

TECHNO-ÖKONOMISCHE ANALYSE DER STRATEGIEN ZUR SPANNUNGSHALTUNG UND BLINDLEISTUNGSKOMPENSATION IM ÖSTERREICHISCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZ

Stefan Aistleitner^{1(*)}, David Böhm², Wilhelm Süßenbacher¹

¹ Fachhochschule Oberösterreich, Stelzhamerstraße 23, 4600 Wels, stefan.aistleitner@students.fh-wels.at, wilhelm.suessenbacher@fh-wels.at, <https://fh-ooe.at>

² Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1120 Wien, david.boehm@apg.at, <https://www.apg.at>

Kurzfassung:

Die zunehmende Integration erneuerbarer Energien verändert die Blindleistungsflüsse im österreichischen Übertragungsnetz und erfordert neue Strategien zur Spannungshaltung. Aufgrund des rückläufigen Einsatzes konventioneller Kraftwerke gewinnen statische und quasidynamische Kompensationsanlagen an Bedeutung. In der vorliegenden Arbeit wird in einem 220-kV-Netzgebiet mittels Lastflussberechnungen der Blindleistungsbedarf analysiert und ein Referenzspannungsband definiert. Dabei wird ein ideales Kompensationselement zur Bestimmung des maximalen Blindleistungsbedarfs und zur Ableitung einer geeigneten Kompensationsgröße verwendet. Die Ergebnisse der Untersuchung zeigen einen erforderlichen kapazitiven Bedarf von 200 MVar sowie den optimalen Einsatzort. Des Weiteren werden MSCDN-, SVC- und STATCOM-Technologien hinsichtlich Spannungsregelung, Betriebsverhalten und Wirtschaftlichkeit verglichen. Dabei zeigt sich, dass quasidynamische Systeme höhere Flexibilität bieten, für den stationären Blindleistungsbedarf aber die MSCDN-Technologie die technisch-ökonomisch vorteilhafteste Lösung darstellt.

Keywords: Blindleistungskompensation, Spannungshaltung, techno-ökonomische Bewertung, MSCDN, SVC, STATCOM, Übertragungsnetz

1 Motivation

Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) fordert den Gesamtstromverbrauch bis 2030 bilanziell zu 100 % aus erneuerbaren Energien zu decken. Bereits 2024 konnten 94 % des Bruttostromverbrauchs aus Erneuerbaren produziert werden. Im Jahr 2024 entfiel mit 2.130 MW bzw. 83 % der Großteil des Erneuerbaren-Zubaus in Österreich auf PV-Anlagen [1].

Der zunehmende Anteil leistungselektronischer und volatiler Einspeiser reduziert den Kraftwerkseinsatz und damit die Möglichkeit einer nahezu kontinuierlichen Blindleistungsbereitstellung durch konventionelle Kraftwerke. In Netzbereichen, in denen konventionelle Kraftwerke aufgrund der zuvor genannten Rahmenbedingungen stillgelegt werden oder generell keine Erzeugungsanlagen angeschlossen sind, kann durch die Implementierung von Kompensationsanlagen die erforderliche Blindleistung in Abhängigkeit der vorherrschenden Netzspannung erzeugungsunabhängig bereitgestellt werden [2]. Verschiedenste Technologien wie klassische Kompensationseinrichtungen (Drosseln, C-Batterien) oder MSCDN-Anlagen bzw. FACTS können, je nach lokalem Bedarf, installiert werden [3].

Eine gezielte bzw. direkt verortete Blindleistungskompensation an den relevanten Netzknoten optimiert den Blindleistungshaushalt bzw. die Spannungshaltung und verbessert die Übertragungskapazität der bestehenden Netzinfrastruktur [4]. Somit kann nach dem Prinzip „Netz-Optimierung vor Verstärkung und Ausbau“ (NOVA-Prinzip) eine effiziente Netzplanung abgewickelt werden. Daraus lässt sich die Forschungsfrage ableiten, welche Strategien am besten für eine effiziente Spannungshaltung und Blindleistungskompensation geeignet sind. Im Rahmen der Arbeit wird dies für einen 220-kV-Netzbereich anhand einer umfassenden Analyse gängiger Kompensationsanlagentypen untersucht.

2 Methodik

Für die Analyse wird ein repräsentativer Bereich des österreichischen Übertragungsnetzes ausgewählt und der Blindleistungsbedarf mittels Lastflussberechnungen ermittelt. Weiters wird ein Referenzspannungsband von 232 - 240 kV definiert, dessen Einhaltung mittels der untersuchten Kompensationsanlagen sichergestellt werden soll. Als Grundlage für die Wahl des Spannungsbandes dienen reale Messwerte aus den Umspannwerken als auch Netzsimulationsberechnungen.

Für den Vergleich der Technologien wird zuerst ein ideales Kompensationselement, ohne Grenzwerte für die Regelung, simuliert und der maximal erforderliche kapazitive bzw. induktive Blindleistungsbedarf zur Spannungshaltung ermittelt. Anschließend erfolgt ein Vergleich des idealen Kompensationselements mit den unterschiedlichen Kompensationsanlagentypen. Die Simulation ermöglicht sowohl eine Betrachtung des Spannungsniveaus benachbarter Standorte als auch des Verhaltens der Kompensationsanlagen bei Ausfällen unterschiedlicher Betriebsmittel (z.B. Transformatoren, Leitungen, Kraftwerke oder Kompensationsanlagen).

Im Rahmen der Analyse werden die Kompensationsanlagen hinsichtlich technischer Kriterien (Spannungsbandeinhaltung, Schalthäufigkeit, Einsatzdauer, Regelverhalten) sowie wirtschaftlicher Gesichtspunkte (Investitionskosten, laufende Betriebskosten) bewertet und miteinander verglichen. Auf diese Weise kann, die aus technischer und wirtschaftlicher Sicht am besten geeignete Technologie für das untersuchte Netzgebiet ermittelt werden.

3 Beschreibung des Netzmodells

Den Ausgangspunkt der Betrachtung stellen AC-Lastflussanalysen im Netzmodell des TYNDP 2024 (Szenario National Trends 2030 – kurz NT2030) dar. In diesem Modell werden neben der bestehenden Netzinfrastruktur auch zukünftige Leitungsbauprojekte bis zum Jahr 2030 abgebildet. Zusätzlich werden Zeitreihen sämtlicher Erzeugung- und Verbrauchseinheiten über 8.736 h in das Modell integriert. Die Simulation erfolgt in stündlicher Auflösung in der Netzplanungssoftware INTEGRAL.

Für das Zieljahr 2030 erfolgt dabei eine Projektion der erwarteten Kraftwerksstrukturen sowie der zukünftigen Lastentwicklungen. Als meteorologische Grundlage dient das Jahr 2009, da dieses Jahr keine signifikanten Extremereignisse hinsichtlich Temperatur-, Wind- oder Strahlungsbedingungen aufweist. Dadurch wird ein realistisch abzuschätzender Betriebsverlauf des Energiesystems abgebildet [5].

4 Analyse der Netzsituation und Blindleistungskompensation

Im folgenden Abschnitt wird zunächst die Ausgangssituation des untersuchten Netzgebietes beschrieben, um die relevanten Einflussgrößen für den Blindleistungsbedarf und die Spannungsstabilität identifizieren zu können. Anschließend erfolgt eine detaillierte Untersuchung des idealen Kompensationselements, welches als Referenz für die Bestimmung des maximalen Blindleistungsbedarfs sowie der Wirkung auf die Knotenspannung dient. Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse wird die tatsächlich sinnvolle Größe der Kompensationsanlage abgeleitet und der optimale Standort festgelegt. Gemäß der üblichen wissenschaftlichen Konvention werden kapazitive Größen mit negativen Zahlenwerten angegeben.

4.1 Ausgangssituation im Netzgebiet

Die Untersuchung zeigt, dass sich die Blindleistungsverluste im untersuchten Netzgebiet mit der Tages- bzw. Jahreszeit ändern. Die Einspeisung von PV-Anlagen zur Mittagszeit stellt einen wesentlichen Treiber im Tagesverlauf dar und führt zu erhöhten induktiven Blindleistungsverlusten (siehe Abbildung 4.1). Die farbliche Abstufung gibt an, zu welchem Zeitraum und wie ausgeprägt sich das Netz kapazitiv (blau) oder induktiv (rot) verhält. Wie ersichtlich, reduziert sich der Blindleistungsbedarf in den Abend- und Nachtstunden. Das Netz wirkt sogar leicht induktiv, wodurch jedoch noch kein unmittelbarer Kompensationsbedarf entsteht. Auffällige Längsstreifen im Herbstzeitraum bzw. im Winter deuten auf eine erhöhte Netzbelastung hin (siehe rote Markierung in Abbildung 4.1). Die maximalen induktiven Blindverluste des Netzes betragen dabei bis zu 300 MVAR. Die kapazitiven Verluste betragen maximal 36 MVAR.

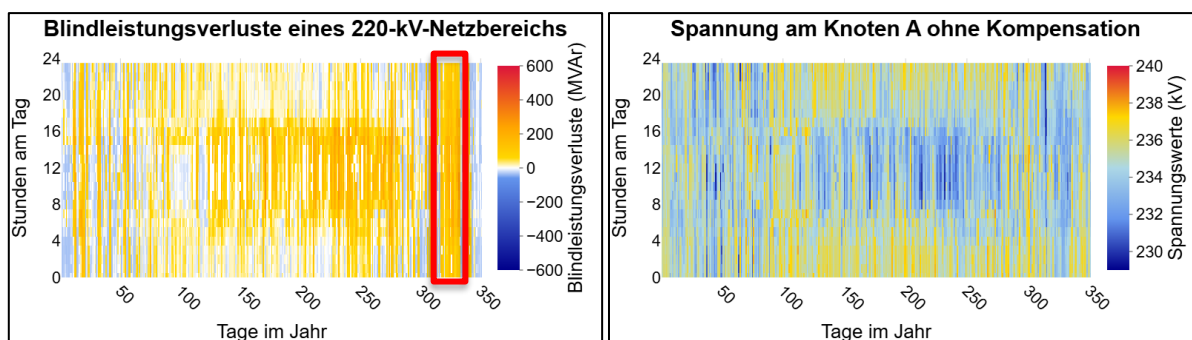


Abbildung 4.1: Blindverluste eines 220-kV-Netzgebietes

Abbildung 4.2: Spannung an einem Knoten ohne Kompensation

Der dargestellte Spannungsverlauf bezieht sich auf den untersuchten Knoten A im 220-kV-Netz, an dem eine potenzielle Kompensationsanlage installiert werden könnte. Die analysierten Daten weisen eine maximale Spannung von 238,1 kV sowie eine minimale Spannung von 229,1 kV auf. Für diesen Standort wäre somit eine kapazitive Kompensationsanlage erforderlich, um die Spannung innerhalb des vorgegebenen Sollbereichs zu halten. Qualitative Auswertungen der Lastflussberechnungen zeigen, dass im untersuchten Netzbereich, insbesondere an den Knoten A und B, Abweichungen vom Referenzspannungsbands auftreten. An diesen Knoten gibt es keine konventionellen Erzeugungsanlagen, welche Blindleistung kontinuierlich bereitstellen könnten. Die beiden Knoten sind direkt über eine Freileitung mit zwei Systemen verbunden, ohne dass ein Umspannwerk dazwischen liegt. Sollten in den Knoten A und B jeweils eigenständige Kompensationsanlagen installiert werden, so muss darüber hinaus die wechselseitige Beeinflussung analysiert werden.

4.2 Untersuchung des idealen Kompensationselements

Um den maximal erforderlichen kapazitiven bzw. induktiven Blindleistungsbedarf zur Spannungshaltung an den beiden Knoten A und B zu ermitteln, wird an beiden Standorten ein ideales Kompensationselement (keine Blindleistungsgrenzen für die Regelung) simuliert. Abbildung 4.3 veranschaulicht eine gemeinsame Blindleistungsbereitstellung der idealen Elemente an den beiden Knoten und verdeutlicht die Korrelation zwischen Blindleistungsbedarf, Spannung und Kompensationswirkung (vgl. Abbildung 4.1 und Abbildung 4.2). Der Streubereich der Blindleistungsbereitstellung liegt zwischen 47 MVar induktiv und 639 MVar kapazitiv, wobei der Interquartilsabstand kapazitiv zwischen 92 und 258 MVar liegt. Die Auswertung belegt, dass das ideale Element zu 95,7 % der Zeit kapazitive Blindleistung einspeist und nur zu 1 % induktiv wirkt.

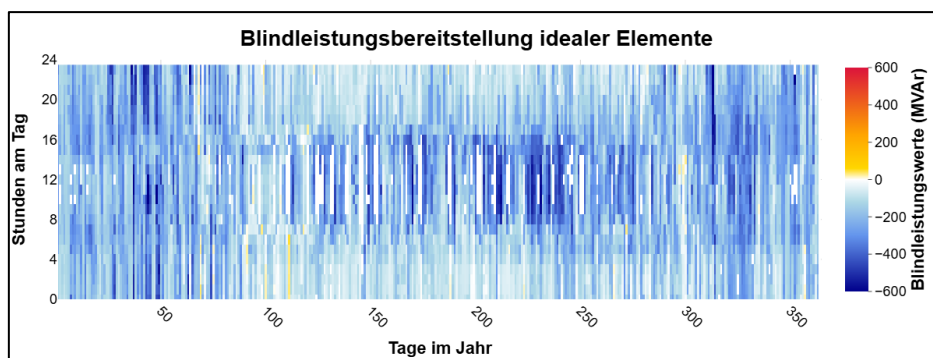


Abbildung 4.3: Blindleistungsbereitstellung idealer Elemente

Die Ergebnisse verdeutlichen die enge Wechselwirkung der beschriebenen Parameter sowie zentrale Einflussgrößen für eine effiziente Blindleistungskompensation unter zukünftigen Netzbedingungen. Der Gesamtblindleistungsbedarf einer idealisierten Regelung dient als erste Abschätzung für weiterführende Kompensationsstrategien.

4.3 Standortspezifische Beurteilung der Blindleistungsbereitstellung

Im Folgenden wird in einer Einzelbetrachtung ein idealisiertes Kompensationselement an den Standorten A bzw. B eingefügt. Diese Betrachtung ermöglicht es, den individuellen Blindleistungsbedarf für jeden der Knoten isoliert zu analysieren. Die Streudiagramme in Abbildung 4.4 und Abbildung 4.5 zeigen die stundenabhängigen Blindleistungsmengen, die zu einer Verschiebung der Spannungsdauerlinie auf ein Niveau von rund 236,5 kV führen. Mit Hilfe der Kennwerte der Boxplots können die Bemessungsleistungen bedarfsgerecht festgelegt werden. Insbesondere der Interquartilsabstand dient dabei zur Abschätzung des für den überwiegenden Betriebsbereich relevanten Blindleistungsbedarfs.

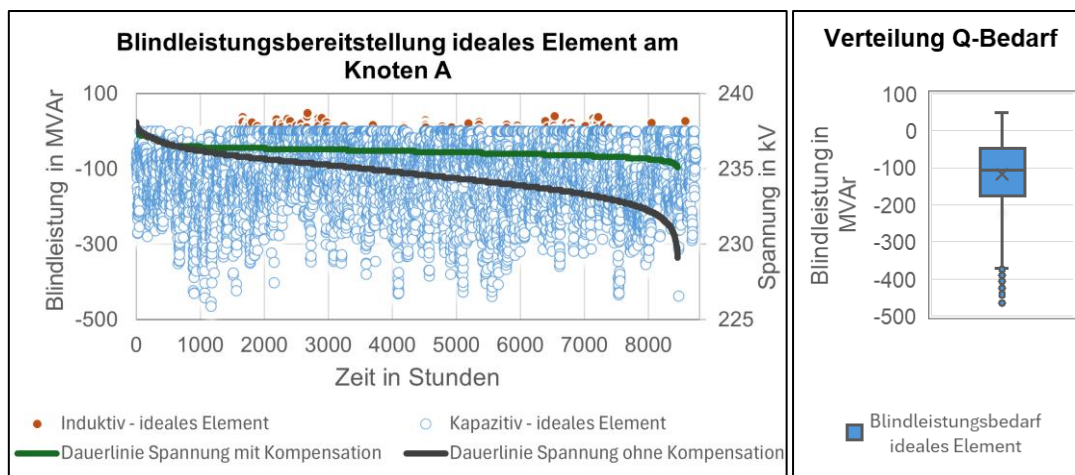


Abbildung 4.4: Zeitlicher Verlauf von Blindleistungsbedarf und Spannung am Knoten A sowie statistische Verteilung des Blindleistungsbedarfs

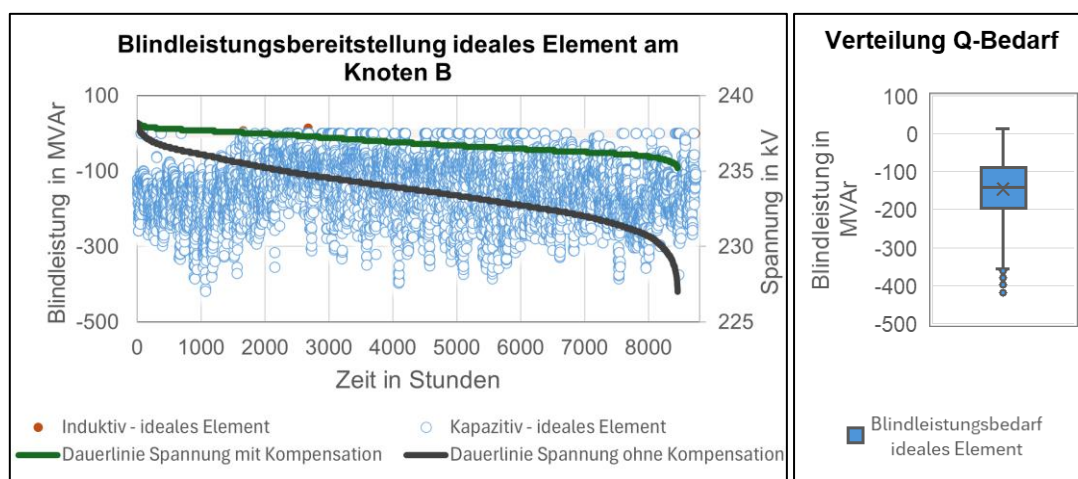


Abbildung 4.5: Zeitlicher Verlauf von Blindleistungsbedarf und Spannung am Knoten B sowie statistische Verteilung des Blindleistungsbedarfs

Die aus Abbildung 4.4 und Abbildung 4.5 gewonnenen Ergebnisse weisen darauf hin, dass im betrachteten Netzgebiet keine zusätzliche induktive Kompensationsanlage erforderlich ist. Die Obergrenze des festgelegten Spannungsbandes wird zu keinem Zeitpunkt überschritten. Die Verteilung des Blindleistungsbedarfs zeigt zudem, dass das untere Quartil am Knoten B bei -196 MVAR liegt, während der Knoten A einen um 19 MVAR geringeren kapazitiven Bedarf aufweist.

Darüber hinaus weisen die Spannungen am Standort B die niedrigsten Werte im Vergleich zwischen den betrachteten Knoten auf, mit einem Minimum von 227 kV¹. Weitere topologische Faktoren am Knoten B, wie die geringere Kurzschlussleistung und das Fehlen lokaler Erzeugungsanlagen, sprechen ebenfalls für die Wahl dieses Standortes.

Sensitivitätsanalysen der gegebenen Parameter führen zu einer objektiven Standortbewertung und unterstützen die Auswahl der technisch optimalen Lösung [6]. Aus diesen Gründen wird der Einsatz einer Blindleistungskompensationsanlage am Knoten B höher priorisiert als am Knoten A. Die daraus abgeleitete erforderliche Kompensationsleistung

¹ Im Knoten A liegt das Minimum bei 229 kV.

beträgt 200 MVar kapazitiv und wird am Standort B in weiterer Folge für unterschiedliche Technologien simuliert.

5 Technologien und Parameter für die Blindleistungskompensation

Die MSCDN-, STATCOM- und SVC-Anlagen werden in den Berechnungen mit einer Bemessungsleistung von jeweils 200 MVar analysiert. Die unterschiedlichen leistungselektronischen Topologien der Technologien führen zu spezifischen Regelkennlinien, welche die Art der Spannungsregelung bestimmen.

5.1 Modellierung der MSCDN-Systeme

Die MSCDN-Kompensationsanlage wird im Netzmodell so parametrisiert, dass die Regelung einsetzt, sobald die Spannung an der Sammelschiene des Umspannwerks unter 233,8 kV fällt. Dieser Wert entspricht dem Median der berechneten Spannungsverläufe ohne Kompensation und wird als Schwellwert verwendet. Wird dieser unterschritten stellt die MSCDN-Anlage konstant Blindleistung bereit. Durch diese Festlegung wird sichergestellt, dass die Einsatzzeiten der Anlage auf das betrieblich notwendige Maß beschränkt bleiben. Gleichzeitig führt die Anhebung der unteren Quartile der Spannungsverteilung zu einer signifikanten Reduktion der jahreszeitlichen Spannungsschwankungen.

In die nachfolgend durchgeführten Bewertung fließen auch betriebliche Aspekte ein. So weist eine MSCDN-Anlage in etwa Schaltgeschwindigkeiten von 40 bis 100 ms auf. Die Dynamik dieser Schaltung wird durch die Schaltzeit des Leistungsschalters sowie der Entladezeit der Kondensatoren begrenzt. Zudem sind wegen des eingesetzten Leistungsschalters lediglich sieben bis acht Schaltungen pro Tag möglich [7], [8]. MSCDN-Anlagen setzen sich üblicherweise aus einer Kondensatorbank, einer Dämpfungsdrossel sowie einem Widerstand zusammen. Infolge der rein passiven Topologie erzielen MSCDN-Anlagen eine höhere Flächeneffizienz als aktive Kompensationssysteme (SVC/STATCOM) [9].

5.2 Modellierung der SVC- und STATCOM-Systeme

SVC- und STATCOM-Anlagen können durch definierte Regelkennlinien und eine aktive Steuerung die erforderliche Blindleistung bedarfsgerecht bereitstellen, ohne dauerhaft im Maximalbetrieb zu arbeiten. Dies stellt einen wesentlichen Unterschied zu MSCDN-Anlagen dar.

Die Modellierung in Integral weist für SVC/STATCOM-Kompensationsanlagen dieselbe Funktionsmaske auf [10]. In der Analyse werden beide Technologien somit als äquivalent modelliert. Daraus resultieren identische Auswirkungen auf das Spannungsband, unabhängig vom gewählten Anlagentyp. Diese Vereinfachung ist möglich, da jene Betriebsbereiche, in denen sich die STATCOM-Technologie unterscheiden würden, im verwendeten Netzberechnungstool in einer Lastflussberechnung eines einzelnen Zeitpunktes nicht abbildbar sind. Unterschiede im quasidynamischen Verhalten, insbesondere in Störfallszenarien, bleiben dabei unberücksichtigt [8]. Diese Betriebszustände betreffen Störungen bzw. quasidynamische/quasistationäre Blindleistungsbedarfe, welche im Kontext des Systemschutzplans Österreich gesondert zu analysieren sind. Der darin angeführte Stufenplan definiert die zulässigen Betriebsgrenzwerte und legt die einzuleitenden Maßnahmen fest [11].

Die vorliegenden Analysen konzentrieren sich ausschließlich auf die Maßnahmen bei sinkender Spannung zur Spannungshaltung im Normalbetrieb. Dies entspricht einem stationären Blindleistungsbedarf. Die Referenzspannung U_{ref} und die Steigung m definieren die Regler-Kennlinie gemäß untenstehender Formel.

$$U = U_{ref} + m * I$$

Der induktive Strom wird positiv gezählt. Der Kehrwert der Steigung $1/m$ besitzt die Einheit kA/kV und beschreibt die Änderung der bereitgestellten Blindleistung infolge einer Spannungsänderung von 1 kV. Ein höherer Wert von $1/m$ entspricht einer flacheren Kennlinie im U(I)-Diagramm und führt zu einer stärkeren Wirksamkeit der Spannungsregelung [10].

Als Referenzspannung für die Regelung werden 238 kV angesetzt. Wird dieser Wert über bzw. unterschritten, passt die Kompensationsanlage die eingespeiste bzw. aufgenommene Blindleistung gemäß dem hinterlegten Steigungsfaktor an. Es zeigt sich, dass die Wahl der Referenzspannung von 238 kV in Kombination mit einem Kehrwert der Steigung von 30 MVar/kV sehr gut geeignet ist, um das erforderliche Spannungsband einhalten zu können. Dieser Wert entspricht einer Statik (Slope) von 3 % bezogen auf die Nennleistung. Damit liegt die Einstellung innerhalb des üblichen Bereichs von 2 bis 5 % [12]. Darüber hinaus besitzen bereits bestehende Anlagenkonzepte, welche im Netzmodell des TYNDP 2024 hinterlegt sind, vergleichbare Einstellungen und Kennlinien.

Hinsichtlich der Dynamik erzielen STATCOM-Anlagen schnellere Regelzeiten (30 bis 40 ms) als SVC-Anlagen (40 bis 60 ms) [8]. Bedingt durch passive Komponenten und luftisolierte Drosselspulen beanspruchen SVC-Anlagen eine bis zu 50 % größere Aufstellungsfläche als STATCOM-Systeme [9], [13].

5.3 Anzahl der Betriebsstunden und Auswirkungen der Kennlinie

Basierend auf den beschriebenen Einstellungen ergibt sich eine Häufigkeitsverteilung der Betriebsstunden der Kompensationsanlagen in Abhängigkeit des Blindleistungsbedarfs (vgl. Abbildung 5.1 und Abbildung 5.2). Aufgrund der Schaltcharakteristik der MSCDN-Anlage speist diese entweder die vollständige Blindleistung von 200 MVar ein oder ist nicht in Betrieb. Insgesamt wird die Kompensationseinrichtung in 2.839 Stunden zur Spannungshebung eingesetzt. Dies entspricht 32,5 % der Zeit. Für die Dimensionierung der Anlagen werden zumeist eine tägliche Betriebsdauer von 12 Stunden und über 700 Schaltungen pro Jahr festgelegt [14]. Die Bemessungsblindleistung von 200 MVar bezieht sich dabei auf die Bemessungsspannung von 220 kV. Bei einer höheren Betriebsspannung fällt auch die tatsächliche eingespeiste Blindleistungsmenge entsprechend höher aus.

Die quasidynamische Regelung der SVC/STATCOM-Anlage weist eine glockenförmige Verteilung des Blindleistungsbedarfs auf. Die tatsächliche Bemessungsleistung von 200 MVar ist in der Simulation in lediglich sieben Stunden erforderlich. Zudem befindet sich die Anlage mit einer Betriebsdauer von 96,7 % nahezu über das gesamte Jahr hinweg im Einsatz. Das Profil zeigt die für aktive Spannungsregelung (System Voltage Control) typische kontinuierliche Lastvariation. Dies steht im Gegensatz zur Betriebsweise als reine Stabilitätsreserve, in der die Anlage überwiegend im lastfreien Floating-Betrieb verbleibt [12]. Für eine schonende Nutzung könnten die Betriebsstunden der Anlage reduziert werden. Dies wäre beispielsweise durch eine Unterdrückung von Zuschaltungen unterhalb von -50 MVar möglich. Am

untersuchten Standort wird, basierend auf den zugrunde gelegten Eingangsdaten, zu keinem Zeitpunkt induktive Blindleistung in das Netz eingespeist.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen den betrachteten Technologien liegt in ihrer Netzdienlichkeit. So können sich kontinuierliche Regelungen, wie SVC/STATCOM-Anlagen, wesentlich flexibler und bedarfsgerechter an die jeweiligen Anforderungen im Netz anpassen.

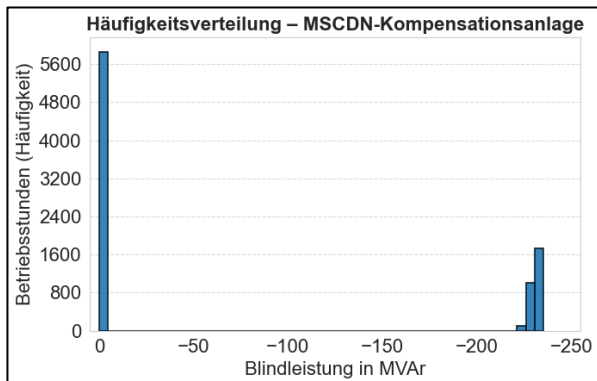


Abbildung 5.1: Häufigkeitsverteilung einer MSCDN-Kompensationsanlage am Standort B

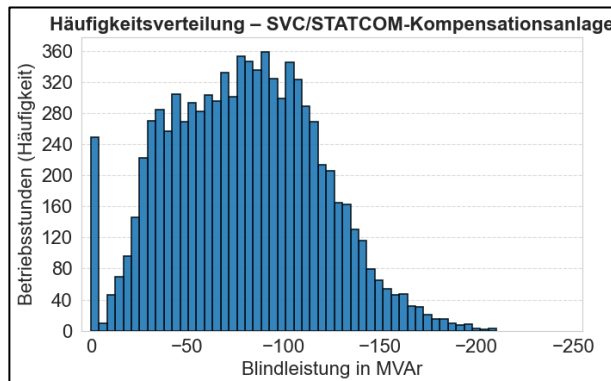


Abbildung 5.2: Häufigkeitsverteilung einer SVC/STATCOM-Kompensationsanlage am Standort B

Die zeitliche Komponente bzw. das Muster der Schaltvorgänge der Anlagen spielen eine wichtige Rolle für das Verständnis der Regelungscharakteristik und sind in Abbildung 5.3 und Abbildung 5.4 dargestellt. Zwischen den zuvor ermittelten Blindleistungsverlusten im betrachteten Netzbereich (vgl. Abbildung 4.1) und dem Schaltverhalten besteht eine erkennbare Korrelation. Zudem ermöglicht die kontinuierliche Regelung der SVC/STATCOM-Anlage eine effizientere Kompensation, ohne dabei dauerhaft die Bemessungsleistung erbringen zu müssen.

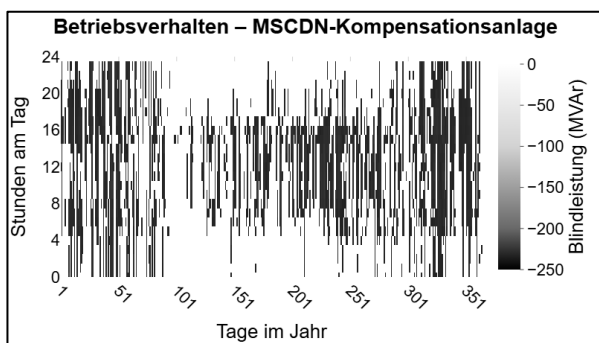


Abbildung 5.3: Zeitliche Verteilung der Blindleistung – MSCDN-Kompensationsanlagen

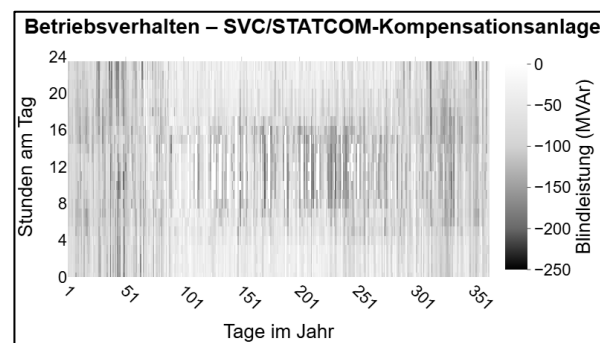


Abbildung 5.4: Zeitliche Verteilung der Blindleistung – SVC/STATCOM-Kompensationsanlagen

5.4 Spannungsverlauf in der Endauslegung

Die tatsächliche Wirkung einer Kompensationsanlage lässt sich qualitativ erst durch die Analyse des resultierenden Spannungsbandes beurteilen. Eine besonders geeignete Darstellungsform hierfür sind Boxplots, die das Spannungsverhalten mit und ohne Kompensationsanlage gegenüberstellen. Die Boxplots für die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Betrachtungen sind in Abbildung 5.5 und Abbildung 5.6 ersichtlich. Die Ergebnisse des Netzes ohne Kompensationsmaßnahmen werden dabei als graue, leicht transparente Boxplots im Hintergrund visualisiert.

Um auch saisonale bzw. zeitliche Einflüsse erfassen zu können, erfolgt die Auswertung auf monatlicher Basis. Auf diese Weise lassen sich Veränderungen im Spannungsband über den Jahresverlauf erkennen. Zudem zeigt sich, dass die spezifischen Kennlinien der eingesetzten Technologien einen maßgeblichen Einfluss auf die Spannungsverteilung besitzen. Die Analyse verdeutlicht, dass insbesondere SVC/STATCOM-Kompensationsanlagen zu Spannungen innerhalb eines deutlich engeren Bandes führen. Es liegen nahezu alle simulierten Netznutzungsfälle innerhalb des zulässigen Sollspannungsbandes.

Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass mit beiden Technologien niedrige Spannungen effektiv kompensiert werden können. Die Parametrierung der jeweiligen Kennlinie erweist sich jedoch als entscheidender Faktor für den zeitlichen Verlauf der Spannungshaltung.

Auffällig ist, dass bei SVC/STATCOM-Systemen vermehrt Spannungsausreißer auftreten. Dies ergibt sich aus der vorgegebenen Referenzspannung, welche im Vergleich zur MSCDN zu einem kleineren Interquartilsabstand führt. Dadurch werden mehr Werte als Ausreißer klassifiziert (vgl. Monat April), welche jedoch nicht unter den Minimalwerten der MSCDN-Anlage von ca. 233 kV liegen.

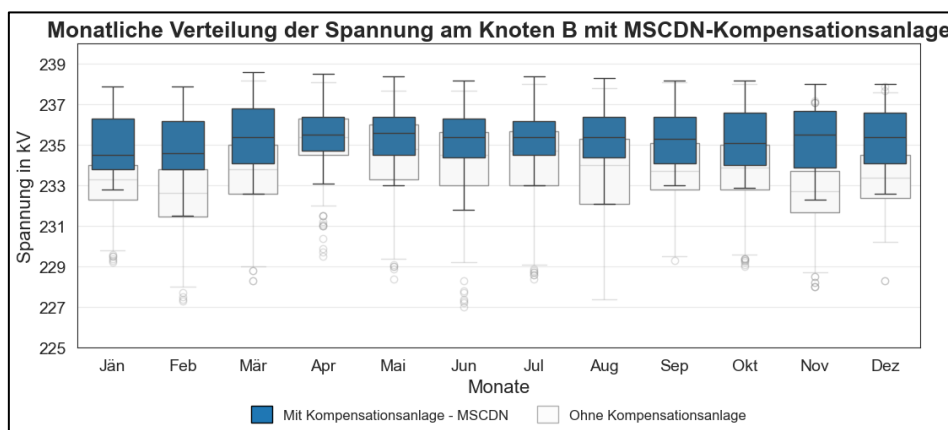


Abbildung 5.5: Monatliche Verteilung der Spannung am Knoten B mit MSCDN-Kompensationsanlage

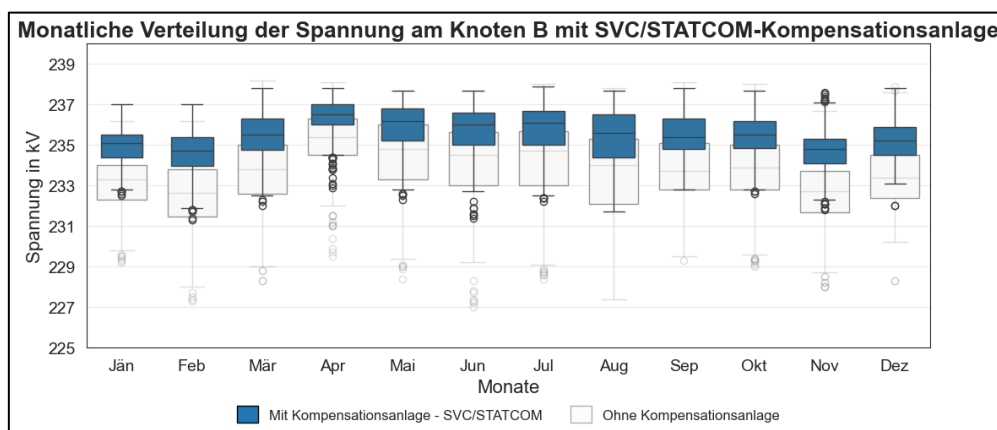


Abbildung 5.6: Monatliche Verteilung der Spannung am Knoten B mit SVC/STATCOM-Kompensationsanlage

Im Monat Juni beträgt die minimale Spannung am Knoten B ohne Kompensation 227 kV. Durch den Einsatz der Kompensationsanlagen kann dieser Wert, sowohl mit einer MSCDN-, als auch mit einer SVC/STATCOM-Anlage auf 231 kV angehoben werden. Insgesamt liegen lediglich 0,05 % der Stunden bei Verwendung einer MSCDN-Anlage und 0,3 % der Stunden

bei Einsatz eines SVC/STATCOM-Systems unterhalb des Grenzwertes von 232 kV. Diese geringen prozentuellen Anteile können den Monaten Februar und Juni zugeordnet werden [15].

Die Ergebnisse der Untersuchung decken sich mit den zuvor analysierten Abbildungen (Abbildung 4.2 und Abbildung 4.3) womit die direkte Korrelation zwischen zeitlicher Last- bzw. Erzeugungscharakteristik und Spannungsniveau bestätigt werden kann.

6 Einfluss auf benachbarte Netzknoten

Die Untersuchung des Einflusses von Kompensationsanlagen auf benachbarte Netzknoten sowie deren Ausfallsicherheit erfolgt anhand einer Analyse der auftretenden Spannungsveränderungen. Die Effekte der beiden untersuchten Kompensationstechnologien MSCDN bzw. SVC/STATCOM werden in Abbildung 6.1 und Abbildung 6.2 dargestellt. Berücksichtigt werden ausschließlich jene Stunden des Jahres, in denen die jeweilige Anlage auch tatsächlich in Betrieb ist. Für diese Zeiträume wird die Spannungsabweichung an den Netzknoten mit und ohne Kompensation ermittelt. Die benachbarten Umspannwerke werden in den Abbildungen als „Ost“ bzw. „West“ bezeichnet.

Die Auswertung verdeutlicht, dass die lokale Blindleistungskompensation nicht nur direkt am Standort der Anlage (hier Knoten B), sondern auch an benachbarten Umspannwerken wirksam wird und die Kompensation somit weiträumiger zur Erhöhung der Netzstabilität beiträgt. Positive Spannungsabweichungen in Abbildung 6.1 und Abbildung 6.2 stellen dabei Spannungserhöhungen gegenüber dem Referenzszenario ohne Kompensationsanlage dar.

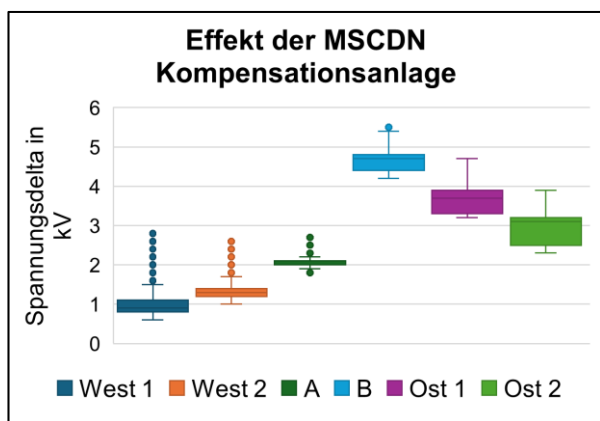


Abbildung 6.1: Effekt der MSCDN-Kompensationsanlage auf die mediane Spannungsabweichung

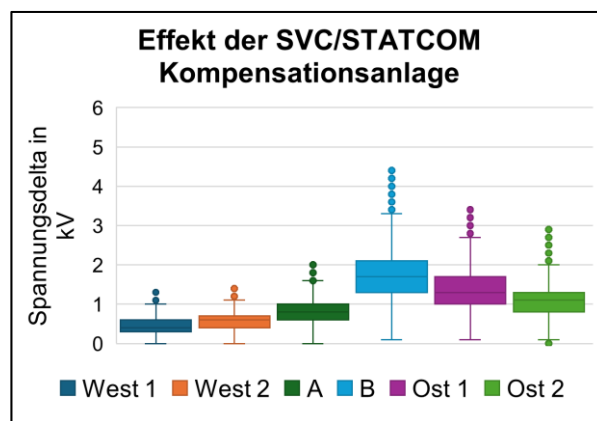


Abbildung 6.2: Effekt der SVC/STATCOM-Kompensationsanlage auf die mediane Spannungsabweichung

Wie in den Abbildungen oben ersichtlich, ist die mediane absolute Spannungsabweichung am Knoten mit Kompensationsanlage am höchsten und beträgt bei der MSCDN-Anlage 4,7 kV sowie bei der bei SVC/STATCOM-Anlage 1,6 kV. Mit zunehmender Entfernung vom Einbauort nimmt der Einfluss der Kompensationsanlage kontinuierlich ab. Trotz dieser lokalen Effekte bleibt die mediane absolute Spannungsabweichung über das betrachtete Netz hinweg weitgehend konstant.

Auffällig ist, dass die Spannungsänderung zwischen Knoten A und B deutlich steiler ausfällt als zwischen B und Ost 1. Diese Beobachtung korreliert mit einem geringeren Interquartils-

abstand und weist darauf hin, dass die hohe Kurzschlussleistung am Standort A externe Einflüsse stärker dämpft.

Für die Bewertung der Ausfallssicherheit sind insbesondere die Worst-Case-Spannungshübe relevant. Bei einem Ausfall der MSCDN-Anlage ist ein maximaler Spannungseinbruch von 5,5 kV zu erwarten. Bei einem Ausfall der SVC/STATCOM-Anlage reduziert sich dieser Wert auf etwa 4,4 kV. Die zulässigen Spannungsdeltas sind standortspezifisch zu beurteilen und hängen von einer Vielzahl weiterer technischer und betrieblicher Faktoren ab.

7 Vergleich der Kompensationstechnologien

Im Rahmen der techno-ökonomischen Analyse wird die für den Standort B am besten geeignete Kompensationsanlage ermittelt. Die wirtschaftliche Bewertung erfolgt auf Grundlage von Kostenschätzungen für Anlagen der 380-kV-Netzebene, jeweils ohne Berücksichtigung der Kosten für das zugehörige Schaltfeld (siehe Tabelle 1). Der jährliche Betriebs- und Wartungsaufwand aller Technologien wird pauschal mit 1-5 % der jeweiligen Investitionssumme angenommen [3], [8].

Tabelle 1: Kostenvergleich der Kompensationsanlagen für die Spannungsebene 380 kV [3], [8]

Technologie	Investitionskosten [Mio. EUR/MVAr]
MSCDN	0,02
SVC	0,05
STATCOM	0,10-0,15

Um eine fundierte Entscheidung hinsichtlich der optimalen Blindleistungskompensationstechnologie zu ermöglichen, werden verschiedene technische und wirtschaftliche Kriterien in einem Spinnendiagramm verglichen (siehe Abbildung 7.1). Die Parameter werden hierfür auf einen einheitlichen Wertebereich normiert. Ein Wert von 100 % entspricht dabei der optimalen Ausprägung des betrachteten Kriteriums.

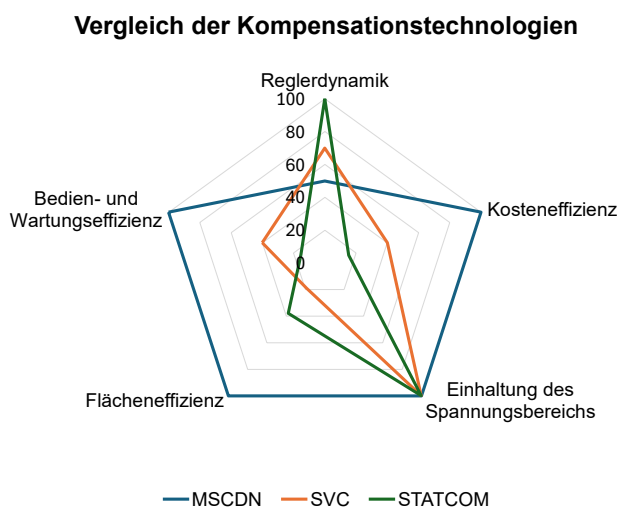


Abbildung 7.1: Vergleich der Kompensationsstrategien anhand eines Spinnennetzdiagramms; die Skalierung von 100 % repräsentiert die jeweils technisch oder ökonomisch vorteilhafteste Ausprägung

Wie in Abbildung 7.1 ersichtlich, ist die MSCDN-Technologie vorteilhafter gegenüber SVC/STATCOM. Dies resultiert vor allem aus der Kosten- und Flächeneffizienz sowie Bedien- und Wartungseffizienz. Daher stellt die MSCDN-Technologie die bevorzugte Lösung für den untersuchten Netzknoten B dar.

Der stationäre Blindleistungsbedarf und die Spannungshaltung können in diesem Netzbereich durch eine langsame Spannungsregelung bzw. konventionelle Blindleistungskompensationsanlagen wie MSCDN ausreichend abgedeckt werden. Aus aktueller Sicht sind keine zusätzlichen induktiven Maßnahmen erforderlich. Durch geeignete automatisierte Regelmechanismen kann eine MSCDN-Anlage zudem auch für quasistationäre Betriebszustände gezielt angesteuert werden [8]. Bei quasidynamischen Anforderungen wäre die Performance von SVC- oder STATCOM-Lösungen als vorteilhafter einzustufen.

8 Schlussfolgerung und Ausblick

Aus den statistischen Verteilungen des Blindleistungsbedarfs ergibt sich für den betrachteten Netzbereich ein erforderlicher kapazitiver Kompensationsumfang von 200 MVar. Der untersuchte Netzknoten B erweist sich sowohl aufgrund der analysierten Spannungsverläufe als auch aus topologischer Sicht als optimaler Einsatzort für eine entsprechende Kompensationsanlage. Ein Vergleich der Technologien MSCDN und SVC/STATCOM zeigt, dass sich beide Varianten hinsichtlich der monatlichen Spannungsverteilung nahezu ident verhalten. In den Bereichen Betriebsverhalten, standortspezifische Einflüsse und Ausfallmechanismen weisen SVC/STATCOM-Systeme eine höhere Regelungsflexibilität auf. Für eine statische Blindleistungsregelung zeigen die simulierten Szenarien sowie der abschließende technisch-ökonomische Vergleich jedoch deutliche Vorteile der MSCDN-Technologie gegenüber einer Lösung mit SVC/STATCOM.

Aus den vorliegenden Analyseergebnissen lässt sich ableiten, dass die Bewertung technischer und wirtschaftlicher Aspekte nicht nur einer kurzfristigen Betrachtung bedarf, sondern eine langfristige strategische Planung erfordert (vgl. NOVA-Prinzip). Darüber hinaus sind künftig sowohl die aktive Nutzung der Blindleistungsfähigkeit von Erzeugungsanlagen als auch ein kontinuierliches Blindleistungsmonitoring der Übergabestellen zu den Verteilernetzen erforderlich. Voraussetzung dafür sind klar definierte Bereiche für den zulässigen Blindleistungsaustausch an den Übergabestellen. Die Kombination verschiedener Q(U)-Regelstrategien ermöglicht die Deckung des lokalen Bedarfs. In weiterführenden Untersuchungen sollten zudem Abschaltungen oder Ausfälle von Transformatoren und Leitungen berücksichtigt werden, da solche Netzzustände sowohl den Blindleistungsbedarf als auch die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes beeinflussen.

Die Austrian Power Grid (APG) implementiert aktuell vier MSCDN-Anlagen mit einer Leistung von jeweils 100 MVar zur Stützung des 220-kV-Ringschluss im Zentralraum Oberösterreich [16]. Dies untermauert den Bedarf und die praktische Relevanz dieser Technologie zur Blindleistungsbereitstellung im Netzgebiets der ENTSO-E.

9 Literatur

- [1] E-Control, „EAG-Monitoringbericht 2025“, Wien, 1, Juni 2025. Zugegriffen: 26. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.e-control.at/eag-monitoringbericht>

19. Symposium Energieinnovation, 11.-13.02.2026, Graz/Österreich

- [2] Bharat Sudame, Ganesh Patil, Amit Kasar, Swapnil Babar, Priya Pawar, und Sunita Yewale, „Enhancing Voltage Stability Through Optimal Reactive Power Management In Power Systems“, in *20 No. S11*, 2024, S. 13. Zugegriffen: 10. November 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://nano-ntp.com/index.php/nano>
- [3] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, und TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2037“, Netzentwicklungsplan 1, Dez. 2025. Zugegriffen: 12. Dezember 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/>
- [4] APG, „Netzentwicklungsplan 2023“, Übertragungsnetzbetreiber, Wien, Sep. 2023. Zugegriffen: 5. November 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.apg.at/stromnetz/netzausbau/netzentwicklungsplan-2023/>
- [5] „TYNDP 2024 Implementation Guidelines“, ENTSO-E, 1000 Brussels, Belgium, 2024. Zugegriffen: 17. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2024/TYNDP%202024%20IG_intermediate_version.pdf
- [6] Ebrahim Kazemi, Mohammadreza Mousavikhademi, und Mehdi Zareian Jahromi, „Optimum Placement of Reactive Power Compensation Resources in Unbalanced Power Distribution Network with the Aim of Reducing Losses and Improving Voltage Profile“, gehalten auf der CIRED, Tehran, Feb. 2023, S. 9. Zugegriffen: 1. Dezember 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.researchgate.net/>
- [7] M. Maercks, „Herausforderungen bei der dezentralen Regelung von MSCDN während volatiler Übertragungsaufgaben“, in *11*, Wien, 2019, S. 10. Zugegriffen: 15. Dezember 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://iewt2019.eeg.tuwien.ac.at/>
- [8] INA – Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH, Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg, Regensburg Center of Energy and Resources, und Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher, „Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit“, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Waldmünchen, 03MAP315, Sep. 2016. Zugegriffen: 1. Dezember 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Navigation/DE/Home/home.html>
- [9] J. Bouillon, „BLINDLEISTUNG OHNE KRAFTWERKEINSATZ“. Zugegriffen: 19. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.amprion.net/Dokumente/Netzausbau/Projekte/Umspannanlage-Kriftel/Kriftel_Blindleistung-ohne-Kraftwerkseinsatz_Flyer-A4_low_res.pdf
- [10] FGH e.V., *INTEGRAL - Netzplanungssoftware der FGH*. de. Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. Zugegriffen: 10. November 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fgh-ma.de/de/portfolio-produkte/software/netzberechnung-mit-integral>
- [11] APG, „Systemschutzplan Österreich“, Übertragungsnetzbetreiber, Wien, 2021. Zugegriffen: 5. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://markt.apg.at/dokumenten-hub/systemschutzplan-oesterreich/>
- [12] „IEEE Guide for the Functional Specification of Transmission Static Var Compensators“, IEEE, New York, IEEE Power & Energy Society IEEE Std 1031TM-2011, Juni 2011. doi: 10.1109/IEEESTD.2011.5936078.
- [13] „SVC PLUS@ Statcom“. Zugegriffen: 27. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product/svcplus.html>
- [14] R. C. Campos, D. O. Lacerda, und M. F. Alves, „Mechanically Switched Capacitor with Damping Network (MSCDN) - Engineering aspects of application, design and protection“, in *2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA)*, Sao Paulo, Brazil: IEEE, Nov. 2010, S. 316–322. doi: 10.1109/TDC-LA.2010.5762900.
- [15] Böhm David, Aistleitner Stefan und Süßenbacher Wilhelm, „Dargebotsabhängigkeit der Q(U)-Regelung von Laufwasserkraftwerken im österreichischen 220-kV-Netz“, gehalten auf der Symposium Energieinnovation, Graz, Feb. 2026.
- [16] Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, „Großauftrag aus Österreich“. Zugegriffen: 9. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.reinhausen.com/de/newsroom/news/grossauftrag-aus-oesterreich>