Optimierung elektrischer Energieversorgungsnetze

Autor(en): **Orfanogianni, Tina / Leuzinger, Markus**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **93 (2002)**

Heft 1

PDF erstellt am: **30.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-855368

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Optimierung elektrischer Energieversorgungsnetze

Die zwei wichtigsten Anforderungen an den Betrieb elektrischer Netze sind Sicherheit und Wirtschaftlichkeit. Einerseits muss daher auf unerwartete Ausfälle von Netzkomponenten – und damit verbundenen allfälligen Spannungsabsenkungen oder Überlastungen – hinreichend schnell reagiert werden können, und andererseits soll eine gegebene Lastnachfrage mit minimalen Ressourcen befriedigt werden. Damit bilden Sicherheit und Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebes konkurrierende Zielsetzungen. Ein optimaler Kompromiss lässt sich in der Praxis mit Hilfe computergestützter Optimierungsverfahren bestimmen.

Tina Orfanogianni
Markus Leuzinger

Der Betrieb elektrischer Energieübertragungsnetze ist durch verschiedene Massnahmen beeinflussbar. Dabei geht es einerseits um grössere/langfristige Änderungen, wie Topologie, Installation neuer Komponenten usw., und andererseits um kleinere/kurzfristige Veränderungen, wie Feineinstellung der Netzkomponenten. Um unter den gegebenen Freiheitsgraden die beste Kombination der Einstellparameter im Netz zu finden, bieten sich in der Praxis computergestützte Optimierungsverfahren an.

Neues Marktumfeld – Neue Technik – Anforderungen an die Optimierung

Die Liberalisierung der Strommärkte ist heute in vielen Ländern bereits weit vorangeschritten oder schon vollendet. Bei hoher Marktaktivität und hohem Kostendruck werden die Netze näher an ihren technischen Grenzen betrieben. Durch die reduzierten Übertragungsreserven verschlechtert sich die Stabilität. Ausserdem wird die steigende Anzahl und Vielfalt von Transaktionen das mehr oder weniger vertraute bisherige Schema der Netzflüsse zum Teil radikal ändern. Der Energiehandel wird immer kurzfristiger, weshalb auch entsprechend schnell reagiert werden muss. Die Geschwindigkeit der Netzanalyseverfahren ist daher von grosser Bedeutung.

In diesem Zusammenhang bringt der Einsatz von FACTS (Flexible AC Transmission Systems), deren Entwicklung durch Fortschritte in der Leistungselektronik möglich wurden, verschiedene Vorteile:

- Verbesserung der Netzdynamik: Schnellere Antwortzeiten ermöglichen erhöhte Pendelungsdämpfung und eine höhere transiente Stabilität, wobei weniger Reserven an Übertragungskapazitäten benötigt werden;
- Lastflusssteuerung: Die Aufteilung des Lastflusses auf die verschiedenen Pfade kann durch den Einsatz serieller Komponenten beeinflusst werden;
- Zuverlässigkeit und Genauigkeit: Probleme durch Verschleiss oder Zufallsausfälle mechanischer Komponenten treten beim Einsatz von Halbleiterlösungen nicht mehr auf. Darüber hinaus sind sie kontinuierlich einstellbar;
- Flexibilität: Je nach Betriebsart sind verschiedene Funktionen möglich. Das bekannteste Beispiel ist der UPFC[1].

Die Modellgleichungen der FACTS-Komponenten müssen in die Optimierungsalgorithmen integriert werden. Der Freiheitsgrad des Optimierungsproblems erhöht sich mit den neuen Steuervariablen (thyristorgesteuerte Impedanz, verstellbare injizierte komplexe Spannung). Diese erweiterte Steuerbarkeit erlaubt neue Regelungskonzepte, die ebenfalls modelliert und integriert werden müssen. Dies wiederum ermöglicht sowohl neue Zielfunktionen oder Beschränkungen (maximale Durchleitung, Flussregelung) für das Optimierungsproblem wie auch die Berücksichtigung der Koordination und der Platzierung dieser zusätzlichen Komponenten.

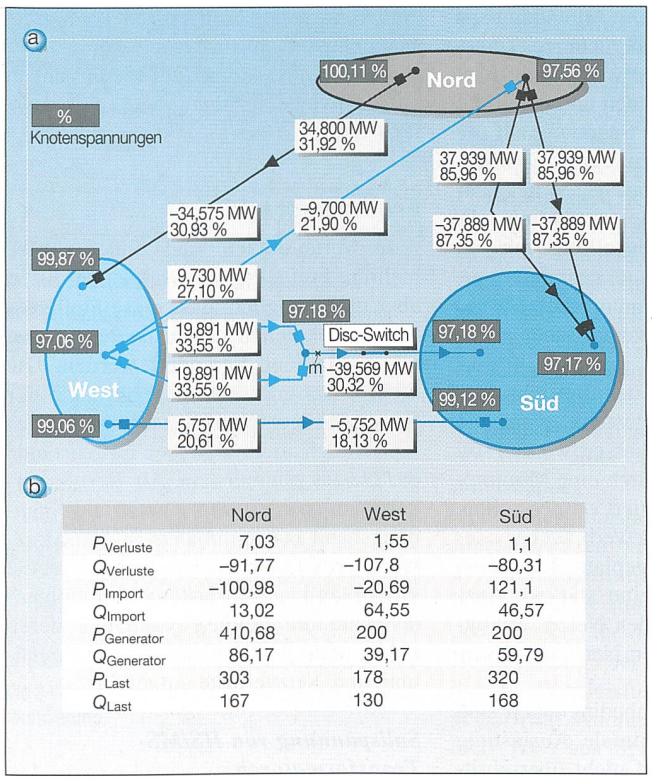
Übertragungs- und Verteilnetze weisen wesentliche Unterschiede auf, die bei einer Optimierung ebenfalls zu berücksichtigen sind. So sind etwa die Freiheitsgrade unterschiedlich: Während beispielsweise ins Übertragungsnetz grosse Kraftwerke einspeisen, deren Erzeugung gesteuert werden kann, sind ans Verteilnetz kleinere Generatoren angeschlossen, deren Erzeugung von aussen vorgegeben ist (Wind, Sonneneinstrahlung, Heizbedarf).

Ein weiterer wichtiger Unterschied ist, dass die Freiheitsgrade von Übertragungsnetzen rasch und damit häufig geändert werden können. Die Änderung der Freiheitsgrade von Verteilnetzen hingegen ist aus technischen Gründen aufwändiger. Ein Optimum muss deswegen für eine längere Zeit (Monate/Jahre) gültig sein, und das entsprechende Optimierungsverfahren hat die ganze Bandbreite der möglichen Lastzustände zu berücksichtigen. Deswegen ist es sinnvoll, zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen zu unterscheiden.

Optimierung von Übertragungsnetzen an einem Beispiel

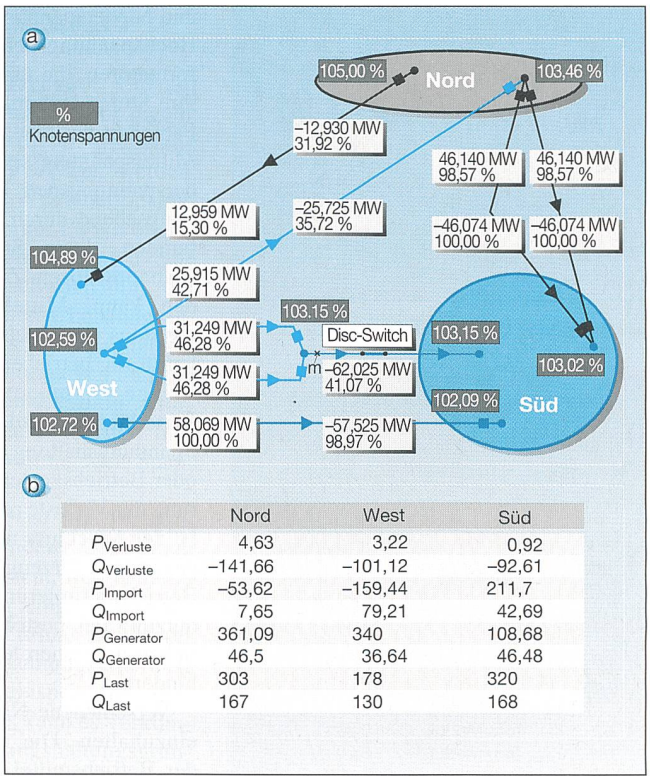
In Bild 1a ist ein aus 27 Knoten bestehendes elektrisches Netz dargestellt, das in drei Zonen aufgeteilt ist. Für die Verbindungen zwischen den Zonen sind jeweils die Leistungsflüsse in MW sowie die Belastung in Prozent des maximalen Stromes angegeben.

Die Ergebnisse einer Lastflussberechnung sind in Bild 1b für jede Zone dargestellt. Die Zone *Süd* importiert Energie aus den Zonen *Nord* und *West*. Dabei ist die Auslastung der Verbindungen verschieden: die Nord-Süd-Route ist stärker



	Nord	West	Süd
$P_{Verluste}$	7,03	1,55	1,1
$Q_{Verluste}$	–91,77	–107,8	–80,31
P_{Import}	–100,98	–20,69	121,1
Q_{Import}	13,02	64,55	46,57
$P_{Generator}$	410,68	200	200
$Q_{Generator}$	86,17	39,17	59,79
P_{Last}	303	178	320
Q_{Last}	167	130	168

Bild 1 Ausgangsfall
Alle Grössen sind in MW (P) bzw. Mvar (Q) angegeben. m: Pfad *m*



	Nord	West	Süd
$P_{Verluste}$	4,63	3,22	0,92
$Q_{Verluste}$	–141,66	–101,12	–92,61
P_{Import}	–53,62	–159,44	211,7
Q_{Import}	7,65	79,21	42,69
$P_{Generator}$	361,09	340	108,68
$Q_{Generator}$	46,5	36,64	46,48
P_{Last}	303	178	320
Q_{Last}	167	130	168

Bild 2 Maximum des Imports in *Süd*
Alle Grössen sind in MW (P) bzw. Mvar (Q) angegeben. m: Pfad *m*

belastet als die West-Süd-Route. Dies ist ein typisches Problem in Netzen, in denen parallele Pfade existieren. Für das betrachtete Beispiel wird im Folgenden angenommen, dass die Netzbetriebsführung daran interessiert ist, den Import in Zone *Süd* zu maximieren. Zur Verfügung stehende Regelungsmöglichkeiten sind Generatoreneinspeisungen (MW, Mvar), Transformatorstufenstellungen und Spannungen an PV-Knoten[2]. Die Spannung an allen Knoten darf die Grenzen 95% und 105% nicht unter- bzw. überschreiten und die Belastung der Elemente darf maximal 100% betragen[3]. Die Zielfunktion der Optimierung ist die importierte Wirkleistung der Zone *Süd*. Das Ergebnis der Optimierung ist in Bild 2 dargestellt. Die importierte Leistung in Zone *Süd* hat sich gegenüber dem Ausgangsfall um 90 MW erhöht. Die Nord-Süd-Route ist nun maximal, die West-Süd-Route stärker belastet. Allerdings sind die beiden nahezu parallelen Pfade nicht gleichmässig ausgelastet: der südliche Pfad (Pfad *m* in Bild 2a) wird nur zu 46% seiner maximalen Belastung gebraucht. Bild 2b kann man weiterhin entnehmen, dass in Zone *West* viel mehr erzeugt wird, während in den Zonen *Nord* und *Süd* die Erzeugung zurückgegangen ist. Die Spannungen an den Verbindungsknoten sind jetzt ungefähr im Bereich zwischen 103% und 105% gegenüber 97% und 100% vor der Optimierung.

In dieser Situation stellt sich die Frage, ob sich der Wert der Zielfunktion noch weiter verbessern lässt. Diese Frage lässt sich durch eine Detailanalyse der Lösung des OPF[4] beantworten.

Sensitivitätsanalyse

Die Analyse und die Bewertung des Optimierungsergebnisses sind wichtig, um Einsicht in den betrachteten Netzzustand zu erhalten. Besonders die Sensitivitätsanalyse gibt Informationen über die Auswirkungen kleiner Änderungen der Parameter auf die Zielfunktion. Im Verlauf der Berechnung der optimalen Lösung fallen – quasi als Nebenprodukt – automatisch die Sensitivitäten der Zielfunktion bezüglich aller aktiven Beschränkungen an.

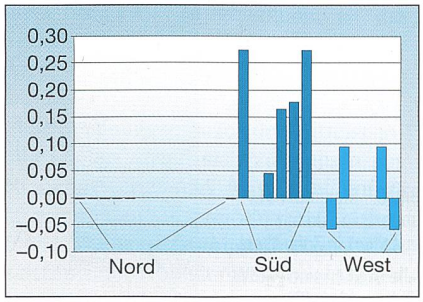


Bild 3 Sensitivitäten bezüglich $P_{Generator}$

In Bild 3 werden die Sensitivitäten der Zielfunktion (importierte Leistung in Zone *Süd*) auf eine inkrementale Leistungseinspeisung (MW) an jedem Knoten als Balkendiagramm gezeigt (geordnet nach Zonen). An den Knoten, die eine negative Sensitivität aufweisen, wird eine geringfügige Leistungseinspeisung den Import in Zone *Süd* erhöhen. Gemäss Diagramm kann nur eine Erhöhung der Erzeugung in Zone *West* (die einzige Zone mit negativen Sensitivitäten) den Wert der Zielfunktion im optimalen Punkt erhöhen.

Die Sensitivitätsanalyse kann auch für die Platzierung von Serienkompensatoren herangezogen werden. Um die nötigen Sensitivitäten zu berechnen, ist das Netzmodell zunächst um die zusätzlichen Variablen X_{ser} zu erweitern. Eine fiktive Kapazität mit Reaktanz X_{ser} wird dazu in Serie mit jeder Leitung und jedem Transformator eingeführt und mittels der Gleichheitsbedingung $X_{ser} = 0$ für die Optimierung eingesetzt. Die Sensitivitäten der Zielfunktion bezüglich der konstanten Reaktanzen X_{ser} sind in Bild 4 dargestellt.

In diesem Fall gilt, dass eine grössere positive Sensitivität einer Komponente (z.B. Leitung) mit grösserem Einfluss

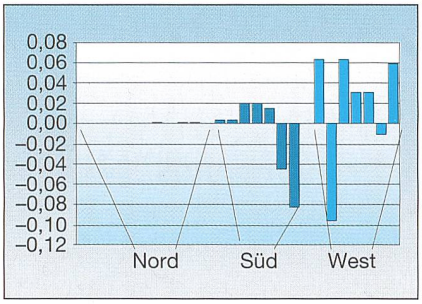
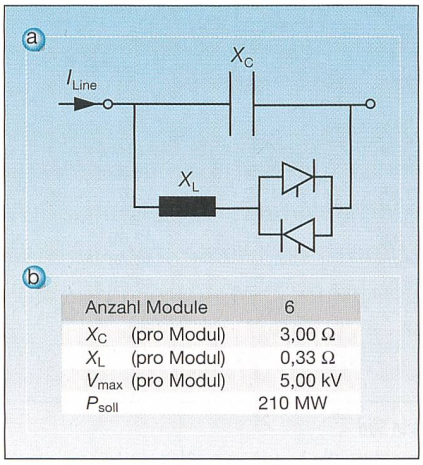


Bild 4 Sensitivitäten der Zielfunktion bezüglich X_{ser}



Anzahl Module	6
X_C (pro Modul)	3,00 Ω
X_L (pro Modul)	0,33 Ω
V_{max} (pro Modul)	5,00 kV
P_{soll}	210 MW

Bild 5 Links: TCSC Modul, rechts: in Zone *West* installierter TCSC

dieser Komponente auf die Zielfunktion korrespondiert. Die grössten positiven Sensitivitäten weisen Leitungen in Zone *West* auf. Ein Serienkondensator oder ein TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) kann nun auf einer dieser Leitungen platziert werden. Im betrachteten Beispiel wird ein TCSC mit den Daten von Bild 5 gewählt. Eine erneute Optimierung zeigt, dass sich die Zielfunktion – die importierte Leistung in Zone *Süd* – mit Hilfe des TCSC um rund 7,5% erhöhen lässt (Bild 6b), wobei sich die Auslastung des schwach belasteten Pfades *m* um etwa 15% erhöht, während die des stark belasteten Pfades *n* um 3% zurückgeht. In diesem Beispiel wurde nur der Einfluss der Reaktanzkompensation untersucht. Die Zielfunktion könnte sich weiter erhöhen, wenn der Effekt des sicheren Betriebs bei hoher Belastung im Modell berücksichtigt würde. Eine Möglichkeit, diesen Effekt schnell zu integrieren, wäre die Zulassung eines Wert von über 100% für die maximale Belastung der Komponenten[5].

Optimierung von Verteilnetzen

Elektrische Verteilnetze besitzen in der Regel die zwei Spannungsebenen Mittel- und Niederspannung. Die Anbindung ans Hochspannungsnetz übernehmen Transformatoren, die üblicherweise unter Last ihre Stufen ändern können und damit die Fähigkeit besitzen, die Spannung auf der Mittelspannungsseite zu regeln. Das Niederspannungsnetz ist mit der Mittelspannungsebene durch Transformatoren verbunden, deren Stufenstellung nur im spannungslosen Zustand geändert werden kann. Mittelspannungsnetze sind meistens vermascht, werden aber strahlenförmig betrieben.

Eine Optimierung des Betriebs von Verteilnetzen wird angestrebt, wenn die Spannungshaltung verbessert werden soll oder Betriebskosten durch eine Minimierung der Verluste reduziert werden sollen. Ist der Anschluss neuer Verbraucher oder dezentraler Erzeuger geplant, kann eine Betriebsoptimierung eine stärkere Ausnutzung des bestehenden Netzes ermöglichen und einen teuren Netzausbau verhindern.

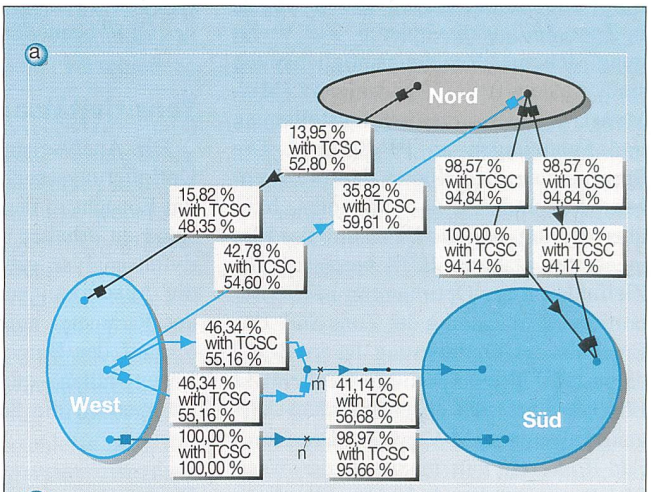
Verschiedene Nebenbedingungen sind einzuhalten. Die maximale Auslastung der Betriebsmittel darf nicht überschritten werden. Zudem sind vorgegebene Spannungsgrenzen der Knoten einzuhalten. Spannungsgrenzen – sowohl auf der Mittelspannungsebene als auch auf der Niederspannungsseite – sind durch technische Begebenheiten vorgegeben, durch Normen definiert oder durch Verträge mit sensiblen Verbrauchern festgelegt. Bei Änderungen der Stellgrössen im Mittelspannungsnetz muss deshalb berücksichtigt werden, dass die Nebenbedingungen auf der Niederspannungsseite nicht verletzt werden.

Freiheitsgrade

In Verteilnetzen sind üblicherweise mehrere Freiheitsgrade vorhanden. Es ist aber nicht möglich, dass diese Stellgrössen dem aktuellen Lastzustand angepasst und so laufend verändert werden. Die Stellgrössen müssen deswegen nicht nur für einen bestimmten Zustand, sondern hinsichtlich aller möglichen Lastzustände des Netzes optimal sein. Als Resultat erhält man so für jeden Knoten ein Spannungsband mit minimalem und maximalem Wert und für jedes Betriebsmittel die grösstmögliche Auslastung. Im Folgenden sind die Freiheitsgrade und deren qualitativer Einfluss auf Spannungshaltung und Netzverluste aufgeführt.

Sollspannung von HS/MS-Transformatoren

Mit der Wahl der Sollspannung von geregelten HS/MS-Transformatoren wird nicht die Grösse der Spannungsbänder, jedoch die absolute Lage verändert. Auf Grund der Abhängigkeit der Netzverluste vom Spannungsniveau besteht eine wesentliche Beeinflussung der Netzverluste durch die Sollspannung. Das Ziel ist, die



b

	Nord	West	Süd
$P_{Verluste}$	6,57	4,79	1,1
$Q_{Verluste}$	–108,39	–111,49	–90,37
P_{Import}	–103,58	–126,79	227,77
Q_{Import}	51,71	39,99	23,92
$P_{Generator}$	412,41	308,25	92,8
$Q_{Generator}$	28,38	58,12	68,25
P_{Last}	303	178	320
Q_{Last}	167	130	168

Bild 6 Maximum des Imports in *Süd* mit TCSC installiert in Zone *West*

Alle Grössen sind in MW (P) bzw. Mvar (Q) angegeben. m: Pfad *m*

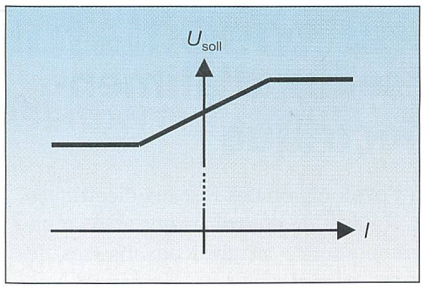


Bild 7 Kennlinie einer richtungsselektiven Stromkompoundierung

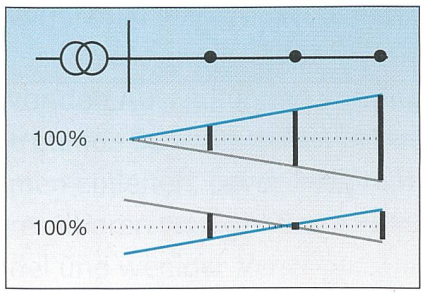


Bild 8 Spannungsverlauf mit und ohne Stromkompoundierung

Sollspannung so hoch wie möglich einzustellen, um Verluste zu minimieren, ohne dass Spannungsgrenzen verletzt werden. Möglicherweise kann es auch wünschenswert sein, einen Teil des insgesamt zur Verfügung stehenden Spannungsbereiches nicht zu nutzen und als Reserve für den Anschluss weiterer Kunden zurückzuhalten.

Stromkompoundierung

Die Spannungsregler der HS/MS-Transformatoren können über eine Stromkompoundierung verfügen, die den Reglersollwert in Abhängigkeit des Transformatorstromes variiert. Der Einsatz der Stromkompoundierung kann die Grösse der Spannungsbänder stark reduzieren und ist somit eine Möglichkeit zur Verbesserung der Spannungshaltung. Da sich der Reglersollwert hier proportional zur Last ändert, ergibt sich ein unmittelbarer Einfluss auf die Netzverluste. Die Steigung der Kennlinie in Bild 7 ist daher die eigentliche Stellgrösse. Die optimale Einstellung ist erreicht, wenn das grösste auftretende Spannungsband nicht mehr verringert werden kann.

Netztopologie

Die gewählte Netztopologie, das heisst die Lage der Trennstellen, hat einen entscheidenden Einfluss auf den Lastfluss und damit auf Spannung und Verluste. Das Spannungsprofil des Optimums passt sich möglichst nahe dem Profil des vermascht betriebenen und damit verlustminimalen Netzes an.

Leistungsfaktor von dezentralen Erzeugern

Bei dezentralen Erzeugern, die auf einen konstanten Leistungsfaktor regeln, kann der Sollwert dieser Regelung vom Netzbetreiber vorgegeben werden. Diese Anlagen (z.B. Windenergieanlagen, Blockheizkraftwerke, Photovoltaikanlagen) zeichnen sich oft durch eine stark schwankende, schwach mit der elektrischen Last korrelierte Leistungsabgabe aus. Die durch die Einspeisung verursachten Spannungsänderungen im Netz überlagern sich mit den lastseitig verursachten Spannungsänderungen und führen so zu einer Ausweitung der Spannungsbänder.

Blindleistungsbezug ist mit Übertragungsverlusten verbunden. Dies kann aber trotzdem sinnvoll sein, weil dadurch höhere Wirkleistungen eingespeist werden können, da der Zufluss induktiver Blindleistung der Spannungserhöhung durch Wirkleistungseinspeisung entgegenwirkt. Andrerseits kann es vorkommen, dass aus Spannungshaltungsgründen der Leistungsfaktor kapazitiv eingestellt werden muss.

Stufenstellung der MS/NS-Transformatoren

MS/NS-Transformatoren setzen die Mittelspannung auf die erforderliche Niederspannung herunter und besitzen in der Regel zwei bis fünf Anzapfungen. Die Stufen der MS/NS-Transformatoren sind zwar nicht unter Last einstellbar, erlauben aber prinzipiell für einen längeren Planungshorizont eine diskrete Anpassung an das Spannungsprofil im Mittelspannungsnetz und sind somit wichtig für den Erhalt zulässiger Spannungswerte.

Computergestützte Optimierung

Auf Grund der Komplexität der Optimierungsaufgabe bietet sich bei grösseren Netzen eine computergestützte Berechnung an. Neben der eigentlichen Berechnung kommt auch der Visualisierung des Netzzustandes vor und nach der Optimierung eine grosse Bedeutung zu. Um einen Überblick zu gewinnen, ist die Visualisierung der Spannungen der Mittelspannungsknoten ein geeignetes Mittel.

Die Spannungsgrenzen der Mittelspannungsknoten setzen sich zusammen aus den Grenzwerten des Mittelspannungsnetzes und den Grenzen des angeschlossenen Niederspannungsteilnetzes. Die Grenzen der Niederspannungsknoten sind auf die Mittelspannungsseite umzurechnen. Dabei sind sowohl die Spannungsabfälle im Niederspannungsnetz und den angeschlossenen MS/NS-Transformatoren als auch die Stufenstellung der MS/NS-Transformatoren zu berücksichtigen.

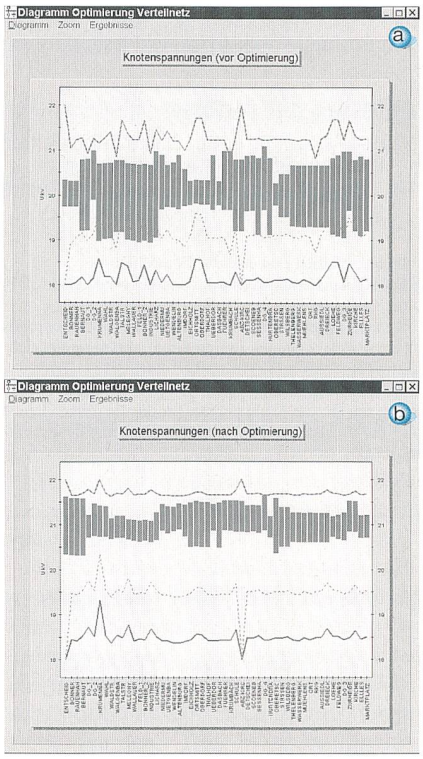


Bild 9 Spannungsbänder
a: vor der Optimierung; b: nach der Optimierung

Bild 9 zeigt die Spannungsbänder der Mittelspannungsknoten (20 kV) eines Beispielnetzes vor (Bild 9a) und nach (Bild 9b) der Optimierung. Auf Grund unterschiedlicher Belastungen und Stufenstellungen der MS/NS-Transformatoren sind die Grenzen von Knoten zu Knoten unterschiedlich. Die Optimierung erreichte in diesem Fall, dass keine extrem breiten Bänder mehr auftreten, dass keine Grenzen mehr verletzt werden und dass die maximal mögliche Spannung ausgenutzt wird.

Zusammenfassung

Die Optimierung elektrischer Energieübertragungssysteme stellt sich als schwierige Aufgabe heraus, weil unterschiedlichste Ziele definiert werden können, eine Vielfalt von Freiheitsgraden vorhanden und eine Reihe von Randbedingungen einzuhalten ist. Dazu kommen im Zuge der Liberalisierung neue Aufgabenstellungen und durch den Einsatz von FACTS neue Steuermöglichkeiten. Eine Lösung dieser komplexen Aufgabe «von Hand» ist schon bei mittelgrossen Netzen praktisch unmöglich. Moderne Netzplanungssoftware hingegen stellt ein geeig-

netes Hilfsmittel dar, um solche komplexen Probleme in nützlicher Frist zu lösen.

Adressen der Autoren

Markus Leuzinger, Dr. El.-Ing., Busarello+Cott+Partner, 8703 Erlenbach, markus.leuzinger@neplan. ch
Tina Orfanogianni, Dr. El.-Ing., Busarello+Cott+Partner, 8703 Erlenbach, tina.orfanogianni@neplan.ch

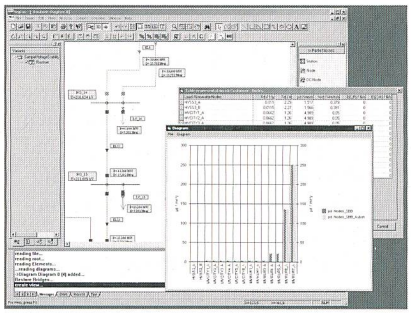
[1] UPFC: Unified Power Flow Controller
[2] PV-Knoten: Lastknoten mit vorgegebener Leistung (P) und Spannung (V)
[3] Es wird angenommen, dass Stabilitäts- und andere Sicherheitsüberlegungen in den Grenzwerten berücksichtigt sind.
[4] OPF: Optimal Power Flow
[5] Gilt nur für die Komponente, für die die obere Grenze für die Belastung nicht der thermischen Grenze entspricht.

Optimisation des réseaux d'alimentation en énergie électrique

Les deux principales exigences posées à l'exploitation des réseaux électriques sont la sécurité et la rentabilité. D'une part, il s'agit de pouvoir réagir assez rapidement aux défaillances inattendues de composants – et ainsi aux baisses de tension ou surcharges éventuelles – et d'autre part, il s'agit de satisfaire à une demande de charge donnée au moyen de ressources minimales. La sécurité et la rentabilité d'exploitation posent donc des exigences opposées. Un compromis optimal peut être déterminé en pratique à l'aide de procédures d'optimisation assistées par ordinateur.

NEPLAN®-Consulting

...verbindet professionelle Software mit professioneller Dienstleistung



NEPLAN®-Software-Version 5.0 jetzt verfügbar

Das Netzplanungs- und Netzoptimierungssystem NEPLAN® wird in über 50 verschiedenen Ländern von über 600 Unternehmen eingesetzt: Ausschlaggebend für den Erfolg ist das traditionell intuitive Bedienkonzept und die Skalierbarkeit durch den modularen Aufbau.

Die einheitliche grafische Oberfläche integriert nahtlos unterschiedliche Berechnungsmodule wie Lastfluss- und Kurzschlussberechnung, Schutzauslegung, Netz- und Instandhaltungsoptimierung, Netzstabilität, Zuverlässigkeits- und Wirtschaftlichkeitsberechnung, um nur einige zu nennen. Umfassende Schnittstellen sorgen für die problemlose Anbindung an Ihre IT-Infrastruktur.

NEPLAN®-Training und NEPLAN®-Entry

Ihre Mitarbeiter erhalten einen professionellen und praxisorientierten Einstieg in die NEPLAN®-Software, der es Ihnen ermöglicht, von Beginn an effizient die Möglichkeiten von NEPLAN® einzusetzen. Bei Bedarf passen wir unser bewährtes Schulungsprogramm gerne an Ihre individuellen Schwerpunkte an.

Mit NEPLAN®-Entry bieten wir eine professionelle Unterstützung bei der Erfassung und Überprüfung Ihrer Netzdaten. Dies entlastet das Zeitbudget Ihrer Mitarbeiter und stellt gleichzeitig eine hohe Qualität der Eingangsdaten sicher. Denn nur realistische und plausible Daten liefern die belastbaren Ergebnisse, die Sie als Grundlage Ihrer Entscheidungen benötigen.

NEPLAN®-Project

Gemeinsam mit unseren internationalen Partnern bieten wir Ihnen Know-how aus bisher über 600 Netzstudien mit NEPLAN® an. Wir helfen Ihnen bei der Suche nach Konzepten und Lösungen zu allen aktuellen Fragen der Netzplanung und des Netzbetriebs. Beispiele sind Wirtschaftlichkeitsberechnungen, wirtschaftlicher Netzanschluss grosser Leistungen, optimale Versorgungszuverlässigkeit, Netzverträglichkeit dezentraler Einspeisungen, Power-Quality-Aspekte, individuelle Instandhaltungskonzepte.

Haben wir Ihr Interesse geweckt? Fordern Sie uns!

Gerne besuchen wir Sie in Ihrem Hause, um die Möglichkeiten von NEPLAN®-Consulting für Ihr Unternehmen zu diskutieren.

BCP Busarello+Cott+Partner AG
CH-8703 Erlenbach
Telefon +41 1 914 36 66
bc@neplan.ch oder www.neplan.ch