

# ZWECKMÄßIGKEIT VON VORAB-ANALYSEN DER WIRKUNGEN VON MARKTEINGRIFFEN

Heinz STIGLER<sup>1</sup>, Udo BACHHIESL<sup>1</sup>

## Inhalt

Als eine der Grundlagen für die Verabschiedung der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 1996 gab es eine umfassende internationale Studie über die Vorteilhaftigkeit der Einführung eines Elektrizitätsbinnenmarktes. Weitere internationale, umfassende und langfristige Vorab-Analysen der Auswirkungen von weiteren wesentlichen Markteingriffen in die Elektrizitätswirtschaft wurden in der Folge nicht mehr unternommen.

Die wohl wesentlichsten Markteingriffe in den Elektrizitätsmarkt können wohl gesehen werden in:

- Forcierung der erneuerbaren Energien (vor allem im Elektrizitätssektor)
- NTC-Regelungen
- Strombörse (Energy-Only-Markt)
- Emission Trading System für Treibhausgasemissionen
- Energieeffizienzregulierung

Die Problematik der fehlenden Vorab-Analysen der Auswirkungen dieser Markteingriffe ist wohl darin zu sehen, dass nicht nur die Auswirkungen der einzelnen Eingriffe auf die Elektrizitätswirtschaft in langfristiger Sicht nicht wirklich vorab quantitativ analysiert wurden, sondern vor allem die Wechselwirkungen dieser Markteingriffe untereinander nicht herausgearbeitet wurden.

Dass sich die heutigen Probleme der Elektrizitätswirtschaft gerade aus der Kombination der Auswirkungen der angeführten Markteingriffe ergeben haben, ist offensichtlich. Eine umfassende und tiefeschürfende Analyse der Gegebenheiten wird im Beitrag von Prof. Haucap im Rahmen dieses Symposiums unternommen.

Nicht nur die Mehrfachregulierung desselben Elektrizitätsmarktes mit den angeführten voneinander unabhängigen Instrumenten verursachte Probleme, sondern vor allem die in rascher Abfolge eingetretenen Änderungen der Wirkungsschärfe dieser Eingriffe. Dies hatte und hat tiefgreifende Auswirkungen auf die Investitionstätigkeit der Branche.

Die in der Elektrizitätswirtschaft zu berücksichtigenden Besonderheiten sind vor allem in der Langlebigkeit und Kapitalintensität der Anlagen zu erkennen. Kraftwerksinvestitionen sind „sunk costs“ und damit ist auch eine Marktaustritts-Barriere verbunden. Investoren „klassischer“ Kraftwerke werden sich hüten, unübersehbare Risiken mit ihren Investitionen einzugehen, solange es keine langfristige Informationsfunktion des Marktes gibt.

Die heute diskutierten Lösungsansätze werden unter anderem darin gesehen,

- die Stromversorger „in die Pflicht“ zu nehmen (jeder Versorger muss die langfristige Zuverlässigkeit der Versorgung seiner Kunden sicherstellen),
- einen neuen Strommarkt 2.0 mit Einbeziehung von Flexibilitätsoptionen (flexible Kraftwerke, Speicher, Stromhandel, Elektromobilität und Lastmanagement) zu schaffen und
- durch die künftige Zulassung von „Knappheitspreisen“ bis zu 15.000 €/MWh Kraftwerksinvestitions-sicherheit zu gewährleisten. Dazu soll das kartellrechtliche Mark-Up-Verbot (also Preisangebote an der Strombörse über den Grenzkosten) aufgehoben werden.
- Gleichzeitig soll es ein Verbot der Stilllegung von Kraftwerken geben und vorübergehend stillgelegte Kraftwerke sollen wieder früher am Markt sein; neue Kraftwerke geplant.

---

<sup>1</sup> Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18/II, 8010 Graz, Fax: +43 316 873-107900, Tel.: +43 316 873-7900, [stigler@tugraz.at](mailto:stigler@tugraz.at), [www.iee.tugraz.at](http://www.iee.tugraz.at)

Es steht zu befürchten, dass die umfassende Forcierung von Flexibilitätsoptionen die Entstehung der angepeilten Knappheitspreise verhindern wird: die angepeilten Knappheitspreise könnten eine „self-destroying prophecy“ sein. Falls dies zutrifft, wird es auch die angestrebte Investitionssicherheit für Kraftwerksinvestitionen nicht geben.

Da bei der raschen Markteinführung der Erneuerbaren Energien die so genannten „Marchetti-Kurven“ nicht berücksichtigt wurden, kam es einerseits zu einer raschen Zurückdrängung der klassischen Erzeugung mit einer Verlagerung der Angebotskurve und dem damit verbundenen Absacken des Börsenpreises, andererseits ging klarerweise der Ausstoß von CO<sub>2</sub> deutlich zurück, wodurch das Emission Trading System ins Leere lief.

Die Nichtberücksichtigung der „Marchetti-Kurven“ und das zu rasche Zurückfahren der klassischen Kraftwerke beraubt auch die Möglichkeit, aus deren Cash-flows den Aufbau des neuen Systems zu finanzieren. Eine Arbeit unseres Institutes befasst sich mit dem Kapitalstock der europäischen Elektrizitätswirtschaft und dessen Umschichtung aufgrund des Umbaus des Erzeugungssystems.

Die NTC-Konzeption ist ein altes Konzept insbesondere langgestreckter Elektrizitätswirtschaften wie Norwegen, Schweden, Neuseeland usw. Bei der Einführung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes gab es EU-Delegationen, die das skandinavische System studierten und es letztlich auf das hoch vermaschte Elektrizitätsnetz auf dem Kontinent übertrugen.

Ursprünglich diente das NTC-Konzept in den o.a. Ländern dazu, Überlastungen der wesentlichen Übertragungsleitungen zu verhindern. Dieses Konzept diente also dazu, kurzfristig auftretende Überlastungen von Leitungen tages- und stundenweise zu vermeiden. Fortentwicklungen dieses Ansatzes waren das in Großbritannien anzutreffende „Zonal Pricing“, das sich aus der besonderen Netzkonfiguration ergab und bis heute angewendet wird.

Die Theorie-Umsetzung des Leitungs-NTC-Ansatzes auf hoch vermaschte Netze wurde vom MIT geleistet und wird heute im weltweit größten Elektrizitätssystem der Erde (PJM) angewendet. Eine ausführliche Darstellung der historischen Entwicklung dieser Konzeptionen und deren Fortentwicklung wird ebenfalls in einer Arbeit unseres Institutes bei diesem Symposium vorgelegt. Dass hinter der heute in der EU angewendeten NTC-Konzeption natürlich Interessen von Ländern und deren natürlichen Ressourcen stehen ist einsichtig und verständlich.

In einer weiteren Arbeit unseres Institutes werden die Kosten der europäischen Elektrizitätsversorgung auf Grund der NTC-Konzeption gegenüber einem europaweit optimalen Kraftwerkseinsatz ohne NTCs mit rd. 50 Mrd. € für den Zeitraum 2014 - 2030 mittels des Elektrizitätswirtschaftsmodells ATLANTIS ermittelt. Dabei werden ausschließlich die variablen Kosten der Stromerzeugung berücksichtigt. Von hohem Interesse ist hier auch die Feststellung, dass der Unterschied zwischen einem europaweit optimalen Kraftwerkseinsatz unter den Gegebenheiten der Restriktionen des Übertragungsnetzes in einer Vergleichsrechnung ohne Netzrestriktionen („Kupferplatte“) gering ausfällt: Dies spricht dafür, dass das heutige Netz seine Transportaufgabe bereits gut erfüllt.

In einem weiteren Berechnungslauf mit dem Modell ATLANTIS wurden die kostenmäßigen Auswirkungen einer Realisierung der „Project of Common Interest“-Leitungen auf die Höhe der variablen Stromerzeugungskosten des EU-Erzeugungssystems ermittelt. Dabei wurden die Auswirkungen der neuen Transportkapazitäten auf den NTC der jeweils berührten Nachbarländer mit 30 % Leitungstransportkapazität berücksichtigt. Die Reduktion der variablen Stromerzeugungskosten der EU durch die Errichtung der PCI-Leitungen errechnet sich allein aufgrund verringerter erforderlicher Redispatchmaßnahmen des Erzeugungssystems zu rund 1 Milliarde € pro Jahr.

Schon wegen der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft: der hohen Langlebigkeit und der besonders hohen Kapitalintensität der Anlagen, der fehlenden Speicherbarkeit der elektrischen Energie und der Netzgebundenheit und der Leitungsgebundenheit sowie der Dargebotsabhängigkeit der erneuerbaren Energien ist es wohl zweckmäßig, vor Markteingriffen umfassende systemische Analysen der Auswirkungen anzustellen. Vor allem bei an unterschiedlichen Stellen ansetzenden Markteingriffen (Absatz, Aufbringung, Marktordnung, Emissionen, Netz usw.) ist es wohl besonders zweckmäßig, deren Wechselwirkungen eingehend zu untersuchen. Aufgrund der soeben angeführten Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft zeigte sich in der Vergangenheit immer wieder, dass das Miteinander dem Gegeneinander ökonomisch überlegen ist.