

Batteriespeicher - erträumte Basis für Klima-Neutralität
in Deutschland:

Inhalt

Batteriespeicher - erträumte Basis für Klima-Neutralität in Deutschland:	1
Untersuchung der Batteriespeicher-Bedarfe zur Erreichung der Klimaneutralität: IST-/SOLL-Analyse, Netzstabilität und Sektorenkopplung	4
Die Situation	4
Die Kernziele der Energiewende: Der totale Verzicht auf fossile Ressourcen	5
Der Vorreiter-Anspruch:	5
Sektorenkopplung - und Rohstoff-Illusion:	5
Das Speicher-Dilemma: Scheinlösungen statt Realität	5
Die mathematische Voraussetzung: Strombedarfsermittlung und Einspeise-Volatilität	6
I. Der reale Strombedarf im Wandel:	6
II. Die tatsächliche EE-Leistung:	6
III. Die immense Volatilität:	6
Szenario „2030“	8
Mathematische Konsistenzprüfung des Szenarios „2030“	9
Entscheidender Punkt der Konsistenzprüfung	10
Das Szenario Klimaneutralität bis 2045	12
Ausbauziele versus ungelöste Bedarfsfragen	12
Szenarien „Big 5“	13
Die Methodik der numerischen Modellierung zur Batteriespeicherdimensionen - Spitzenglättung	15
Die Aufgabe:	15
Die Methode - Skalierung realer Daten	16
Die Einschränkung: Wahrscheinlichkeiten statt Glaskugel	16
Der Fokus: Speicher und Backups im Visier	16
Werkzeug & Daten	16
Prognostizierte Zeitreihen ohne Backup-Kraftwerke und ohne Glättungsspeicher Szenario „2030“	16
Erläuterungen der Abbildungen:	18
Szenario „2045“	19
Modellierung auf der Basis des Szenarios aus „Big 5“	20
Backup-Gaskraftwerke	21
Überblick	21
Zu installierende Leistung der Gaskraftwerke	21

Auslastung der Gaskraftwerke	24
Benötigte Menge LNG	24
Benötigte Menge Wasserstoff.....	26
Glättungsspeicher	27
Überblick	27
Pumpspeicher-Kraftwerken:	28
Wasserstoff-Elektrolyse:	28
Modellierungsmodel des Ein- und Ausspeicherns	29
Vergleich mit anderen Quellen	30
Szenario „2030“	30
Szenario aus „Big 5“ und Szenario 2045.....	31
Dimensionierung von Glättungsspeichern	38
Zusammenfassung.....	40

Die Speicher-Illusion: Warum die Energiewende an der Realität scheitert

Die Energiewende verlangt eine radikale IST- und SOLL-Analyse unseres Energiebedarfs – doch die nackten Zahlen offenbaren ein mathematisches Dilemma. Die extreme Volatilität von Wind und Sonne ist eine unumstößliche Tatsache. Die bittere Wahrheit lautet jedoch: **Egal welche Speichertechnologien wir heranziehen, das gigantische Defizit zwischen Über- und Unterproduktion lässt sich derzeit rein physisch und wirtschaftlich nicht wegspeichern.**

Die Modellierung zeigt schonungslos auf, warum Brückentechnologien wie Gaskraftwerke, Kurzzeit-Batterien und grüner Wasserstoff an ihre Grenzen stoßen. Wenn die lückenlose Speicherung eine absolute Bedingung für den Erfolg ist, steht das gesamte System so vor dem Systemversagen. Wir müssen die Systemfrage völlig neu stellen.

Untersuchung der Batteriespeicher-Bedarfe zur Erreichung der Klimaneutralität: IST-/SOLL-Analyse, Netzstabilität und Sektorenkopplung

Um den notwendigen Zubau von Batteriespeichern für eine vollständige Klimaneutralität präzise zu modellieren, ist eine fundierte **IST- und SOLL-Analyse** des Energiebedarfs unumgänglich.

Diese muss den aktuellen und zukünftigen Strombedarf, die installierte Erzeugungsleistung sowie die jeweiligen Wirkungsgrade der Technologien abbilden. Zudem gilt es, die bestehenden und kommenden gesetzlichen Rahmenbedingungen als regulatorische Leitplanken zu integrieren.

Jede Modellierung hat die Volatilität der Stromproduktion durch Wind und Sonne zu berücksichtigen. Dies ist eine *conditio sine quo non*.

Für eine realistische und ganzheitliche Planung der Versorgungssicherheit umfasst die Modellierung zentrale Säulen:

- Brückentechnologie Gaskraftwerke: Untersuchung des temporären Bedarfs an steuerbaren Gaskraftwerken. Diese dienen bis zur vollständigen Dekarbonisierung als fundamentale Zwischenlösung, um die volatile Erzeugung erneuerbarer Energien auszugleichen und die Netzstabilität zu garantieren.
- Batteriespeicher, die Überproduktionen aufnehmen und bei Bedarf wieder einspeisen.
- Langzeitspeicher über grünen Wasserstoff: Analyse von Technologien zur Speicherung saisonaler Strom-Überproduktionen mittels Power-to-Gas (grüner Wasserstoff)¹. Dies ist essenziell, um eine dauerhafte, wetterunabhängige Bedarfsdeckung abzusichern.

Alle ins Blickfeld genommenen Maßnahmen sind dann und nur dann möglich, wenn es gelingt die Überproduktion und die Unterproduktion der volatilen Stromerzeugung durch Wind und Sonn ein irgendeiner Form zu speichern.

Die Situation

In der aktuellen deutschen Politik dominiert der Klimaschutz als übergeordnetes Paradigma, dem sich alle anderen Handlungsfelder unterordnen müssen. Die daraus resultierenden Gesetze zur Energiewende greifen tief in die Bürgerrechte ein und stellen bewährte Fundamente wie die individuelle Mobilität und das selbstbestimmte Wohnen infrage.

Angetrieben wird diese Entwicklung von einem dichten Geflecht aus staatlich alimentierten Instituten, Lobbyverbänden und NGOs. Besorgniserregend ist die radikale Rhetorik von einer

¹ Wasserstoff-Elektrolyse. Pumpspeicher werden hier nicht betrachtet.

„historischen Transformation“ und zudem, dass selbst radikale Gruppierungen bis hin zu öko-terroristischen Tendenzen in Teilen etablierter Institutionen auf verständnisvolle Fürsprecher stoßen. Es drängt sich der Eindruck auf, dass diese weitreichenden Planungen ohne realistische Abschätzung von Kosten und Folgewirkungen vorangetrieben werden. Ob diese gravierenden Defizite auf naiver Inkompetenz der politischen Akteure oder auf ideologischem Fanatismus beruhen, mag der Leser anhand der folgenden Berechnungen selbst beurteilen.

Die Kernziele der Energiewende: Der totale Verzicht auf fossile Ressourcen

Der Vorreiter-Anspruch:

Bis 2045 will Deutschland den vollständigen Ausstieg aus allen fossilen Energieträgern und Rohstoffen erzwingen. Dies geschieht in der Absicht, eine globale Vorbildfunktion einzunehmen – und das bei einem eigenen Anteil von gerade einmal 2 % am weltweiten CO₂-Ausstoß. Einem Pfad, dem international kein anderes Industrieland in dieser Radikalität folgt.

Sektorenkopplung - und Rohstoff-Illusion:

Die Planung zur Energiewende sieht vor, nicht nur den aktuellen Stromverbrauch (ca. 500 TWh/Jahr) umzustellen, sondern den gesamten Primärenergiebedarf von rund 2.700 TWh/Jahr zu elektrifizieren.

Da Biomasse und Wasserkraft an ihren natürlichen Grenzen stoßen, müssen Industrie, Verkehr und Wärme fast vollständig von Wind und PV getragen werden.

Doch das Problem geht weit über die Energie hinaus: Der Verzicht auf fossile Elemente entzieht der chemischen Industrie, der Pharmazie und der Kunststoffproduktion ihre elementare Rohstoffbasis (Kohlenstoffketten), was die Transformation vollends utopisch macht.²

Das Speicher-Dilemma: Scheinlösungen statt Realität

Die Debatte wird von Politik und Lobbyverbänden oft mit kleinteiligen Jubelmeldungen oder Laborerfolgen bespielt. Was konsequent fehlt, ist eine tragfähige Gesamtplanung. Das größte mathematische und physikalische Fiasko offenbart sich bei der Frage der Versorgungssicherheit:

² „Das Fundament dieses planwirtschaftlichen Umbaus bildet das **Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)**. In § 3 Abs. 2 KSG ist das Dogma der **Netto-Treibhausgasneutralität bis 2045** unwiderruflich verankert. Was die Politik dabei konsequent verschweigt: Dieses Gesetz zwingt nicht nur den Energiesektor in die Knie. Weil am Ende jedes Produktlebenszyklus – vom Asthma-Inhalator bis zum Autoreifen – die thermische Verwertung steht, verbietet das KSG ab 2045 faktisch jeden Eintrag von fossilem Kohlenstoff in den Wirtschaftskreislauf. Damit mutiert die ohnehin utopische Energiewende zu einer vollständigen **Defossilisierung der Materialwelt**. Ein Prozess, der die rohstoffliche Basis unserer Schlüsselindustrien zertrümmert und den ohnehin unlösbaren Strom- und Speicherbedarf der Republik in astronomische Höhen treibt.“ <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/>;

Astronomischer Speicherbedarf:

Um ein rein volatiles System aus Wind und Sonne über herbstliche oder winterliche Flautephasen abzusichern, wären Batteriekapazitäten im zweistelligen Terawattstunden-Bereich (TWh) nötig.

Die Realitätsprüfung:

Ein solcher gigantischer Batteriespeicher ist weder bezahlbar, noch stehen die weltweiten Rohstoffressourcen dafür zur Verfügung. Batterien können das physikalische Defizit von Wochen nicht ausgleichen. Schließt man zudem wasserstoffbasierte Gaskraftwerke aus, bricht die mathematische Grundlage der Energiewende endgültig zusammen.

Die nachfolgende Analyse klammert die ohnehin gigantischen Folgekosten für Netzausbau und die Substitution fossiler Grundstoffe bewusst aus. Sie konzentriert sich rein auf die physikalische Frage, welche astronomischen Investitionen allein für Erzeugungsanlagen und die batteriebasierte Absicherung nötig wären, um ein solches System vor dem Kollaps zu bewahren.

Die mathematische Voraussetzung: Strombedarfsermittlung und Einspeise-Volatilität

Um mathematisch und physikalisch exakt zu bestimmen, wie hoch die nationalen Speicherkapazitäten dimensioniert sein müssen, darf nicht am Ende der Kette angesetzt werden. Eine seriöse Speicherberechnung ist keine statische Formel, sondern das Resultat einer dynamischen Gegenüberstellung. Sie zwingt uns zu einer ehrlichen Bilanzierung hochgradig variabler Größen: des tatsächlichen, künftigen **Strombedarfs (Last)** und der real erzeugten **Leistung aus erneuerbaren Energien (Einspeisung) und des Wirkungsgrades**.

Die Dimensionierung eines Speichersystems basiert daher zwingend auf der exakten Kenntnis dreier Kernfaktoren:

- I. **Der reale Strombedarf im Wandel:** Durch die fortschreitende Sektorkopplung – also die Elektrifizierung von Verkehr (E-Mobilität), Wärme (Wärmepumpen) und Industrieprozessen – verschiebt sich die Lastkurve des Landes drastisch nach oben. Ein Speicher muss für das System der Zukunft ausgelegt werden, nicht für die Verhältnisse der Vergangenheit.³
- II. **Die tatsächliche EE-Leistung:** Die installierte Nennleistung (die theoretischen Gigawatt-Werte auf dem Papier) ist für die Versorgungssicherheit irrelevant. Entscheidend ist ausschließlich die reale, wetterabhängige Stromeinspeisung zu jedem gegebenen Zeitpunkt.
- III. **Die immense Volatilität:** Wind- und Solarenergie sind naturbedingt extremen Schwankungen unterworfen – sowohl im Tagesverlauf als auch saisonal zwischen Sommer und Winter. Die Speicherkapazität bemisst sich nicht nach Schönwetterperioden, sondern

³ Es sei denn, man geht von einer gewollten De-Industrialisierung und dem damit verbundenen Sinken der Last aus.

muss exakt die tiefen und teils wochenlangen Einbrüche (die kritischen Residuallast-Phasen) abbilden können.

Häufig wird für die kritischen Residuallast-Phasen auch der Begriff **Dunkelflaute** benutzt. Er ist umgangssprachlich ungenau und erfordert für eine Modellierung eine präzise Definition. Die meteorologische Definition geht aus von Grenzwerten für die Windgeschwindigkeit (z.B. < 2m/s) und den realen Systembedarf, bei dem konventionelle Kraftwerke 90% oder mehr der Last, nicht der installierten Nennleistung, decken müssen. Studien des KIT-Institutes und des Deutschen Wetterdienstes (DWD) zeigen:

- **Typische Dauer:** 3 bis 10 Tage am Stück.
- **Maximale Dauer:** In extremen Wintern (z.B. statistisch alle 10 bis 20 Jahre) **bis zu 14 Tagen (ca. 336 Stunden)**. Drei Wochen am Stück ohne jegliche nennenswerte Einspeisung im gesamten Bundesgebiet sind historisch extrem unwahrscheinlich, werden aber in Sicherheitsrechnungen als "Stresstest" genutzt.⁴

Wissenschaftlicher Begriffsvorschlag: Residuallast-Spitze (RLS) oder EE-Defizitphase

Anstatt des umgangssprachlichen Begriffs „Dunkelflaute“ nutzt die Energiewirtschaft den Begriff der **hohen Residuallast**. Die Residuallast ist der tatsächliche Stromverbrauch abzüglich der Einspeisung von Wind- und Solarenergie.

Vorschlag für ein definiertes Ereignis: „Kritische Residuallast-Phase“ (KRP).

Definition: Ein Zeitraum, in dem die Residuallast über einen ununterbrochenen Zeitraum von mindestens 48 Stunden mehr als 90 % der zeitgleichen Systemlast beträgt.

Erst wenn diese gigantische Lücke zwischen dem explodierenden Bedarf einerseits und der volatilen Erzeugung andererseits über eine Zeitachse modelliert wird, offenbart sich das wahre, mathematische Ausmaß der benötigten Speicherkapazitäten.

⁴ **Deutscher Wetterdienst (DWD):** Der DWD hat in einer umfassenden meteorologischen Auswertung historischer Wetterdaten (über 30 Jahre) ermittelt, dass eine großflächige, extreme Flaute- und Dunkelperiode, die länger als zwei Wochen am Stück andauert, in Deutschland statistisch nur alle 10 bis 20 Jahre vorkommt. (Quelle: DWD-Studie „Dunkelflauten in Deutschland: Häufigkeit, Dauer und meteorologische Ursachen“).

Karlsruher Institut für Technologie (KIT): Untersuchungen des KIT (Institut für Meteorologie und Klimaforschung) bestätigen, dass klassische Dunkelflauten in Deutschland im Schnitt zweimal pro Winterhalbjahr auftreten und meist eine Kern-Dauer von **zwei bis acht Tagen** aufweisen [(0.6.9)]. (Quelle: KIT-Studie zu den meteorologischen Bedingungen von Dunkelflauten).

Szenario „2030“

Mit dem als „Osterpaket 2022“ bezeichneten Vorhaben ⁵ hat der Bundestag eine Fülle von Gesetzes- zur Ermittlung der erforderlichen Speicherkapazitäten betrachtet: das **Szenario „2030“** Es geht aus von einem auf 800 Terawattstunden gestiegenen Stromverbrauch sowie einen Erneuerbare-Energien-Anteil von 80 Prozent in Deutschland.

Die gesetzlichen Anpassungen umfassen unter anderem Änderungen des EEG, BNatschG, BImSchG, EnWG, BBPIG und NABEG sowie die Neueinführung des WindBG und WindSeeG, wobei die Errichtung entsprechender Anlagen zum überragenden öffentlichen Interesse erklärt wurde.

Diese Einstufung von Erneuerbare-Energien-Anlagen als Schutzgut im überragenden öffentlichen Interesse nach § 2 EEG 2023 sowie die Umsetzung der EU-Notfallverordnung führen zu einer Beschleunigung von Wind- und Netzausbau. Kritiker werten diese Entwicklung als Gefährdung des Naturerbes und einer Priorisierung industrieller Interessen über den individuellen Artenschutz.



Der Rheinhardswald – so wunderschön für Naturschutz und Klima
stattdessen Tanker mit Schweröl betrieben, um Gas zum liefern

Welche Strommengen erfordert also das Szenario 2030?

Das Szenario „Osterpaket 2022“ beinhaltet folgende Ausbauziele, deren Konsequenzen in den folgenden Abschnitten weiter untersucht werden.

Die Werte für Wind und PV geben die installierten Leistungen in GW an, die Werte für den Bedarf den Jahres-Strom-Bedarf in TWh.

⁵ www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2022/kw27-de-energie-902620

Szenario "2030"				
	Wind Onshore Install. [GW]	Wind Offshore Install. [GW]	PV Install. [GW]	Jahres-Bedarf [TWh]
2022 nach SMARD	58	8	63	500
Gesetzlich festgelegter Ausbau bis 2030	115	30	215	800
Ausbaufaktor	1,98	3,75	3,41	1,60
Unterstellter Wirkungsgradfaktor	1,20	1,20	1,20	
Ertragsfaktor	2,38	4,50	4,10	

SMARD: Strom-Produktion und Bedarf in Deutschland im Jahr 2021 in TWh					
Wind Onshore	Wind Offshore	PV	Wind On + Wind Off + PV	Gesamt-Produktion	Gesamt-Bedarf
89,4	24,0	46,6	160	492,0	504,5
			Anteil an der Produktion:		
			32,52%		
			Anteil am Bedarf:		
			31,71%		

SMARD: Strom-Produktion und Bedarf in Deutschland im Jahr 2022 in TWh					
Wind Onshore	Wind Offshore	PV	Wind On + Wind Off + PV	Gesamt-Produktion	Gesamt-Bedarf
100,6	24,7	55,3	180,6	497,0	482,2
			Anteil an der Produktion:		
			36,34%		
			Anteil am Bedarf:		
			37,45%		

Mathematische Konsistenzprüfung des Szenarios „2030“

Basierend auf den Produktionsdaten des Jahres 2022 und den gesetzlich bzw. politisch unterstellten Ausbau- und Ertragsfaktoren lässt sich die für das Zieljahr 2030 angenommene Stromproduktion mathematisch überprüfen.

Dabei zeigt sich, dass die politischen Zielvorgaben rechnerisch nur aufgehen, wenn gleichzeitig eine pauschale Steigerung des Wirkungsgrades beziehungsweise des spezifischen Ertrags unterstellt wird.

1. Berechnung der Stromproduktion aus Wind und Photovoltaik im Jahr 2030

Die hochgerechnete Erzeugung ergibt sich aus den realen Produktionswerten des Jahres 2022, multipliziert mit den jeweiligen politisch unterstellten Ausbau- beziehungsweise Ertragsfaktoren.

Wind Onshore: $101 \text{ TWh} \times 2,38 = 240,38 \text{ TWh}$

Wind Offshore: $25 \text{ TWh} \times 4,50 = 112,50 \text{ TWh}$

Photovoltaik:

$$56 \text{ TWh} \times 4,10 = 229,60 \text{ TWh}$$

Gesamtergebnis Wind und PV: $240,38 \text{ TWh} + 112,50 \text{ TWh} + 229,60 \text{ TWh} = 582,48 \text{ TWh}$

Damit beträgt die hochgerechnete Stromproduktion aus Windenergie und Photovoltaik im Jahr 2030 rund 582 TWh.

2. Hinzurechnung der übrigen erneuerbaren Energieträger

Werden Biomasse und Laufwasserkraft als weitgehend stagnierende Erzeuger hinzugerechnet, ergibt sich unter diesen Prämissen eine regenerative Gesamtproduktion von knapp 640 TWh.

3. Abgleich mit dem 80-Prozent-Ziel für das Jahr 2030

Es wird in diesem Szenario ein Strombedarf von 800 TWh unterstellt.

Das politische Ziel von 80 Prozent EE- Stromerzeugung entspricht: $800 \text{ TWh} \times 0,80 = 640 \text{ TWh}$

Damit ergibt sich: $640 \text{ TWh} = 80 \text{ Prozent von } 800 \text{ TWh}$

Die errechnete regenerative Stromproduktion liegt damit genau in der Größenordnung, die zur Erfüllung des 80-Prozent-Ziels erforderlich wäre.

4. Abgleich mit dem EEG-Ausbauziel

Das im EEG für 2030 festgelegte Ziel einer regenerativen Stromerzeugung von 600 TWh liegt ebenfalls in derselben Größenordnung.

Die Hochrechnung ergibt bereits allein aus Windenergie und Photovoltaik: 582,48 TWh

Zusammen mit den angenommenen Beiträgen von Biomasse und Laufwasserkraft: rund 640 TWh

Damit erscheinen die politischen Zielgrößen unter den zugrunde gelegten mathematischen Annahmen formal erreichbar.

Entscheidender Punkt der Konsistenzprüfung

Die entscheidende Frage ist jedoch nicht allein, ob der Zielwert rechnerisch erreicht werden kann.

Entscheidend ist, welche Annahmen in die Hochrechnung eingehen.

Ausgangspunkt sind die realen Produktionswerte des Jahres 2022.

Werden diese mit den vorgesehenen Ausbau- und Ertragsfaktoren multipliziert, ist zu prüfen, ob die daraus resultierende Strommenge tatsächlich allein durch den zusätzlichen Anlagenbestand erklärbar ist oder ob zusätzlich eine Steigerung des durchschnittlichen Wirkungsgrades beziehungsweise der Auslastung vorausgesetzt wird.

Die Zielerreichung setzt damit vereinfacht drei Faktoren voraus:

- Ausbau

- höherer spezifischer Ertrag
- höhere Auslastung

Wenn die Zielerreichung nur unter einer zusätzlichen pauschalen Ertragssteigerung von beispielsweise 20 Prozent möglich ist, dann ist diese Steigerung keine unmittelbare Folge des bloßen Zubaus. Sie stellt vielmehr eine zusätzliche Annahme des Szenarios dar.

Fazit:

Die Zielwerte sind mathematisch darstellbar und formal konsistent, wenn die zugrunde gelegten Ausbau-, Ertrags- und Auslastungsannahmen tatsächlich eintreten.

Die Konsistenzfrage lautet daher:

Ist die angenommene zusätzliche Ertragssteigerung von 20 Prozent physikalisch und empirisch begründet – oder wird sie lediglich benötigt, damit die politischen Zielwerte rechnerisch erreicht werden? Schon vor 2045, nämlich spätestens bis 2038, soll das letzte Kohlekraftwerk in Deutschland stillgelegt ⁶ werden.

Danach ist Stromerzeugung in Deutschland fossil höchstens noch mit Erdgas bis spätestens 2045 möglich.

⁶ www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/kohleausstieg-1664496

Das Szenario Klimaneutralität bis 2045

Szenario "Klimaneutralität 2045"				
	Wind Onshore Install. [GW]	Wind Offshore Install. [GW]	PV Install. [GW]	Jahres-Bedarf [TWh]
2022 nach SMARD	58	8	63	500
Gesetzlich festgelegter Ausbau bis 2040	160	70	400	1100*
Ausbaufaktor	2,76	8,75	6,35	2,2*
Unterstellter Wirkungsgradfaktor	1,20	1,20	1,20	
Ertragsfaktor	3,31	10,50	7,62	
Der künftige Wert für Wind offshore soll gelten für das Jahr 2045.				
* Für den Ausbau des Jahres-Bedarfes werden in den zitierten Gesetzen keine Vorgaben gemacht. Dies ist eine Schätzung, siehe im Text weiter unten.				

Abbildung 1: Ausbau gemäß Szenario „Klimaneutralität 2045“

Ausbauziele versus ungelöste Bedarfsfragen

Während das EEG 2023 und das Windenergie-auf-See-Gesetz feste, weitreichende Ausbaupfade bis zu den Zieljahren 2040 und 2045 vorschreiben, klammert der Gesetzgeber die entscheidende Variable konsequent aus: den tatsächlichen Jahresstrombedarf der Zukunft.

Hier prallen zwei fundamentale Trends aufeinander:

- Der planmäßige Mehrbedarf: Die vollständige Elektrifizierung der Sektoren Industrie, Wärme und Verkehr treibt den Stromhunger des Landes massiv nach oben.
- Die dämpfenden Faktoren: Politisch erhoffte Effizienzgewinne stehen hier im direkten Widerspruch zu einer bereits messbaren De-Industrialisierung, die den Energiebedarf durch den Verlust industrieller Substanz künstlich senkt.

Es bleibt somit mathematisch höchst fragwürdig, ob die gesetzlich verordneten Ausbaukapazitäten überhaupt ausreichen, um die angestrebte Autarkie zu sichern – oder ob das System nicht zwangsläufig in eine dauerhafte, massive Importabhängigkeit steuert.

Um diese Lücke zu schließen, definieren wir für die folgende Analyse einen „Hypothetischen Bedarf 2045“. Dieser ermittelt sich konsistent aus den realen Produktionsdaten des Basisjahres 2022, hochgerechnet mit den gesetzlich verankerten Ertrags- und Ausbaufaktoren.

Summe

Jahres-Produktion Wind Onshore (2022) * 3,31
 plus
 Jahres-Produktion Wind Offshore (2022) * 10,50
 plus
 Jahres-Produktion PV (2022) * 7,62

$$= (101 \cdot 3,31 + 25 \cdot 10,50 + 56 \cdot 7,6) \text{ TWh} = 1024 \text{ TWh}$$

Durch Inklusion der Jahres-Produktion von Biomasse und Laufwasser liegt der hypothetischer Bedarf 2040 bei 1100 TWh.

Dies würde einen Ausbaufaktor beim Bedarf von 1100/500, also 2,2 ergeben.

Die Modellierung lässt Variationen des angesetzten Basiswertes zu. Jedes alternative Bedarfsszenario kann jederzeit dynamisch simuliert und auf seine energetische Machbarkeit hin überprüft werden.

Szenarien „Big 5“

Die von regierungsnahen Instituten unter dem Titel „Big 5“ erstellten Szenarien zur Klimaneutralität bis 2045 gehen von einer massiven Verdoppelung bis Verdreifachung des Strombedarfs sowie einer Vervielfachung der Wind- und Solarenergie aus, vernachlässigen jedoch die daraus resultierende Volatilität und Stromlückenproblematik sowie die sich dadurch verstärkenden Ausschläge der Überbeziehungsweise Unterversorgung. Um diese Annahmen zu überprüfen, wird nachfolgend das extreme Agora-Szenario anhand der Daten des Prognos-Institutes durchgerechnet⁷.

Zur Berechnung der Big 5 Szenarien wird das extreme Agora-Szenario aus der Prognos-Arbeit angenommen. Es werden dort folgende Steigerungen der Strom-Erzeugung, nicht der installierten Leistung, angenommen:

Szenario "SKN-Agora-KNDE2045" aus Prognos AG, Klimaneutralitätsszenarien				
	Wind Onshore Erzeugung [TWh]	Wind Offshore Erzeugung [TWh]	PV Erzeugung [TWh]	Jahres-Bedarf [TWh]
2022 nach SMARD	101	25	56	500
Ausbau bis 2045 nach Szenario	582	360	473	1487
Ausbaufaktor	5,76	14,40	8,45	2,97

Ausbau gemäß Szenario „SKN-Agora-KNDE2045“

Die Behauptungen über angeblich ausreichende Speicher in den aktuellen Energieszenarien halten einer wissenschaftlichen Prüfung nicht stand. Unsere Modellierungen zeigen das genaue Gegenteil: Die Annahmen der „Big 5“-Studien basieren auf Prinzip Hoffnung statt auf harten Fakten. Das Ziel der „Klimaneutralität 2045“ als historische Mammutaufgabe zu beschreiben, ist eine Untertreibung – denn die Pläne setzen voraus, dass wir die physikalischen Gesetze der Natur einfach ausblenden.

⁷ Prognos AG: Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien, 16.03.2022

Wie wollen die Studien das Problem der schwankenden Ökostrom-Produktion lösen? Im Kern schlagen sie nur drei Wege vor:

1. *Stromabschaltungen bei Mangel*: Was nett als „Spitzenglättung“ umschrieben wird, bedeutet im Klartext: Wenn der Wind nicht weht, müssen Fabriken und Verbraucher vom Netz getrennt werden (Lastabwurf).
2. *Wasserstoff-Produktion*: Die Umwandlung von Stromüberschüssen in Wasserstoff.
3. *Mehr fossiles Gas*: Der Bau neuer Gaskraftwerke, um Phasen ohne Sonne und Wind zu überbrücken – befeuert mit importiertem fossilem Erdgas.

Ad 1: „Spitzenglättung“⁸

Spitzenglättung (kurz Glättungsspeicher) auch *Peak Shaving* genannt) bezeichnet das gezielte Ausgleichen von extremen Schwankungen im Stromnetz.

- **Die Theorie:** In Zeiten von Überproduktion (z. B. bei starkem Wind oder hoher Sonneneinstrahlung) wird überschüssiger Strom vorübergehend in Speichern (wie Batterien) zwischengelagert. Bei drohendem Strommangel (z. B. während einer Dunkelflaute) wird diese Energie wieder ins Netz zurückgespeist, um die Versorgung stabil zu halten.
- **Die Realität:** Da ausreichende Batteriegroßspeicher auf nationaler Ebene physikalisch und wirtschaftlich nicht existieren, wird der Begriff heute politisch oft umgedeutet. Faktisch bedeutet „Spitzenglättung“ in den aktuellen Energieszenarien meist kein *Einspeichern von Überschüssen*, sondern das **Herunterregeln oder Abschalten von Verbrauchern** (sogenannter *Lastabwurf*), wenn die Erzeugung einbricht.

Zur Lastreduktion gab es bis zum Juli 2022 noch eine „Verordnung über abschaltbare Lasten“, die es den Netzbetreibern ermöglichte, in gemeinsamer Abstimmung mit Großverbrauchern deren Lasten zeitweise zu reduzieren. Seit dem Auslaufen dieser Vereinbarungen drohen im Notfall unvereinbarte regionale Lastabwürfe (sog. „Brown-outs“) oder im Extremfall landesweite Black-outs⁹.

Ad 2: Die Idee der Wasserstoff-Elektrolyse

Dieser Ansatz ist vom Prinzip her die Erzeugung von „grünem“ Wasserstoff aus überschüssigem EE-Strom und seine Einleitung und Speicherung im vorhandenen Gasnetz. Es wird allerdings von den „Big 5“ nicht konkreter ausgeführt oder modelliert, ob dieser Wasserstoff anschließend als Glättungsspeicher zur Behebung der Strom-Unterproduktion eingesetzt werden soll. Es werden nur

⁸ Spitzenglättung bedeutet, dass der überschüssige Strom in Batterien „weggespeichert“ wird und bei Strommangel wieder ins Netz zurückkommt.

⁹ https://www.gesetze-im-internet.de/abla_v_2016/BJNR198400016.html

eine Reihe von Traumszenarien präsentiert, wie dieser Wasserstoff künftig in ganz neuen Technologie- und Produktionsprozessen in den 4 Sektoren eingesetzt werden „könnte“.

Die in den „Big 5“-Untersuchungen angenommenen Dimensionierungen einer solchen Elektrolyse-Infrastruktur sind allerdings viel zu klein, um die Volatilitätsproblematik auch nur im Ansatz zu lösen.

Die Studien gehen von einer Speicherung des Wasserstoffs im vorhandenen Erdgas-Verteil- und Speichernetz aus. Die benötigte Dimensionierung der Elektrolyseure, um die Überangebote ohne übermäßige Abregelung abzunehmen wäre nicht mit zu vertretendem Aufwand durchführbar, wie wir weiter unten zeigen werden.

Ad 3: Zusätzliche Gaskraftwerke

Zum dritten Vorschlag, mehr Gaskraftwerke zu bauen, entwerfen die Institute folgende Szenarien.

Um den Energiemangel bis 2030 auszugleichen, setzt die Politik paradoxerweise auf importiertes fossiles Flüssiggas (LNG). Dass wir uns damit sofort in die nächste fatale Importabhängigkeit begeben, wird in den Medien gar nicht erst diskutiert. Die neu zu bauenden Kraftwerke erhalten das Label „H2-ready“ – sie sollen später mit grünem Wasserstoff laufen, sobald dieser irgendwann verfügbar ist.

Bis 2045 soll das System komplett auf grünem Wasserstoff aus Ökostrom basieren. Da Deutschland diesen nicht selbst erzeugen kann, reist die Politik um die Welt, wie beim medienwirksamen Besuch in Namibia Ende 2022. Was verschwiegen wird: Für diesen Plan müssen im Ausland gigantische, unberührte Naturflächen für riesige Wind- und Solarparks geopfert werden.

Der anschließende Transportweg ist ökologischer und ökonomischer Irrsinn: Der Wasserstoff wird in Ammoniak umgewandelt, in riesigen, dieselbetriebenen Tankern über 13.000 Kilometer Weltmeer nach Deutschland verschifft und dort unter hohem Energieaufwand wieder zurückverwandelt. Der Gesamtwirkungsgrad dieser Kette wird in den Studien lieber verschwiegen – er liegt voraussichtlich bei mageren 25 %. Die Abgase der Schiffsdiesel sind da noch nicht einmal mitgezählt. Die etablierte Presse klatscht Beifall, während die Politik die bitteren Lehren der Energiekrise ignoriert und Deutschland erneut von politisch unsicheren Staaten im Ausland abhängig macht.

Die Methodik der numerischen Modellierung zur Batteriespeicherdimensionen - Spitzenglättung

Die Aufgabe:

Faktenbasierte Prognosen statt politischem Wunschdenken

Ziel unserer numerischen Modellierung ist es, die technischen und wirtschaftlichen Folgen der Energiewende schonungslos aufzudecken. Wir nehmen die politischen Zielvorgaben beim Wort,

berechnen die Konsequenzen jedoch ausschließlich auf Basis von harten Zahlen, Daten und physikalischen Fakten. Politische Utopien haben in dieser Berechnung keinen Platz.

Die Methode - Skalierung realer Daten

Statt mit fiktiven Durchschnittswerten zu arbeiten, setzt unsere Methodik auf echten historischen Zeitreihen für Strombedarf und Stromerzeugung auf. Diese realen Profile werden mit den politisch geplanten Ausbaufaktoren multipliziert. Das Ergebnis sind realitätsnahe, zukünftige Erzeugungs- und Bedarfskurven, die wir auf ihre Machbarkeit prüfen.

Die Einschränkung: Wahrscheinlichkeiten statt Glaskugel

Niemand kann das Wetter der Zukunft exakt vorhersagen. Die prognostizierten Zeitreihen bilden daher nicht jeden Tag der Zukunft im Detail ab. Sie liefern uns jedoch fundamentale, strukturelle Erkenntnisse, die mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit genauso eintreten werden.

Der Fokus: Speicher und Backups im Visier

Uns interessiert die Kernfrage der Versorgungssicherheit:

Wie lässt sich die starre Produktion an den realen Bedarf anpassen?

Wir untersuchen dafür zwei Stellschrauben: notwendige Glättungsspeicher und die Dimensionierung von Backup-Gaskraftwerken. Eine Mangelverwaltung durch „Bedarfsanpassung“ (also die Zwangsabschaltung von Verbrauchern) klammern wir bewusst aus.

Werkzeug & Daten

Wir nutzen das offizielle Datenmaterial der Bundesnetzagentur (SMARD-Portal), insbesondere des Krisenjahres 2022. Berechnet und visualisiert werden die Ergebnisse transparent mit Microsoft Excel.

Prognostizierte Zeitreihen ohne Backup-Kraftwerke und ohne Glättungsspeicher Szenario „2030“

Unter den Aus- und Ertragsfaktoren dieses Szenarios zeigen die folgenden Abbildungen jeweils die Zeitreihen für die folgenden Tagessummen:

- das regenerative Angebot aus Wind Onshore, Wind Offshore, PV, Biomasse und Laufwasser,
- die entsprechende regenerative Produktion,
- den Strom-Bedarf,
- die Unterproduktion, auch Residuallast genannt,
- die Abregelung.

Die Basis der Zeitreihen sind die Daten der Bundesnetzagentur für das Jahr 2022.

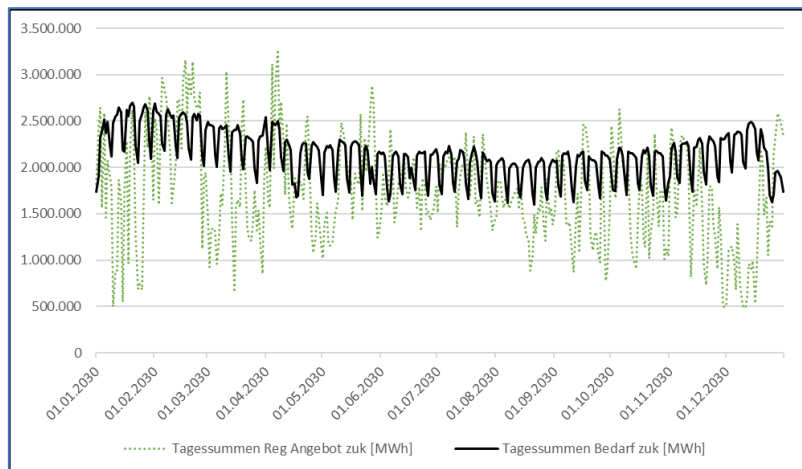


Abbildung 1. Szenario „2030“: Regeneratives Angebot und Bedarf

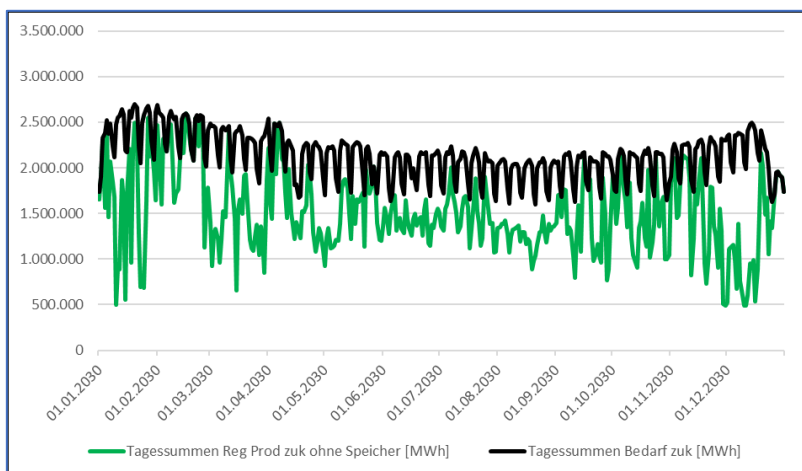
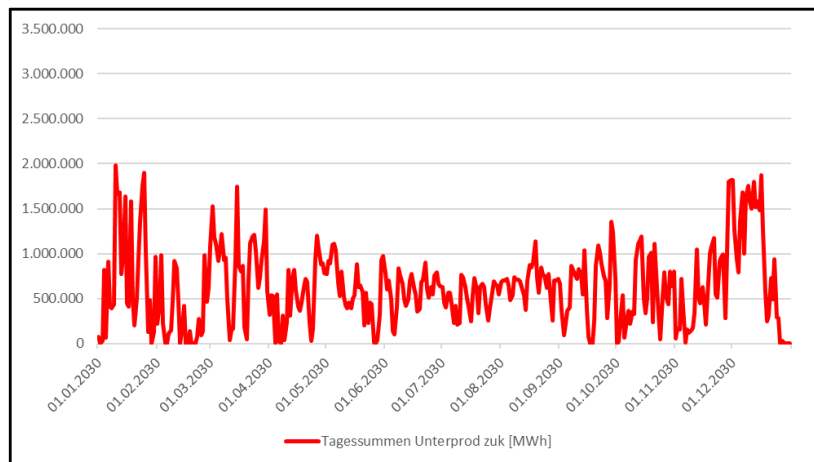


Abbildung 2: Szenario „2030“ ohne Backup-KW ohne Glättungs-Speicher: Regenerative Produktion mit Abregelung des Überangebotes



Szenario „2030“ ohne Backup-KW ohne Glättungs-Speicher: Unterproduktion = Bedarf – (EE-Produktion)

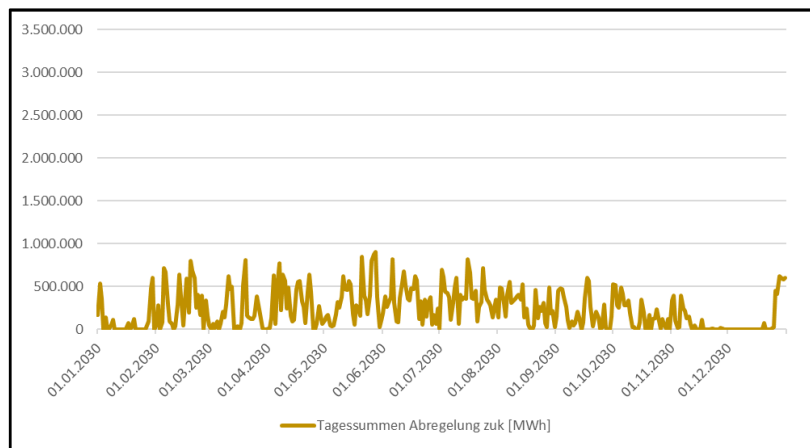


Abbildung III. Szenario „2030“ ohne Backup-KW ohne Glättungs-Speicher: Abregelung = (EE-Angebot) - Bedarf

Erläuterungen der Abbildungen:

Abbildung I. "Szenario „2030“: Regeneratives Angebot und Bedarf" zeigt, dass es trotz des Ausbaus der Regenerativen viele Zeiten mit Unterproduktion, aber auch Zeiten mit Überangebot gibt. Die Überangebote können so groß werden, dass sie voraussichtlich nicht ins Ausland exportiert werden können. Denn da sich in Deutschland keine Verbraucher finden, wird es im Ausland vermutlich auch keine geben. Außerdem ist fraglich, ob die europäischen Netze solche Spitzen überhaupt aufnehmen könnten.

Abbildung II. Szenario „2030“ ohne Backup-KW ohne Glättungs-Speicher: Regenerative Produktion mit Abregelung des Überangebotes.

In solchen Fällen wird das EE-Angebot soweit reduziert, dass man nur noch den realen Bedarf produziert.

Abbildung III. Die Reduktion des Angebotes erfolgt durch Abregelung der EE-Anlagen: Der Grad der Abregelung kann durchaus stundenweise einmal 57% (!) des Angebotes ausmachen, d.h. im Klartext: auch bei gutem Wind müssen dann viele WKA einfach stillstehen.

Ein Kochrezept nach Prof. Sinn, IFO-Institut, zur „Vermeidung“ der Abregelung: Wenn das Ausland das Überangebot nicht abnehmen kann und wird, könnte der Verbraucher alternativ Tauchsieder in der Elbe installieren, die Kochplatten als Heizung einschalten, die Waschmaschine für jedes Wäscheteil einzeln laufen lassen ¹⁰.

Die erheblichen Unterproduktionen, Abbildung 46, können mit Sicherheit nicht durch Import ausgeglichen werden, da sie viel zu groß sind. Es treten Bedarfslücken von bis zu 2 TWh pro Tag auf. Zum Vergleich: der maximale Tages-Bedarf in 2022 lag bei etwa 1,6 TWh.

Das Szenario „2030“ ist also, wenn überhaupt höchstens unter Einsatz von Backup-Kraftwerken oder Glättungsspeichern realisierbar.

Szenario „2045“

Die folgende Abbildung 48 zeigt den Verlauf des regenerativen Angebotes und des Bedarfs unter den Annahmen dieses Szenarios. Der Verlauf der Zeitreihen ist natürlich ähnlich dem Verlauf im „Szenario 2030“, nur die Werte steigen weiter an. Wir verzichten daher auf die Darstellung der Produktion, der Unterproduktion und der Abregelung.

Es sei nur erwähnt, dass der Grad der Abregelung in diesem Szenario schon 68% ausmachen kann und die Unterproduktion bis zu 2,6 TWh pro Tag. Auch dieses – gesetzlich festgelegte (!) – Szenario ist natürlich ohne Einsatz von Glättungsspeichern oder Backup-Kraftwerken komplett illusorisch.

¹⁰ www.manager-magazin.de/politik/deutschland/hans-werner-sinn-vom-ifo-institut-ueber-windenergie-und-energiewende-a-950237.html

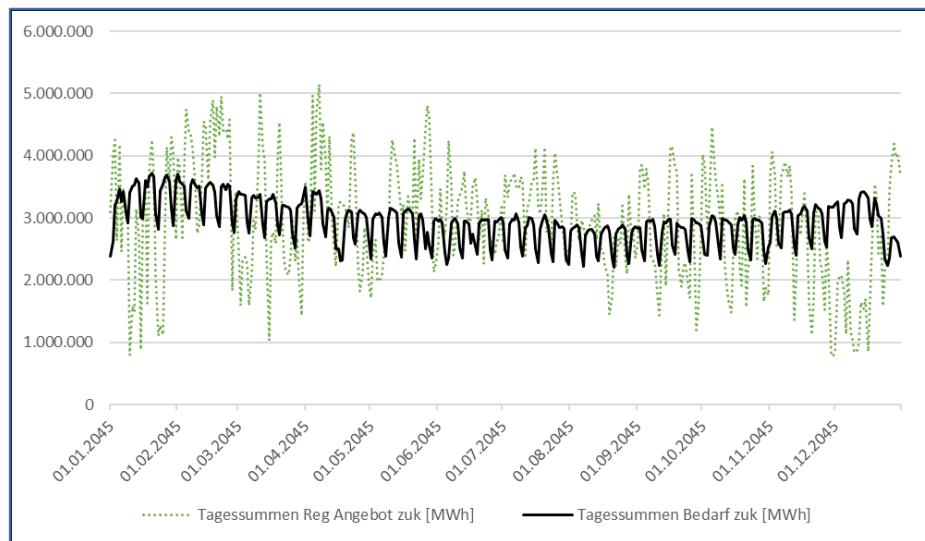


Abbildung IV-Szenario „2045“: Regeneratives Angebot und Bedarf

Modellierung auf der Basis des Szenarios aus „Big 5“

Die Vervielfachung der Zeitreihenwerte erfolgt gemäß der Abbildung: Ausbau gemäß Szenario „SKN-Agora-KNDE2045“.

Die Abbildung IV zeigt die modellierten künftigen Zeitreihen mit den vorgeschlagenen Vervielfachungen von (gerundet):

$$\begin{aligned}
 \text{EE-Angebot zukünftig} = & \quad (\text{Wind Onshore aktuell}) * 5,8 \\
 & \text{plus} \\
 & \quad (\text{Wind Offshore aktuell}) * 14,4 \\
 & \text{plus} \\
 & \quad \text{PV aktuell}) * 8,5 \\
 & \text{plus} \\
 & \quad \text{Bedarf zukünftig (d.h. Bedarf aktuell)} * 3
 \end{aligned}$$

Die Produktionsdaten für Biomasse und Laufwasser werden unverändert im Vergleich zu den heutigen Daten übernommen.

Grundlage sind die historischen Daten der Bundesnetzagentur SMARD von 2022. Man erkennt, dass wegen der Volatilität der regenerativen Erzeugung die Ausschläge in der Angebotsmenge in MWh dramatisch sind. Fast immer herrscht Überangebot oder Unterproduktion. Das Überangebot (die Differenz zwischen EE-Angebot und Bedarf) wird sogar größer sein als der Bedarf selbst. Man

erkennt, dass die Unterproduktion trotz des enormen Zubaus der regenerativen Anlagen an vielen Tagen immer noch enorm ist. An manchen Tagen erreicht die regenerative Produktion nicht mal ein Viertel (!) des Bedarfes.

Backup-Gaskraftwerke

Überblick

Zur Analyse der technischen und wirtschaftlichen Konsequenzen zusätzlicher Backup-Gaskraftwerke wird das anspruchsvolle Ausbauszenario „SKN-Agora-KNDE2045“ aus den „Big 5“-Papieren herangezogen. Dieses Szenario dient als Grundlage, um die generelle Problematik und die auf Zahlen basierenden Implikationen solcher Vorschläge zu beleuchten.

Hier das Ergebnis vorweg:

Da bis 2038 nach den Kernkraftwerken auch alle Kohlekraftwerke vom Netz gehen sollen, müssten in den 14 Jahren bis dahin insgesamt ca. 550 (!) neue Gaskraftwerke der 300-MW-Klasse gebaut werden, bei der angenommenen Bedarfsverdreifachung durch Sektor-Koppelung. Das sind fast 40 neue Gaskraftwerke dieser Klasse jedes Jahr bis 2038. Wenn man dieses Ziel erst 2045 erreichen will (Klimaneutralität), hätte man pro Jahr mehr als 26 solcher Kraftwerke zu bauen.

Unsere Berechnungen legen offen: Wegen der extremen Schwankungen von Wind und Sonne wären diese Backup-Kraftwerke im Jahresdurchschnitt katastrophal schlecht ausgelastet. Schlimmer noch: Sie müssten permanent im Stundentakt zwischen Null und maximaler Leistung hin- und her gesteuert werden – ein technischer und ökonomischer Albtraum. Bei so minimalen Betriebsstunden investiert kein privates Unternehmen freiwillig. Die Folge sind explodierende Stromgestehungskosten, die am Ende über die Netzentgelte voll auf die Verbraucher durchschlagen.

Zu installierende Leistung der Gaskraftwerke

Die zentrale Untersuchung dieses Abschnitts widmet sich der Frage, welche Gesamtleistung für neu zu bauende Gaskraftwerke installiert werden müsste und wie viele solcher Anlagen konkret benötigt würden.

Hierzu wird berechnet, welche Kapazitäten bereitgestellt werden müssen, um die künftige Unterproduktion unseres gewählten „Big 5“-Szenarios verlässlich zu decken.

Dabei spielt es für die Leistungsbetrachtung keine Rolle, ob diese Kraftwerke fossil oder mit „grünem“ Gas betrieben werden.

Als datenbasierte Grundlage nehmen wir den Ausbau der regenerativen Produktion sowie den künftigen Bedarf gemäß dem Szenario „SKN-Agora-KNDE2045“ an.

Da wir für diesen spezifischen Abschnitt keinen Glättungsspeicher voraussetzen, gehen wir konsequent davon aus, dass das gesamte Überangebot der erneuerbaren Energien komplett abgeregelt werden muss. Ebenso unterstellen wir, dass von diesem Überschuss praktisch nichts in das Ausland exportiert werden kann. Dies liegt daran, dass es in Europa voraussichtlich keine Verbraucher geben wird, die solche abrupten Energie-Ausbrüche nutzen könnten, und auch die Übertragungsnetze noch nicht für einen solchen Transport ausgelegt sind.

Einen Strom-Import aus dem Ausland vernachlässigen wir in dieser Betrachtung. Die Versorgungslücken, die bei einer Unterproduktion von Wind- und Photovoltaikanlagen entstehen, sind schlichtweg viel größer als die vorhandenen Import-Möglichkeiten. Um diese Defizite auszugleichen, sollen daher gezielt Gaskraftwerke eingesetzt werden, die entweder fossil oder mit grünem Wasserstoff laufen. Die genaue Herkunft des Gases – also ob fossiles Gas importiert oder grüner Wasserstoff importiert beziehungsweise im Inland erzeugt wird – betrachten wir an dieser Stelle nicht. Auch die landeseigene Gasförderung bleibt unberücksichtigt, da sie aktuell viel zu gering ist, um eine nennenswerte Rolle zu spielen.

Wir modellieren die benötigte installierte Leistung dieser Gaskraftwerke, um die Bedarfsdeckung bei regenerativer Unterproduktion zu erzielen. Anschließend schätzen wir ab, welche Mengen an fossilem LNG bzw. Grünem Wasserstoff man pro Jahr importieren müsste.

Abbildung IV zeigte die Tagessummen des Regenerativen Angebotes und des Bedarfes.

Wegen fehlender Glättungsspeicher nehmen wir an, dass

- das regenerative Überangebot komplett abgeregelt wird und
- die regenerative Unterproduktion komplett von den Backup-Gaskraftwerken ausgeglichen wird.

Gaskraftwerke sind immerhin schnell auf- und ab-regelbar und können daher mit der verrückten Volatilität der Regenerativen vielleicht einigermaßen Schritt halten. Die Frage, wer uns eigentlich das dazu nötige Gas liefern soll, wollen wir hier nicht weiter tangieren.

Die folgende Abbildung V zeigt für alle Stunden des Jahres die jeweilige Unterproduktion der Regenerativen, mithin genau die jeweils benötigte Stunden-Produktion der Gaskraftwerke zum Ausgleich der Unterproduktion. Die im jeweiligen Stundenmittel benötigten Leistungen in MW sind numerisch gleich der jeweiligen Stunden-Produktion in MWh.

Man sieht, dass diese Leistungen im Maximum fast 193.000 MW oder 193 GW erreichen können. 93 GW entsprechen ungefähr der Leistung von 140 Kernkraftwerken (!)

Kostenschätzungen für neue Gaskraftwerke sind selten zu bekommen. Beispielsweise wird im Jahr 2018 von der Installation eines neuen Gas-Kraftwerkes mit Kraft-Wärmekoppelung in Leipzig berichtet ¹¹. Leistung 150 MW, Kosten 150 Millionen Euro, also 1 MW kostet 1 Million Euro.

Demnach würde ein Park von Backup-Gaskraftwerken mit 193 GW so etwa 193 Milliarden Euro Investition erfordern.¹².

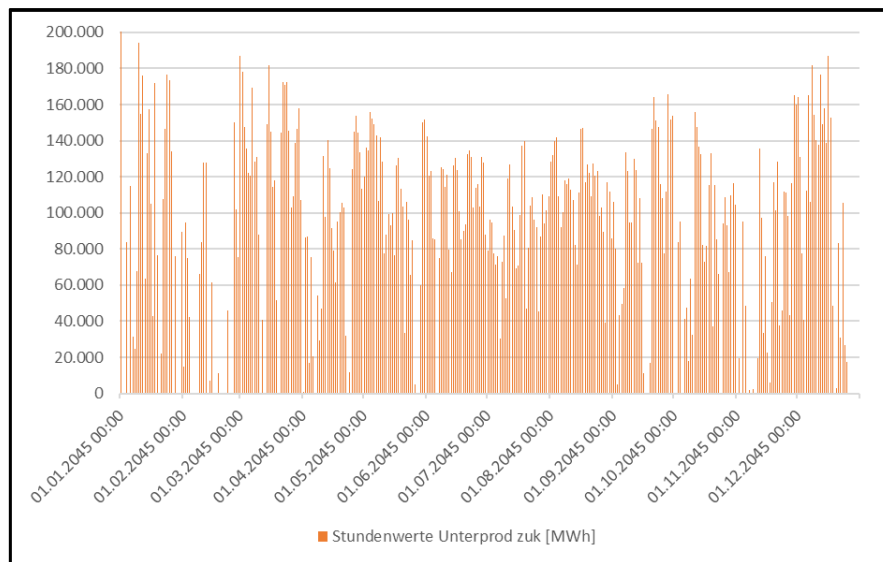


Abbildung V: Szenario „SKN-Agora-KNDE2045“ aus Big 5: Stunden-Mittelwerte der benötigten Leistungen Backup-Gaskraftwerke [MW]

Angesichts einer derzeit installierten Kapazität von rund 30 GW an Gaskraftwerken resultiert aus den Szenarien ein zusätzlicher Zubau Bedarf von 163 GW.

Da im Zuge der politisch angestrebten Klimaneutralität bis 2045 sämtliche Anlagen „H2-ready“ sein müssen, stellt sich die strukturelle Frage, ob der bestehende Kraftwerkspark technisch überhaupt nachgerüstet werden kann oder ein vollständiger Neubau erforderlich ist.

Ein Gesamtvolumen von 193 GW entspricht rechnerisch etwa 550 neuen Gaskraftwerken der 300-MW-Klasse. Um dieses Ziel bis zum Jahr 2038 zu erreichen, müssten jährlich rund 40 Großanlagen mit einer kumulierten Leistung von 12 GW in Betrieb genommen werden. Zum Vergleich: Im Jahr 2022 lag der tatsächliche Zubau bei lediglich 1,9 GW. In der Jahressumme müssten diese Kraftwerke rund 318 TWh elektrische Energie erzeugen, um die produktionsschwachen Phasen der erneuerbaren Energien verlässlich auszugleichen.

¹¹ www.lvz.de/lokales/leipzig/leipzig-koppelt-sich-bei-fernwaerme-vom-kraftwerk-lippendorf-ab-6YNTTA2D5RAVHBKWF4HCXR73A.html

¹² Eine etwas ältere Arbeit der Uni Stuttgart aus dem Jahr 2008 nennt eine Zahl von 480 EUR / kW, also knapp die Hälfte: www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/downloads/Arbeitsbericht_04.pdf

Auslastung der Gaskraftwerke

Die Backup-Gaskraftwerke könnten entsprechend ihrer installierten Leistung von 193 GW eine maximal mögliche Jahres-Produktion von ca. $193 \text{ GW} \cdot 8760 \text{ h} = 1.690 \text{ TWh}$ erzeugen.

Wenn wir als Jahres-Auslastung definieren den Quotienten aus der zu erzeugenden Energie zur Deckung der Unterproduktion und der maximal möglichen Jahresproduktion, erhalten wir:

$$\text{Jahresauslastung} = \frac{318 \text{ TWh}}{1.690 \text{ TWh}}$$

Das sind 18,8%.

Eine Investition mit 18,8% Auslastung ohne großzügige Subventionen erscheint sehr fragwürdig. Die Strom-Gestehungskosten (LCOE - Levelized Costs of Electricity) ¹³ dürften immens sein und die Verbraucherpreise weiter explodieren lassen, falls sich überhaupt dafür Investoren finden lassen.

Abschließende Frage: An wie vielen Stunden des Jahres müssen überhaupt irgendwelche Backup-Gaskraftwerke eingesetzt werden? Dazu folgende Zahlen, wieder basierend auf den historischen Daten von 2022 und auf dem oben genannten „Big 5“-Szenario:

- An 4535 Stunden des Jahres findet Unterproduktion der Regenerativen statt, das sind 52% aller Stunden des Jahres. Nur in diesen Stunden müssen Teile der Backup-Kraftwerke in der jeweils nötigen Menge eingesetzt werden.
- In den restlichen 4.225 Stunden stehen alle Backup-Kraftwerke komplett still.

Benötigte Menge LNG

Im Jahr 2022 lag der Erdgasverbrauch in Deutschland bei ca. 89 Milliarden Kubikmetern. Davon wurden 4,8 Milliarden Kubikmeter in Deutschland gefördert, also knapp 5,4% ¹⁴. Die deutsche Förderung ist seit Jahren rückläufig. Die Gas-Importe stammen nach dem russischen Import-Stopp zurzeit hauptsächlich aus Norwegen und den Niederlanden.

Dabei lagern in Deutschland erschließbare Vorkommen von geschätzt 2,7 Billionen Kubikmetern ¹⁵.

Wenn der Ausbau der Gaskraftwerke wie oben beschrieben tatsächlich erfolgen sollte, müssen sicherlich gewaltige zusätzliche Mengen an LNG (Liquified Natural Gas) über Großtankschiffe herantransportiert werden. Dazu werden als mögliche Lieferanten die USA und arabische Länder

¹³ www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html

¹⁴ www.bveg.de/die-branchen/erdgas-und-erdoel-in-deutschland/erdgas-in-deutschland/

¹⁵ www.bveg.de/die-branchen/erdgas-und-erdoel-in-deutschland/erdgasreserven-in-deutschland/

genannt. In den USA wird Gas vielfach durch Fracking gewonnen, eine Technik, die auch in Deutschland einsetzbar wäre, aber verboten ist ¹⁶.

Zu LNG-Importen folgende Umrechnungen und Abschätzungen:

1 Tonne LNG entspricht	2,2 m ³ oder 13 MWh Heizenergie
1 m ³ LNG hat ein Gewicht	0,45 Tonnen oder 6 MWh Heizenergie

Bei geschätzten 40 % Wirkungsgrad für die Umwandlungskette: Entladung aus dem Tankschiff, Re-Gasifizierung, Transport, Speicherung im Erdgasnetz, Umwandlung von Heizenergie in elektrische Energie:

1 Tonne LNG entspricht	2,2 m ³ oder 13 MWh Heizenergie	oder 5,2 MWh Elektr. Energie
1 m ³ LNG hat ein Gewicht	0,45 Tonnen oder 6 MWh Heizenergie	oder 2,4 MWh Elektr. Energie
1 LNG-Großtanker	250.000 m ³	100.000 Tonnen ¹⁷ .
Daraus folgt für die benötigte Gesamtmenge von 318 TWh	318 TWh / 5,2 MWh pro Tonne =	oder 61,2 Millionen Tonnen.

! Pro Jahr ca. also 612 Tankladungen. All diese Großtanker fahren mit „schmutzigem“ Schweröl!

Angenommen, jeder Tanker braucht für einen Zyklus einen Monat: Beladen, Hinfahrt, Entladen, Rückfahrt, dann könnte ein Großtanker pro Jahr 12 Ladungen liefern. Demnach müsste Deutschland **eine Flotte** von 612 dividiert durch 12, also **51 Großtankern** exklusiv für sich chartern.

Weltweit gibt es zurzeit ca. 640 solcher LNG-Tanker mit einer Gesamtkapazität von 104 Millionen Kubikmetern¹⁸.

Dann hätte jeder solche LNG-Tanker im Schnitt eine Kapazität von 162.500 Kubikmeter.

¹⁶ www.bveg.de/die-branche/erdgas-und-erdoel-in-deutschland/fracking-in-deutschland/

¹⁷ de.wikipedia.org/wiki/Tanker

¹⁸ www.fluessiggas1.de/lng-tanker-die-wichtigsten-fakten-im-ueberblick

Daraus folgt: Ein durchschnittlicher LNG-Tanker mit 162.500 m^3 , also 73.000 Tonnen liefert entsprechend 374 GWh elektrische Energie.

! Für den Jahres-Bedarf von 318 TWh bräuchte man dann ca. 850 durchschnittliche Tankladungen und bei 12 Zyklen pro Tanker pro Jahr eine Flotte von 71 Tankern.

Benötigte Menge Wasserstoff

Mit der Festlegung, dass Deutschland bis 2045 Klimaneutralität erreichen muss bedeutet dies für die Backup-Gaskraftwerke: Das Erdgas kann ab 2045 nicht mehr verfeuert werden, sondern nur noch grüner, d.h. mit Wind und PV erzeugter Wasserstoff.

Obwohl im weiteren Verlauf dieser Arbeit eine potenzielle autarke deutsche Wasserstoffwirtschaft modelliert wird, legt diese Teilbetrachtung einen weitgehenden Importbedarf für die Backup-Gaskraftwerke zugrunde. Die komplexe Fragestellung, wie der importierte Energieträger innerhalb Deutschlands über das bestehende Gasnetz verteilt, in Kavernen gespeichert oder über neue internationale Pipelines herantransportiert werden kann – eine Thematik, die spätestens seit dem Ausfall der Nord-Stream-Infrastruktur eine völlig neue geopolitische Dimension erhalten hat –, bleibt hier bewusst ausgeklammert. Zur Vereinfachung wird stattdessen von einer seeseitigen Logistik ausgegangen, bei welcher der Wasserstoff im verflüssigten Zustand über Tankschiffe importiert und über entsprechende Hafenterminals ins System eingespeist wird.

Zu flüssigem Wasserstoff folgende Umrechnungen und Abschätzungen ¹⁹:

1 Tonne LH2 = $14,1 \text{ m}^3$ = 39,5 MWh Heizenergie,

$1 \text{ m}^3 \text{ LH2} = 70,8 \text{ kg} = 2,8 \text{ MWh Heizenergie}$.

Bei geschätzten 40 % Wirkungsgrad für die Umwandlungskette: Entladung, Re-Gasifizierung, Transport, Speicherung im Erdgasnetz, Umwandlung von Heizenergie in elektrische Energie:

1 Tonne LH2 = $14,1 \text{ m}^3$ = 16 MWh Elektr. Energie,

$1 \text{ m}^3 \text{ LH2} = 70,8 \text{ kg} = 1,1 \text{ MWh Elektr. Energie}$.

Neu zu entwickelnde Tanker-Typen sollen angeblich ab 2027 ein Fassungsvermögen von 37.500 Kubikmetern entsprechend 2.660 Tonnen flüssigem Wasserstoff bereitstellen ^{20 21}.

Daraus folgt:

¹⁹ www.linde-gas.at/de/images/1007_rechnen_sie_mit_wasserstoff_V111_tcm550-169419.pdf

²⁰ de.wikipedia.org/wiki/Wasserstofftanker

²¹ efahrer.chip.de/news/400000-h2-tankfuellungen-pro-schiff-jetzt-kommen-die-neuen-super-tanker_107979

- Benötigte Gesamtmenge pro Jahr für 318 TWh = $318 \text{ TWh} / 16 \text{ MWh pro Tonne} = 20 \text{ Millionen Tonnen, bzw.}$
- Benötigte Gesamtmenge pro Jahr für 318 TWh = $318 \text{ TWh} / 1,1 \text{ MWh pro m}^3 = 290 \text{ Millionen m}^3$,
- Benötigte Tankladungen pro Jahr = $290 \text{ Millionen m}^3 / 37.500 \text{ m}^3 = 7.730 \text{ Tankladungen pro Jahr.}$

! Wir sind dann schon bei über 640 exklusiv für Deutschland fahrenden Tankschiffen, deren Bautyp vielleicht ab 2027 verfügbar ist.

Der Unterschied zu LNG ist, dass Wasserstoff pro Gewichtseinheit deutlich mehr Energiegehalt hat, aber pro Volumeneinheit deutlich weniger.

Man sieht an diesen Zahlen, dass der gerade so gehypte Traum vom grünen Wasserstoff eine weitgehende Luftnummer ist.

Glättungsspeicher

Überblick

Während in Abschnitt 10 noch versucht wurde, die unkontrollierbare Unterproduktion aus der Volatilität von Wind- und Photovoltaikanlagen rein durch Backup-Gaskraftwerke auszugleichen – mit der Erkenntnis, dass die dafür erforderliche Dimensionierung an Neuinstallationen und Gasimporten gewaltige Ausmaße annimmt –, widmet sich dieser Abschnitt einem anderen Lösungsansatz. Hier wird untersucht, wie das ebenfalls volatilitätsbedingte Überangebot mithilfe von Energiespeichern genutzt werden kann, um die Unterproduktion gezielt auszugleichen. Das bedeutet konkret, dass die Überschüsse von Wind und PV nicht mehr wie bislang angenommen vollständig abgeregelt, sondern im Rahmen des Möglichen temporär zwischengespeichert werden. Um den Rahmen zu fokussieren, werden nicht sämtliche Szenarien und Konfigurationen mathematisch durchgespielt. Vielmehr soll anhand ausgewählter Praxisbeispiele aufgezeigt werden, welche technisch-wirtschaftlichen Ansprüche an solche Glättungsspeicher gestellt werden müssen. Als relevante Speichertechnologien kommen dafür theoretisch drei Optionen in Betracht:

- Pumpspeicher-Kraftwerke mit angenommenem Gesamt-Wirkungsgrad 80%,
- Batteriespeicher mit angenommenem Gesamt-Wirkungsgrad 90%,
- Wasserstoff-Elektrolyse und Rückverstromung über Brennstoffzelle mit angenommenem Gesamt-Wirkungsgrad 25%.

Pumpspeicher-Kraftwerken:

Anhand der Modellierungen werden wir im Folgenden aufzeigen, dass astronomische Speicherkapazitäten im Bereich von mehreren Terawattstunden erforderlich sind, um das Überangebot und die Unterproduktion von Wind- und Photovoltaikanlagen auch nur einigermaßen zu glätten.

Zum Vergleich: Wikipedia gibt für die in Deutschland installierten Pumpspeicherkraftwerke eine Gesamtleistung von lediglich 7 Gigawatt und für das Jahr 2010 eine Gesamtkapazität von rund 40 Gigawattstunden an.

Um überhaupt in den benötigten Terawattstunden-Bereich vorzustoßen, müsste man die vorhandene deutsche Kapazität folglich mit einem Faktor von mehr als 25 multiplizieren – ein Vorhaben, das in Deutschland geografisch und politisch vollkommen illusorisch ist.

Aus diesem Grund werden Pumpspeicher in den weiteren Betrachtungen gar nicht erst weiter berücksichtigt. Wie extrem diese Dimensionen sind, verdeutlicht eine kleine Anekdote am Rande: Um eine Energiemenge von 10 Terawattstunden rein mit Pumpspeichertechnologie zu speichern, müsste man sage und schreibe 36,6 Milliarden Kubikmeter Wasser um 100 Meter anheben. Diese gewaltige Wassermenge entspricht ungefähr 86 Prozent des gesamten Volumens des Bodensees.

Wasserstoff-Elektrolyse:

Da zu den alternativen Technologien weiter unten ein eigener Abschnitt folgt, beschränken wir uns in diesem Kapitel ausschließlich auf die Modellierung möglicher Glättungsspeicher auf Batteriebasis.

In der Realität unterliegt eine solche Speicherstruktur allerdings immer mindestens zwei physikalischen Grenzen:

- einem Kapazitätslimit und
- einem Leistungsaufnahmelimit.

Um die Untersuchung an dieser Stelle zu vereinfachen, variieren wir in den folgenden Berechnungen die verschiedenen Kapazitätsgrenzen.

Aus den daraus resultierenden Modellierungen leiten sich jeweils auch die spezifischen Anforderungen an die Leistungsaufnahme der Speicherstruktur ab, die wir anschließend in die technisch-wirtschaftliche Bewertung einbeziehen. Zur weiteren Vereinfachung nehmen wir an, dass die maximale Anforderung an die Leistungsaufnahme exakt dem höchsten auftretenden Stundenwert des Überangebotes entspricht. Dabei bleibt unberücksichtigt, dass dieser Spitzenwert vom Speicher eventuell gar nicht mehr aufgenommen werden kann, falls das Kapazitätslimit bereits überschritten ist, was letztlich zu einer Abregelung führen würde.

Das Kapazitätslimit definiert in unserer Modellierung diejenige maximale Energiemenge, die der Speicher für die spätere Ausspeicherung bereithalten kann, und fungiert als frei wählbarer

Parameter. Ist der Speicher vollständig geladen, wird das verbleibende Überangebot wie bisher abgeregelt.

Unser Ziel ist es, den genauen Einfluss verschiedener Kapazitätslimits auf die Abregelungsquote sowie die verbleibende Unterproduktion zu untersuchen, um mögliche wirtschaftliche und technische Optima zu identifizieren.

Die mathematische Modellierung erfolgt hierbei erneut auf Stundenbasis anhand historischer Zeitreihen für den Bedarf sowie für die regenerative Produktion aus Wind, Photovoltaik, Biomasse und Laufwasser. Auf dieser Basis werden die zukünftigen Zeitreihen entsprechend den prognostizierten Zubauten aus den jeweiligen Szenarien simuliert.

Modellierungsmodel des Ein- und Ausspeicherns

1. Falls in der Stunde x Überangebot auftritt, wird versucht, dieses nicht abzuregeln, sondern zu produzieren und abzuspeichern. In den Speicher selbst gelangt dabei nur die um den Wirkungsgrad-Verlust reduzierte Energiemenge, weil nur diese reduzierte Energiemenge beim Ausspeichern wieder zur Verfügung steht, der Rest divergiert. Wird bei diesem Einspeichern das Kapazitätslimit überschritten, wird nur derjenige Teil des Überangebotes verwendet und produziert, der – nach Abzug des Wirkungsgradverlustes - noch in den Speicher hineinpasst, der Rest des Überangebotes wird abgeregelt. Dieser Prozessschritt liefert den Speicherinhalt der Stunde $x+1$.
2. Falls in der Stunde y Unterproduktion auftritt, wird versucht, diese Unterproduktion durch Speicherentnahme auszugleichen. Die Entnahme wird ohne Verlust modelliert, weil dieser Verlust bereits in Schritt 1 berücksichtigt wurde. Gibt der Speicher nicht genügend her oder ist er schon leer, kann die Unterproduktion nur zum Teil oder gar nicht reduziert werden. Es bleibt dann eine eventuell reduzierte Unterproduktion übrig. Dieser Prozessschritt liefert nach der Speicherentnahme den Speicherinhalt zur Stunde $y+1$.

Da wir die Zeitreihen immer über ein Kalenderjahr modellieren, nehmen wir als weiteren frei wählbaren Parameter den Speicherinhalt zu Beginn des Jahres hinzu, beispielsweise 50%.

Ein Glättungsspeicher ist ein Arbeitsspeicher, der permanent in die Strom-Produktion und den Strom-Verbrauch eingebunden ist. Er ist daher nicht zu verwechseln mit einem

- Netzstabilisierungsspeicher, der z.B. der Stabilisierung der Netzfrequenz oder dem Ausgleich von Netzengpässen dient ²²,

²² www.next-kraftwerke.de/wissen/systemdienstleistungen

- Notfallspeicher, der zur Aufrechterhalt der Energieversorgung bei einem Netzausfall (Blackout oder Ähnlichem) dient.

Wir werden in unseren Szenarien zeigen, dass für Glättungsspeicher benötigte Speicherkapazitäten von 10 TWh realistisch sind.

Vergleich mit anderen Quellen

Die Portale der Bundesnetzagentur und der Agora-Energiewende bieten keinerlei Modellierung einer Speicherstruktur an.

Das Portal stromdaten.info bietet eine sehr nützliche Simulation an und kommt bezüglich der Dimensionierung zu ähnlichen Ergebnissen, wie in dieser Arbeit beschrieben.

In der Arbeit „Storage requirements in a 100% renewable electricity system: extreme events and inter-annual variability“ von Oliver Ruhnau, Staffan Qvist, 2022²³, betrachten die Autoren ebenfalls Speicherstrukturen zur Überwindung von Produktionsknappheit der EE. Dabei werden Zeitreihen mit einer Dauer von 35 Jahren betrachtet. Die Autoren zeigen, dass es nicht ausreicht, nur einzelne Dunkelflauten zu betrachten, sondern dass längere Aufeinanderfolgen von „Energiedürren“ zu noch größeren Speicheranforderungen führen können. Es resultieren in Bezug auf die Stromproduktions- und Bedarfsgrößen Deutschlands Kapazitätsanforderungen von über 50 TWh.

Eine vergleichbare Berechnung findet sich auch dem Artikel „Storage size estimation for volatile renewable power generation: an application of the Fokker–Planck equation“; Detlef Ahlborn & Felix Ahlborn, The European Physical Journal Plus volume 138, Mai 2023.²⁴

Szenario „2030“

In diesem Szenario erscheint der Einsatz von Glättungsspeichern wenig sinnvoll. Das liegt daran, dass laut Gesetzesvorgabe die Erneuerbaren hier nur einen Anteil von 80% an der Jahres-Strom-Produktion erbringen sollen. Wie in Abbildung 44 ersichtlich, machen in diesem Szenario die Überangebote daher auch nur einen kleinen Anteil im Vergleich zu den Unterproduktionen aus, so dass die weggespeicherten Überangebote nur einen kleinen Bruchteil der Unterproduktion ausgleichen könnten. Daher sind in diesem Szenario Backup-Kraftwerke zum Ausgleich der Unterproduktion das entscheidende Thema. Wir verfolgen dieses Szenario daher hier nicht weiter.

²³ iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/ac4dc8

²⁴ link.springer.com/article/10.1140/epjp/s13360-023-04008-y

Szenario aus „Big 5“ und Szenario 2045

Die Konfigurationen für dieses Szenario zeigen ein ähnliches Bild wie für das Szenario „2045“. Wir verzichten daher auf eine eigene Darstellung.

Zur Erinnerung: der Wirkungsgrad wird als 90% angenommen (Batteriespeicher), der Füllstand zu Jahres-Beginn zu 50%. Die EE-Produktion ist die Differenz aus EE-Angebot und Abregelung. Die Abregelung ist der Teil des Überangebotes, der nicht weggespeichert werden kann.

Abbildung VI zeigt noch einmal das EE-Angebot und den Bedarf (Wiederholung von Abb. 48). Wir modellieren verschiedene Konfigurationen des Glättungsspeichers.

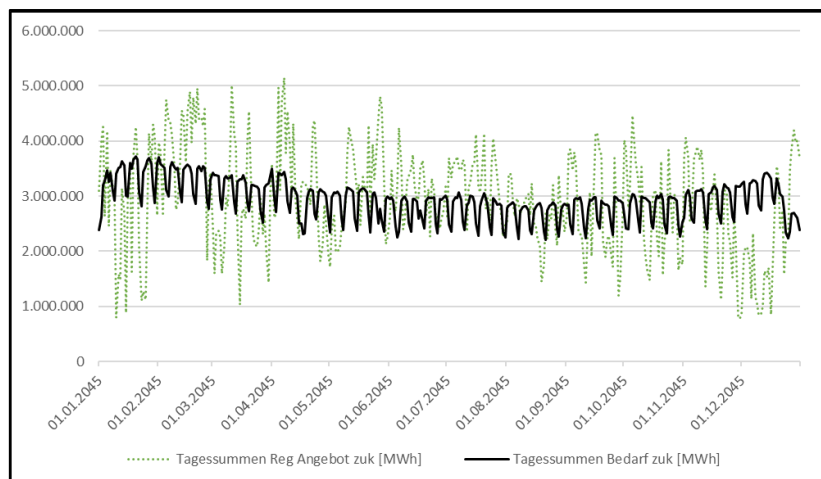


Abbildung VI: Szenario 2045: Regeneratives Angebot und Bedarf

Die drei Konfigurationen im Überblick

Kennzahl / Parameter	Konfiguration 1 (Ohne Speicher)	Konfiguration 2 (Mit Batterie-Glättungsspeicher)	Konfiguration 3 (70 TWh Batterie-Speicher)
Speicherkapazität	0 TWh	Flexibel / Begrenzt	70 TWh
Abregelung von Überschüssen	Maximal (Komplett)	Reduziert (Teilweise eingespeichert)	Keine Abregelung mehr
Speicherauslastung	Nicht vorhanden	Wechselnd voll und leer	Nie ganz gefüllt (Speicher zu groß)
Maximale Defizit-Leistung (Spitze)	Sehr hoch / Ungeglättet	Bis zu fast 140 GW	Bis zu 79 GW (für wenige Stunden)
Notwendigkeit von Backup-Kraftwerken	Maximal	Über 400 Kraftwerke nötig	Weiterhin zwingend erforderlich (trotz Riesen-Speicher)

Konfiguration 1: Speicher - Kapazität 1 TWh.

Die folgenden Abbildungen zeigen nacheinander:

- die Regenerative Produktion und den Bedarf,
- den Speicher-Füllstand,
- die Abregelung des EE-Angebotes,
- die Unterproduktion, die durch Backup-Gaskraftwerke oder Strom-Import auszugleichen ist.

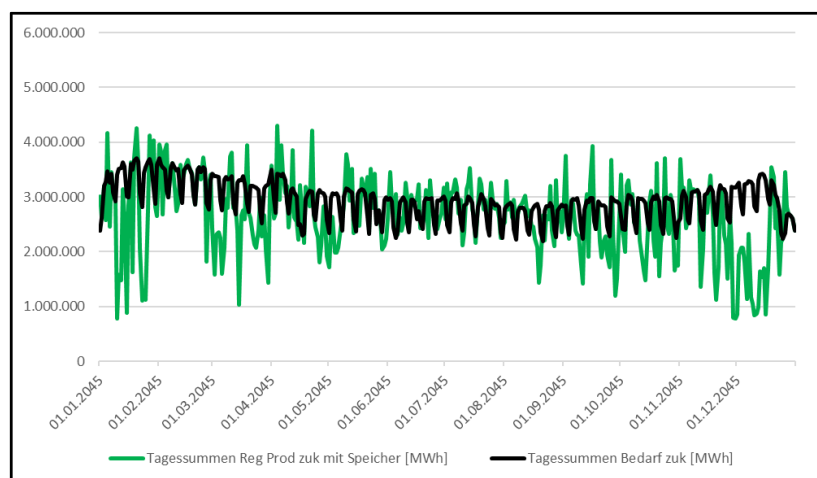


Abbildung VII: Szenario 2045, 1 TWh Batterie: Regenerative Produktion und Bedarf

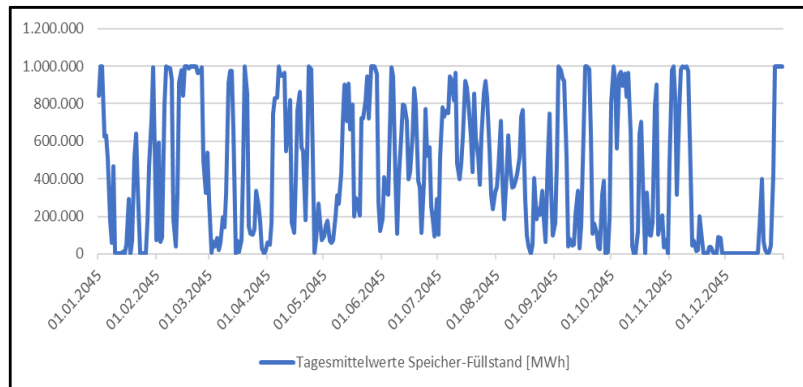


Abbildung 3: Szenario 2045, 1 TWh Batterie: Speicher-Füllstand

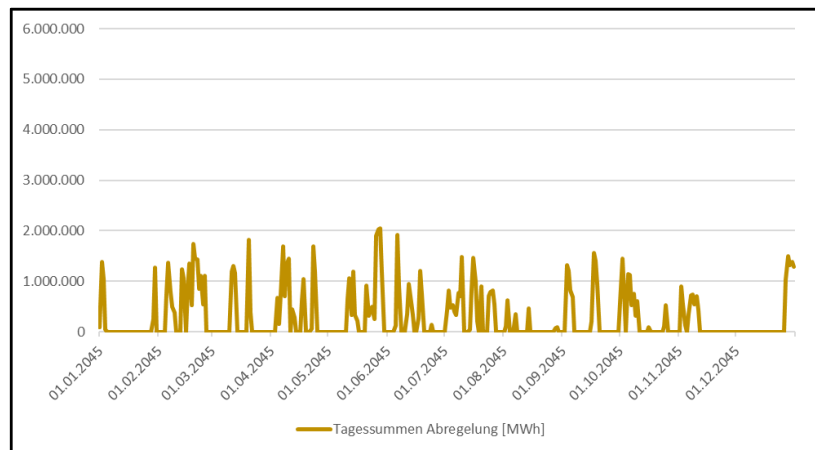


Abbildung IX: Szenario 2045, 1 TWh Batterie: Abregelung des EE-Angebotes

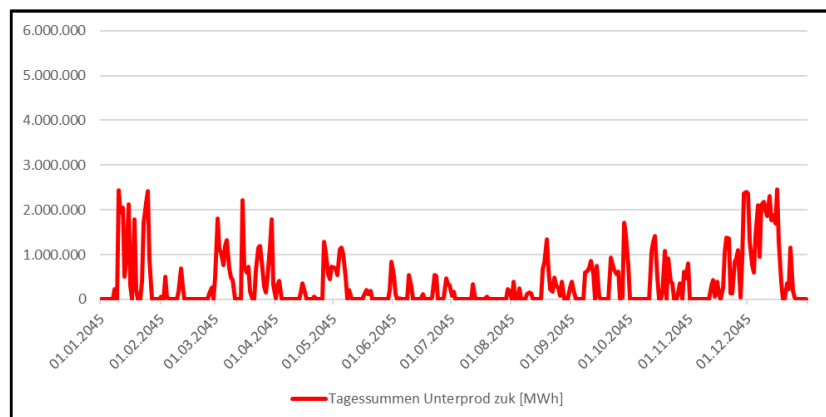


Abbildung X: Szenario 2045, 1 TWh Batterie: Unterproduktion

Ergebnisse der Konfiguration 1:

Man beachte beim Speicher-Füllstand, dass zur besseren Lesbarkeit eine andere Skalierung der y-Achse gewählt wurde.

Der Speicher ist oft maximal gefüllt, so dass viel abgeregelt wird. Der Speicher ist auch oft leer, es bleibt viel Unterproduktion, die durch Backup-Kraftwerke oder Strom-Import ausgeglichen werden muss.

Fazit: Dieser Speicher ist zu klein.

Konfiguration 2: Speicher-Kapazität 10 TWh.

Die folgenden Abbildungen zeigen wieder nacheinander:

- die regenerative Produktion und den Bedarf,
- den Speicher-Füllstand,
- die Abregelung des EE-Angebotes,
- die Unterproduktion, die durch Backup-Gaskraftwerke oder Strom-Import auszugleichen ist.

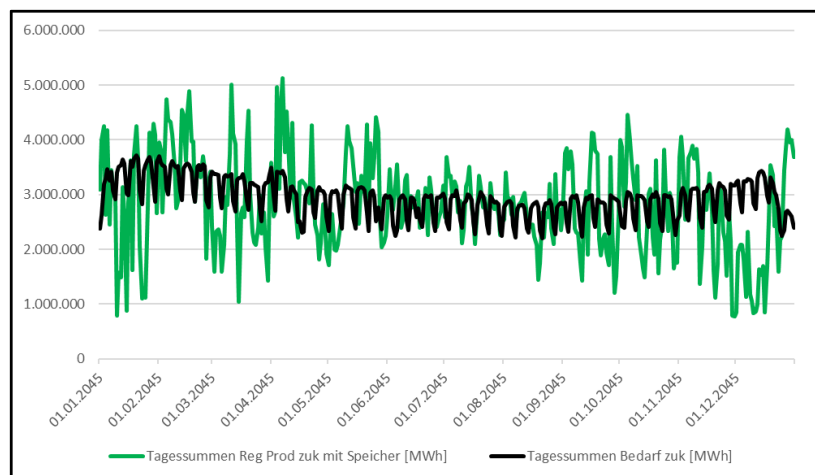


Abbildung XI: Szenario 2045, 10 TWh Batterie: Regenerative Produktion und Bedarf

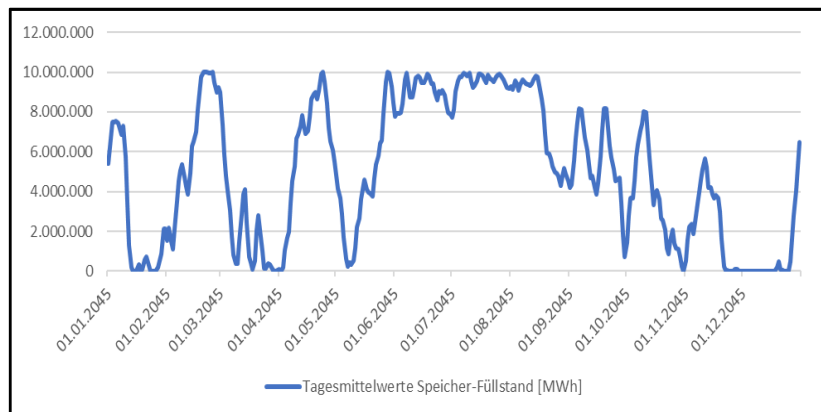


Abbildung XII Szenario 2045, 10 TWh Batterie: Speicher-Füllstand

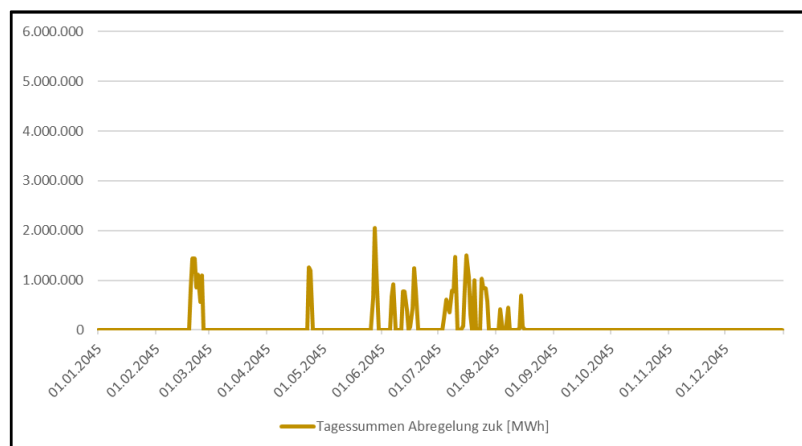


Abbildung XIII Szenario 2045, 10 TWh Batterie: Abregelung des EE-Angebotes

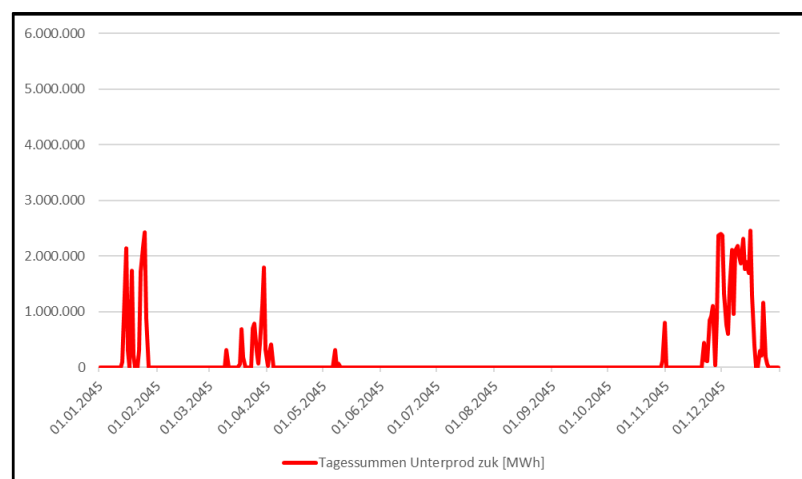


Abbildung XIV Unterproduktion, auszugleichen durch Backup-Gaskraftwerke oder Strom-Import

Ergebnisse der Konfiguration 2:

Es zeigt sich, dass der Speicher auch in dieser spezifischen Konfiguration phasenweise vollständig geladen und zu anderen Zeiten komplett entleert ist. Zwar fallen sowohl die Abregelung als auch die Unterproduktion insgesamt geringer aus als noch in Konfiguration 1, dennoch verbleiben einige wenige Stunden, in denen eine erhebliche Unterproduktion auftritt. In der Spitze erreicht dieses Defizit eine Leistung von fast 140 Gigawatt, was sich beispielhaft an der ausgeprägten Dunkelflaute gegen Ende des Jahres zeigt. Für die Praxis bedeutet dies, dass trotz des massiven Einsatzes des Glättungsspeichers immer noch über 400 Backup-Gaskraftwerke zwingend erforderlich wären, um diese verbleibenden Versorgungslücken vollständig auszugleichen.

Fazit Konfiguration 2:

Im gesetzlich vorgegebenen Szenario „2045“ mit Konfiguration 2 hätte man:

- einen großen Zubau von Wind und PV,
- einen großen Glättungsspeicher von 10 TWh,
- trotzdem einen gewaltigen Backup-Park von über 400 Gas-Kraftwerken, die fast immer stillstehen, aber ganz selten volle Leistung bringen müssen.

Konfiguration 3: Speicher - Kapazität 70 TWh.

Die folgenden Abbildungen zeigen nacheinander:

- den Speicher-Füllstand,
- die Abregelung des EE-Angebotes,
- die Unterproduktion.

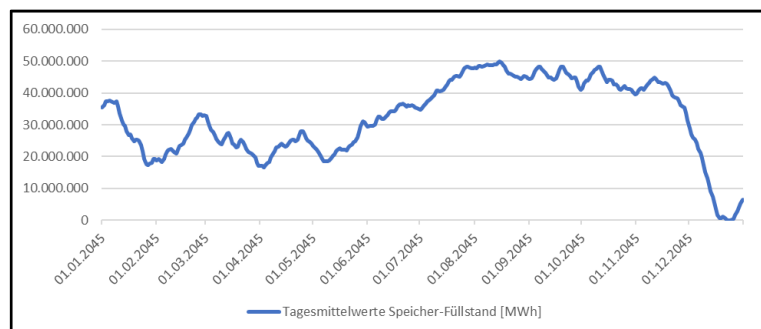


Abbildung XV Szenario „2045“, 70 TWh Batterie: Speicher-Füllstand

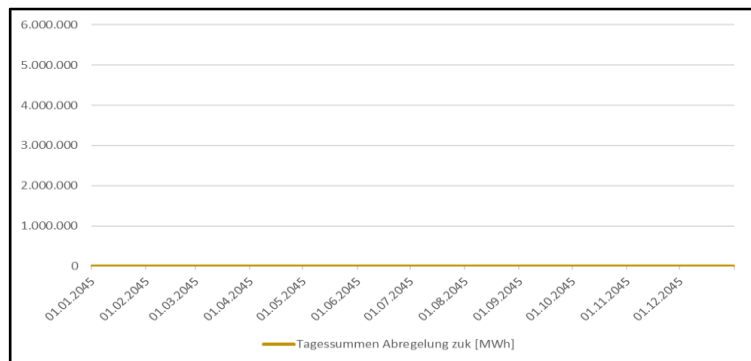


Abbildung XVI Szenario „2045“, 70 TWh Batterie: Abregelung des EE-Angebotes

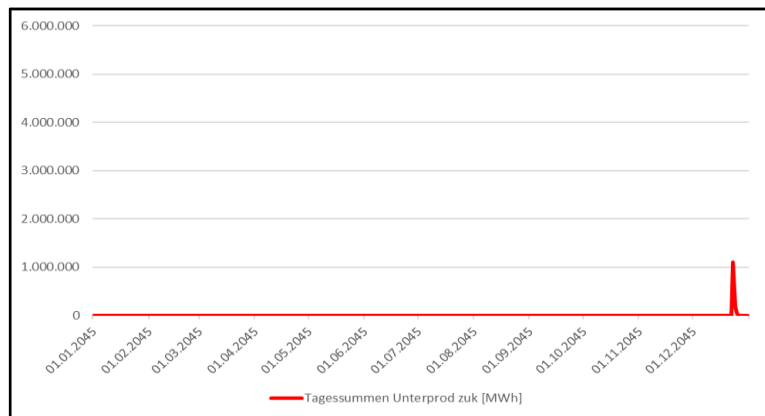


Abbildung XVII Szenario 2045, 70 TWh Batterie: Unterproduktion

Ergebnisse der Speicher Konfiguration 3:

Es findet keine Abregelung mehr statt. Der Speicher ist nie ganz gefüllt, daher zu groß. Trotzdem findet in der Dunkelflaute am Ende des Jahres Unterproduktion statt. Die benötigte Leistung dort beträgt bis zu 79 GW für wenige Stunden.

Die folgende Abbildung fasst verschiedene Konfigurationen zum Szenario „2045“ mit Batterie-Glättungsspeicher zusammen. Die Leistungsanforderung an den Speicher ist immer die gleiche, weil das Überangebot als Differenz aus Angebot und Bedarf unabhängig von der Speicherkapazität ist.

Eine Speicherstruktur ab 10 TWh Kapazität scheint erforderlich, um Abregelung und Unterproduktion klein zu halten. Die maximal auftretende Unterproduktion und damit die notwendige Anzahl an Backup-Kraftwerken ist kaum zu reduzieren. Was sich reduzieren lässt, ist die Einsatzzeit dieser Kraftwerke. Natürlich müssen die technisch-wirtschaftlichen Implikationen von Speicherung, Backup-Kraftwerken, Import und Abregelung zu einer Gesamtbewertung abgewogen werden.

Fazit Konfiguration 3:

Backup-Kraftwerke sind auch bei Glättungsspeichern immer nötig, doch stehen sie die meiste Zeit still.

Glättungsspeicher mit Batterie: Szenario "Klimaneutralität 2045"					
Konfiguration	Kapazität	Anteil Abregelung am Regen. Angebot (Jahressummen)	Anteil Regen. Unterprod am Bedarf (Jahressummen)	Leistungsanforderung an Glättungsspeicher = Maximales Regen. Überangebot pro Stunde [GWh]	Leistungsanforderung an Backup-KW = Maximale Regen. Unterprod pro Stunde [GWh]
1	1 TWh	10,48%	12,10%	225	142
2	10 TWh	3,20%	5,80%	225	137
	20 TWh	1,44%	3,75	225	137
3	70 TWh	0%	0,12%	225	79

Abbildung 4: Verschiedene Speicher-Konfigurationen

Dimensionierung von Glättungsspeichern

Die Modellierungen in den vorherigen Unterabschnitten legen den Schluss nahe, dass eine Kapazität von 10 TWh sinnvoll wäre, um Abregelung und Unterproduktion einzugrenzen.

Die zurzeit leistungsstärkste Batterie der Welt steht in den USA und hat eine Spitzenleistung von 300 MW und eine Kapazität von 1.200 MWh ²⁵. Um die Kapazität von 10 TWh zu erzielen, müsste Deutschland über 8.300 solcher Batterien bauen.

Die zurzeit leistungsstärksten Batterien in Deutschland haben eine Kapazität von 67 MWh. Man bräuchte fast 150.000 solcher Batterien, Kosten 10 Billionen Euro.

Bei Lithium-Batterien werden für 1 kWh Kapazität jeweils 0,15 kg Kobalt und 0,15 kg Lithium-Karbonat benötigt. Für die Kapazität von 10 TWh benötigt man daher 1,5 Millionen Tonnen Kobalt und 1,5 Millionen Tonnen Lithium-Karbonat.

Die Preise für diese Rohstoffe sind sehr volatil. Am 03.11.2022 lagen die Preise für Lithium-Karbonat bei 577.000 CNY (entspricht ca. 81.000 USD) pro Tonne, für Kobalt bei 52.000 USD pro Tonne ²⁶. Für die benötigte Speicherkapazität benötigte man allein für die beiden Rohstoffkosten 200 Mrd. USD. Die Herstellungs- und Betriebskosten der gesamten Batterie-Struktur noch gar nicht betrachtet.

²⁵ www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/batterie-die-groessten-energiespeicher-der-welt/

²⁶ de.tradingeconomics.com/commodity/lithium

Übrigens werden die weltweiten Lithium-Vorräte auf ca. 20 Millionen Tonnen geschätzt ²⁷, von denen Deutschland in diesem Fall allein schon 7,5% nur für die Batteriespeicherung seiner „Energiewende“ beanspruchen würde. Allerdings finden sich im Internet unterschiedliche Angaben zu den bekannten Vorräten, die sich z.T. um den Faktor 4 unterscheiden.

Auch der Traum in Deutschland, Elektroautos als „intelligente Stromspeicher“ einzusetzen, bleibt auf Grund der Fakten ein Traum. Die durchschnittliche Speicher-Kapazität der E-Autos in Deutschland beträgt 60 kWh. Um 10 TWh Kapazität zu erreichen, bräuchte man ca. **167 Millionen E-Autos (!)**. Also müsste jeder der 82 Millionen Einwohner in Deutschland so ca. 2 E-Autos vor seiner Wohnungstür stehen haben.

In Thüringen ist kürzlich eine Lithium-Batterie in Betrieb gegangen, die aber i. W. nur zur kurzfristigen Netzstabilisierung eingesetzt wird (sog. Primär-Regelleistung, Reaktionszeit 200 ms). Diese hat eine Leistung von 60 MW und eine Kapazität von 67 MWh. Im Interview mit Benjamin Dausch (ab Minute 1:30) wird auch offen dargestellt, dass das System ein gutes Geschäft ist, denn die kurzfristige Regelleistung bringt sehr viel Geld ein. ²⁸

Der Platzbedarf einer solchen Anlage ist eindrucksvoll wie das folgende Bild zeigt.



Abbildung 5: Lithium-Batterie-Anlage

Laut Interview mit Prof. Stelter in derselben Sequenz (ab Min. 14:30) kostet eine Natrium-Batterie (keine Lithium-Batterie) 300 EUR pro kWh. Bei 10 TWh wären das 3 Billionen EUR.

Zum Vergleich: Ende 2022 gab es in Deutschland Batteriespeicher vom Typ Heim-, Groß- und Gewerbespeicher mit einer Gesamtkapazität von 5,9 GWh ²⁹.

²⁷ www.elektroniknet.de/power/die-laender-mit-den-groessten-lithiumvorraeten.190356.html

²⁸ www.mdr.de/nachrichten/thueringen/west-thueringen/wartburgkreis/strom-speicher-eisenach-energiewende-wartburg-100.html

²⁹ www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2022/

Zusammenfassung

Die Energiewende bewegt sich in einem unlösbaren mathematischen Dilemma: Wer versucht, an einer Stellschraube zu drehen – sei es beim Ausbau von Wind und Solar, bei den Speichern, den Backup-Kraftwerken, den Importen oder der Abregelung –, treibt das Gesamtsystem in den anderen Bereichen sofort in absurde und unrealistische Dimensionen.

Setzt man auf Stromimporte, kauft man sich teuer in die nächste wirtschaftliche Erpressbarkeit ein. Regelt man den überschüssigen Ökostrom ab, verwandelt man das Land in einen ineffizienten „Windmühlen-Friedhof“, auf dem Milliardeninvestitionen die meiste Zeit nutzlos stillstehen.

Wollte man dieses Problem mit Batterien lösen, bräuchte Deutschland einen Glättungsspeicher von gigantischen 10 TWh.

Um diese Zahl zu verdeutlichen: Bei einer echten Dunkelflaute würde diese unvorstellbare Menge den deutschen Strombedarf gerade einmal für eine einzige Woche decken!

Doch die Illusion geht noch weiter: Dieser astronomisch teure Glättungsspeicher taugt nicht einmal als Notreserve gegen einen Blackout. Denn im Moment der Krise kann er wetterbedingt völlig leer sein. Für die Netzsicherheit bräuchte man die gesamte Speicher-Infrastruktur also ein zweites Mal als reine Sicherheitsreserve – alles müsste doppelt gebaut und bezahlt werden. Das radikale Abschalten grundlastfähiger Kraftwerke löst das Problem nicht, sondern zerreißt den Strommarkt permanent in zwei extreme Welten: Schock-Überproduktion auf der einen und totale Unterproduktion auf der anderen Seite.

Ein Ausbau der EE ohne Speicherstruktur führt zu gravierenden Folgen:

- Vom Angebot kann immer nur der Anteil benutzt werden, der den Bedarf deckt. Zur Reduzierung der durch den Ausbau entstehenden erheblichen Überangebote können Exporte nur wenig beitragen. Der größte Teil des Überangebotes muss abgeregelt, d.h. gar nicht erst produziert werden.
- Die Abregelung führt dann dazu, dass an vielen Tagen trotz guter Windbedingungen die meisten WKAs stillstehen müssen, während einige andere in unmittelbarer Umgebung daneben vielleicht weiterlaufen dürfen. Und das gilt wohlgerne nicht nur an den wenigen „Sturmtagen“, an denen alle Anlagen zu ihrem eigenen Schutz aus dem Wind gedreht werden müssen. Ein Phänomen, das auch schon gegenwärtig beobachtbar ist. Trotzdem erhalten alle Anlagenbetreiber die gleiche Vergütung (siehe „Ausfallarbeit“ in Abschnitt 3), egal ob ihre Anlage läuft oder nicht.
- Bei Unterproduktion muss der Fehlbetrag zur Bedarfsdeckung importiert oder durch Backup-Kraftwerke erzeugt werden. Ob die benötigten Importmengen durch die Netze geleitet werden können, ist unklar. Die Börsenpreise sind jedenfalls immer dann besonders hoch, wenn Deutschland importieren muss. Und Backup-Kraftwerke stehen die meiste Zeit still.

Die nötige Kapazität für Glättungsspeicher liegt im Bereich von mehreren TWh und würde auf Batterie-Basis Investitionen im Billionen-Euro-Bereich erfordern.

Glättungsspeicher ersetzen nicht die Backup-Kraftwerke. Mit Glättungsspeichern kann man die Menge an LNG und die Menge an Abregelung reduzieren, aber kaum die Anzahl der Backup-Kraftwerke.