

SIMULATION EINES EUROPÄISCHEN NODAL PRICINGS

Dipl.-Wirt.-Ing. Christopher BREUER (*)¹, Dipl.-Wirt.-Ing. Sören PATZACK (*)²,
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert MOSER¹

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), RWTH Aachen, Schinkelstraße 6, +49-241-80-94279, cb@iaew.rwth-aachen.de, <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

² Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH), RWTH Aachen, Roermonderstraße 199, 52072 Aachen, +49 241 997857-15, soeren.patzack@fgh-ma.de, <http://www.fgh-ma.de>

Kurzfassung: Der politisch und gesellschaftlich gewünschte Ausbau der Erneuerbaren Energien, die zunehmende Abschaltung thermischer Erzeugung sowie der verlangsamte Netzausbau führen bereits heute zu signifikanten Netzengpässen im Übertragungsnetz. Eine mögliche Maßnahme zur Handhabung dieser Engpässe liegt im präventiven Engpassmanagement und dabei bspw. in der Anpassung der Marktgebiete. So wird oftmals die Einführung eines Nodal Pricings als mögliche Lösungsoption angeführt. Ziel dieses Beitrages ist daher die Entwicklung und Anwendung einer Methodik zur realitätsnahen Simulation eines europäischen Nodal Pricings. Die exemplarischen Ergebnisse zeigen dabei, dass sich teilweise starke Preisdifferenzen auch innerhalb der bisherigen Einheitspreisgebiete ausbilden. Aufbauend auf diesen Untersuchungen sind daher in Folgeuntersuchungen der aktuelle Zuschnitt der Marktgebiete und mögliche Anpassungen dieses Zuschnittes zu untersuchen.

Keywords: Nodal Pricing, Locational Marginal Pricing, Security Constraints, Knotenpreise, Engpassmanagement

1 Motivation und Hintergrund

Erneuerbare Erzeugungsanlagen (EE) werden aufgrund des Energiedargebots häufig an lastfernen Standorten errichtet. Der erforderliche Transport der Energie in die Lastzentren führt dabei bereits heute zu signifikanten Verletzungen technischer Randbedingungen des Übertragungsnetzbetriebes, sogenannten Netzengpässen. Um diese Engpässe langfristig zu beheben, werden in den nächsten Jahren hohe Investitionen in Leitungsaus- und -neubau erforderlich. Fehlende soziale Akzeptanz und lange Genehmigungsverfahren erschweren jedoch diesen notwendigen Netzausbau. Aus diesem Grund werden unterschiedliche alternative Maßnahmen diskutiert. Ein möglicher Ansatz ist die Anpassung des aktuellen Marktgebietszuschnitts, der historisch gewachsen ist und sich nicht zwangsläufig an den Engpässen im Übertragungsnetz, sondern vielmehr an den Ländergrenzen orientiert.

Eine extreme Form von Marktgebietszuschnitten ist das sogenannte Locational Marginal Pricing (LMP), auch Knotenpreisverfahren (Nodal Pricing) genannt. Hierbei stellt jeder Knoten ein eigenes Marktgebiet dar. In einem nodalen Elektrizitätspreis sind neben den Erzeugungskosten auch die Übertragungskosten eingepreist. Auch wenn dieses Verfahren einen großen Einschnitt in das bisherige Marktdesign darstellen würde, kann das LMP eine langfristige Option darstellen. So findet es bereits heute in verschiedenen internationalen Energiemärkten (bspw. USA) Anwendung [1]. Neben einer vollen Anwendung eines LMP-

Ansatzes ist es zudem möglich, anhand nodaler Preise einen optimierten Zuschnitt von zonalen Marktgebieten zu bestimmen [2].

1.1 Preisbildung im nodalen System

Ein nodaler Preis spiegelt den lokalen Wert einer elektrischen Energieeinheit, d.h. die marginalen Kosten der Lastdeckung an einem Netzknoten, wieder. Er besteht aus den Erzeugungskosten, also den Kosten der Kraftwerksbetreiber, und den Übertragungskosten der Energieeinheit vom Erzeuger zum Abnehmer. Durch letztere Komponente werden vorhandene Netzengpässe implizit im nodalen Preis berücksichtigt. Somit tragen genau die Marktteilnehmer die Engpasskosten, die auch Verursacher des Engpasses sind – die Kosten werden privatisiert und nicht sozialisiert, wie es in anderen Ausgestaltungen des Engpassmanagements, bspw. über Redispatchmaßnahmen, üblich ist.

Die Anwendung eines LMP führt zu einem kostenminimalen Kraftwerkseinsatz unter Einhaltung aller technischen Randbedingungen des Netzbetriebes, d. h. zu minimalen Kosten für die Erzeugung und Übertragung der Energie. Eine Zunahme der Gesamtwohlfahrt gegenüber den aktuellen Zonenansätzen wurde bereits an mehreren Stellen nachgewiesen [3]. Durch die vollständige präventive Engpassbewirtschaftung ist es nicht oder nur in sehr geringem Umfang erforderlich, durch kurative Maßnahmen wie beispielsweise Redispatch in den Netzbetrieb einzugreifen. Weiterhin entstehen durch nodale Preise teilweise Allokationssignale für Kraftwerkszubau und Leitungsausbau, wodurch langfristig Netzengpässe abgebaut werden könnten [4]. Als Nachteile eines Nodal Pricing sind u. a. die hohe Komplexität des Ansatzes, ein mögliches Potential zur Ausübung von Marktmacht, die aus der starken Heterogenität der Produkte resultierende geringere Liquidität in den Strommärkten sowie die erforderliche Einführung eines Independent System Operator (ISO) zu nennen [5]. Auch in der Realität wird das Nodal Pricing bereits in verschiedenen Strommärkten angewandt sowie die Vorteilhaftigkeit des Ansatzes bestätigt [6].

2 Methodik zur Simulation nodaler Preise

Im Folgenden soll ein Ansatz zur Berechnung nodaler Preise vorgestellt werden. Da die Kosten der Stromerzeugung und die Kosten der Übertragung die wesentlichen Komponenten der nodalen Preise darstellen, sollen zunächst die unterschiedlichen Stromerzeugungstechnologien vorgestellt und die Restriktionen eines sicheren Netzbetriebs dargestellt werden. Hierauf aufbauend wird die Zielfunktion des Verfahrens zur Ermittlung nodaler Preise erläutert.

2.1 Modellbildung

Die Ermittlung der nodalen Preise erfolgt mithilfe eines *Optimal Power Flows* (OPF). Hierrunter wird die „Bestimmung eines optimalen, quasistationären Betriebszustands für ein elektrisches Energieversorgungssystem“ verstanden [7]. Hierbei wird unter Einhaltung von Nebenbedingungen die kostenoptimale Lösung zur Deckung der Last für einen Zeitpunkt bestimmt. Welche Nebenbedingungen für das Erzeugungssystem sowie das Übertragungsnetz gelten, soll im Folgenden dargestellt werden.

2.1.1 Thermische Kraftwerke

Auch in der heutigen Energieversorgung wird ein wesentlicher Teil der benötigten elektrischen Leistung durch thermische Kraftwerke bereitgestellt. Da die Kosten der Stromerzeugung eine entscheidende Komponente des nodalen Preises an einem Netzknoten darstellt, und diese bei konventionellen, thermischen Kraftwerken in erster Linie von den Brennstoffkosten abhängen, ist eine technologiescharfe Betrachtung und Modellierung der Kraftwerksblöcke erforderlich. Die unterschiedlichen Kostenstrukturen, d. h. ihr spezifisches Verhältnis zwischen Investitions- und variablen Kosten, beeinflussen dabei sehr stark die Betriebsweise der Anlagen, da Kraftwerke mit hohen variablen Kosten zumeist zur Spitzenlastdeckung eingesetzt werden, wohingegen Kraftwerke mit niedrigen variablen Kosten zumeist die Grund- und Mittellast decken. Die Kosten der thermischen Kraftwerke K_{tKW} berechnen sich, wie bereits dargestellt, somit aus den variablen Kosten K_{tKW}^{var} , die in einem hohen Maße vom jeweiligen Brennstoff abhängig sind, sowie den An- und Abfahrkosten K_{tKW}^{Anf} :

$$K_{tKW} = K_{tKW}^{var} + K_{tKW}^{Anf} \quad (1)$$

Der Betrieb von thermischen Kraftwerken ist in einem Bereich zwischen der minimalen Leistung P_{tKW}^{min} und der maximalen Leistung P_{tKW}^{max} regelfähig, d. h. es können verschiedene Betriebszustände innerhalb kurzer Zeit erreicht werden. Weiterhin ist auch ein Abfahren des Kraftwerks möglich.

$$P_{tKW}^{min} < P_{tKW}^t < P_{tKW}^{max} \quad \vee \quad P_{tKW}^t = 0 \quad (2)$$

Bei einem Wechsel zwischen den beiden Betriebszuständen *Stillstand* und *regelfähiger Betrieb* müssen weitere Parameter wie die Mindestbetriebszeit $T_{Betrieb}^{min}$, Mindeststillstandszeit T_{Still}^{min} , eine Auskühlkonstante τ sowie der Wärmeverbrauch beim Anfahrsvorgang VW_{Anf} berücksichtigt werden. Revisionen oder ungeplante Ausfälle werden im Rahmen dieses Beitrages über die Vorgabe einer zeitlich variablen Nichtverfügbarkeit abgebildet.

Neben der erzeugten elektrischen Wirkleistung ist zudem die bereitgestellte Blindleistung des Kraftwerks zu modellieren. So sollte sich diese jederzeit innerhalb der technologieabhängigen Grenzen befinden.

$$Q_{tKW}^{min} < Q_{tKW}^t < Q_{tKW}^{max} \quad (3)$$

2.1.2 Hydraulische Kraftwerke

Hydraulische Speicherkraftwerke sind in der Lage, Energie über einen gewissen Zeitraum zu speichern und an einem späteren Zeitpunkt abzugeben. In reinen Speicherkraftwerken wird Wasser aus einem Oberbecken, das sich über natürliche Zuflüsse füllt, über eine Turbine geleitet und somit die Lageenergie des Wassers in elektrische Energie umgewandelt. Pumpspeicherkraftwerke besitzen eine ergänzende Pumpe, die mit elektrischer Energie aus dem Stromnetz betrieben Wasser über eine Druckleitung in das Oberbecken pumpt. Hierdurch kann Energie aus Grundlastkraftwerken oder zu Zeiten hoher Einspeisungen aus EE gespeichert und für die Deckung der Spitzenlast eingesetzt werden.

Hydraulische Kraftwerke sind in ihrer Fahrweise flexibler als thermische Kraftwerke und können ihren kompletten Leistungsbereich innerhalb kurzer Zeit durchfahren, weswegen

$$-P_{Pu}^{max} \leq P_{Pu}^t \leq 0 \quad \wedge \quad 0 \leq P_{Tu}^t \leq P_{Tu}^{max} \quad \wedge \quad P_{hKW}^t = P_{Tu}^t + P_{Pu}^t \quad (4)$$

gilt. Die Pumpleistung P_{Pu}^t ist dabei über die Nennleistung der Pumpe P_{Pu}^{max} und die Turbinenleistung P_{Tu}^t über die Nennleistung der Turbine P_{Tu}^{max} begrenzt. Sie können dabei in dem Umfang elektrische Energie in das Netz einspeisen, wie zuvor in ihren Speicherbecken als Lageenergie des Wassers gespeichert wurde, wobei beim Pumpen und Turbinieren zusätzlich Verluste durch die Pump- und Turbinenwirkungsgrade η_{Pu} und η_{Tu} auftreten. Die maximal in einem Speicherkraftwerk vorgehaltene Energie E_{hKW}^{max} ist von der Größe des Oberbeckens V_{hKW}^{Ober} , der Dichte des Wassers ρ , der Erdbeschleunigung g sowie der Fallhöhe des Wassers auf die Turbine Δh abhängig.

$$E_{hKW}^{max} = V_{hKW}^{Ober} \cdot \rho \cdot g \cdot \Delta h_{hKW} \quad (5)$$

Da sich hydraulische Kraftwerke direkt auf die nodalen Preise der umgebenden Region auswirken, ist eine kraftwerksscharfe Modellierung notwendig. Der Füllstand des Speicherbeckens V_{hKW}^t eines Speicherkraftwerks ergibt sich dabei aus dem Füllstand des Speicherbeckens nach dem vorherigen Zeitschritt V_{hKW}^{t-1} , abzüglich des in diesem Zeitschritt turbinieren Wassers, zuzüglich des natürlichen Zulaufs Z_{hKW}^{t-1} im Falle eines Speicherkraftwerks oder des hochgepumpten Wassers im Falle eines Pumpspeicherkraftwerks. Man spricht hierbei auch von der sogenannten Kontinuitätsnebenbedingung.

$$V_{hKW}^t = V_{hKW}^{t-1} - \frac{P_{Tu}^{t-1}}{\rho \cdot g \cdot \Delta h_{hKW} \cdot \eta_{Tu}} + \frac{\eta_{Pu} \cdot P_{Pu}^{t-1}}{\rho \cdot g \cdot \Delta h_{hKW}} + Z_{hKW}^{t-1} \quad (6)$$

Hierbei müssen auch die Wirkungsgrade der Pumpen und Turbinen berücksichtigt werden. Zur Abbildung des Zulaufs werden speicherkraftwerks- sowie monatscharfe historische Daten genutzt.

2.1.3 EE-Anlagen

Durch die hohe Volatilität sowie dem zumeist dezentralen Charakter von Erneuerbaren Energien entstehen besondere Anforderungen an das Übertragungsnetz, da bei Einspeisung großer Mengen elektrischer Energie an lastfernen Standorten Übertragungsnetzengpässe entstehen können. Windkraftanlagen, Wasserkraftwerke und Photovoltaikanlagen speisen zu volkswirtschaftlichen Grenzkosten von annähernd 0 EUR/MWh elektrische Energie ins Netz, weswegen ihr Dargebot einen großen Einfluss auf die Simulation besitzt, da sich das Energieangebot aufgrund des „Merit-Order-Effekts“ verschiebt und der resultierende nodale Preis sinkt. Für die Abbildung des Einflusses sind standort- sowie technologiescharfe Zeitreihen notwendig, welche auf Grundlage meteorologischer Daten erstellt werden.

2.1.4 Systembilanz

Der Hauptaufgabe eines Übertragungsnetzbetreibers ist es, einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Hierzu muss die nachgefragte Last D_{Kn}^t sowie der Bedarf der hydraulischen

Pumpen $P_{Kn,Pu}^t$ an jedem Netzknoten und zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden; die Leistungsbilanz muss also stets ausgeglichen sein. Diese Last kann durch Stromerzeugung aus direkt am Knoten angeschlossenen EE-Anlagen $P_{Kn,EE}^t$, thermischen Kraftwerken $P_{Kn,tKW}^t$ und hydraulischen Kraftwerken $P_{Kn,hKW}^t$ sowie den Leistungsflüssen von benachbarten Knoten $P_{Kn,ext}^t$ gedeckt werden:

$$D_{Kn}^t + P_{Kn,Pu}^t = P_{Kn,EE}^t + P_{Kn,tKW}^t + P_{Kn,Tu}^t + P_{Kn,ext}^t \quad (7)$$

Als wesentliche Kenngröße für das Gesamtsystem kann die Netzfrequenz herangezogen werden – im europäischen Stromnetz wird eine stabile Netzfrequenz von 50 Hz angestrebt. Abweichungen bedeuten ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Last und werden durch Regelleistung ausgeglichen.

2.1.5 Netzrandbedingungen

Ein sicherer Netzbetrieb erfordert die jederzeitige Einhaltung technischer Randbedingungen. Es bedarf bspw. genügend elektrischer Transportleistung, welche sich u.a. aus den thermischen Grenzströmen der Freileitungen und dem erlaubten Durchhang der Leitungen berechnet, um die erzeugte Elektrizität zu den Entnahmepunkten zu transportieren. Weiterhin müssen Anforderungen an die Spannungshaltung erfüllt werden, sodass die Knotenspannungen gewisse Grenzwerte nicht überschreiten. Alle europäischen Übertragungsnetzbetreiber sind außerdem verpflichtet, ihr Netz nach dem (n-1)-Kriterium zu planen und zu betreiben. Dies besagt, dass ein stabiler Netzbetrieb und eine ausreichende Netzsicherheit auch dann sichergestellt werden kann, wenn ein Betriebsmittel ausfällt. Auch in einem solchen Störfall dürfen keine dauerhafte Verletzungen der Grenzwerte von Betriebsmittelbelastungen, Spannungshaltung oder Kurzschlussleistungen auftreten.

Damit die elektrische Energie zu jedem Zeitpunkt ohne Überlastung von Leitungen übertragen werden kann, darf die maximale Übertragungsleistung einer Leitung $P_{Leitung}^{max}$, die durch den Bemessungsstrom und den maximalen Durchhang bestimmt wird, nicht überschritten werden. Für den elektrischen Scheinleistungsfluss über alle Leitungen gilt somit.

$$|S_{Leitung}^t| < S_{Leitung}^{max} \quad (8)$$

Diese Bedingung muss auch im (n-1)-Fall, also bei Ausfall eines Betriebsmittels, erfüllt sein. Als Anforderung aus der erforderlichen Spannungshaltung ergibt sich zudem, dass sich alle Knotenspannungen des betrachteten Systems stets zwischen der minimalen Knotenspannung U_{Kn}^{min} und der maximalen Knotenspannung U_{Kn}^{max} befinden.

$$U_{Kn}^{min} \leq U_{Kn}^t \leq U_{Kn}^{max} \quad (9)$$

Im europäischen Übertragungsnetz existieren zudem lastflusststeuernde Betriebsmittel, wie beispielsweise Phasenschiebertransformatoren, welche leistungsflussoptimierend eingesetzt werden können. Der Einfluss dieser Komponenten kann mithilfe von linearisierten Sensitivitäten $M_{PS}^{Leitung}$ vereinfacht dargestellt werden. Diese drücken die Änderung des

Leistungsfluss auf einer Leitung durch die Stufung φ_{PS} eines Phasenschiebertransformators aus.

$$M_{PS}^{Leitung} = \frac{\Delta P_{Leitung,max}}{\varphi_{PS,max}} \quad (10)$$

Die Änderung des Scheinleistungsflusses auf einer Leitung durch den Einsatz lastflusssteuernder Betriebsmittel ΔS_l ist durch die Summe der Einflüsse aller Phasenschieber n_{PS} beschrieben, welche jeweils abhängig von der Winkelstellung $\varphi_{PS,p}$ sind:

$$\Delta S_l = \sum_{p=1}^{n_{PS}} \varphi_{PS,p} \cdot M_{PS,p}^l \quad (11)$$

2.1.6 Zielfunktion

Wie zuvor beschrieben erfolgt eine Minimierung der Kosten von der Stromerzeugung unter Einhaltung der technischen Randbedingung der Übertragung dieser elektrischen Energie. Die Zielfunktion des Optimierungsproblems kann als

$$\min \sum_{t=1}^{n_t} \left(\sum_{k=1}^{n_{tKW}} K_{tKW,k}^t + \sum_{h=1}^{n_{hKW}} K_{hKW,h}^t + \sum_{e=1}^{n_{EE}} K_{EE,e}^t \right) \quad (12)$$

und somit als Summation der Kosten aller verfügbaren Einspeisungen über alle betrachteten Zeitpunkte n_t beschrieben werden. Da hydraulische Kraftwerke, wie in Abschnitt 2.1.2 beschrieben, ihre eingespeiste elektrische Energie entweder zuvor aus dem System entzogen oder über natürliche Zuflüsse generiert haben, können ihre Kosten, ebenso wie die Kosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, die zu Grenzkosten von nahezu 0 EUR/MWh einspeisen, vernachlässigt werden, womit sich das Problem zu

$$\min \sum_{t=1}^{n_t} \sum_{k=1}^{n_{tKW}} K_{tKW,k}^t \quad (13)$$

vereinfacht. Es erfolgt somit eine Minimierung der Kosten des thermischen Kraftwerkseinsatzes unter Einhaltung der technischen Randbedingungen des Netzbetriebes unter Ausnutzung vorhandener Freiheitsgrade hydraulischer und erneuerbarer Kraftwerke und lastflusssteuernder Betriebsmittel.

2.2 Lösungsverfahren

2.2.1 Vereinfachung und Linearisierungen

Das in Abschnitt 2.1 vorgestellte Optimierungsproblem besitzt eine Vielzahl verschiedener Optimierungsvariablen und Randbedingungen, von denen einige nicht-linear sind. Aufgrund des großen Systembereichs, dem europäischen Stromsystem, und der gewünschten

Betrachtung eines ganzen Jahres zur Abbildung aller zeitkoppelnden Nebenbedingungen ist das entwickelte Optimierungsproblem in einem geschlossenen Verfahren in praxistauglichen Rechenzeiten nicht lösbar. Deswegen wurden eine teilweise Vereinfachung der Komplexität mithilfe einer Linearisierung sowie eine Problemerlegung im Zeit- und Systembereich vorgenommen, welche im Folgenden vorgestellt werden.

Zunächst wurden die komplexen Lastflussgleichungen vereinfacht. Analysen haben gezeigt, dass sich die nodalen Preise bei Berechnung des Lastflusses mit einem AC-Lastfluss im Vergleich zu einem DC-Lastfluss nicht wesentlich unterscheiden (siehe auch [8]), bei einem DC-Lastfluss jedoch deutlich niedrigere Rechenzeiten erreicht werden. Aus diesem Grund wird in diesem Beitrag der vereinfachte DC-Lastfluss verwendet, was gleichzeitig eine Vernachlässigung des dargestellten Spannungskriteriums in den Netzrandbedingungen impliziert. Durch eine zusätzliche Linearisierung der nicht-linearen Wirkungsgrade von Kraftwerken wird die Komplexität des Optimierungsproblems weiter verringert.

2.2.2 Lösung des Gesamtproblems durch Dekompositionsansatz

Durch Berücksichtigung der zeitkoppelnden Nebenbedingungen sind in dem zu lösenden Gesamtproblem alle Zeitschritte miteinander verknüpft, was zu einer erheblichen Größe des Gesamtproblems führt. Damit die Simulation in praxisüblichen Rechenzeiten durchgeführt werden kann, ist es deswegen neben den vorgestellten Linearisierungen und Vereinfachungen notwendig, eine Reduktion des Problems im Zeitbereich durchzuführen. Durch die Anwendung eines Dekompositionsansatzes wird eine teilweise, vorübergehende Auflösung der zeitlichen Kopplung durchgeführt. Das Gesamtproblem wird aufgetrennt und somit in mehrere Teilprobleme zerlegt. Die Größe dieser Teilprobleme kann variabel gewählt werden, ein Raster von 24 Stunden hat sich in der Praxis als geeignete Größe erwiesen. Sie können aufgrund ihrer geringeren Größe in einer praktikablen Rechenzeit gelöst werden. Für die Lösung dieser Teilprobleme werden zunächst Speicherbeckenfüllstände von hydraulischen Kraftwerken und Einschaltentscheidungen von thermischen Kraftwerken anhand eines vorgegebenen Vor- und Endzustand festgelegt. Mit dieser Startlösung werden die stündlichen Knotenpreise für das Betrachtungsjahr ermittelt.

Nach der Lösung der Teilprobleme werden in einer Rückkopplung diese Vor- und Endzustände, die als *Stützstellen* zwischen den einzelnen Teilproblemen fungieren, aktualisiert. Diese werden auf Grundlage der berechneten nodalen Preise optimiert. Hierzu wird für die thermischen und hydraulischen Kraftwerke der Deckungsbeitrag mithilfe der stündlichen Preise der Knoten, an denen sie die Leistung ins Netz einspeisen, maximiert. Es wird

- eine Aktualisierung der Speicherbeckenfüllstände der hydraulischen Kraftwerke mithilfe einer linearen Optimierung durchgeführt.
- eine Optimierung der Einschaltentscheidungen der thermischen Kraftwerke mittels eines Verfahrens zur dynamischen Programmierung durchgeführt.

In diesen nachgeschalteten Verfahren werden sämtliche zeitkoppelnde Restriktionen, welche die Speicherbeckenfüllstände der hydraulischen Speicherkraftwerke betreffen (vgl. Abschnitt 2.1.2), sowie die Nebenbedingungen der Einschaltentscheidungen von Kraftwerken (vgl. Abschnitt 2.1.1), die bei der Auftrennung in Teilprobleme zunächst vernachlässigt wurden,

wieder berücksichtigt. Die optimierten Stützstellen gehen in eine erneute Lösung der Teilprobleme ein. Das Gesamtverfahren ist in Bild 1 dargestellt.

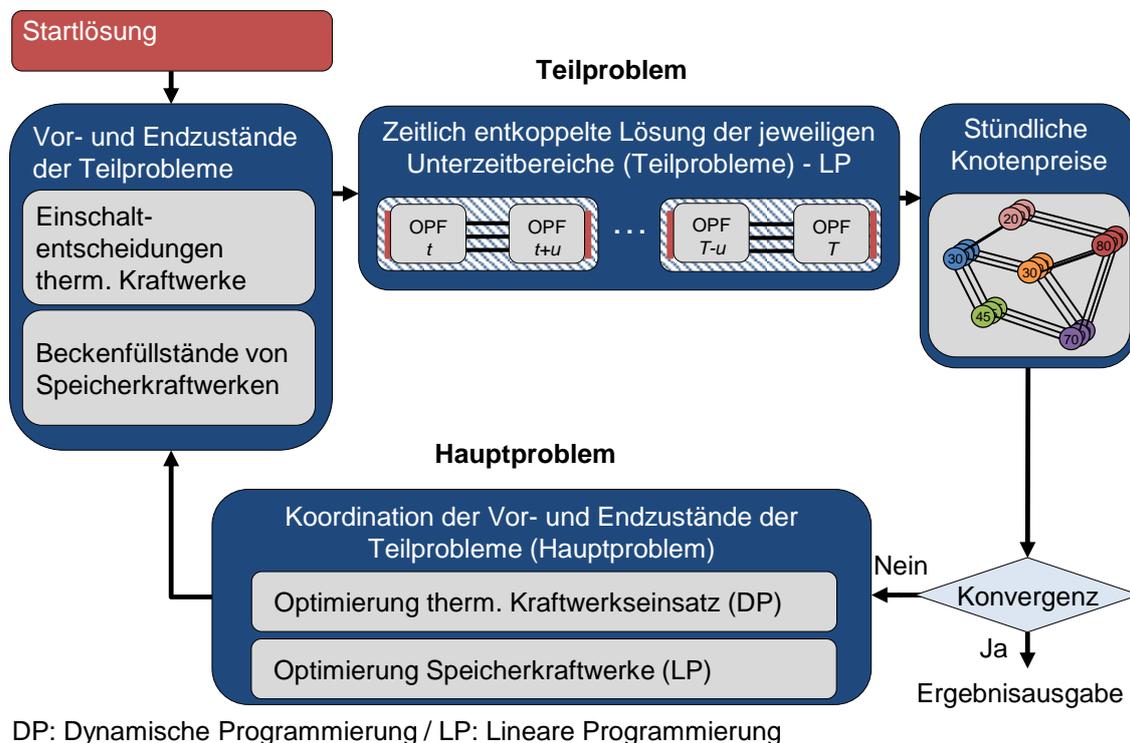


Bild 1: Aufbau des Verfahrens zur Simulation von Knotenpreisen

Dieses iterative Verfahren wird so lange durchlaufen, bis die Änderung der Erzeugungskosten eine gewisse Schwelle unterschreiten.

3 Exemplarische Untersuchungen

Das simulierte Szenario 2016 basiert auf dem TYNDP sowie dem SOAF Szenario B der ENTSO-E [9] [10]. Das verwendete Modell ist dabei in Bild 2 dargestellt. Im linken Teil der Grafik findet sich dabei die Verteilung der konventionellen Kraftwerke, unterschieden nach den verschiedenen Technologien und Brennstoffen. Im mittleren Teil der Grafik ist die Regionalisierung der EE-Anlagen dargestellt, da das verwendete Szenario lediglich aggregierte installierte Erzeugungsleistungen für die jeweiligen Länder im Betrachtungsbereich enthält. Im rechten Teil der Grafik findet sich abschließend das angewendete Modell des europäischen Übertragungsnetzes, welches alle Leitungen, Transformatoren und Sammelschienen mit einer Spannung höher 150 kV enthält.

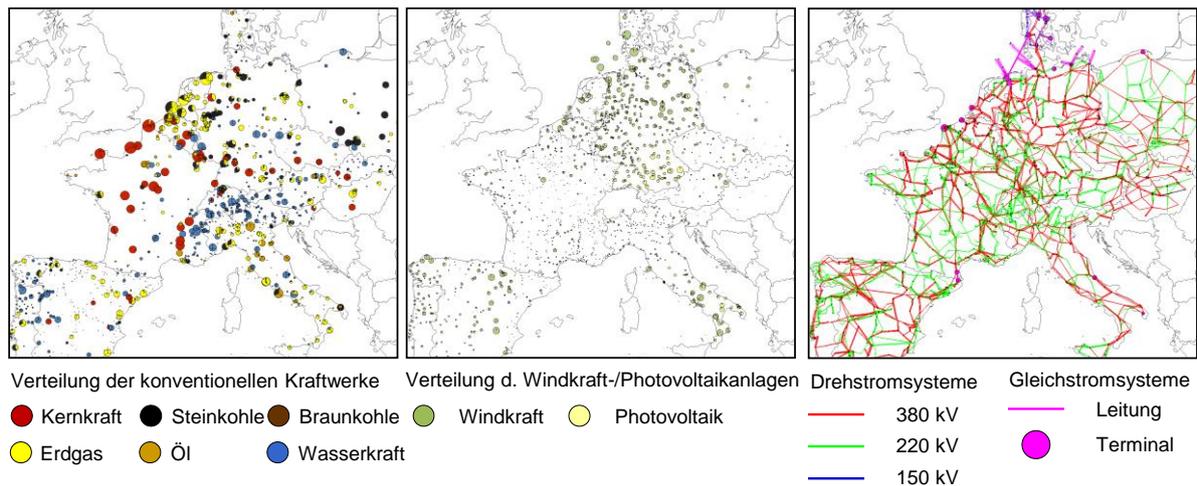


Bild 2: Verwendetes Modell des europäischen Stromsystems für das Jahr 2016

Die entwickelte und im voranstehenden Teil des Beitrages dargestellte mehrstufige Methodik wird nun an dem dargestellten Modell angewendet und es werden nodale Preise für das Jahr 2016 berechnet. Den Simulationen liegen dabei die folgenden Annahmen zu Grunde:

- 50 % der verfügbaren Stufungen von steuerbaren Transformatoren (bspw. Phasenschiebertransformatoren) stehen im Rahmen des entwickelten Verfahrens zur Verfügung. Dies impliziert, dass 50 % des verfügbaren Stellbereichs aus Gründen der Netzsicherheit vom Übertragungsnetzbetreiber für kurzfristige Eingriffe zurückgehalten wird.
- Die Beckenfüllstände der hydraulischen Speicherkraftwerke werden zum Anfang und zum Ende des Simulationszeitraums zu 50 % angenommen.

Die mittleren simulierten nodalen Preise sowie drei extreme Netznutzungsfälle (Hohe Residuallast, Starkwind/Niedriglast, Starkwind/Starklast) sind in Bild 3 dargestellt.

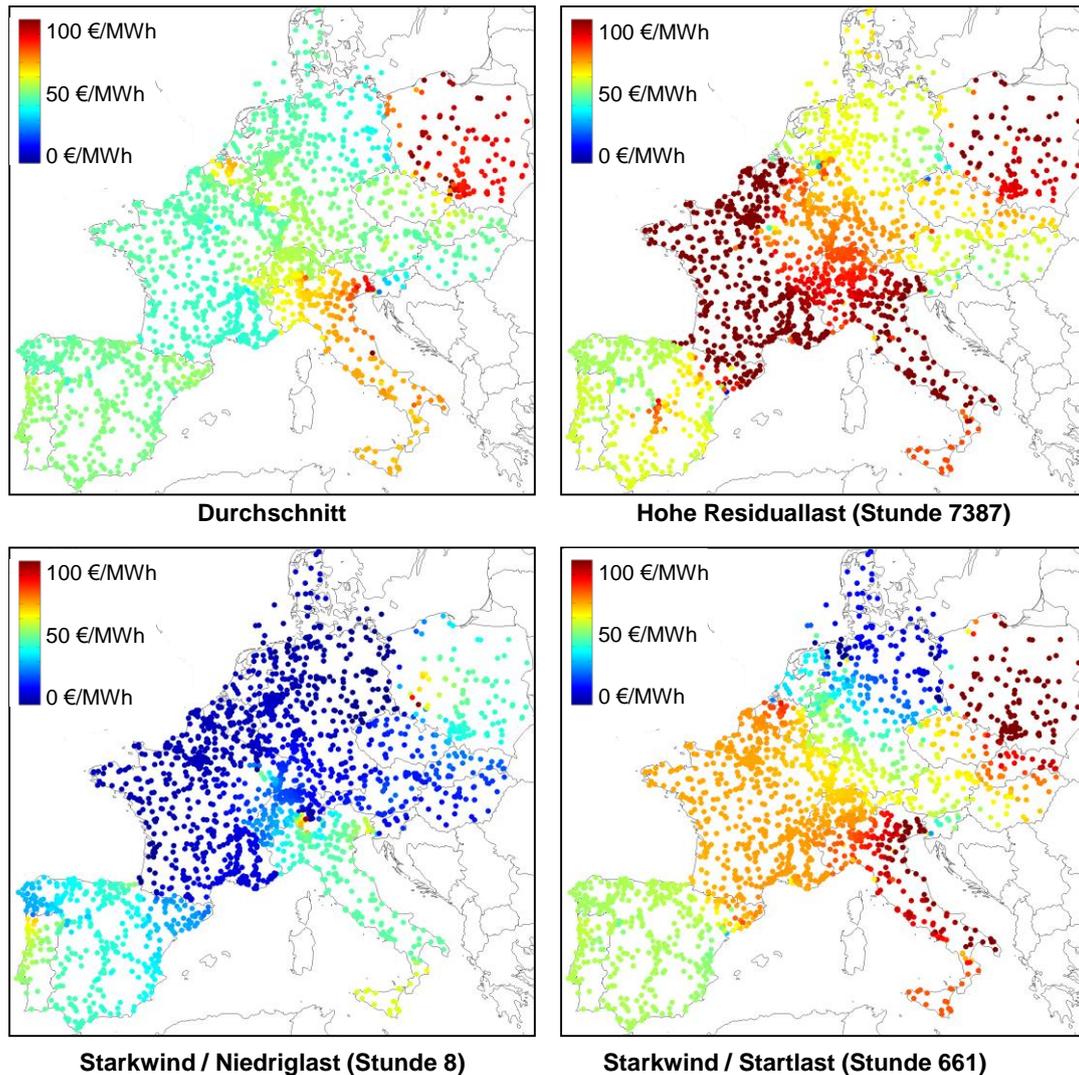


Bild 3: Simulierte nodale Preise – Szenario 2016

Die nodalen Preise lassen leicht erkennen, dass sich im europäischen nodalen Stromsystem nennenswerte Strompreisdifferenzen ausbilden. Während bspw. für Polen und Italien vergleichsweise hohe nodale Preise berechnet werden, bilden Dänemark und der Norden von Deutschland Regionen mit geringen nodalen Preisen. Diese niedrigen Preise resultieren insbesondere aus den hohen installierten Leistungen aus Windkraftanlagen sowie günstigen thermischen Kraftwerken in dieser Region, sowie signifikanten Netzengpässen im untersuchten Stromsystem des Jahres 2016. Dabei sind insbesondere die großen Nord-Süd-Trassen im deutschen System stark engpassbehaftet. Die hohen Strompreise in Italien erklären sich anhand des Kraftwerksparks, welcher im Wesentlichen aus teuren Gas- und Ölkraftwerken besteht. Italien importiert zudem große Mengen elektrischer Energie aus den angrenzenden Regionen. In Polen resultieren die berechneten hohen nodalen Preise aus vorhandenen Netzengpässen im Land. Zusätzlich fällt auf, dass sich auch innerhalb von großen Ländern (wie bspw. in Deutschland, Spanien oder Frankreich) zum Teil deutliche Strompreisdifferenzen ausbilden, welche auf eine nicht ausreichende Transportkapazität zwischen den verschiedenen Regionen hinweisen. Gleichzeitig bilden bspw. die Leitungen zwischen Frankreich und Spanien, die Kuppelleitungen nach Italien sowie einige

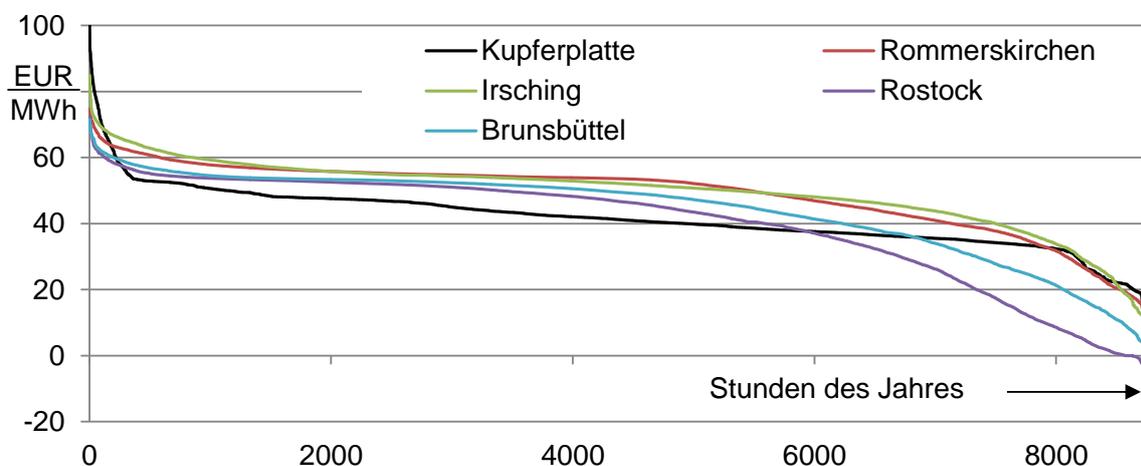
innerdeutsche und innerpolnische Leitungen wesentliche strukturelle Engpässe mit starken Preisunterschieden.

Untersuchungen der verschiedenen weiteren Last- und Einspeisesituationen, wie bspw. ein Fall mit einer hohen Residuallast, zeigen deutlich, dass lediglich in wenigen Ländern sehr hohe Preise von mehr als 100 EUR/MWh berechnet werden, da in fast allen Regionen ausreichende Erzeugungskapazitäten vorhanden sind. Lediglich in einigen Regionen von Frankreich, Italien und Polen werden sehr hohe Preise berechnet. Im Gegensatz hierzu liegen in dieser Situation im nördlichen Teil von Deutschland sowie dem Südosten von Europa die nodalen Preise weiterhin auf einem relativ geringen Niveau. Auffällig ist jedoch die große Bandbreite der berechneten Preise innerhalb von Deutschland, welche von ca. 40 EUR/MWh im Norden, bspw. am Netzknoten Vierraden, bis auf 100 EUR/MWh im Süden, bspw. in der Region um München, ansteigen.

Im Schwachlastfall werden europaweit die geringsten Strompreise berechnet, da in vielen Regionen sehr günstige Stromerzeugungskapazitäten genutzt werden können. Insbesondere die französische Erzeugungsleistung aus Kernkraft wird dabei auch für den Export von elektrischer Energie in angrenzende Regionen genutzt. Lediglich in Belgien, Polen und Italien werden aufgrund limitierter Übertragungskapazitäten höhere nodale Preise berechnet.

In der Stunde des Jahres mit der höchsten Einspeisung aus Windkraftanlagen, also einem europäischen Starkwindszenario, fallen die Preise im gesamten Betrachtungsbereich stark ab. Nur Spanien, Polen und Italien weisen aufgrund begrenzter Netzkapazitäten etwas höhere Preise auf.

Neben der Betrachtung einzelner Stunden ist zudem die Betrachtung der Preisdauerlinie von Interesse, da diese einen Aufschluss über den stündlichen Verlauf der Preise im Jahresverlauf gibt. In Bild 3 sind aus diesem Grund die berechneten stündlichen Preise für vier exemplarische Netzknoten dargestellt. Während der Netzknoten Brunsbüttel im Norden von Deutschland stark von der installierten Leistung aus onshore und offshore Windkraftanlagen beeinflusst wird und somit in einigen Stunden des Jahres sehr niedrige Preise aufweist, liegen die stündlichen Strompreise für die Netzknoten Irsching und Rommerskirchen in allen Stunden deutlich über den Preisen in Brunsbüttel. Insgesamt zeigt sich zudem, dass die Preisdauerlinie letzterer Standorte relativ flach verläuft.



Dies liegt im Wesentlichen an der regionalen Erzeugungskapazität, da diese im Fall von Rommerskirchen stark von der Kohlekraft in Nordrhein-Westfalen geprägt ist. Die höchsten Strompreise der vier exemplarischen Netzknoten zeigen sich am Standort Irsching, da in dieser sehr laststarken Region lediglich wenig konventionelle Erzeugung vorhanden ist und die Region somit stark auf Import aus den nördlichen Regionen angewiesen ist, welche jedoch aufgrund von Netzengpässen nur eingeschränkt möglich sind.

Insgesamt zeigen die Simulationsergebnisse somit, dass

- sich in einem europäischen nodalen Preissystem deutliche Preisunterschiede auch innerhalb der verschiedenen aktuellen Einheitspreiszonen ausbilden.
- der nodale Preis stark von der regionalen Erzeugungsstruktur und vorhandenen Netzengpässen abhängt.
- die Preisdauerlinien und somit die stündlichen nodalen Strompreise der verschiedenen Netzknoten sich nicht nur im Niveau sondern zusätzlich auch im Verlauf (d.h. den besonders hohen und niedrigen Preisen) zum Teil deutlich unterscheiden.

4 Schlussfolgerungen und Ausblick

In dem vorliegenden Beitrag wurde ein Verfahren zur Simulation von nodalen Preisen im europäischen Stromsystem entwickelt. Bei dieser Methode zur Preisbildung, auch Locational Marginal Pricing oder Nodal Pricing genannt, wird jede Sammelschiene als einzelnes Marktgebiet betrachtet, für das ein individueller Preis für Elektrizität berechnet wird. Dieser besteht aus den Grenzkosten der Erzeugung sowie den Netzkosten zur Übertragung. Auf diese Weise werden Netzengpässe in die Berechnung einbezogen. Der Preis bildet dann ab, welche Kosten eine zusätzliche Nachfrage am Netzknoten verursacht.

Voraussetzung für die Simulation ist dabei eine realitätsnahe Berücksichtigung der komplexen technischen Rahmenbedingungen des Netzbetriebs, wie beispielsweise der thermischen Belastbarkeit von Betriebsmitteln oder die jederzeitige Einhaltung des sogenannten (n-1)-Kriteriums. Auf Grundlage der Eingangsdaten wird mithilfe eines Optimal Power Flow-Ansatzes für jeden Netzknoten ein marginaler Preis für die Bedienung der gewünschten Nachfrage bestimmt.

Aufgrund der Problemgröße ist eine geschlossene Lösung des Optimierungsproblems für einen angemessenen Betrachtungszeitraum (bspw. ein Jahr im stündlichen Zeitraster) nicht möglich, weshalb das Problem im Zeitbereich zerlegt wird. Gleichzeitig werden Randbedingungen des Kraftwerkseinsatzes wie bspw. nicht-lineare Wirkungsgrade sowie die Lastflussgleichungen linearisiert. Die Anwendung des entwickelten Verfahrens an einem Modell des zukünftigen ENTSO-E Netzes zeigt dabei, dass starke regionale Unterschiede in den simulierten nodalen Preisen auftreten.

Insgesamt zeigen die Simulationsergebnisse, dass sich in einem europäischen nodalen Preissystem deutliche Preisunterschiede auch innerhalb der verschiedenen aktuellen Einheitspreiszonen ausbilden, der nodale Preis stark von der regionalen Erzeugungsstruktur und vorhandenen Netzengpässen abhängt und sich die Preisdauerlinien und somit die stündlichen nodalen Strompreise der verschiedenen Netzknoten nicht nur im Niveau sondern zusätzlich auch im Verlauf (d.h. den besonders hohen und niedrigen Preisen) zum Teil deutlich unterscheiden.

Die durchgeführten Untersuchungen konnten somit die Praxistauglichkeit der Methodik unter Beweis stellen. Die simulierten nodalen Preise geben wertvolle Hinweise in Bezug auf geeignete Kraftwerksstandorte oder aber einen erforderlichen Leitungsneubau. Weiterhin stellen die nodalen Preise eine geeignete Grundlage für aufbauende Untersuchungen (bspw. die Bestimmung optimierter Marktgebietszuschnitte) dar [2].

Weiterführende Untersuchungen sollten insbesondere den regionalen Betrachtungsbereich des Ansatzes erweitern und bspw. eine gekoppelte Simulation mit den angrenzenden Regionen (bspw. Großbritannien und Skandinavien) erlauben. Aufgrund der Vielzahl an hydraulischen Kraftwerken, gerade im skandinavischen Raum, kann jedoch bei einer solchen Betrachtung die Rechenzeit enorm ansteigen, da jedes Wasserkraftwerk aufgrund der Verknüpfung der Speicherbeckenfüllstände zu unterschiedlichen Zeitpunkten neue Nebenbedingungen bei der Berechnung des Optimal Power Flows erfordert. Zudem ist zu untersuchen, ob eine sukzessive Linearisierung des Lastflusses im Arbeitspunkt eine Alternative zu dem gewählten Gleichstromlastflussansatz darstellt.

5 Literaturverzeichnis

- [1] M. Sahni, R. Jones und Y. Cheng, „Beyond the Crystal Ball,“ *IEEE power & energy magazine*, pp. 35-42, july/august 2012.
- [2] C. Breuer, „Ableitung und Bewertung von alternativen Marktgebieten im Übertragungsnetz,“ *FGE Jahresbericht*, pp. 45-47, 2012.
- [3] H. Weight, „A Time-Variant Welfare Economic Analysis of a Nodal Pricing Mechanism in Germany,“ Dresden University of Technology, Dresden, 2011.
- [4] L. Feiyu und H. Gan, „National Electricity Market of Singapore,“ Energy Market Company Pte Ltd, Singapore, 2005.
- [5] Consentec; Frontier Economics, „Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts - ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung,“ Frontier Economics Ltd., London, 2011.
- [6] K. Neuhoff und R. Boyd, „International Experiences of Nodal Pricing Implementation,“ Climate Policy Initiative, Berlin, 2011.
- [7] A. Moser, Optimierung und Betrieb von Energieversorgungssystemen, Skriptum zur Vorlesung, Aachen: Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, 2010.
- [8] T. J. Overbye, X. Cheng und Y. Sun, „A Comparison of the AC and DC Power Flow Models for LMP Calculations,“ in *IEEE: Hawaii International Conference on System Sciences*, Hawaii, 2004.
- [9] ENTSO-E, „Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2012-2030,“ 2011.
- [10] ENTSO-E, „Ten-Year Network Development Plan,“ 2012.
- [11] R. D. Zimmermann und C. E. Murillo-Sanchez, „Matpower 4.1 User's Manual,“ Power Systems Engineering Research Center, 2011.
- [12] A. Monticelli, M. Pereira und S. Granville, „Security-Constrained Optimal Power Flow With Post-Contingency Corrective Rescheduling,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, 1987.