

Zeitschrift:	Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses
Herausgeber:	Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Band:	88 (1997)
Heft:	1
Artikel:	Marktöffnung : auch ein system-technisches Problem : offener Strommarkt als Herausforderung für die Systementwicklung
Autor:	Glavitsch, Hans
DOI:	https://doi.org/10.5169/seals-902161

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 26.01.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Die Öffnung des Strommarktes, wie sie auch immer verwirklicht wird, verlangt neue ökonomische und technische Konzepte. Nach einem Überblick über das Spektrum der Möglichkeiten geht der Artikel insbesondere auf das weitestgehende Konzept bilateraler Transaktionen ein. Aus der Sicht des Netzbetreibers besteht dabei das primäre Problem in der Zuordnung von Netzdienstleistungen und in der Koordination der Produktion, wenn Überlastungen im Netz auftreten. Für letzteren Fall wird gezeigt, wie ein unabhängiger Netzkoordinator Produzenten mit Preissignalen so beeinflussen könnte, dass das Marktgeschehen selbst für eine Beseitigung der Überlasten sorgt.

Marktöffnung – auch ein systemtechnisches Problem

Offener Strommarkt als Herausforderung für die Systementwicklung

■ Hans Glavitsch

Die Elektrizitätsversorgung unterliegt weltweit einem Wandel, wie die bereits erfolgten strukturellen Veränderungen in Europa, Südamerika und Australien sowie die in Diskussion stehenden Schritte in den USA und in Europa zeigen. Der jüngste Beschluss der Europäischen Union (EU), der den Marktzugang innerhalb der UCPTE für Verbraucher von über 40 GWh pro Jahr gewährleistet, ist ein Signal für weitere Veränderungen. Die treibende Kraft für die Veränderungen ist der Wettbewerb und das Fehlen des Marktgeschehens bei der Versorgung von Grossverbrauchern. In der weitreichenden Planung sollen aber auch Verbraucher im Bereich der Haushaltskategorie von der Öffnung profitieren. Die Ansätze für eine Öffnung überdecken ein weites Spektrum, das von einer Durchleitung gegen Entgelt für Grossverbraucher bis zu einer organisatorischen Aufspaltung der Funktionen Erzeugung, Übertragung und Verteilung reicht. Die Diskussion der neuen Konzepte führt nun auch dazu, die grundsätzlichen Strukturen der Elektrizitätsversorgung in den einzelnen Ländern in Frage zu stellen. Das heisst, die funktionelle Neuordnung wird mit der Privatisierung der staatlichen oder halbstaatlichen Unternehmungen

in Verbindung gebracht. In den folgenden Ausführungen sollen jedoch die Aspekte der besitzmässigen Veränderungen nicht in Betracht gezogen werden, sondern nur die Auswirkungen und Anforderungen einer strukturellen Veränderung der Versorgungsaufgaben. Diese Trennung sollte auch generell im Auge behalten werden, da eine Marktöffnung nicht notgedrungen die Privatisierung nach sich ziehen muss.

Der offene Strommarkt – die neue Sicht in der Elektrizitätsversorgung

Das Prinzip der Marktöffnung ist aus der Sicht der Ökonomen sehr einfach, nämlich den Bezug von elektrischer Energie durch die verschiedenen Verbraucher auf einem freien Markt zu gestatten. Was dem heute in den meisten Ländern entgegensteht, ist die vertikale Struktur der Versorgung, bei der die Erzeugung, die Übertragung und die Verteilung in einer Hand liegen, und der Energieaustausch, der sich in der Elektrizitätsversorgung schon immer technisch-wirtschaftlich angeboten hat und den Verbundpartnern oder den durch eine Regulierung vorbehaltenen Unternehmen zugeordnet ist. Statistiken zeigen, dass bei den Strompreisen für vergleichbare Verbraucherkategorien in den Versorgungsgebieten bedeutende Unterschiede

Adresse des Autors

Prof. Dr. Hans Glavitsch, Institut für Elektrische Energieübertragung und Hochspannungs-technik der ETH, ETH-Zentrum, 8092 Zürich

Strommarkt-Öffnung

bestehen. Durch die Globalisierung der Wirtschaft im allgemeinen ist es daher verständlich, dass Stromabnehmer den Wettbewerb in der Stromversorgung verlangen und sich dadurch einen kostengünstigeren Bezug erhoffen.

Der vertikalen Struktur, bei der alle Funktionen der Stromaufbringung in einer Hand liegen und buchhalterisch sozusagen über *ein* Konto abgerechnet werden können, stehen in einer getrennten Struktur die neuen Aufgaben der Verrechnung und Zuordnung der einzelnen Funktionen gegenüber. Volkswirtschaftlich ist die getrennte Struktur jedoch nur dann sinnvoll, wenn die einzelnen Funktionen so konzipiert sind, dass das wirtschaftliche Optimum ebenso erreicht wird. Im jetzigen Zeitpunkt herrscht aber noch weitgehend Unklarheit über die Ausgestaltung dieser Funktionen, oder sie sind zu einfach und nur näherungsweise realisiert, womit das angestrebte Ziel nicht erreicht wird.

Das Spektrum der Marktöffnung

Das bekannteste *Modell der Marktöffnung* ist dasjenige von *England und Wales*, bei dem Erzeugergesellschaften ihre Angebote in einem zentralisierten Pool, der der National Grid Company (NGC) zugeordnet ist, einbringen. Der Pooloperator reiht die Angebote und akzeptiert sie bis zum höchsten Preis. Damit wird ein Poolpreis festgelegt und mit Zuschlägen versehen, der damit zum Abnahmepreis für die Verteilgesellschaften wird. Bevor es soweit kommt, überprüft die NGC die Realisierbarkeit der Einspeisungen und Abnahmen. Sollte dies im ersten Anlauf nicht möglich sein, korrigiert die NGC die Flüsse per Reglement. Zudem werden die Zuschläge entsprechend den Aufwendungen für den Netzbetrieb hinzugefügt. Bilaterale Transaktionen zwischen Verteilgesellschaften und Erzeugern sind nicht zugelassen oder beschränken sich auf wenige Ausnahmen. Zudem sind die Erzeuger in einigen wenigen Gruppen zusammengefasst. Auf der Verbraucherseite sind ebenso nur wenige Verteilgesellschaften vorhanden, die weitgehend mit den Regional Boards der ursprünglichen staatlichen Struktur identisch sind. In diesem System sind dem Systemoperateur des Pools die Angebote, die Abnahmepreise und die Netzverhältnisse bekannt. Er hat zudem ein Verfügungsrecht im Falle von Engpässen. Damit kann er die Lastflüsse im Netz steuern.

Das im Rahmen der *Europäischen Union* diskutierte Konzept der Marktöff-

nung ist auf den Zutritt für Erzeuger und Verbraucher ausgerichtet und hat die Bezeichnung «third party access» (TPA). Es wurde später abgewandelt und von einem verhandelten Zutritt abhängig gemacht (negotiated TPA). In den USA gibt es ein ähnliches Konzept mit der Bezeichnung «wholesale wheeling». Ein TPA ist ein erster Schritt zur Öffnung einer bestehenden vertikalen Struktur, indem einem unabhängigen Erzeuger gestattet wird, über das Netz einer lokalen oder regionalen Gesellschaft einen Verbraucher, der ansonsten nur Energie von dieser Gesellschaft beziehen könnte, mit Strom zu beliefern. Der Verbraucher verhandelt mit dem unabhängigen Erzeuger über den Erzeugerpreis und bezahlt dem Netzbetreiber eine Abgabe für die Durchleitung des Stromes. Die Regelung in den USA lautet dahingehend, dass der Netzbetreiber den Partnern die gleichen Durchleitungsbedingungen einräumen muss, wie sie bei der Belieferung des Verbrauchers aus eigenen Quellen entstehen würden. In der EU sind bisher keine entsprechenden gesetzlichen Grundlagen bekannt. Beim «negotiated TPA» ist es offen und Gegenstand der Abmachungen, welche Zusatzaufgaben der Erzeuger erbringen muss, zum Beispiel Spannungsstützung, Frequenzhaltung, Reserve usw.

Ein erweitertes Konzept wird in den USA, im besondern in Kalifornien diskutiert, das einen freien Markt zwischen Erzeugern und Verbrauchern vorsieht, die in bilaterale Verhandlungen über Stromlieferungen eintreten können und dazu das Netz eines Dritten benutzen können. Die Konsequenz dieses Konzepts, wie sie in den meisten Fällen gesehen wird, ist die Auf trennung der bisherigen Strukturen in Erzeuger, Netzbetreiber und Verbraucher (unbundling) mit einem unabhängigen Systemoperator (independent system operator, ISO). Die Auf trennung kann gegebenenfalls nur buchhalterisch sein, das heisst, ohne dass die Besitzverhältnisse geändert werden. In diesem Konzept sind die unabhängigen Erzeuger und die Erzeugergesellschaft, die aus der Trennung der herkömmlichen Struktur hervorgegangen sind, gleichberechtigt. Ebenso stehen die Verbraucher der so getrennten Struktur und Grossverbraucher auf der gleichen Ebene. In diesem Markt können sich auch Makler beteiligen, die nur Energielieferungen vermitteln, womit der Markt Börsencharakter annimmt. In diesem Konzept übernimmt das Netz eine neue Funktion, indem die Nutzung der Stromkreise, die Verluste sowie die Spannungs- und Frequenzhaltung für jede

Transaktion berechnet und zugeordnet werden müssen. Diese Aufgabe soll nicht zu einer Begünstigung des Netzbetreibers führen, und daher soll sie durch einen ISO übernommen werden. Die Lösung dieser Aufgaben im Sinne einer Dienstleistung an die Gesellschaft ist eine grosse Herausforderung.

In Skandinavien fand eine Marktöffnung statt, die einzelne Elemente der oben erwähnten Konzepte übernommen hat. Auf der einen Seite wurde ein offener Markt mit bilateralen Transaktionen geschaffen, auf der anderen Seite bieten die Erzeuger in einem Pool ihre Erzeugungsmöglichkeiten an. Der Netzkordinator, entsprechend einem ISO, (in Norwegen der Netzbetreiber «Statnet») bestimmt, welche Transaktionen ausgeführt werden können. Gegenüber dem System in England und Wales werden in Norwegen knotenorientierte Tarife für die Benutzung des Netzes festgelegt, die dann für ein Jahr Gültigkeit haben.

Ein weniger offenes Konzept ist durch den sogenannten *Alleinabnehmer* (single buyer) gegeben, der in der EU in jüngster Zeit ins Spiel gebracht wurde. Er stellt eine Marktöffnung in Richtung Erzeuger dar, denen aber nur ein Abnehmer gegenübersteht, nämlich der Netzbetreiber und Einkäufer. Der Einkäufer führt auch das Netz und beliefert die Verbraucher, für die sich gegenüber einer bisherigen Struktur nichts ändert. Es ergeben sich auch keine neuen Aufgaben für das Netz, denn die Koordination der Netzaufgaben läuft wie bisher in einer vertikalen Struktur ab.

Die in den USA diskutierte Marktöffnung stellt demnach das am weitesten gehende Konzept dar und verlangt auch ein beachtliches Mass an Neuerungen bezüglich Systemtechnik.

Die bestehende vertikale Struktur als Vergleichsbasis

Für die Bewertung der systemtechnischen Massnahmen in einem offenen Strommarkt ist es sehr nützlich, die Vorgehensweise bei der Einsatzplanung der Erzeugung in einem vertikal strukturierten Netz vor Augen zu führen. Dabei werden die Auswirkungen der Verluste und der möglicherweise auftretenden Konflikte oder Engpässe auf den Generatoreinsatz im besonderen betrachtet.

Es genügt für diese Betrachtung, das Augenmerk nur auf den momentanen Kraftwerkseinsatz zu richten. Dabei erfolgt die kostengünstigste Erzeugung so, dass die marginalen Kosten der einzelnen Generatoreinheiten unter Berücksichti-

gung der Verluste, die sich durch Sensitivitätsfaktoren am Einsatzort der Einheit ausdrücken, einander gleich sind. Die Sensitivitätsfaktoren werden in einfacher Weise aus der Jacobi-Matrix der Lastflussrechnung [1] ermittelt. Da in einer vertikalen Struktur die Erzeugung, die Übertragung und die Verteilung in einer Hand liegen, kommt es nur auf die Gesamtkosten der Erzeugung an, die in einer Gewinn- und Verlustrechnung den Einnahmen aus dem Stromverkauf gegenübergestellt werden. Welche Verluste durch den einen oder anderen Generator verursacht werden, interessiert dabei nicht. Wohl ist die Information in den erwähnten Sensitivitätsfaktoren enthalten.

Eine ähnliche Situation ergibt sich beim Auftreten eines Engpasses oder beim Überschreiten einer technischen Grenze. Die systemtechnischen Hilfsmittel, zum Beispiel in Form eines optimalen Lastflusses, erlauben dem Systemoperator die Einstellung eines Kraftwerkseinsatzes, bei dem die thermischen Grenzen und die Spannungsgrenzen nicht überschritten werden. Die Konsequenz ist ein gegenüber der Situation ohne Berücksichtigung der Grenzen veränderter Kraftwerkseinsatz, der höhere Kosten verursacht. Für das Energieversorgungsunternehmen wirkt sich dieser Mehraufwand nur in einem einzigen Verrechnungskonto aus, und eine individuelle Zuordnung zu einer bestimmten Transaktion ist nicht erforderlich. Der Mehraufwand ist genau feststellbar und ist für das Unternehmen ein Signal, dass beim häufigen Eintreten es angezeigt sein könnte, den Engpass durch einen Ausbau zu beheben. Die Entscheidung dafür kann auf der Basis einer Wirtschaftlichkeitsrechnung abgeleitet werden.

Ähnlich verhält es sich mit anderen betrieblichen Massnahmen, wie Spannungsstützung, Frequenzhaltung und Reservehaltung, die in der vertikalen Struktur als Ganzes abgerechnet und

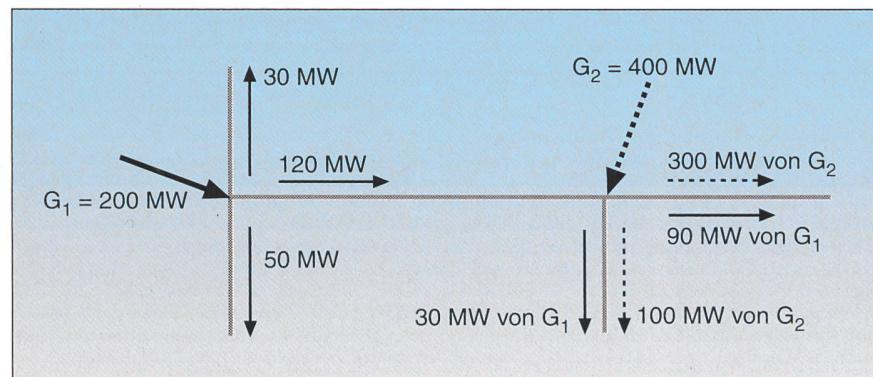


Bild 2 Zuordnung von Stromkreisbelastungen aufgrund von Knotenbilanzen

Die Zuordnung erfolgt im Verhältnis der zufließenden Leistungen.

belastet werden und nicht einzelnen Transaktionen und Geschäften zugeordnet werden müssen. Dabei wird selbstredend das wirtschaftliche Optimum bezüglich aller betrieblichen Massnahmen erreicht. Was damit nicht gewährleistet wird, ist die Weitergabe des Ergebnisses eines vorteilhaften wirtschaftlichen Betriebes an die Verbraucher, da diese keine Handhabe haben, durch Vergleiche oder Alternativen für sich die günstigste Stromlieferung zu erreichen.

Bilaterale Transaktionen – das allgemeinste Konzept

Hier wird der Mechanismus beschrieben, der sich in einem offenen Strommarkt abspielen soll, entsprechend dem Konzept, das in den USA diskutiert wird. Es ist das allgemeinste Konzept, bei dem jeder Verbraucher mit jedem Erzeuger geschäftlich in Beziehung treten kann, wobei an dieser Stelle noch keine Unterscheidung zwischen kurzfristigen und langfristigen Geschäften gemacht wird. Wie in jeder anderen Marktsituation wird sich bei vollständiger Information aller Marktteilnehmer der gleiche Preis für das gehandelte Gut einstellen und damit auch das ökonomische Optimum. Das entspricht genau dem Ergebnis einer optimalen Lastverteilung [1], wie sie sich auch in einer Simulation abspielen würde. An dieser Stelle muss jedoch festgehalten werden, dass bis hierher sich nur Erzeuger und Verbraucher miteinander verständigt haben. Die Randbedingungen des Netzes, zum Beispiel Zusatzkosten für die Netzverluste oder Anforderungen an eine Änderung der Einspeisungen wegen auftretender Engpässe, sind noch nicht berücksichtigt. Die übrigen Dienstleistungen wie Spannungs- und Frequenzhaltung sind ebensowenig berücksichtigt. Hier ist ersichtlich, dass von der Netzseite ein Eingriff erfolgen muss, um

einerseits die Beanspruchung der Übertragungswege in irgendeiner Form in Rechnung zu stellen und andererseits bei Auftreten eines Sicherheitsproblems die Einspeisungen so zu verändern, dass keine Überlastungen und keine unzulässigen Spannungsabsenkungen auftreten. In dem Fall, wo der Netzbetreiber und der Systemoperator in einer Person auftreten, wird diese eine solche Veränderung verlangen. Dies muss wieder durch ein Reglement festgelegt werden, oder der Markt ist mit Hilfe einer Netzzabgabe so zu beeinflussen, dass das gewünschte Ziel erreicht wird. Beide Vorgehensweisen sind in Anwendung, zum Beispiel in England, wo eine Veränderung verlangt werden kann, oder in Norwegen, wo durch ein Preissignal der Lastfluss modifiziert wird.

Bei einer Marktsituation mit verhandeltem Netzzutritt liegt es weitgehend in der Hand des Netzbetreibers, die bilaterale Transaktion zu ermöglichen, sofern nicht ein Reglement besteht, das die Netzdienstleistungen transparent macht und das damit Dritten eine vollkommene Einsicht in die Übertragungsverhältnisse gewährt. Grundsätzlich wird sich jedoch eine bilaterale Transaktion in dieser Form abspielen, wobei die kostengerechte Belastung durch eine Netzzabgabe vom Informationsstand des Netzbetreibers und Systemoperators abhängt.

Kostenzuordnung und ihre Grenzen

Wenn hier von Zuordnungen die Rede ist, so sind damit die Zuordnungen der Übertragungskosten in einer möglichst verursachergerechten Form gemeint. In erster Linie sollen hier die Kosten aufgrund der Nutzung des Netzes, das heißt der Stromkreise, und die Verlustkosten betrachtet werden. Die Schwierigkeiten liegen dabei in der Tatsache, dass das Netz als Ganzes die Übertragungsfunk-

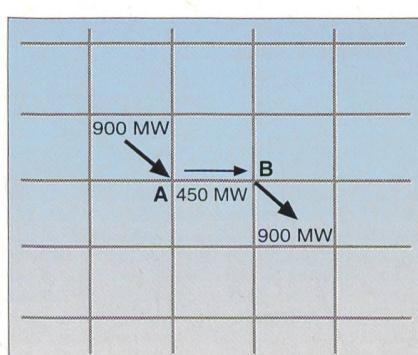


Bild 1 Zweigfluss in einem regelmäßigen Netz bei Einspeisung und Abnahme der Leistung in den benachbarten Knoten ohne weitere Belastungen

Strommarkt-Öffnung

tion übernimmt und auf den ersten Blick – aufgrund technisch-physikalischer Überlegungen – eine Zuordnung eines Übertragungsweges zu einer bestimmten bilateralen Transaktion nicht möglich scheint. Die Energieversorgungsunternehmen benutzen bislang für diese Zuordnungen das leere Netz oder eine Ersatzleitung, die jedoch die Realität nur ungenügend wiedergeben können. Man stelle sich dazu die Einspeisung einer Leistung von 900 MW in einem Punkt A eines Netzes mit rechteckförmigen Maschen vor (siehe Bild 1). Am benachbarten Knoten B wird diese Leistung abgenommen. Die Impedanzen zwischen den Knoten dieses Netzes sollen alle gleich gross sein. Dann fließen von A nach B auf dem unmittelbar anliegenden Zweig 450 MW. Der Rest der Leistung sucht sich seinen Weg über die übrigen Zweige. Ist das Netz mit anderen Einspeisungen und Lasten belastet, so wird auf dem direkten Weg eine höhere Leistung übertragen, im allgemeinen jedoch weniger als 900 MW. Eine Ersatzleitung zwischen den beiden Knoten kann also die Verhältnisse ebensowenig korrekt wiedergeben.

Die Analysen, die im Zuge der Marktöffnung an vielen Orten durchgeführt werden, tendieren mehrheitlich zu einer Zuordnung, die auf den realen Lastflussverhältnissen beruht. Dazu ist natürlich die Online-Erfassung des Lastflusses oder eine entsprechende Prognoserechnung erforderlich. Darüber hinaus bedarf es eines Zusatzkonzepts, das besagt, dass die an einem Generatorknoten eingespeiste Leistung zu 100% vom angeschlossenen Generator stammt und dass die in einem Stromkreis abfließende Leistung sich am nächsten Knoten im Verhältnis der an kommenden Flüsse auf die abgehenden Stromkreise verteilt. In Bild 2 ist das Prinzip dieser Aufteilung veranschaulicht. Auf diese Weise können die Flüsse über das ganze Netz verfolgt werden und kann eine Zuordnung der Nutzung der Stromkreise bewerkstelligt werden.

Schwieriger ist die Zuordnung von Verlusten, und zwar wegen des quadratischen Charakters der Entstehung der Verluste (Stromverluste). Dabei ist es nicht sinnvoll, von einem bestehenden Lastfluss auszugehen und die Verluste einer neu hinzukommenden Transaktion zu überlagern. Dazu wird der einfach überschaubare Fall einer Doppelleitung herangezogen. In Bild 3 ist eine solche zwischen zwei Knoten vorausgesetzt. Der Netzbetreiber überträgt auf dieser Doppelleitung von einem Knoten zum anderen 600 MW, und die Verluste sollen

1,4 MW ausmachen. Nun möchte ein unabhängiger Erzeuger am selben Knoten 600 MW einspeisen und über die Doppelleitung übertragen. Man kann sich leicht überzeugen, dass die dadurch verursachten zusätzlichen Verluste 4,2 MW betragen, da sich die Gesamtverluste bei einer Verdoppelung der Leistung auf 5,6 MW vervierfachen. Die einer bilateralen Transaktionen zuzuordnenden Verluste können also weder die Verluste des leeren Netzes noch die überlagerten Verluste sein. Aufgrund der Gleichberechtigung (Prinzip beim «wholesale wheeling» in den USA) sind die Verluste proportional zu den übertragenen Leistungen auf die Transaktionen aufzuteilen, was unmittelbar auch als einfachste Methode erscheint. Detailliertere Methoden können aus der Lastflussrechnung abgeleitet werden.

In Netzen, die bereits eine Marktoffnung vollzogen haben, werden Verluste bislang überhaupt nicht verrechnet oder mit einem Faktor bestimmt, der einmal im Jahr für eine repräsentative Belastung vorausberechnet wird. Es handelt sich dabei um Marginalverluste oder Koeffizienten, mit denen die Kosten und Verluste proportional umgerechnet werden.

Diese Betrachtungen sollten zeigen, dass eine Zuordnung von Nutzkosten und Verlustkosten bei bilateralen Transaktionen in einem Netz nicht ohne gewisse Zusatzannahmen erfolgen kann.

Beseitigung von Überlasten – das Sicherheitsproblem

Überlastungen von Stromkreisen oder Absenkungen von Spannungen treten entweder in Realzeit oder in einer Vorausschau auf. Beide Abweichungen gefährden die Sicherheit der Versorgung und sind zu vermeiden. Der Lastverteiler in der vertikalen Struktur hat entweder die Erfahrung, die nötigen Korrekturen vorzunehmen, oder er benutzt das moderne Hilfsmittel des optimierenden Lastflusses (OPF), das ihm die nötigen Korrekturmaßnahmen liefert. In der vertikalen Struktur stehen alle Informa-

tionen für eine solche Korrektur zur Verfügung, und ebenso ist die Vorgehensweise für die Umsetzung innerhalb des Unternehmens klar geregelt.

Etwas schwieriger ist die Situation in einem hochvermaschten Netz wie jenem der UCPTE, in dem Überlastungen durch Lastflüsse verursacht werden können, die einem Netz von aussen aufgezwungen werden. Der Netzbetreiber sieht dann im eigenen Netz oft keine Möglichkeit, den Lastfluss zum Besseren zu korrigieren. Ein typischer Fall ist das Schweizer Netz zwischen Frankreich und Italien. Bis jetzt konnte dieser Fall so gelöst werden, dass in einer ersten Phase durch die Koordination der Austauschleistungen in der Netzeitstelle Laufenburg eine Beurteilung einer möglichen Gefährdung des Netzes erfolgt. In einer zweiten Phase muss das einzelne Energieversorgungsunternehmen selbst durch Kontrollrechnungen den Belastungszustand erkennen. Dies geschieht mehr und mehr durch laufende Rechnungen, jedoch grundlegend durch die jährlichen Kontrollen anhand der Ersatznetze der UCPTE. In jedem Fall verbietet sich eine bestimmte Übertragung oder eine vorgesehene Transaktion.

Bei einem offenen Strommarkt, bei dem Erzeuger und Verbraucher bilateral ihre Transaktionen vereinbaren und ihre Übertragungsbedürfnisse einem Netzbetreiber oder Koordinator (ISO) mitteilen, ist den Partnern der resultierende Lastfluss nicht bekannt. Auch beim verhandelten Zutritt (TPA) verfügen die Partner nicht über diese Kenntnisse. Es obliegt somit dem ISO, hier korrigierend einzutreten, wenn es zu einem Konflikt oder Engpass kommen sollte. Die Information über die Konfliktsituation ist dem ISO zugänglich, indem er sich aus den Knotenlasten und -einspeisungen sowie den Netzdaten den aktuellen Lastfluss errechnet. Dies kann heute als Stand der Technik angesehen werden. Man denke dabei an die ausgeführten Anwenderprogramme für die State Estimation, die heute zum Standard einer Netzeitstelle gehören.

Wenn man nun voraussetzt, dass der ISO über die Preisstruktur der angebote-

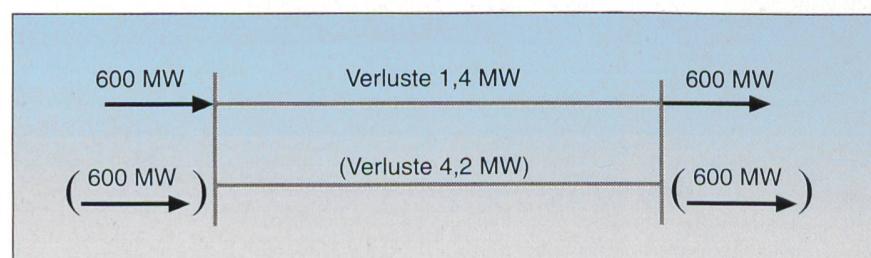


Bild 3 Verluste auf einer Doppelleitung bei zwei überlagerten, gleich grossen Einspeisungen



Bild 4 Flussdiagramm für die Einflussnahme eines Koordinators zur Beseitigung einer Überlast in einem Netz

nen Leistungen verfügt, so könnte er einerseits die angebotene Marktsituation nachrechnen, anderseits aber auch einen optimierten Lastfluss bestimmen, bei dem die Begrenzungen des Netzes berücksichtigt sind. Bei dieser Rechnung treten für jeden Generator die folgenden Beziehungen auf [3]:

$$\begin{aligned} &\text{Zuwachskosten des Generators} \\ &+ \text{Strafterm für die Begrenzung} \\ &= \text{Marginalkosten} \end{aligned}$$

oder in einer Formel ausgedrückt, die eine Optimalitätsbedingung darstellt:

$$dK_i/dP_i + s_i \cdot \mu = \lambda$$

Die Zuwachskosten sind die Ableitungen der (z. B. in Fr./MWh gemessenen) Erzeugungskosten K_i nach der erzeugten Leistung P_i des i -ten Generators. Der Parameter μ ist ein Schattenpreis der Begrenzung, s_i ein Sensitivitätskoeffizient, und λ ist der für das gesamte Netz gültige Marginalkostenwert. Müssen keine Begrenzungen berücksichtigt werden, so sind die Zuwachskosten den Marginalkosten (System-Lambda) gleich. Nun zeigt sich, wie es auch aus der obigen Formel ersichtlich ist, dass die rechte Seite ohne weiteres um eine beliebige additive oder subtraktive Konstante verändert werden kann, wenn bei den Zuwachskosten der Generatoren das Gleiche gemacht wird. Das bedeutet, dass die linearen Terme der Erzeugungskosten der Generatoren nicht bekannt sein müssen und dass μ nur mit den höheren Termen der Erzeugungskosten, die normalerweise quadratisch angesetzt

werden, in Zusammenhang steht. Im weiteren kann gezeigt werden [3], dass durch Beobachtung des Marktes – das heisst der Angebote – die höheren Terme der Erzeugungskosten vom ISO festgestellt werden können, ohne dass er genaue Kenntnisse der Preisstruktur hat. Damit ist es dem ISO möglich, die Strafterme $\beta_i = s_i \cdot \mu$ für eine bestimmte Engpasssituation im Netz festzulegen und damit auch die entsprechenden Einspeisungen zu beeinflussen, so dass sie die der Sicherheit dienenden Grenzen einhalten. Zusammen mit der geringfügigen Veränderung $\Delta\lambda$ des System-Lambdas entstehen Korrekturterme β_i

$$\beta_i = -dK_i/dP_i + \lambda + \Delta\lambda$$

die als Korrekturpreise für zusätzliche Einspeisungen von ΔP_i an die Erzeuger ausgegeben werden können. Wenn sich die Erzeuger und Verbraucher, das heisst die Marktteilnehmer, ökonomisch verhalten und sich ein neues Marktgleichgewicht einstellt, so erfüllt der daraus entstehende Lastfluss die Sicherheitsbedingungen.

Worauf hier nicht eingegangen wird, ist die Nutzniessung des Zusatzpreises oder dessen Ausgestaltung als Pönale; es bleibt offen, ob der Erzeuger diesen an den Netzbetreiber abgeben oder ob der Netzbetreiber dem Erzeuger die Mehrkosten erstatten soll. Es bestehen beide

Möglichkeiten, da mit der Addition oder der Subtraktion eines konstanten Lambda-Anteils der β -Wert verschoben werden kann. Der gesamte Ablauf in einem Markt mit unabhängigen Erzeugern und Verbrauchern, der von einem ISO koordiniert wird, ist im Flussdiagramm Bild 4 dargestellt.

Die Idee der korrigierenden Preise zur Vermeidung von Engpässen ist grundsätzlich in offenen Märkten, wie in Norwegen, schon verwirklicht. Das Besondere der Vorgehensweise, wie sie in [3] im Detail beschrieben ist, liegt in der Möglichkeit des Eingreifens eines ISO, ohne dass er die wahren Preise der Partner wissen muss. Er nimmt damit eine neutrale Funktion wahr.

Etwas anderes ist die Situation, wenn die Preisstruktur der Erzeuger lineare Abschnitte aufweist, das heisst, wenn die Angebote aus Polygonzügen bestehen. Das Problem muss dann auf eine lineare Programmierung zurückgeführt werden, und die Lösungen müssen in den Eckpunkten der Polygonzüge angestrebt werden. Die Eckpunkte sind vom ISO durch Marktbeobachtung identifizierbar, und Korrekturpreise sind ebenso bestimmbar. Zwischen den Eckpunkten liegende Lösungen sind durch Korrekturpreise nicht zu erreichen, das heisst, sie sind nicht eindeutig. Darum wurde oben gesagt, dass die Eckpunkte als Lösungen anzu-

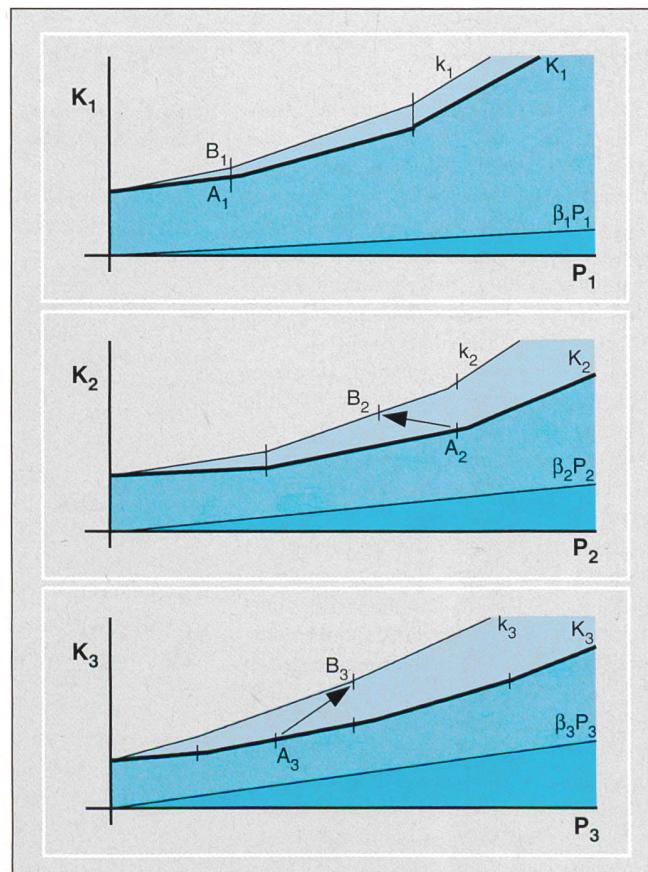


Bild 5 Verschiebung der Arbeitspunkte bei Preiskenntlinien mit linearen Abschnitten

Mit den Indices 1–3 werden die Kennlinien für drei verschiedene Generatoren unterschieden.

K_i Preiskenntlinien ohne Engpasskosten

$\beta_i P_i$ Preiskorrektur für die Leistungsbegrenzung

k_i korrigierte Preiskenntlinien:

$$k_i = K_i + \beta_i P_i$$

A_i Einspeisewerte vor einer Preiskorrektur

B_i Einspeisewerte nach einer Preiskorrektur

streben sind. Man erhält damit diskretisierte Lösungen, die nicht mehr die ökonomisch absolut beste Lösung darstellen, was aber in der Natur der Sache liegt. Die Situation wird anhand von drei Preisangaben erläutert. In Bild 5 sind drei Polygonzüge für Erzeugungspreise K_1 , K_2 und K_3 dreier Generatoren gegeben. In den Punkten A_1 , A_2 und A_3 sind die Lösungen angegeben, die die Partner aufgrund bilateraler Verhandlungen gefunden haben. Einer dieser Punkte muss aus Bilanzgründen zwischen Eckpunkten liegen. Der Koordinator hat aufgrund einer Engpasssituation Korrekturfaktoren β_1 , β_2 und β_3 mitgeteilt, die die Preise auf die Kurven k_1 , k_2 und k_3 angehoben haben. Damit sind alle Preise in diesem Polygonabschnitt gleich geworden, wie es auch dem Prinzip der gleichen Zuwachskosten entspricht. Die Lösungspunkte, auf die sich der Markt einstellen soll, sind aber nicht mehr eindeutig. Der ISO muss deshalb eine Zusatzinformation liefern, dass die Erzeugungswerte an die Eckpunkte B_1 und B_3 sowie auf einen Zwischenwert B_2 gehen.

An diesem Problem sind noch Verbesserungen möglich und sicher auch erwünscht, sei es durch Überlagerungen der Verlustinformation, die dann wieder quadratisch wirkt, sei es durch eine spezielle Kommunikation zwischen dem ISO und den Erzeugern.

Netzdienstleistungen

Mit diesen Beispielen sind die Funktionen, die der Netzbetreiber, der Koordinator oder die Erzeuger selbst erbringen müssen, nicht ausgeschöpft. Man denke nur an die genaue Bilanzierung der Leistungen, die heute durch die Frequenzregelung bewerkstelligt wird. Diese ist nach wie vor unabdingbar, und in einem offenen Markt ergibt sich die Frage nach der Beibringung dieser Dienstleistung. Wenn sie als globale Leistung des Netzbetreibers gesehen wird, muss sie mit anderen derartigen Diensten zusammengefasst und entsprechend verrechnet werden. Wenn man dagegen daran denkt, die unabhängigen Erzeuger sich an der Frequenzstützung beteiligen zu lassen, dann bedarf es eines Mechanismus zur Bewertung der Stützungsbeiträge. Ähnliche Fragen ergeben sich bei der Spannungsstützung und Blindleistungslieferung sowie bei der Reservehaltung allgemein. Diese Fragen sind heute noch weitgehend ungelöst oder im Stadium der Diskussion, wobei sich klare Konzepte noch nicht abzeichnen.

Erste Schritte zu einer neuen Netzführung

Versucht man die Beispiele und Überlegungen, wie sie hier gebracht werden, auf einem hochvermaschten Netz wie dem europäischen Verbundnetz der UCPTE umzusetzen, so wird man rasch erkennen, dass hier bedeutende Schwierigkeiten anstehen und entsprechende Anforderungen zu erfüllen sind. Es ist nicht zu erwarten, dass es einen gemeinsamen Pool und einen einzigen Systemkoordinator geben wird. Man wird eher ein dezentrales Konzept anstreben, das heisst mehrere Pools in den Ländern oder in einem Land. Was die Funktion des Netzes bleibt, wird durch den Grad der Öffnung bestimmt werden. Welche Möglichkeiten unabhängige Erzeuger und Verbraucher haben, wird durch die Komplexität der Netzfunktion festgelegt.

Was man aber heute schon sagen kann, ist, dass der Netzbetreiber ein exaktes Bild der Netzsituation haben muss. Dieses müssen State Estimation und Online-Lastfluss liefern, wie sie heute zu einer Standardausrüstung gehören, die dann aber zu einer Selbstverständlichkeit werden. Eine Zuordnung der Nutzung von Stromkreisen oder des Netzes sowie von Verlusten, Blindleistung und Regelarbeit wird früher oder später kommen

müssen. Die derzeit umgesetzten Konzepte begnügen sich mit Näherungslösungen wie Verlustfaktoren für ein Jahr oder dem absoluten Eingriff des Koordinators zur Beseitigung einer Überlast. Was jedoch als unmittelbares Ziel für die Erstellung eines gut funktionierenden Konzepts gelten muss, ist die Vorgehensweise zur Beurteilung einer Übertragung von einem unabhängigen Erzeuger zu einem Verbraucher über das Netz eines Dritten (TPA). Nur wenn man sich bezüglich dieser Durchleitung auf eine gute Lösung einigt, kann es zu einer Umsetzung eines offenen Marktes in einem vermaschten Netz mit den Besitzstrukturen, wie sie in Europa bestehen, kommen.

Literatur

[1] H. Glavitsch: Use of Linear and Quadratic Programming Techniques in Exploiting the Non-linear Features of the Optimal Power Flow. In K. Frauendorfer, H. Glavitsch and R. Bacher (Editors): Optimization in Planning and Operation of Electric Power Systems, Physica-Verlag 1993.

[2] D. Kirschen, R. Allan, G. Strbac: Contributions of Individual Generators to Loads and Flows. Paper given to the IEEE-Summer Power Meeting 1996, Denver, Colorado July 22-26, 1996.

[3] H. Glavitsch and F. Alvarado: Management of Multiple Congested Conditions in Unbundled Operation of a Power System. Submitted to IEEE Power Industry Computer Applications Conference 1997, Columbus, Ohio, USA, May 11-16, 1997.

L'ouverture des marchés et la technique des systèmes

Le marché ouvert de l'énergie électrique est un défi lancé au développement des systèmes

L'ouverture du marché de l'électricité, quelle que soit la manière dont elle est réalisée, exige de nouveaux concepts économiques et techniques qui se répercutent surtout sur les procédés techniques de systèmes. L'article donne un aperçu de la gamme des possibilités offertes par une ouverture des marchés. A partir d'une entreprise à organisation verticale, il expose une ouverture à transactions bilatérales représentant le concept le plus poussé. Le problème essentiel réside dans l'affectation des prestations de services de réseau, qui, au sens le plus large, englobent également les pertes et la fourniture de puissance réactive. En ce qui concerne les pertes, on verra quels problèmes peuvent se poser lorsque plusieurs transactions se déroulent sur un réseau (fig. 1-3). Par ailleurs, l'article traite de la coordination de la production lorsque des surcharges surgissent sur le réseau. Ceci sur la base du concept consistant à influencer les producteurs au moyen de signaux de prix de sorte que le marché assure lui-même la suppression des surcharges (fig. 4 et 5). Un coordinateur de réseau indépendant parfaitement au courant de la situation sur le réseau, mais ne participant pas au marché, joue un rôle essentiel en la matière. Il doit disposer des auxiliaires logiciels du réseau et d'une certaine autorité en vue de demander aux participants du marché les services nécessaires. Dans le réseau serré UCPTE, on peut s'attendre à diverses modalités d'un marché ouvert, qui doivent régler l'accès de tiers aussi clairement que le système entièrement déconcentré.