsbereiche für den Generator
- Zulässige Spannungsbereiche für den Eigenbedarf

Das grundlegende Verhalten von Synchrongeneratoren ist in Anlage A beschrieben.

Niedrige Netzspannung

Bei niedriger Netzspannung ist die Blindleistung des Generators zu erhöhen. Dies geschieht über die automatische Spannungsregelung des Generators und i.d.R. zusätzlich über einen unter Last schaltbaren Transformatorstufensteller. Sowohl bei Stufung (auf ein höheres Übersetzungsverhältnis) als auch bei sinkender Netzspannung nimmt die Klemmenspannung des Synchrongenerators ab. Um diese konstant zu halten, erhöht der Spannungsregler den Erregerstrom. Damit nimmt die Blindleistungseinspeisung zu. Dies ist aber nur solange möglich, bis der maximal zulässigen Erregerstrom bzw. die Grenzen des Generatorbetriebsdiagramms erreicht werden.

Schon bevor der Generator seine maximale Blindleistung oder seinen maximalen Erregerstrom erreicht hat, sollte ein spannungsbedingter Redisptach durchgeführt werden. Dabei wird die Wirkleistung reduziert, um eine ausreichende Reserve für die Spannungsregelung bei betriebsüblichen Vorgängen zu gewährleisten und den sicheren Blockbetrieb nicht zu gefährden. Darüber hinaus kann die Wirkleistung noch weiter reduziert werden, um die Blindleistung zur Stützung der Netzspannung zu erhöhen.

Wird in einer kritischen Netzsituation der maximale Erregerstrom trotz dieser Gegenmaßnahmen überschritten, muss der Erregerstrombegrenzer eingreifen. Speziell wenn der Generator mit hoher Wirkleistung betrieben wird, wird diese Grenze sehr rasch erreicht. Wenn dann bei konstantem, maximalem

Erregerstrom die Netzspannung weiter absinkt, wird die Klemmenspannung des Generators ebenfalls weiter absinken. Es besteht die Gefahr, dass der zulässige Spannungsbereich des Generators oder des Eigenbedarfs unterschritten wird, oder durch die sinkende Klemmenspannung der Polradwinkel so weit ansteigt, dass die Stabilität des Synchrongenerators gefährdet wird. In Folge kann dies zu Auslösungen des Generator- oder Blockschutzes führen.

Wird der Generator mit hoher Wirkleistung betrieben, besteht bei sinkender Klemmenspannung auch die Gefahr, dass der Nennstrom des Generators überschritten wird. In Folge kann dies zu einer Überstrom- bzw. Überlastauslösung des Generatorschutzes führen.

Um dies zu vermeiden, muss die Erregereinrichtung mit der Funktion eines Generatorstrombegrenzers ausgerüstet sein. Der Generatorstrombegrenzer greift allerdings i.d.R. zunächst nur auf den Erregerstrom ein und reduziert damit den Blindstrom des Generators so weit, dass der Nennstrom des Generators nicht überschritten wird. Der Nachteil dabei ist, dass damit auch die spannungsstützende Wirkung reduziert wird. Wenn die Klemmenspannung so weit absinkt, dass trotz kompletter Reduktion des Blindstromes der Nennstrom des Generators immer noch überschritten ist, muss die Wirkleistung des Maschinensatzes reduziert werden.

Wenn der geforderte Netzspannungsbereich nicht durch konstruktive Auslegungsmaßnahmen des Maschinensatzes und ohne Eingreifen von Begrenzungsregelungen erreicht werden kann, muss der Blocktransformator mit einem Lastregelschalter ausgeführt werden. Damit wird erreicht, dass auch bei sinkender Netzspannung, durch automatische Stufenregelung des Blocktransformators, die Klemmenspannung des Generators innerhalb des Auslegungsbereiches gehalten wird.

Hohe Netzspannung

Wenn bei hoher Netzspannung auch die Klemmenspannung des Generators steigt, versucht der Spannungsregler dies auszugleichen und reduziert den Erregerstrom (untererregter Betrieb). Bei gleichbleibender Wirkleistung steigt damit aber der Polradwinkel. Ein Betrieb eines Synchrongenerators ist aber aus Gründen der statischen Stabilität nur bis zu einem bestimmten Polradwinkel zulässig (<70 – 75 Grad abhängig vom Leistungsdiagramm des Generators) zulässig. Die Erregereinrichtung muss daher mit einem Polradwinkelbegrenzer (Untererregungsbegrenzer) ausgestattet sein, der die Reduktion des Erregerstromes verhindert, wenn der zulässige Polradwinkel erreicht wird. Wenn die Netzspannung dann noch weiter ansteigt, kann der zulässige Spannungsbereich des Generators überschritten werden und es besteht die Gefahr, dass der Maschinensatz durch den Überspannungs- oder Übererregungsschutz vom Netz genommen werden.

Um dieses Problem zu beherrschen, kann auch hier der Einsatz eines Lastregelschalters beim Blocktransformator erforderlich sein.

Zulässige Spannungsbereiche für den Eigenbedarf

Ein wichtiger Punkt für die Auslegung von Erzeugungsanlagen an die geforderten Netzspannungs- und Blindleistungsbereiche ist auch, dass der Spannungsbereich der Eigenbedarfsversorgung im zulässigen Bereich bleibt. Ist dies nicht der Fall, kann es durch Ausfall wichtiger Eigenbedarfsverbraucher zum Auslösen des Maschinensatzes kommen. Ggf. ist für den Eigenbedarfstransformator ein Stufenschalter zur Anpassung der Eigenbedarfsspannung vorzusehen.

Zusammenfassung

Grundsätzlich darf es bei neuen Erzeugungsanlagen, die nach den aktuellen Anwendungsregeln errichtet und zertifiziert wurden, zu keinem Ausfall kommen, wenn die Netzspannung innerhalb der in der Tabelle 1 angeführten Netzspannungsbereiche bleibt. Bei Bestandsanlagen, die vor Gültigkeit der aktuellen Anwendungsregeln errichtet wurden, ist zu prüfen, in wie weit es durch die beschriebenen Phänomene zu einem Ausfall des Maschinensatzes kommen kann.

Durch einen spannungsbedingten Redispatch kann der Betriebspunkt des Generators zu Gunsten einer höheren Blindleistungseinspeisung verändert werden. Dieser ist vor allem bei Bestandsanlagen rechtzeitig durchzuführen, um deren sicheren Verbleib am Netz in kritischen Netzsituationen nicht zu gefährden.

4.3 Spannungsüberhöhungen

Neben niedrigen Netzspannungen werden zunehmend auch hohe Netzspannungen beobachtet. Zu hohe Spannungen durch einen Blindleistungsüberschuss werden als Spannungsüberhöhung bezeichnet. Spannungsüberhöhungen, die die Isolationsgrenzen der Betriebsmittel übersteigen, können zu Störungen in Folge von Betriebsmittelschäden bzw. zur Abschaltung von Erzeugungsanlagen führen.

In Schwachlastzeiten und bei gleichzeitig stark regenerativer Einspeisung speisen mitunter nur wenige konventionelle Kraftwerke in das Netz ein. In diesem Fall ist die Möglichkeit, einem Blindleistungsüberschuss durch den untererregten Betrieb der Kraftwerksblöcke entgegen zu wirken, nur eingeschränkt vorhanden. Dadurch kann es regional zu deutlichen Spannungserhöhungen kommen. Durch die Anforderung von Blindleistung aus den unterlagerten Netzebenen kann dies zumindest teilweise ausgeglichen werden.

Beispielsweise kam es aufgrund von Fahrplanwechsel an einem Sonntag um 06:00 Uhr plötzlich zur Entlastung von Leitungen und somit zu einem Spannungsanstieg im 400-kV-Netz und im 110-kV-Netz (Abbildung 23). In dieser Situation würde ein Nachstufen der HöS-/HS-Transformatoren mit dem Ziel, die 110-kV-Spannung wieder in das Sollspannungsband zu bringen, den Spannungsanstieg im Übertragungsnetz verschärfen. Als Maßnahmen wurden daher zusätzliche Blindleistungsreserven von Netzanschlusskunden am 110-kV-Netz abgerufen und 400-kV-Leitungen ausgeschaltet.

Aufgrund der genannten Entwicklungen steigt tendenziell die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten spannungskritischer Zustände. In Schwachlastszenarien mit hohen Spannungen können Auslösungen von spannungssenkenden Betriebsmitteln wie Drosseln, Statcoms und Kraftwerksblöcke im untererregten Betrieb kritisch werden. In besonders kritischen Netzsituation mit hohen Spannungen, werden auch topologische Maßnahmen wie das Ausschalten schwach belasteter (unternatürlich betriebener) Stromkreise genutzt. Hierbei wurden in der Vergangenheit beispielsweise bis zu 10% der gesamten Stromkreislänge unter Beachtung der (n-1)-Sicherheit ausgeschaltet. Die Menge der abschaltbaren Leitungen ist stark begrenzt, da dies zu einer Netzschwächung führt.

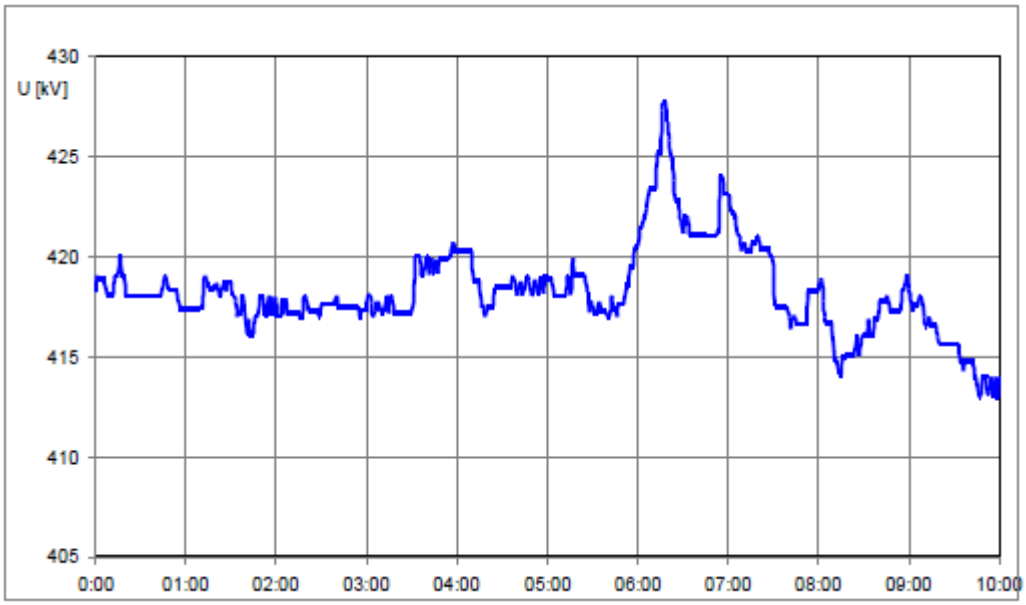


Abbildung 23: Verlauf der Netzspannungen an einem Netzknoten von 50Hertz am 22.04.2012

4.4 Konsequenzen der Höherauslastung von Netzen und Ausfälle von hochbelasteten Netzelementen

Aufgrund der Höherauslastung der Höchst- und Hochspannungsnetze kommt es zu steigenden Wirkleistungstransporten und einem damit einhergehenden erhöhten Blindleistungsbedarf. Dieser Blindleistungsbedarf kann durch Blindleistungskompensationsanlagen sowie zukünftig auch durch neue Betriebsmittel wie z.B. STATCOMs, Netzbooster, HVDC zur Verfügung gestellt werden.

Bei hoch ausgelasteten Netzen können stark volatile Lastflüsse auch signifikanten Einfluss auf die Spannung im Netz haben (siehe auch Abschnitt 6.2.2.3).

4.4.1 Physikalische Grenzen des Blindleistungsflusses aufgrund des Netzschutzes

Besonders an leistungsstarken Netzknoten stellt die klassische Überstromanregung des Distanzschutzes eine harte Begrenzung für maximale Betriebsströme und damit verbunden Leistungsflüsse dar. Komplexe Anregeverfahren wie bspw. die Impedanzanregung können zwischen einem stark resistiven Betriebsstrom und einem induktiven Fehlerstrom unterscheiden, um im Fehlerfall eine höhere Empfindlichkeit aufzuweisen. Diesem Zugewinn an Empfindlichkeit für induktive Fehlerströme steht jedoch die Begrenzung induktiver Blindleistungsflüsse entgegen, da diese von Netzfehlerzuständen nur bedingt zu unterscheiden sind.

Es ist also geboten den maximalen Blindleistungsfluss eines Stromkreises oder Transformators mit den individuellen Einstellungen des Netzschutzes zu koordinieren.

Bspw. lassen sich Grenzen für Blindleistungsflüsse durch Überführen der Anregebedingungen in die komplexe Leistungsebene direkt ablesen:

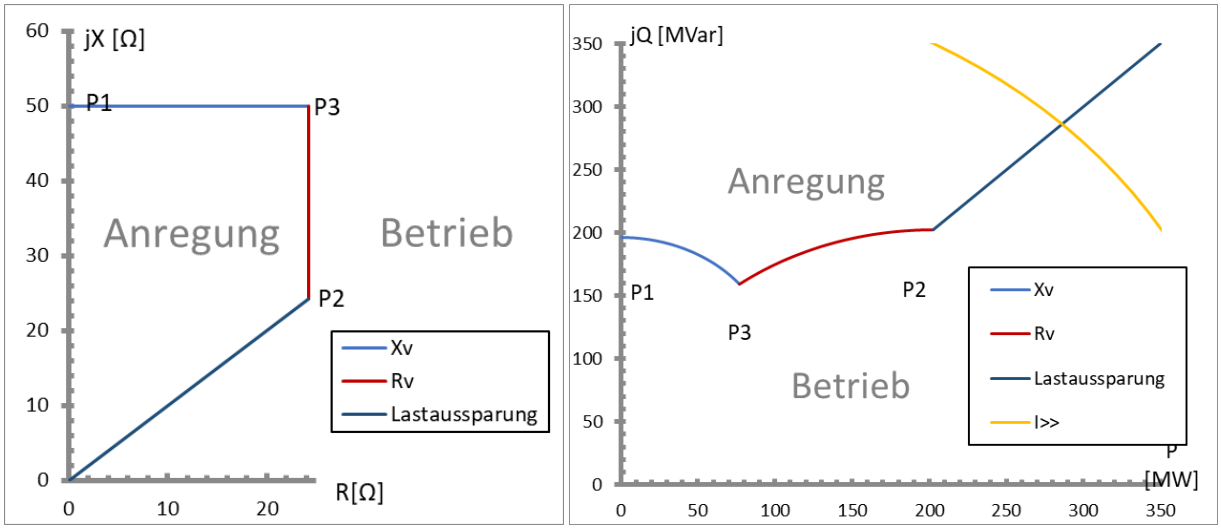


Abbildung 24: Beispiel 300 MVA Trafoeinspeisung - Impedanz- und Überstromanregung in Impedanz- und Leistungsebene (X_v=50 Ω R_v=24 Ω beta=50° I>>=2360 A U_{min}=99 kV)

Für eine detailliertere Beschreibung der Problemstellung und möglichen Lösungsansätzen wird auf den **FNN-TH Netzschutzkonzepte für zukünftige Netze** verwiesen.

5 Gesamtkonzept zur Vermeidung spannungskritischer Netzzustände

5.1 Maßnahmen in Netzplanung

Die Verantwortung, ausreichende Einrichtungen zur Spannungshaltung für den Netzbetrieb zur Verfügung zu stellen, liegt bei der Netzplanung. Dabei ist auch eine übergreifende netzplanerische Koordination zwischen ÜNB-ÜNB, ÜNB-VNB und VNB – VNB erforderlich, siehe auch VDE-AR-N 4141-1 und VDE-AR-N 4141-2 (in Vorbereitung). Abhängig von Erzeugungsszenarien Starkwind/Schwachwind/Starklast/ Schwachlast können auch Erzeugungsanlagen wesentlich zur Spannungshaltung beitragen.

Hinsichtlich der Deckung der Q-Bedarfes durch Kompensationseinrichtungen für Drosseln die maximale Betriebsspannung und für Kondensatoren muss die minimale Betriebsspannung zu Grunde gelegt werden. Die Deckung des Blindleistungsbedarfes ist dabei regional notwendig und erfolgt meist bezogen auf Netzgruppen oder „Blindleistungscluster“).

Ziel ist eine Auskompensation des Netzes bei statischer Betrachtung. Die ÜNB stehen zunehmend vor der Herausforderung, auch dynamisch die notwendige Blindleistung bereitzustellen, um z.B. Transitwechsel, veränderte Lastflüsse in Bezug auf die Spannung beherrschen zu können.

Im Rahmen der Netzplanung sind dabei Rückmeldungen aus der Netzführung zu berücksichtigen, wo Weiterentwicklungsbedarfe des Netzes aus Netzführungssicht erkannt wurden.

Ein jährlicher Abgleich der Maßnahmen zur Einhaltung der Spannungsbänder zwischen benachbarten ÜNB und ÜNB und VNB ist sinnvoll.

5.2 Maßnahmen Betriebsplanung

Im Rahmen der Betriebsplanung neben anderen Aufgaben der statische Blindleistungsbedarf zu ermitteln und Maßnahmen vorzubereiten, damit der statische Blindleistungsbedarf zeitgerecht bereitgestellt werden kann. Für Übertragungsnetze und große Verteilungsnetze ist ggf. eine geclusterte Q-Bilanzierung sinnvoll. Im Rahmen der Betriebsplanung ist der Einsatz von Kompensationseinrichtungen (Abschaltung von Betriebsmitteln/Leitungen) und der Einsatz von Erzeugungsanlagen (Phasenschieberbetrieb, Spannungsredispatch) durchzuführen. Für Q-Bestimmung im DACF werden detaillierte (neue) Netzmodelle benötigt.

Durch die Betriebsplanung ist in zunehmendem Maß auch der dynamischer Q-Bedarf zu betrachten. Der dynamische Blindleistungseinsatz zielt auf die Vermeidung von Spannungssprüngen (z.B. Einsatz von Berechnungstools, z.B. uDrop) und zukünftig Kompensation durch Statcoms. Übergangsweise ist ein Abfangen von Blindleistungssprüngen durch die gezielte Vorbereitung auf bestimmtes Spannungslevel hilfreich.

Der Betriebsplanungsprozess im Übertragungsnetz sind in zunehmendem Umfang Betriebsplanungsdaten aus den Verteilnetzen relevant, dies gilt auch umgekehrt. Zukünftig werden auch die Q-Potenziale des Verteilnetzes in die neuen Redispatchprozesse (Redispatch 2.0) eingebunden. Die Q-Prämissen der benachbarten Randnetze sind zukünftig ebenfalls stärker zu beachten.

5.3 Maßnahmen Netzführung (Echtzeitbetrieb)

5.3.1 Spannungsbereiche

In Abbildung 25 sind die Spannungsbereiche im Höchst- und Hochspannungsnetz dargestellt. Diese unterteilen sich in

- Vorzugsspannungsband
- Betriebsspannungsband,
- gefährdeter Bereich

- kritischer Bereich.

Diese Spannungsbereiche gelten für den Grundfall.

Vorzugspannungsband: Bereich der Spannung, der betrieblich angestrebt wird

Jeder NB definiert für jeden Übergabepunkt zwischen den Netzpartnern ein Vorzugspannungsband, in welchem die Einhaltung der Betriebsspannungsgrenzen auch unter Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit gewährleistet wird. Dabei ist der zeitliche Aspekt hinsichtlich Veränderungen in Schwachlast- und Starklastsituationen sowie der örtliche Aspekt hinsichtlich Verteilung der Spannung über alle Knoten im Netz zu berücksichtigen. Die Einhaltung des Vorzugsspannungsbandes im Grundfall soll dafür sorgen, dass auch im (n-1)-Fall unzulässige Spannungen vermieden werden. Um möglichst hohe Leistungen im Höchstspannungsnetz übertragen zu können, wird in der Praxis die Spannung im oberen Bereich des Betriebsspannungsbandes gefahren.

Innerhalb des Vorzugsspannungsbandes können die Netzbetreiber nach eigenen betrieblichen Erfordernissen optimieren und beispielsweise die Stufung der Transformatoren ist uneingeschränkt nutzbar. Dabei wird trotzdem eine grundsätzliche Koordinierung der Netzbetreiber angestrebt. Bei Erreichen der Grenzen des Vorzugsspannungsbandes ist eine Abstimmung zwischen den Netzbetreibern zur Festlegung weiterer Maßnahmen erforderlich, wie z.B.

- Blindleistungsbereitstellung durch den jeweils andern Netzbetreiber
- Topologische Maßnahmen zur Unterstützung der Spannungshaltung
- Manuelles Stufungsverbot der Transformatoren in der betroffenen Region bzw. Netzgruppe

Eine detaillierte Beschreibung der Maßnahmen erfolgt im Abschnitt 6.3.

Betriebsspannungsband:

Das Betriebsspannungsband entspricht dem betrieblich zulässigen Bereich für Spannungen in der Grundfallbetrachtung im gesamten Netz, in dem das Netz stabil betrieben werden kann

Gefährdeter Spannungsbereich

Bereich der Spannung, der im Grundfall zu vermeiden ist. Bei Erreichen des gefährdeten Spannungsbereiches im (n-1)-Fall ist dafür Sorge zu tragen, dass das Betriebsspannungsband schnellstmöglich, aber maximal in 30 min, wieder erreicht wird.

Oberhalb des Betriebsspannungsbandes besteht das Risiko von Betriebsmittelschäden, da sich der Grenzwert an den maximal zulässigen Bemessungsspannungen U_m der Betriebsmittel ausrichtet.

Unterhalb des Betriebsspannungsbandes müssen rechtzeitig geeignete Maßnahmen ergriffen werden, um ein weiteres Absinken der Spannung zu vermeiden. Die Wirksamkeit statischer Kompensationseinrichtungen ist stark spannungsabhängig und sinkt mit abnehmender Spannung. Gegenmaßnahmen wie z.B. der Spannungsredispatch benötigt Vorlaufzeiten.

Kritischer Spannungsbereich

Bei weiter ansteigender Spannung besteht ein erhöhtes Risiko von Betriebsmittelschäden. Es kann zu Common-Mode-Fehlern, d.h. zum gleichzeitigen Ausfall von mehreren Netzelemente führen.

Bei noch weiter absinkender Spannung steigt die Gefahr von kaskadierenden Auslösungen an.

Der kritische Spannungsbereich ist sowohl im Grundfall, als auch im (n-1)-Fall zu vermeiden.

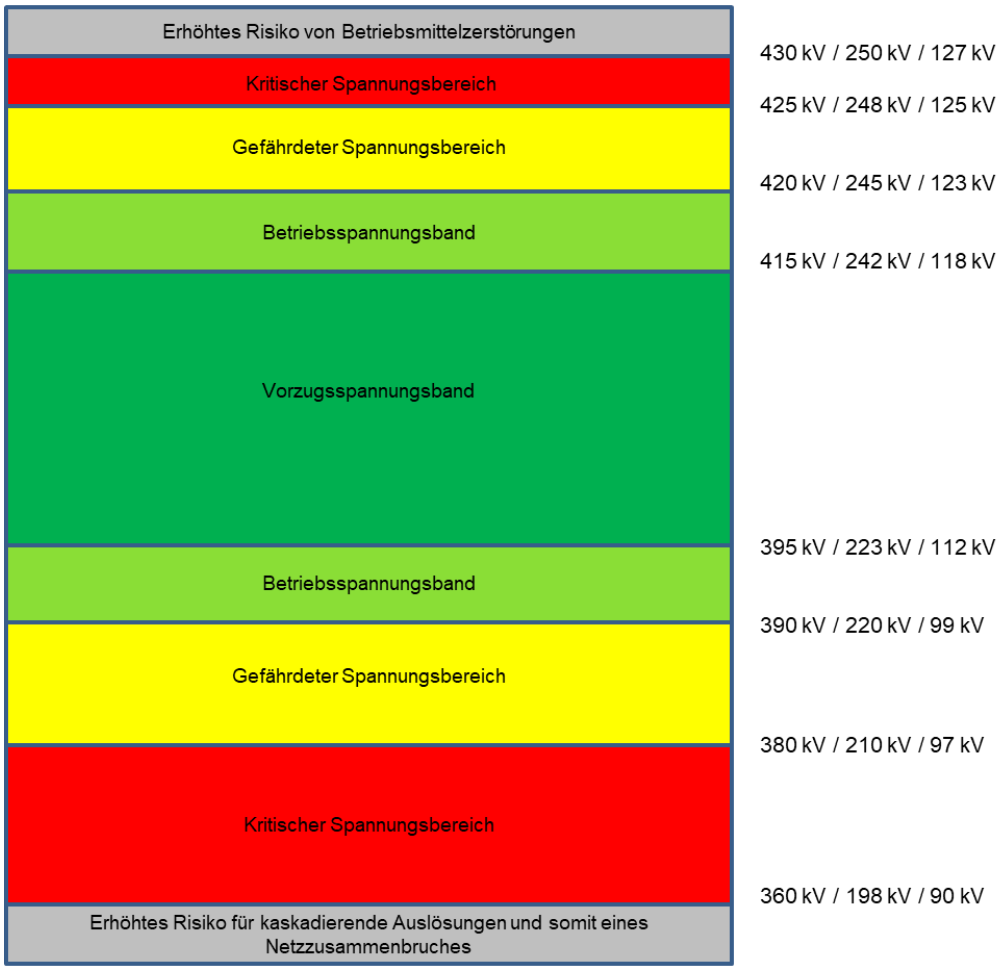


Abbildung 25: Spannungsbereiche im Grundfall

Die Spannungswerte in Abbildung 25 stellen eine Empfehlung dar. Jeder Netzbetreiber muss diese Spannungsbänder in seinem Verantwortungsbereich festlegen (z.B. abhängig von eingesetzten Betriebsmitteln oder regionalen Gegebenheiten).

5.3.2 Übersicht möglicher Maßnahmen im Netzbetrieb

Für einen optimalen und sicheren Netzbetrieb ist die Spannung im Netz so einzustellen, dass sie an allen Netzknoten innerhalb des Versorgungsspannungsbandes liegt.

Werden die unteren bzw. oberen Grenzbereiche des Versorgungsspannungsbandes erreicht bzw. in Richtung der angrenzenden Spannungsbänder verlassen, werden die Netzbetreiber verschiedenen Maßnahmen zur Spannungshaltung einsetzen. Nach EnWG § 13 (1) sind Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, *netzbezogene Maßnahmen*, *markbezogene Maßnahmen* als auch *Kapazitätsreserven* dafür zu nutzen. Diese Maßnahmen sind manuelle Maßnahmen.

Erreicht die Spannung die kritischen Spannungsbereiche so können manuelle oder automatische Maßnahmen nach EnWG § 13 (2) zur Anwendung kommen.

Abbildung 26 veranschaulicht, welche grundsätzlichen Maßnahmen den Netzbetreibern für die Netzführung zur Verfügung stehen.

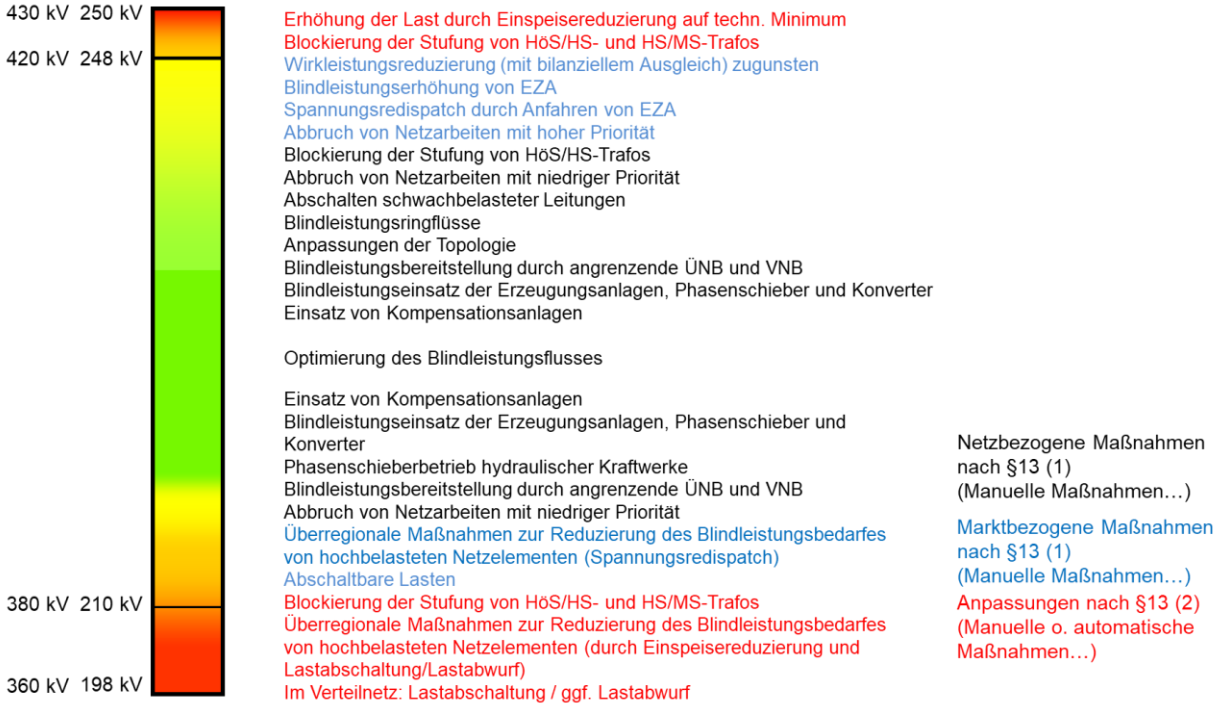


Abbildung 26: Maßnahmen in der Netzführung bei ÜNB und VNB

5.3.2.1 Manuelle netzbezogenen Maßnahmen nach ENWG §13 (1)

Im Versorgungsspannungsband und den Betriebsspannungsbändern stehen dem Netzbetreiber Kompensationsanlagen zur Verfügung, die spannungsstützend bzw. spannungssenkend wirken. Diese Kompensationsanlagen werden vorrangig für die Aufgaben der Spannungshaltung bei Starklast- bzw. Schwachlastbetrieb an verteilten Stellen im Netz vorgehalten. Beispiele für Kompensationsanlagen und deren Wirkung auf die Spannung sind:

- Kondensatoren - spannungsstützend
- Kompensationsspule - spannungssenkend
- FACTS - spannungsstützend / -senkend
- Rotierende Phasenschieber - spannungsstützend / -senkend

In Absprache mit den Betreibern von Erzeugungsanlagen werden abhängig von der Netzbetriebssituation, die Arbeitspunkte der Erzeugungsanlagen netzdienlich gewählt. Die Vorgaben für den Betrieb im über- bzw. untererregten Bereich können dabei mehrfach am Tag variieren. Zu den Erzeugungsanlagen gehören EEG-Erzeugungsanlagen, konventionelle Kraftwerke als auch hydraulische Kraftwerke.

Zwischen den Netzbetreibern, ÜNB/ÜNB bzw. ÜNB/VNB, kann ein variabler Blindleistungsaustausch an den Netzgrenzen vereinbart werden. Spannungsebenübergreifende Netzsicherheitsrechnungen für ein Spannungs-Blindleistungs-Management sollen dabei unterstützen.

Weitere denkbare Maßnahmen sind die Anpassung der Netztopologie, z.B. durch Ausschalten schwachbelasteter Leitungen, korrektives Schalten zur Lastflusssteuerung als auch der Abbruch von Wartungsarbeiten im Netz.

5.3.2.2 Manuelle marktbezogene Maßnahmen nach ENWG §13 (1)

Werden die Grenzen zum kritischen Spannungsbereich erreicht, können Maßnahmen angeordnet werden, die in die Wirkleistungsbilanz eingreifen. Damit sollen im Wesentlichen Lastflüsse im Netz beeinflusst werden. Solche Maßnahmen sind Redispatchmaßnahmen zur Anpassung der verteilten Energieerzeugung, Anpassung der Lastflüsse durch abschaltbare und zuschaltbare Lasten, als auch das Anfahren von Kraftwerken zum Spannungsredispatch.

5.3.2.3 Manuelle und automatische Maßnahmen nach ENWG §13 (2)

Erreicht die Spannung kritische Grenzen, die die Systemstabilität gefährdet, ist der Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen in seiner Regelzone den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs anzupassen. Dies hat überregional zu erfolgen, manuell in Zusammenarbeit mit anderen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern oder automatisch durch Systemautomatiken beim Erreichen definierter Spannungsgrenzwerte.

Zu diesen Maßnahmen zählen:

- Blockierung der Transformatorstufenstellungen von HöS/HS- und HS/MS-Transformatoren
- Überregionale Maßnahmen zur Lastanpassung durch zuschaltbare und abschaltbare Lasten
- Spannungsabhängiger Lastabwurf

6 Beschreibung der Einzelmaßnahmen

6.1 Maßnahmen in der Betriebsplanung

Im Vorfeld ist bereits durch die Netzplanung sicherzustellen, dass das Netz für die prognostizierten Anforderungen bedarfsgerecht mit den erforderlichen Freiheitsgraden für den Netzbetrieb dimensioniert wird. Eine ausgewogene Verteilung der Blindleistungseinspeisungen schafft die Voraussetzungen für einen stabilen Netzbetrieb. Für die Bereitstellung von Blindleistungsgrundlast eignen sich z. B. grundsätzlich mechanisch geschaltete Kondensatorbänke bzw. Drosselspulen. Für eine dynamische und schnelle Blindleistungsstützung nach Fehlerereignissen sind regelbare Blindleistungsquellen (z. B. FACTS) einzusetzen. Deshalb ist es in Zukunft erforderlich, wegfallende Generatorblindleistung aus konventionellen Kraftwerken nicht nur ausschließlich durch Kondensatorbänke bzw. Drosselspulen zu ersetzen. Des Weiteren sollten auch die Potentiale regenerativer Erzeugungsanlagen (z. B. Windkraftanlagen) zur Spannungs-Blindleistungsstützung optimal ausgenutzt werden.

6.1.1 Blindleistungseinsatz bei erwarteten Blindleistungsdefiziten

6.1.1.1 Prognose/Abschätzung des Blindleistungsbedarfs

In der Vergangenheit wurden in der Betriebsplanung nahezu ausschließlich die Wirkleistungsflüsse und damit die Strombelastungen der Netzelemente betrachtet. Die für die Übertragung von Wirkleistung benötigte Blindleistung spielet eine untergeordnete Rolle, da ausreichend konventionelle Kraftwerke am Netz waren, um die benötigte Blindleistung bereitzustellen bzw. auszuregeln. Mit zunehmender EE-Erzeugung verbunden mit einem weitreichenden Transport von Leistungserzeugung zum Verbrauch im europäischen Maßstab gewinnt die Bereitstellung von verteilter Blindleistung stark an Bedeutung. Die Schwankungen zwischen unternatürlichen und übernatürlichen Betrieb des Netzes bzw. von Netzgebieten nehmen aufgrund der volatilen Einspeisung von EE-Anlagen stark zu, was ein rechtzeitiges Handeln erforderlich macht. Zu tiefe bzw. zu hohe Spannungen im Nachhinein zu korrigieren ist schwierig, da die Blindleistungsbilanz quadratisch von der Spannung abhängt. In einer angespannten Situation kommt hinzu,

dass bei dem Versuch die Spannung im Übertragungsnetz anzuheben, auch die Spannung im unterlagerten Netz geringfügig angehoben wird und die Verbraucherlast zunimmt. Bei begrenzten Blindleistungserven kann die Spannung dadurch nicht mehr weiter angehoben werden, um die Schwelle für die Reaktion der unterlagerten Regelung zu erreichen, so dass dort die Spannung auf dem geringfügig höheren Wert verbleibt. Dann „hängt“ die Spannung im Übertragungsnetz auf niedrigem Niveau fest. Aus diesem Grund kommt der Betriebsplanung sowohl heute, als auch in der Zukunft eine wichtige Rolle hinsichtlich Prognosen des stündlichen Blindleistungsbedarfes des Netzes zu.

Als zentrale Fragestellung ist zu klären, ob für den nächsten Tag ausreichend Blindleistungskompensation in Abhängigkeit des zu erwartenden Lastflusses zur Verfügung steht und in welchen Stunden treten hohe Gradienten auf (Fahrplanänderungen zum Stundenwechsel). Im Rahmen des „Day Ahead Congestion Forecast“-Prozess (DACF) werden die zu erwartenden Lastflüsse stundenscharf für den nächsten Tag unter Berücksichtigung von Kraftwerksfahrplänen, Wind- und Solarprognosen ermittelt. Auf Basis dieser Lastflüsse kann eine regionale Bilanzierung von Blindleistungsbedarf und –potential erfolgen. Hierzu wird das Netz in Blindleistungsregionen eingeteilt und die für die Blindleistungsbestimmung erforderlichen Netzelemente und Anlagen vollständig abgebildet:

- alle Leitungen
- statische Kompensationseinrichtungen wie Kondensatorbänke und Drosselspulen
- dynamische Kompensationseinrichtungen wie Statcoms und rotierende Phasenschieber
- Erzeugungsanlagen (Kraftwerke, EE-Anlagen, PSW) entspr. KWEP-Verfügbarkeit

Unterlagerte und benachbarte Netze werden aufgrund der heute noch nicht vorhandenen Daten und der Einfachheit halber nicht berücksichtigt, wobei hier in der Zukunft weitere Potenziale zu heben sind.

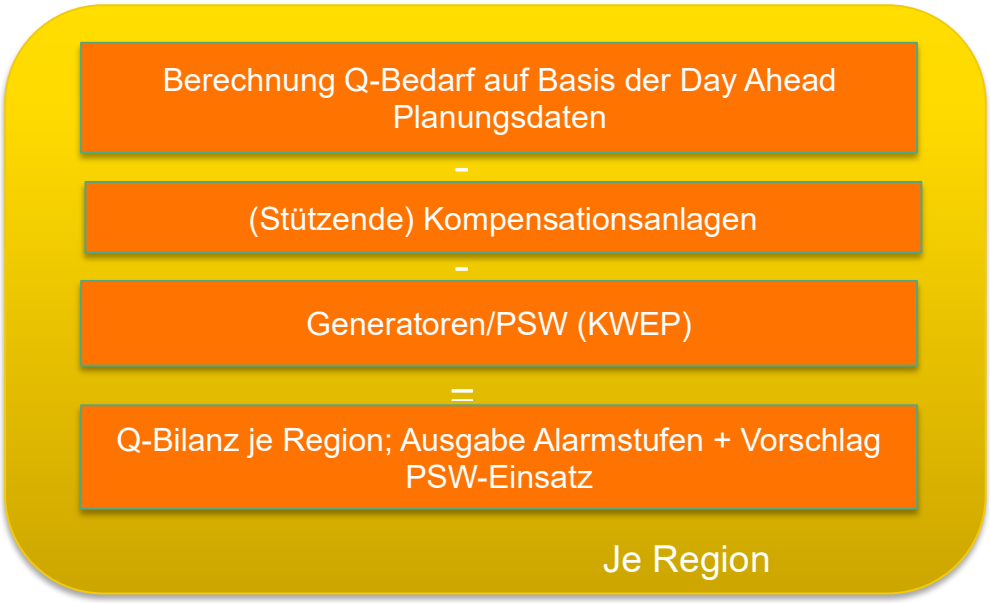


Abbildung 27: Ablauf der Ermittlung der Blindleistungsbilanz einer Region

Vorgehensweise:

- Zunächst erfolgt das Abschätzen des Q-Bedarfs je Region anhand zugewiesener Leitungen und ermittelter Leistungsflüsse.
- Davon wird die Blindleistung der zur Verfügung stehenden statischen Kompensationseinrichtungen abgezogen.

- Kann mit den statischen Kompensationseinrichtungen keine ausreichende Deckung des Blindleistungsbedarfes erfolgen, werden die für diese Region mit den entsprechenden KWEP-Daten zur Verfügung stehenden Blindleistungspotenziale von Erzeugungsanlagen berücksichtigt.
- Im Anschluss können die Blindleistungspotenziale der zur Verfügung stehenden PSW im Phasenschieberbetrieb (PSW verfügbar, aber laut KWEP-Daten kein Fahrplan) gegengerechnet werden.
- Sollte die Bilanz der Region weiterhin nicht nahezu ausgeglichen sein, ist zu prüfen, ob ein Spannungsredispatch mit einem in der Region vorhandenen Kraftwerksblock möglich ist.
- Kann die Bilanz weiterhin stundenweise nicht ausgeglichen werden (unternatürlicher Betrieb), ist zu prüfen, inwieweit Ausschaltungen von Leitungen möglich sind, um die Ladeleistung des schwach ausgelasteten Netzes zu reduzieren.

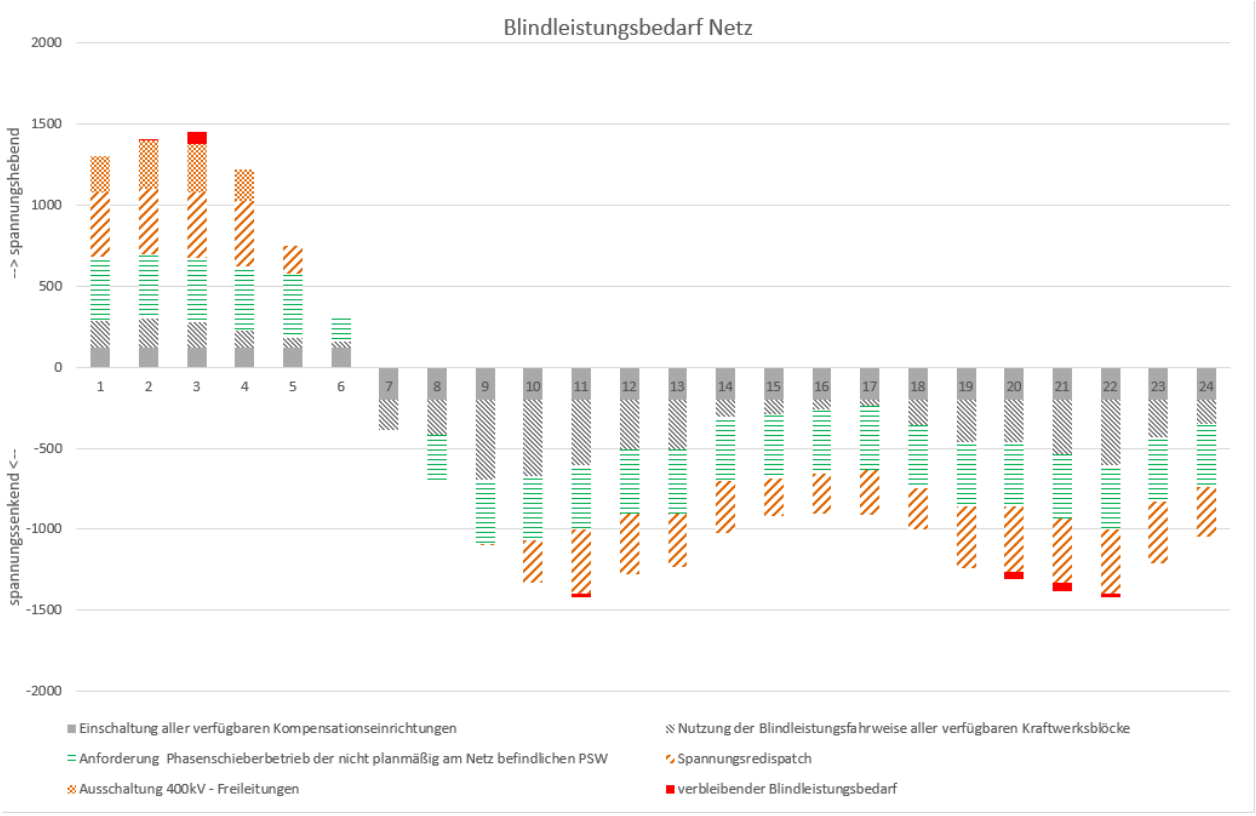


Abbildung 28: Beispiel Blindleistungsbilanz einer Region mit Maßnahmen

Beispiel Schwachlastszenario: 11 Kraftwerksblöcke marktbedingt vom Netz (Abbildung 29)

- in der Zeit von 03:00 Uhr bis 10:00 Uhr kann der Blindleistungsbedarf des Netzes nicht komplett kompensiert werden
- mögliche Abhilfemaßnahmen:
  - Ablehnung von geplanten Arbeiten an Drosseln oder Statcoms
  - Verhinderung des Abfahrens einzelner KW-Blöcke auf Basis eines Spannungsredispatches
  - Anfahren eines oder mehrerer KW-Blöcke auf Basis eines Spannungsredispatches
  - Organisation gesicherter Blindleistungsunterstützung von benachbarten bzw. unterlagerten Netzbetreibern
  - Ausschaltung von Leitungen
- umgesetzte Maßnahmen:
  - Spannungsredispatchmaßnahmen im oben genannten Zeitraum

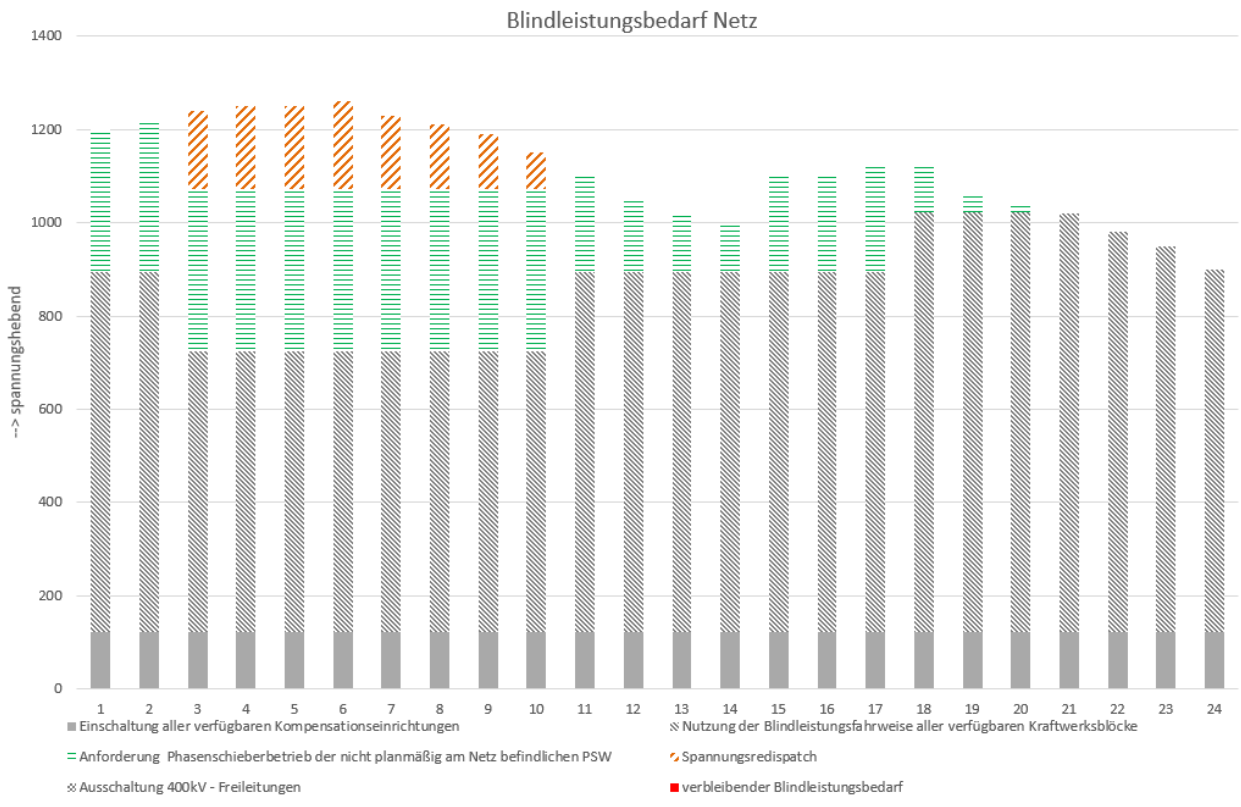


Abbildung 29: Beispiel Schwachlastszenario

Beispiel Starklastszenario: Hoher Transit von Nord nach Süd (Abbildung 30)

- Ein Kraftwerk in dieser Region planmäßig komplett vom Netz
- Kondensator in dieser Region zur Ausschaltung zwecks Instandhaltung beantragt
- Bedarf des Netzes kann zwischen 07:00 Uhr und 16:00 Uhr bzw. um 22:00 Uhr nicht ausreichend gedeckt werden, was zum Absinken der Spannung führt
- mögliche Abhilfemaßnahmen:
  - Ablehnung der geplanten Arbeiten am Kondensator
  - Verhinderung des Abfahrens einzelner KW-Blöcke auf Basis eines Spannungsredispatches
  - Anfahren eines oder mehrerer KW-Blöcke auf Basis eines Spannungsredispatches
  - Organisation gesicherter Blindleistungsunterstützung von benachbarten bzw. unterlagerten Netzbetreibern
  - Reduktion des Transits durch Redispatch
- umgesetzte Maßnahmen:
  - Ablehnung der geplanten Arbeiten am Kondensator
  - Verhinderung des Abfahrens einzelner KW-Blöcke auf Basis eines Spannungsredispatches
  - verbleibender Blindleistungsbedarf wird durch Abruf nachgelagerter VNB und Reduktion des Transits durch Redispatch (von 12:00 - 15:00 Uhr) gedeckt

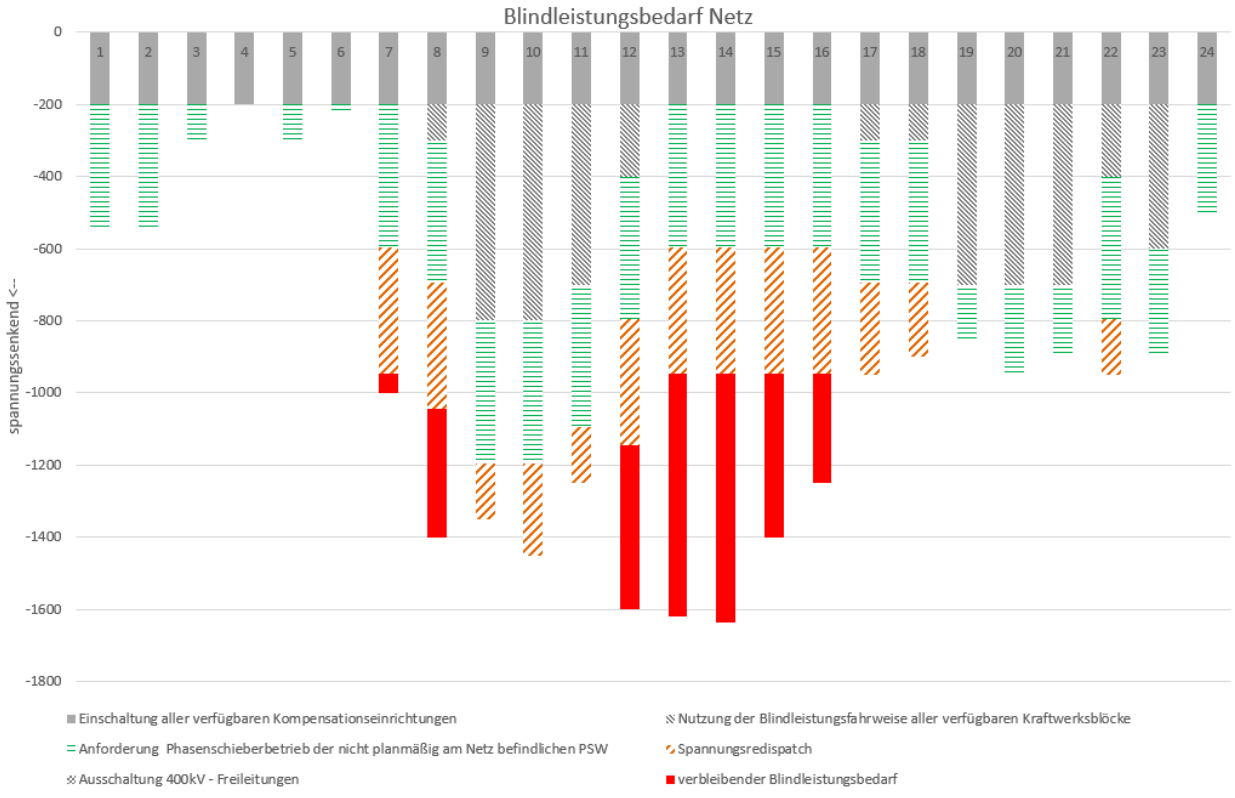


Abbildung 30: Beispiel Starklastszenario

notwendige Erweiterung in der Betriebsplanung:

Wie bereits vorher erwähnt, werden heute (noch) keine Potenziale bei benachbarten und unterlagerten Netzen in der Betriebsplanung berücksichtigt. Hier ist in den nächsten Jahren ein Prozess zu etablieren, wo auf der vorab beschriebenen Blindleistungsbilanzierung Blindleistungspotenziale für den nächsten Tag zwischen den Netzbetreibern im Betriebsplanungsprozess ausgetauscht werden.

6.1.1.2 Präventiver spannungsbedingter Redispatch

Bei spannungsbedingtem Redispatch wird zwischen folgenden beiden Varianten unterschieden:

- Spannungsprobleme aufgrund einer regional hohen Wirk- und Blindleistungsabnahme bzw. hohen Wirkleistungstransit (niedrige Spannungen durch übernatürlichen Betrieb des Netzes)
- Spannungsprobleme aufgrund einer regional niedrigen Wirk- und Blindleistungsabnahme bzw. Blindleistungseinspeisung und niedrigen Leitungsauslastungen (hohe Spannungen durch unternatürlichen Betrieb des Netzes).
- Um zusätzliche Blindleistungspotenziale bereitzustellen, wird ein Kraftwerk auf Mindesterzeugung angefahren oder die Einspeisung eines Kraftwerks reduziert. Der energetische Ausgleich wird in diesem Fall über die Börse abgewickelt, sofern keine Synergieeffekte mit Maßnahmen aufgrund von stromgetriebenen Netzengpässen genutzt werden können. Im Fall eines übernatürlichen Betriebes einer Netzregion sind folgende beiden Varianten möglich:
- Spannungsbedingter Redispatch mit Ausgleich an der Börse; Voraussetzung hierfür ist, dass das gewonnene Blindleistungspotenzial höher ausfällt, als der zusätzliche Blindleistungsbedarf durch den Abtransport der Wirkleistung.
- Reduzierung des überregionalen Transits und damit Erhöhung der Spannung durch weiträumigen gepaarten präventiven Redispatch. Falls die erforderlichen negativen Redispatchpotenziale hierfür nicht zur Verfügung stehen, müssen vergleichbar wirkende kurative Maßnahmen nach EnWG §13(2) in Betracht gezogen werden.

Bei der Auswahl der Kraftwerke für spannungsbedingtem Redispatch, insbesondere bei der ersten Variante, sind folgende Faktoren zu berücksichtigen:

- Hohe Wirksamkeit auf betroffene Region
- Hohes Blindleistungspotenzial
- Geringe Mindesteinspeisung
- Keine/geringe engpassverstärkende Wirkung
- Geringe Einsatzkosten
- Regulatorische Einsatzreihenfolge (z.B. Nachrangigkeit von Netzreserve-KW)

Beide Varianten sind mit Kosten und Markteingriffen verbunden. Außerdem ist sicherzustellen, dass im jeweiligen Wirkungsbereich Netzbetreiber-übergreifend die regulatorische Einsatzreihenfolge eingehalten wird (z.B. Nachrangigkeit von Netzreserve-KW). Die Anweisung von spannungsbedingtem Redispatch sollte deshalb nur dann erfolgen, wenn keine geeigneteren Maßnahmen verfügbar sind.

Ziel der Koordination ist, den spannungsbedingten Redispatch möglichst effizient auszunutzen und negative Auswirkungen auf andere Netzbetreiber zu vermeiden. Wie auch bei der Schnellstartbereitschaft/Warmhaltung von Kraftwerken können durch die Koordination beim spannungsbedingten Redispatch diejenigen Kraftwerke ausgewählt werden, bei denen Netzbetreiber-übergreifend der höchste Nutzen erzielt werden kann. Beispielsweise wird verhindert, dass aufgrund unzureichender Informationen über Maßnahmen bei anderen Netzbetreibern ineffiziente Anforderungen von spannungsbedingtem Redispatch erfolgen, etwa von zwei nahegelegenen Kraftwerken bei

benachbarten Netzbetreibern, wenn auch ein Kraftwerk ausreichend ist. Ebenso wird durch die Koordination sichergestellt, dass bei allen Netzbetreibern die Synergien beim Umgang mit Spannungs- und Strombefunden maximiert werden und beispielsweise auch die Mindesterzeugung eines zum spannungsbedingten Redispatch angefahrenen Kraftwerks bei keinem Netzbetreiber neue Strombefunde verursacht.

Spannungsbedingter Redispatch wird bei langen Vorlaufzeiten meist auf Basis der Betriebsplanungsprozesse angewiesen. Insbesondere im Fall von kurzen Vorlaufzeiten kann die Anweisung auch aus dem Echtzeitbetrieb erfolgen.

6.1.1.3 Schnellstartbereitschaft / Warmhaltung von Kraftwerken

Durch eine Schnellstartbereitschaft bzw. Warmhaltung kann die Vorlaufzeit eines Kraftwerkblockes signifikant reduziert und die Einsatzentscheidung somit auf einen späteren Zeitpunkt verschoben werden. Dies ist vor allem dann vorteilhaft, wenn die Notwendigkeit des Einsatzes aufgrund der vorliegenden Informationen noch unsicher ist. Aufgrund der entstehenden Kosten und des Markteingriffs (falls die Maßnahme ein Marktkraftwerk betrifft), sollte die Anweisung von Schnellstartbereitschaft bzw. Warmhaltung von Kraftwerksblöcken nur dann erfolgen, wenn keine geeigneteren Maßnahmen verfügbar sind.

Ziel der Koordination ist, die Schnellstartbereitschaft bzw. Warmhaltung von Kraftwerksblöcken möglichst effizient auszunutzen. Durch die Koordination können diejenigen Kraftwerke ausgewählt werden, bei denen Netzbetreiber-übergreifend der höchste Nutzen erzielt werden kann. Ebenso wird durch die Koordination sichergestellt, dass das in Schnellstarbereitschaft bzw. Warmhaltung befindliche Kraftwerk später tatsächlich bei Bedarf angefahren werden kann und hierdurch nicht Befunde bei einem anderen Netzbetreiber hervorgerufen werden.

Die Schnellstartbereitschaft bzw. Warmhaltung von Kraftwerksblöcken wird in der Regel auf Basis der Betriebsplanungsprozesse angewiesen.

6.1.1.4 Verschiebung von Kraftwerksrevisionen

Kraftwerksrevisionen können in Abstimmung mit dem Kraftwerksbetreiber verschoben werden, um das Kraftwerk für spannungsbedingten Redispatch anweisen zu können.

6.1.1.5 Anfahren von Reservekraftwerken

Nach Ausnutzung der marktbasierten Maßnahmen können Reservekraftwerke angefahren werden, um zusätzliche Blindleistungspotenziale zu gewinnen. Der energetische Ausgleich wird über die Börse abgewickelt.

6.1.1.6 Abbruch von Netzarbeiten mit hoher Priorität

Um die entsprechenden Betriebsmittel wieder zur Verfügung zu haben, kann ein Abbruch von Netzarbeiten mit hoher Priorität erforderlich sein. Die Priorität leitet sich hierbei von der Verschiebbarkeit der Maßnahme (z. B. Wichtigkeit, Kosten und Rückschaltzeit) ab.

6.1.2 Blindleistungseinsatz bei erwarteten Spannungseinbrüchen (präventiv)

Bei Veränderungen des Wirkleistungstransits mit hohen Gradienten, wodurch ein Netzgebiet einen stark übernatürlichen Betrieb erreicht, ist mit Spannungseinbrüchen zu rechnen. Diese Situationen müssen nach Möglichkeit schon in der Betriebsplanung erkannt werden, damit das Spannungsniveau rechtzeitig eingestellt werden kann, um zu tiefe Spannungen zu vermeiden. Erfolgen die Gegenmaßnahmen zu spät

und die Spannung ist bereits sehr tief, ist es schwierig, das Spannungsniveau wieder anzuheben. Zur Kompensation von solchen Spannungsgradienten können Kraftwerke in Spannungsregelung und Statcoms bzw. HGÜ mit Statcomfunktion genutzt werden.

Mittels eines ÜNB-weiten Tools wird täglich eine Prognose erstellt, ob am nächsten Tag mit hoher Wahrscheinlichkeit ein Spannungseinbruch droht. Das Tool basiert auf dem sogenannten „Random-Forest“ Klassifikationsverfahren und wurde mit Daten aus den Wintern 2017/2018 und 2018/2019 trainiert. Wird ein möglicher Spannungseinbruch prognostiziert, erfolgt eine Warnung. In diesem Fall erfolgen am Abend telefonische Abstimmungen der betroffenen Netzbetreiber der entsprechenden Region hinsichtlich Vorbereitung von Gegenmaßnahmen.

Ein Verzicht auf die Anwendung von Topologiemaßnahmen mit negativem Einfluss auf die Spannung und die Verschiebung geplanter Freischaltungen mit negativem Einfluss auf die Spannungsstabilität sind dabei zu prüfen. Auch Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz mittels spannungsbedingtem Redispatch können erwogen werden.

6.2 Maßnahmen Netzführung (Echtzeitbetrieb)

Die im Abschnitt 3.3 genannten Maßnahmen in der Netzführung werden in diesen Abschnitt detailliert beschrieben.

Im Echtzeitbetrieb stehen der Netzführung netz- und marktbezogene Maßnahmen zur Verfügung, um spannungskritischen Zuständen entgegen zu wirken und den Einsatz von Letztmaßnahmen zu vermeiden. Auf das Zusammenspiel der Maßnahmen wird in Abschnitt 3, Abschnitt 4 und Abschnitt 5 eingegangen.

Ergibt sich trotz der im Netzbetrieb ggf. durchgeführten netz- und marktbezogenen Maßnahmen eine Notfallsituation, so ist durch die Anwendung von Letztmaßnahmen zu versuchen, das Spannungsniveau innerhalb akzeptabler Grenzen zu halten und zu stabilisieren. Dadurch wird die Voraussetzung für den Weiterbetrieb der Erzeugungsanlagen am Netz geschaffen. Gleichzeitig erfordert die Verhinderung eines Netzzusammenbruchs aber auch ein robustes Verhalten der Erzeugungsanlagen. Dazu zählt vor allem auch der Weiterbetrieb von Erzeugungsanlagen bei niedrigen, betriebsunüblichen Netzspannungen, wofür erzeugerseitig entsprechende Maßnahmen notwendig sind [2]. In der Vergangenheit aufgetretene Störfälle haben gezeigt, dass in erster Linie der Ausfall von Kraftwerksblöcken eine Kettenreaktion mit weiteren Kraftwerksausfällen bis zum völligen Netzzusammenbruch auslösen kann. Kraftwerksausfälle führen zu einem Wirk- und Blindleistungsmangel, der sich insbesondere in Gebieten geringer Einspeisedichte kritisch bemerkbar macht und kaskadierende Folgeauslösungen nach sich ziehen kann. Deshalb ist die Voraussetzung für die Vermeidung eines Netzzusammenbruchs letztendlich, dass die Erzeugungsanlagen am Netz verbleiben. Letztmaßnahmen stellen somit nur einen Baustein zur Verhinderung eines Spannungskollapses dar.

Spannungsproblem (U-Problem)

Sowohl bei zu hohen als auch bei zu niedrigen Spannungen ist die Einsatzreihenfolge der Gegenmaßnahmen grundsätzlich wie folgt gegliedert:

- Netzbezogene EnWG § 13 (1) Maßnahmen
- Marktbezogene EnWG § 13 (1) Maßnahmen
- Maßnahmen nach EnWG § 13 (2)

Die detaillierte regulatorische Einsatzreihenfolge für spannungssenkende und spannungserhöhende Maßnahmen kann der Abbildung 26 und der Beschreibung in den folgenden beiden Abschnitten entnommen werden.

Die tatsächliche operative Einsatzreihenfolge der Maßnahmen ist situationsabhängig und kann somit situationsbedingt variieren. Die Entscheidung über den Einsatz einzelner Maßnahmen bleibt dem Handelnden unter Berücksichtigung der Verhältnismäßigkeit und Wirksamkeit überlassen

6.2.1 Maßnahmen bei steigender Spannung oberhalb des Sollspannungsbandes

6.2.1.1 Netzbezogene Maßnahmen nach EnWG §13(1)

Um einem Spanungsproblem mit zu hohen Spannungen zu begegnen werden zuerst die netzbezogenen Abhilfemaßnahmen nach EnWG § 13 (1) eingesetzt.

Optimierung des Blindleistungsflusses

Die Optimierung des Blindleistungsflusses erfolgt durch Stufung der 380/220 kV Transformatoren.

Einsatz von Kompensationsanlagen

Einsatz von Kompensationsanlagen (z.B. Spulen, SVC, VSC)

Blindleistungseinsatz der Erzeugungsanlagen, Phasenschieber und Konverter

Erzeugungsanlagen werden angewiesen, die benötigte Blindleistungsfahrweise nach dem Generatordiagramm untererregt einzustellen (spannungssenkend). Das kann auch über entsprechende Stufungen der Maschinentransformatoren erreicht werden. Zusätzlich können (falls verfügbar) auch rotierende Phasenschieber und Vollumrichter (mit STATCOM-Funktion) zur Blindleistungsbereitstellung genutzt werden.

Diese Maßnahme kann ggf. auch marktbezogene Maßnahmen darstellen.

Blindleistungsbereitstellung durch angrenzende ÜNB und VNB

Eine Bereitstellung von Blindleistung kann durch angrenzende ÜNB und unterlagerte VNB durch Stufung der 380/110 kV- und 220/110 kV-Transformatoren erfolgen.

Hier ist insbesondere die Blindleistungsbereitstellung von EEG-Anlagen (untererregter Betrieb) zu nennen.

Darüber hinaus können über entsprechende Stufungen der HöS/HS-Transformatoren Blindleistungsquerflüsse über die unterlagerten Netze eingestellt und das Spannungsband im Höchstspannungsnetz dadurch abgesenkt werden. Diese Maßnahme kann nur in enger Abstimmung mit dem VNB durchgeführt werden. Die automatische Regelung der HöS/HS-Transformatoren muss hierfür ggf. deaktiviert werden.

Anpassungen der Topologie

Hierzu zählen auch erzwungene Wirkleistungsflüsse mit Hilfe von Querreglern.

Blindleistungsringflüsse

Als mögliche Maßnahme zur Spannungsabsenkung kann durch Netzverlusterhöhung (Blindleistungsverluste) versucht werden, die Spannung zu reduzieren. Die Wirksamkeit steigt, wenn „Blindleistungsringflüsse“, möglichst netzebenübergreifend durchgeführt werden können. Durch Veränderung der Längsstufung der Transformatoren und möglichst gleichzeitige Veränderung der Blindleistungseinspeisung von Kraftwerken, können damit regional Spannungsüberhöhungen reduziert werden.

Hierzu ist ein eng verzahntes Zusammenwirken, möglichst auf Basis von HEO-Rechnungen, von ÜNB und VNB bzw. VNB und VNB erforderlich.

Abschalten schwachbelasteter Leitungen

Beim Abschalten schwachbelasteter Leitungen ist unbedingt die (n-1)-Sicherheit einzuhalten. Zu viele ausgeschalte Leitungen können zu dynamischen Stabilitätsproblemen führen.

Das Abschalten schwachbelasteter Leitungen bei hohen Spannungen führt zu einer topologischen Schwächung des Netzes. Obwohl Abschaltungen immer unter Einhaltung der (n-1)-Sicherheit erfolgen,

führen diese unweigerlich zu negativen Auswirkungen, beispielsweise hinsichtlich der Stabilität und der Redundanz.

Ziel der Koordination ist, die negativen Auswirkungen von spannungsbedingten Leitungsabschaltungen und die damit verbundenen Risiken zu minimieren. Durch die Koordination können beispielsweise die abzuschaltenden Leitungen ÜNB-übergreifend so ausgewählt werden, dass sie geeignet verteilt sind. Hierdurch werden hohe punktuelle Schwächungen des Netzes, die sich bei einem unkoordinierten Vorgehen bei einem ÜNB ergeben könnten, nach Möglichkeit vermieden.

Die Anwendung dieser Maßnahme erfolgt ausschließlich im Echtzeitbetrieb.

Abbruch von Netzarbeiten mit niedriger Priorität

Der Abbruch von Netzarbeiten mit niedriger Priorität hat das Ziel, die entsprechenden Kompensationseinrichtungen (z.B. Drosseln, Statcoms, SVCs) wieder zur Verfügung zu haben. Die Priorität leitet sich hierbei von der Verschiebbarkeit der Maßnahme (z.B. Wichtigkeit, Kosten und Rückschaltzeit) ab.

Durch den Abbruch von Netzarbeiten entstehen Kosten sowie Verzögerungen von Instandhaltungs- und Netzausbauprojekten. Da die Netzarbeiten in der Regel zu einem späteren Zeitpunkt doch durchgeführt werden müssen, werden die mit den Arbeiten verbundenen Nachteile für den Betrieb lediglich auf einen anderen Zeitpunkt verschoben. Daher sollte der Abbruch von Netzarbeiten unabhängig von deren Priorität nach Möglichkeit vermieden werden.

Ziel der Koordination ist, den Abbruch von Netzarbeiten möglichst zu vermeiden. Durch die Koordination können ggf. weniger nachteilhafte netzbezogene Maßnahmen bei anderen ÜNB identifiziert werden, die gegenüber dem Abbruch von Netzarbeiten zu bevorzugen sind.

Der Abbruch von Netzarbeiten erfolgt in der Regel aus dem Echtzeitbetrieb. In Einzelfällen kann der Verzicht auf die Abschaltung von Stromkreisen und Netzkuppeltransformatoren, deren Abschaltung die Spannungshaltung erschweren würde, allerdings bereits aus der Betriebsplanung heraus sinnvoll sein. Dies gilt insbesondere für Arbeiten an Kompensationsanlagen.

Blockierung der Stufung von HöS/HS-Trafos

Als Maßnahmen ist die manuelle (lokale) Blockierung der Trafostufung für die 380/110-kV und 220/110-kV-Transformatoren zu verstehen. Hierdurch wird die Spannungserhöhung für den VNB erkennbar und dieser kann eigenständig weitere Maßnahmen in seinem Netz ergreifen.

6.2.1.2 Marktbezogene Maßnahmen und zusätzliche Reserven nach EnWG §13(1)

Falls noch weiterer Handlungsbedarf besteht, sind danach die marktbezogenen Abhilfemaßnahmen und zusätzliche Reserven nach EnWG §13(1) einzusetzen.

Hierzu zählen

- Wirkleistungsreduzierung (mit bilanziellem Ausgleich) zugunsten Blindleistungserhöhung von EZA
- Spannungsredispatch durch Anfahren von EZA
- Abbruch von Netzarbeiten mit hoher Priorität, um die entsprechenden Betriebsmittel wieder zur Verfügung zu haben. Die Priorität leitet sich hierbei von der Verschiebbarkeit der Maßnahme (z.B. Wichtigkeit, Kosten und Rückschaltzeit) ab.

6.2.1.3 Maßnahmen nach EnWG §13(2)

Sollten die oben genannten Abhilfemaßnahmen nicht ausreichen, sind Notfallmaßnahmen nach EnWG § 13 (2) zu ergreifen:

- Blockierung der Stufung von HöS/HS- und HS/MS-Trafos

Als Notfallmaßnahmen ist die manuelle bzw. automatische Blockierung der automatischen Trafostufung für die 380/110 kV, 220/110 kV und 110 kV/MS-Transformatoren zu verstehen. Eine Fernsteuerung der 110-kV/MS-Trafos ist allerdings nicht überall gegeben. Eine kontinuierliche Veränderung des Spannungsniveaus über alle Spannungsebenen wird in Kauf genommen. Dies schließt auch eine Verletzung der zulässigen Spannungs-bänder beim Endverbraucher ein.

- Erhöhung der Last durch Reduzierung von Einspeisung auf techn. Minimum

  Als Letztmaßnahme zur Spannungsabsenkung kann durch Netzverlusterhöhung (Wirkleistungsverluste) versucht werden die Spannung zu reduzieren. Ein Erfolg ist gegeben, wenn Wirkleistungsveränderung (Erhöhung der Netzlast bei gleichzeitiger regionaler Einspeisereduzierung, möglichst Netzebenübergreifend, durchgeführt werden können, z.B. durch Kraftwerksleistungsverlagerung EEG Ausschaltung in Hoch- und Mittelspannungsnetzen mit gleichzeitiger Kraftwerksleistungserhöhung im Höchstspannungsnetz.

Unterstützend kann, falls vorhanden, eine Querverstufung von Transformatoren sein.

Hierzu ist ein eng verzahntes Zusammenwirken, möglichst auf Basis von HEO-Rechnungen, von ÜNB und VNB bzw. VNB und VNB erforderlich.

6.2.2 Maßnahmen bei sinkender Spannung unterhalb des Sollspannungsbandes

6.2.2.1 Netzbezogene Maßnahmen nach EnWG §13(1)

Um einem Spannungsproblem mit zu niedrigen Spannungen zu begegnen werden auch hier zuerst die netzbezogenen Abhilfemaßnahmen nach §13(1) eingesetzt.

Optimierung des Blindleistungsflusses

Optimierung des Blindleistungsflusses durch Stufung der 380/220kV Transformatoren

Einsatz von Kompensationsanlagen

Einsatz von Kompensationsanlagen (z.B. Kondensatoren, SVC, VSC)

Blindleistungseinsatz der Kraftwerke, Phasenschieber und Konverter

Anweisung der Kraftwerke, die benötigte Blindleistungsfahrweise nach dem Generatordiagramm übererregt einzustellen (spannungserhöhend). Das kann auch über entsprechende Stufungen der Maschinentransformatoren erreicht werden. Zusätzlich können (falls verfügbar) auch rotierende Phasenschieber und Konverter zur Blindleistungsbereitstellung genutzt werden.

Phasenschieberbetrieb hydraulischer Kraftwerke

Phasenschieberbetrieb verfügbarer hydraulischer Kraftwerke. Dabei ist ggf. die benötigte Wirkleistung zu vergüten.

Blindleistungsbereitstellung durch angrenzende ÜNB und VNB

Blindleistungsbereitstellung durch angrenzende ÜNB und unterlagerte VNB (Stufung der 380-/110kV- und 220-/110kV- Transformatoren). Hier ist insbesondere die Blindleistungsbereitstellung von fernsteuerbaren EEG-Anlagen zu nennen (cosφ negativ).

Abbruch von Netzarbeiten mit niedriger Priorität

Abbruch von Netzarbeiten mit niedriger Priorität, um die entsprechenden Betriebsmittel wieder zur Verfügung zu haben. Die Priorität leitet sich hierbei von der Verschiebbarkeit der Maßnahme (z.B. Wichtigkeit, Kosten und Rückschaltzeit) ab.

6.2.2.2 Marktbezogene Maßnahmen nach EnWG §13(1)

Überregionale Maßnahmen zur Reduzierung des Blindleistungsbedarfes von hochbelasteten Netzelementen (Spannungsredispatch)

Hohe Netzauslastungen mit stark übernatürlichem Betrieb von Stromkreisen und damit hohem Blindleistungsbedarf können zu niedrigen Netzspannungen im Transportnetz bis hin zum Spannungszusammenbruch führen. Deswegen ist zur Beherrschung solcher Situationen eine Reduzierung überregionaler Wirkleistungstransite als Letztmaßnahme geeignet. Hierfür wird beidseits des hoch belasteten Übertragungskorridors Einspeiseleistung so angepasst, dass die Leitungsauslastung reduziert wird. Das Hoch- und Herunterregeln der beteiligten Einspeisungen muss gleichzeitig erfolgen, um das Gleichgewicht aus Einspeisung und Verbraucherlast und damit die Netzfrequenz nicht zu beeinflussen. Stehen keine Einheiten zur Erhöhung der Einspeiseleistung bereit, kann als letzte Möglichkeit ein kontrollierter Eingriff in die Verbraucherlast erfolgen.

Der Begriff „Spannungsredispatch“ wird typischerweise auch bei konventionellen Kraftwerken dafür verwendet, dass die Wirkleistungsabgabe reduziert wird, um die Blindleistungsabgabe zu erhöhen. Durch eine Änderung der Blindleistungsabgabe zur Stützung der Spannung ist nur durch eine Reduzierung der Wirkleistungsabgabe möglich.

Abschaltbare Lasten (AbLa)

Einsatz vertraglich abschaltbarer Lasten im Sinne von § 13 (6) EnWG, falls diese Abhilfemaßnahme zur Spannungserhöhung beitragen kann. Ein energetischer Ausgleich über die Börse wird auch hier vollzogen. In der Praxis werden die Abschaltbaren Lasten für Spannungsprobleme in der Regel nicht angewendet (siehe Abschnitt 2.5.1.2).

6.2.2.3 Maßnahmen nach EnWG §13(2)

Sollten die oben genannten Abhilfemaßnahmen nicht ausreichen, sind Notfallmaßnahmen nach EnWG § 13 (2) zu ergreifen:

Blockierung der Stufung von HöS/HoS- und HoS/MS-Trafos

Als Notfallmaßnahmen ist die Blockierung der automatischen Trafostufung für die 380/110-kV, 220/110-kV und 110-kV/MS-Transformatoren zu verstehen. Eine Fernsteuerung der 110-kV/MS-Trafos ist allerdings nicht überall gegeben. Eine kontinuierliche Veränderung des Spannungsniveaus über alle Spannungsebenen wird in Kauf genommen. Dies schließt auch eine Verletzung der zulässigen Spannungsbänder beim Endverbraucher ein.

Die Blockierung der Spannungsregler ist in der VDE-AR-N 4142 festgelegt.

Überregionale Maßnahmen zur Reduzierung des Blindleistungsbedarfes von hochbelasteten Netzelementen (durch Einspeisereduzierung von EZA und Lastabschaltung/Lastabwurf)

Ein Spannungskollaps entsteht typischerweise in einer Netzsituation, in der Höchstspannungs-Stromkreise hoch ausgelastet (und somit stark übernatürlich) betrieben werden und der Blindleistungsbedarf entsprechend hoch ist. Gelingt es in einer solchen Situation den Wirkleistungsfluss auf den hochbelasteten Übertragungsstrecken zu reduzieren, wird die Spannungssituation verbessert.

Zur Bewertung der automatischen spannungsbedingten Lastabschaltung sind die Auswirkungen auf die Einspeiseänderungen im Rahmen der Primär-/Sekundär- und Tertiärregelung zu beachten. Letztgenannte haben erheblichen Einfluss auf die Wirksamkeit der Leistungsflussänderung auf den hochbelasteten Transportstrecken und somit auf das Spannungsniveau insgesamt.

Hierfür wird im Folgenden die Auswirkung einer (spannungsbedingten) Lastabschaltung und die sich daran anschließenden Ausgleichsmaßnahmen auf den Wirkleistungsüberschuss untersucht.

Um die spannungsbedingte Lastabschaltung nachzubilden, wird die Last in einer Netzgruppe im ersten Schritt um 100 MW reduziert. Das entstehende Leistungsungleichgewicht wird anschließend durch die Leistungs-Frequenz-Regelung ausgeglichen. Um den unterschiedlichen Zeitbereichen der Leistungs-Frequenz-Regelung Rechnung zu tragen, werden hierbei zwei potentielle Varianten im Hinblick auf die Einspeiseabsenkung betrachtet:

Verteilter Leistungsausgleich

In einem ersten Schritt wird die Änderung des Spannungsniveaus in der Übertragungsnetzebene für eine 100 MW Lastabschaltung im Raum Frankfurt und einen verteilten Leistungsausgleich betrachtet.

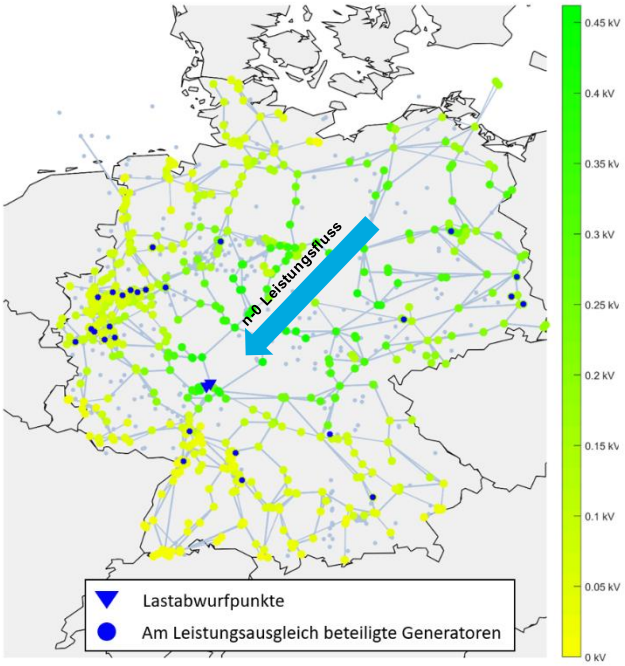


Abbildung 31: Spannungsänderung nach 100 MW Lastabschaltung im Raum Frankfurt und verteiltem Lastausgleich

Abbildung 31 zeigt die sich ergebenden Spannungsänderung in der Übertragungsnetzebene für eine Stunde mit hoher Windeinspeisung und hohem Nord-Süd-Leistungstransit. Die Lastabschaltung im Raum Frankfurt in Kombination mit dem verteilten Leistungsausgleich führt zu einer Spannungsanhebung um bis zu 0,5 kV, vor allem in nordöstlicher Richtung.

Leistungsausgleich durch ein nördlich des Engpasses verortetes Kraftwerk

Für den Leistungsausgleich durch ein einzelnes Kraftwerk ergeben sich für jede Stunde mehrere Optionen. Exemplarisch wird an dieser Stelle zunächst eine Einspeiseabsenkung im Nordosten Deutschlands durch das Heizkraftwerk „Reuter West“ in Berlin betrachtet. Die Einspeiseabsenkung findet nördlich des Engpasses statt. Abbildung 32 zeigt die resultierende Spannungsänderung in der Übertragungsnetzebene für die zuvor betrachtete Netzsituation. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Spannungsanhebungen im Vergleich zu dem verteilten Leistungsausgleich deutlich höher ausfallen, da durch diese Maßnahme der Nord-Süd-Transit über den Engpass signifikant reduziert werden kann. Der dadurch sinkendende Blindleistungsbedarf durch die weniger stark übernatürlich betriebenen Stromkreise führt letztlich zu einem Anstieg der Netzspannung in der Übertragungsnetzebene, der im Maximum ca. 1,5 kV beträgt.

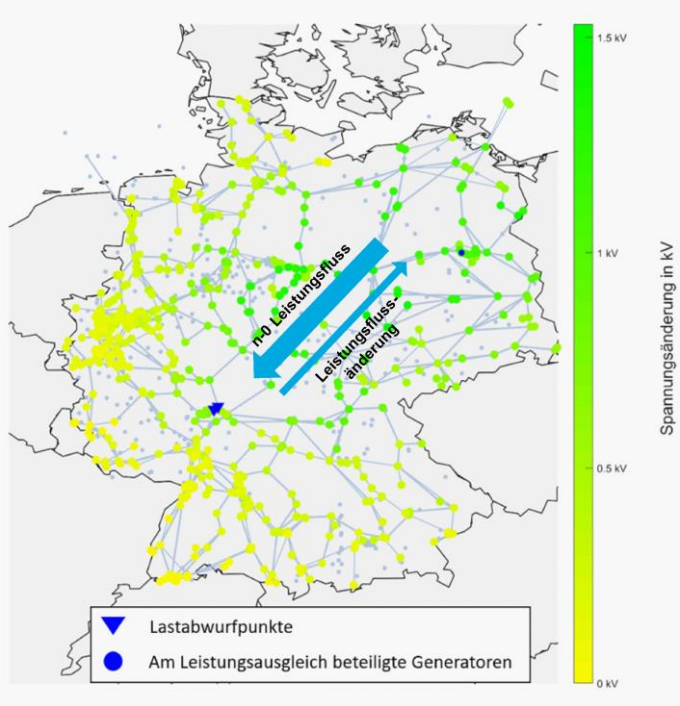


Abbildung 32: Spannungsänderung nach 100 MW Lastabschaltung im Raum Frankfurt und Leistungsausgleich durch das Heizkraftwerk „Reuter West“

Leistungsausgleich durch ein südlich des Engpasses verortetes Kraftwerk

Im Folgenden wird eine Einspeiseabsenkung im Süden Deutschlands durch das Heizkraftwerk „Altbach/Deizisau“ betrachtet (siehe Abbildung 33). Es ist deutlich zu erkennen, dass es zu einem signifikanten Absinken der Spannung um bis zu 0,7 kV kommt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Last nördlich und die Einspeisung südlich des Engpasses reduziert wird und sich der Leistungstransit über den Engpass erhöht. Die zunehmend übernatürlich betriebenen Stromkreise führen zu einem ansteigenden Blindleistungsbedarf und einem weiteren Absinken der Spannung.

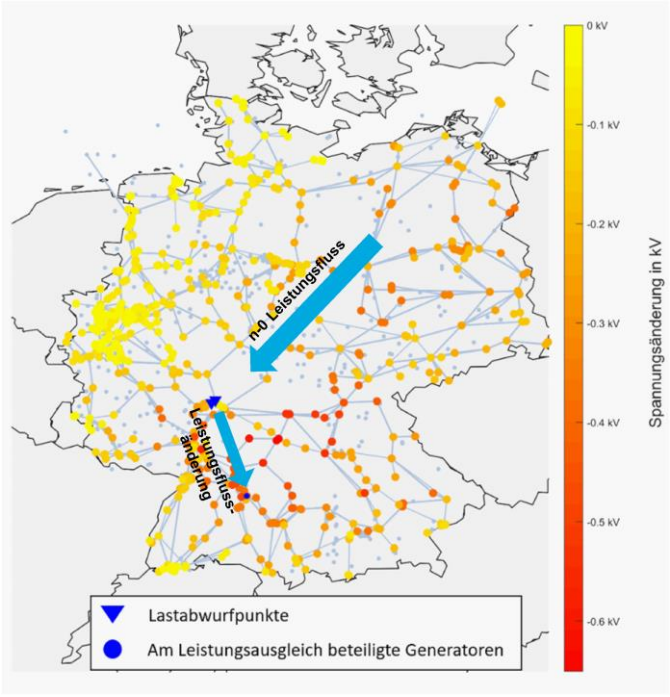


Abbildung 33: Spannungsänderung nach 100 MW Lastabschaltung im Raum Frankfurt und Leistungsausgleich durch das Heizkraftwerk „Altbach/Deizisau“

Ob eine Lastabschaltung einen positiven Beitrag zur Spannungsstützung leistet, hängt also maßgeblich von den resultierenden Leistungsflussverschiebungen durch die am Leistungsausgleich beteiligten Kraftwerke ab. Ein geographisch verteilter Leistungsausgleich, z. B. durch die Primärregelung, führt daher in der Regel zu einer geringfügigen Stützung der Spannung. Ein Leistungsausgleich durch Kraftwerke in einer Region oder ein einzelnes Kraftwerk, z. B. im Rahmen der Tertiärregelung, kann hingegen zu einer Anhebung, aber auch zu einem (kontraproduktiven) Absinken der Spannung führen.

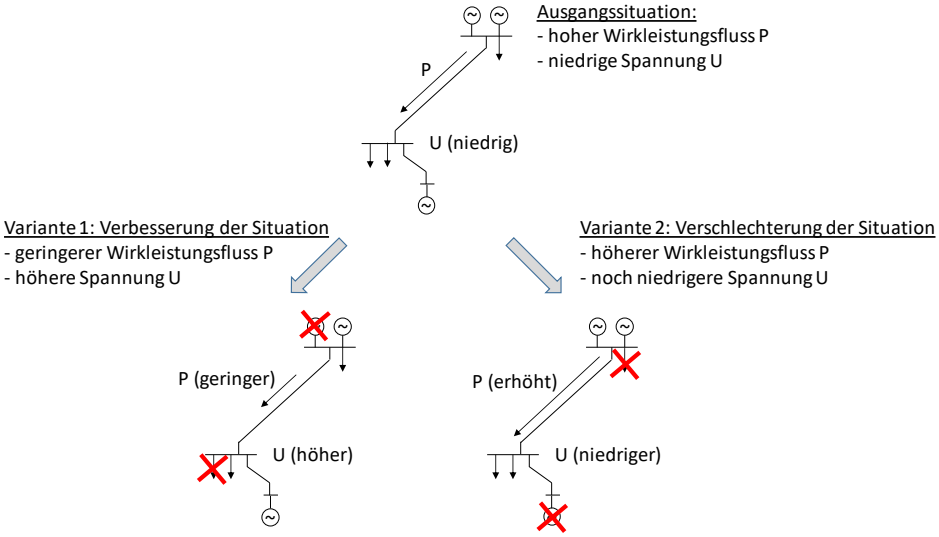


Abbildung 34: Schematische Darstellung der Abhängigkeit des Standorts von der Lastabschaltung auf das Spannungsniveau

Unter Berücksichtigung dieser Erkenntnisse stellt die spannungsbedingte Lastabschaltung ohne gezielte Auswahl der Kraftwerke für den nachlagerten Leistungsausgleich keine sichere bzw. zuverlässige Notfallmaßnahme zur Spannungsstützung dar. Um daher sicherzustellen, dass die spannungsbedingte Lastabschaltung eine zuverlässige Stützung der Spannung bewirkt, muss auch der nachgelagerte Ausgleich des entstehenden Leistungsungleichgewichts berücksichtigt und mit bestehenden betrieblichen Prozessen koordiniert werden. Hierbei gilt es folgende Aspekte zu beachten:

1. Für den Ausgleich des entstehenden Leistungsungleichgewichts müssen entweder vorausschauend oder unmittelbar nach erfolgter Lastabschaltung geeignete Kraftwerke bzw. Standorte mit einem spannungsstützenden Einfluss ermittelt werden.

2. Es muss sichergestellt werden, dass diese Kraftwerke auch durch die Systemführung zur Reduktion ihrer eingespeisten Leistung angewiesen werden können.

3. Sowohl die Lastabschaltung als auch die Einspeisereduktion dürfen nicht durch andere (parallel) ablaufende Prozesse rückgängig gemacht werden, bevor zusätzliche Maßnahmen zur Stützung der Spannung ergriffen wurden.

Unter Berücksichtigung der aufgeführten Anforderungen könnte eine mögliche Umsetzungsvariante die Kombination von Lastabschaltung und Einspeisereduktion als System Protection Scheme sein.

Lastabschaltung (manuell) oder Lastabwurf (automatisch)

Als letzte Maßnahme, um einen drohenden Spannungskollaps zu vermeiden, sind Lastabschaltungen nach §13(2) EnWG durchzuführen. Als Beispiel ist eine punktuelle Lastabschaltung gemäß Kaskade (Weitere Erläuterungen: VDE-AR-N 4140) zu nennen, um in den Regionen mit kritischen Spannungen das Spannungsniveau zu stützen und einen Spannungskollaps zu vermeiden.

Angewiesen wird in diesem Zusammenhang eine „Reduzierung der Abnahmeleistung/Netzlast“.

Die Lastabschaltung darf dabei nicht zu einer Gefährdung der Systembilanz führen oder es sind zeitgleich zusätzliche Maßnahmen zur Reduzierung der Erzeugung zu aktivieren, wenn die zur Verfügung stehende Regelleistung nicht ausreicht.

Der automatische Lastabwurf an den Transformatoren HS/MS oder Lasten bei Verletzung von unteren Spannungsgrenzen (z.B. bei 0,85 p.u.) kann eine weitere Möglichkeit sein, den weiteren Spannungsverfall zu verhindern. Dabei sind der Wirk-/Blindleistungsfluss über die Transformatoren sowie regionale Gegebenheiten zu beachten. Außerdem muss im Vorfeld eine Koordination mit dem ÜNB erfolgen, so dass sicher ausgeschlossen werden kann, dass ein automatischer Lastabwurf den spannungskritischen Zustand noch forciert.

6.3 Koordinierte Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern im Echtzeitbetrieb

Bei den Netzbetreibern sind aktuell verschiedene Systemberechnungen und darauf aufbauend Systemautomatiken wie z.B. HEO, OPF im Einsatz. Diese sind bei Aktivierung von Einzelmaßnahmen z.B. Blockieren der Stufensteller auf ihren Nutzen zu prüfen und ggf. temporär zu deaktivieren.

6.3.1 Beschreibung Handlungsabsprachen zwischen ÜNB - VNB

6.3.1.1 Übersicht

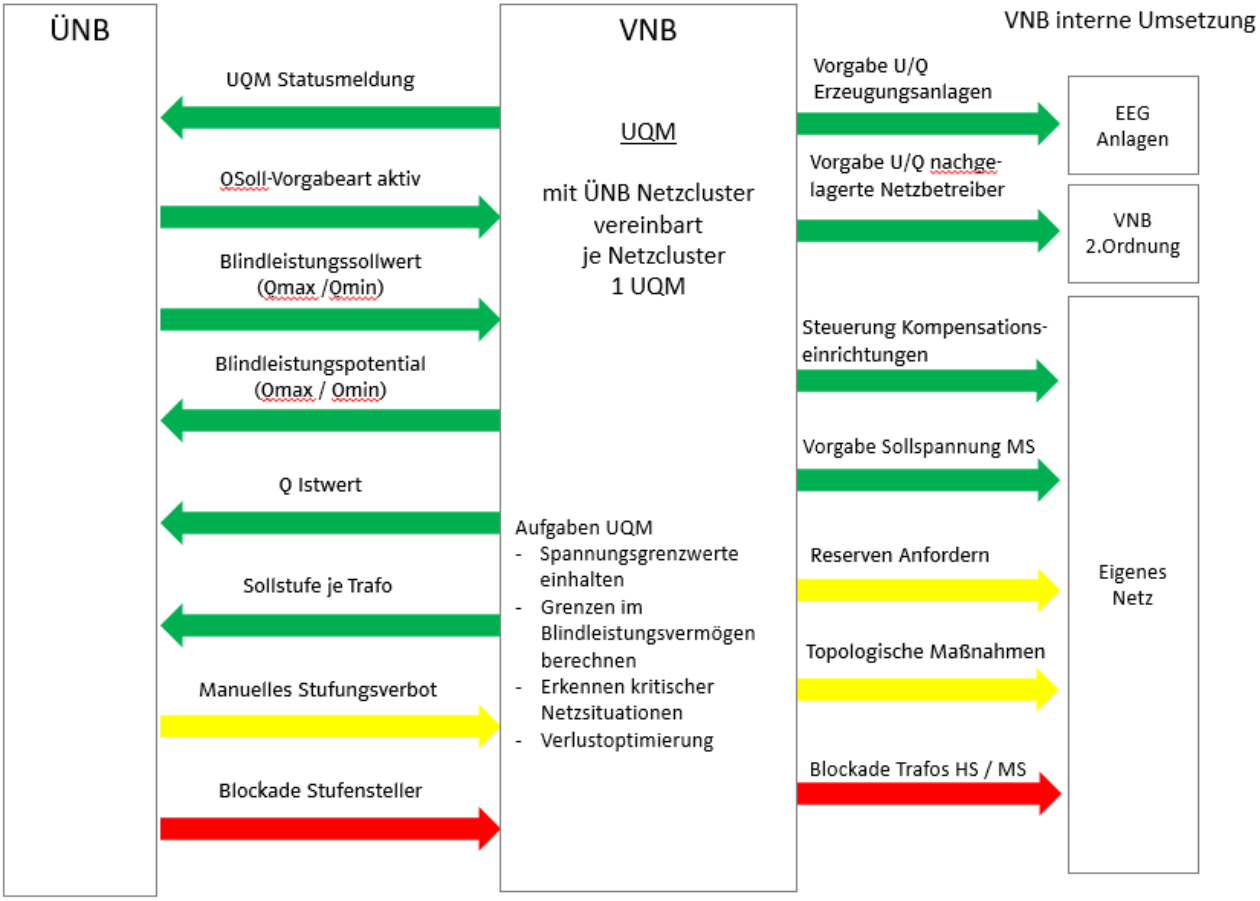


Abbildung 35: Beispiel für Spannungs-Blindleistungs-Management (UQM) zwischen ÜNB und VNB

- Teilnetzgruppen

Da sich in einem vermascht betriebenen HS Netz mehrere HöS/HS - Transformatoren befinden, deren Stufungen sich gegenseitig beeinflussen können, sind die Netze in entsprechende Teilnetzgruppen einzuteilen. Diese sind zwischen ÜNB und VNB abzusprechen.

- Signalübertragung

Sämtlicher hier beschriebener Signalaustausch erfolgt über eine Fernwirkkopplung zwischen den Netzbetreibern

6.3.1.2 Betriebsspannungsband (Normalbetrieb)

- ÜNB und VNB befinden sich im Sollspannungsband. UQM befindet sich im Optimierungsmodus.
  - Eigene Kompensationsanlagen werden zur Netzoptimierung herangezogen

- Optimierung der NS/MS - Trafostufensteller bzw. Anpassung der Mittelspannungssollwerten
- Optimale Stufenstellung der HöS/HS - Trafos und Optimierung der Q Erzeugungsanlagen werden durch UQM ermittelt.
- An die Erzeugungsanlagen werden Q Sollbefehle (alt. U Sollbefehle) und an die ÜNB werden Solltrafostufenstellungen (U?) übertragen.
- Abruf von Blindleistung zur Unterstützung von nachgelagerten Netzbetreibern oder Netzkunden
- Statusmeldungen des UQM wird an ÜNB übertragen, damit der ÜNB Kenntnis hat, ob Blindleistungspotentiale des VNB zur Verfügung stehen bzw. abgerufen werden können.
- Vom VNB werden der aktuelle Blindleistungswert sowie die möglichen Blindleistungspotenziale je Cluster an den ÜNB übermittelt
- Die vom VNB angeforderte Trafostufe wird beim ÜNB unter Berücksichtigung der Netzsicherheitsrechnung an den HöS/HS - Trafos umgesetzt. (manuell/automatisch)

- Die Grenzen des Sollspannungsbandes beim ÜNB werden erreicht oder die n-1 Sicherheit der HöS/HS-Trafos wird auf Grund zu hoher Blindleistungstransite erreicht
  - Möglichkeit des Blindleistungsabrufes beim VNB wird gegeben. Hierzu muss der ÜNB über das Signal „Blindleistungsabruf aktiv“ seinen Bedarf anmelden und ein Blindleistungssollwert vorgeben.
  - Mit diesen Vorgaben wird das UQM die Netzsituation neu bewerten und die Optimierungen mit den neuen Randbedingen durchführen. Hierzu erfolgt die Anpassung der Trafostufen bzw. die Anpassung der Erzeugungsanlagen. Im Ergebnis soll der Blindleistungsfluss über die Trafos reduziert bzw. die Spannung auf der HöS - Seite verbessert werden.

6.3.1.3 Gefährdeter Spannungsbereich

- Bei Erreichen der Grenzen des Betriebsspannungsbandes darf unter der Berücksichtigung der Netzsicherheitsrechnung im HöS - Netz bei der Optimierung des betreffenden Clusters keine Anpassung der Trafostufen des HöS/HS - Trafos durch den VNB mehr erfolgen. Hierzu wird durch den ÜNB das Signal „Manuelles Stufungsverbot“ der betreffenden Trafos gesetzt.
- Zur Verbesserung der Spannungssituation im HS Netz müssen im Bedarfsfall weitere Reserven (z.B. Filter abschalten) aus dem HS Netz abgerufen werden bzw. topologische Anpassungen (z.B. lange leerlaufende Leitung abschalten) im HS Netz vorgenommen werden.

6.3.1.4 Kritischer Spannungsbereich

- Wenn es trotz der eingeleiteten Maßnahmen zur weiteren Verschlechterung der Spannungsverhältnisse im Übertragungsnetz bzw. zum drohenden Spannungskollaps kommt, weist der ÜNB als Maßnahme nach EnWG §13.2 die Blockierung (entsprechend VDE AR 4142) sämtlicher Trafostufungen der betreffenden Cluster an den VNB an.
- In der Umsetzung dieser Anweisung erfolgt die Bestätigung der Anweisung an den ÜNB und die Blockade aller HS/MS - Trafostufensteller in den entsprechenden Clustern des VNB. Ebenso ist diese Anweisung kaskadiert an weitere unterlagerte Netzbetreiber durch den VNB zu übermitteln.
- Detaillierte Beschreibung in Abschnitt 4.3.1.5

6.3.1.5 Einheitliches Schema „Blockieren der automatischen Spannungsregler“

Zusammenstellung der gemeinsamen Aspekte:

Grundsätzliches:

- Grundsätzlich werden die Spannungsregler der HöS/HS- und der HS/MS-Transformatoren innerhalb der betroffenen Netzgruppen und zugehörigen Übergabestellen gleichzeitig blockiert

Start der Blockierung:

- Das Netzleitsystem des ÜNB überwacht permanent die erforderlichen Parameter und Messwerte, um einen Abfall der Spannung zu erkennen.
- Daraus werden die Übergabestellen und Netzgruppen / Netzcluster des VNB abgeleitet, in denen eine Blockierung der Spannungsregler durchgeführt werden soll.
- Der Befehl zur Blockierung wird an den VNB übergeben. Zur Einhaltung der Zeitanforderung kommt hierbei ausschließlich eine Übergabe über eine digitale Datenschnittstelle (z.B. TASE2 oder 60870-5-104) zum Einsatz.
- Das Netzleitsystem des VNB nimmt den Befehl auf und führt eine Plausibilisierung durch (z.B. Vergleich mit eigenen Messwerten an den Übergabestellen).
- Zusätzlich kann das Netzleitsystem des VNB die Messwerte der Höchstspannungsebene an allen Übergabestellen zwischen HöS und HS auf Unterschreiten des Grenzwertes 380kV / 210kV überwachen. Tritt diese Unterschreitung an mindestens zwei räumlich getrennt liegenden Übergabestellen und dort jeweils an den Messwerten aller Sammelschienen auf, wird die Blockierung aller Spannungsregler in dieser Netzgruppe auch unabhängig von einer vorherigen Befehlsgabe durch den ÜNB automatisch durchgeführt.

Durchführung:

- Zur Durchführung der Blockierung werden alle topologisch innerhalb der Netzgruppe liegenden Spannungsregler durch den VNB identifiziert.
- Spannungsregler von Transformatoren in der eigenen Betriebsführung werden unverzüglich und in kurzer Zeit blockiert. Dazu ist die Aussendung von Befehlen über die Fernsteuerung parallel oder sequenziell in kurzen Abständen vorzunehmen, dabei ist eine Maximalzeit von 5 Minuten einzuhalten. Die Rückmeldung zur Befehlsumsetzung muss innerhalb dieser Zeit nicht vorliegen. Bei Vorliegen einer zentralen Spannungsregelungsfunktion im Netzleitsystem ist diese Funktion an Stelle der dezentralen Spannungsregler entsprechend der zugehörigen Transformatoren zu blockieren.
- Spannungsregler von Transformatoren in der Betriebsführung von nachgelagerten Verteilnetzbetreibern (nVNB) oder Industriekunden werden berücksichtigt, indem zeitgleich der Befehl zur Blockierung über eine digitale Datenschnittstelle übertragen wird. Im Netzleitsystem des nVNB oder Industriekunden erfolgt eine unverzügliche Umsetzung der Befehlsausgabe an alle zugehörigen Spannungsregler. Es ist ebenfalls die Anforderung einer Maximalzeit von 5 Minuten anzustreben. Diese Zeitanforderung ist jederzeit ggf. technisch oder durch eine Dienstleistung sicher zu stellen, auch während Zeiträumen ohne Besetzung der Netzleitstelle. Sollte eine digitale Datenschnittstelle nicht vorhanden sein, können alternativ Grenzwerte der 110kV-Spannung an den Übergabestellen zu den nVNB oder Industriekunden vereinbart werden, bei deren Unterschreitung das Blockieren automatisch durch den nVNB oder Industriekunden durchgeführt wird.

  Es kommen folgende Varianten der Blockierung zum Einsatz:

  - Variante 1: Der Funktion des Spannungsreglers wird vollständig blockiert, so dass durch den Regler keine Stufungsbefehle mehr ausgegeben werden (Regler auf „HAND“). Diese Variante ist in vielen Bestandsanlagen umgesetzt. Sie hat im vorliegenden Anwendungsfall jedoch den Nachteil, dass bei einer schnell ansteigenden Spannung keine Rückstufung des Transformators

(Richtung „TIEFER“) erfolgt und es zu Spannungsüberhöhungen mit der Gefahr von Schäden kommen kann. Durch eine zusätzliche Überwachung im Netzleitsystem kann jedoch die Überspannungssituation im Mittelspannungsnetz erkannt werden und in diesem Fall sofort die Rückschaltung in den Automatik Modus ausgegeben werden.
Eine andere Möglichkeit diese Spannungsüberhöhungen zu vermeiden besteht darin, die zugehörigen Transformatoren nach einer Blockierung des Reglers manuell um mehrere Stufen zurückzustufen, um diesem Effekt vorzubeugen.

- Variante 2: In der Funktion des Spannungsreglers wird nur die Ausgabe der Befehle in Richtung „HÖHER“ blockiert. Der Regler bleibt jedoch aktiv und ist in der Lage, Befehle in Richtung „TIEFER“ auszugeben und bei auftretendem Spannungsanstieg den Trafo selbständig in den zulässigen Spannungsbereich zurückzustufen. (Vorzugsvariante)

- Der VNB übermittelt unmittelbar nach Ausgabe der Blockierungsbefehle an die Spannungsregler den erfolgten Beginn des Blockierungsablaufs an den ÜNB. („Blockierung wurde gestartet“)
- Nach Eingang der Blockierungs-Rückmeldungen aller beteiligten Transformatoren sendet der VNB eine Bestätigung über die erfolgte Blockierung an den ÜNB. Diese Rückmeldung kann ggf. bereits bei Vorliegen von ca. 95% der Rückmeldungen gesendet werden, da bei großen Mengen auszugebener Befehle mit dem Versagen der Befehlsübertragung / Umsetzung bei einzelnen Spannungsreglern zu rechnen ist.
- NVNB sowie Industriekunden melden die erfolgreiche Blockierung ebenfalls an den vorgelagerten VNB zurück, der diese in seine Rückmeldung einbindet.
- Nach Durchführung aller Blockierungen sollten die zugehörigen Transformatoren aller blockierten Spannungsregler durch die betriebsführenden VNB um 2 bis 3 Stufen zurückgestuft werden, um damit die Spannung weiter zu stützen.

Beendigung:

- Das Zurücknehmen der Blockierung von Spannungsreglern wird ausschließlich durch den ÜNB freigegeben / angewiesen. Dazu sendet der ÜNB den Befehl zur Rücknahme der Blockierung an das Netzleitsystem der am Blockierprozess beteiligten VNB.
- Nach Plausibilisierung sendet der VNB die Befehle zur Wiederaufnahme der automatischen Spannungsregelung an alle zuvor blockierten Spannungsregler in seiner Betriebsführung. Es empfiehlt sich, die Rücksetzung nicht gleichzeitig auf alle HS/MS Trafos auszugeben, sondern zeitlich gestaffelt (z.B. in 5 s Staffelschritten).
- Gleichzeitig wird der Befehl zur Freigabe der Spannungsregler an alle zuvor beteiligten nVNB und Industriekunden gesendet. Diese geben den Befehl unverzüglich an alle zuvor blockierten Spannungsregler weiter.
- Der VNB übermittelt unmittelbar nach Ausgabe der Freigabebefehle an die Spannungsregler den erfolgten Beginn des Freigabeablaufs an den ÜNB. („Freigabe wurde gestartet“)
- Nach Eingang der Freigabe-Rückmeldungen aller beteiligten Transformatoren sendet der VNB eine Bestätigung über die erfolgte Freigabe an den ÜNB. Diese Rückmeldung kann ggf. bereits bei Vorliegen von ca. 95% der Rückmeldungen gesendet werden, da bei großen Mengen ausgegebener Befehle mit dem Versagen der Befehlsübertragung oder Umsetzung bei einzelnen Spannungsreglern zu rechnen ist.
- NVNB sowie Industriekunden melden die erfolgreiche Freigabe ebenfalls an den vorgelagerten VNB zurück, der diese in seine Rückmeldung einbindet.

Beispiel für die Blockierung der Spannungsregler ÜNB – VNB – VNB

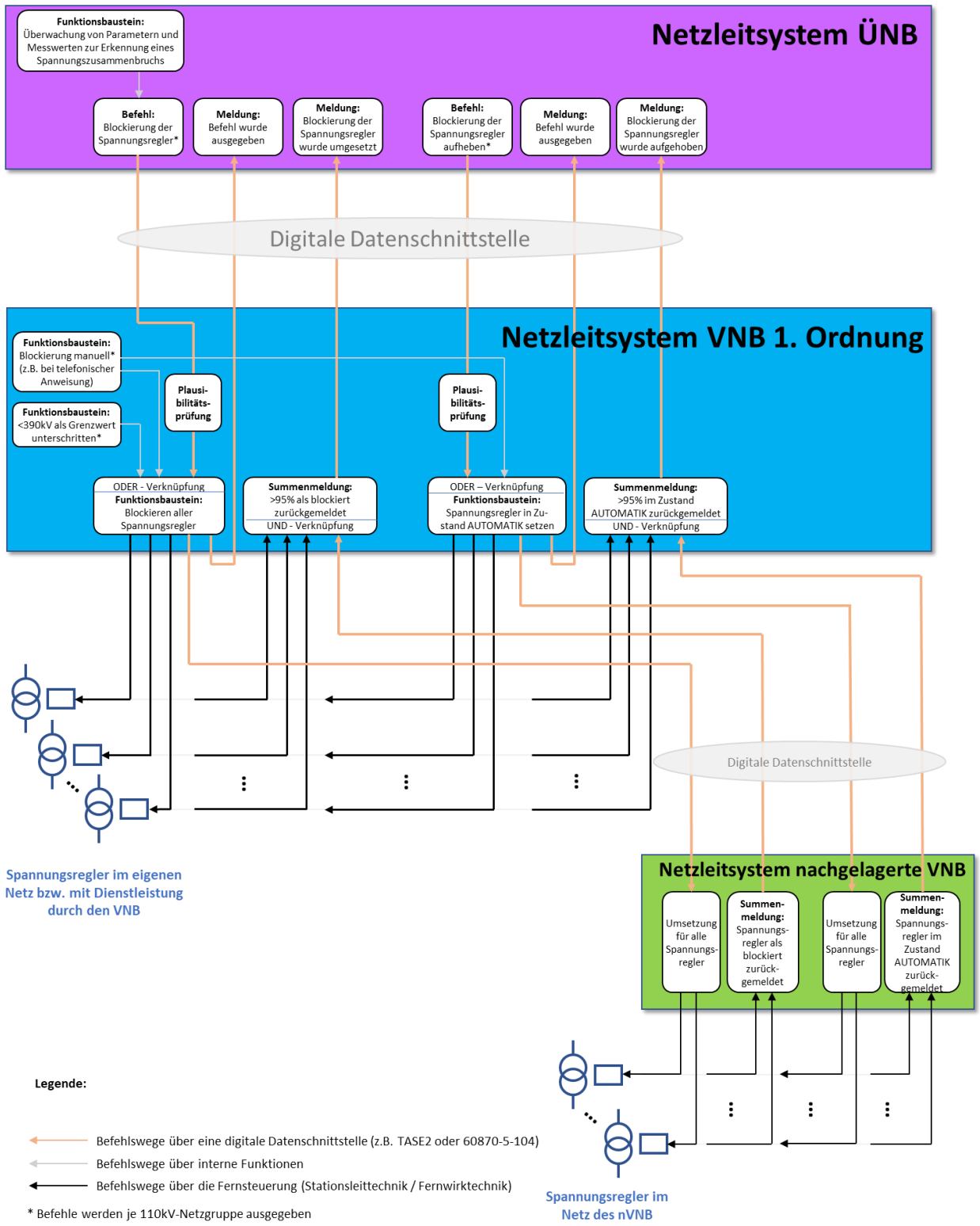


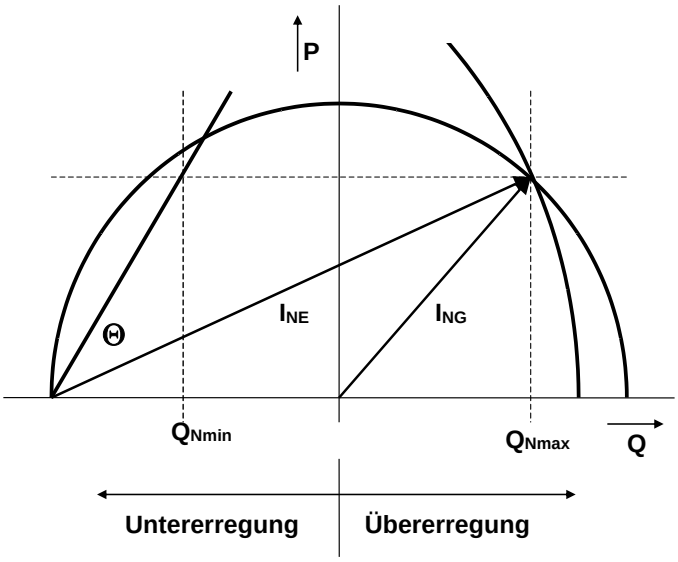
Abbildung 36: Beispiel für die Blockierung der Spannungsregler über mehrere Netzebenen

7 Anhänge

A. Anhang Verhalten einer Synchronmaschine

Das Generator-Leistungs-Diagramm

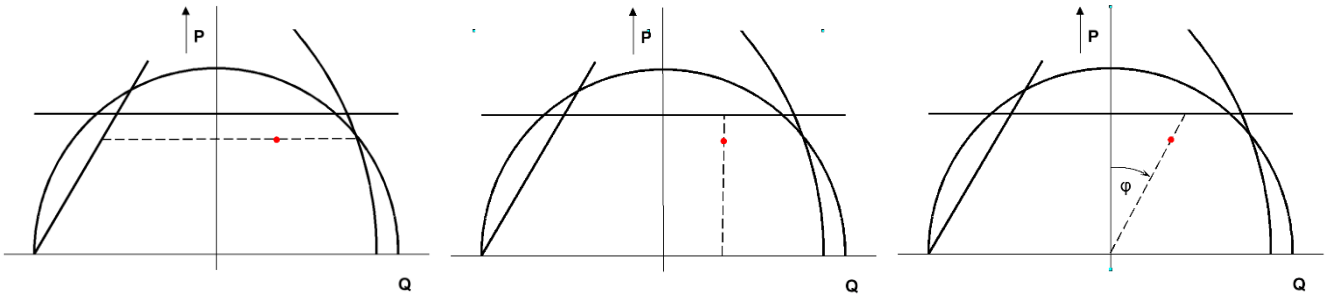
Die konstruktive Auslegung der Synchronmaschine erfolgt anhand von vielen Kenngrößen. Unter anderem werden auf Basis der Generatornennspannung U_{NG}, der Nennwirkleistung P sowie den dauerhaft zulässigen Werten für die Blindleistung im unter- und übererregten Betrieb (Q_{min} , Q_{max}) der Nennstrom I_{NG} der Ständerwicklung und der Nennstrom I_{NE} der Erregung ermittelt. Im untererregten Bereich begrenzt der maximal zulässige Polradwinkel Θ den Nennstrom. Aus diesen Kenngrößen kann ein vereinfachtes Generator-Leistungs-Diagramm für den stationären Betrieb unter Nennbedingungen konstruiert werden.



Spannungs-/Blindleistungsregelung einer Synchronmaschine

Die Einflussgröße für die Klemmenspannung des Generators ist die Erregerspannung, die nun wiederum den Erregerstrom hervorruft. Prinzipiell werden drei unterschiedliche Regelungen unterschieden. Die reine Spannungsregelung, auch als U-Regelung bezeichnet erhält einen Spannungssollwert U_{soll} für die Klemmenspannung des Generators und regelt auf die aktuelle Klemmenspannung U_{akt} mit dem Ziel, die Sollspannung an den Generatorklemmen zu halten.

Die Blindleistungsregelung, auch als Q-Regelung bezeichnet, hat als Eingangswert einen Sollwert Qsoll für die Blindleistungsbereitstellung (unter-, bzw. übererregt). Die Regelgröße ist die abgegebene Blindleistung Q_{akt} (unter-, bzw. übererregt) an den Generatorklemmen. Als weitere Regelung existiert die Leistungsfaktor-Regelung, auch als cosϕ-Regelung bezeichnet. Durch die Sollwertvorgabe der Wirkleistung P_{soll} und einem Sollwert für den Leistungsfaktor $\cos\phi_{soll}$ werden an den Generatorklemmen die aktuell abgegebene Wirkleistung Pakt und der aktuelle Wert der Blindleistung Q_{akt} geregelt. Als Ergebnis ergibt sich eine Blindleistungslieferung in Abhängigkeit der Wirkleistungslieferung.



U-Regelung **Q-Regelung** **cosφ-Regelung**

Die Diagramme zeigen in Abhängigkeit der Regelung die Regelflexibilität. Die größte Flexibilität weißt die U-Regelung auf, da die Spannungsstützung durch Blindleistungslieferung ausschließlich durch die Begrenzungen des Generator-Leistungs-Diagramms vorgegeben ist. Wird die Q-Regelung oder die cosϕ-Regelung eingesetzt, so sind sinnvollerweise Spannungsgrenzwerte zu definieren, bei deren Erreichen auf die U-Regelung umgeschaltet wird.

Kraftwerkseigenbedarf

Der Betrieb eines Kraftwerks erfordert einige bis viele Betriebsmittel und Hilfsaggregate, deren Leistungsanforderungen gedeckt werden müssen. Zusammengefasst bilden sie den Eigenbedarf und werden über das kraftwerkseigene Eigenbedarfsnetz versorgt. Erfolgt der Anschluss des Eigenbedarfsnetzes an das Versorgungsnetz über einen Transformator, so sollte dieser mit einem Stufenschalter, der unter Last gestellt werden kann, versehen werden. So kann die Spannung des Eigenbedarfsnetzes an die Spannung des Versorgungsnetzes angepasst werden.

Für die Inbetriebnahme des Kraftwerks wird dieser Eigenbedarf aus dem Versorgungsnetz gedeckt. Gerade das Einschalten großer Antriebe, wie z.B. der Speisewasserpumpe, verursacht einen Spannungseinbruch in der Eigenbedarfsanlage. Dieser Spannungseinbruch kann dazu führen, dass bereits in Betrieb befindliche Hilfsaggregate über Schutzmechanismen abgeschaltet werden und somit die Inbetriebnahme nicht ermöglicht. Es ist für eine ausreichende Netzspannung am Anschlusspunkt des Eigenbedarfs zu sorgen. Sofern der Anschluss über einen Transformator erfolgt, ist dieser mit einem unter Last bedienbaren Stufensteller zu versehen.

Nach erfolgter Synchronisierung des Generators mit dem Versorgungsnetz erfolgt je nach Auslegung eine Schnellumschaltung des Eigenbedarfs auf das Generatoranschlussfeld, so dass der Eigenbedarf nun durch den eigenen Generator gedeckt wird und nicht mehr über das Versorgungsnetz. Der Eigenbedarf unterliegt nun der Generatorspannung.

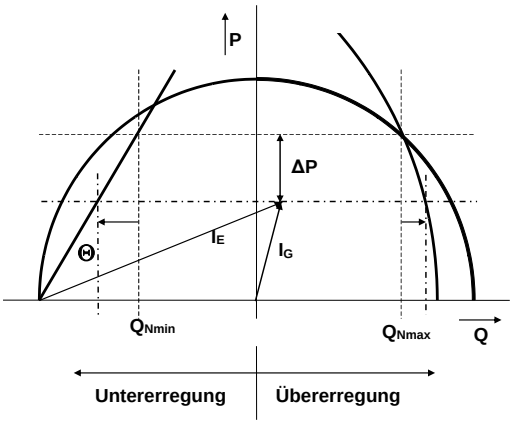
Generator- / Blockschutz

Überschreitet der Betrieb der Synchronmaschine die zulässigen Grenzen, greift der Generator- oder Blockschutz. Der Schutz wirkt auf den Generatorleistungsschalter und schaltet diesen aus. Dadurch wird die Erzeugungseinheit vom Netz getrennt. Als Folge fehlt die spannungsstützende Wirkung am Netzanschlusspunkt. Bei niedriger Netzspannung sinkt die Spannung am Netzanschlusspunkt auf noch kleinere Werte, analog steigt sie bei hoher Netzspannung zu größeren Werten, und entfernt sich weiter von den zulässigen Spannungswerten der Synchronmaschine. Dies verhindert eine mögliche Re-synchronisation des Generators, falls sich die Erzeugungseinheit im Eigenbedarf gefangen hat. Somit wiegt der Verlust der Maschine erheblich bei der Vermeidung des drohenden Spannungskollapses. Gleichzeitig fehlt die eingespeiste Wirkleistung. Insbesondere bei niedriger Spannung wird diese weiter absinken und die aktuelle Situation verschärfen. Kaskadierende Schutzabschaltungen sowohl von weiteren

Erzeugungseinheiten als auch von Netzbetriebsmitteln sind nicht auszuschließen und führen ggf. zu einem Netzzusammenbruch.

Maßnahmen zur Vermeidung eines Spannungskollaps

Der Arbeitspunkt der Synchronmaschine kann innerhalb der Begrenzungen des Diagramms durch Vorgabe von Wirkleistung und Klemmenspannung jede beliebige Position annehmen. Eine Änderung der Klemmenspannung verändert den Erregerstrom I_E und beeinflusst somit den Blindanteil des Generatorstroms I_G.



Eine Änderung der Wirkleistung ΔP verändert den Wirkanteil des Generatorstroms I_G. Gleichzeitig verändert sich das zulässige Blindleistungsintervall. Eine Reduzierung der Wirkleistung liefert folglich einen größeren Blindleistungsbereich zur Spannungsstützung am Netzanschlusspunkt. Bei Einsatz dieser Maßnahme ist auf die Wirkleistungs-/Frequenzbilanz zu achten.

Das Generator-Leistungs-Diagramm ist spannungsabhängig. Bei sinkender Netzspannung sinkt ebenfalls die Klemmenspannung des Generators. Da die Innenimpedanz der Maschine unverändert bleibt, sinkt der zulässige Ständerstrom des Generators. Dies kann dazu führen, dass bei unverändertem Erregerstrom die Begrenzung der Übererregung wirksam wird. Für den Generator ist die Spannungsregelung (U-Regelung) zu wählen.

Die Spannungsregelung des Generators erhöht die Klemmenspannung bis zum gewünschten Wert bzw. bis zum Erreichen der Grenze der Übererregung. Verfügt der Blocktransformator des Generators über einen Stufensteller, der unter Last bedient werden kann, wird zur Spannungsstützung am Netzanschlusspunkt ein größeres Übersetzungsverhältnis gewählt. Sofern die gewünschte Klemmenspannung noch nicht erreicht wird und die Begrenzung der Übererregung noch greift, wird die Wirkleistung des Generators soweit reduziert, bis die Begrenzung aufgehoben wird und durch die Spannungsregelung abgelöst wird. Anschließend ist der Spannungssollwert zu weit zu erniedrigen, bis ein Betrieb im dauernd zulässigen Bereich erreicht wird.

Analoge Überlegungen und Vorgehensweisen ergeben sich für den Fall steigender Netzspannung. Für den Generator ist die Spannungsregelung (U-Regelung) zu wählen. Der zulässige Erregerstrom ist durch die Polradbegrenzung bestimmt. Über die Spannungsregelung wird die Generatorspannung erniedrigt. Ein verfügbarer Blocktransformator mit unter Last bedienbarem Stufensteller stützt die Netzspannung durch ein kleineres Übersetzungsverhältnis. Befindet sich der Generator in der Grenze der Untererregung, wird die Wirkleistung soweit erniedrigt, bis die Begrenzung durch die Spannungsregelung abgelöst wird. Der Sollwert der Spannungsregelung wird erhöht, so dass der dauernd zulässige Bereich erreicht wird.

Aus Sicht der Netz- und Systemführung muss beachtet werden, dass frühzeitig die Kraftwerke mit ihren Synchrongeneratoren in die Vermeidung eines Spannungskollapses eingebunden werden. Bei Verlust der spannungsstützenden Eigenschaften der Generatoren ist der Lastabwurf als Letztmaßnahme unvermeidbar.

B. Tabelle Übersicht Großstörungen mit Ausgangpunkt „Spannungsproblem“

Zeitpunkt	Land	Betroffene Last	Zeitdauer bis zur Vollversorgung	Anlass	Ursache
13.04.76 15.28 Uhr	BR Deutschland (Bayern)	4 200 MW	ca. 2,5 h	Waldbrand, SS-Kurzschluss;	Fehlhandlung, Blindleistungsmangel
10.04.79 17.09 Uhr	BR Deutschland (Dollern)	ca. 1 200 MW	wenige Minuten	SS-Kurzschluss	Blindleistungsmangel
27.12.83 12.25 Uhr	Schweden	ca. 11 400 MW	ca. 7 h	SS-Kurzschluss	Blindleistungsmangel
12.01.87 10.55 Uhr	Frankreich	ca. 5500 MW	ca. 11 h	Kraftwerksausfälle	Netzüberlastung, Blindleistungsmangel
23.07.87 13.19 Uhr	Japan	ca. 8 200 MW	ca. 3,5 h	falsche Prognose	Spannungszusam-menbruch, Blindleistungsmangel
10.05.89 16.42 Uhr	Italien	ca. 4 600 MW		Gleichzeitige Auslösung von 2 380-kV-Str. F - I	
02.07.96 13.25 Uhr	USA (Westen)	ca. 12 000 MW	ca. 6 h	Erdkurzschluss, Baum zu Nahe am Stromkreis	Spannungszusam-menbruch, Blindleistungsmangel
10.08.96 15.42 Uhr	USA (Westen)	30 400 MW	ca. 6 h	Kurzschluss	Leistungspendlungen (n-1) nicht eingehalten
23.07.1987	Japan	ca, 8200 MW	ca. 4 h	Blindleistungsmangel durch hohe Transportleistung im Übertragungsnetz	Spannungszusam-menbruch
26.12.99	Frankreich (Ost-Fr., Süd Paris)	ca. 5 000 MW	ca. 1 Woche	Orkan Lothar, Mastbrüche	Stromkreisausfälle
27.12.99	Frankreich (Süd-West-Fr.)	ca. 8 500 MW (incl. Vortag)	ca. 1 Woche	Orkan Lothar, Mastbrüche	Stromkreisausfälle
14.08.03	USA / Kanada		bis zu 3 Tage	Buschfeuer	Spannungszusam-menbruch, Blindleistungsmangel, Leistungsp.
28.08.03 17.00 Uhr	England London	ca. 560 MW	ca. 40 min	Schutzüberfunktion	Falsch dimensioniertes Schutzrelais
23.09.03 12.35 Uhr	Dänemark/ Schweden	ca. 3000 MW	ca. 9 h	SS-Kurzschluss	Ausfall von Kraftwerksleistung in Folge des SS-Kurzschlusses

28.09.03 03.25 Uhr	Italien	ca. 21 000 MW	bis zu 18 h	Erdkurzschluss, Baum zu nah am Stromkreis	Ausfall des Strombezugs (25% d. Netzlast), Blindleistungs-mangel
12.07.04, 12:39 Uhr	Griechen-land	4500 MW	ca. 2 h	gleichzeitige Hochfahren tausender Klimaanlagen	Teilnetzbildung, Blindleistungs-mangel
31.03.15 12:27 Uhr	Türkei		9 h	Ausfall mehrerer Kraftwerke	Trennung der Netzkopplung mit dem ENTSO-E-Netz

1422

1423

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im
VDE (VDE|FNN)
Bismarckstraße 33
10625 Berlin
Tel. +49 30 383868-70