

#18

TRANSPARENT

Ein Newsletter von TransnetBW  
Ausgabe 01/2023



NACH  
DEM WINTER  
IST VOR  
DEM WINTER



DREHSCHIBE STROM

Welche Schlüsse lassen sich für die Zukunft ziehen?

STIMMFREQUENZ

Wichtige Vorarbeiten für ein sicheres Stromnetz – heute und in Zukunft.

AKTUELLES

Die Strompreisbremse ist da, obwohl der Weg dorthin steinig war.

LANGE LEITUNG

Mit der Bedarfsanalyse in den Winter 2023/2024 blicken.

/ EDITORIAL	GRUSSWORT	03
/ DREHSCHIEBE STROM	Europäische Initiativen und nationale Anstrengungen WINTER 2022/2023: RÜCKBLICK UND AUSSICHTEN	04
/ STIMMFREQUENZ	Vorarbeiten für ein sicheres Stromnetz DIE WERKZEUGBAUER DER SYSTEMFÜHRUNG	08
/ HÖCHSTSPANNEND	Was steckt dahinter? ENTWICKLUNG DER NETZENTGELTE	12
/ AKTUELLES	Vom Gesetz zur Umsetzung DIE MÖGLICHMACHER DER STROMPREISBREMSE	14
	Tempo für die System- und Versorgungssicherheit gefragt MIT DEM NEUBAU-VORSCHUSS ZU KRAFTWERKEN VOR 2030	16
/ LANGE LEITUNG	Mit der Bedarfsanalyse in den Winter 2023/2024 blicken AUF DIE VORBEREITUNG KOMMT ES AN	18
/ ZAHLEN, DATEN, FAKTEN (ZDF)	Gut zu wissen ZAHLEN AUS DER WELT VON TRANSNET BW ZU DEN AKTUELLEN UND KÜNFTIGEN KRAFTWERKSKAPAZITÄTEN	20

*„...wir müssen sicherstellen, dass die notwendigen Werkzeuge, die wir für die Beherrschung angespannter Situationen benötigen, auch vorhanden sind. Und wo alte Werkzeuge nicht mehr einsatzfähig sind, müssen neue her.“*

– Dr. Werner Götz, Vorsitzender der Geschäftsführung



#### Liebe Leserinnen und Leser,

nach dem Spiel ist vor dem Spiel. Oder nach dem Winter ist vor dem Winter. Diese Analogie frei nach Sepp Herberger sei mir in zweierlei Hinsicht gestattet: einerseits, um etwas erleichtert auf den letzten Winter zurückzublicken. Der russische Angriff auf die Ukraine hat uns letztes Jahr eindringlich vorgeführt, wie abhängig wir vom russischen Gas geworden sind. Und dadurch natürlich die Sorge ausgelöst, welche Auswirkungen das Ausbleiben desselbigen auf unser Energiesystem haben wird. Die Übertragungsnetzbetreiber haben mit Hilfe der Sonderanalysen im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums frühzeitig versucht, sich auf möglichst viele Szenarien vorzubereiten. Unter anderem wurden deshalb die drei noch verbleibenden Kernkraftwerke in den Streckbetrieb überführt. Zum Glück hat sich aber der Winter als verhältnismäßig warm und wenig streng herausgestellt. Silvester in kurzen

Hosen, zumindest tagsüber, bleibt uns sicherlich in Erinnerung.

Andererseits stellt sich die Frage, was diese Erkenntnis für den kommenden Winter bedeutet. Sicherlich ist es noch zu früh, dazu endgültige Aussagen zu treffen. Das Wetter ist ohnehin nicht vorhersehbar und die Vielzahl der Parameter, die einen Einfluss auf die Versorgungssicherheit in Europa haben, ist noch nicht bewertbar, so zum Beispiel die Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke. Trotzdem sind wir unserem gesetzlichen Auftrag nachgekommen und haben mit den Bedarfsanalysen eine erste Grundlage für die Vorbereitung auf den Winter 2023/2024 geschaffen.

Mit diesen Untersuchungen beginnt für viele Kolleginnen und Kollegen aber erst die richtige Arbeit. Denn wir müssen sicherstellen, dass die notwendigen Werkzeuge, die wir für die Beherrschung ange-

spannter Situationen benötigen, auch vorhanden sind. Und wo alte Werkzeuge nicht mehr einsatzfähig sind, müssen neue her. Welche das sind, was TransnetBW dabei tun muss, warum wir optimistisch und wer die Köpfe dahinter sind – all das erwartet Sie auf den kommenden Seiten. Sicher endet unser Planungshorizont nicht schon beim kommenden Winter – aber das nächste Spiel ist bekanntlich das schwerste.

Mit freundlichen Grüßen  
Ihr Dr. Werner Götz

## Europäische Initiativen und nationale Anstrengungen

# WINTER 2022/2023: RÜCKBLICK UND AUSSICHTEN

Um die Energiekrise des vergangenen Jahres zu beherrschen, hat die Politik mehrere kurzfristige und zeitlich begrenzte Notmaßnahmen ergriffen. Doch welche dieser Maßnahmen sollten Einmalaktionen bleiben? Was sollte mit Blick auf die kommenden Winter verstetigt werden? Und was muss zusätzlich in Angriff genommen werden? Ein Resümee.

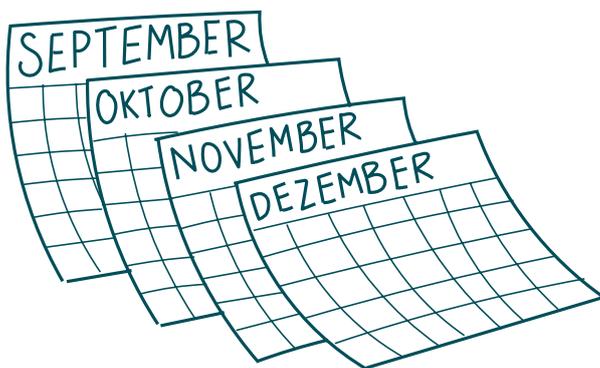
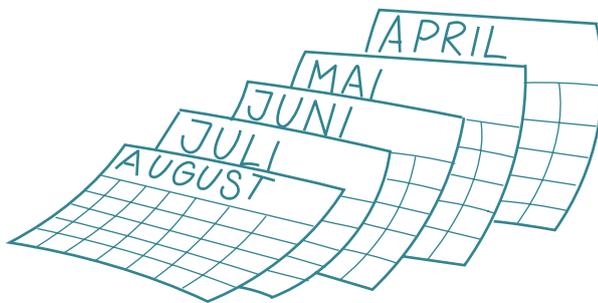
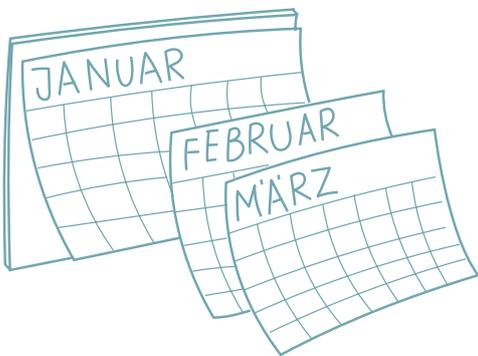
Die Entwicklung steigender Erdgaspreise ab Herbst 2021 führte in Kombination mit den Auswirkungen des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine zu enormen Turbulenzen auf dem europäischen Strommarkt. Zusätzlich verschärften sich ab dem Spätsommer 2022 die Stromversorgungsprobleme mit einem Hitze- und Dürresommer in Europa, der weniger Strom aus Wasserkraft und Engpässe bei der Kohleversorgung zur Folge hatte. Für ein ausführliches Interview zum Themenkomplex Kohleversorgung und Redispatch siehe Rubrik [Stimmfrequenz](#). Zusätzlich war ein großer Teil der französischen Kernkraftwerke für Wartungen und Reparaturen außer Betrieb. Infolgedessen kam es sowohl zu nie dagewesenen Preisspitzen als auch zu einer länger andauernden Phase hoher Preise an der Strombörse. Einen Höhepunkt stellte der 3. April 2022 dar, an dem der Preis für eine Megawattstunde Strom am Day-Ahead-Markt erstmals das Limit von 3.000 € erreichte, laut Bericht [Versorgungssicherheit Strom](#).

### Gemeinsame europäische Kraftanstrengungen

In vielzähligen Sondersitzungen der Energieministerinnen und -minister in Brüssel wurde mit der EU-Kommission im Rekordtakt eine Reihe von befristeten Notfall-Verordnungen verabschiedet. Diese dienen dazu, kurzfristig einerseits die Energiewende voranzubringen (wie der schnellere Ausbau der Erneuerbaren, die Vereinfachung von Genehmigungsverfahren und die Lockerung staatlicher Beihilferegelungen) und andererseits Privathaushalte und Unternehmen vor der Wucht hoher Energiepreise zu schützen. Für die deutsche Strompreisbremse auf einen Blick siehe Rubrik [Aktuelles](#).

Die kurzfristige Beschaffung von Ersatz für das nun nicht mehr verfügbare russische Gas war enorm herausfordernd. Gefragt war hier das Kernprinzip der EU: Solidarität. Um einen Überbietungswettbewerb zwischen den Ländern zu vermeiden, schlug die Präsidentin der EU-Kommission von der Leyen im Herbst eine Plattform zur gemeinschaftlichen

Gasbeschaffung vor. Da sich die Umsetzung schwierig gestaltete, wurde eine Reihe von bilateralen Vereinbarungen geschlossen. So zum Beispiel zwischen Deutschland und Frankreich: Da sich Frankreich 2022 erstmals vom Nettostromexporteur zum -importeur entwickelt hatte, wurde zum Ausgleich der Stromlücke vereinbart, dass Deutschland Stromexporte Richtung Frankreich ausweitet und Frankreich im Gegenzug Gas liefert. Lange diskutiert wurde über einen europäischen Gaspreisdeckel, der schließlich in Form eines dynamischen Preisdeckels aufgesetzt wurde. Auch wenn dieser bislang nie aktiviert wurde, da sich der Gasmarkt zuletzt beruhigt hat, wird die Versorgungslage beim Gas auch 2023 angespannt bleiben. EU-Energiekommissarin Kadri Simson hat daher jüngst eine Verlängerung der Gasnotfallverordnung angekündigt. Damit wären die Länder über März



hinaus verpflichtet, Gas einzusparen, um auch für den nächsten Winter 2023/2024 mit gefüllten Speichern vorbereitet zu sein.

In der äußerst dynamischen Situation im Winter 2022/2023 waren besonders die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) als Systemverantwortliche gefragt. Eine enge Abstimmung in nationalen und europäischen Gremienrunden war unerlässlich. Die nationalen Sonderanalysen (medial als Stresstest bezeichnet) und auch die europäischen Analysen (Winter Outlook) der ÜNB zur Stromversorgungssituation waren trotz methodischer Unterschiede in ihren Ergebnissen konsistent: Die Versorgungslage ist angespannt, aber mit guter Vorbereitung und Strom- und Gaseinsparungen beherrschbar. Neben den milden Temperaturen hatte der sparsame Umgang mit Energie in ganz Europa entscheidenden Einfluss darauf, dass nie eine tatsächliche Energieknappheit eintrat.

Da auf das Glück nicht immer Verlass ist, schauen die ÜNB jährlich, wie es langfristig um den sicheren Netzbetrieb steht und welche Netzreserve notwendig ist, damit auch ein beschleunigter Kohleausstieg bis 2030 machbar ist (siehe Rubrik Lange Leitung).

### Deutschland: kurzfristige Maßnahmen und dauerhafte Wirkungen

Der langfristige Plan für den Umbau der Energieversorgung in Deutschland ist unabhängig von den krisenhaften Entwicklungen des vergangenen Jahres klar: schneller Ausbau der erneuerbaren Energien, um die Energieunabhängigkeit zu stärken, und beschleunigter Ausbau der Netze, um den Strom auch dorthin zu transportieren, wo er schwerpunktmäßig gebraucht wird.

Für den vergangenen Winter mussten jedoch vor allem Kurzfristmaßnahmen ergriffen werden. Im Rahmen der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz beauftragten Sonderanalysen zum Winter 2022/2023 hatten die ÜNB empfohlen, die drei verbliebenen deutschen Kernkraftwerke bis zum Frühjahr in den Streckbetrieb zu überführen, wie es die Bundesregierung dann auch beschloss. Ebenso wurde klar, dass dies allein nicht ausreichen würde, um die Systemsicherheit auf dem bestehenden Niveau zu gewährleisten. So wurden weitere Maßnahmen identifiziert und umgesetzt, die den bisherigen Spielraum erweiterten: Neben der Möglichkeit, Reservekraftwerke befristet wieder am Markt teilnehmen zu lassen und damit die Betriebsstunden zu erhöhen, wurden gesetzliche Grundlagen geschaffen, um Erzeugungsreserven breiter zu nutzen: Anlagen aus Netzreserve, Sicherheitsbereitschaft und Kapazitätsreserve, die eigentlich nur zu bestimmten, eng definierten Zwecken genutzt werden dürfen, konnten bei Bedarf umfassender eingesetzt werden. Ebenso wurde die geplante Stilllegung weiterer Kohlekraftwerke verschoben und es wurden zusätzliche Lagerkapazitäten für Kohle erschlossen.

Zudem wurde es den ÜNB ermöglicht, im vereinfachten Verfahren

Maßnahmen vorzuziehen, um die Netze höher auslasten zu können. So wurde der sogenannte witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (WAFB) umgesetzt. Indem die Auslastung der Leitungen an die spezifischen Wetterbedingungen vor Ort angepasst und damit temporär erhöht wurde, konnte mehr Strom über die Leitungen transportiert werden. Die Optimierung des Netzbetriebs durch höhere Auslastung, etwa mit der Umrüstung auf Hochtemperatur-Leitenseile, bietet weiteres kurz- und mittelfristiges Potenzial.

Zusätzlich wurde versucht, weitere Reservekraftwerke im Ausland unter Vertrag zu nehmen. Auch der Stromverbrauch geriet in den Blick. Für den Fall der Fälle wurden Verträge mit Großabnehmern geschlossen, damit diese in Zeiten knappen Stromangebots ihren Verbrauch drosseln. Ferner entwickelte TransnetBW die App StromGedacht, mit der Privathaushalte über absehbare Engpasssituationen informiert und motiviert werden sollen, ihren Stromverbrauch anzupassen und zeitlich zu verschieben.

### Lehren für den kommenden Winter

Im Ergebnis haben all diese Maßnahmen ebenso wie der Umstand, dass der Winter recht mild ausfiel und die schlimmsten Szenarien über einen massiven Importbedarf in Frankreich letztlich nicht Wirklichkeit wurden, dazu beigetragen, dass die Stromversorgung im Winter sichergestellt werden konnte. Stromabschaltungen, die mancherorts befürchtet worden waren, wurden nicht notwendig.

Was bedeutet das für den und die kommenden Winter? Dann werden die deutschen Kernkraftwerke endgültig nicht mehr zur Verfügung stehen. Ferner werden die französischen Kernkraftwerke ein weiteres Jahr älter sein, genauso wie die deutschen Kohlekraftwerke, und damit wartungsintensiver und reparaturanfälliger. Und während 2022 noch russisches Gas zur Befüllung der Speicher genutzt werden konnte, wird das für 2023 nicht mehr der Fall sein.

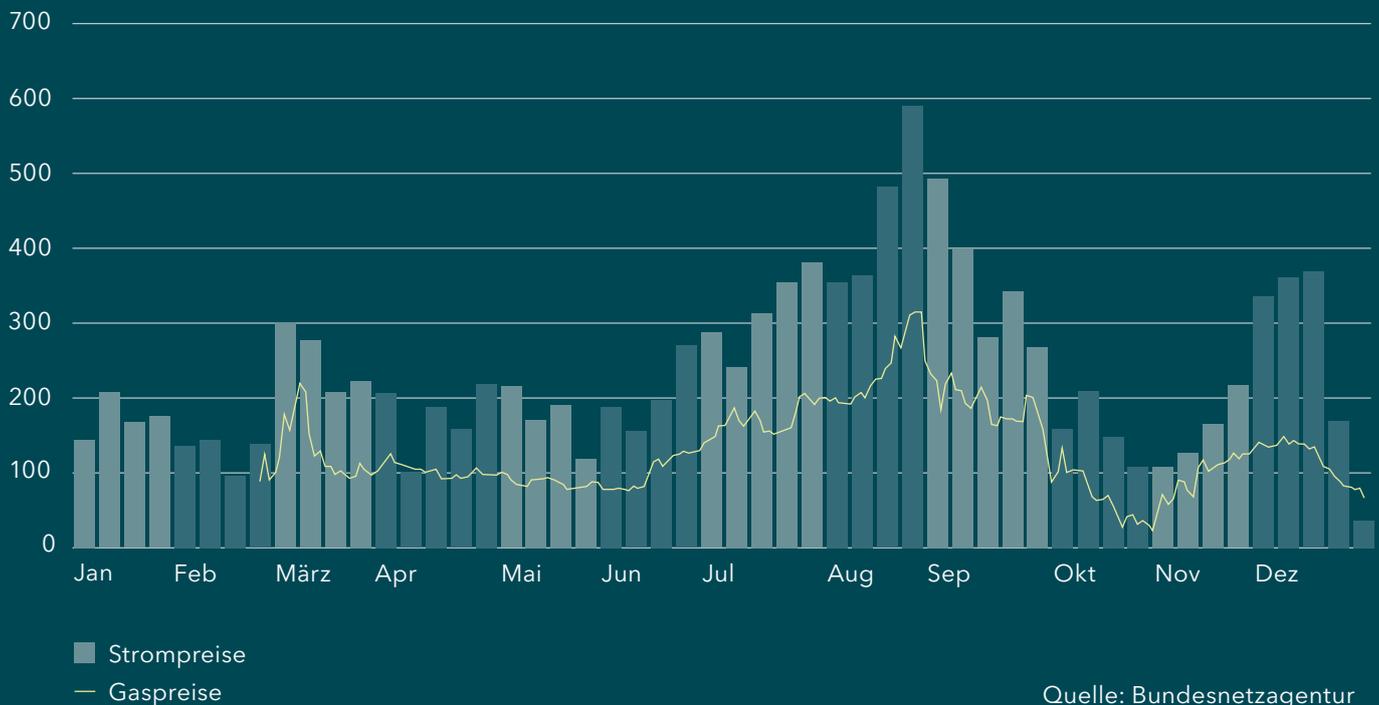
Entwarnung kann also für den Winter 2023/2024 nicht gegeben werden. Die Schlussfolgerung aus den bisherigen Erfahrungen muss also sein, die skizzierten Maßnahmen zu verstetigen und insbesondere die Potenziale von WAFB und breiterem Einsatz der Reservekraftwerke weiter zu nutzen.

Letzteres gilt auch für drei neue Anlagen, die im Laufe dieses Jahres zur Verfügung stehen sollen: die sogenannten besonderen netztechnischen Betriebsmittel. Diese werden zur Wiederherstellung der Netzstabilität bei Ausfall anderer Betriebsmittel vorgehalten. Und auch die Inbetriebnahme von Flüssigerdgas- bzw. LNG-Terminals sollte helfen, den Einsatz von Gaskraftwerken abzusichern. Dennoch wird es auch im kommenden Winter wichtig bleiben, sparsam mit Energie umzugehen, und zwar sowohl mit Gas als auch mit Strom.

### Lehren für die Zeit danach

Perspektivisch werden die vorhandenen Reserven schwinden, je näher der geplante endgültige Kohleausstieg 2030 rückt. Daher muss jetzt schnell vorgesorgt und Ersatz beschafft werden. Die Fertigstellung der Nord-Süd-Leitungen SuedLink und Ultratnet wird noch vor 2030 für Entlastung sorgen. Gleichzeitig muss aber auch der Wegfall steuerbarer Kraftwerksleistung kompensiert werden: Der Kohleausstieg ist beschlossen, ohnehin werden viele Kraftwerke auch altersbedingt in den nächsten Jahren vom Netz gehen. Wenn hierfür nicht schnell Ersatz geschaffen wird, gehen den ÜNB die Werkzeuge aus, um auf Knappheiten und Engpässe reagieren zu können. Dann drohen angespannte Versorgungslagen im Winter zum Dauerzustand zu werden. Das heißt: Es braucht neue Investitionsanreize, damit neue flexible Kraftwerke gebaut werden, denn das derzeitige Markt-

## WÖCHENTLICHE DURCHSCHNITTLICHE BÖRSENPREISE FÜR STROM 2022



system sorgt nicht für den notwendigen Neubau. TransnetBW hat vor diesem Hintergrund das Konzept des Neubau-Vorschusses erarbeitet (mehr dazu in der Rubrik [Aktuelles](#)).

Und schließlich müssen die Verbrauchenden ins Boot geholt werden. Wenn es gelingt, sie zu flexiblerem Verbrauch zu bewegen und die Nachfrage an das Angebot anzupassen, kann das für erhebliche Entlastung im System sorgen, ohne zu einem Komfortverlust zu führen. Dafür muss ihnen aber etwas geboten werden. Noch fehlen insbesondere für Privathaushalte die Anreize, sich flexibel und netzdienlich zu verhalten.

All das erfordert noch gewaltige gesellschaftliche und politische Anstrengungen. 2023 wird sich energiewirtschaftlich sowohl in Brüssel als auch in Berlin alles um die Fragen drehen: Soll das Strommarkt-Design

im Zieldreieck zwischen Anreizen für den Bau neuer gesicherter Leistung, moderaten Verbraucherpreisen und klimaneutralem Energiesystem angepasst werden? Und wie kann das erreicht werden? Vielleicht zeigt sich in der Rückschau, dass die angespannte Situation im Winter 2022/2023 letztlich zum entscheidenden Treiber für den Umbau der deutschen und europäischen Energieversorgung wurde – hin zu einem klimafreundlichen und resilienten System, das unabhängig von russischem Gas funktioniert.

/ Vanessa Bausch  
Florian Reuter

## Vorarbeiten für ein sicheres Stromnetz

# DIE WERKZEUGBAUER DER SYSTEMFÜHRUNG

Laura Wiedmann und Volker Dütsch arbeiten bei TransnetBW in der Abteilung „Nicht-Standardisierte Märkte und Produkte in der Netzwirtschaft“. Mit der Vorbereitung und Absicherung verschiedener Reservewerkzeuge leisten sie einen wichtigen Beitrag zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit.

I

### WAS IST REDISPATCH UND NETZRESERVE?



**Redispatch:** Überlastungen im Netz durch das Abregeln und Hochfahren von Anlagen vermeiden.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind für die Systemsicherheit im Stromnetz verantwortlich. Sie bekommen jeweils für den Folgetag von den Kraftwerksbetreibern Informationen zum geplanten Einsatz der Kraftwerke zur Verfügung gestellt. Auf dieser Basis führen die ÜNB Netzbelastungsrechnungen durch. Wenn eine Netzüberlastung droht, weisen sie die Kraftwerksbetreiber diesseits eines Netzengpasses präventiv an, die Erzeugung abzuregeln bzw. zu drosseln. Da folglich zu wenig Strom im Lastzentrum jenseits des Netzengpasses zur Verfügung steht, wird hier ein flexibles Kraftwerk angewiesen, Hochfahrleistung zur Verfügung zu stellen.

[TransnetBW erklärt: Wie funktioniert Redispatch?](#)

**Netzreserve:** Einsatz in besonderen Belastungssituationen, in denen die vorhandenen Marktkraftwerke den Redispatch-Bedarf nicht decken können. Es handelt sich dabei um Kraftwerke, die nicht mehr am Markt sind, aber aus Systemsicherheitsaspekten nicht komplett stillgelegt werden dürfen.

### In welchem Bereich arbeitet ihr? Was sind eure Aufgaben?

L. Wiedmann Wir implementieren, beschaffen und betreuen energiewirtschaftliche Produkte. Dazu zählen unter anderem die Netzreserve, Redispatch (siehe Infokasten links), Blindleistung und der Versorgungswiederaufbau. Wir klären mit der Bundesnetzagentur und mit Kraftwerksbetreibern alle relevanten Fragen.

V. Dütsch Wir sehen uns als „Werkzeugbauer“ für die Systemführung. Wenn die Kollegen und Kolleginnen „einen Knopf drücken“, um zum Beispiel die Netzreserve zu aktivieren, haben wir vorher alles geregelt: dass es Verträge mit den Kraftwerksbetreibern gibt, dass sich alles im regulatorischen Rahmen bewegt und dass die Kosten, die der Einsatz verursacht, refinanzierbar sind. Die Kollegen und Kolleginnen sollen sich ganz auf das System konzentrieren können.

### Was motiviert dich persönlich, Laura?

L. Wiedmann Ich betreue vor allem die Brennstoffversorgung, insbesondere bei Steinkohlekraftwerken. Persönlich motiviert mich unser Zielbild: Wir wollen hin zu einem 100 Prozent regenerativen und nachhaltigen Stromsystem. Wir begleiten den geplanten Kohleausstieg und merken zugleich, dass die Kohlelogistik und der Kraftwerkspark heute ihre eigenen Herausforderungen mit sich bringen. Das darf aber nicht zu Lasten der Systemsicherheit gehen und dafür muss die Kuh vom Eis!

Lasst mich ein Beispiel nennen: Wir hatten vergangenen Sommer lange Zeit wenig Wasser im Rhein. Gegen Ende des Sommers sank der Pegel von guten drei Metern immer weiter ab. Ab circa zwei Metern Wasserstand gibt es Einschränkungen beim Kohletransport.



*„Dieses Jahr hatten wir Glück – die Bedingungen waren ‚ÜNB-freundlich‘.“*

– Volker Dütsch

Um Gas infolge der Mangellage einzusparen, waren die Kohlekraftwerke jedoch stärker im Einsatz. Die Vorräte sind hier bei uns deshalb stark abgeschmolzen. In Abstimmung mit den Kraftwerksbetreibern wurde deswegen der Takt der Kohletransporte via Schiene erhöht. Außerdem wurden zusätzliche Kohlelager eingerichtet.

### **Ihr habt also eine aktive Rolle, um Kraftwerke für den Redispatch-Einsatz vorzubereiten?**

L. Wiedmann Auf den ersten Blick wirkt es ungewöhnlich, dass wir uns als Übertragungsnetzbetreiber mit dem Thema beschäftigen. Aber unsere gesetzliche Aufgabe der Systemsicherheit können wir nur gewährleisten, wenn auch die Versorgung der Kraftwerke gesichert ist. Das eine ist ohne das andere nicht möglich. Also haben auch wir als Netzbetreiber ein hohes Interesse an der Betriebsbereitschaft der Kraftwerke.

V. Dütsch Als Teil unseres Brennstoff-Absicherungskonzeptes halten wir als ÜNB deshalb immer etwas Kohle für Redispatch-Maßnahmen zurück, gerade weil wir in unserer Regelzone viel Hochfahrleistung für das Engpassmanagement in Deutschland bereitstellen.

In den vergangenen Jahren haben wir viele unterschiedliche Maßnahmen untersucht und ausprobiert. Die Erfahrung zeigt jedoch: Das einzig Sichere ist ein Haufen Kohle vor der Haustür! Deshalb haben wir die EnBW beauftragt, zusätzliche Lager einzurichten, um Kohle nur für Systemsicherheitsmaßnahmen vorrätig zu haben. Die Einrichtung zusätzlicher Lager treiben wir schon seit dem Jahr 2018 voran, durch die aktuelle Situation ist der Bedarf aber noch einmal angestiegen.

### **Der Sommer war also schwierig. Wie bewertet ihr den „Krisen-Winter“ mit der Gasmangellage?**

V. Dütsch Durch milde Temperaturen, die Kontrahierung von Leistung in Italien und der Schweiz und die gute Verfügbarkeit von Kraftwerken im In- und Ausland waren die Bedingungen glücklicherweise „ÜNB-freundlich“. Um Gas einzusparen, wurden teils Kohlekraftwerke aus der Netzreserve über das Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz zurück in den Markt geholt. Diesen Winter kam zum Glück auch das berühmte Adventswasser, also Regen vor Weihnachten, das im Dezember für etwas Entspannung bei den Pegeln und damit beim Kohletransport zu den Kraftwerken sorgte. Man kann sagen, wir hatten das Glück der Tüchtigen.

### **Wie seht ihr die nächsten Jahre? Wird es zur neuen Normalität, dass immer Eingriffe ins Netz notwendig werden, bis der Netzausbau weiter vorangeschritten ist?**

V. Dütsch Bis Ultranet und SuedLink in Betrieb genommen werden, bestehen diese Probleme weiterhin. Dieser Winter mit der angespannten geopolitischen Lage hat den Fokus stark auf Versorgungs- und System-sicherheit gelegt. Die Gasproblematik ist nicht vom Tisch. Deshalb kann unsere Vorbereitung wieder wichtig werden – wenn es wieder Probleme mit den Atomkraftwerken in Frankreich gibt, wenn wir zwei Wochen lang hohe Minusgrade sehen, wenig Photovoltaik- und wenig Winderzeugung haben und wir uns auf die konventionellen Kraftwerke verlassen müssen. Dann kann es „heiß“ werden.



### Volker Dütsch

Teamleiter „Produkte“ in der Abteilung „Produkte & Nicht-standardisierte Märkte“

Hinzu kommen angekündigte Stilllegungen von Kraftwerken, beispielsweise aufgrund Personalmangels. Eigentlich war die Netzreserve als Übergangsmodell für wenige Jahre gedacht. Die Kraftwerke Walheim und Marbach sind jetzt aber schon seit dem Jahr 2014 in der Reserve. Dabei wird die Systemrelevanz immer nur in Zweijahreszyklen festgestellt. So ist es schwierig für die Kraftwerksbetreiber, langfristig zu planen und Personal zu halten.

In Marbach werden zwei der drei Blöcke Ende dieses Jahres aus genehmigungsrechtlichen Gründen endgültig stillgelegt. Beim Steinkohlekraftwerk Heilbronn werden die zwei in der Netzreserve befindlichen Blöcke voraussichtlich in den nächsten zwei Jahren aus technischen Gründen stillgelegt und der im Markt befindliche Block Nr. 7 mit rund 780 Megawatt (MW) fällt durch Reparaturen bis Ende März 2024 aus.

Das zeigt, dass viele Kraftwerke alt sind, was die Gefahr von Ausfällen erhöht. Das würde Leistung im Süden weiter beschneiden und die Abhängigkeit vom Ausland weiter vergrößern.

### Welche Werkzeuge wünscht sich die Systemführung zur Lösung dieses Problems?

V. Dütsch Aus Gründen der Systemsicherheit benötigen wir vorübergehend bestehende Leistung in unserer Regelzone. Zudem brauchen wir einen zügigen Neubau sauberer und moderner Kraftwerke und einen regulatorischen Rahmen, der das Ganze ermöglicht. Momentan haben wir zudem viele Reserven mit unterschiedlichen gesetzlichen Verwendungszwecken. Das muss einfacher werden.

### Was sind eure Wünsche an die Politik?

L. Wiedmann Dass wir Lösungen umsetzen dürfen, die heute und morgen einen sicheren Systembetrieb ermöglichen. Die Anforderungen an das heutige und zukünftige Stromsystem unterscheiden sich, aber für beides brauchen wir ein offenes Ohr seitens der Politik und der Bundesnetzagentur, mit der wir auch die Refinanzierung der Lösungen verhandeln. Im Endeffekt profitieren wir alle von einem modernen und gut gepflegten Werkzeugkasten.

V. Dütsch Insgesamt müssen wir mit Entscheidungsprozessen vorausschauender werden, um jetzt die Voraussetzungen für ein stabiles Stromsystem der 2030er Jahre zu schaffen. Denn wenn der Netzausbau nicht so schnell vorankommt wie nötig, werden wir, auch im Hinblick auf neue Ausbauziele bei den erneuer-

*„Systemsicherheit können wir nur gewährleisten, wenn auch die Brennstoffversorgung der Kraftwerke gesichert ist. Das eine ist ohne das andere nicht möglich.“*

– Laura Wiedmann



**Laura Wiedmann**

Referentin für Sonderaufgaben im Team „Produkte“ in der Abteilung „Produkte & Nicht-standardisierte Märkte“

baren Energien, noch längere Zeit Redispatch-Bedarfe haben. Die Politik muss jetzt die Entscheidungen für die nächsten Jahre treffen. Denn aus unserer Sicht ist klar: Wir brauchen Reservewerkzeuge, wir brauchen langfristig Personal, um die Reserven halten zu können, und wir müssen die Logistikwege für die Brennstoffversorgung weiterbetreiben. Um Infrastrukturen aufrechtzuerhalten, muss Deutschland für weitere 10 bis 15 Jahre Geld in die Hand nehmen.

### **Momentan wird nicht in neue flexible Leistung investiert. Was muss getan werden, damit die Werkzeuge kommen?**

V. Dütsch Es braucht Anreize für Investitionen – wie zum Beispiel mit dem Neubau-Vorschuss, den TransnetBW vorschlägt. Er setzt notwendige lokale Anreize, sodass neue Kraftwerke dort gebaut werden, wo sie einen Beitrag zur Stabilität des Stromnetzes leisten. Wenn durch den Markt keine Anlagen gebaut werden, müssen Anreize geschaffen werden.

### **Vielen Dank für das Gespräch!**

/ Marina Schmid  
Thomas Hohnholz

Was steckt dahinter?

# ENTWICKLUNG DER NETZENTGELTE

Die Preise für Strom haben im vergangenen Jahr schwindelerregende Höhen erreicht. Grund hierfür sind Preissteigerungen an den Großhandelsplätzen der Strombörsen, unter anderem wegen gestiegener Kosten für Brennstoffe wie Kohle und Gas. Weniger bekannt hingegen ist, inwiefern die Netzentgelte hierzu beitragen.

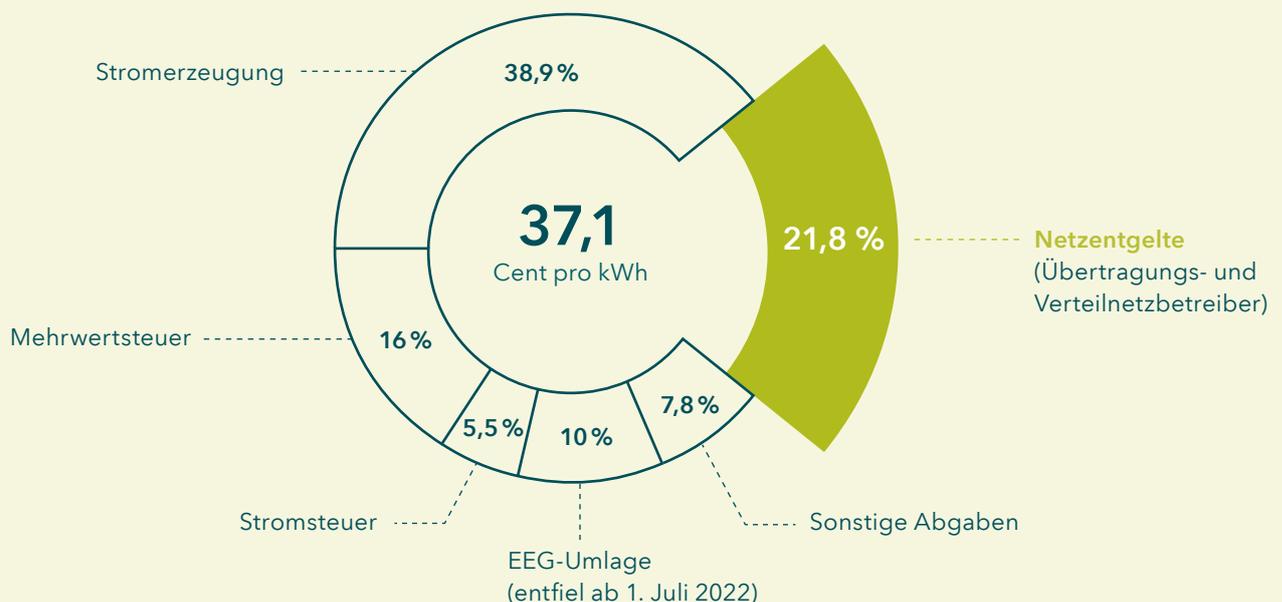
Im vergangenen Jahr lag der Strompreis für Haushalte auf Höchstniveau bei durchschnittlich 37,1 Cent pro kWh (siehe Grafik). Knapp 22 Prozent hiervon entfallen auf die Netzentgelte, das heißt den Preis für die Nutzung der Stromnetze, den ein Netznutzer für die Bereitstellung und den Betrieb der Netzinfrastruktur zahlen muss. Allein die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB),

die in Deutschland die 380 Kilovolt- und 220 Kilovolt-Netzebene verantworten, erwarten Kosten in Höhe von 18,1 Milliarden € für 2023. Zum Vergleich: Im Jahr 2022 lagen die Kosten noch bei 5,3 Milliarden €. Nur durch einen Zuschuss der Bundesregierung konnten die von den ÜNB erhobenen Netzentgelte auf dem Niveau des Vorjahres gehalten werden.

## ANTEIL DER NETZENTGELTE AM STROMPREIS 2022

Durchschnittlicher Strompreis für Haushalte in Deutschland bei 4.000 kWh Jahresverbrauch, Stand April 2022

Quelle:  
Strompreiszusammensetzung 2022,  
<https://strom-report.de/>



## DIE KOSTENTREIBER

### 1. Engpassmanagement

Die ÜNB sind verantwortlich für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb. Eine wesentliche Aufgabe besteht dabei in der Beseitigung von Netzengpässen. Diese sogenannten Redispatch-Maßnahmen verursachen Kosten, die für 2023 besonders hoch erwartet werden. Gründe hierfür sind: erstens gestiegene Brennstoffpreise und Umstellung des Bezugs von Kohle und Gas aus Russland auf Brennstoffe anderer Herkunftsländer und zweitens prognostizierte Mengensteigerungen von Redispatch-Maßnahmen aufgrund von zunehmenden Leitungsüberlastungen.

### 2. Netzausbauprojekte

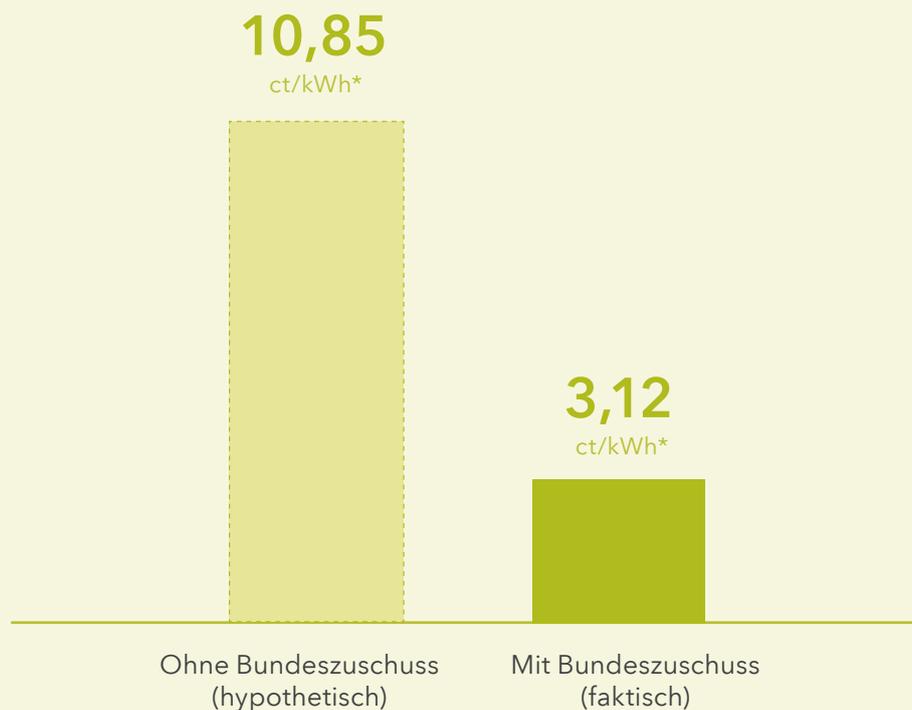
Die ÜNB treiben mit Hochdruck den Stromnetzausbau voran. Dies erfordert einen hohen Investitionsbedarf, der über die Netzentgelte refinanziert wird. Neben der hohen Anzahl an Netzausbauprojekten verursachen auch Preissteigerungen für Baumaterialien, wie Stahl für Strommasten, zusätzliche Kosten.

### 3. Beschaffung von Verlustenergie und Regelleistung

Netzverluste sowie Regelleistung müssen von den ÜNB in einem marktlichen Verfahren beschafft werden. Grund für den Kostenanstieg waren insbesondere die gestiegenen Beschaffungspreise, die im Zeitraum Juli 2021 bis Juni 2022 für das Jahr 2023 an den Strombörsen beobachtet werden konnten.

### NETZENTGELTE DER ÜNB 2023

mit und ohne Bundeszuschuss



### Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte

Die Netzentgelte der ÜNB betragen für das Jahr 2023 durchschnittlich circa 3,12 Cent pro kWh\*. Ohne die Bereitstellung des Zuschusses durch die Bundesregierung hätten diese bei circa 10,85 Cent pro kWh gelegen – einer Steigerung um mehr als 300 Prozent!

Es bleibt abzuwarten, wie sich vor allem die hier aufgeführten Kostenpositionen im Laufe des Jahres 2023 entwickeln werden. Langfristig kann nur ein ausgebautenes Stromnetz helfen, die Kosten für den Netzbetrieb auf ein angemessenes Niveau zu bringen.

\* Durchschnittlicher Preis über Höchst- und Umspannebene mit jeweils drei Abnahmefällen mit 1000, 3000 und 5000 Stunden pro Jahr.

/ Nele Jeschke, Kilian Seitz

Vom Gesetz zur Umsetzung

# DIE MÖGLICHMACHER DER STROMPREISBREMSE

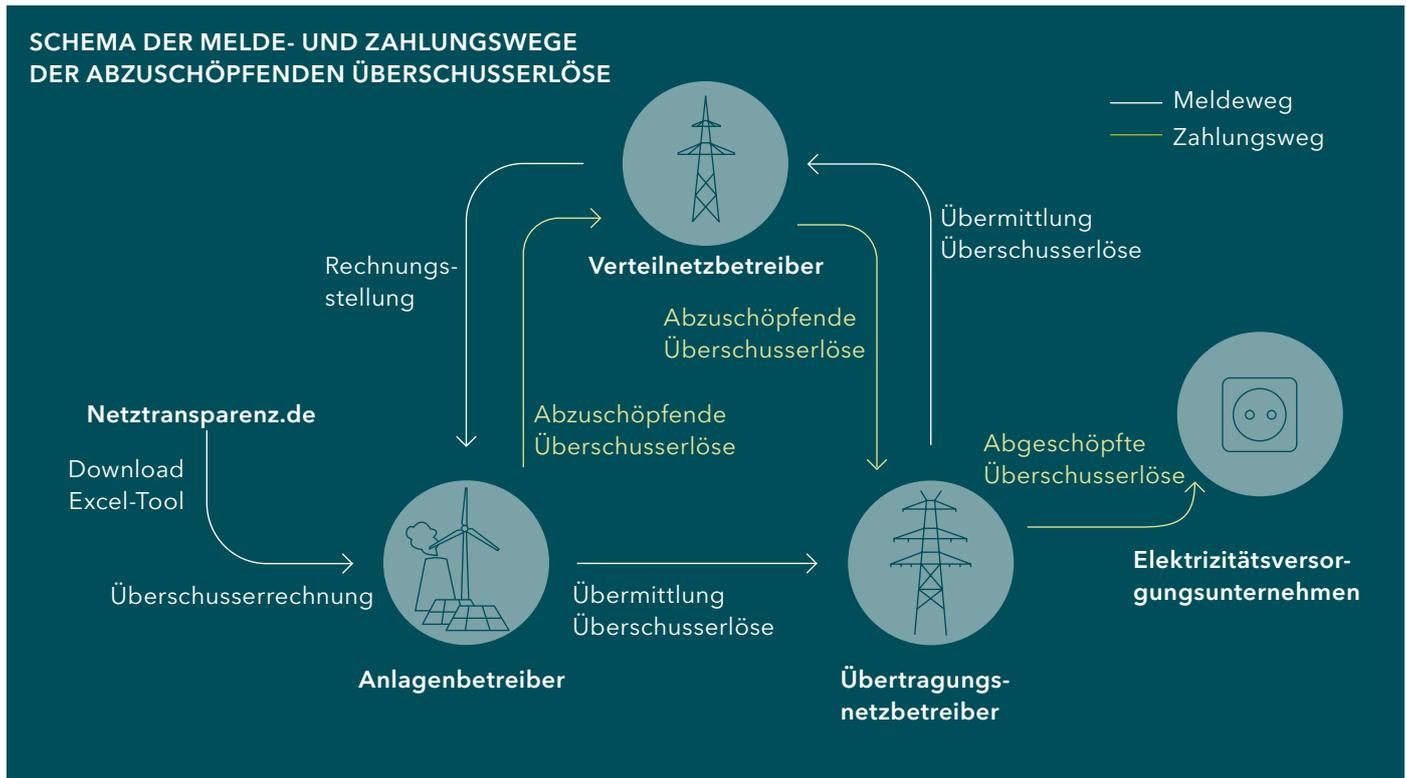
Auf einmal ging alles ganz schnell. Am 20. Dezember 2022 wurde das Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse verabschiedet, um Privathaushalte und Unternehmen finanziell zu entlasten. Finanziert werden sollen die Entlastungen über die Abschöpfung sogenannter „Übergewinne“ von Stromerzeugungsunternehmen.

*„Unsere Kolleginnen und Kollegen verschiedener Abteilungen haben unter Hochdruck an der Umsetzung des Strompreisbremsengesetzes gearbeitet und die erste Auszahlung der Entlastungsbeträge an die Elektrizitätsversorgungsunternehmen fristgerecht ermöglicht. Dieser Prozess wird nun monatlich umgesetzt und wir bereiten bereits jetzt alles dafür vor, dass wir auch die ersten Überschusserlöse fristgerecht verbuchen können.“*

– Martin Schoch, Leiter Marktzugang & Erneuerbare bei TransnetBW

Ein Gesetz kommt bekanntermaßen selten mit einem ausgestalteten Prozess und einem Anwenderhandbuch. Im Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse (StromPBG) wurden die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) beauftragt, genau diese fehlenden Komponenten auszuarbeiten und zukünftig treuhänderisch in dem Prozess zu fungieren. Trotz der Vielzahl der betroffenen Akteure, darunter Anlagenbetreiber, Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EltVU), Verteilnetzbetreiber (VNB), sollte der Prozess übersichtlich und anwenderfreundlich sein, ohne den Grundgedanken des Gesetzes zu verfehlen.

Herausgekommen ist nach intensiven Gesprächen und unzähligen Abstimmungsterminen zwischen Akteuren und der Regulierungsbehörde der folgende Mechanismus für die Abschöpfungsseite der Überschusserlöse:



Die ÜNB stellen über die Website [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) ein Excel-Tool zur Verfügung, mit Hilfe dessen die Anlagenbetreiber unverbindlich ihre Überschusserlöse errechnen können. Auf dieser Basis erfolgt dann die Meldung des Anlagenbetreibers über die abzuschöpfenden Überschusserlöse gegenüber dem ÜNB.

Im nächsten Schritt übermittelt der ÜNB die relevanten Informationen an den zuständigen VNB, der die Rechnungsstellung gegenüber dem bei ihm angeschlossenen Anlagenbetreiber übernimmt. Dieser überweist die abzuschöpfenden Überschusserlöse an den VNB, der sie wiederum an den ÜNB weitergibt. Es werden hier also die aus der EEG-Förderung bekannten Kommunikationswege zwischen Anlagenbetreiber, VNB und ÜNB genutzt.

Um die vom Gesetzgeber vorgesehene Entlastung der Letztverbraucher zu ermöglichen und

die Einnahmeausfälle der EltVU auszugleichen, leiten die ÜNB die abgeschöpften Überschusserlöse an die EltVU weiter.

Ein erster Meilenstein, nämlich die Auszahlung der Entlastungsbeträge für Januar, Februar und März, konnte wie vorgesehen Ende Februar erreicht werden, sodass die gemeldeten Gelder fristgerecht auf den Konten der EltVU eingegangen sind.

Als Regulierungsbehörde obliegt es der Bundesnetzagentur, ebenso wie auch dem BMWK und einer noch zu gründenden Prüfbehörde, die Angaben der Anlagenbetreiber und die Höhe der abgeschöpften Erlöse ebenso wie auch die Angaben der EltVU zu den Entlastungsbeträgen zu überprüfen.

Um ein gemeinsames Verständnis des Mechanismus sicherzustellen und letzte Fragen auszuräumen, wurden im Februar mehrere regionale und bundesweite Infoveranstaltungen

für die VNB, EltVU und sonstige Letztverbraucher organisiert.

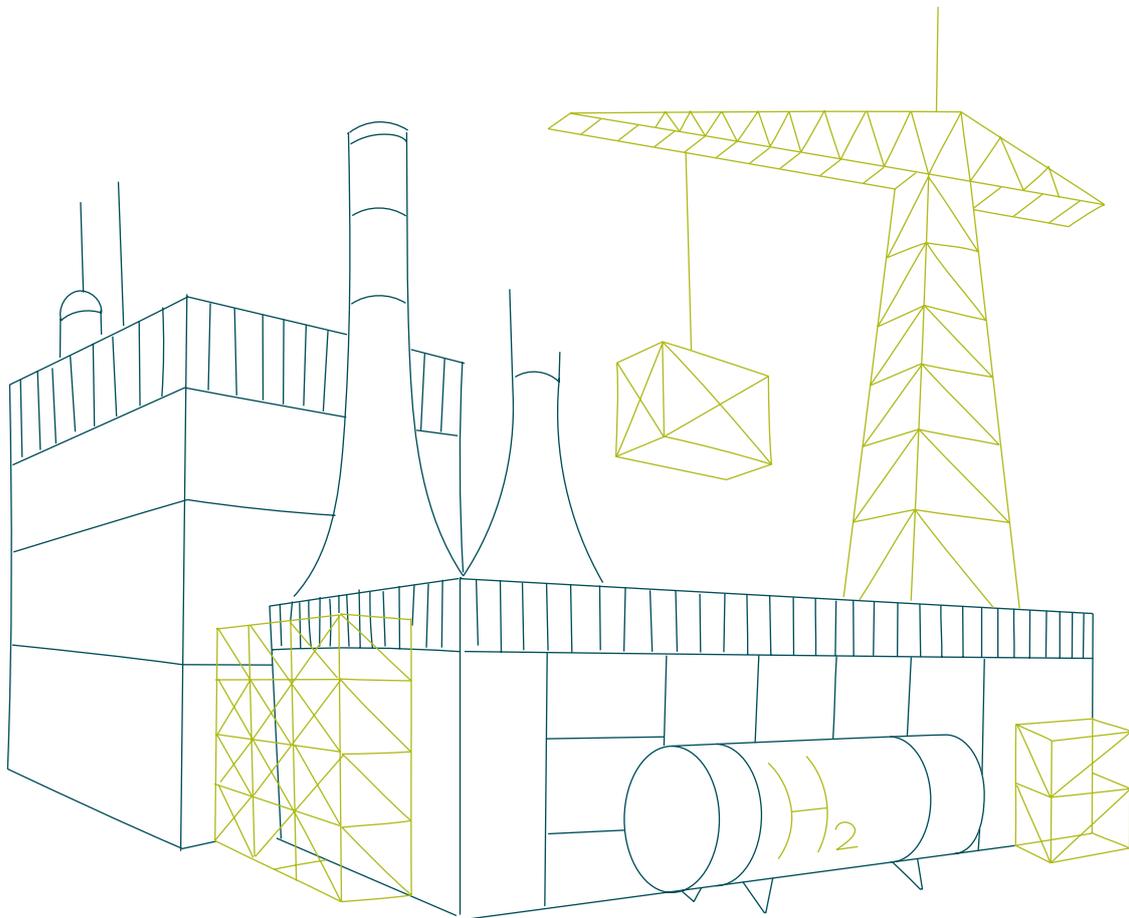
Am Ende dieser intensiven Monate haben es die ÜNB geschafft, innerhalb kürzester Zeit und unter Berücksichtigung zahlreicher Akteure und deren technischer und personeller Möglichkeiten einen Mechanismus aufzusetzen, der die fristgerechte Umsetzung der Strompreisbremse zur finanziellen Entlastung aller Letztverbraucher ermöglicht.

/ Nele Jeschke

Tempo für die System- und Versorgungssicherheit gefragt

# MIT DEM NEUBAU- VORSCHUSS ZU KRAFT- WERKEN VOR 2030

Was tun, wenn die Sonne nicht scheint oder kein Wind weht?  
Oder wenn Netzstabilisierungsmaßnahmen erforderlich sind, weil  
im Norden mehr Strom erzeugt wird, als die Stromnetze in die  
Verbrauchszentren transportieren können?



Schnell



Technologie-  
offen



Kosten-  
effizient



System-  
dienlich

Dann braucht es flexible Kraftwerke. Und diese werden derzeit nicht gebaut. „Zu unsicher“, befinden mögliche Investoren das Marktumfeld. Und das, obwohl die Politik einen hohen Bedarf an zusätzlichen Anlagen attestiert. Der Bericht Versorgungssicherheit Strom der Bundesnetzagentur geht von 17 bis 21 Gigawatt bis 2031 zusätzlicher gesicherter Leistung bis 2031 aus. Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck spricht sogar von 25 Gigawatt bis 2030, um den Kohleausstieg zu flankieren.

Die Zeit drängt, denn 2030 ist im Kontext Infrastruktur morgen: Allein die Bauzeit beträgt je nach Technologie drei bis fünf Jahre. Das heißt: Wir brauchen jetzt mit der von der Bundesregierung geplanten Kraftwerksstrategie einen geeigneten Rahmen, der Kraftwerke dort beanreizt, wo sie für die Stabilisierung des Stromsystems (Redispatch auf Anweisung der Übertragungsnetzbetreiber) benötigt werden. Und: Wir können nicht auf große Reformen hin zu einem Kapazitätsmarkt warten. Das dauert zu lang.

**Neubau-Vorschuss**

Deshalb bringen wir den Neubau-Vorschuss in die politische Diskussion ein: Dieser schafft schnell, systemdienlich und sehr kosteneffizient einen Rahmen für Investitionen.

Die Idee ist einfach: Investoren bekommen einen Teil der zukünftigen Vergütung für den Redispatch-Einsatz der Anlagen – den sogenannten anteiligen Werteverbrauch – bereits zum Zeitpunkt der Investition garantiert. Bislang ist dieser Zahlungsstrom zum Investitionszeitpunkt unsicher und wird – wenn überhaupt – nur mit hohen Risikoabschlägen bei einer Investitionsentscheidung berücksichtigt. Da mit dem Neubau-Vorschuss keine zusätzlichen Zahlungen gewährt sind, sondern bislang unsichere zukünftige Zahlungsströme abgesichert werden, fallen im Idealfall keine weiteren Systemkosten an. Die Anreize für Investitionen entstehen genau dort, wo die Erwartung künftiger Redispatch-Einsätze hoch ist und daher die Anlagen für das Stromsystem einen besonders großen Nutzen haben.

Beispielhafte Investitionsrechnungen für eine Gasturbine sowie

eine Gas-und-Dampfkraftwerk(GuD)-Anlage unterstreichen die Anreizwirkung des Neubau-Vorschusses (siehe hierzu Grafiken). Angenommen ist eine Inbetriebnahme ab dem Jahr 2028 und die Umstellung auf einen Betrieb mit 100 Prozent grünem Wasserstoff ab dem Jahr 2035. Die Modellrechnungen bestätigen zunächst, was sich derzeit auch in der Realität zeigt: Ohne zusätzliche Anreize ist der Neubau von H<sub>2</sub>-ready-Gaskraftwerken für Investoren derzeit nicht wirtschaftlich.

**Reduktion von Unsicherheit**

Der Neubau-Vorschuss reduziert die Unsicherheit zukünftiger Zahlungsströme aus der Redispatch-Vergütung. Dies wird in der Investitionsrechnung mit geringeren Risikoabschlägen zukünftiger Erlöse abgebildet. Die Wirtschaftlichkeit der Investition steigt in Abhängigkeit von der Dauer und Höhe der garantierten zukünftigen Redispatch-Zahlungen. Eine GuD-Anlage mit einer angenommenen Lebensdauer von 25 Jahren wird damit ab einer für die ersten fünf Betriebsjahre garantierten Redispatch-Vergütung für jährlich 1.300 Stunden wirtschaftlich. Wird der Neubau-Vorschuss über zehn Jahre gewährt, wird die Wirtschaftlichkeit

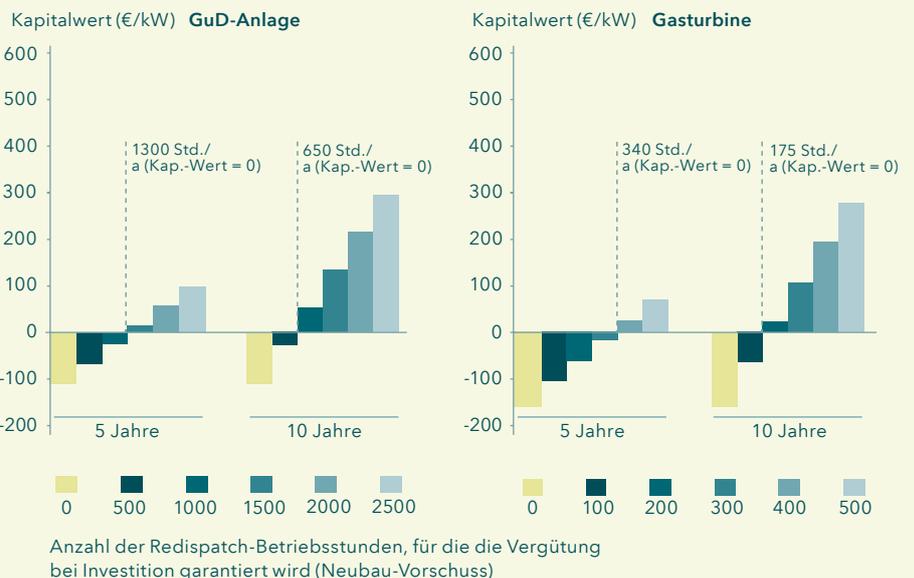
bereits ab einer garantierten Vergütung für jährlich 650 Redispatch-Stunden erreicht. Auch für Gasturbinen kann eine entscheidende Anreizwirkung nachgewiesen werden: Hier wird die Investition bei einer garantierten Vergütung für 340 bzw. 175 Redispatch-Stunden über fünf bzw. zehn Jahre wirtschaftlich.

Ein Blick auf die Redispatch-Einsatzstunden im Jahr 2022 zeigt, dass die genannten Stundenzahlen in einem Bereich liegen, der bereits heute an vielen Standorten erreicht bzw. teils deutlich überschritten wird. So wurde zum Beispiel die GuD-Anlage Block 4 der EnBW am Standort Karlsruhe über 2.600 Stunden für Redispatch-Maßnahmen hochgefahren. Reine Gasturbinen werden aufgrund höherer Einsatzkosten seltener für Redispatch-Maßnahmen herangezogen – dennoch sind auch hier Einsatzzeiten im Bereich einiger hundert Stunden bereits heute üblich.

Der Neubau-Vorschuss schließt an den Energy-only-Markt an und trägt schnell und effizient zur Deckung des dringlichen Bedarfs an gesicherter Leistung bei. Mehr Informationen unter: Impulspapier Neubau-Vorschuss

/ Sebastian Schleich  
Marina Schmid

**Wirtschaftlichkeitsschwelle des Betriebseinsatzes einer GuD-Anlage und einer Gasturbine bei Berücksichtigung des Neubau-Vorschusses (NV) Kapitalwert = 0**



Quelle: von Enervis durchgeführte Investitionsrechnungen im Auftrag von TransnetBW

Mit der Bedarfsanalyse in den Winter 2023/2024 blicken

# AUF DIE VORBEREITUNG KOMMT ES AN

Trotz der angespannten Situation im Energiesystem mussten im vergangenen Winter keine Stromabschaltungen angeordnet werden. Damit dies auch in den kommenden Wintern nicht nötig wird, müssen schon heute Berechnungen durchgeführt und entsprechende Maßnahmen getroffen werden. Maßgeblich hierfür ist die Bedarfsanalyse der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), die in diesem Jahr für die Winter 2023/2024 und 2025/2026 durchgeführt wird.



Mit den Bedarfsanalysen erfüllen die ÜNB die gesetzliche Verpflichtung nach § 3 Absatz 2 der Netzreserveverordnung. Ziel ist dabei, den Bedarf an Netzreserve in Form von Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten zu ermitteln. Darüber lässt sich die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, insbesondere für die Bewirtschaftung von Netzengpässen, gewährleisten. Es wird ermittelt, wie häufig Eingriffe in den Markteinsatz von Erzeugungsanlagen durchgeführt werden müssen, um einen sicheren Netzzustand herzustellen. Diese Eingriffe nennt man auch Redispatch. Die Dimensionierung findet auf Basis von Netzanalysen für kritische Netzsituationen statt, die auch Grenzsituationen genannt werden. Das Ergebnis der Analyse legt den voraussichtlichen Redispatch-Bedarf im In- und Ausland dar. Für den kommenden Winter wurde es im Sinne der Transparenz und aufgrund des öffentlichen Interesses bereits jetzt vorgelegt, ohne die Ergebnisse für 2025/2026.

### **Wie sieht der Winter 2023/2024 gegenüber 2022/2023 aus?**

Die Jahressumme des Redispatch-Bedarfs für 2023/2024 steigt im Vergleich zur Bedarfsanalyse für den Winter 2022/2023 um circa 4 Terawattstunden (TWh) auf 28 TWh an. In der Starkwind/Starklast-Grenzsituation tritt mit 21 Gigawatt (GW) der höchste Redispatch-Bedarf auf. Die bisherige Netzreserve wird in solchen Situationen weiterhin vollständig benötigt. Aus dem Ausland wird bei 100-prozentiger Verfügbarkeit der deutschen Netzreserve bis zu 2,1 GW zusätzliches Redispatch-Potenzial benötigt. Bei Berücksichtigung einer Teil-Nichtverfügbarkeit der Netzreservekraftwerke wurde ein Redispatch-Bedarf von maximal bis zu 2,9 GW im Ausland identifiziert. Ferner wird die konventionelle Erzeugung aufgrund des höheren Bruttostromverbrauchs und des höheren Exportsaldos auf 298 TWh ansteigen. So wird auch die Erzeugung aus Braun- und Steinkohle weiter zunehmen, da die Braun- und Steinkohlepreise im Vergleich zu den Gaspreisen deutlich geringer sind. Gleichzeitig nimmt aber auch die Erzeugung erneuerbarer Energien durch den weiteren Ausbau zu, auf 297 TWh. Deutsch-

land wird im kommenden Winter mit einem Saldo von 36 TWh auch weiterhin Nettoexporteur bleiben – mit starkem Export Richtung Frankreich.

Der vergangene Winter 2022/2023 wurde so weit gut gemeistert. Die aus der Bedarfsanalyse resultierenden Redispatch-Maßnahmen haben gewirkt. Auch der Blick auf den kommenden Winter 2023/2024 lässt vermuten, dass die höheren Redispatch-Bedarfe bei entsprechender Vorbereitung gedeckt werden können. Allerdings sind seit dem vergangenen Jahr einige Netzreservekraftwerke in den Markt zurückgekehrt und stellen damit marktbasierendes Redispatch zur Verfügung. Das eigentliche Netzreservepotenzial in Deutschland geht damit zurück, zudem steigt der Bedarf an Redispatch aus dem Ausland. Auch die begrenzte Nord-Süd-Übertragungskapazität der Stromnetze erschwert und verteuert die Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems.

/ Konrad Hausch, Florian Reuter

# ZAHLEN, DATEN, FAKTEN

Zahlen aus der Welt  
von TransnetBW zu den  
**aktuellen und künftigen  
Kraftwerkskapazitäten**

„Wir rechnen damit, dass wir bis 2030  
25 Gigawatt zusätzliche Kapazitäten  
durch molekülgeführte, also wasserstoff-  
fähige Kraftwerke ausschreiben werden.“

Robert Habeck bei der Eröffnung der Plattform Klimaneutrales StromSystem  
am 20. Februar 2023

## Weniger Werkzeuge für die System- und Versorgungssicherheit

### – 5,4 GW

Wegen des Ausstiegs aus Kernkraft und Kohle  
Wegfall für BaWü von **1.400 MW** (Kernenergie)  
und **4.023 MW** (Kohle).\*

### Ausfälle

Alter Kraftwerkspark kann zu mehr  
Ausfällen führen. Beispiel: Steinkohle-  
kraftwerk Heilbronn 7 (Inbetriebnahme-  
Jahr 1985): **774 MW** installierte Leistung  
fällt wegen Wartung 14 Monate aus.



### Fuel Switch

macht Übergangslösungen  
erforderlich

### Redispatch-Bedarf

bleibt hoch

\* Betrachtung ohne Netzreserve auf Basis der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (22.11.2022)  
mit der Annahme, dass 2030 Kernkraft- und Kohleausstieg abgeschlossen sind.

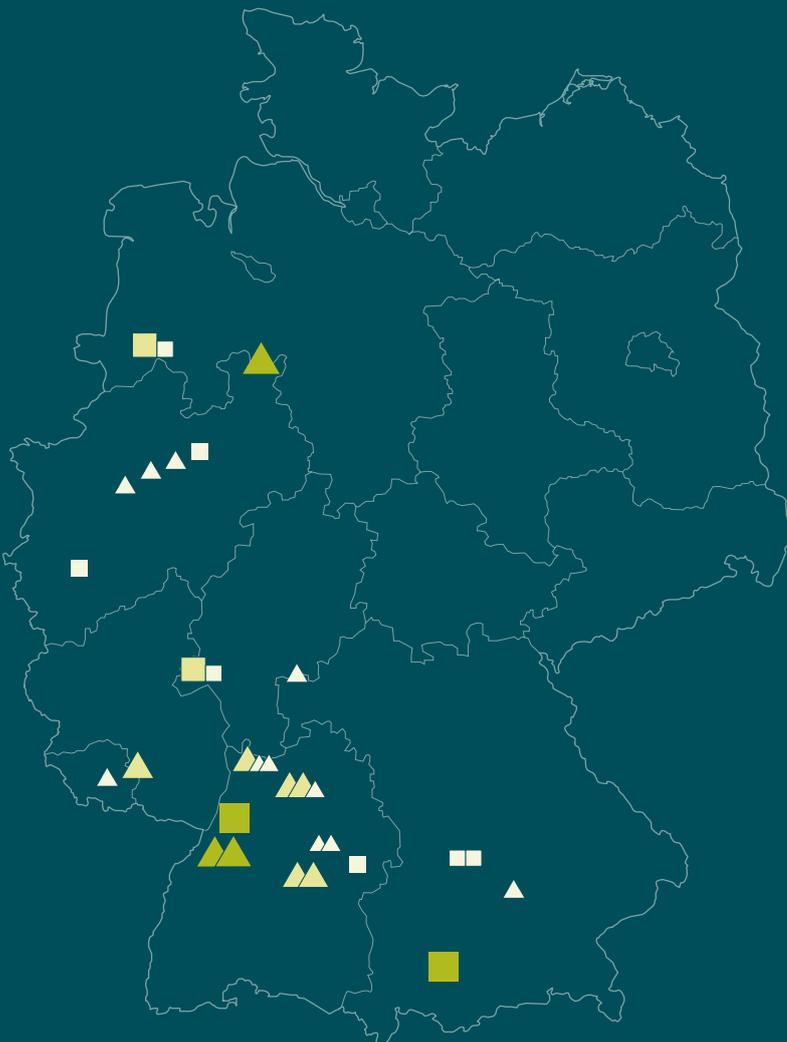
Alle MW-Angaben reflektieren die Netto-Nennleistung.

Zusätzlicher Neubaubedarf von

17 bis 21 GW  
bis 2031

Quelle: Bundesnetzagentur (2022):  
Versorgungssicherheit Strom

H<sub>2</sub>



Kraftwerke in Deutschland  
ab 250 Redispatch-Betriebs-  
stunden (2022)<sup>1</sup>



<sup>1</sup> Strom- und spannungsbedingter Redispatch (ohne Probestarts von Netzreservekraftwerken)

<sup>2</sup> Inkl. ölbefuerter Anlagen

Quelle: eigene Darstellung nach Netztransparenz.de

/ STROM

/ NETZ

/ SICHERHEIT

/ IMPRESSUM

**Herausgeber**

Dr. Werner Götz, Vorsitzender  
der Geschäftsführung der  
TransnetBW GmbH, Pariser Platz,  
Osloer Str. 15-17, 70173 Stuttgart

**Selbstverlag**

TransnetBW GmbH, Pariser Platz,  
Osloer Str. 15-17, 70173 Stuttgart

**Verantwortlicher Redakteur**

Stefan Zeltner, Leiter Politik,  
Regulierung und Nachhaltigkeit,  
Pariser Platz, Osloer Str. 15-17,  
70173 Stuttgart

/ KONTAKT

**Redaktion**

Vanessa Bausch, Angèle Dahl,  
Konrad Hausch, Thomas Hohnholz,  
Nele Jeschke, Florian Reuter,  
Sebastian Schleich, Raphael  
Peresson, Marina Schmid,  
Kilian Seitz

**Kontakt**

Telefon +49 711 21858-0,  
E-Mail [info@transnetbw.de](mailto:info@transnetbw.de)

[transnetbw.de](http://transnetbw.de)  
[linkedin.com/company/  
transnetbw-gmbh](https://www.linkedin.com/company/transnetbw-gmbh)

**Gestaltung und Illustration**

dreisatz – büro für gestaltung,  
Bahnhofstraße 33,  
71332 Waiblingen



**Hinweis**

Ausschließlich zum Zweck der besseren Lesbarkeit  
wird in diesem Newsletter stellenweise auf die  
geschlechtsspezifische Schreibweise verzichtet.  
Alle personenbezogenen Bezeichnungen sind somit  
geschlechtsneutral zu verstehen.