



Die Debatte zur Grid Resiliency Pricing Rule – Strommarktpolitik unter Präsident Trump

Raffaele Piria, Magdalena Magosch (adelphi) | Andreas Jahn (RAP)

Januar 2018

Diese Studie wurde im Rahmen des Vorhabens „Unterstützung des Energiedialoges mit den Vereinigten Staaten von Amerika (USA) und dem US-Bundesstaat Kalifornien sowie die Unterstützung der bilateralen Energiebeziehungen mit Kanada, Australien und Neuseeland“ im Auftrag des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und auf Anfrage des Referats II A 1 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) erstellt.

Die Verantwortung für den Inhalt liegt ausschließlich bei den Autoren.

Impressum

Herausgeber: adelphi
Alt-Moabit 91
10559 Berlin
T: +49 (030) 8900068-0
E: office@adelphi.de
W: www.adelphi.de

Autoren: Raffaele Piria, Magdalena Magosch (adelphi)
Andreas Jahn (Regulatory Assistance Project - RAP)

Kontakt: piria@adelphi.de ajahn@raponline.org

Gestaltung: adelphi

Nachweis Titelbild: Dominion Resources' coal fired power plant located in central Virginia, USA beside the James River at Dutch Gap.
Edbrown05 unter [CC BY-SA 2.5](https://creativecommons.org/licenses/by-sa/2.5/) Lizenz (Bild wurde bearbeitet)

Stand: Januar 2018

© 2018, adelphi

Inhalt

Executive Summary	1
1 Beschreibung des Prozesses	3
1.1 Hintergrund	3
1.2 Der Vorschlag der Grid Resiliency Pricing Rule	5
1.3 Reaktionen aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft	7
1.4 Die Antwort der FERC	9
2 Bewertung und Erkenntnisse	12
2.1 Die Resilienzdebatte	12
2.2 Bedeutung für die Strommarktordnung der USA	17
2.3 Bleibt FERC unter Präsident Trump unabhängig?	19
3 Literaturverzeichnis	22

Abkürzungsverzeichnis

DoE	Department of Energy
EPA	United States Environmental Protection Agency
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
ISO	Independent System Operator
ISO-NE	Independent System Operator – New England
LOLE	Loss of Load Expectation
LOLP	Loss of Load Probability
MISO	Midcontinent Independent System Operator
NARUC	National Association of Regulatory Utility Commissioners
NAP	National Academies of Sciences
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NOPR	Notice of Proposed Rulemaking
NYISO	New York Independent System Operator
PJM	PJM Interconnection (RTO)
RTO	Regional Transmission Operator

Executive Summary

Die Debatte um die Grid Resiliency Pricing Rule, die Secretary of Energy Rick Perry im September 2017 als *Notice of Proposed Rulemaking* (NOPR) vorgeschlagen hat, bietet einen aufschlussreichen Einblick in die US-weite Strommarktpolitik ein Jahr nach Präsident Trumps Amtseinführung.

Das **unmittelbare Ergebnis** ist, dass die Regulierungsbehörde FERC (Federal Energy Regulatory Commission) den Versuch der Trump-Administration abgewiesen hat, in großen Teilen der USA ein milliardenschweres Subventionsprogramm für bestehende Kohle- und Kernkraftwerke einzuführen. Zugleich hat FERC die Leitung der Debatte um die Resilienz der Stromsysteme und um eine mögliche Neujustierung der Strommarktordnung vom Department of Energy (DoE) übernommen. Für den neuen Prozess hat FERC – wie in der US-Strommarktregulierung üblich – einen methodologisch korrekten, ergebnisoffenen und technologieneutralen Ansatz gewählt, der sich von den sachlichen und juristischen Schwächen der NOPR erheblich unterscheidet.

Im **ersten Teil** der vorliegenden Studie werden die **wesentlichen Schritte des Prozesses** um die NOPR analysiert, angefangen bei den energiepolitischen Schwerpunkten von Trumps Wahlkampf über die vorbereitende Studie des DoE und die Reaktionen der Stakeholder auf die NOPR bis hin zur Reaktion der FERC am 08.01.2018. Die darauf folgenden Debatten in den USA wurden hier nicht berücksichtigt.

Im **zweiten Teil** dieser Studie werden drei **Kernaspekte der Debatte** um die NOPR näher beleuchtet: die Resilienz der Stromsysteme, die Implikationen für die Strommarktordnung sowie eine Diskussion der Unabhängigkeit der FERC unter Präsident Trump.

Die NOPR begründet die Notwendigkeit eines neu einzuführenden Vergütungssystems mit dem Argument, dass die **Resilienz der Stromsysteme** durch die Stilllegung erheblicher Kohle- und Kernkraftwerkskapazitäten gefährdet sei. Weder gibt es eine klare Definition des Begriffs noch wird mit der NOPR eine solche vorgeschlagen. Problemursachenanalysen und Maßnahmenvorschläge aus dem eigenen Haus und aus anderen maßgeblichen Quellen werden teilweise ignoriert. Stattdessen postuliert die NOPR, die als „Lösung auf der Suche nach einem Problem“ beschrieben wurde, den Bedarf nach einer zusätzlichen Vergütung von Kraftwerken mit 90 Tagen Brennstoffvorrat am Standort und fordert FERC dazu auf, dieses nicht weiter spezifizierte Vergütungssystem sehr dringend einzuführen.

Die Fokussierung der NOPR auf die Brennstofflagerung am Kraftwerk wurde fachlich stark kritisiert. Nur ein vernachlässigbarer Anteil der Stromausfälle in den USA ist auf Brennstoffversorgungsprobleme zurückzuführen. 95 % bis 99 % der Ausfälle haben ihre Ursache in den Verteilnetzen, der eigentlichen Schwachstelle des US-Stromsystems. Die höheren Ausfallzeiten gegenüber Deutschland liegen vor allem an der geringen Bevölkerungsdichte in großen Teilen der USA, sodass Erdkabel zu höheren Kosten für den Einzelnen führen würden.

Die Verteilnetze liegen allerdings im Zuständigkeitsbereich der Bundesstaaten. Deswegen wird die durch die NOPR angestoßene und nun durch FERC gestaltete Resilienzdebatte voraussichtlich keine unmittelbaren Folgen auf die Verteilnetze haben. Infolge des Prozesses um die NOPR ist es jedoch wahrscheinlich, dass die Debatte um die Resilienz auf der Agenda der föderalen Energiepolitik bleiben wird. Denn Stromausfälle in den USA kommen viel häufiger als in Europa vor, und die Anfälligkeit der US-Stromsysteme gegenüber den sich häufenden Wetterextremen wird immer deutlicher.

Die benötigte erhebliche Optimierung lässt sich jedoch nicht mit einem Federstrich erreichen, wie die NOPR vermuten ließ. Mit deren Fokus auf die Brennstofflagerung an Kraft-

werkstandorten wurde das Thema Resilienz instrumentalisiert, um bestimmte Rohstoffe oder Kraftwerksbetreiber zu fördern. Von einer künftigen, sachlich orientierten Debatte wäre zu erwarten, dass diese zu differenzierteren Ergebnissen führt, als die NOPR vorschlägt. Die Maßnahmen zur Stärkung der Resilienz sind vielfältig, doch die Stärkung der Netzinfrastruktur durch bundesstaatliche Institutionen wäre eine der wichtigsten.

Die Umsetzung der NOPR hätte erhebliche Auswirkungen auf die **Grundsätze der (Strom-)Marktordnung** in den USA gehabt. Wäre FERC der Aufforderung der NOPR gefolgt, hätte sie einen fundamentalen Bruch mit ihrer jahrzehntelangen Praxis der Gestaltung und Regulierung wettbewerblicher Strommärkte vollzogen.

Denn durch die Einführung einer Sondervergütung für die Vorhaltung von Brennstoffvorräten für 90 Tage am Kraftwerk wäre das Marktgeschehen erheblich verzerrt worden. Es wurde geschätzt, dass die NOPR Zahlungsströme zwischen 4 und 11 Milliarden US-Dollar im Jahr ausgelöst hätte. 60 % davon wären allein auf PJM entfallen, was 6 % bis 19 % des gesamten Großhandelsvolumens im PJM-Gebiet entspricht. Die Kosten hätten auf die Verbraucher abgewälzt werden müssen. Betroffen wären auch MISO, NYISO und NE-ISO gewesen.

Noch schwerwiegender wären die Auswirkungen der neuen Zahlungsströme auf die wettbewerblichen Energie- und Kapazitätsmärkte gewesen. Die Wertigkeit der nicht begünstigten Erzeugungsanlagen wäre nachträglich gesunken. Durch die Märkte schon antizipierte Stilllegungen alter Kohle- und Kernkraftwerke wären verhindert oder verschoben worden. Das Vertrauen der Investoren in die Märkte wäre gesunken, was letztendlich die Verbraucher belastet und die Resilienz geschwächt hätte. Neue Investitionen hätten sich am vorgeschobenen und für die Resilienz objektiv wenig bedeutsamen Kriterium der 90-Tage-Regel orientiert. Weniger beachtet worden wäre hingegen die Flexibilität der Erzeugungsanlagen, die für den Ausgleich der zunehmenden Wind- und Solarkapazitäten langfristig aber entscheidend ist.

Auf den ersten Blick wurde durch die NOPR die **Unabhängigkeit der FERC** nach einem Jahr Trump-Präsidentschaft, während welcher vier der fünf Commissioners neu ernannt wurden, zunächst bestätigt. Die Tatsache, dass die FERC akzeptiert hat, die Resilienz der Stromsysteme auf die Agenda zu setzen, sollte nicht als Beugung vor dem politischen Druck der Trump-Administration missverstanden werden, da sie in den USA tatsächlich ein dringendes Problem darstellt.

Doch sagt die Reaktion der FERC auf die NOPR wenig darüber aus, wie sie auf politischen Druck des DoE reagieren würde, wenn dieser in Form von rechtlich und fachlich fundierten Vorschlägen ausgeübt würde. Die Konzeption der NOPR war so angreifbar, dass die FERC sie gar nicht hätte durchsetzen können, ohne eine Klagewelle auszulösen.

Bei der Begründung ihrer Abweisung der NOPR hat FERC tatsächlich rechtliche Bedenken in den Vordergrund gestellt, doch sind diese gleichzeitig inhaltlicher Natur. Selbst wenn auf eher zurückhaltende Weise machten die Commissioners der FERC einstimmig klar, dass die Grundidee der NOPR nicht ihrem Regulierungsverständnis entspricht. Viel deutlicher distanzieren sich die beiden demokratischen Commissioners in ihren persönlichen Stellungnahmen. Der Republikaner Chatterjee zeigte sich dagegen sehr offen für die Inhalte der NOPR, der seit Dezember 2017 amtierende FERC-Chairman McIntyre hielt sich bislang sehr bedeckt. Ausschlaggebend könnte künftig die Rolle von Commissioner Powelson sein, ebenfalls Republikaner, der seine Reputation als ehemaliger Präsident der National Association of Regulatory Utility Commissioners zu verteidigen hat.

1 Beschreibung des Prozesses

1.1 Hintergrund

Energiepolitik in Donald Trumps Wahlkampf

Im Rahmen des „Make America great again“-Diskurses spielte die Energiepolitik im Wahlkampf keine dominante, aber dennoch eine relevante Rolle.

In einer Rede, die Donald Trump am 26.05.2016 im Öl- und Gasrevier North Dakota hielt, bekräftigte er mit dem Motto „more fuels and less rules“ seine Unterstützung für die Öl- und Gasindustrie. Die Reduktion von Energieimporten und die Sicherstellung einer vollständigen „American energy independence“ sowie einer „American energy dominance“ stellte er als Wirtschaftsförderungsprogramm, aber auch als Teil einer Antiterrorismusstrategie dar. Die Einkommen aus den einzuführenden Importzöllen für Energie wollte er für „öffentliche Infrastruktur“ verwenden. Dazu zählen Investitionen in Nuklearenergie und Erneuerbare Energien, aber auch in fossile Energien, „die derzeit viel besser funktionieren“ (NYT 26.05.16) als die Erneuerbaren Energien. Besonders vielversprechend für die Gas- und Ölindustrie war die Zusicherung, die Umweltauflagen aufzuweichen und die Genehmigungsprozeduren für Fracking und Pipelines zu erleichtern.

Der in entscheidenden *swing states* wie Ohio und Virginia einflussreichen Kohlebranche versprach Trump, die verlorenen Kohlejobs zurückzubringen. Auch der „war on coal“ sollte beendet werden – mit diesem Begriff prangern Republikaner schon seit Jahren die Klima- und luftreinigungspolitischen Maßnahmen der Obama-Administration an. Unter anderem versprach Trump den Austritt aus dem Pariser Klimaabkommen, die Rücknahme des *Clean Power Plan* sowie die Aufweichung bzw. Aufhebung von Umweltstandards. All dies wurde im ersten Jahr der Trump-Administration auch schon angegangen.

Allerdings warnten schon während des Wahlkampfs Beobachter (Time 12.08.16), ebenso wie der für Trump werbende CEO und Gründer des größten Kohlebergbauunternehmens der USA, Robert Murray, dass die verlorenen Arbeitsplätze im Kohlebergbau aus wirtschaftlichen Gründen unmöglich wieder zurückgeholt werden können (SNL 24.05.16). Angesichts der Tatsache, dass die Verfügbarkeit großer Mengen preisgünstigen Schiefergases ein Hauptgrund für die Krise der Kohlebranche in Nordamerika ist (Time 14.11.16), wurde vor und nach Trumps Wahlsieg offen über den offensichtlichen Widerspruch seiner Versprechen gegenüber der Gasindustrie einerseits und der Kohleindustrie andererseits diskutiert (NBC 27.01.17).

Rick Perry an der Spitze des Department of Energy

Für die Leitung des Department of Energy (DoE) wählte Präsident Trump Rick Perry aus, der 2000 bis 2015 Gouverneur von Texas war und sich für die Präsidentschaftswahlen 2012 und 2016 als Kandidat der Republikaner bewarb. In seinem Heimatbundesstaat war er als „ambassador for the American oil and gas industry“ (NYT 18.01.17) bekannt, der sich oft gegen föderale Vorgaben für die Kohle-, Öl- und Gasindustrie, zum Beispiel durch die EPA, aussprach. Zugleich unterstützte er aber auch den Ausbau von Windenergie in Texas, unter anderem mit der Fortführung des Renewable Portfolio Standard (NYT 20.08.11).

Unabhängig von Rick Perrys Nähe zur fossilen Energieindustrie zeigte sich ein ehemaliger demokratischer Senator angesichts dessen Ernennung irritiert (NYT 13.12.16). Zwei Drittel

des 30-Milliarden-Dollar-Budgets des DoE sind dafür vorgesehen, die nuklearen Waffenarsenale der USA instand zu halten, die Forschung voranzutreiben und so auch die nationale Sicherheitspolitik mitzugestalten – ein Feld, in dem Rick Perry keine Erfahrung vorzuweisen hat (NYT 18.01.17). Zudem hatte er in einer Fernsehdebatte im Wahlkampf 2011 – nach anfänglichen Erinnerungslücken – das DoE zu den drei Ministerien gezählt, deren Abschaffung er forderte (NYT 13.12.16).

Rick Perrys Vergangenheit war für einen guten Start im DoE nicht zuträglich. Das Personal des DoE war schon durch einen ungewöhnlichen Fragebogen verunsichert und irritiert, mit dem Donald Trumps „transition team“ Informationen u. a. über die klimapolitischen Aktivitäten einzelner DoE-Beamter erfassen wollte. Ein anonymer Beamter nannte diesen Vorgang eine „Hexenjagd“ (NYT 09.12.16).

Gut einen Monat nach seiner Amtseinführung wies Secretary Perry das DoE am 14. April 2017 an, innerhalb von 60 Tagen eine Studie mit folgendem Ziel vorzulegen: „to explore critical issues central to protecting the long-term reliability of the electric grid“ (Secretary of Energy 14.04.17). Insbesondere sollten dabei die folgenden Aspekte beleuchtet werden:

- Die Entwicklung der Großhandelsmärkte für Strom inklusive Änderungen des Strommixes und die Frage, ob diese Märkte umgestaltet werden müssen.
- Die Frage, ob Energie- und Kapazitätsmärkte Eigenschaften genügend vergüten, die die Resilienz der Netze stärken; explizit wird hier „on-site fuel supply“ (Secretary of Energy 14.04.17) als Beispiel genannt.
- Sollte dies nicht der Fall sein, wird gefragt, wie sehr dies zukünftig die „grid reliability and resilience“ (Secretary of Energy 14.04.17) beeinträchtigen könnte.
- Das Ausmaß, mit dem regulatorische Belastungen, Steuern und Subventionsprogramme zur frühzeitigen Abschaltung von Grundlastkraftwerken beitragen.

Secretary Perry argumentierte dabei wie folgt: Grundlastkraftwerke sind notwendig für ein funktionierendes Stromnetz, werden aber zunehmend abgeschaltet. Dies stellt er in Zusammenhang mit der Art und Weise, wie sie am Markt eingesetzt und vergütet werden. Diese Logik, wie auch seine Heraushebung der „on-site fuel supply“, finden sich im später folgenden Vorschlag zur *Grid Resiliency Pricing Rule* wieder. Auch geht Secretary Perry davon aus, dass (Umwelt-)Vorschriften sowie Subventionsprogramme für neue Technologien ebenfalls zur Abschaltung von Grundlastkraftwerken führen. In der Anweisung an das DoE zur Erstellung der Studie beruft Secretary Perry sich in der Begründung auf „grid experts“ (Secretary of Energy 14.04.17), ohne diese näher zu benennen.

DoE-Studie zu Strommärkten und *reliability*

Am 23. August veröffentlichte das DoE schließlich die angeforderte Studie unter dem Titel „Staff Report to the Secretary on Electricity Markets and Reliability“ (DoE 2017a). Sie umfasst Kapitel zu Abschaltungen von Kraftwerken, „Reliability and Resilience“, Stromgroßhandelsmärkten und Bezahlbarkeit von Strom.

Zwar bestätigt die Studie den Zusammenhang zwischen der Abschaltung von Grundlastkraftwerken und dem Bedarf nach einer umfassenden (neuen) Auseinandersetzung mit *Reliability*- und Resilienzaspekten: „Ultimately, the continued closure of traditional baseload power plants calls for a comprehensive strategy for long-term reliability and resilience.“ (DoE 2017a)

Doch in der Analyse der Ursachen für die aufgeführten Schließungen von Grundlastkraftwerken zeigt sich die DoE-Studie durchaus differenziert. So wird deutlich hervorgehoben, dass der Hauptgrund für die Abschaltung von Kohle- und Kernkraftwerken das vergleichsweise sehr günstige und in großem Ausmaß vorhandene Erdgas sei (DoE 2017a). Damit bestätigt die Studie indirekt die Widersprüchlichkeit von Präsident Trumps energiepolitischem Versprechen, sowohl die Kohle- als auch die Gasindustrie zu stärken.

Zwei Punkte, die Secretary Perry bereits in seiner Anweisung für die DoE-Studie erwähnt, werden in der Zusammenfassung hingegen bestätigt: Es wird festgestellt, dass der Einsatz subventionierter, variabler Erneuerbarer Energien sowie Umweltregulierungen die Einnahmen von Grundlastkraftwerken schmälern und somit zu deren Abschaltung beitragen. Als weiterer Faktor, der sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit von Grundlastkraftwerken auswirkt, wird die stagnierende Stromnachfrage (u. a. durch Energieeffizienzpolitik) beschrieben.

Auf die Frage von Secretary Perry, wie sich die Großmärkte entwickelt haben und ob sie *Reliability*- und Resilienzeigenschaften der Erzeuger genügend vergüten, gibt die Zusammenfassung zu Beginn eine klare Antwort: Zwar funktionieren die Märkte in dieser Hinsicht bislang gut, es wird aber empfohlen, die Vergütungsstrukturen auf den Großmärkten zu verbessern, um *reliability* und insbesondere Resilienz der Stromsysteme auch zukünftig sicherzustellen. Zugleich wird jedoch ein dringender Bedarf nach einer klaren Definition eben dieser *Reliability*- und Resilienzeigenschaften festgestellt.

Weitere Empfehlungen der DoE-Studie umfassen darüber hinaus die Vergütung von existierenden und neuen *Essential Reliability Services*, die Entwicklung neuer Instrumente zur Sicherstellung von Resilienz und *reliability*, die Umsetzung der *Energy Dominance*-Strategie der Bundesregierung, die Beschleunigung des Baus von Netzen und Erzeugungsanlagen durch weniger Vorschriften sowie die Koordination zwischen Strom- und Gasmärkten.

Ein Marktanalyst von GTM Research schlussfolgert, dass die Studie nicht so hochpolitisch wie befürchtet sei (GTM 23.10.17). War im Vorhinein angenommen worden, dass die Studie dazu dienen würde, den Ausbau Erneuerbarer Energien zu bremsen und Umweltvorschriften auszuhebeln (The Hill 09.07.17), so entkräftete ihre klare Aussage zur Rolle von Erdgas diese Befürchtungen. Dennoch kritisierten Vertreter der Erneuerbare-Energien-Industrie und von Umweltverbänden, dass der Beitrag von Erneuerbaren Energien für die Resilienz und *reliability* heruntergespielt und der von Kohle- und Kernkraftwerken hervorgehoben wird (Electric Light & Power 25.08.17).

Dies war in einem bekannt gewordenen Entwurf der DoE-Studie vom Mai 2017 noch anders, in dem die Auswirkungen von Erneuerbaren Energien auf die Schließung von Grundlastkraftwerken als explizit untergeordnet beschrieben wird (Bloomberg 14.07.17). Außerdem waren in dem Entwurf Energieeffizienz, Batteriespeicher und *Demand Side Management* als förderlich für *grid reliability* dargestellt worden (Bloomberg 14.07.17). Auch die Rolle von Umweltvorschriften – deren Rücknahme in den finalen *Policy Recommendations* empfohlen wird, ohne im Haupttext begründet zu werden (The Hill 09.07.17) – war im Entwurf noch als klein bezeichnet worden (Bloomberg 14.07.17). In gewissen Punkten wurde die Studie also vor ihrer (verspäteten) Veröffentlichung an die von Secretary Perry vorgegebene Argumentation angepasst.

1.2 Der Vorschlag der Grid Resiliency Pricing Rule

Das von Secretary of Energy Rick Perry geführte DoE veröffentlichte am 28. September 2017 einen formellen Vorschlag für eine neue Vorschrift, die *Grid Resiliency Pricing Rule* (DoE 2017b). Dieser ist als *Notice of Proposed Rulemaking* (NPRM oder NOPR) verfasst, mit welcher Secretary Perry die FERC auffordert, eine neue Regulierung zu erlassen. Im Folgenden wird NOPR als Abkürzung für die vorgeschlagene Vorschrift genutzt.

Das DoE beruft sich dabei auf einen Absatz des *DoE Organization Act* (DoE 1977), der seit den 1980er-Jahren nicht mehr genutzt wurde (ReedSmith 03.10.17). Demnach sind sowohl

FERC als auch der Secretary of Energy dazu befugt, Vorschriften und Regulierungen vorzuschlagen. FERC soll alle Vorschläge des Secretary of Energy zügig prüfen und dazu tätig werden (DoE 1977, §7173(b)¹). Der Secretary kann hierzu einen Zeitrahmen vorgeben, im Falle der *Grid Resiliency Pricing Rule* waren das 60 Tage ab Veröffentlichung der Mitteilung. Die alleinige Zuständigkeit zur Erlassung der Vorschrift liegt bei FERC. Mit anderen Worten: Das DoE ist nicht befugt, eine solche Vorschrift selbstständig zu erlassen.

Die Hauptforderung der NOPR ist folgende: „that the reliability and resiliency attributes of generation with on-site fuel supplies are fully valued.“ (DoE 2017b) Dafür soll FERC eine neue Vorschrift für die von ihr regulierten Systembetreiber der wettbewerblichen Strommärkte (Regional Transmission Organizations/RTO und Independent System Operators/ISO²) einführen. Das würde PJM RTO (umfasst 14 Staaten der mittleren Ostküste), ISO New England (ISO-NE) und New York ISO (NYISO) einschließen.³

Die Vorschrift wird in einem einzigen Satz beschrieben: „The rule requires the organized markets to establish just and reasonable rate tariffs for the recovery of costs and a fair rate of return“ (DoE 2017b). Wie genau dieses neue Entgelt- bzw. Fördersystem gestaltet werden soll, wird in der NOPR nicht ausgeführt. Trotzdem wird eine hohe Dringlichkeit gesetzt: Demnach hätten die RTOs/ISOs innerhalb von 15 Tagen nach Inkrafttreten der FERC-Vorschrift Vorschläge zur Neugestaltung ihrer Tarife einreichen und diese binnen weiterer 15 Tage umsetzen sollen.

Profitieren sollen dabei „grid reliability and resiliency resources“ (DoE 2017b), die gesicherte Stromerzeugung sowie zusätzliche Systemleistungen (zum Beispiel Frequenzstabilisierung, Reserveleistung) gewährleisten. Das zentrale Kriterium ist es, dass diese Kraftwerke Brennstoff für 90 Tage am Standort vorrätig halten. Das wird damit begründet, dass dadurch auch bei Notfällen, extremen Wetterereignissen, natürlichen und menschengemachten Katastrophen die Versorgung aufrechterhalten werden kann. Es bleibt unklar, wie die Stromsystembetreiber die gewünschte „full valuation“ (DoE 2017b) der umschriebenen Erzeugungsanlagen und ihrer Leistungen umsetzen sollen.

Begründung des Vorschlags

Die Informationen zur vorgeschlagenen Vorschrift sind insgesamt sehr kurzgehalten, sie belaufen sich auf einen Absatz innerhalb der Mitteilung sowie die Definition der in Frage kommenden Erzeugungsanlagen im Anhang. Der maßgebliche Teil der NOPR begründet die Notwendigkeit einer solchen Vorschrift und legt den weiteren Prozess dar. Ausgangspunkt der Argumentation für die vorgeschlagene Vorschrift ist die Relevanz von „affordable, reliable and resilient electricity“ für die wirtschaftliche und nationale Sicherheit der USA.

„Significant retirements of fuel-secure generation“ (DoE 2017b) werden in der NOPR erwähnt und als sehr problematisch dargestellt. Sowohl bereits getätigte als auch geplante Abschaltungen von Kohle-, Gas- und Kernkraftwerken werden quantifiziert. Es wird darge-

¹ Englischer Wortlaut: «The Commission shall have exclusive jurisdiction with respect to any proposal made under subsection (a) of this section, and shall consider and take final action on any proposal made by the Secretary under such subsection in an expeditious manner in accordance with such reasonable time limits as may be set by the Secretary for the completion of action by the Commission on any such proposal.» (DoE 1977, §7173 (b)).

² In den USA haben die unabhängigen Systembetreiber ganz andere Funktionen als die Übertragungsnetzbetreiber in der EU. Als nicht gewinnorientierte und regulierte Unternehmen besitzen sie nicht die Netze, betreiben aber das Stromsystem und die Strommärkte.

³ FERC konkretisierte später die NOPR an dieser Stelle: Nur RTOs/ISOs mit Kapazitätsmärkten sollten betroffen sein. Damit wäre MISO fraglich (freiwilliger Kapazitätsmarkt) und CAISO sowie Southwest Power Pool ausgeschlossen. Texas, dessen ERCOT nicht durch FERC reguliert wird, sowie etwa 20 Bundesstaaten mit vertikal integrierten Monopolen waren von Anfang an ausgenommen. (American Progress 17.10.17)

legt, dass zwischen 2010 und 2015 eine Leistung von 37 Gigawatt in Kohlekapazitäten abgeschaltet wurde und bis 2020 weitere 12,7 Gigawatt folgen werden.

In Zusammenhang damit wird der *Polar Vortex* aus dem Jahr 2014 beschrieben, eine länger anhaltende, extreme Kaltwetterlage durch polare Luftströmungen. Damals hatten weite Teile der USA einen sehr hohen Heizbedarf, unter anderem in der PJM-Region kam es zu Versorgungsunterbrechungen. Es wird dabei auf die DoE-Studie vom August 2017 verwiesen (DoE 2017a), laut der in diesem Zeitraum ältere, bald zur Abschaltung vorgesehene Kraftwerke abgerufen wurden. Die NOPR leitet daraus ab, dass die geplanten und künftigen Abschaltungen von *fuel-secure generation* die Zuverlässigkeit und Resilienz des Stromnetzes gefährden könnten. Sie erwähnt allerdings nicht, dass laut DoE-Studie auch auf diese älteren Kraftwerke zurückgegriffen wurde, weil manche Kohlekraftwerke wegen gefrorener Kohleberge und Förderbänder nicht betrieben werden konnten (DoE 2017a).

Im nächsten Schritt wird allgemein festgestellt, dass die Preissetzung auf den wettbewerblichen Großhandelsmärkten den Beitrag bestimmter Stromerzeuger zur Resilienz nicht ausreichend berücksichtigt. Resilienz wird dabei explizit erwähnt, aber nicht näher definiert. Bei vertikal integrierten Erzeugungsstrukturen gelinge dies einfacher als in Kurzfristmärkten, bei denen die entsprechenden Preissignale für langfristige Investitionen fehlen könnten. Dies wird aus dem zweiten *Quadrennial Energy Review* (DoE 2017c) vom Januar 2017 zitiert, das durch Vertreter fast aller Ministerien und wichtiger nationaler Behörden als Leitfaden und Aktionsplan für die föderale Energiepolitik erstellt wird.

Die NOPR verwendet weitere Einzelaussagen der DoE-Studie vom August 2017 (siehe Kapitel 1.1) zur Begründung der vorgeschlagenen Vorschrift. So werden die Vorteile der Brennstofflagerung direkt an Kohle- und Kernkraftwerken mit der DoE-Studie belegt. Dass die Studie jedoch zur Förderung von Resilienz und *reliability* vor allem ein diverses Rohstoffportfolio sowie Demand Side Management vorschlägt, wird nicht erwähnt. Die prominent in den Policy Recommendations aufgeführte Aussage, Regulierungen zur Sicherstellung der *reliability* sollten „technology and fuel neutral“ (DoE 2017a) sein, widerspricht dem Fokus der NOPR auf Grundlastkraftwerke mit Brennstofflager. Des Weiteren werden zwar im direkten Zitat Unterbrechungen der Brennstofflieferkette als folgenreich dargestellt, zugleich wird aber unterschlagen, dass diese eher selten für Kraftwerksausfälle verantwortlich sind (DoE 2017a).

Im letzten Teil der Begründung zählt die NOPR auf, welche Informationen der FERC in diesem Kontext bereits zur Verfügung stehen, und welche Vorschriften sie bereits zur Preissetzung in wettbewerblichen Märkten erlassen hat. Es folgt als Schlussfolgerung die Aufforderung an FERC, weitere solche Vorschriften zu erlassen, die „Verzerrung der Märkte“ (DoE 2017b) zu reduzieren und die Abschaltung von brennstoffsicheren Erzeugungsanlagen zu bremsen.

1.3 Reaktionen aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft

Am 2. Oktober eröffnete FERC ein öffentliches Konsultationsverfahren, das bis zum 23. Oktober lief. Dabei änderte sie den Titel der vorgeschlagenen Vorschrift zu *Grid Reliability and Resilience Pricing* (Federal Register 10.10.17, 16.10.17). FERC veröffentlichte zusätzlich ein Dokument mit 30 Leitfragen, die sich auf den Bedarf einer solchen Vorschrift, die Auswahlkriterien für in Frage kommende Kraftwerke (insbesondere die 90-Tage-Regel), die Umsetzung sowie das neu zu gestaltende Fördersystem bezogen (FERC 04.10.17). Nach dem

Hauptverfahren konnten bis zum 7. November *reply comments* mit Bezug zu zuvor eingereichten Stellungnahmen abgegeben werden.

Das Konsultationsverfahren von FERC erfuhr regen Zuspruch, mehr als 1500 Stellungnahmen wurden eingereicht (FERC 07.12.17). Darunter waren ehemalige FERC-Commissioners, die RTOs/ISOs, Gewerkschaften, Stromerzeuger, Umwelt- und Verbraucherverbände, Investoren und Regulierungsbehörden (ReedSmith 25.10.17).

Viele Kommentare drehten sich um die Frage, ob, in welchem Ausmaß und warum es ein Resilienzproblem im US-Stromsystem gibt (Shearman & Sterling 31.10.17). Neben einer kleineren Gruppe an Befürwortern der NOPR, die vor allem aus Vertretern der Kohle- und Nuklearindustrie sowie Gewerkschaften bestand, gab es zwei Gruppen von Kritikern: diejenigen, die die NOPR insgesamt ablehnen sowie diejenigen, die zwar Resilienzprobleme und einen (akuten) Handlungsbedarf sehen, aber das vorgeschlagene Vorgehen ablehnen (Bipartisan Policy Center 20.11.17).

Von den Befürwortern wurde vorgetragen, dass es ohne ein schnelles Eingreifen der FERC sowie angemessener Zahlungen zur Abschaltung weiterer „*fuel-secure generators*“ kommen würde, die das Netz weniger resilient und sicher machen würden (Bipartisan Policy Center 20.11.17). Der Energieversorger FirstEnergy, dessen Portfolio zum Großteil Kohle- und Kernenergie umfasst, argumentiert zudem, dass weitere Abschaltungen durch den Diversitätsverlust in der Stromerzeugung zu hohen Kosten, einer Destabilisierung der Märkte und eventuell Netzausfällen führen würden (FirstEnergy 23.10.17).

Auf Seiten der Kritiker wiederholten sich an vielen Stellen bestimmte Kernargumente. So wurde die Unklarheit beziehungsweise die fehlende Definition des zentralen Begriffs *resiliency/resilience* wie auch der vorgeschlagenen Vorschrift oftmals kritisiert (ReedSmith 25.10.17). Von vielen Stromerzeugungsunternehmen wie auch Regulierungsbehörden und Verbraucherschützern wurde herausgehoben, dass die NOPR „anti-wettbewerblich“ (ReedSmith 25.10.17) sei. Ehemalige FERC-Commissioner beider Parteien warnen davor, dass die nicht geförderten Erzeugungsressourcen mit einer solchen Vorschrift verdrängt werden und Verbraucherpreise steigen würden. Sie betonen auch, dass FERC immer „*fuel-agnostic*“ (Former FERC Commissioners 19.10.17) agiert hätte (siehe mehr dazu in Kapitel 2.2).

Eine breite Koalition von Verbänden aus den Bereichen Erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Erdgas und Öl, die ihre Stellungnahme mit „*Joint Industry*“ betiteln, bezeichnet dementsprechend die in der NOPR vorgeschlagenen Vergütungen als „*discriminatory payments*“ (Joint Industry 07.11.2017). So sehen auch die größten Umweltverbände der USA die NOPR als großzügige Rettungsaktion für die Kohleindustrie, die zu beleben die Regierung zuvor versprochen hatte (Public Interest Organizations 23.10.17).

Das ISO/RTO Council merkte – wie auch zahlreiche andere Akteure – zudem an, dass ein solch gravierender Einschnitt in die Strommärkte durch die NOPR weder inhaltlich noch rechtlich genügend gerechtfertigt werde (ISO/RTO Council 2017). Außerdem seien die vorgegebenen Zeiträume für die Konsultationsverfahren sowie die Umsetzung der Vorschrift durch die RTOs/ISOs zu kurz. Die *National Association of Regulatory Utility Commissioners* (NARUC) erinnert außerdem daran, dass die Zuständigkeit für Erzeugungsanlagen bei den Bundesstaaten liegt. Statt föderaler Institutionen sollten weiterhin die einzelnen Bundesstaaten über entsprechende Regulierungen entscheiden, wenn die wettbewerblichen Großmärkte nicht mehr ausreichende Erzeugungsressourcen sicherstellen (NARUC 23.10.2017).

Die trinationale (Kanada-Mexiko-USA) Koordinierungsorganisation NERC, deren *Reliability Assessments* (NERC 2017a) auch in der NOPR selbst zitiert werden, stellt die Notwendigkeit und Dringlichkeit der vorgeschlagenen Maßnahmen in Frage. Sie betont in ihrer Stellungnahme, dass es keine „*immediate or near-term emergency*“ (NERC 23.10.17) in Bezug auf Abschaltungen von Kohle- und Kernkraftwerken gebe und das nordamerikanische Stromübertragungssystem „*reliable and resilient*“ sei (NERC 23.10.17). Trotzdem befürwortet sie

FERCs Aufmerksamkeit für die Frage, welche Auswirkungen ein sich ändernder Ressourcenmix auf die Versorgungssicherheit hat.

1.4 Die Antwort der FERC

Entsprechend des von Secretary Perry in der NOPR vorgegebenen Zeitplans sollte FERC bis zum 11. Dezember 2017 zur vorgeschlagenen Vorschrift tätig werden. Diese Frist wurde auf Wunsch von FERC bis zum 10. Januar 2018 verlängert. FERC begründete diesen Wunsch mit der großen Anzahl an eingegangenen Stellungnahmen sowie der Tatsache, dass zwei der Commissioners erst kurz zuvor ihr Amt angetreten hatten (FERC 07.12.17).

Federal Energy Regulatory Commission (FERC)

FERC agiert als vom DoE weitgehend unabhängige Regulierungsinstanz. Da sie für den Energiehandel zwischen den Bundesstaaten zuständig ist, obliegt ihr die Regulierung der Stromübertragungsnetze und Großhandelsmärkte, wie auch von Pipelines, Speichern und LNG-Pipelines (RAP/adelphi 2017).

Die fünf aktuellen Commissioners und ihre Amtszeiten:

Chairman Kevin McIntyre	Republikaner	07.12.2017	30.06.2023
Richard Glick	Demokrat	29.11.2017	30.06.2022
Neil Chatterjee	Republikaner	08.08.2017	30.06.2021
Robert Powelson	Republikaner	10.08.2017	30.06.2020
Cheryl A. LaFleur	Demokratin	13.07.2010	30.06.2019

Bis auf Cheryl LaFleur, die bereits in ihrer zweiten Amtszeit ist, wurden alle Commissioners durch Präsident Trump ernannt. Kevin McIntyres aktuelle Amtszeit läuft bis Mitte 2018, seine zweite Amtszeit bis 2023 wurde aber bereits bestätigt.

In der Zwischenzeit kommentierten die anderen Commissioners den Prozess. So brachte Neil Chatterjee die Möglichkeit einer längerfristigen Analyse und der Erarbeitung eigener FERC-Vorschläge auf (Washington Examiner 09.11.17). Als Zwischenschritt schlug er eine Art Übergangvergütung vor, um die Abschaltung weiterer Kraftwerke zu verhindern (Utility Dive 15.11.17). Dies war zu diesem Zeitpunkt aber nicht mit den anderen Commissioners abgesprochen. Robert Powelson und Cheryl LaFleur betonten beide bereits Anfang Oktober, dass FERC nicht dazu beitragen werde, die wettbewerblichen Märkte zu zerstören (Utility Dive 05.10.17).

Am 8. Januar 2018 veröffentlichte FERC schließlich ihren Beschluss bezüglich Secretary Perrys Vorschlag. Unter dem Titel „Order terminating rulemaking procedure, initiating new proceeding and establishing additional procedures“ (FERC 2018) wies FERC die NOPR einstimmig ab und eröffnete stattdessen einen neuen Prozess.

FERC begründet diese Entscheidung mit Verweis auf den *Federal Power Act* (FPA). Um von den RTOs/ISOs eine Änderung ihrer Tarifstruktur zu verlangen, muss zunächst Folgendes nachgewiesen werden: „that any rate, charge, or classification [...] is unjust, unreasonable, unduly discriminatory or preferential“ (FPA 2012). Dies ist nach Meinung der FERC mit Vor-

lage der vorgeschlagenen Vorschrift nicht geschehen, die zudem selbst diesen Kriterien nicht entspricht. FERC merkt an, dass die NOPR nicht ausreichend dargelegt hätte, dass die vorgeschlagene Neuregelung der Tarifstruktur „just and reasonable“ wäre. Des Weiteren lässt sich laut FERC aus den in verschiedenen Stellungnahmen (zum Beispiel durch FirstEnergy) angeführten „Behauptungen“ (FERC 2018) kein Zusammenhang zwischen Kraftwerksabschaltungen und Problemen in der Stromversorgungssicherheit ableiten.

FERC beendet deswegen das von Secretary Perry angestoßene Verfahren, betont aber zugleich den Bedarf nach weiterer Prüfung. Die vorgeschlagene Vorschrift habe dem Themenfeld Resilienz noch einmal Aufmerksamkeit gegeben. Wie zuvor in der NOPR, wird auch in FERCs Antwort Bezug zur DoE-Studie vom August (DoE 2017a) genommen. Allerdings wird im Vergleich zur NOPR eine viel offenere Schlussfolgerung daraus gezogen: Die in der Studie festgestellten vielfältigen gegenwärtigen Veränderungen auf dem Strommarkt führen laut FERC dazu, dass gegebenenfalls auch die von FERC regulierten Strommärkte weiterentwickelt werden müssen, um *reliability* und Resilienz weiterhin zu gewährleisten. FERC betont, dass dieses Thema eine ihrer Prioritäten bleiben wird.

Dementsprechend initiiert FERC in ihrer Anweisung vom 8. Januar zugleich ein neues Verfahren, mit dem die „resilience of the bulk power system“ (FERC 2018)⁴ definiert und in den einzelnen RTO/ISO-Gebieten bewertet werden soll. Erst daraus soll der Handlungsbedarf für FERC abgeleitet und bestimmt werden. Resilienz soll dabei explizit weiter aufgefasst und nicht auf die Lagerung von Brennstoffen am Kraftwerk reduziert werden. Angesprochen werden zunächst die Betreiber der regionalen Großhandelsmärkte, also die RTOs/ISOs. Sie sollen innerhalb von 60 Tagen auf eine Reihe von Leitfragen antworten, die sich um die Definition und Bewertung von Resilienz sowie mögliche Bedrohungen und deren Abwendung drehen. Anderen interessierten Institutionen wie beispielsweise NERC⁵ wird danach die Möglichkeit gegeben, innerhalb von 30 Tagen auf die Stellungnahmen der RTOs/ISOs zu reagieren und dazu Kommentare abzugeben.

Im Anhang der von der FERC einstimmig beschlossenen Anordnung stehen gesonderte Stellungnahmen von drei Commissioners.

Neil Chatterjee unterstützt zwar die Ablehnung der NOPR durch FERC, bemüht sich aber, Nähe zu Secretary Perry zu zeigen. Chatterjee erklärt sich besorgt um die Resilienz der Stromversorgung während des von der FERC eingeleiteten Verfahrens. Deshalb hätte er gerne vorläufige Vergütungsmaßnahmen umgesetzt, um die Schließung von weiteren Kohle-, Kernkraft- und Gaskraftwerken zu verhindern. Er hatte zuvor vorgeschlagen, die Definition den RTOs/ISOs zu überlassen, welche Erzeugungsressourcen im jeweiligen Gebiet zur Resilienz beitragen und zugleich für eine Abschaltung vorgesehen sind. Chatterjee argumentiert, dass das derzeitige Marktdesign nicht mehr zeitgemäß sei. Risiken der Brennstoffversorgung, die nicht direkt durch die Erzeuger kontrolliert werden können (weil Brennstoffe zum Beispiel just-in-time angeliefert werden), spielen eine immer größere Rolle – für das notwendige Risikomanagement werden aber bislang keine Anreize gesetzt.

Cheryl A. LaFleur spricht sich explizit für das Vorgehen der FERC aus und stärkt die darin aufgeführte Argumentation. Sie behauptet, Resilienz sei „unquestionably an element of reli-

⁴ FERC bezieht sich hier auf die Übertragungsnetzebene. Nach Definition von NERC umschließt das *bulk power system* «facilities and control systems necessary for operating an interconnected electric transmission network; and electric energy [...] needed to maintain transmission system reliability» (NERC 2018). Das *bulk electric system* umfasst alle Komponenten des Übertragungsnetzes (Transformatoren, Erzeugungsanlagen, Anlagen für Kaltstart und Blindleistung etc.), die über 100 kV betrieben oder angeschlossen werden.

⁵ Die North American Electric Reliability Corporation (NERC) ist als internationale, gemeinnützige Regulierungsinstitution von FERC damit beauftragt, die Zuverlässigkeit und Sicherheit des nordamerikanischen Stromsystems aufrechtzuerhalten. Alle Eigentümer, Betreiber und Nutzer des Übertragungssystems („bulk power system“) müssen bei NERC registriert sein und sich an die von NERC verfassten „Reliability Standards“ halten.

ability“ (FERC 2018) und unterstreicht, dass *reliability* schon immer ein zentrales Anliegen der FERC war. Ferner betont sie, dass die NOPR nicht den Bedarf für mehr Resilienz begründe, und auch nicht den Versuch unternehme, ein wettbewerbliches Instrument einzusetzen. Sollte sich zeigen, dass weitere Maßnahmen erforderlich sind, fordert sie für das weitere Vorgehen von FERC einen brennstoffneutralen Ansatz. Secretary Perrys Vorschlag „sought to freeze yesterday’s resources“ (FERC 2018), doch sollten die Maßnahmen zur Sicherung der Resilienz an Erzeugungsressourcen angepasst werden, die der Markt gegenwärtig und zukünftig wählt.

Die Erklärung Richard Glicks ähnelt der seiner Parteikollegin. Er spricht zudem von einer „milliardenschweren Rettungsaktion“ (FERC 2018) für Kohle- und Kernkraftwerke, für deren Wirksamkeit es keine Belege gibt. Glick führt mehrere Beispiele des Ausfalls gerade solcher Erzeugungsanlagen während Extremwetter an, weil die Brennstoffvorräte gefroren oder überflutet wurden. Er legt den RTOs/ISOs nahe, für die Verbesserung der Resilienz ihrer Systeme auch neuere Technologien wie dezentrale Energie, Energiespeicher oder Microgrids zu berücksichtigen.

Secretary Perry begrüßte im Nachgang zur Entscheidung der FERC den von ihm explizit gewünschten Anstoß einer Debatte zur Resilienz (DoE 2018). Im Hinblick auf die zu dem Zeitpunkt andauernde Kälteperiode betonte er nochmals die Relevanz einer diversen Brennstoffversorgung und deren Vor-Ort-Lagerung für die Stromsysteme. Das DoE kündigte an, diese Debatte weiterhin in Zusammenarbeit mit FERC und allen wichtigen Stakeholdern aktiv mitzugestalten (DoE 2018).

2 Bewertung und Erkenntnisse

Nach der Darlegung und Erläuterung des bisherigen, durch Secretary Perry angestoßenen Prozesses zur Resilienz des US-Stromsystems folgt nun eine tiefergehende Einordnung und Bewertung der Debatte und der darin angewandten Argumente. Aus den zahlreichen und lauten Reaktionen auf die NOPR, wie auch aus der Anweisung, mit der FERC darauf geantwortet hat, lassen sich einige Schlussfolgerungen auf die aktuelle Strommarktpolitik der Trump-Administration ziehen. Dafür werden drei Aspekte der Debatte näher beleuchtet.

So wird in Kapitel 2.1 zunächst diskutiert, wie DoE, FERC und andere Akteure Resilienz – als Kernbegriff der Debatte – (nicht) definieren, welche Anhaltspunkte es für die Bewertung der Resilienz des US-Stromsystems bisher gibt und wie die Auseinandersetzung mit diesem Thema fortgeführt werden könnte.

Zwar wurde die NOPR von FERC nicht angenommen, doch ist es aufschlussreich, die zu erwartenden Folgen für die Strommarktordnung genauer zu betrachten. Welchen Bruch mit der bisherigen Regulierungspraxis die NOPR bedeutet hätte und welche Kosten dadurch entstanden wären, fasst Kapitel 2.2 zusammen.

Schließlich lässt sich aus dem bisherigen Geschehen einiges über das aktuelle Verhältnis zwischen DoE und FERC lernen. In Kapitel 2.3 wird dargelegt, wie sich FERC (bislang) ihre Unabhängigkeit bewahrt.

2.1 Die Resilienzdebatte

Bewertung des NOPR-Anstoßes zur Resilienz und der Antwort der FERC

Die NOPR begründet die Notwendigkeit eines neu einzuführenden Vergütungssystems mit dem Argument, dass die Resilienz der Stromsysteme durch die Stilllegung erheblicher Kohle- und Kernkrafterzeugungskapazitäten gefährdet sei.

Dabei wird der zentrale Begriff der Resilienz in der NOPR weder definiert noch vom Begriff der *reliability* klar abgegrenzt, welcher in der US-Stromversorgungssicherheitsdebatte stärker verankert ist. Vielmehr ignoriert die NOPR sowohl bestehende Definitionen der Resilienz als auch die Ursachenanalyse sowie die differenzierten Maßnahmen, die in der DoE-Studie (DoE 2017a) vorgeschlagen wurden (siehe unten). Bei der Betrachtung der Risiken, auf die das System resilient reagieren soll, fokussiert die NOPR fast ausschließlich auf die Brennstoffversorgung von Kraftwerken und vernachlässigt oder verschweigt andere potenzielle Störungsursachen, die sich empirisch in den letzten Jahren als immens relevanter erwiesen haben (Faktor 1.000.000:1, siehe unten in diesem Kapitel).

Diese und andere offensichtliche Argumentationslücken deuten darauf hin, dass die Sorge um die Resilienz eher ein Vorwand als die eigentliche Motivation der NOPR war. Laut einem zutreffenden Bonmot war die NOPR „eine Lösung auf der Suche nach einem Problem“ (Rhodium Group 03.10.17). Genauer betrachtet war sie eine Lösung für ein ganz anderes Problem der Trump-Regierung: Wie lässt sich das Wahlkampfversprechen einer wirksamen und rapiden Hilfe für die kriselnde Kohlebranche trotz der weiterhin niedrigen Gaspreise umsetzen? (siehe Kapitel 1.1)

In ihrer Antwort auf die NOPR erkennt FERC die Bedeutung der Debatte um die Resilienz der Stromsysteme an, reißt zugleich aber auch die Initiative in diesem Bereich an sich.

Zum einen listet FERC etliche Maßnahmen⁶ auf, die sie in den vergangenen Jahren im Bereich *reliability* getroffen hat und die ebenfalls zur Stärkung der Resilienz beigetragen haben. Selbst wenn dabei der Begriff Resilienz nicht immer verwendet wurde, hatten laut FERC diese Maßnahmen das Ziel, die Stromversorgung selbst während extremer Wetterereignisse oder bei Störungen der Brennstoffversorgung zu gewährleisten. Ferner betont FERC, dass sie sich – im Rahmen der durch NERC entwickelten *reliability standards* (u. a. die *Critical Infrastructure Protection Standards*) – intensiv mit weiteren potenziellen Ursachen von Störungen der Stromversorgungssicherheit befasste. Dazu gehört der Schutz vor Cyberattacken, vor Angriffen auf die physische Infrastruktur und vor geomagnetischen Störungen.

Zum anderen hat FERC mit ihrer Antwort die Agenda für die Konsultationsprozedur gesetzt (Kapitel 1.4 der vorliegenden Studie). Dabei schlägt FERC eine Definition des Begriffs Resilienz des National Infrastructure Advisory Council von 2009 vor, die auch von NERC genutzt wird:

„The ability to withstand and reduce the magnitude and/or duration of disruptive events, which includes the capability to anticipate, absorb, adapt to, and/or rapidly recover from such an event.“
(FERC 2018)

Resilienz beschreibt also die Fähigkeit des Stromsystems, Störereignisse vorherzusehen, mit ihnen umzugehen und sich anzupassen oder schnell davon zu erholen.

Die DoE-Studie von 2017 benennt in Hinsicht auf Resilienz mehrere Beispiele für externe Störereignisse: natürliche Vorkommnisse wie Wildfeuer, Hurrikane oder Hochwasser sowie Anschläge und Cyberattacken. Auch beschreibt sie unterschiedliche Maßnahmen zur Stärkung der Resilienz, unter anderem die Festigung („hardening“) der Infrastruktur, Notfallpläne für unvorhergesehene Ereignisse, überbehördliche Koordination sowie Notfallübungen (DoE 2017a).

Zu den Begriffen: Resilienz und *reliability*

Die beiden Begriffe Resilienz und *reliability* fallen in der Debatte zur Versorgungssicherheit häufig gemeinsam, so auch in der DoE-Studie, der NOPR und der Reaktion der FERC. Die von der FERC vorgeschlagene Definition von Resilienz schafft eine klare Abgrenzung vom Begriff der *reliability*, wie sie beispielsweise von PJM, dem größten Systembetreiber der USA, definiert wird:

„The degree of performance of the bulk electric system that results in electricity being delivered to customers within accepted standards and in the amount desired. Reliability may be measured by the frequency, duration, and magnitude of adverse effects on the electric supply.“ (PJM 2014)

Mit *reliability* wird also der Grad der Leistungsfähigkeit auf Übertragungsnetzebene bezeichnet, Endkunden mit der gewünschten Strommenge entsprechend allgemeiner Standards zu beliefern. *Reliability* kann durch Häufigkeit, Dauer und Ausmaß von Störungen der Stromversorgung gemessen werden.

Mit der North American Electric Reliability Corporation (NERC) gibt es schon lange eine kontinentale Organisation, welche die *reliability* der Stromsysteme überwacht und Empfehlungen zu deren Verbesserung gibt (RAP/adelphi 2017). Zur Bewertung der *reliability* wer-

⁶ Dazu gehören die Verbesserung der Koordination zwischen den Großhandelsmärkten für Gas und Strom, die Analyse der Auswirkungen des extremen Wetterereignisses im Winter 2014 („Polar Vortex“), die von RTOs/ISOs verwendeten Prozeduren zur Sicherung der Brennstoffverfügbarkeit sowie, last but not least, die Zustimmung der FERC zu den Reformen der Kapazitätsmärkte im PJM und ISO-New England.

den in den USA zwei Kriterien herangezogen: die Angemessenheit der Systemressourcen (*Resource Adequacy*) und die Systemsicherheit (*System Security*).

Die *Resource Adequacy* fokussiert auf das langfristige Vorliegen eines ausreichenden Angebots zur Deckung der Spitzennachfrage, selbst unter Annahme extrem hoher Nachfrage und zufälliger Ausfälle von Erzeugungsanlagen. Ein häufig verwendeter Maßstab für die *Resource Adequacy* in den USA⁷ ist der *Planning Reserve Margin*, d. h. das Verhältnis zwischen der gesamten regelbaren Erzeugungskapazität und der maximal erwarteten Spitzennachfrage (Brattle Group 2017). Die *Resource Adequacy* wird international auch als *Loss of Load Expectation* (LOLE) oder als *Loss of Load Probability* (LOLP) errechnet. Die LOLP beziffert die Wahrscheinlichkeit einer (auch nur partiellen, kontrollierten) Versorgungsunterbrechung. Bei der Berechnung der anzustrebenden Sicherheit wird in den US-Märkten zumeist eine LOLE von 0,1 Tagen im Jahr als hinnehmbar angesetzt (MISO 2016). Eine solche Systemauslegung lässt die Wahrscheinlichkeit zu, dass die Erzeugungsanlagen die Nachfrage an 0,1 Tagen im Jahr nicht decken können.

Die *System Security* bezieht sich auf die Infrastruktur und auf die Verfahren, die den Betrieb des Stromsystems innerhalb festgelegter Grenzen (bezüglich der Frequenz, Spannung) ermöglichen. In den USA legt NERC die Sicherheitskriterien fest und verlangt deren Einhaltung durch RTOs/ISOs und Übertragungsbetreiber. Neben den normalen Betriebsgrenzen werden dafür auch viele verschiedene Arten von unerwarteten Störungen, wie zum Beispiel Ausfälle einzelner Erzeugungs- oder Übertragungselemente und Kurzschlüsse, betrachtet. Das bekannteste Kriterium ist die sogenannte (n-1)-Sicherheit, welche besagt, dass auch beim Ausfall der relevantesten Ressource das System nicht an seine Leistungsgrenze stößt (Brattle Group 2017).

Fazit: *Reliability* fokussiert vor allem auf stromsystemendogene Merkmale und Vorgänge, obgleich die Berechnung der LOLP auch exogene Störungsursachen berücksichtigen muss. Die Resilienz, wie sie von FERC definiert wurde, fokussiert hingegen auf die potenzielle Einwirkung exogener Störungsursachen wie Naturereignisse oder Anschläge.

NERC hat in seinem *Reliability Report 2017* (NERC 2017b) Politik und Regulierung empfohlen, auf *reliability* und Resilienz zu fokussieren und damit das Ausfallrisiko insgesamt zu verringern. Gleichzeitig soll das Monitoring verbessert werden, um Fragen der Resilienz, die vielleicht bisher unzureichend beachtet wurden, besser zu adressieren (NERC 2017b).

Zu den Ursachen von Stromausfällen in den USA

Die Fokussierung der NOPR auf die Brennstoffvorräte am Kraftwerk ist fachlich unhaltbar. Denn extreme Wetterereignisse oder Anschläge können auch Infrastrukturelemente wie Stromübertragungsnetze, Stromverteilnetze, Gaspipelines oder die IT-Infrastruktur treffen. Selbst bei Kraftwerken, die Brennstoffe für 90 Tage vor Ort lagern, kann die tatsächliche Verfügbarkeit durch extreme Wetterereignisse beeinträchtigt werden, beispielsweise wenn Kohlevorräte einfrieren (NERC 2014) oder geflutet werden (FERC 2018), oder falls die Kühlungs- oder IT-Systeme eines Kernkraftwerks durch Unfälle, Anschläge oder technisches Versagen ausfallen.

Basierend auf Daten des Edison Electric Institute (EEI) zeigt Abbildung 1 die prozentuale Verteilung der Ursachen von Stromversorgungsunterbrechungen, die sich in den USA zwischen 2000 und 2011 ereignet haben. 16 % wurden durch technisches Versagen von Netzanlagen (OH: *Overhead*; UG: *Underground*) verursacht und nur 3 % durch technisches Ver-

⁷ In Deutschland wurde bisher eine sogenannte Systembilanz von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt, die von einem integrierten Europäischen LOLE-Ansatz abgelöst werden soll (Consentec & r2b 2015).

sagen von Erzeugungsanlagen. Von den 54 %, die vom Wetter verursacht wurden, muss ein Großteil auch die Netze betroffen haben, denn „Vegetation“ bezieht sich auf Pflanzen, die auf Stromleitungen geweht wurden (Hall 2013).

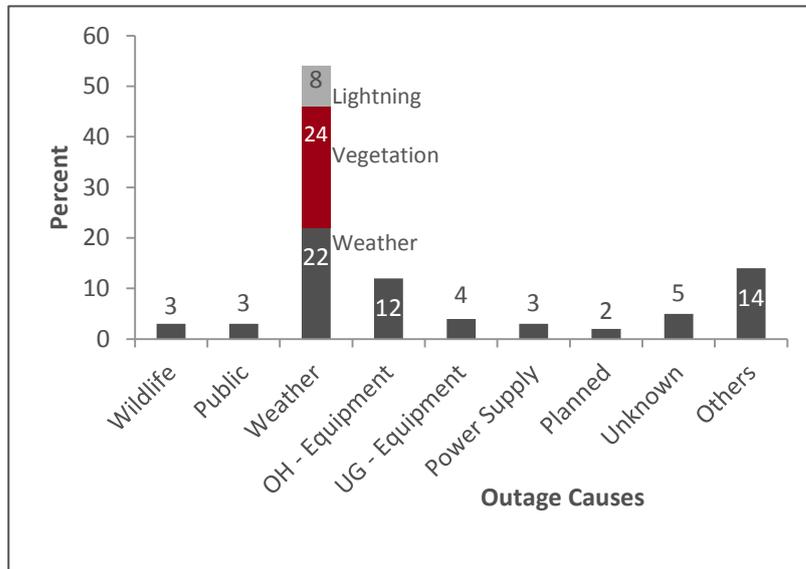


Abbildung 1: Gründe für Stromausfälle in den USA von 2000 bis 2011 (nach Hall 2013)

Eine ähnliche Datenzusammenstellung nimmt explizit das Kriterium Brennstoffversorgungsprobleme mit auf. Auf Grundlage von Statistiken der EIA hat das Beratungsunternehmen Rhodium Group die Ursachen der Stromversorgungsunterbrechungen im Zeitraum 2012 bis 2016 grafisch dargestellt (Abbildung 2).

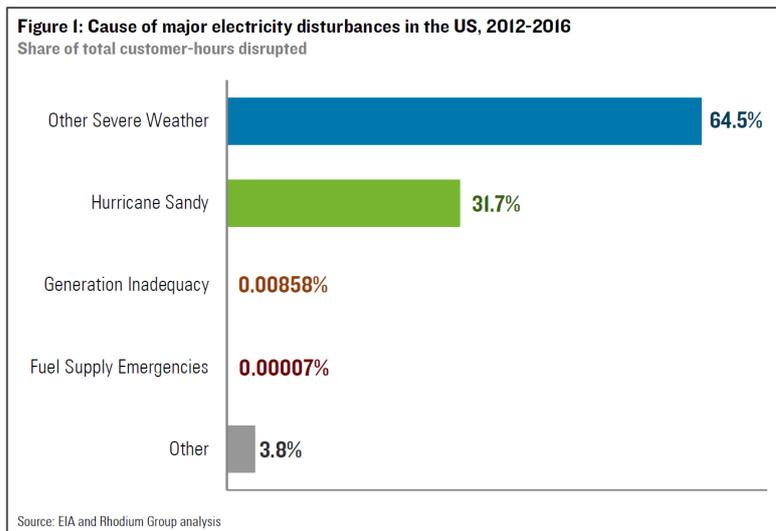


Abbildung 2: Ursachen von Stromausfällen in den USA 2012-2016 (Rhodium Group 2017)

In diesem Zeitraum wurden 32 % der Kohlekraftwerke und 6 % der Kernkraftwerke der USA stillgelegt. Von 3,4 Milliarden „Verbraucherstunden“, die von Unterbrechungen betroffen waren, wurden nur 2.382 Stunden, oder 0,00007 %, durch Brennstoffversorgungsprobleme verursacht, davon 2.333 Stunden wegen eines einzelnen Ereignisses in einem Kohlekraft-

werk in Minnesota (Rhodium Group 2017). Die Sicherung der Brennstoffvorräte, die für die NOPR als Hauptkriterium hätte gelten sollen, spielt empirisch keine Rolle.

Die Verteilnetze als Schwachstelle der US-Stromsysteme

Laut Einschätzungen des Beratungsunternehmens The Brattle Group haben 95 % bis 99 % der Stromausfälle in den USA ihre Ursache in den Verteilnetzen; nur 1 % bis 5 % sind auf Erzeugungs- und Übertragungsprobleme zurückzuführen (Brattle Group 2013, Brattle Group 2017).

Ein Hauptgrund für die hohe Verwundbarkeit der US-Verteilnetze ist, dass diese meistens als Freileitungen errichtet sind. Dadurch sind sie Wetterextremen stärker ausgesetzt als in Deutschland und in großen Teilen Europas, wo die Verteilnetze, insbesondere innerhalb der Ortschaften, in der Regel als Erdkabel verlegt werden. In den USA trifft dies selbst in Großstädten nur teilweise zu; für die weit verstreute, ländliche Stromversorgung sind die höheren Kosten einer Erdverkabelung ein wesentliches Hemmnis. Die Stromversorgung kann für die zahlreichen entlegenen Verbraucher kostengünstig erreicht werden, sofern diese eine höhere durchschnittliche Unterbrechung in Kauf nehmen als in Europa üblich ist.

Ausarbeitungen, die sich mit der Resilienz der Verteilnetze in den USA beschäftigen (EPRI 2013, RAP 2017), diskutieren Maßnahmen zur Abwehr von wetterbedingten Ausfällen sowie von Cyber-Attacken und Anschlägen auf die physische Infrastruktur. Die Optionen lassen sich in zwei maßgebliche Kategorien einteilen:

- Eine allgemeine Verbesserung der Infrastruktur, um eine größere Widerstandsfähigkeit, ein besseres Monitoring von Gefahren und Ausfällen sowie einen schnelleren Wiederaufbau nach Ausfällen zu erzielen. Genannt seien hier die auch in Deutschland diskutierte Automatisierung und Steuerbarkeit, beispielsweise von Ortsnetztransformatoren.
- Maßnahmen, die es erlauben, während Ausfällen auf der Übertragungsebene Teile des Systems auf der Verteilnetzebene (zeitweise) autark zu betreiben. Hierzu sind sowohl lokale Erzeugungsanlagen (*Distributed Energy Resources*) als auch lokale flexible Verbraucher und Speicheroptionen nötig, wie dies beispielsweise über Elektromobilität denkbar ist.

Die Verteilnetze liegen in der Zuständigkeit der Bundesstaaten. In manchen Bundesstaaten gibt es unterschiedlich ambitionierte Ansätze der Versorger und der Public Utility Commission, entsprechende Investitionen voranzutreiben (Hall 2013).

Aussicht: Einschätzung der Folgen der Resilienzdebatte

FERC und die RTOs/ISOs sind nur für die Übertragungsnetze zuständig. Deswegen wird die von der NOPR angestoßene und nun durch die FERC gestaltete Resilienzdebatte voraussichtlich keine direkten, rechtlich bindenden Folgen auf die Verteilnetze haben, obwohl die allermeisten Stromausfälle dort ihre Ursache haben.

In Folge des Prozesses um die NOPR ist es jedoch wahrscheinlich, dass die Debatte um die Resilienz eine wichtige Rolle in der US-weiten Energiepolitik der nächsten Jahre spielen wird. Von einer sachlich orientierten Debatte wäre jedoch zu erwarten, dass diese zu differenzierteren Ergebnissen führt als das von der NOPR vorgeschlagene Förderprogramm für Bestandskraftwerke mit 90 Tagen Brennstoffvorrat am Standort.

In einer ausführlichen Ausarbeitung zur Stärkung der Resilienz der Stromsysteme, sowohl auf Verteil- als auch auf Übertragungsebene, kommen die National Academies of Sciences (NAP) zu dem Schluss, dass die Maßnahmen ebenso vielfältig wie die potentiellen Ursachen für Versorgungsausfälle sein sollen. Den Systembetreibern, Regulierern und der

Energieindustrie empfiehlt die NAP, die Schwachstellen genau zu identifizieren und spezifische Gegenmaßnahmen vorzubereiten. In Richtung Politik, insbesondere an DoE gerichtet, spricht die NAP differenzierte Empfehlungen aus, unter anderem die Einleitung breit aufgestellter Forschungen zur Resilienz in Zusammenarbeit mit anderen Behörden, um die richtigen Maßnahmen zu identifizieren (NAP 2017).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass Stromausfälle in den USA viel häufiger vorkommen als in Europa, und dass die US-Stromsysteme gegenüber Wetterextremen vielerorts sehr anfällig sind. Das erhebliche Optimierungspotenzial lässt sich jedoch nicht mit einem Federstrich erreichen, wie die NOPR vermuten ließ. Mit deren Fokus auf die Brennstoffvorräte an Kraftwerkstandorten wurde das Thema Resilienz instrumentalisiert, um bestimmte Rohstoffe oder Kraftwerksbetreiber zu fördern.

Durch die verstärkte Aufmerksamkeit auf die Resilienz wird im Ergebnis die *Resource Adequacy* zukünftig wohl breiter diskutiert werden, als dies bisher der Fall war. Dabei wird sich zeigen, inwieweit die Folgen von natürlichen Katastrophen oder Anschlägen auf das Stromsystem objektiv eingedämmt werden können und ob die mit den Gegenmaßnahmen einhergehenden Kostenzuwächse eine breite Akzeptanz finden.

2.2 Bedeutung für die Strommarktordnung der USA

Die Umsetzung der NOPR hätte zwar, wie oben argumentiert, ihre vorgeblichen Ziele bezüglich der Resilienz weitgehend verfehlt. Erhebliche Auswirkungen hätte sie jedoch auf das Strommarktgeschehen in den betroffenen Regionen sowie auf die Grundsätze der (Strom-)Marktordnung in den USA gehabt.

Die NOPR als fundamentaler Bruch mit der bisherigen Regulierungspraxis

Wäre FERC der Aufforderung der NOPR gefolgt, hätte sie einen fundamentalen Bruch mit ihrer jahrzehntelangen Praxis der Gestaltung und Regulierung wettbewerblicher Strommärkte vollzogen.

Von besonderer Bedeutung und Klarheit ist in dieser Hinsicht die Stellungnahme acht vormaliger FERC-Commissioner aus beiden politischen Lagern, darunter der durch Präsident George W. Bush eingesetzte Chairman Pat Wood III. Darin legen sie dar, die NOPR

„(...) would be a significant step backward from the Commission’s long and bipartisan evolution to transparent, open, competitive wholesale markets. Pursuing the worthy goal of a resilient power system, the Commission’s adoption of the published proposal would instead disrupt decades of substantial investment made in the modern electric power system, raise costs for customers, and do so in a manner directly counter to the Commission’s long experience.“ (Former FERC Commissioners 19.10.17)

Die vormaligen Commissioners legen die Errungenschaften der wettbewerblichen Energiemärkte dar: Dazu gehören der ökonomisch effiziente Einsatz der bestehenden Kraftwerke, die damit einhergehenden Kostenersparnisse für die Verbraucher sowie die erheblichen Investitionen in neue und sauberere Stromerzeugungskapazitäten, die durch die wettbewerblichen Energiemärkte ausgelöst wurden. Die Wertigkeit ebendieser Investitionen würde sich durch die NOPR nachträglich ändern. Denn durch eine gesonderte Vergütung der Brennstoffvorhaltung am Kraftwerk würden die Erzeugungskapazitäten, die solche Vorräte

nicht aufweisen, benachteiligt und letztendlich „aus dem Markt gedrängt“ (Former FERC Commissioners 19.10.17).

Die ehemaligen Commissioners merken zudem an, dass die Stilllegung jener Erzeugungskapazitäten, die durch die Energie- und Kapazitätsmärkte ihre Kosten nicht abdecken können, ein normales Marktgeschehen sei. Die Verhinderung solcher Stilllegungen durch Subventionen würde die Märkte verzerren. Das Vertrauen der Investoren in die Märkte würde schwinden, was letztendlich die Verbraucher belasten und die Resilienz der Stromsysteme schwächen würde.

Deshalb sei es im öffentlichen Interesse, dass Investitionsentscheidungen auf Basis eines stabilen, verlässlichen Regulierungsrahmens getroffen werden. Dementsprechend empfehlen die vormaligen Commissioners ihren derzeit amtierenden Nachfolgern, dem DoE-Antrag nicht nachzukommen und stattdessen in einem transparenten Verfahren parteiübergreifende Kompromisse zu suchen, auch bezüglich der Resilienz (Former FERC Commissioners 19.10.17).

Auswirkungen auf Märkte und Verbraucher

Eine detailliertere, kritische Beschreibung der potenziellen Auswirkungen der NOPR befindet sich in einer gemeinsamen Stellungnahme verschiedener industrieller Vertreter und Verbände, u. a. der Sektoren Gas, Öl, Wind und Solar inklusive E.ON (Joint Industry 23.10.17).

Dort wird ausgeführt, dass bei einer Umsetzung der NOPR auch Gas- oder Ölkraftwerke eine Brennstoffvorhaltung einrichten könnten, um von der NOPR-Vergütung zu profitieren, obwohl diese zusätzlichen Speicher in vielen Fällen nur wenig zur Resilienz beitragen würden. Neue Investitionen würden sich somit an den zu erwartenden Markterlösen aus dem *Energy-only*-Markt, den Kapazitätsmechanismen und aus der neuen Vergütung für Brennstoffvorhaltung am Kraftwerk orientieren und weniger an den von den RTOs/ISOs bisher identifizierten Systembelangen wie der Flexibilität. Jenseits dieser Effekte wären die Markterlöse der von der NOPR nicht begünstigten Erzeugung negativ betroffen. Denn durch die NOPR bliebe ein höheres Grundlastangebot im Markt, das auch zu Preisen unterhalb der eigenen Grenzkosten produzieren würde, da die Lastgradienten dieser Kapazitäten verhältnismäßig gering sind (Joint Industry 23.10.17).

Die besonders betroffene PJM-RTO erläutert ebenfalls ausführlich, dass mit der NOPR das derzeitige Kosten-Nutzen-Niveau des Kapazitätsmarktes empfindlich gestört würde. Dort werden heute Kapazitäten entsprechend ihrer potenziellen Systemdienste vergütet. Dabei wird neben der Kapazität auch ein notwendiges Maß an Flexibilität berücksichtigt. Wenn durch die NOPR mehr Grundlast-Ressourcen im Markt bleiben als erwartet, dann müssen für einen sicheren Systembetrieb (mit zunehmender volatiler Erzeugung) auch zusätzliche flexible Kapazitäten vorgehalten werden. PJM-RTO kommt deshalb zu dem Schluss, dass die NOPR keinen Nutzen für die Resilienz, sondern ausschließlich zusätzliche Kosten generieren würde (PJM 23.10.17).

Mit diesen Kosten hat sich das Beratungsunternehmen Brattle Group (Brattle Group 2017) auseinandergesetzt. Brattle Group schätzt, dass zirka 89 GW Erzeugungskapazitäten durch die NOPR förderfähig wären, davon 49 GW Kohle- und 39 GW Kernkraftwerke (siehe Abbildung 3).⁸ Circa 70 % dieser Kapazitäten befinden sich im PJM-Gebiet. Bei nur einem Bruchteil davon (10 GW) sei eine Stilllegung vor 2025 geplant. Fast 90 % der förderfähigen Kapa-

⁸ Basierend auf folgenden Kriterien: Kraftwerke, die Systemdienstleistungen liefern können, über 90 Tage Brennstoffvorrat am Standort verfügen, sich in den von den NOPR definierten Gebieten befinden (PJM, MISO, NYISO, und ISO-NE) und nicht nach dem Kostendeckungsprinzip reguliert sind.

zitäten wären damit nicht von den bevorstehenden, vorzeitigen Stilllegungen bedroht, mit denen in der NOPR die Dringlichkeit der vorgeschlagenen Maßnahme begründet wird.

Von den 89 GW prinzipiell förderfähigen Kapazitäten würden nach Einschätzung der gleichen Studie 57 bis 88 GW bei Umsetzung der NOPR tatsächlich Zahlungen erhalten, die ein Volumen von vier bis elf Milliarden US-Dollar im Jahr hätten. 60 % davon, also zwischen 2,3 und 7,5 Milliarden US-Dollar, würden allein auf PJM entfallen. Es handelt sich um erhebliche Summen, etwa im Vergleich zum gesamten Großhandelsvolumen im PJM-Gebiet von 39 Milliarden US-Dollar im Jahr 2016 gesehen (Brattle 2017). Diese Zusatzkosten müssten auf die Verbraucher in den jeweiligen ISO/RTO-Gebieten abgewälzt werden.

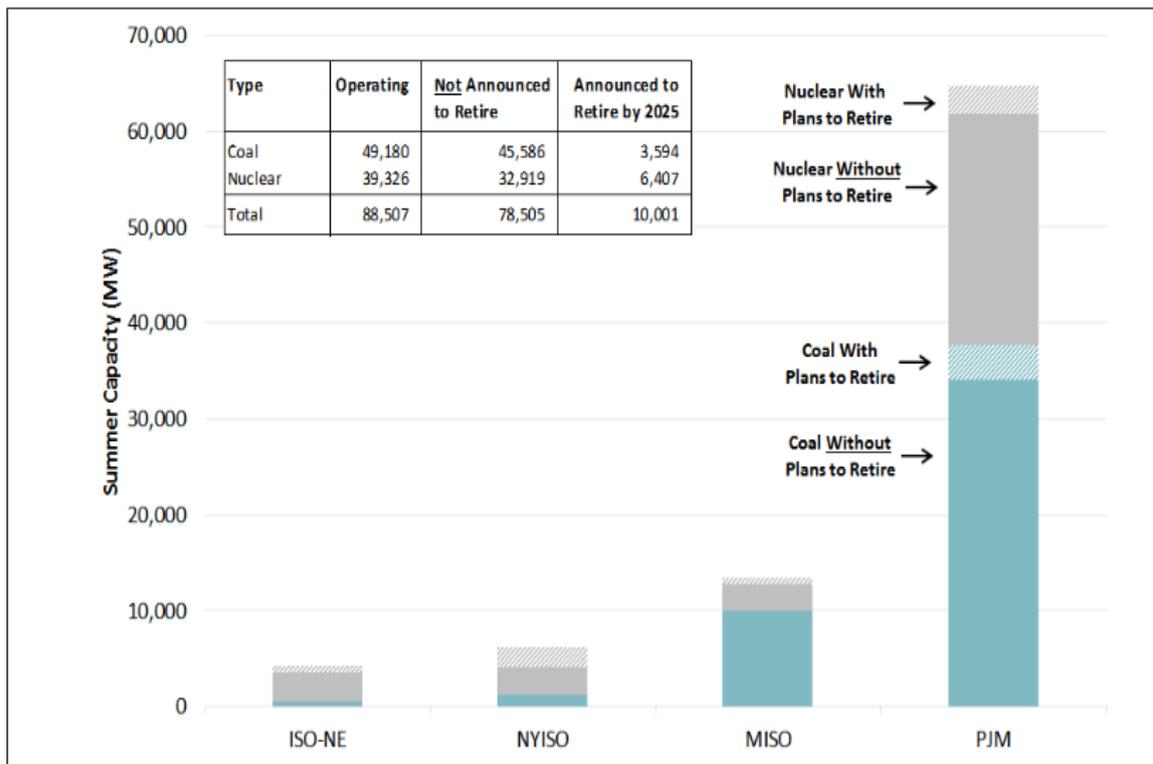


Abbildung 3: Durch die NOPR begünstigte Kraftwerke (Brattle Group 23.10.2017)

2.3 Bleibt FERC unter Präsident Trump unabhängig?

Die gemeinsame, einstimmig beschlossene Reaktion der FERC wie auch die Stellungnahmen der einzelnen Commissioners lassen erste Rückschlüsse auf das aktuelle Verhältnis zwischen FERC und DoE zu. FERC als vom DoE weitgehend unabhängige Regulierungsinstanz musste die Entscheidung treffen, die NOPR entweder anzunehmen und direkt zu erlassen oder zu ändern, oder sie zurückzuweisen.

Zu diesem Zeitpunkt waren vier der fünf amtierenden Commissioners durch Präsident Trump ernannt worden (siehe Kapitel 1.4). Üblicherweise sind beide Parteien in der Kommission mit jeweils zwei Commissioners vertreten und der/die Vorsitzende gehört der gleichen Partei an

wie der Präsident (Washington Examiner 10.08.17). Mit der Ernennung des Demokraten Glick hielt sich Präsident Trump an diese Praxis. Und mit Robert Powelson, ehemaliger Chairman der Pennsylvania Public Utility Commission und ehemaliger Präsident der National Association of Regulatory Utility Commissioners, ernannte Präsident Trump einen erfahrenen Regulator, der in der Community der bundesstaatlichen Regulatoren gut verankert ist. Im Vergleich zu Personalentscheidungen in anderen Bereichen verfolgte Präsident Trump bei FERC eine eher moderate Linie.

Es war nicht von vornherein selbstverständlich, dass FERC die NOPR so klar und vollständig ablehnen würde. Die Trump-Administration hat in etlichen Politikbereichen ihren Willen und teilweise auch ihre Fähigkeit bewiesen, radikale Maßnahmen durchzusetzen, selbst wenn diese gegen ökonomische, politische oder juristische Prinzipien verstießen, die seit Jahrzehnten überparteilich breite Akzeptanz genießen. Vor diesem Hintergrund war es vorstellbar, dass FERC den Vorschlag von Secretary Perry mindestens teilweise umsetzen würde. Die Intensität der Debatte und der kritischen Anmerkungen zur NOPR im Herbst 2017 legen nahe, dass manche Stakeholder Secretary Perrys Vorstoß durchaus ernst nahmen.

Allerdings war die NOPR sachlich und juristisch, handwerklich und konzeptionell dermaßen schwach, dass FERC sie gar nicht hätte durchsetzen können, ohne eine Klagewelle auszulösen (E&E News 14.11.2017). Dies bestätigt auch die Stellungnahme einer Gruppe führender Umweltverbände: „The proposal is so egregiously inadequate that FERC’s only legally viable path is to reject it.“ (Public Interest Organizations 23.10.17) Das Spektrum an denkbaren Klägern war sehr breit: Betreiber von nicht geförderten Erzeugungskapazitäten, Systembetreiber, Umweltverbände sowie Vertreter von bundesstaatlichen Institutionen, die gegen die Überschreitungen der föderalen Kompetenzen hätten klagen können (siehe Kapitel 1.3).

Stimmt diese These, so kann hier nur spekuliert werden, warum die neue DoE-Führung unter Secretary Perry einen solchen Vorschlag mit wenig Erfolgsaussicht überhaupt vorgelegt hat. Man könnte die NOPR als ein Pro-forma-Vorgehen ansehen, um der Klientel in der Kohleindustrie zu zeigen, dass ihre Rettung zumindest versucht wird. Es könnte auch die Hoffnung bestanden haben, dass sich die frisch ernannten FERC-Commissioner dem politischen Druck beugen würden. Ob die DoE-Führung in einem solchen Fall auf eine für sie günstige Rechtsprechung (letztendlich also politisch agierende Richter) gesetzt hätte oder die juristische Angreifbarkeit der NOPR gar nicht wahrnahm, bleibt unklar.

Bei der Begründung ihrer Abweisung der NOPR hat FERC tatsächlich rechtliche Bedenken in den Vordergrund gestellt, doch sind diese gleichzeitig inhaltlicher Natur: Die NOPR habe nicht aufgezeigt, dass existierende RTO/ISO-Vergütungsstrukturen ungerecht oder unangemessen seien oder dass der neue Vorschlag nicht diskriminierend sei (siehe Kapitel 1.4). FERC stellt hingegen explizit fest, dass die 90-Tage-Regel bestimmte Erzeugungsanlagen bevorzugen, andere hingegen ausschließen würde, die auch zur Resilienz des Systems beitragen (FERC 2018). FERC betont außerdem, dass ihre bisherigen Entscheidungen zu Vergütungsstrukturen auf den von ihr regulierten Strommärkten die NOPR nicht stützen:

„The goals of the price formation proceeding center largely on facilitating competition and ensuring that market prices reflect the marginal cost of production so that prices accurately reflect system conditions and operational constraints.“ (FERC 2018)

FERC verdeutlicht also, wenn auch auf eine eher zurückhaltende Weise, dass die Grundidee der NOPR nicht ihrem bisherigen Vorgehen und ihrem Regulierungsverständnis entspricht. Sehr viel deutlicher und mit mehr Argumenten unterlegt distanzieren sich die beiden demokratischen Commissioners in ihren persönlichen Stellungnahmen von der NOPR (siehe Kapitel 1.4).

Die Tatsache, dass FERC akzeptiert hat, die Resilienz der Stromsysteme auf die Agenda zu setzen, sollte auch keineswegs als Beugung vor dem politischen Druck der Trump-Administration missverstanden werden. Am Beispiel des massiven Ausfallens der Stromver-

sorgung auf Puerto Rico hat sich auch in jüngster Vergangenheit gezeigt, dass die Stärkung der Resilienz in den USA tatsächlich ein dringendes Problem ist.

Der Widerspruch zwischen den vagen Begrifflichkeiten sowie den schwachen und teilweise offensichtlich tendenziösen Argumenten in der NOPR einerseits und dem methodologisch korrekten, ergebnisoffenen und technologieneutralen Ansatz der FERC andererseits könnte nicht größer sein. Mit ihrer Antwort hat FERC die Debatte vom DoE wieder in die eigenen Hände genommen, und zwar sowohl über den Begriff der Resilienz als auch über Folgeschritte wie die Identifikation möglicher Resilienzdefizite und deren Ursachen sowie die Definition der Kriterien für denkbare Gegenmaßnahmen. Die Ausführungen in Kapitel 2 zeigen, dass die von FERC initiierte Resilienzdebatte sehr wahrscheinlich zu ganz anderen Ergebnissen führen wird als der Förderung von Kohle- und Kernkraftwerken, welche die politische Führung des DoE mit der NOPR faktisch erreichen wollte.

Der bisherige Verlauf der Ereignisse hat also bestätigt, dass FERC nach einem Jahr Trump-Präsidentschaft, während der vier der fünf Commissioners neu ernannt wurden, ihre Unabhängigkeit vor der Exekutive in einem energiepolitisch sehr wichtigen Dossier vollständig behalten hat. In der Stellungnahme von FERC zur NOPR gibt es keine Anzeichen eines Verlustes ihrer Unabhängigkeit.

Ob diese Unabhängigkeit auch längerfristig bestehen wird, bleibt abzuwarten. Die bisherige Erfahrung sagt wenig darüber, wie die FERC auf politischen Druck des DoE reagieren würde, wenn dieser in Form von rechtlich und fachlich fundierten Vorschlägen ausgeübt würde. Commissioner Neil Chatterjee zeigte sich in der Debatte vor der endgültigen Entscheidung der FERC wie auch in seiner persönlichen Stellungnahme jedenfalls sehr offen für die Inhalte der NOPR (siehe Kapitel 1.3). Der seit Dezember 2017 amtierende FERC-Chairman Kevin McIntyre hielt sich bislang sehr bedeckt – auch er könnte sich noch als Unterstützer der von Secretary Perry und Präsident Trump anvisierten Energie- und Strommarktpolitik positionieren.

3 Literaturverzeichnis

Alle Quellen zuletzt abgerufen zwischen dem 10. und dem 31. Januar 2018.

American Progress 17.10.17: Electricity Customers in 31 States Could Foot the Bill for Perry's Coal Bailout. Luke Bassett. Abrufbar unter:

<https://www.americanprogress.org/issues/green/news/2017/10/17/440840/electricity-customers-30-states-foot-bill-perrys-coal-bailout/>

Bipartisan Policy Center 20.11.17: Hundreds Weigh in on FERC Grid Resiliency Pricing Proposal. Blair Beasley. Abrufbar unter: <https://bipartisanpolicy.org/blog/hundreds-weigh-in-on-ferc-grid-resiliency-pricing-proposal/>

Bloomberg 14.07.17: Renewable Energy Not a Threat to Grid, Draft of U.S. Study Finds. Catherine Traywick. Abrufbar unter: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-07-14/renewable-energy-not-a-threat-to-grid-draft-of-u-s-study-finds>

Brattle Group 2013: Finding the Balance Between Reliability and Cost: How Much Risk Should Consumers Bear? William Zarakas & Johannes Pfeifenberger. Abrufbar unter: http://files.brattle.com/files/6611_finding_the_balance_between_reliability_and_cost_zarakas_pfeifenberger_wcpssc_june_3_2013.pdf

Brattle Group 2017: Evaluation of the DOE's Proposed Grid Resiliency Pricing Rule. Als Anhang in: Joint Industry Comments Opposing the DoE Proposal. Grid Reliability and Resiliency Pricing. Abrufbar unter: http://www.acore.org/images/publications/ACORE_JointIndustryComments_102017.pdf

Consentec & r2b 2015: Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung. Abrufbar unter: http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2015/03/versorgungssicherheit_in_deutschland_und_seinen_nachbarlaendern.pdf

Daily Caller 23.11.17: A National Effort Is Underway To Prop Up Nuclear Plants. Here's What It All Means. Michael Bastasch. Abrufbar unter: <http://dailycaller.com/2017/11/23/a-national-effort-is-underway-to-prop-up-nuclear-plants-heres-what-it-all-means/>

DoE (Department of Energy) 1977: Organization Act. Abrufbar unter: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/10/f38/DOE%20Organization%20Act%20in%20U.S.C..pdf>

DoE 2017a: Staff Report to the Secretary on Electricity Markets and Reliability. Abrufbar unter: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/08/f36/Staff%20Report%20on%20Electricity%20Markets%20and%20Reliability_0.pdf

DoE 2017b: Grid Resiliency Pricing Rule. Notice of Proposed Rulemaking. Abrufbar unter: <https://energy.gov/sites/prod/files/2017/09/f37/Notice%20of%20Proposed%20Rulemaking%20.pdf>

DoE 2017c: Quadrennial Energy Review (QER). Abrufbar unter: <https://energy.gov/sites/prod/files/2017/02/f34/Quadrennial%20Energy%20Review--Second%20Installment%20%28Full%20Report%29.pdf>

DoE 2018: Department of Energy Responds to FERC Decision on Proposed Rule. Abrufbar unter: <https://energy.gov/articles/department-energy-responds-ferc-decision-proposed-rule>

E&E News 02.11.17: Chatterjee requires legally defensible action on DoE rule. Rod Kuckro. Abrufbar unter: <https://www.eenews.net/stories/1060065381>

E&E News 14.11.2017: DOE's resilience proposal: The looming legal assault, by Ellen Gilmer. Abrufbar unter: <https://www.eenews.net/stories/1060066373>

Electric Light & Power 25.08.17: Entities respond to DoE report on electricity markets, reliability. Corina Rivera Linares. Abrufbar unter: <http://www.elp.com/articles/2017/08/entities-respond-to-doe-report-on-electricity-markets-reliability.html>

Electric Power Research Institute (EPRI) 2013. Enhancing Distribution Resiliency: Opportunities for Applying Innovative Technologies. Abrufbar unter: <https://publicdownload.epri.com/PublicDownload.svc/product=000000000001026889/type=Product>

Energy Information Administration (EIA) 2018: Short-Term Energy Outlook 2018. Abrufbar unter: https://www.eia.gov/outlooks/steo/pdf/steo_full.pdf

Federal Register 10.10.17: Federal Register Vol. 82, No. 194. Abrufbar unter: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2017-10-10/pdf/2017-21396.pdf>

Federal Register 16.10.17: Federal Register Vol. 82, No 198. Abrufbar unter: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2017-10-16/pdf/2017-22215.pdf>

FERC (Federal Energy Regulatory Commission) 04.10.17: Grid Reliability and Resilience Pricing. Abrufbar unter: <https://www.ferc.gov/media/headlines/2017/2017-3/10-04-17.pdf>

FERC 07.12.17: Letter to Rick Perry: Request for a 30-day Extension to the Time Limit Established in the Secretary's Notice of Proposed Rulemaking Dated September 28, 2017. Abrufbar unter: <https://www.ferc.gov/DOE-letter.pdf>

FERC 2018: Order terminating rulemaking procedure, initiating new proceeding and establishing additional procedures. Abrufbar unter: <https://www.ferc.gov/CalendarFiles/20180108161614-RM18-1-000.pdf>

FirstEnergy 23.10.17: Comments of FirstEnergy Service Company et al. in support of the Grid Reliability and Resilience Pricing Notice of Proposed Rulemaking. Abrufbar unter: <https://elibrary.ferc.gov/idmws/common/OpenNat.asp?fileID=14720893>

Former FERC Commissioners 19.10.17: Comments of the Bipartisan Former FERC Commissioners. Abrufbar unter: <https://elibrary.ferc.gov/idmws/common/OpenNat.asp?fileID=14715039>

FPA (Federal Power Act) 2012: U.S. Code Title 16, Chapter 12, Subchapter II, § 824e(a). Power of Commission to fix rates and charges; determination of cost of production or transmission. Abrufbar unter: <https://www.law.cornell.edu/uscode/text/16/824e>

Frontline 10.01.18: A Coal Executive's "Action Plan" For Trump Is Made Public. Nicole Einbinder. Abrufbar unter: https://www.pbs.org/wgbh/frontline/article/a-coal-executives-action-plan-for-trump-is-made-public/?utm_source=FBPAGE&utm_medium=social&utm_term=20180110&utm_content=1277439647&linkId=46821918

GTM 23.10.17: DOE's Grid Reliability Study Is a Rorschach Test for the Future of Electricity. Stephen Lacey & Julia Pyper. Abrufbar unter: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/the-energy-departments-grid-study-is-a-rorschach-test-for-the-future-of-the#gs.EgS8qoo>

Hall, K.L. 2013: Out of Sight, Out of Mind 2012. Prepared for: Edison Electric Institute. Abrufbar unter:

<http://www.eei.org/issuesandpolicy/electricreliability/undergrounding/Documents/UndergroundReport.pdf>

Institute for Energy Economics and Financial Analyses (IEEFA) 2016: The Beginning of the End: Fundamental Changes in Energy Markets Are Undermining the Financial Viability of Coal-Fired Power Plants in Texas. David Schissel. Abrufbar unter: http://ieefa.org/wp-content/uploads/2016/09/The-Beginning-of-the-End_September-2016.pdf

ISO/RTO Council 2017: Grid Reliability and Resilience Pricing. Comments of the ISO/RTO Council. Abrufbar unter: <http://www.pjm.com/-/media/documents/other-fed-state/20171023-rm18-1.ashx>

Joint Industry 23.10.17: Joint Industry Comments Opposing the DoE Proposal. Grid Reliability and Resiliency Pricing. Attachment: The Brattle Group: Evaluation of the DOE's Proposed Grid Resiliency Pricing Rule. Abrufbar unter: http://www.acore.org/images/publications/ACORE_JointIndustryComments_102017.pdf

Joint Industry 07.11.17: Joint Industry Reply Comments Opposing the DoE Proposal. Grid Reliability and Resiliency Pricing. Abrufbar unter: <http://awea.files.cms-plus.com/JointIndustryReplyCommentsOpposingtheDOEProposal.pdf>

Midcontinent Independent System Operator (MISO) 2016: Planning Year 2017-2018 Loss of Load Expectation Study Report. Loss of Load Expectation Working Group. Abrufbar unter: <https://cdn.misoenergy.org/2017%20LOLE%20Study%20Report89292.pdf>

NARUC 23.10.2017: Grid Reliability and Resilience Pricing, Comments of the National Association of Regulatory Utility Commissioners. Abrufbar unter: <https://pubs.naruc.org/pub/EEC82D6A-EF04-0780-E261-B6FE6B349EFF>

National Academies of Science, Engineering, Medicine (NAP) 2017: Enhancing the Resilience of the Nation's Electricity System. Abrufbar unter: <https://www.nap.edu/download/24836>

NBC 27.01.17: Trump appears to push contradictory gas and coal boosting plans. Ben Popken. Abrufbar unter: <https://www.nbcnews.com/business/economy/trump-appears-push-contradictory-gas-coal-boosting-plans-n712646>

North American Electric Reliability Corporation (NERC) 2014: Polar Vortex Review 2014. Abrufbar unter: http://www.nerc.com/pa/rrm/January%202014%20Polar%20Vortex%20Review/Polar_Vortex_Review_29_Sept_2014_Final.pdf

NERC 2017a: Synopsis of NERC Reliability Assessments. The Changing Resource Mix and the Impacts of Conventional Generation Retirements. Abrufbar unter: https://www.eenews.net/assets/2017/10/03/document_ew_01.pdf

NERC 2017b: Long-Term Reliability Assessment 2017. Abrufbar unter: http://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_LTRA_12132017_Final.pdf

NERC 23.10.17: Comments of the North American Electric Reliability Corporation in response to Notice of Proposed Rulemaking. Abrufbar unter: <http://www.nerc.com/FilingsOrders/us/NERC%20Filings%20to%20FERC%20DL/Comments%20of%20NERC%20re%20Proposed%20Grid%20Reliability%20and%20Resilience%20Pricing.pdf>

NERC 2018: Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards. Updated January 2, 2018. Abrufbar unter: http://www.nerc.com/pa/stand/glossary%20of%20terms/glossary_of_terms.pdf

NYT 20.08.11: As Governor, Perry Backed Wind, Gas and Coal. Kate Galbraith. Abrufbar unter: <http://www.nytimes.com/2011/08/21/us/21tenergy.html>

NYT 26.05.16: Donald Trump's Energy Plan: More Fossil Fuels and Fewer Rules. Ashley Parker and Coral Davenport. Abrufbar unter: <https://www.nytimes.com/2016/05/27/us/politics/donald-trump-global-warming-energy-policy.html>

NYT 09.12.16: Transition questionnaire alarms Energy Department employees. Abrufbar unter: <https://www.nytimes.com/interactive/2016/12/09/us/politics/document-Trump-Transition-Questionnaire-Energy-Dept.html>

NYT 13.12.16: Rick Perry, Ex-Governor of Texas, Is Trump's Pick as Energy Secretary. Coral Davenport. Abrufbar unter: <https://www.nytimes.com/2016/12/13/us/politics/rick-perry-energy-secretary-trump.html?mtrref=www.google.de&mtrref=www.nytimes.com&gwh=FD754FCF489B51557630F5350E338EB5&gwt=pay>

NYT 18.01.17: ‚Learning Curve‘ as Rick Perry Pursues a Job He Initially Misunderstood. Coral Davenport & David E. Sanger. Abrufbar unter: <https://www.nytimes.com/2017/01/18/us/politics/rick-perry-energy-secretary-donald-trump.html?mtrref=www.google.de&gwh=CFA91E54AAC215150873331F3C643B60&gwt=pay>

PJM 2014: PJM Manual 35: Definitions and Acronyms. Abrufbar unter: <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/archive/m35/m35v23-definitions-and-acronyms-04-11-2014.ashx>

PJM 23.10.17: Initial comments of PJM Interconnection, L.L.C. on the United States Department of Energy Proposed Rule. Abrufbar unter: <https://www.pjm.com/-/media/documents/ferc/filings/2017/20171023-rm-18-1-000.ashx>

Public Interest Organizations 23.10.17: Comments of public interest organizations. Grid Reliability and Resiliency Pricing. Abrufbar unter: <http://blogs.edf.org/energyexchange/files/2017/10/DOE-Comments-Final.pdf>

RAP/adelphi 2017: Überblick über die US-Strommärkte. Andreas Jahn & Raffaele Piria. Abrufbar unter: https://www.adelphi.de/de/system/files/mediathek/bilder/U%CC%88berblick%20u%CC%88ber%20die%20US%20Stromma%CC%88rkte%20-%20adelphi_RAP%202017.pdf

ReedSmith 03.10.17: DOE's Grid Resiliency Pricing Rule: Notice of Proposed Rulemaking. Abrufbar unter: <https://www.reedsmith.com/en/perspectives/2017/10/does-grid-resiliency-pricing-rule-notice-of-proposed-rulemaking>

ReedSmith 25.10.17: DOE's Grid Resiliency Notice of Proposed Rulemaking: Initial Comments. Abrufbar unter: <https://www.reedsmith.com/en/perspectives/2017/10/does-grid-resiliency-notice-of-proposed-rulemaking-initial-comments>

Regulatory Assistance Project (RAP) 2017: Regulatory Approaches to Grid Resiliency and Security. Janine Migden-Ostrander, David Littell & Riley Allen. Abrufbar unter: <http://www.raponline.org/wp-content/uploads/2017/01/rap-jmo-dl-ra-regulatory-approaches-grid-resiliency-security-2017-jan.pdf>

Rhodium Group 03.10.17.: The Real Electricity Reliability Crisis. Trevor Houser & Peter Marsters. Verfügbar unter: <http://rhg.com/notes/the-real-electricity-reliability-crisis>

Secretary of Energy 14.04.17: Memorandum to the Chief of Staff. Study examining electricity markets and reliability. Abrufbar unter: https://s3.amazonaws.com/dive_static/paychek/energy_memo.pdf

- Shearman & Sterling 31.10.17: Initial Comments on DOE's Proposed Grid Resiliency Rule Rails Issues and Draw Battle Lines Before FERC. Abrufbar unter: <http://www.shearman.com/Perspectives/2017/10/Initial-Comments-on-DOEs-Proposed-Grid-Resiliency-Rule-Raise-Issues>
- SNL 24.05.16: Coal CEO backs Trump, but warns against promising mines' return. Taylor Kuykendall. Abrufbar unter: <https://www.snl.com/InteractiveX/Article.aspx?cid=A-36599665-10278>
- The Hill 09.07.17: Rick Perry went looking to bail out coal and came back empty. Susan Tierney. Abrufbar unter: <http://thehill.com/blogs/pundits-blog/energy-environment/349665-rick-perry-went-looking-for-a-reason-to-bailout-coal>
- Time 12.08.16: Why Trump's Promise to Save the Coal Industry Does More Damage Than Good. Justin Worland. Abrufbar unter: <http://time.com/4447586/trump-coal-industry-energy/>
- Time 14.11.16: Donald Trump says he'll bring back coal. Here's why he can't. Justin Worland. Abrufbar unter: <http://time.com/4570070/donald-trump-coal-jobs/>
- Utility Dive 05.10.17: Powelson: FERC 'will not destroy the marketplace' in DOE cost recovery rulemaking. Gavin Bade. Abrufbar unter: <https://www.utilitydive.com/news/powelson-ferc-will-not-destroy-the-marketplace-in-doe-cost-recovery-rule/506577/>
- Utility Dive 15.11.17: Exclusive: Chatterjee details interim plan to save coal, nuclear plants. Gavin Bade. Abrufbar unter: <https://www.utilitydive.com/news/exclusive-chatterjee-details-interim-plan-to-save-coal-nuclear-plants/511044/>
- Washington Examiner 09.11.17: FERC chairman proposes 'interim' plan to keep coal and nuclear power plants 'afloat'. Josh Siegel. Abrufbar unter: <http://www.washingtonexaminer.com/ferc-chairman-proposes-interim-plan-to-keep-coal-and-nuclear-power-plants-afloat/article/2640243>
- Washington Examiner 10.08.17: Trump restores GOP chairmanship at FERC. John Siciliano. Abrufbar unter: <http://www.washingtonexaminer.com/trump-restores-gop-chairmanship-at-ferc/article/2631168>