Deutscher Bundestag Ausschussdrucksache 19(9)864
19. Wahlperiode 16. November 2020
Ausschuss für Wirtschaft und Energie

Brandenburgische Technische Universität Cottbus - Senftenberg

Stellungnahme im Rahmen der öffentlichen Anhörung zu dem Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes und anderer Vorschriften

Prof. Dr. Felix Müsgens

16.11.2020

Fachgebiet Energiewirtschaft
Brandenburgische Technische Universität
Cottbus-Senftenberg
Prof. Dr. Felix Müsgens
http://www.b-tu.de/fg-energiewirtschaft/

1 ÖKONOMISCHE ANALYSE UND PROZESS DER BEDARFSERMITTLUNG

1.1 Ökonomik von Netzausbau

Geografische, meteorologische und sozio-kulturelle Gegebenheiten führen zu erheblichen regionalen Unterschieden in Stromerzeugung und -verbrauch, sowohl innerhalb Deutschlands als auch in Europa. Nicht nur zum Transport von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wie Wind und Sonne, sondern in Elektrizitätssystemen allgemein ist deshalb erforderlich, dass elektrische Energie vom Erzeuger zum Verbraucher transportiert wird. Hierfür werden Stromleitungen benötigt. Beispielsweise sind in Norddeutschland im allgemeinen sehr viel bessere Windpotentiale vorzufinden als in Süddeutschland. Bessere Windpotentiale übersetzen sich in niedrigere Stromgestehungskosten, einen niedrigeren Förderbedarf und letztlich auch niedrigere Strompreise für die Verbraucher, sofern die elektrische Energie zum Verbraucher transportiert werden kann.

In der Vergangenheit wurde ein signifikanter Teil der Windenergieanlagen in Deutschland im Norden errichtet. Das Fördersystem für erneuerbare Energien, beispielsweise durch das Referenzertragsmodell, bewirkt jedoch, dass sich auch Windenergieanlagen an windschwächeren Standorten betriebswirtschaftlich rechnen - und auch errichtet wurden. Hierdurch entstehen im Vergleich zu einem kosteneffizienten Ausbau erhebliche Mehrkosten. Eine wissenschaftliche Veröffentlichung[1] zeigt, dass die gleiche jährliche Windstrommenge in Deutschland mehr als 10 Mrd. € günstiger (bei Gesamtkosten von ca. 57 Mrd. €) hätte produziert werden können, wenn Windenergieanlagen verstärkt an windstarken Standorten errichtet worden wären. Auch hätten erheblich weniger Windräder errichtet und Land verbraucht werden müssen, da jedes Windrad an einem guten Windstandort mehr Energie liefert als an einem schlechten.

Leitungsausbau ist darüber hinaus erforderlich, um Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See einzubinden. Auf Grund der hohen Windgeschwindigkeiten und Innovationen bei Anlagentechnik und -errichtung kann auf See zunehmend kostengünstig Strom produziert werden. Jansen et al. (2020) zeigen, dass Anlagen an guten Standorten auf See in den nächsten Jahren sogar subventionsfrei betrieben werden könnten. Hinzu kommt, dass für Windenergie auf See eine höhere gesellschaftliche Akzeptanz zu bestehen scheint als für Windenergie an Land.

Allerdings sind mit dem Netzausbau hohe Kosten verbunden, die den Vorteilen gegenübergestellt werden müssen. Entsprechende Analysen wurden in der Vergangenheit wiederholt durchgeführt. Eine erste, umfassende Studie erschien bereits vor 15 Jahren mit der dena Netzstudie I.[2] Seitdem sind die Ergebnisse von Analysen zur Integration erneuerbarer

[1] Vgl. Engelhorn und Müsgens (2019).
[2] https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9113_dena-Netzstudie_I.pdf, die Studie erschien 2005.

Energien weitgehend robust und es gilt heute wie damals: Netzausbau im Übertragungsnetz ist eine relativ kostengünstige Option zur Integration der EE in das europäische Stromsystem. Er komplementiert den für die Energiewende erforderlichen Ausbau erneuerbarer Energien und trägt somit zum Gelingen der Energiewende bei. Beispielhaft verwiesen sei dabei auf die Langfrist- und Klimaszenarien der Bundesregierung. Dort werden in einem Bericht[3] die Folgen eines unzureichenden Netzausbaus untersucht. Unter der Annahme eines halbierten Netzausbaus verdoppeln sich nach dieser Analyse langfristig die zur Erreichung der Klimaziele erforderlichen CO_2-Preise und es würde in Deutschland erheblich mehr Leistung erneuerbarer Energien zur Erreichung der Klimaziele benötigt. Auch gäbe es weniger Austauschmöglichkeit mit dem Ausland und schlechtere EE-Standorte müssten zugebaut werden.

Trotz des insgesamt positiven Beitrags von Netzausbau zur Energiewende sollte er nicht das alleinige Mittel sein, sondern durch intelligente Konzepte komplementiert werden. Beispielsweise können Freileitungsmonitoring, der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen, intelligente Netzbetriebsführungskonzepte sowie innovative Infrastrukturkonzepte zu einer Reduktion des Netzausbaubedarfs führen.

1.2 Prozess der Bedarfsermittlung

Netzausbau und -betrieb sollten reguliert werden, da Stromnetze den Charakter eines natürlichen Monopols haben. Die mit der Regulierung natürlicher Monopole verbundenen Herausforderungen sind bekannt und relativ gut erforscht.[4] Vor diesem Hintergrund hat der Prozess um das vorliegende Bundesbedarfsplangesetz einige Vorteile. Zum einen finden umfangreichende Konsultationen zur Notwendigkeit jedes einzelnen Netzausbauprojektes statt, bei denen neben den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur auch viele weitere Stakeholder eingebunden werden. Zum anderen kommt es zu einer stetigen Anpassung der Planung. Dabei erscheint ein zweijährlicher Rhythmus besser geeignet als ein einjähriger Rhythmus, da die Untersuchungen dadurch sorgfältiger und detaillierter durchgeführt werden können.

Schließlich ist in der derzeitigen Regulierung bereits angelegt, dass kein „Netzausbau um jeden Preis“ stattfindet. Das NOVA-Prinzip sieht vor, das Maßnahmen zur (Bestands-)Netz-Optimierung Vorrang haben vor Netz-Verstärkung und Netz-Verstärkung wiederum Vorrang vor Netzausbau. Netzausbau in neuen Trassen wird also erst am Ende dieser Kette eingesetzt. So soll in der Praxis verhindert werden, dass zu viel und unnötiger Netzausbau erfolgt. Weiterhin geht man bei der Netzausbauplanung davon aus, dass nicht jede kWh Erzeugung transportiert werden muss. Dies ist offenkundig sinnvoll, da andernfalls überdimensionierte Leitungskapazität errichtet werden müsste, die nur ein einziges Mal im Jahr zum Transport benötigt wird. Spitzenkappung ist hier ein sinnvolles Instrument, um den Bedarf zu reduzieren.

---

[3] https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-4-geringerer-ausbau-der-uebertragungsnetze.pdf?__blob=publicationFile&v=4

[4] Knieps (2008) setzt sich intensiv mit der Regulierung natürlicher Monopole auseinander und nennt als weitere Beispiele Abwasserversorgung, Gas, Rohrleitungen, Telekommunikation, Straßen, Schienenwege, Post- und Zeitungsverteildienste, der Betrieb von Zügen, Busverbindungen in dünnbesiedelten Gebieten und Müllabfuhr.

2 GRENZÜBERSCHREITENDE STROMHANDEL IM ENERGIEBINNENMARKT

Der europäische Binnenhandel führt auch bei Strom zu erheblichen Wohlfahrtsgewinnen. Hierbei führen insbesondere Unterschiede in i) der Geographie (z.B. Speicherwasser aus den Alpenländern), ii) der Nachfrage (z.B. Heizen mit Strom in Frankreich) und iii) der Produktion erneuerbarer Energien (z.B. beim Wind) dazu, dass sich Zeiten regionaler Über- und Unterdeckung verschieben und die Länder der europäischen Union sich gegenseitig „aushelfen" können. Relativ günstige freie Erzeugungskapazität in Land A kann dabei über eine Kuppelleitung in Land B transportiert werden und dort teurere Erzeugungskapazität ersetzen.

Die durch internationalen Stromaustausch erzielbaren Wohlfahrtsgewinne sind hoch. Beispielhaft angeführt sei die Einführung einer effizienteren Marktkopplung (Market Coupling), die nicht einmal neuen Leitungsbau erforderte, sondern lediglich einen optimierten[5] Einsatz der bestehenden Kuppelleitungen. Newbery et al. (2016) schätzen die Wohlfahrtsgewinne der europäischen Mitgliedsstaaten allein durch diese effizientere Marktkopplung auf 3,4 Mrd. € für das Jahr 2012.[6]

Deutschland kommt mit seiner zentralen Lage in Europa hier eine besondere Bedeutung zu. Der physikalische Stromaustausch erfolgt mit neun unmittelbaren Nachbarländern - Dänemark, Niederlande, Luxemburg, Frankreich, Schweiz, Österreich, Tschechien, Polen und über ein Seekabel mit Schweden.[7] Deutschland exportierte im Jahr 2019 72,8 Milliarden kWh Strom in seine Nachbarländer, während 40,1 Milliarden kWh Strom importiert wurden.[8] Setzt man diese Zahlen in Relation zum Bruttostromverbrauch von 577,6 Milliarden kWh, zeigt sich die Bedeutung des Stromaustauschs erneut.

Darüber hinaus tragen der internationale Stromhandel und die damit verbundenen Ausgleichseffekte in der europäischen Union wesentlich zur Versorgungssicherheit bei. Untersuchungen[9] zeigen, dass die Versorgungssicherheit in Deutschland gewährleistet ist und die Lastüberhangwahrscheinlichkeit derzeit sehr gering ist.

Die Vorgaben zur Bewirtschaftung der Kuppelleitung im Clean Energy Package der europäischen Union erhöhen bis zum Jahr 2025 den Anteil der Kuppelleitungskapazität, der für den grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung steht. In der Folge steigt die Bedeutung

---

[5] Optimiert im Vergleich zur Bestimmung des Stromaustauschkapazität auf Basis sog. net transfer capacities (NTCs), vgl. Newbery et al. (2016).

[6] Diese Wohlfahrtsgewinne setzten sich sowohl aus Effizienzgewinnen im Day-ahead und Intradayhandel als auch der Bereitstellung von Ausgleichsenergie, der Optimierung von Lastflüssen und der Vermeidung von Abregelungen erneuerbarer Energien zusammen. Allein durch eine effiziente Kopplung der Day-ahead Märkte konnten Wohlfahrtszuwächse i. H. v. etwa 1 Mrd. € verzeichnet werden.

[7] Seit der Eröffnung des Interkonnektors Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay (ALEGrO) im November 2020 erfolgt auch direkter Stromaustausch mit Belgien. Deutschland ist damit mit allen neun Nachbarstaaten verbunden.

[8] https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html

[9] Vgl. r2b et al. (2019) https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=18

innerdeutscher Hochspannungsleitungen, da innerdeutsche Netzengpässe nicht mehr im bisherigen Umfang „an die Landesgrenze verschoben“ werden können.

3 BEDEUTUNG DES NETZAUSBAUS FÜR DEN ERHALT DER EINHEITLICHEN DEUTSCHEN GEBOTSZONE

Der stündliche day-ahead Stromhandel in Deutschland ist derzeit in einer gesamtdeutschen Gebotszone (unter Einschluss von Luxemburg) organisiert. Somit gibt es in jeder Stunde einen einheitlichen Strompreis für Gesamtdeutschland. Hierdurch entstehende Netzengpässe im deutschen Übertragungsnetz werden durch Eingriffe in die Erzeugungsleistung behoben, sogenannte Redispatch-Maßnahmen, um die Netzbetriebsmittel vor Überlastungen zu schützen.

Seit 2013 stiegen die Volumina dieser Maßnahmen signifikant an. Im Jahr 2018 waren etwa 4 %[10] der Stromerzeugungsmenge in Deutschland von Redispatch-Maßnahmen betroffen. Aufgrund der strukturellen Charakteristik der Netzengpässe, insbesondere von Nord- nach Süddeutschland, besteht seit geraumer Zeit die Diskussion, den deutschen Strommarkt in zwei Gebotszonen aufzuteilen. Für eine diesbezügliche Entscheidung sind die Vor- und Nachteile eines Neuzuschnitts der deutschen Gebotszone aufzuzeigen und gegeneinander abzuwägen. Im Rahmen des Akademienprojekts ESYS[11] „Energiesysteme der Zukunft“ erschienen kürzlich Veröffentlichungen[12], die die zur Abwägung erforderlichen Argumente detailliert vorstellen. Die Kernargumente sind im Folgenden aufgeführt.

3.1 Vorteile der Beibehaltung einer gesamtdeutschen Gebotszone

Die Beibehaltung einer gesamtdeutschen Gebotszone hat im Vergleich zu einem Regelzonensplit weniger Komplexität. Eine gesamtdeutsche Gebotszone vermeidet den Aufwand, der mit der Ermittlung und Bewirtschaftung von Übertragungskapazitäten zwischen zwei (oder mehr) Gebotszonen verbunden wäre.

Konzentriert sich das gesamte Interesse im Markt auf ein Produkt, ist die Liquidität höher. Ein gesamtdeutscher Stromhandel wäre somit mit einer höheren Liquidität ausgestattet. Dies legen auch die Erfahrungen aus der Gebotszonentrennung in Schweden im Jahr 2011 und aus der Trennung der deutsch-österreichischen Gebotszone zum 1. Oktober 2018 nahe.[13]

Die Beibehaltung einer gesamtdeutschen Gebotszone hätte eine höhere wirtschaftspolitische und gesellschaftliche Akzeptanz.[14] Vor allem meinungsstarke Süd-Bundesländer

---

[10] Vgl. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-redispatch-beschaffung-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=8

[11] ESYS ist eine Initiative der Wissenschaftsakademien für eine nachhaltige, sichere und bezahlbare Energieversorgung

[12] Siehe ESYS (2020) für eine Zusammenfassung sowie Weyer und Müsgens (2020) für eine ausführliche Analyse.

[13] Vgl. EFET (2016). Die Ankündigung der Gebotszonentrennung Deutschland – Österreich und der Produktüberleitung vom Phelix DE/AT zum Phelix DE in den Jahren 2017/2018 führte nach Auskunft der EEX durch einen erhöhten Bid-Ask-Spread zu Mehrkosten von über 700 Millionen Euro.

[14] Allerdings werden die Netzentgelte, mit Ausnahme der Übertragungsnetzentgelte, ohnehin netzscharf berechnet und können sich daher deutschlandweit erheblich unterscheiden.

argumentieren für eine Beibehaltung. Allgemein lässt sich sagen, dass sowohl Verbraucher im Süden als auch Erzeuger im Norden vom Status-quo profitieren.[15] Hier ist jedoch hinzuzufügen, dass über die Zeit eine Angleichung der resultierenden Strompreise in Nord und Süd zu erwarten ist.[16]

3.2 Nachteile der Beibehaltung einer gesamtdeutschen Gebotszone

Bei der Strompreisbildung in einer gesamtdeutschen Gebotszone bleiben die innerdeutschen Transportkapazitäten (sowie gegebenenfalls weitere Parameter[17]) in der day-ahead Preisfindung unberücksichtigt. Sie werden erst im Zeitraum zwischen day-ahead Preisbestimmung und Lieferzeitpunkt korrigiert. Die Kosten für Maßnahmen des Engpassmanagements in Form von Redispatch, Countertrading, Einspeisemanagement und Netzreservekraftwerken betrugen im Jahr 2019 insgesamt 1,2 Mrd. €, was etwa zwei Prozent der Gesamtkosten der Stromversorgung (Stromnetze und -erzeugung) entspricht.[18] Die Komplexität wird dadurch erhöht, dass eine Gebotszonenaufteilung nur einen Teil der dargestellten 1,2 Mrd. € vermeiden könnte, da z.B. auch eine Aufteilung der Gebotszonen voraussichtlich nicht alle Engpässe lösen würde.

Darüber hinaus sendet die gesamtdeutsche Gebotszone keine netzspezifischen Anreize für die Errichtung von Erzeugungs- bzw. Verbrauchskapazitäten in bestimmten Regionen an die Investoren. Strukturelle Engpässe[19] könnten so weiter Bestand haben.

Durch Auktionen der zonenübergreifenden Transportkapazität kann der Markt die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher ermitteln. Dies ist grundsätzlich ein effizienter Weg, um den Nutzen für die Verbraucher zu berücksichtigen. In einer gesamtdeutschen Gebotszone ist diese wichtige Information schwerer zu ermitteln.

Mit dem Fortführen des Status-Quo bleibt die für das Engpassmanagement benötigte Flexibilität blockiert und kann nicht für andere Zwecke (z.B. Systemausgleich) eingesetzt werden.

Vor einer Entscheidung besteht hierzu weiterer Forschungsbedarf im Hinblick auf die Quantifizierung dieser hier nur qualitativ aufgeführten Aspekte.

---

[15] Für Erzeuger im Süden und Nachfrager im Norden ist es umgekehrt, s.u.

[16] Vgl. Hladik et al. (2018): https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000076451

[17] In den US-amerikanischen Knotenpreissystemen werden häufig auch die Netzverluste berücksichtigt, so zum Beispiel der Midcontinent ISO (MISO), vgl. Potomac Economics (2019a); anders aber der Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), vgl. Potomac Economics (2019b).

[18] Vgl. ESYS (2020)

[19] Nach Art. 2 Nr. 6 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung bezeichnet ein „struktureller Netzengpass“ einen Engpass im Übertragungsnetz, der eindeutig festgestellt werden kann, vorhersehbar ist, geografisch über längere Zeit stabil bleibt und unter normalen Bedingungen des Stromsystems häufig wiederauftritt (Verordnung (EU) 2019/943).

4 STROMNETZAUSBAU UND SEKTORENKOPPLUNG

Das Energiesystem wird sich auch zukünftig dynamisch entwickeln. Im Rahmen des Klimaschutzes werden insbesondere Sektorenkopplungstechnologien weitere Verbreitung finden. Hieraus ergeben sich, ein geeignetes Marktdesign vorausgesetzt, Chancen auch für die Bewältigung von Netzengpässen im Stromnetz. Beispielsweise führt zunehmende Elektromobilität im Individualverkehr dazu, dass die Fahrzeugbatterien als Speicher verwendet werden könne. Auch im Wärmesektor kann der Stromsektor einen Beitrag zur Reduktion klimaschädlicher Treibhausgase leisten, beispielsweise durch power-to-heat-Anlagen. Auch diese erhöhen, geeignet eingesetzt, die Flexibilität im Stromsystem (vgl. z.B. Scholz und Müsgens, 2015). Perspektivisch kann auch die Erzeugung von Wasserstoff sowie dessen Einsatz in Kraftwerken zu Flexibilität und Versorgungssicherheit beitragen.

Deshalb sollte Stromnetzausbau gemeinsam mit dem Ausbau von Sektorenkopplungsinfrastruktur gedacht werden. Dies gilt sowohl für eine ganzheitliche Betrachtung von Strom- und Gasnetzausbau als auch beispielsweise für die Frage, ob Wasserstoff zukünftig küstennah (oder sogar auf See) produziert werden sollte oder verbrauchsnah. Im ersten Fall ist der Bedarf für den Transport von Strom niedrig, dafür muss Wasserstoff transportiert werden. Im zweiten Fall wird zunächst Strom transportiert, der dann erst in der Nähe des Wasserstoffbedarfs in Wasserstoff umgewandelt wird. Im zweiten Fall werden also mehr Stromleitungen aber weniger Wasserstoffleitungen benötigt.

QUELLEN

Deutschen Energie-Agentur GmbH (Dena) (2005), Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9113_dena-Netzstudie_I.pdf [Zugegriffen: 12. November 2020]

EFET (2016), European Federation of Energy Traders, A Reality Check on the Market Impact of Splitting Bidding Zones (EFET memo). https://efet.org/Files/Documents/Electricity%20Market/General%20market%20design%20and%20governance/EFET-memo_Swedish-zones-reform.pdf [Zugegriffen: 12. November 2020]

Engelhorn, T. und Müsgens, F. (2019), Why is Germany's energy transition so expensive? Quantifying costs from wind energy decentralization, Working Paper, https://www-docs.b-tu.de/fg-energiewirtschaft/public/Veroeffentlichungen/WorkingPaper/2019(2)_Why%20is%20Germanys%20energy%20transition%20so%20expensive_EngelhornM%C3%BCsgens.pdf [Zugegriffen: 12. November 2020]

ESYS (2020), Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem. Optionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns, Stellungnahme im Rahmen des Akademienprojekts Energiesysteme der Zukunft. https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/Stellungnahme_Netzengpassmanagement.pdf. [Zugegriffen: 12. November 2020]

Fraunhofer ISI, Consentec GmbH und ifeu (2017), Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-4-geringerer-ausbau-der-uebertragungsnetze.pdf?__blob=publicationFile&v=4. [Zugegriffen: 12. November 2020]

Hladik, D., Fraunholz, C., Kunze, R. (2017), Zwei Preiszonen für Deutschland - Eine modellbasierte Analyse der langfristigen Auswirkungen, DOI: 10.5445/IR/1000076451.

Jansen, M., Staffell, I., Kitzing, L., Quoilin, S., Wiggelinkhuizen, E., Bulder, B., Riepin, I., Müsgens, F. (2020): Offshore wind competitiveness in mature markets without subsidy, *Nature Energy*, 5, 614-622, doi: 10.1038/s41560-020-0661-2.

Neon GmbH und Consentec GmbH (2019), Kosten-oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-redispatch-beschaffung-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=8 [Zugegriffen: 12. November 2020]

Newbery, D., Strbac, G., Viehoff, I. (2016), The benefits of integrating European electricity markets, Energy Policy, DOI: 10.1016/j.enpol.2016.03.047

Potomac Economics (2019a), 2018 State of the Market Report for the MISO Electricity Markets. https://www.potomaceconomics.com/markets-moni-tored/miso/ [Zugegriffen: 12. November 2020]

Potomac Economics (2019b), 2018 State of the Market Report for the ERCOT Electricity Markets. https://www.potomaceconomics.com/markets-moni-tored/ercot/ [Zugegriffen: 12. November 2020]

r2b energy consulting GmbH, Consentec GmbH, Fraunhofer-Institut für System-und Innovationsforschung ISI, TEP Energy GmbH (2019), Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten, Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=18 [Zugegriffen: 12. November 2020]

Scholz, D. und Müsgens, F. (2015): Increasing flexibility of combined heat and pow-er plants with Power-to-Heat, IEEE Conference Proceedings EEM 2015, doi: 10.1109/EEM.2015.7216771

Weyer, H. und Müsgens, F. (Hrsg., 2020), Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem. Regelungsfelder, Status quo und Handlungsoptionen, Analyse des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft.

KONTAKT

Prof. Dr. Felix Müsgens
Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg
Fachgebiet Energiewirtschaft
Forschungszentrum 3E
03046 Cottbus

http://www.b-tu.de/fg-energiewirtschaft/
Email: fg-energiewirtschaft@b-tu.de