

Laufzeitverlängerung für Gasverzicht in der Stromversorgung? Oder brauchen wir ein neues Marktdesign?

Intensiv wird in der Politik die Frage der Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken diskutiert und von einigen mit der Vorstellung verbunden, dadurch die Stromversorgung durch Gaskraftwerke entbehrlich zu machen.

Kernkraftwerke könnten zwar tatsächlich sehr viel flexibler als derzeit betrieben werden. Dennoch werden Gaskraftwerke zur Stromerzeugung nicht entbehrlich werden, denn

1. sind insbesondere Gasturbinen um einen Faktor vier schneller regelbar als Kernkraftwerke und damit für schnelle Regelaufgaben unverzichtbar,
2. Ist zum Ausgleich zwischen Stromangebot und Nachfrage aufgrund der volatilen Einspeisung von Strom durch Sonne und Wind der notwendige „Hub“ deutlich größer als das, was die drei Kernkraftwerke in Deutschland maximal erbringen könnten,
3. entscheidend ist, dass der größte Teil der Gaskraftwerke in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben wird und diese Anlagen nicht durch einen Weiterbetrieb der Kernkraftwerke ersetzt werden können.

Dennoch könnte man Gas in der Stromerzeugung einsparen. Das derzeitige Marktdesign ist verantwortlich dafür, dass derzeit mehr Gas als unbedingt erforderlich zur Stromerzeugung eingesetzt wird. Daraus lassen sich einige Schlussfolgerungen ziehen: So könnte man einen „Redispatch 2“ ins Spiel bringen, um den Kraftwerkseinsatz anders zu regeln und Gas einzusparen. Außerdem sollte der Mechanismus der Preisbildung an den Strombörsen kritisch betrachtet werden. Daraus lassen sich Eckpunkte für ein künftiges Marktdesign der Stromversorgung in einer dekarbonisierten Welt ableiten: ein Kapazitätsmarkt für die Erneuerbaren Energien und die Nachfrageflexibilisierung könnte etabliert werden, während die „fossile Welt“ zunehmend der Reserve und Netzstabilisierung dient und ins regulierte Geschäft verlagert wird. Damit lassen sich Marktunsicherheiten einerseits und Übergewinne bei einzelnen Erzeugungstechnologien andererseits verhindern. So kann Strom künftig nicht nur umweltfreundlich und versorgungssicher, sondern auch preiswert erzeugt werden.

In wenigen Wochen wird das Ergebnis des „Stresstest 2“ vorliegen und politisch entschieden sein, ob die zum 31. Dezember 2022 gesetzlich begrenzte Laufzeit der Kernkraftwerke in Deutschland nochmals verlängert wird. Diskutiert wird ein „Streckbetrieb“, in dem die verfügbare Energie in den Brennstäben durch Leistungsminderung der Kernkraftwerke bis Jahresende „gestreckt“ wird, was wenige Monate zusätzlichen Betriebs der drei verbliebenen Kernkraftwerke über den Winter 2022/2023 ermöglicht. Diskutiert wird aber auch, doch noch einmal Brennstäbe für ein bis drei Kernkraftwerke zu beschaffen, um auch für Eventualitäten im Winter 2023/2024 gerüstet zu sein.

Gute und schlechte Gründe für eine mögliche Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke

Es gibt eine Reihe möglicher guter Gründe, den Zeitrahmen für ein Ende der Kernenergienutzung in Deutschland doch noch einmal zu strecken. Zum Beispiel:

- Wenn es sich erweisen sollte, dass die Versorgungssicherheit in Deutschland aufgrund mangelhafter Gasverfügbarkeit für die Verstromung nicht gewährleistet sein sollte.
- Wenn die Versorgungssicherheit in Frankreich aufgrund der dort vielfach defekten Kernkraftwerke anders nicht gewährleistet werden kann.
- Wenn die Wasserkraftnutzung in Norditalien aufgrund der derzeitigen Trockenheit so eingeschränkt ist, dass daraus Probleme mit der Versorgungssicherheit in Italien entstehen.
- Oder wenn aufgrund des mangelhaften Leitungsbaus in Deutschland zwischen dem Norden und dem Süden plötzlich auftretende Netzengpässe nicht durch Redispatch (also den regulatorischen Einsatz von Kraftwerken außerhalb der Marktordnung) beseitigt werden können. Das kann passieren, wenn die Gaskraftwerke in Süddeutschland durch fehlendes Gas nicht verfügbar sind und Kraftwerke in Italien, Österreich oder Frankreich aus den vorgenannten Gründen nicht ausreichend Strom nach Deutschland liefern können.

Gäbe es nur mögliche gute Gründe für eine befristete Laufzeitverlängerung, könnte man darüber in Ruhe debattieren und zu einem abgewogenen Ergebnis kommen. Das wird aber erschwert dadurch, dass es auch eine Reihe ausgesprochen schlechter Gründe gibt, mit denen eine Laufzeitverlängerung beschworen wird.

Dazu gehören die Stimmen derjenigen, die Energiewende offen oder verdeckt ablehnen und die nichts sehnlicher als einen Vorwand suchen, um das „Aus“ des „Aus“ zu besiegeln. Politisch bedeutsam sind diese Stimmen nicht (mehr). Deswegen muss man sich daran auch nicht abarbeiten. Zu diesem Kreis gehören auch die Stimmen, die auf neue Reaktorkonzepte setzen, die entweder hochradioaktiven Abfall bisheriger Brennelemente oder vergleichsweise unkritisches Thorium statt Uran nutzen. Ohne hier ins Detail gehen zu wollen: alle diese Konzepte sind so unausgereift und die technologischen Herausforderungen so immens, dass man darauf keinen Pfifferling setzen sollte. Auch daran muss man sich nicht abarbeiten.

Relevanter sind die Stimmen derer, die die Laufzeitverlängerung als politisches Tauschmittel verlangen. Solche Deals sind durchaus wirkmächtig, manchmal in der Politik auch unumgänglich, treffen aber selten einen rationalen Kern.

Auch der Vorschlag, die Laufzeit der Kernkraftwerke durch Streckbetrieb und gegebenenfalls neue Brennstäbe zu verlängern, um damit im Gegenzug die Verstromung von Erdgas in der derzeitigen Knappheitssituation vollständig zu beenden, gehört in die Kategorie der schlechten Gründe für eine Laufzeitverlängerung. Das mag überraschend sein und soll daher im Folgenden begründet werden.

Kosten und Managementaufwand einer Laufzeitverlängerung

Zunächst muss man konstatieren, dass ein Streckbetrieb bis Ende des Jahres und ein weiterer Betrieb im nächsten Jahr nicht nur enorme Kosten, sondern auch eine erhebliche Zunahme an Komplexität verursachen würde (soweit dadurch die insgesamt erzeugte Strommenge nicht zunimmt). Die erwartbare Stromproduktion aus den Kernkraftwerken ist längst verkauft, wie man erfahren kann, wenn man sich bei Kraftwerksbetreibern umhört. Das ist auch höchst rational, denn warum sollten die Betreiber der Kernkraftwerke in der gesetzlich festgelegten Restlaufzeit nicht möglichst viel Strom unter Beachtung der Sicherheitsauflagen produzieren? Längst ist auch die Fahrweise der Kernkraftwerke darauf abgestellt und der Abbrand der Brennelemente so gesteuert, dass bei planmäßigem Betrieb am Jahresende nicht mehr viel nutzbarer Kernbrennstoff übrig ist. Wenn in den kommenden Wochen also die Leistung der Kernreaktoren außerplanmäßig heruntergefahren und weniger Strom produziert wird, um diese Produktion auf den Anfang des kommenden Jahres zu verschieben, dann muss die bereits verkaufte, größere Strommenge für den Herbst dieses Jahres auf dem Spotmarkt – dem Markt für kurzfristig an- und verkaufte Strommengen – nachgekauft werden – zu horrenden Kosten.

Umgekehrt erlöst eine Stromproduktion aus den Kernkraftwerken zu Anfang des kommenden Jahres möglicherweise weniger Geld, weil die Strombörsen die planmäßige Abschaltung der Kernkraftwerke längst eingepreist haben und ein vergrößertes Angebot für einen Preisrückgang an den Börsen sorgen könnte. Hinzu kommt weiterer Aufwand: die Personalpolitik der Kraftwerksbetreiber ist längst darauf ausgerichtet, dass ab dem 1. Januar 2023 kein Leistungsbetrieb mehr stattfindet, nach und nach die Systeme in den Anlagen heruntergefahren werden und der Rückbau beginnt. Das heißt: die dafür erforderlichen Mitarbeiter*innen übernehmen andere Aufgaben, andere gehen, auch vorzeitig, in den Ruhestand, Arbeitsverträge wurden gekündigt oder verändert. Auf der anderen Seite sind längst Verträge mit den Spezialunternehmen abgeschlossen worden, die Demontage ist längst minutiös geplant und behördlich genehmigt. Natürlich kann man all dies noch stoppen, rückabwickeln und neu planen, aber: zu höheren Kosten, mit vielfältigen Umplanungen und zusätzlich erforderlichem Management, dessen Kapazitäten dann an anderer Stelle fehlen.

Diese Extra-Aufwände entstehen zu lassen, nur um die Logik eines politischen Tauschhandels zu bedienen, ist ziemlich irrational – bezahlt werden muss es am Ende aus dem Steueraufkommen, oder von den Stromverbraucher*innen in Haushalten, Gewerbe und Industrie. Dieser zusätzliche Aufwand ist nur dann vertretbar, wenn damit größeres Ungemach verhindert werden kann – wenn also der kommende Stresstest zu entsprechenden Ergebnissen kommt.

Anders sieht das ökonomische Kalkül der Kraftwerksbetreiber selbstverständlich aus, wenn bei einer Laufzeitverlängerung im kommenden Jahr im Saldo zusätzliche Strommengen erzeugt werden können. Zumindest beim Kraftwerk Isar 2 ist das wohl in nennenswertem Umfang der Fall.

Wie flexibel sind Kernkraftwerke – theoretisch und praktisch?

Weil die erwartbare Stromproduktion aus den Kernkraftwerken längst verkauft ist, werden die Kernkraftwerke auch so gleichmäßig und voll ausgelastet wie möglich betrieben. Natürlich ist auch ein Lastfolgebetrieb möglich, also eine periodische Senkung und Steigerung der Leistung entsprechend dem Stromangebot und der Nachfrage. Kernkraftwerke sind in Deutschland übrigens bereits seit den sechziger Jahren – wenn auch aus anderen Gründen – für einen Lastfolgebetrieb ausgelegt und können ihn technisch und genehmigungsrechtlich in weitem Umfang ausführen. Das gilt zumindest für den Leistungsbereich von 60 % bis 100 %. Ein schneller Lastwechsel setzt eine entsprechende Instrumentierung der Kraftwerke voraus, wie sie in Deutschland – anders als in anderen Ländern – seit jeher konstruktiv berücksichtigt worden ist¹. Die Betreiber gehen davon aus, dass die schnelle Regelbarkeit sogar im Leistungsbereich von 40 % bis 100 % ohne wesentliche Abstriche bei der Lebensdauer möglich ist.

Jens Spahn, Bundestagsabgeordneter und CDU-Präsidiumsmitglied, ist sogar der Auffassung, dass Kernkraftwerke „auch Spitzenlast abdecken“ können, wie er es in der Talkshow von Anne Will am 17. Juli 2022 dargelegt hat². Christian Dürr, der Fraktionsvorsitzende der FDP-Bundestagsfraktion, hat gefordert: „Kein Kubikmeter Gas sollte mehr verstromt werden“³.

¹ Holger Ludwig et al., „Lastwechselfähigkeiten deutscher KKW“, Sonderdruck aus Jahrgang 55 (2010), Heft 8/9 (August/September), Internationale Zeitschrift für Kernenergie, im Internet unter https://web.archive.org/web/20150710131359/http://de.areva.com/mini-home/liblocal/docs/Fach-aufs%C3%A4tze/2010/atw2010_09_waas_lastwechselfaehigkeiten_kkw.pdf

² Das vollständige Zitat ab Minute 56:50 lautet: „Kernkraftwerke, weil ich das immer wieder lese, können natürlich flexibel hoch- und runtergefahren werden. Sie können auch Spitzenlast abdecken. Das machen sie in Deutschland nicht, weil sie als Grundlast, also immer im Vollbetrieb genutzt werden. Aber technisch geht das.“

³ das Dürr-Zitat wurde ebenfalls in der Anne-Will-Sendung am 17. Juli eingeblendet (ab Minute 52:00)

Zur Bewertung dieser Aussagen und Forderungen soll zunächst ein Blick auf die Zahlen geworfen und die verschiedenen Kraftwerkstypen miteinander verglichen werden⁴. Zunächst soll der Leistungsgradient betrachtet werden, der beschreibt, wie schnell ein Kraftwerk seine Leistung herunter- oder hochfahren kann. Das kann man in Prozent der installierten Nettoleistung ausdrücken, wenn man verschiedene Technologien im Vergleich betrachtet, oder in absoluten Größen, wenn man ein konkretes Kraftwerk betrachtet.

Leistungsgradient von Kraftwerkstypen

Kraftwerkstyp	Leistungsgradient [%/min]
Gaskraftwerk	20
GuD-Kraftwerk	6
Kernkraftwerk	5
Steinkohlekraftwerk	4
Braunkohlekraftwerk	3

Tatsächlich sind Kernkraftwerke technisch schneller regelbar, als dies gemeinhin in der öffentlichen Debatte argumentiert wird. Vor allem sind sie deutlich schneller regelbar als Steinkohle- und insbesondere Braunkohlekraftwerke. Aber: Gas- und Dampfkraftwerke sind geringfügig schneller, und Gaskraftwerke, die mit Gasturbinen und -motoren betrieben werden, sind rund vier Mal schneller zu regeln. Es gibt also durchaus ernsthafte technische Gründe, Gaskraftwerke den Kernkraftwerken bei der Spitzenlastregelung vorzuziehen, weil sie einfach deutlich schneller sind. Das wird jedoch der geringste Anteil am auch künftig erforderlichen Gasverbrauch für die Stromerzeugung sein.

Dazu kommen ökonomische Gründe, warum ein technisch möglicher Lastfolgebetrieb nur selten durchgeführt wurde und durchgeführt werden wird: es ist schlicht teurer, ein Kernkraftwerk für die Spitzenlastregelung heranzuziehen, als ein Gaskraftwerk. In der gegenwärtigen Situation ist es ökonomisch völlig unattraktiv, die Kernkraftwerke einem Lastwechsel auszusetzen, wenn es irgend vermeidbar ist.

Können schnell regelbare Kernkraftwerke in Deutschland theoretisch den Spitzenlastbedarf abdecken?

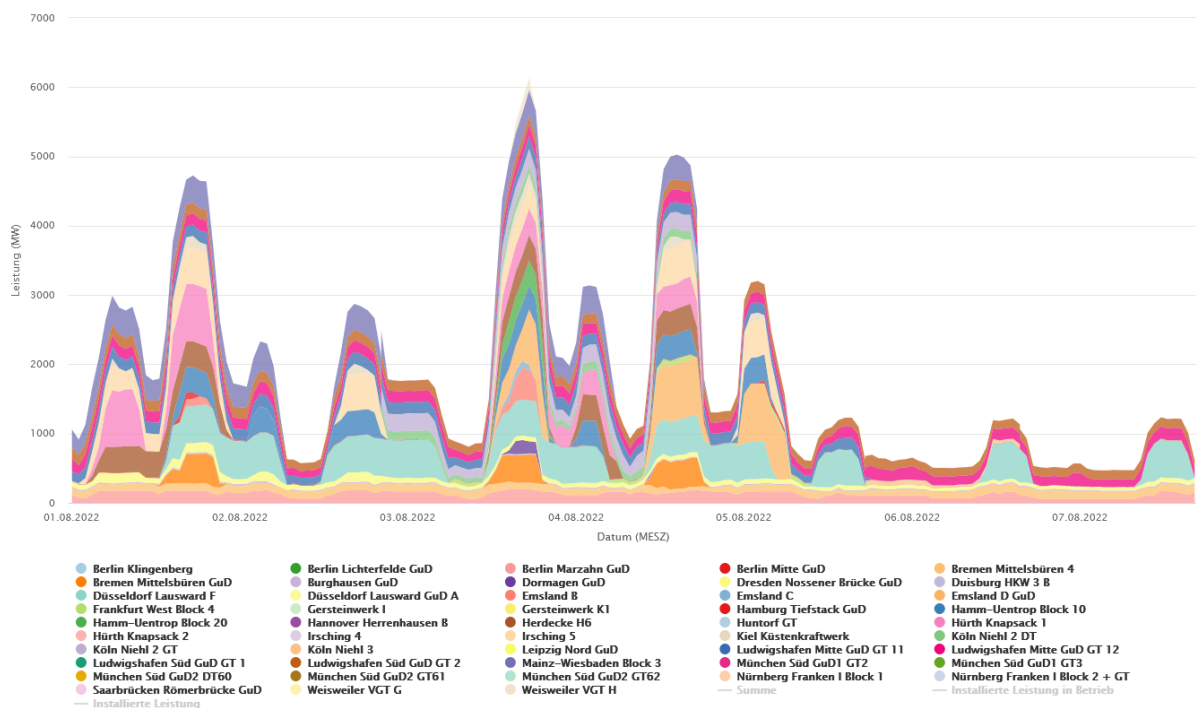
Ist der Leistungshub, den Kernkraftwerke ausüben können, ausreichend groß, um den Spitzenlastbedarf zu decken? Die drei verbliebenen Kernkraftwerke in Deutschland haben eine installierte Leistung von 4066 MW. Bei einem Leistungshub von 40 % stünden also 1625 MW zur Verfügung, um die wechselnde Stromnachfrage und das schwankende Angebot in Ausgleich zu bringen. Bei einem Leistungshub von 60 % wären es gar rund 2.450 MW. Aber reicht das aus?

Die Bundesnetzagentur hat eine Kraftwerksliste veröffentlicht, in der alle (Gas-)Kraftwerke mit einer Leistung größer 1 MW aufgeführt sind⁵. Das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme unterhält

⁴ <https://de.wikipedia.org/wiki/Lastfolgebetrieb>. Für Kernkraftwerke ist eine große Spanne angegeben. Der In der Tabelle wiedergegebene Wert von 5 % entspricht einem mittleren Wert und einem Leistungsgradienten von 65MW/min, wie er in dem Wikipedia-Artikel ebenfalls dargelegt ist und auch in der Veröffentlichung in Fußnote 2.

⁵ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html

eine Webseite, auf der der tatsächliche Einsatz der verschiedenen größeren Kraftwerke (>100 MW) dokumentiert, grafisch aufbereitet und stets aktuell gehalten wird. Ein Blick auf das Chart der Netto-Stromerzeugung aus Gas in der 31. Kalenderwoche 2022 (1. bis 7. August)⁶ zeigt, dass allein in jener Woche enorme Hübe aufgetreten sind, die beispielsweise am 3. August zwischen 15:00h und 22:00h eine Differenz von 5.257,3 MW ausmachten. Völlig aussichtslos, eine solche Leistungsschwankung allein mit den Kernkraftwerken auszugleichen! Diese hätten allenfalls knapp die Hälfte des erforderlichen Leistungshubs stemmen können, wenn man die ökonomischen Argumente zunächst außer Acht lässt.



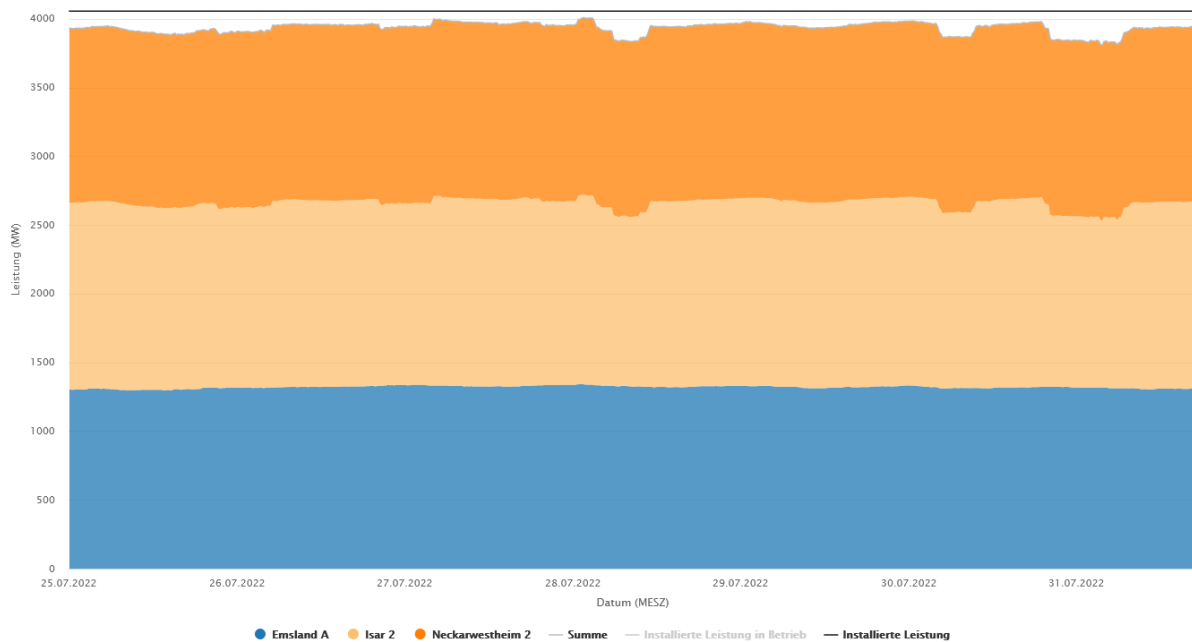
Das heißt: der Traum, auf Gas in der Stromerzeugung verzichten zu können, wenn man nur die Kernkraftwerke am Netz belässt, erweist sich schon mit dem Blick auf diese Fakten schnell als unrealistisch.

Wie wenig die Kernkraftwerke tatsächlich in der 31. Kalenderwoche 2022 zum Ausgleich zwischen Stromangebot und -nachfrage beitragen haben, offenbart das folgende Bild⁷. Der erste Blick zeigt bereits, dass das Kraftwerk Emsland A seine Leistung so gut wie nicht moduliert hat. Das Kraftwerk Neckarwestheim 2 ist ebenfalls fast die gesamte Zeit nahezu in Vollast gefahren worden, lediglich am 4. August war die Leistung zwischen 15:15h und 19:15h von vorher 1258,6 MW auf 1015,1 MW reduziert, es fand also eine Modulation um rund 245 MW statt. Das ist etwa ein Drittel dessen, was dieses Kraftwerk an Leistungsänderung erbringen kann. Lediglich das Kraftwerk Isar 2 hat in dieser Woche seine Leistung sechs Mal für kurze Zeit und in ähnlich geringem Umfang wie Neckarwestheim heruntergefahren. Natürlich gibt es auch Wochen mit ausgeprägterem Leistungshub bei den

⁶ https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?l=de&c=DE&stacking=stacked_abolute_area&source=fossil_gas_unit&interval=week&week=31

⁷ https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?l=de&c=DE&stacking=stacked_abolute_area&source=nuclear_unit_eex&interval=week&week=31&year=2022&legendItems=111110

Kernkraftwerken. Es fehlt jedoch der ökonomische Grund für die Anlagenbetreiber, die Kernkraftwerke anders als im Grundlastbetrieb einzusetzen, wenn immer es möglich ist. Das kann man hier schön beobachten.



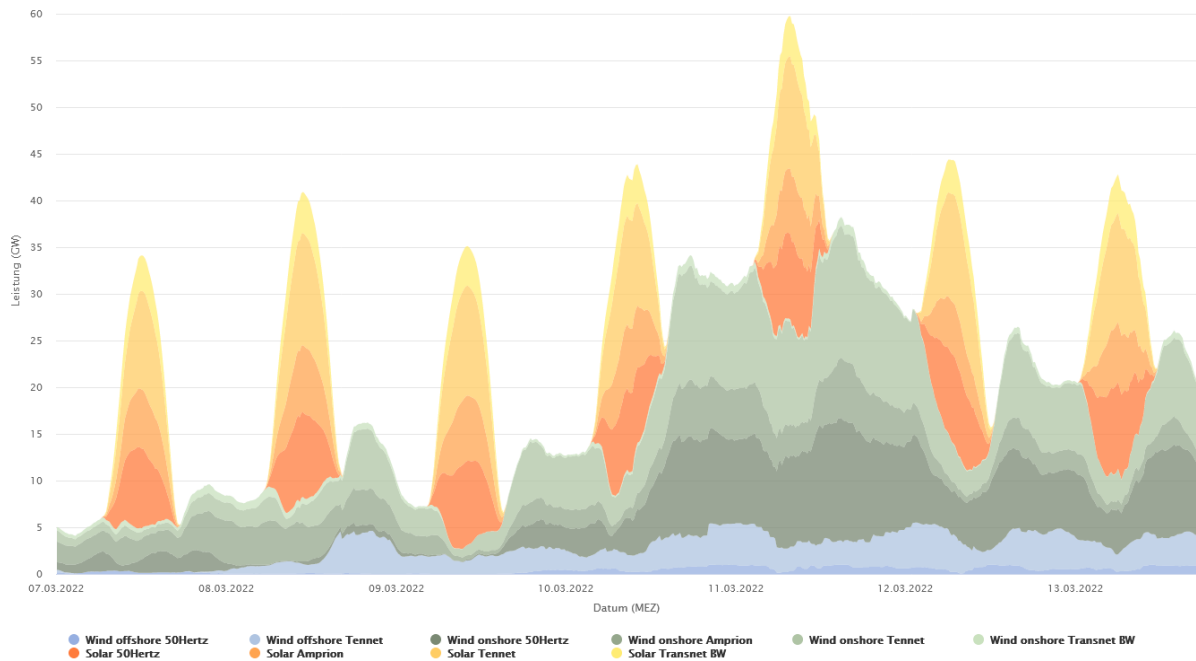
Ähnliche Zusammenhänge zeigen sich übrigens nicht nur im Sommer, sondern auch in den Wintermonaten. Schauen wir dazu exemplarisch die 10. Kalenderwoche 2022 vom 7. März bis 13. März an.

Fallbeispiel: 10. Kalenderwoche 2022

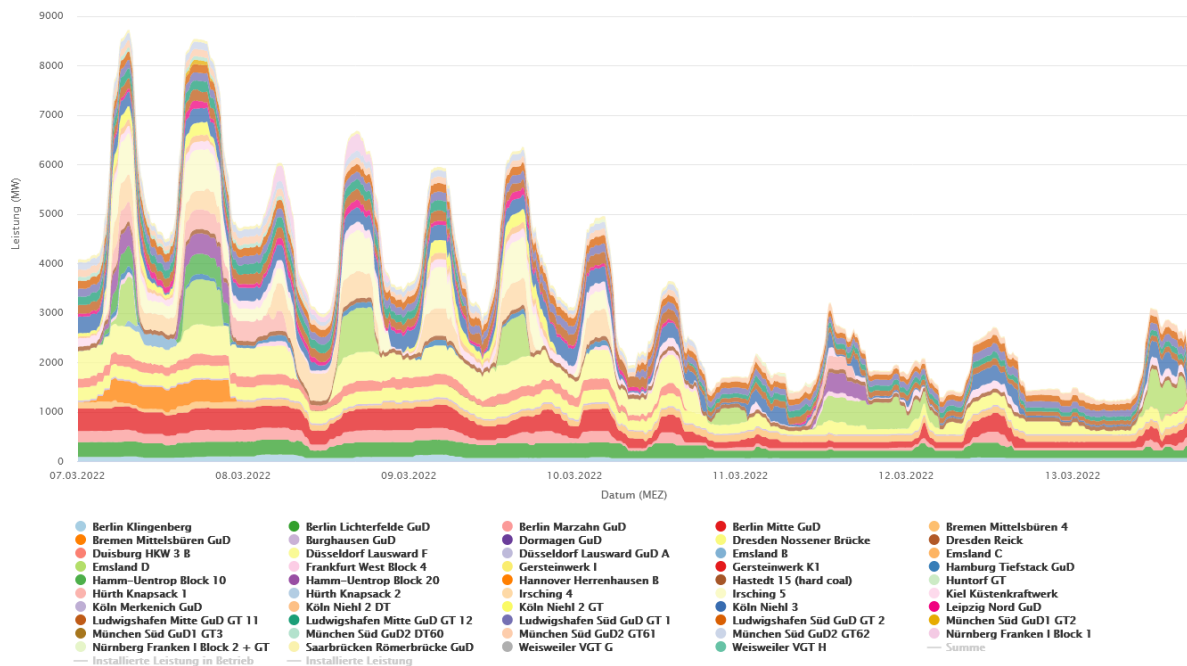
In dieser Woche – beginnend mit Tag 12 des Russland-Kriegs gegen die Ukraine; alle im Westen wussten oder ahnten, dass dies Rückwirkungen auf die Gasversorgung haben würde – gab es viel Sonnenschein sowie ein hohes Windaufkommen in der zweiten Wochenhälfte. Das zeigt das folgende Chart⁸.

Die Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen führt zu den bekannten, ausgeprägten Spitzen um die Mittagsstunden (gelb/orange), und das erhöhte Stromaufkommen aus Windenergie (grün: onshore, blau: offshore) in der zweiten Wochenhälfte ist ebenfalls nachzuverfolgen.

⁸ https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.html?l=de&c=DE&stacking=stacked_absolute_area&source=sw&interval=week&year=2022&week=10&legendItems=11000



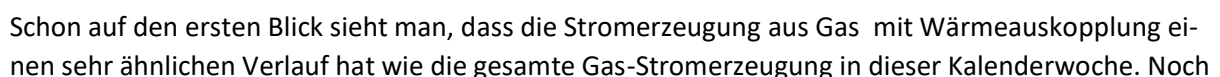
Darauf musste die konventionelle Erzeugung reagieren. Die Kernkraftwerke haben am 11.3. mittags ihre Leistung für einige Stunden um rund 800 MW reduziert, am 13.3. mittags wiederum um rund 600 MW. Die Braunkohlekraftwerke haben ihre Leistung am 11.3. mittags von rund 12.300 MW für einige Stunden um rund 5.000 MW, am 13.3. mittags sogar um rund 6.000 MW reduziert. Die Steinkohlekraftwerke hatten eine stärkere Leistungsschwankung: in der ersten Wochenhälfte betrug die Erzeugungsleistung rund 9.600 MW, in der zweiten Wochenhälfte sank sie um durchschnittlich 5.600 MW. Die Gaskraftwerke hingegen waren für die feine Austarierung zwischen Angebot und Nachfrage zuständig, wie das folgende Chart⁹ zeigt:



⁹ https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.html?l=de&c=DE&stacking=stacked_absolute_area&source=fossil_gas_unit_eex&interval=week&year=2022&week=10&legendItems=11000

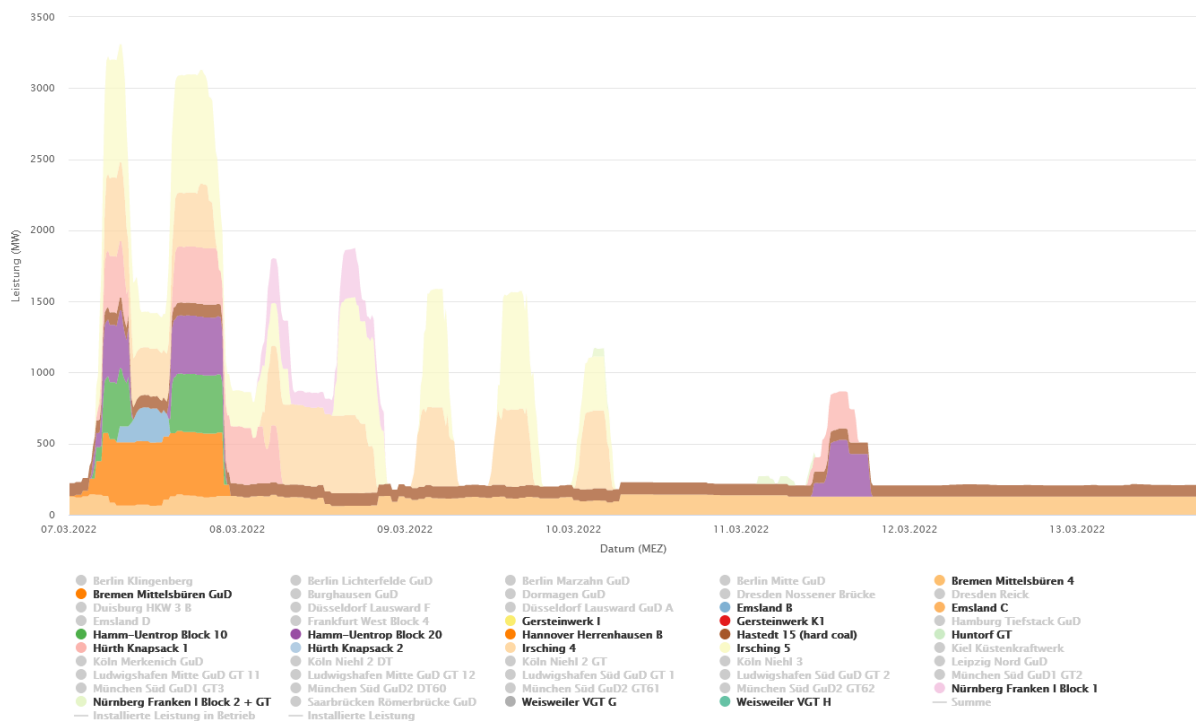
Denn ein großer Teil der Gaskraftwerke liefert nicht nur Strom, sondern auch Wärme für die Nah- und Fernwärmeversorgung. Die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur verzeichnet 710 Kraftwerke, die mit Erdgas betrieben werden und eine installierte Leistung von insgesamt 27.260 MW aufweisen. Die allermeisten davon sind Gaskraftwerke mit Wärmeauskopplung, nämlich 612, die eine Stromerzeugungsleistung von 15.375 MW haben. Lediglich 98 Gaskraftwerke haben keine Wärmeauskopplung, sie erzeugen Strom mit einer installierten Nettoleistung von 11.900 MW.

Zunächst wird beispielhaft für die 10. Kalenderwoche 2022 die Stromerzeugung der größeren Gaskraftwerke gezeigt, die neben Strom auch Wärme produzieren.



deutlicher wird das Bild, wenn man sich die Stromerzeugung der Gaskraftwerke ohne Wärmeauskopplung betrachtet.

Die Gaskraftwerke ohne Wärmeauskopplung haben vor allem in der ersten Wochenhälfte zum Angebots-/Nachfrageausgleich beigetragen, in der Spitze mit rund 3.300 MW. Die Gaskraftwerke mit Wärmeauskopplung haben hingegen in der Spitze am Wochenanfang rund 5.400 MW Strom erzeugt.



Das Bild wird dadurch etwas verzerrt, dass von den kleineren Anlagen keine zeitaufgelösten Erzeugungsdaten vorliegen. Wie mit einer Differenzbetrachtung der oben dargelegten Daten zu berechnen ist, gehören zu den kleineren Anlagen (< 100 MW) insgesamt 71 Kraftwerke ohne Wärmeauskopplung, die insgesamt 2.220 MW leisten, sowie 578 Anlagen mit Wärmeauskopplung, die insgesamt 8.762 MW leisten. Dazu gehören natürlich auch die vielen Blockheizkraftwerke.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass der allergrößte Anteil der Gaskraftwerke – zumindest im Winter – auch Wärme erzeugt. Aber auch in der sommerlichen Warmwasserversorgung spielt die gasbetriebene Kraft-Wärme-Kopplung eine wichtige Rolle. Daher verbieten sich mit Blick auf diese Zusammenhänge alle Überlegungen, die darauf gerichtet sind, den Einsatz von Gas in der Stromerzeugung zu verbieten.

Es gibt somit drei Gründe, auf Gas in der Stromerzeugung nicht zu verzichten: erstens sind Gasturbinen erforderlich, um in Zeiten sehr schneller Lastwechsel das Stromerzeugungssystem im Gleichgewicht zu behalten. Zum zweiten ist der Leistungshub der Kernkraftwerke keineswegs ausreichend, um die Sicherheit der Stromversorgung zu garantieren. Und drittens: Die Kernkraftwerke können keine Wärme auskoppeln, wie dies die vor allem gasbetriebene Kraft-Wärme-Kopplung leistet, von der ein großer Teil der Wärmeversorgung in Deutschland abhängt.

Gaseinsparung in der Stromversorgung auch ohne Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken?

Kann nicht ein Teil des heute eingesetzten Gases in der Stromerzeugung, wo keine Wärmeauskoppelung stattfindet (mangels technischer Auskopplungsmöglichkeit oder weil es saisonal keine Wärmenachfrage gibt) nicht durch andere thermischen Kraftwerke ersetzt werden? Das wird nicht in allen Situationen möglich sein., Gaskraftwerke sind dort unentbehrlich, wo es auf ihre – gegenüber den anderen thermischen Kraftwerken – vier bis sechs Mal höhere Leistungsänderungsgeschwindigkeit ankommt. Das dürfte aber nur für einen Bruchteil des Erdgaseinsatzes in der Stromerzeugung zutreffen.

Jedoch können auch Stein- und Braunkohlekraftwerke weitaus stärker im Lastwechselbetrieb operieren, als dies – marktgetrieben – derzeit der Fall ist. Das wird möglicherweise, zumindest bei den Braunkohlekraftwerken, zu einem größeren Anlagenverschleiß führen und auch zu verringerten Wirkungsgraden im Teillastbetrieb. Da aber die Lebensdauer der Kohlekraftwerke aus Klimaschutzgründen ohnehin begrenzt und diese Maßnahme befristet nur solange erforderlich ist, bis die derzeitige Gasmangellage ausgestanden ist, wäre dies verschmerzbar.

Marktdesign neu denken!

Wie können wir erreichen, dass in stärkerem Umfang Kohlekraftwerke den Ausgleich zwischen Stromangebot und -nachfrage übernehmen und Gas überall dort eingespart wird, wo es aus den bereits genannten Gründen entbehrlich ist? Die bestehenden Knappheiten und der hohe Gaspreis führen nicht dazu, dass dies marktgetrieben stattfindet!

Daher sollte – analog zum Redispatch, des regulatorischen Eingriffs in den Energiemarkt aus Gründen der Netzstabilität – auch ein „Redispatch 2“ eingeführt werden. Also ein regulatorischer Eingriff in den Energiemarkt zur Stabilisierung der Gasversorgung insgesamt, indem unnötiger Gaseinsatz in der Stromerzeugung unterbunden wird.

Das ist erst ein Teil des notwendigen Reformbedarfs beim Marktdesign. Ebenso muss der Preisbildungsmechanismus an den Strombörsen betrachtet werden.

Heute bildet sich der Strompreis an der Börse durch die Staffellung der Gebote nach den kurzfristigen Erzeugungskosten. Die kurzfristigen Erzeugungskosten (Grenzkosten) entsprechen im Wesentlichen den Brennstoffkosten sowie den laufenden Betriebskosten. Kosten für die Abschreibung der Anlage und Verzinsung des eingesetzten Kapitals sind darin nicht enthalten. Das Gebot, das als letztes den Zuschlag erhält, um den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu befriedigen, setzt den Preis für alle anderen Bieter. So kann das letzte in der Auktion berücksichtigte Kraftwerk gerade noch seine Brennstoff- und laufenden Betriebskosten einspielen. Die anderen Kraftwerke, die den gleichen Preis erhalten, jedoch geringere Betriebskosten haben, können aus der Differenz die Kapitalkosten bedienen und das eingesetzte Kapital verzinsen. Fast immer sind es Gaskraftwerke, die den Preis setzen, weil Gas als Brennstoff für die Stromerzeugung in der Regel am teuersten ist. Dafür sind deren Investitionskosten relativ geringer. Soweit die Theorie und die Praxis, wie sie in der Vergangenheit stattgefunden hat. Eine Vergangenheit, in der zu Beginn der Marktliberalisierung ab 1998 erhebliche Überkapazitäten bei der Stromerzeugung vorhanden waren, die die Kosten der Stromversorgung unnötig aufgebläht hatten. Für diese Zeit war der oben geschilderte Preisbildungsmechanismus auch völlig angemessen und hat dazu geführt, unwirtschaftliche Erzeugungsanlagen aus dem Markt zu drängen. Neue Kapazitäten sind insbesondere durch die Erneuerbaren Energien entstanden, die mit dem EEG gefördert wurden. Eine Art Kapazitätsmarkt, der nicht nur den erheblichen Ausbau, sondern auch eine scharfe Kostendegression bei der Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik hervorbracht hat.

In der derzeitigen Situation,

- in der wir Kernenergie und in den kommenden Jahren auch Kohlekraftwerke aus Gründen der Sicherheit und des Klimaschutzes mit ordnungspolitischen Mitteln abschalten wollen,
- in der die Stromversorgung in vielen Regionen Europas gefährdet ist und wir solidarisch zusammenstehen wollen und müssen,
- in der wir mit dem Krieg in der Ukraine und der dadurch ausgelösten Störung der Gasversorgung konfrontiert sind,

führt die bisher übliche Preisbildung an den Strombörsen zu abenteuerlichen Ergebnissen und zu dem klaren Befund, dass wir den Strompreis nicht allein dem bisherigen Marktdesign überlassen können.

Ein Strompreis von 511,60 Euro/MWh, wie er am 17. August 2022 als Schlusspreis für Grundlaststrom im Jahr 2023 notiert wurde, hat wenig mit fundamentalen Daten zu tun. Insbesondere ist er kein Ausdruck der aktuellen Gaskrise, weil Grundlaststrom (über alle 8760 Stunden eines Jahres) nun mal nicht von Gaskraftwerken erzeugt wird. Auch der an den Rohstoffbörsen stark gestiegene Preis für Steinkohle (Verachtfachung gegenüber August 2019, nahezu Verdreifachung gegenüber August 2021) dürfte kaum ausreichen, solch exorbitante Strompreise zu erzeugen (mal beiseite gelassen, dass auch Steinkohle kaum in der Grundlast Strom erzeugt). Bei einem Wirkungsgrad der Kohleverstromung von 33 % bedeutet dies, dass der Preisanteil der Steinkohle, die am 17. August 2022 rund 355 Euro/t gekostet hat, im Strompreis lediglich 132 Euro/MWh betragen dürfte. Das ist sehr viel, aber immer noch viel weniger als die gut 511 Euro/MWh, die am selben Tag für die Stromlieferung im Folgejahr aufgerufen wurden. Im aktuellen Strompreis sind offenbar erhebliche Risikozuschläge enthalten, die Ausdruck der derzeitigen politischen Unsicherheit sind. Diese Unsicherheit ist schon vor dem Ausbruch des Kriegs in der Ukraine entstanden.

In einer solch unsicheren Situation wird deutlich, dass derart hohe Börsenstrompreise für exorbitante Überrenditen bei den Stromerzeugungstechnologien sorgen, die nicht von Handelsverwerfungen betroffen sind. Das sind Strom aus Kernenergie (Brennelemente sind vorhanden und müssen nicht mehr nachbeschafft werden) und Braunkohle (heimischer Energieträger, der an Ort und Stelle und ohne weitere Handelswege verstromt wird), aber auch aus Wind und Photovoltaik, soweit diese Anlagen zu Marktkonditionen (und nicht über das EEG) vergütet werden.

Kurz: nicht von der Krise betroffene Stromerzeugungsarten erhalten derzeit erhebliche Überrenditen, die weder den Kosten noch dem Risiko angemessen sind und zu erheblichen ökonomischen Verwerfungen führen.

Das Modell des „Energy Only Markts“, das mit oben dargestellter Preisbildung arbeitet, zeigt in der derzeitigen Situation sein gesamtes Systemversagen. Vor rund 10 Jahren wurde zwischen Bund und Ländern intensiv diskutiert, wie der Energiemarkt der Zukunft konstituiert werden sollte. Der damalige Bundeswirtschaftsminister und weit mehrheitlich die Länderminister haben – über alle Farben hinweg – dafür plädiert, den „Energy Only Markt“ als Leitbild zu belassen. Preisspitzen sollten ausreichend sein, um die Investitionsbereitschaft in benötigte neue Technologien und den Umbau des Energiesystems zu flexibler Produktion zu ermöglichen. Jetzt, da erstmalig tatsächlich Preisspitzen auftreten, rufen diejenigen am vehementesten nach Ausgleich und Kompensation, die seinerzeit das Lied vom „Energy Only Markt“ am lautesten gesungen haben. Schon damals wurde der Einwand vorgebracht, dass sozial schwächere oder im Wettbewerb stehende Kundengruppen diese Preisspitzen kaum würden aushalten können. Somit würde die Politik gezwungen sein, die Wirkung der Preisspitzen durch Ausgleichsmaßnahmen zu nivellieren. Diesen Einwand wollte seinerzeit niemand hören und reflektieren. Genau diese Situation tritt jetzt ein.

Mit Blick nach vorne sollten wir überlegen, wie wir aus der Preiskrise aufgrund einer dysfunktionalen Marktverfassung herauskommen.

In einer Energiewelt ohne Erdgas, Öl und Kohle, nur mit Wind, Wasser und Sonne, sind die kurzfristigen Grenzkosten nahe Null (es gibt ja keine Brennstoffkosten mehr!). Damit aber können die Kapitalkosten der Anlagen keinesfalls verdient werden. Das herkömmliche Marktdesign würde auch ohne Krise in der dekarbonisierten Welt sofort zu Marktversagen führen. Es führt daher kein Weg an der Einführung von Kapazitätsmärkten vorbei, bei denen die Kapitalkosten der benötigten Erzeugungsanlagen über Ausschreibungen ermittelt werden, um so einen kosteneffizienten Ausbau der Stromerzeugung zu erreichen. Aber auch die Nachfrageflexibilisierung kann z.B. über Ausschreibungen marktmäßig organisiert werden, also der Einsatz von Wärmepumpen, die Ladecharakteristik von Elektroautos und andere Möglichkeiten des Lastmanagements. So können Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und Nachfrageflexibilisierung marktmäßig und zukunftsfest organisiert werden.

Natürlich sind hier viele Fragen offen, weil z.B. die Mengensteuerung in einem solchen System keineswegs trivial ist.

Alle „alten“, fossilen Stromerzeugungstechnologien dienen dann dem Übergang in die dekarbonisierte Welt und werden zunehmend nur noch als Reservekraftwerke und Backup-Systeme gebraucht. Sie können umso schneller zurückgefahren werden, wie es gelingt, die Erneuerbaren Energien beschleunigt auszubauen und die Flexibilisierung der Stromnachfrage gut zu organisieren. Vielleicht müssen diese Backup-Systeme gelegentlich, wie wir es gerade jetzt erleben, aus dem „Winterschlaf“, in den sie vorher versetzt wurden, wieder erweckt werden, wenn es Rückschläge gibt – aber die Richtung ist vorgezeichnet.

Die alten Stromerzeugungstechnologien werden noch auf viele Jahre hinweg wichtig sein, um die Versorgungssicherheit und Netzstabilität zu gewährleisten. Sie können jedoch heute schon dort verortet werden, wo auch das Netz als „natürliches Monopol“ verortet ist – im regulierten Geschäft. Dann werden die Preise reguliert und die notwendigen Kosten erstattet, plus einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Zuschläge aufgrund von Unsicherheiten im Markt wird es dann nicht mehr geben, weil es keine Unsicherheiten mehr gibt. Denn alle effizienten Kosten, die die letzte benötigte Kilowattstunde verursacht, werden garantiert erstattet, was auch immer kommen möge.

Ein solches System würde uns also auch künftig nicht vor partiell hohen Strompreisen zum Beispiel bei der Verstromung von Gas schützen. Es würde aber zuverlässig verhindern, dass im Gefolge hoher Kosten für die Stromerzeugung der „letzten Kilowattstunde“ alle anderen Erzeugungsquellen undifferenziert die gleichen hohen Kostenerstattungen erhalten und daraus Übergewinne entstehen. In der Summe aller erzeugten Kilowattstunden würde der Strompreis auf ein kostenreguliertes Niveau, soweit die Netzstabilisierung adressiert ist, sowie ein marktkonformes Niveau, soweit die Erzeugung und das flexible Nachfragemanagement betroffen sind, zurückgeführt werden.

Übrigens werden zukünftig auch neue Technologien, die der Netzstabilität dienen, sinnvollerweise dem regulierten Geschäft zugeordnet. Das betrifft zum Beispiel Backup-Kraftwerke, die auch in der dekarbonisierten Welt nötig sind und z.B. mit Wasserstoff betrieben werden.

Das ist die Herausforderung, die wir strategisch angehen müssen, und nicht die rückwärtsgewandte Frage der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke, wenn es dafür nicht wirklich triftigste Gründe gibt. Stattdessen müssen wir daran arbeiten, den Energiemarkt wieder funktional zu machen und auch zukunftsfest, damit Strom umweltfreundlich und versorgungssicher, aber auch wieder bezahlbar erzeugt werden kann.