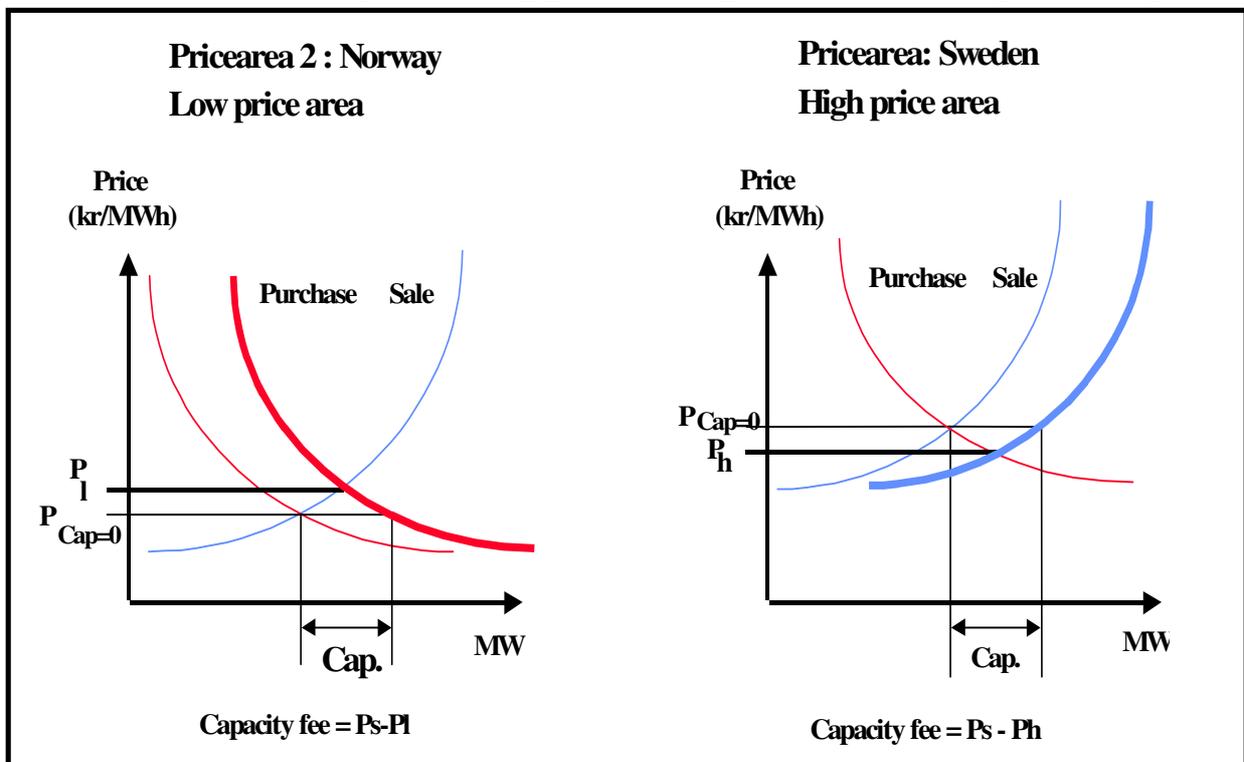


ZUR ANWENDBARKEIT VON NTC, PTFD, ENERGY-ONLY-MARKT, NODAL PRICING – MODELLE UND IMPLIKATIONEN

Heinz Stigler¹, Udo Bachhiesl¹

NTC ist ein gutes Konzept, die Belastung von Leitungen in „lang gestreckten“ Elektrizitätssystemen zu kontrollieren.² So war in Norwegen ein „price-cap“ eingeführt, um die einzige Nord-Süd-Leitung nicht über Gebühr zu belasten.

Dem entspricht die folgende Vorgangsweise, wie sie ebenfalls auf den wenigen Querverbindungen zwischen Norwegen und Schweden bereits 1999 angewendet wurde : Zuerst wird ein Preis $P_{Cap=0}$ berechnet, der nur auf den Angeboten und Nachfragen des jeweiligen Gebietes beruht. Im Überschussgebiet ergibt sich dann die Preiskurve aus zusätzlicher, nicht preisabhängiger Nachfrage, die einer Menge der Kapazität



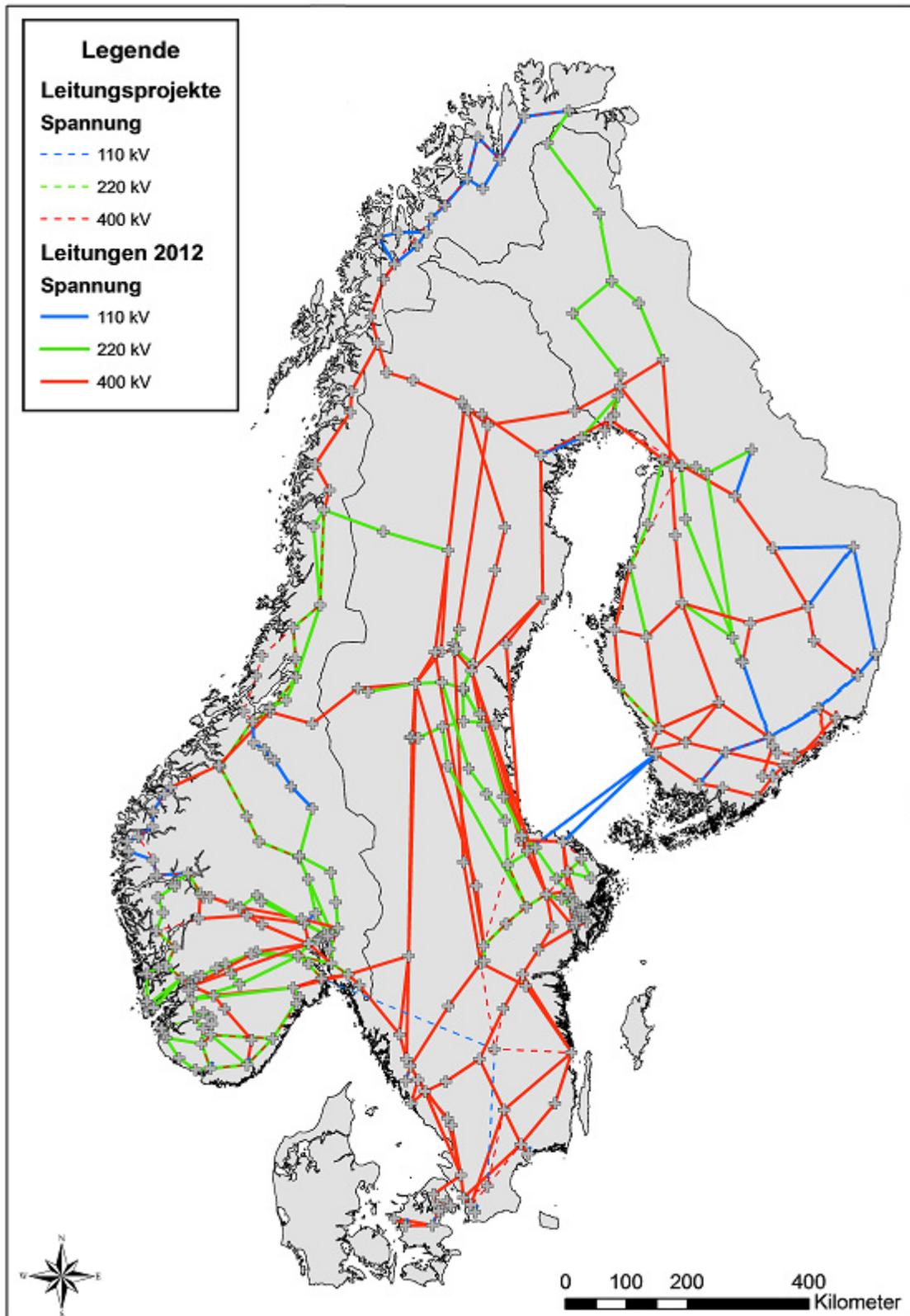
"Cap" entspricht, und einer korrespondierenden preisabhängigen Verkaufsmenge im Defizitgebiet. Dies impliziert eine Parallelverschiebung der Nachfragekurve im Überschussgebiet und der Angebotskurve im Knappheitsgebiet. Dieser Mechanismus ermöglicht die Nutzung der gesamten Transportkapazität.

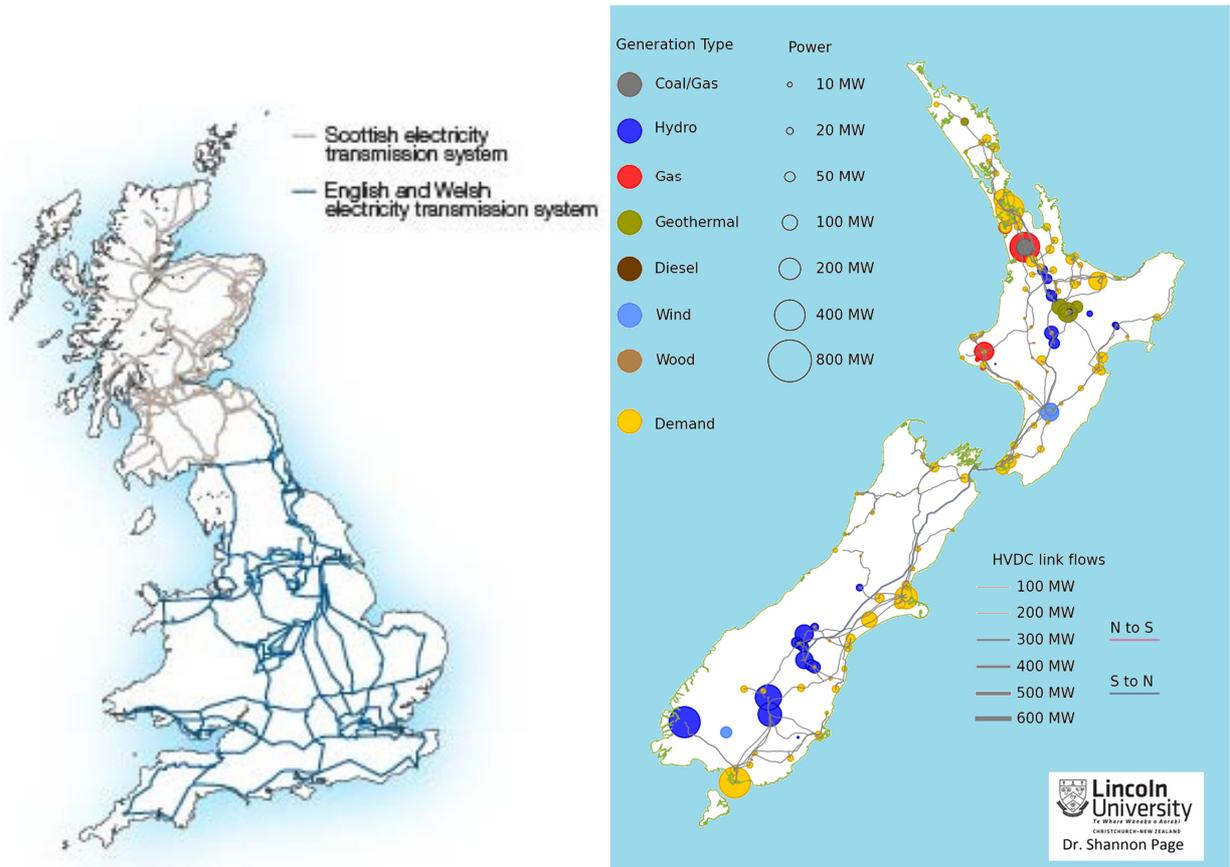
Ähnliche Gegebenheiten findet man auch in Schweden selbst, wo sieben parallele Nord-Süd-Verbindungen als sogenannte „trunk line“ die überwiegend im Norden erzeugte elektrische Energie in die Verbrauchsschwerpunkte im Süden Schwedens transportieren müssen.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 8042 Graz, Inffeldgasse 18, +43 (0)316 873 7900, Fax: +43 (0)316 873 7910; Stigler@TUGraz.at, www.iee.tugraz.at

² Stigler, H.: Rahmen, Methoden und Instrumente für die Energieplanung in der neuen Wirtschaftsordnung der Elektrizitätswirtschaft, Dissertation TU Graz 1999

In Großbritannien verbinden zwei parallele Leitungen im Osten und im Westen des Landes den Verbrauchsschwerpunkt im Süden mit dem Norden. Diese beiden Leitungen sind mehrmals quer miteinander verbunden. Im Großen und Ganzen ergibt sich damit auch die Anwendbarkeit eines NTC-Konzepts, wenngleich auch wegen der Querverbindungen – mit zunehmendem Abstand von London – von „Zonen“ mit einem entsprechenden „zonal pricing“ gesprochen wird.



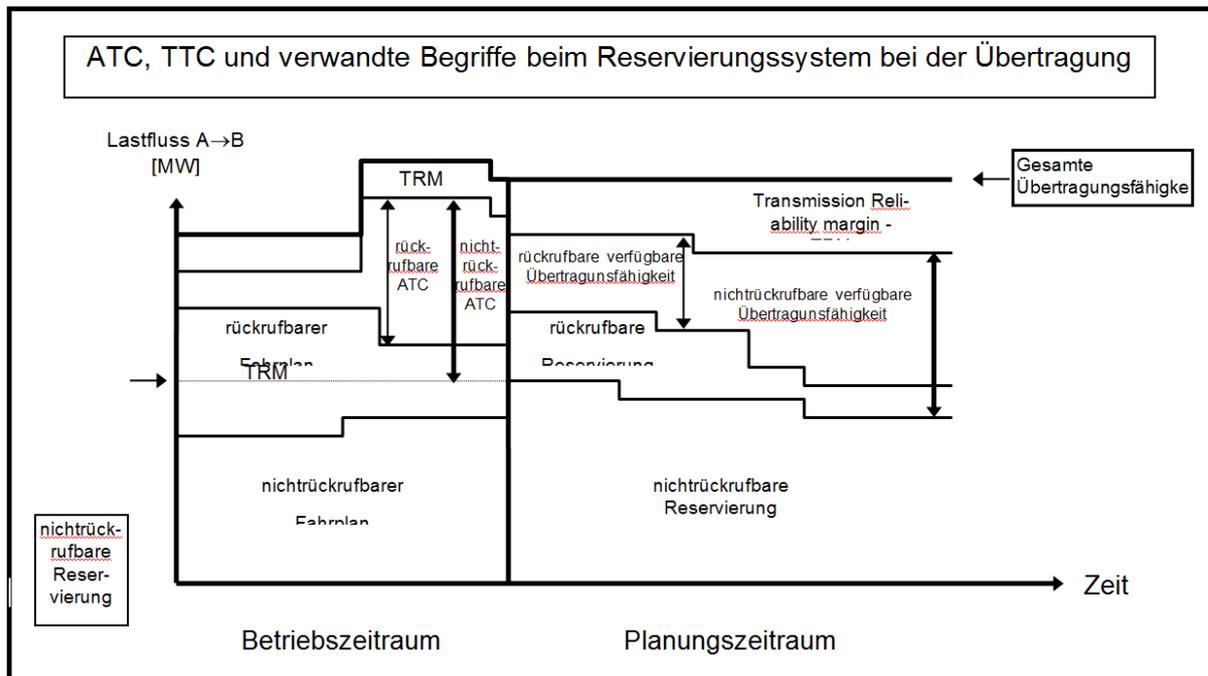


Neuseeland weist ebenfalls eine langgestreckte Elektrizitätssystem-Struktur auf, die die Nord- mit der Südinsel verbindet. Auch hier ist ein NTC-Konzept anwendbar.

Australien ist nur in einem schmalen Randbereich der Meere besiedelbar, sodass sich auch hier ein lang gestrecktes Elektrizitätssystem entwickelt hat; auch hier können die Leitungen mittels des NTC-Konzepts ohne Überlastungen betrieben werden.



Der Begriff der „Available Transfer Capability“ ATC – und das davon abgeleitete NTC-Konzept – kommen auch im amerikanischen Reservierungssystem für die Auslastung von langen Leitungen im amerikanischen Mittelwesten vor.



Wie man einfach erkennt, dienen in diesen Ländern NTC-Werte zur Vermeidung von Überlastungen von langen Leitungen, indem man durch „price-caps“ die Entstehung von Überlastungen von Leitungen vermeiden kann.³

Warum die EU – **mit einem hoch vermaschten, flächigen Marktgebiet** – das NTC-Konzept als Lösung für die bei der Einführung eines Energy-Only-Marktes zwangsläufig entstehenden Netzengpässe eingeführt hat, war und ist unklar.

Offensichtlich haben bei der damaligen Entscheidung nicht-kontinentale ökonomische Denkrichtungen – **gestützt auf lang gestreckte Elektrizitätssysteme** – diese Entscheidung maßgeblich beeinflusst.

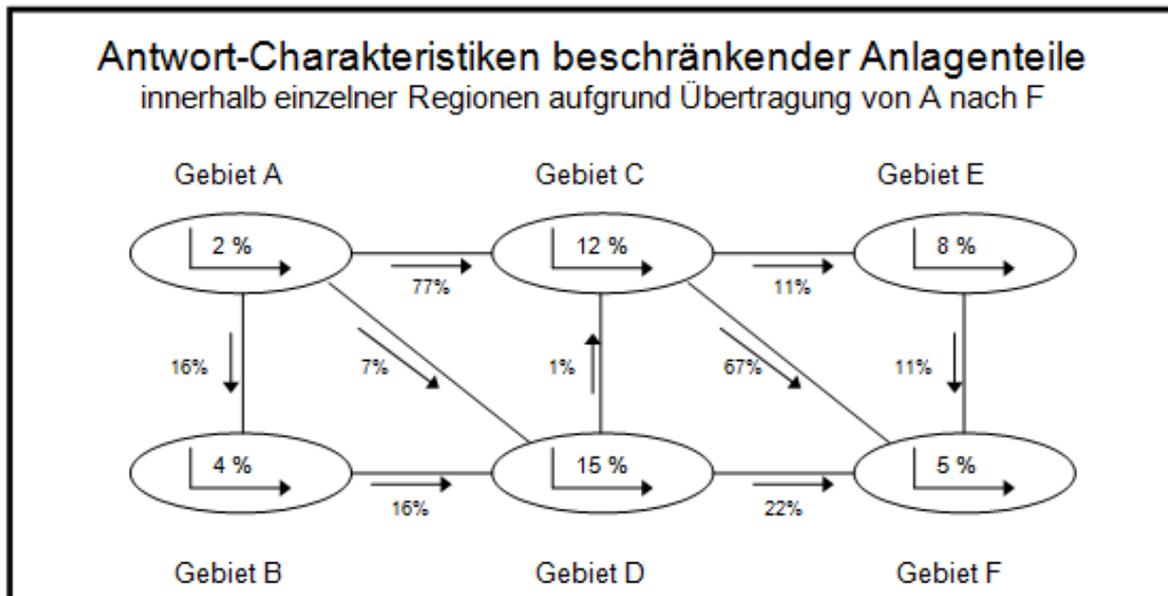
PTDF In dichten, hochvermaschten Übertragungsnetzen wurde in den USA bereits 1999 im Marktgebiet von Pennsylvania, New Jersey und Maryland (PJM-Markt) die „Netzantwortmethode“ angewendet, bei denen Kundenbedarf, Erzeugungsquellen und Übertragungssystem eng miteinander verknüpft sind. In solchen Netzen können kritische Übertragungspfade für eine bestimmte Übertragung nicht generell im Voraus identifiziert werden. Der kritische Pfad wird zumeist von den konkreten Bedingungen zum Zeitpunkt der Durchführung der Übertragung abhängen.³

Durch eine konkrete Durchleitung in einem eng vermaschten Netz „antwortet“ das gesamte Netz auf die zusätzliche Belastung. Die Lastflüsse auf jedem Pfad verändern

³ Stigler, H.: Rahmen, Methoden und Instrumente für die Energieplanung in der neuen Wirtschaftsordnung der Elektrizitätswirtschaft, Dissertation TU Graz 1999

sich entsprechend der Netztopologie, den Kraftwerkseinsätzen, der Höhe der Kundenbedarfe, anderen Durchleitungen durch das Gebiet und Auswirkungen von anderen Transaktionen aus anderen benachbarten Gebieten.

In der folgenden Darstellung⁴ werden die grundsätzlichen Gegebenheiten dargestellt:



Grundsätzlich ist hier darauf hinzuweisen, dass in den USA dieses Konzept für die Durchleitungen in Kombination mit dem nachfolgend dargestellten „Nodal Pricing“ verwendet wird. Dies bedeutet, dass auch diese Methode das grundsätzliche Problem einer Überlastung von Leitungen in einem hoch vermaschten System nicht lösen kann. Es liefert nur Hinweise darauf, wodurch Leitungsüberlastungen entstanden sind bzw. welche (zusätzlichen) Durchleitungen noch möglich wären.

Der Auslöser von Überlastungen – der Einsatz von Kraftwerken losgelöst von den konkreten Netzgegebenheiten entsprechend dem in der EU praktizierten Unbundling – wird dadurch nicht beseitigt.

Nodal Pricing führt im Ergebnis im Großen und Ganzen zum gleichen Ergebnis wie ein Energy-Only-Markt in Kombination mit Engpassmanagement.⁵ Dabei setzt ein zentraler Systemoperator (ISO) alle Kraftwerke seines Gebietes unter Berücksichtigung der beschränkenden Gegebenheiten des Netzes kostenminimal ein. Die eingesetzten Kraftwerke bekommen ihre variablen Kosten ersetzt sowie die Differenz des Knotenpreises (der den Einsatz der einzelnen Kraftwerke unter diesem Knoten determiniert) und den konkreten variablen Erzeugungskosten. Da es beim Nodal Pricing aber sehr viele Knoten im Vergleich zu dem fiktiven einen Knoten des Energy-Only-Marktes gibt, sind die „Gewinne“ der Erzeuger viel geringer.

⁴ Stigler, H.: Rahmen, Methoden und Instrumente für die Energieplanung in der neuen Wirtschaftsordnung der Elektrizitätswirtschaft, Dissertation TU Graz 1999

⁵ Todem, Ch.: Methoden und Instrumente zur gesamtsystemischen Analyse und Optimierung konkreter Problemstellungen im liberalisierten Elektrizitätsmarkt; Dissertation am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz 2007

Diese eher zentralwirtschaftliche Vorgehensweise war bereits 1999 im Gebiet von PJM im Osten der Vereinigten Staaten unter der wissenschaftlichen Federführung von Harvard (Harvard Electricity Policy Group – HEPG) eingerichtet.

Jedenfalls ist bei „nodal pricing“ ein Independent System Operator (ISO) erforderlich, der das System zentral steuert. Da die Kraftwerksbetreiber nur ihre variablen Kosten (samt einem surplus) abgegolten bekommen, ist auch eine Regelung für die Abgeltung der Fixkosten in geeigneter Weise erforderlich.

Aus Sicht der Netzbetreiber stellt das Nodal Pricing eine gute Möglichkeit dar, ihr Netz zuverlässig und sicher zu betreiben. Dies deshalb, da der wohlfahrtsökonomisch günstigste Kraftwerkseinsatz ja unter Berücksichtigung der Netzgegebenheiten gesteuert wird.

Energy-Only-Markt ist ein ausgezeichnetes Instrument, mit marktwirtschaftlichen Mitteln eine wohlfahrtökonomische Optimierung zu erreichen.⁶ Dabei kommt es zu einem Abtausch des Einsatzes von teureren durch (noch verfügbare) billigere Kraftwerke eines anderen Erzeugers. Der ansonsten teurere Erzeuger erspart sich dadurch die Differenz zwischen seiner teureren Erzeugung und dem „Tauschpreis“; der nunmehr liefernde billigere Erzeuger erhält nicht nur seine variablen Kosten sondern zusätzlich die Differenz dieser und dem Marktpreis.

Das EOM-Konzept setzt allerdings eine sogenannte „Kupferplatte“ zwischen allen Erzeugern des Gebietes voraus, das in der Realität nicht gegeben ist. Durch die Netzbeschränkungen kommt es zu Engpässen, die mittels Engpassmanagement (Countertrading, Redispatch usw.) aufzulösen sind. Warum die Kosten dieses Engpassmanagements durch die Netzbetreiber aufzubringen sind, bleibt ein Geheimnis der Erfinder dieser Regelung.

Jedenfalls ist der Energy-Only-Markt nicht in der Lage, entsprechende langfristige Signale für den Zeitpunkt und den Ort künftig erforderlich werdender neuer Kraftwerkskapazitäten zu liefern. Im Gegenteil befördern diese Gegebenheiten sogar die örtliche Allokation neuer Kraftwerkskapazitäten ohne Berücksichtigung der konkreten aktuellen und künftigen Netzgegebenheiten.

Da die Preisbestimmung am Energy-Only-Markt ausschließlich mittels der variablen Kosten der am Markt beteiligten Unternehmen erfolgt, ist ein Marktpreis, der gerade die richtige Höhe hat, sodass auch die fixen Kosten abgegolten werden⁷, „ein glücklicher Zufall“ (© Zitat Stigler).

⁶ Stigler, H., Bachhiesl, U., Hütter, D.: Sind „energy only“ Märkte langfristig tragfähig? 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien 2013

⁷ F. Tyma; W. Süßenbacher; U. Bachhiesl; H. Stigler: Fixkostendeckung über den Stromgroßhandelsmarkt und wohlfahrtsökonomisch optimale Preise; 11. Energieinnovationssymposium „Alte Ziele – Neue Wege“, TU Graz 2010