

Systemtechnische Herausforderungen der Energiewende

... in Fortsetzung des „Positionspapiers“
des Westfälischen Energieinstituts vom
Mai 2022.

Gelsenkirchen, 29.11.2022

Prof. Dr.-Ing. Markus J. Löffler

Westfälisches
Energieinstitut



Westfälische
Hochschule



Folie 1

Systemtechnische Herausforderungen der Energiewende

*... in Fortsetzung des „Positionspapiers“
des Westfälischen Energieinstituts vom
Mai 2022.*

Gelsenkirchen, 29.11.2022
Prof. Dr.-Ing. Markus J. Löffler



Westfälisches
Energieinstitut



VDI

VDI-Gesellschaft Bauen und
Gebäudetechnik
Emscher-Lippe Bezirksverein



uni
per

Dieser Vortrag beruht auf Erkenntnissen, die sieben Kollegen des Westfälischen Energieinstituts bei der Erstellung Ihres Positionspapiers „Energie- und Klimawende zwischen Anspruch, Wunschdenken und Wirklichkeit“, Mai 2022, gewonnen haben. Einer dieser Kollegen bin ich.

Unsere Erkenntnisse sind in ihrer technischen, wirtschaftlichen und politischen Bedeutung nur einem kleinen Kreis von Fachleuten bekannt.

In Darstellungen der Medien werden meist zahlenlose politische Teilaspekte der Energiewende betrachtet. Technische Projekte aber definieren sich über Zahlen und nicht nur über qualitative Beschreibungen. Die Kluft zwischen qualitativen Ansprüchen und technisch-wirtschaftlicher Wirklichkeit wurde uns ja schon beim Flughafen Berlin eindrucksvoll vor Augen geführt. Die derart dokumentierte zweifelhafte Vorgehensweise darf sich bei dem hypergigantischen Energiewende-Projekt keinesfalls wiederholen oder potenzieren. Erst recht nicht, wenn man über den nationalen Tellerrand hinausdenkt.

Dieser Vortrag ist ein Versuch, nicht nur die grünen, sondern auch die „grauen Seiten“ der Energiewende tiefer in Ihr Bewusstsein zu rücken.

Der Vortrag bringt Material, das die Ausführungen unseres Positionspapiers bestätigt und aufgrund neuer, konkreterer Informationen aus Wirtschaftsministerium und Bundesnetzagentur verdichtet.

Dabei werden unter Außerachtlassung technischer Details, deren intensive Beachtung mindestens genauso wichtig wäre, ausschließlich systemtechnisch bedingte nationale und internationale Implikationen der Energiewende dargestellt.

Folie 2



Prolog

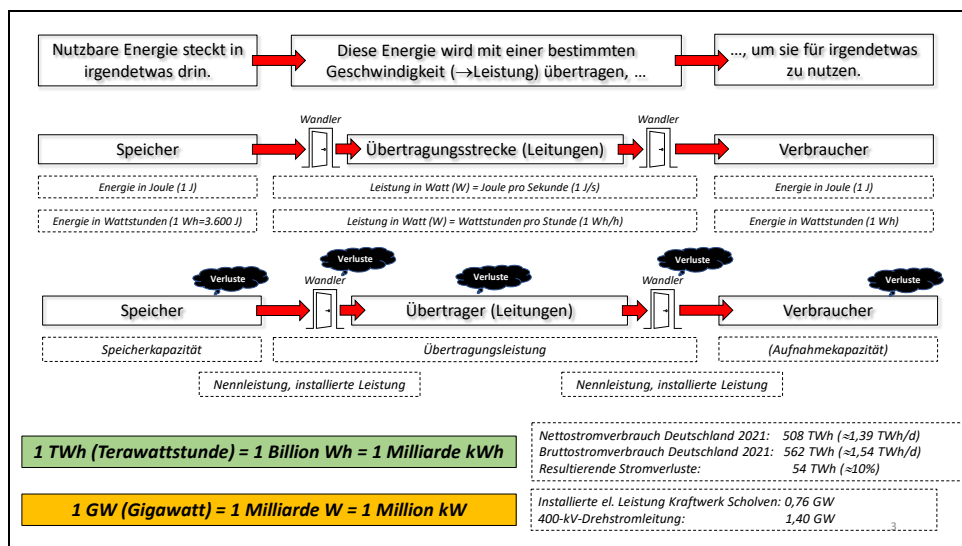
Repetitorium/Kurzlehrgang/Sonstiges

- Grundsätzliches zur Speicherung/Übertragung von Energie
- Anmerkungen zu den verwendeten physikalischen Einheiten

2

Bei einem meiner letzten Vorträge zu diesem Thema wurde ich gebeten, die Vortragsteilnehmer kurz mit einigen Fachbegriffen und physikalischen Einheiten vertraut zu machen bzw. sie daran zu erinnern. Ich versuche also, Sie „abzuholen“, was allerdings dadurch erschwert ist, dass ich Ihre Kenntnistiefe nicht kenne. Da ich davon ausgehe, dass Sie überwiegend technisch orientiert sind, hoffe ich aber, dass es mir gelingen wird.

Folie 3



Im Rahmen der Energiewende soll die komplette Energieversorgung Deutschlands von „fossil“ auf „re-generativ“ umgestellt werden. Beide Energiesysteme haben im Grundsatz aber durchaus vergleichbare Grundstrukturen:

In allen Energiesystemen wird nutzbare Energie, die in „irgendetwas“ an einem Ort A drinsteckt, aus diesem „irgendetwas“ freigesetzt und mit einer bestimmten Übertragungsgeschwindigkeit, also mit einer bestimmten „Leistung“, einem Ort B zugeleitet, um sie für irgendeine Anwendung zu nutzen.

Die nutzbare Energie befindet sich typischerweise in einem Speicher. Dies kann eine Batterie oder auch ein Stück Kohle oder Uran sein. Die Energie wird mit Hilfe eines „Wandlers“, z.B. eines Windrads, eines Transformators oder Wechselrichters, aufbereitet, über Leitungen wie z.B. Hochspannungsleitungen oder Pipelines übertragen und kurz vor ihrem Einsatz beim Verbraucher über einen weiteren „Wandler“ in eine gebrauchsgerechte Form gebracht. Hier ist die einfachste Form dargestellt, die sich in beliebig komplexer Weise parallelisieren und kaskadieren lässt.

Die im Speicher untergebrachte Energie sowie die vom Verbraucher genutzte Energie wird mit den Einheiten 1 Joule oder 1 Wattstunde quantifiziert. In elektrischen Systemen wird die Einheit Wattstunde bevorzugt. Zur besseren Vergleichbarkeit geschieht dies inzwischen aber auch in thermischen Systemen. Die Energie-Durchleitungsgeschwindigkeit, also die Leistung, wird in Watt angegeben. Das ist entweder 1 Joule pro Sekunde oder 1 Wattstunde pro Stunde.

Die Größe des Speichers definiert sich über dessen zahlenmäßig angegebene Speicherkapazität; die Mächtigkeit der Leitungen wird Übertragungsleistung genannt. Der Verbraucher hat eine Aufnahmekapazität, die in der Regel nicht weiter benannt wird. Den Wandlern wird der Wert einer Nennleistung oder installierten Leistung zugeordnet.

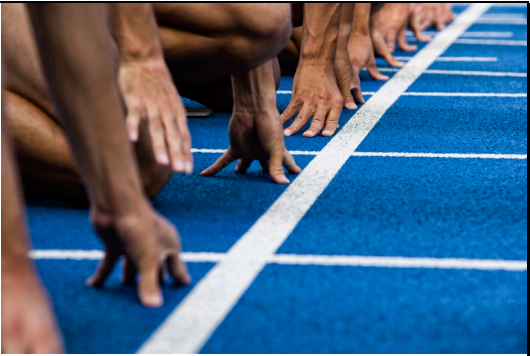
Fachleute können aufgrund dieser Werte erste Rückschlüsse auf Gewicht, Volumen, gegebenenfalls Abmessungen sowie Flächenbelegungen und die Kosten der entsprechenden Speicher, Wandler und Leitungen ziehen.

Was „gerne“ vergessen wird, sind die energetischen Verluste, die in Energiesystemen stets auftreten. Auch diese Verluste bestimmen die Daten der gesamten Energieversorgungskette und müssen zwingend berücksichtigt werden. Sinngemäß ist auch die Degeneration technischer Geräte bei der technischen Konzeption eines Energiesystems zu berücksichtigen. Dies wird, obwohl mit ca. 10% durchaus bedeutsam, in der Regel nicht getan.

Im Vortrag werden die Einheiten Terawattstunde und Gigawatt auftreten. Auch wenn man eine Terawattstunde in die im Allgemeinen aufgrund von Gas- und Stromabrechnungen besser bekannte Einheit Kilowattstunde umrechnen kann - eine Terawattstunde ist gleich eine Milliarde Kilowattstunden - lassen sich derartige Werte schlussendlich nicht wirklich begreifen. Ein Gefühl hierfür kann man vielleicht bekommen, wenn man weiß, dass der Stromverbrauch Deutschlands derzeit noch in der Größenordnung von 500 bis 600 Terawattstunden liegt, wobei übrigens bereits jetzt 10% in Verluste umgesetzt werden.

Ein Gigawatt entspricht 1 Million Kilowatt, was einem vielleicht vom Hausanschlusskasten her bekannt sein könnte. Ebenfalls eine unvorstellbar große Zahl, die sich vielleicht ein wenig verstehen lässt, wenn man weiß, dass das Kraftwerk Scholven oder eine 400-Kilovolt-Höchstspannungsleitung Nennleistungen von etwa 1 Gigawatt aufweisen.

Folie 4

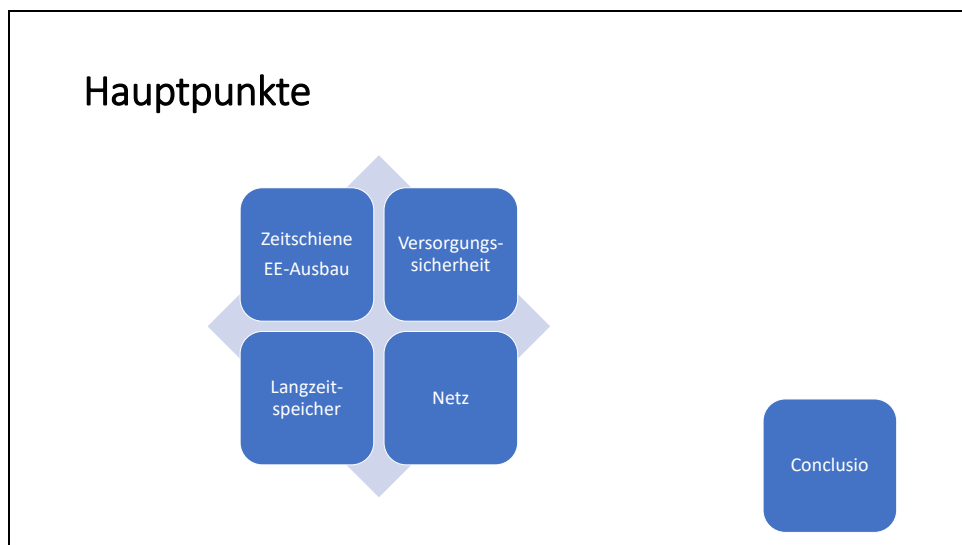


Start
... des Vortrags ...

4

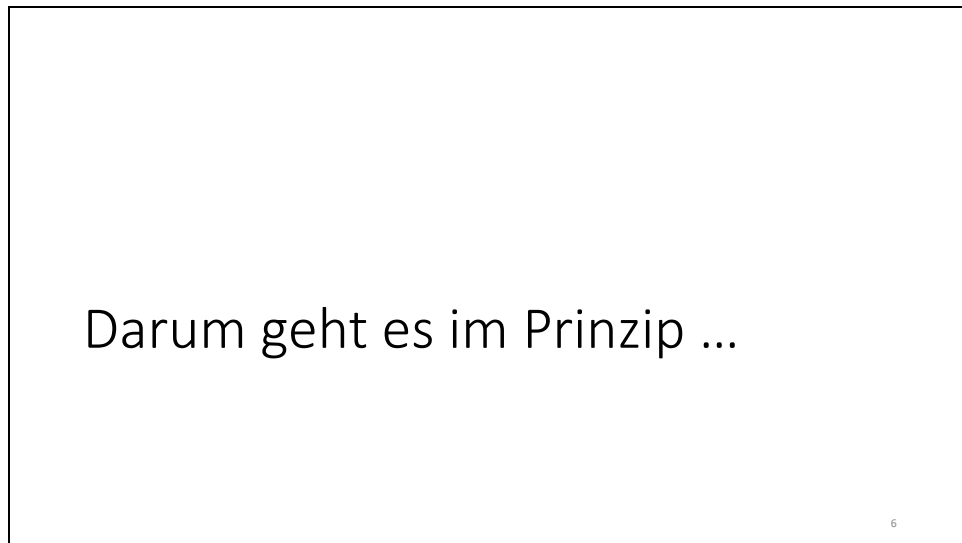
Nach dieser Einleitung – ich hoffe, ich konnte sie ein wenig „abholen“ – beginne ich jetzt mit dem Vortrag.

Folie 5

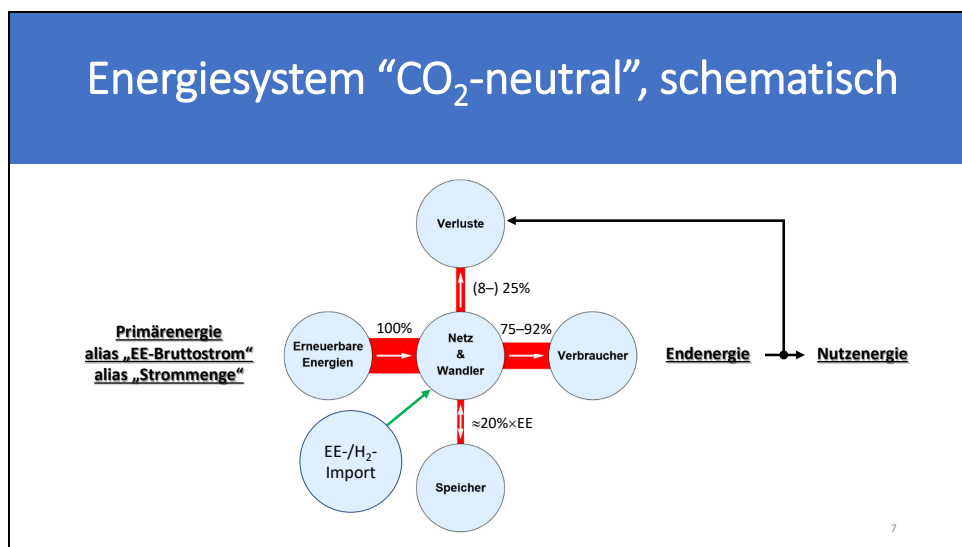


Die Hauptpunkte, die ich heute gerne behandeln würde, lassen sich mit den Stichworten „Zeitschiene des EE-Ausbau“ – EE ist die Abkürzung für „Erneuerbare Energien“–, „Versorgungssicherheit“, „Langzeitspeicher“ und „Netz“ zusammenfassen. Am Ende des Vortrags kommt dann noch eine Zusammenfassung der entsprechenden Darstellungen.

Folie 6



Folie 7



Die wesentlichen Elemente eines CO₂-neutralen Energiesystems der Zukunft zeigt in stark vereinfachter Weise dieses Bild. Dabei sind, regierungskonform, Kernkraftwerke nicht in das Bild aufgenommen.

Die Quellen erneuerbarer Energien speisen die Energie, die sogenannte Primärenergie, die im Hinblick auf die Vollelektrifizierung des künftigen Energiesystems inzwischen auch mit „EE-Bruttostrom“ oder „Strommenge“ bezeichnet wird, über einen Komplex aus Wandlern und Leitungen, das sogenannte „Netz“ in den Verbraucher ein. Die Energie, die beim Verbraucher ankommt, ist die Endenergie, die aufgrund unvermeidbarer Verluste stets kleiner ist wie die Primärenergie. Je nach Betrachtungs- und Betriebsweise können die Verluste 8 bis 25% der Primärenergie betragen, so dass beim Verbraucher noch 75 bis 92% der Primärenergie ankommen. Zusätzlich sind noch Speicher erforderlich, Kurz- und Langzeitspeicher, deren erforderliche Aufnahmekapazität mit etwa 20%, vielleicht auch nur 15% der Primärenergie taxiert werden kann. 30% sind, je nach Ausführung des Energiesystems, ebenfalls denkbar. Werte unter 10% sind realitätsfern. Bei einem Primärenergieverbrauch von 1.000 TWh/a zum Beispiel müssten Speicher in der Größenordnung von 100 bis 200 TWh, vielleicht sogar bis 300 TWh, vorgehalten werden. Dieser Wert ist dabei unabhängig von der Art des Speichers,

bei dem es sich zum Beispiel um Gas-, Batterie- und/oder Wärmespeicher handeln könnte. Er hängt aber erheblich von den energetischen Verlusten beim Ausspeichern ab.

Zu diesen Elementen können noch Energieimporte noch zu benennender Lieferanten hinzukommen. Aus Sicht des Energiesystems hat dieser Import die Funktion eines unidirektionalen, „unendlich großen“ Speichers.

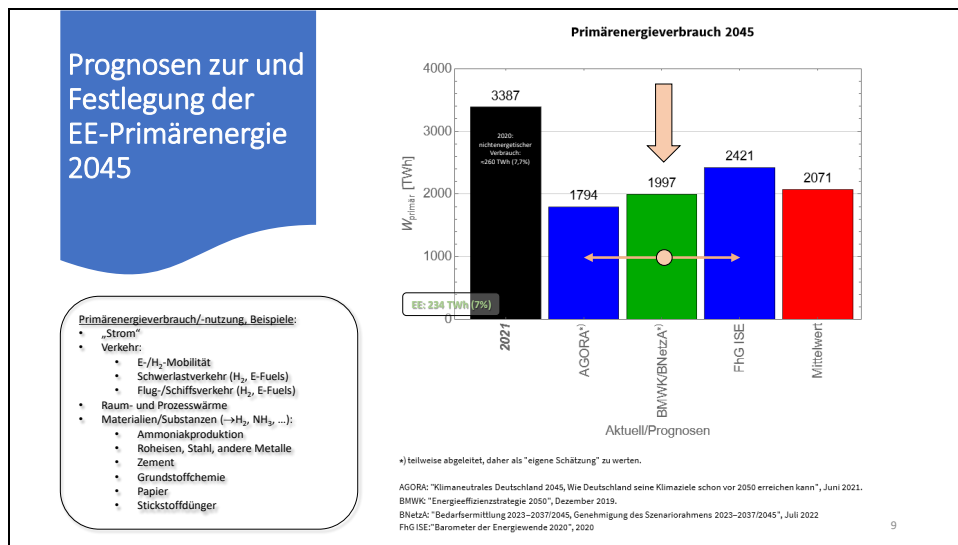
Beim Verbraucher wird die Endenergie in Nutzenergie umgesetzt, was zu weiteren Energieverlusten führt. Über diese Verluste spreche ich hier nicht.

Folie 8



Zunächst will ich den Energiewende-Plan der Bundesregierung für die Energiewende darstellen, wie er sich unter anderem aus dem „Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023“ ergibt.

Folie 9



Zunächst ist es wichtig, die Prognosen des gemutmaßten Primärenergieverbrauchs des Jahres 2045 zu kennen. Einige Anwendungen der Primärenergie sind in der Aufzählung links aufgelistet, die ich der Vollständigkeit halber hier darstelle, ohne sie weiter vorzulesen.

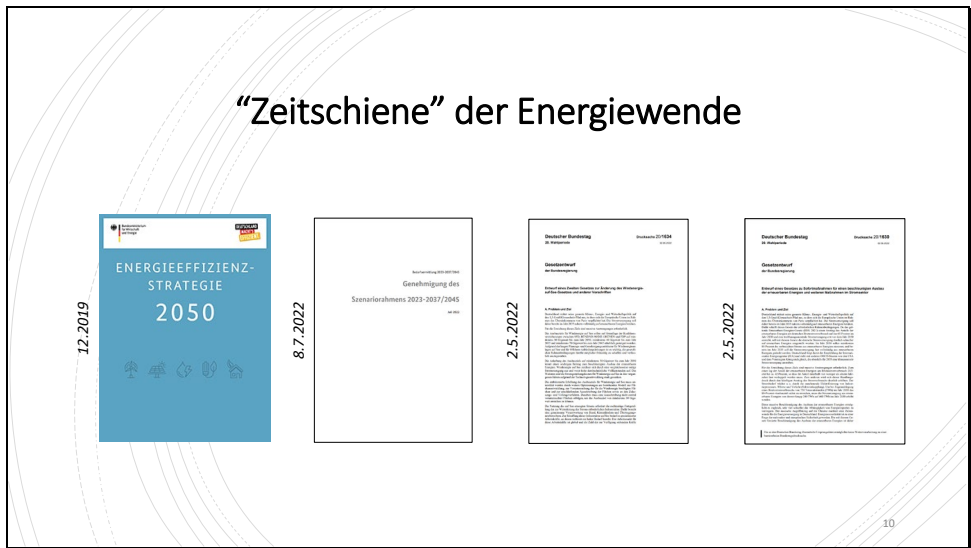
Das Bild zeigt den Primärenergieverbrauch Deutschlands im Jahr 2021 und wie er für das Jahr 2045 antizipiert wird. Am schwarzen Balken lässt sich ablesen, dass der Primärenergieverbrauch Deutschlands letztes Jahr knapp 3.400 TWh war. Davon wurden etwa 8% für nichtenergetische Anwendungen genutzt. Der Anteil der „Erneuerbaren“ hieran hat etwa 7% betragen.

Eine „Nichtenergetische Nutzung liegt vor, wenn Energieträger nicht als Brennstoffe eingesetzt werden, sondern als Rohstoffe zu Produkten/Gütern (z. B. Chemikalien, Kunststoffe) verarbeitet werden.“

Laut der „Energieeffizienz-Strategie 2050“ des Wirtschaftsministeriums, die Ende 2019 veröffentlicht wurde, soll dieser Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2045 um 41% auf knapp 2.000 TWh/a reduziert werden. Dies ist mit dem grünen Balken dargestellt. Dieser Wert liegt zwischen den von anderen Institutionen ermittelten Werten im Bereich von etwa 1.800 bis 2.400 TWh/a, das sind die blauen Balken; er stellt somit einen Schätzwert für den antizipierten Primärenergieverbrauch im Jahr 2045 dar. Ob der Primärenergieverbrauch tatsächlich so weit reduziert werden kann, wird erst die Zukunft zeigen.

– Vorher ist dies nicht möglich. –

Folie 10



Ich werde Ihnen jetzt die die vom Wirtschaftsministerium und seinen nachgeordneten Stellen geplante „Zeitschiene“ der Energiewende vorstellen. Diese Daten sind in behördliche Texte bzw. Vorgaben gegossen und dienen somit hervorragend als Planungsgrundlage.

Folie 11

Amtliche Planwerte der EE-Zeitschiene

BMWK, BNetzA, Bundestag

1) Wert aus LeitEEG 2023, 2) Wert aus LeitEEG 2023, 3) Wert aus LeitEEG 2023, 4) Wert aus LeitEEG 2023
 5) Wert aus LeitEEG 2023, 6) Wert aus LeitEEG 2023, 7) Wert aus LeitEEG 2023, 8) Wert aus LeitEEG 2023
 9) Wert aus LeitEEG 2023, 10) Wert aus LeitEEG 2023, 11) Wert aus LeitEEG 2023, 12) Wert aus LeitEEG 2023

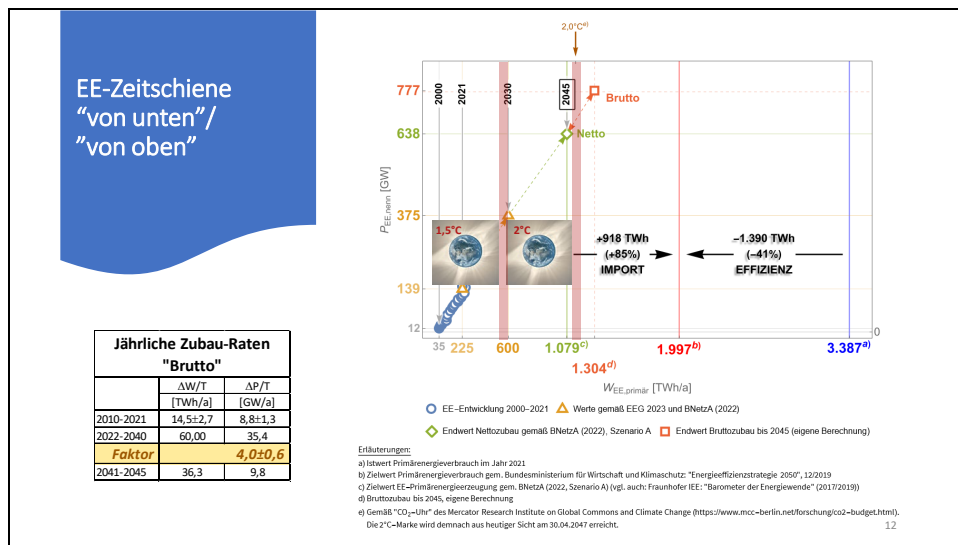
Jahr	Wind an Land	Wind auf See	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	sonstige EE	GESAMT	EE-Bruttostromverbrauch
	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[TWh/a]
2021	56,1	7,8	59,3	9,5	4,9	1,1	138,7	225
2022								240
2024	69,0		88,0					310
2026	84,0		128,0					388
2028	99,0		172,0					479
2030	115,0	30,0	215,0	8,4				600
2035	157,0	40,0	309,0					
2037	158,2	50,5	345,4	4,5	5,3	1,0	564,9	899
2040	160,0		400,0					
2045	160,0	70,0	400,0	2,0	5,3	1,0	638,3	1079

Normalschrift „Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor“, Deutscher Bundestag, Drucksache 20/1630, 02.05.2022.
 „Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften“, Deutscher Bundestag, Drucksache 20/1634, 02.05.2022.

Kursivschrift „Bedarfsmittlung 2023-2037/2045. Genehmigung des Szenariarrahmens 2023-2037/2045“ (Szenario A), Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 08.07.2022.

Diese Tabelle fasst die behördlichen Vorgaben zusammen. Das Bild links stellt die Werte der Tabelle grafisch dar. Aus der Tabelle ergeben sich für die Jahre bis 2045 die zu installierenden Leistungen der Erneuerbaren-Energien-Wandler wie z.B. Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen. In der letzten Spalte ist die Bruttostrommenge bzw. die EE-Primärenergie angegeben, die in den jeweiligen Jahren aus erneuerbaren Energien dargestellt werden sollen. Erstaunlicherweise gibt das EEG 2023 hierfür nur Werte bis zum Jahr 2030 vor, während die Bundesnetzagentur die Wertereihe bis zum Jahr 2045 konsequent fortsetzt.

Folie 12



Das Bild dokumentiert den geplanten Ausbau aller regenerativen Energiequellen. Auf der horizontalen Achse sind die Energiewerte und auf der vertikalen Achse die kumulierten Nennleistungswerte des gesamten Erneuerbare-Energien-Systems dargestellt. Also die Summe aller Erneuerbaren-Energien-Erzeugerleistungen.

Ganz rechts, der blaue Wert, ist der Primärenergieverbrauch des Jahres 2021 aufgetragen, der rote Wert kennzeichnet den für das Jahr 2045 geplanten Primärenergieverbrauch von knapp 2.000 TWh/a; dieser ist 41% kleiner wie der heutige Wert, was sich zumindest teilweise schon durch Effizienzerhöhungen durch Ersatz thermischer Erzeugung durch elektrische Energieträger automatisch erzielen lassen dürfte.

Links unten im Bild erkennen Sie kleine blaue Kreise. Diese kennzeichnen die Entwicklung der Energiewende zwischen den Jahren 2000 und 2021. Im Jahr 2000 wurden mit einer insgesamt installierten Leistung von 12 GW 35 TWh erneuerbare Primärenergie erzeugt. Bis zum Jahr 2021, also binnen 21 Jahren, haben sich diese Werte auf 225 TWh bei einer insgesamt installierten EE-Leistung von 139 GW erhöht. Wie man sieht, liegen die Punkte praktisch auf einer Geraden. Diese Gerade wurde vom Wirtschaftsministerium und der Bundesnetzagentur nun linear fortgesetzt. So sollen ab dem Jahr 2030 mit einer installierten EE-Leistung von 375 GW eine EE-Energie von 600 TWh/a erzeugt werden können; das sollen 80% des für dieses Jahr antizipierten Stromverbrauchs sein. Im Jahr 2045 sollen 638 GW, also 499 GW mehr wie heute, installiert sein, aus denen sich insgesamt eine EE-Primärenergie von 1.079 TWh/a ergibt. Die Aufbauphase der Energiewende ist dann abgeschlossen.

Wie man erkennt, werden die angestrebten knapp 2.000 TWh/a EE-Primärenergie deutlich unterschritten. Dies bedeutet zwingend, dass der restliche Primärenergieanteil, immerhin noch 918 TWh/a, woanders beschafft werden muss. Dazu werde ich gleich noch etwas mehr sagen. Und im Folgevortrag wird Prof. Bontrup die volkswirtschaftlichen und politischen Implikationen dieses Sachverhalts besprechen.

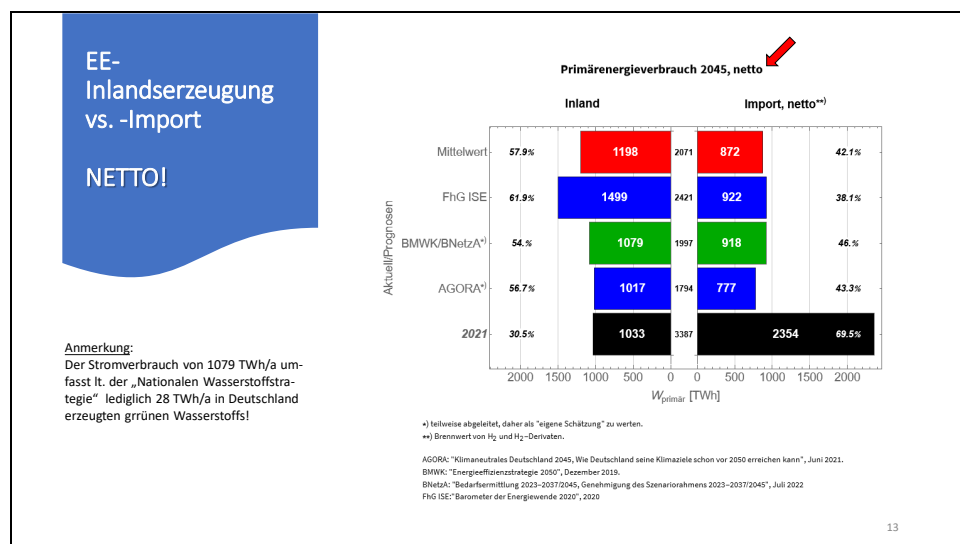
Beim Aufbau der regenerativen Energieanlagen darf nicht vergessen werden, dass gleichzeitig ins Alter gekommene Anlagen abgerissen werden, deren Leistung dann natürlich nicht

mehr zur Verfügung steht. Während der Aufbauphase sind dies die bis 2021 aufgestellten 139 GW, die zusätzlich zu dem geplanten Nettozubau von 499 GW hinzukommen. Der tatsächlich zu bewältigende Bruttozubau beträgt somit 638 GW. Würden die alten Anlagen nicht abgerissen werden, ergäbe sich insgesamt ein virtueller Bruttowert von 777 GW und es ließen sich sogar virtuelle 1.304 TWh/a erzeugen.

Ermittelt man aus den Werten die künftig geforderten Brutto-Zubauraten, ergeben sich die in der Tabelle links unten dargestellten Zahlen. Demnach ist geplant, die Zubaurate in den Jahren 2022 bis 2040 um den Faktor 4 im Vergleich zur Zubaurate der Jahre 2010 bis 2021 zu steigern. Und zwar ab sofort.

Übrigens werden gemäß der Klimauhr des Mercator-Instituts im Jahr 2029 die 1,5°C- und im Jahr 2047 die 2°C-Marke überschritten. Die 1,5°C-Marke würde also bereits ein Jahr vor Beendigung des mit dem EEG 2023 definierten Zubau-Zeitraums bis 2030, überschritten werden.

Folie 13



Das Bild zeigt die Aufteilung des für das Jahr 2045 antizipierten Primärenergieverbrauchs in Inlands- und Importanteile.

Zunächst zum **schwarzen** Balken: Für das Jahr 2021 wurden 1.033 TWh, also gut 30% des Primärenergieverbrauchs von 3.387 TWh im Inland erzeugt, 2.354 TWh, also knapp 70%, wurden importiert. Der Importwert muss dabei nach der international üblichen Wirkungsgradmethode ermittelt werden, bei der davon ausgegangen wird, dass dieser Import-Energiewert sozusagen „plötzlich“ vorhanden ist, als ob das Ausland hierfür also keinerlei Energieaufwand gehabt hätte.

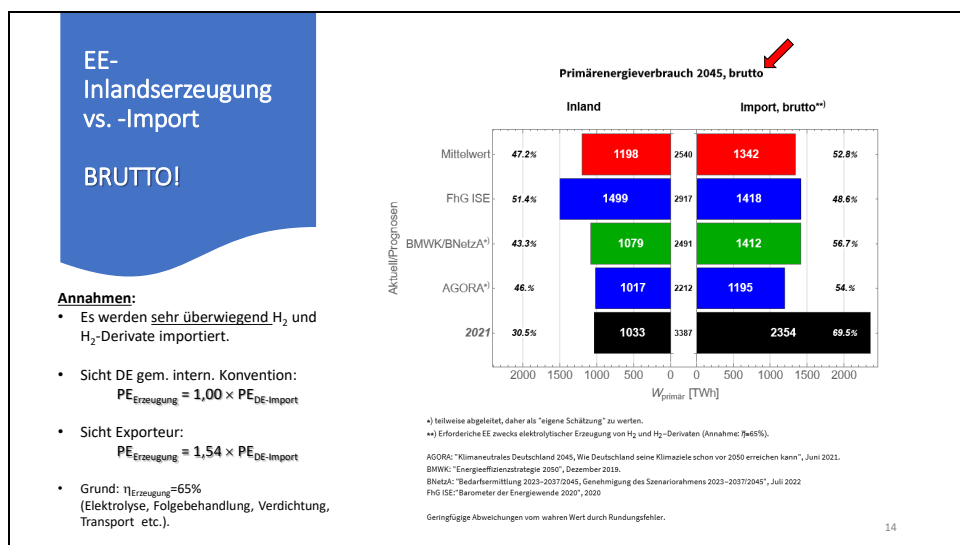
Die für das Jahr 2045 antizipierte Primärenergie von 1.997 TWh/a würde, wie der **grüne** Balken zeigt, zu 54,5% in Deutschland hergestellt werden. Die fehlenden 46,6% müssten überwiegend in Form regenerativ hergestellten Wasserstoffs oder entsprechend anderer „grüner“ Treibstoffe nach Deutschland importiert werden. Aufgrund der Anwendung der Wirkungsgradmethode sollte dabei nicht vergessen werden, dass es sich um einen Nettowert handelt:

Der Wasserstoff muss im Ausland ja erst verlustbehaftet mit Hilfe regenerativer Energien hergestellt werden, wodurch dem Ausland schlussendlich eine höhere Bruttoenergieerzeugung abverlangt wird, als man auf den ersten Blick glaubt:

„Die Primärenergieträger werden gemäß internationaler Konvention in der Energiebilanz nach der sog. Wirkungsgradmethode ermittelt; sie löste 1995 die Substitutionsmethode ab. Bei der Wirkungsgradmethode wird für Energieträger, die keinen Heizwert haben, ein physikalischer Wirkungsgrad bei der Energieumwandlung unterstellt; für Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik beträgt dieser 100 Prozent (Gleichsetzung mit dem Heizwert der erzeugten elektrischen Energie), für die Kernenergie 33 Prozent. **Für den Importsaldo, der in der Energiebilanz auf der Primärenergieverbrauchsebene verbucht wird, wird ebenfalls ein Wirkungsgrad von 100 Prozent impliziert.** Durch diese Vorgehensweise wird im Vergleich zur Substitutionsmethode der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch gegenüber anderen Energieträgern wesentlich niedriger, der Anteil der Kernenergie wesentlich höher bewertet. Dieser statistische Effekt wirkt sich auch erheblich auf die Bewertung der Primärenergieproduktivität aus. **Der größtmögliche Produktivitätsgewinn ergibt sich, wenn der Kernenergieausstieg vollzogen ist und durch erneuerbare Energien (konventionsgemäß mit einem unterstellten Wirkungsgrad von 100 Prozent) substituiert wird.** Konkret bedeutet dies eine rechnerische Einsparung von etwa 1.000 Petajoule, was dem Primärenergieverbrauch von Biomasse im Jahr 2016 entspricht. Anders ausgedrückt: Wird eine Kilowattstunde Strom aus Kernenergie durch eine Kilowattstunde Strom z.B. aus einer Windkraftanlage ersetzt, so sinkt der Primärenergieverbrauch durch den beschriebenen statistischen Effekt um 2 Kilowattstunden. Die Wirkungsgradmethode ist international üblich und für den Vergleich mit anderen Ländern erforderlich.“

Aus: „Zahlen und Fakten: Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung“. BMWK 20.01.2022, Kap/Tab-# 4.

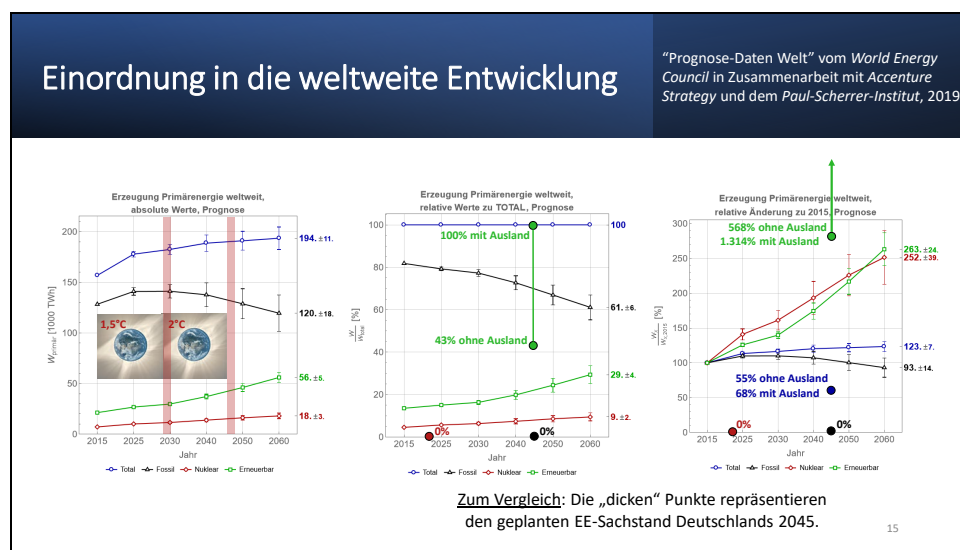
Folie 14



Nimmt man nämlich für die Elektrolyse von grünem Wasserstoff, der Folgebehandlung, Verdichtung, Transport usw. einen Wirkungsgrad von immerhin 65% an, bedeutet dies, dass der wahre energetische Aufwand zur Erzeugung der nach Deutschland zu bringenden Energie um 54% größer ist. Um also die 918 TWh/a Primärenergie nach Deutschland bringen zu können, wäre daher vom Ausland in Wirklichkeit ein energetischer Gesamtaufwand von 1.412 TWh/a aufzubringen.

Aus dieser „ehrlicheren“ Rechnung ergibt sich also, dass der tatsächliche regenerativ erzeugte Primärenergiebedarf Deutschlands nicht nur netto 2.000 TWh/a sondern brutto 2.491 TWh/a, also knapp 25% mehr, beträgt.

Folie 15



Will man die Entwicklung in Deutschland in die weltweite Entwicklung einordnen, ist die Auswertung einer Prognose des World Energy Council aus dem Jahre 2019 hilfreich. Die Daten wurden dabei vom renommierten Paul-Scherrer-Institut in der Schweiz, einem riesigen Institut, das sich mit allen möglichen technischen und physikalischen Fragestellungen rund um das Thema Energie befasst.

Im linken Bild ist mit der oberen blauen Kurve die Entwicklung des internationalen Primärenergieverbrauchs über einen Zeitraum von 2015 bis 2060 dargestellt. Er wird bis dahin in der dargestellten Weise auf ca. 194±11 tausend TWh/a, also um ca. 23%, zunehmen, also das etwa 100-fache des deutschen EE-Primärenergiebedarfs des Jahres 2045 betragen. Das Plus-Minus-Zeichen bzw. die Fehlerbalkchen ergeben sich daraus, dass das Institut die Zahlen für drei Szenarien ermittelt hat. Demnach wird der weltweite Primärenergiebedarf bis 2060 nicht ab- sondern kontinuierlich zunehmen. Deutschlands Rolle ist bei diesem Gesamtumfang aus physikalischer Sicht vernachlässigbar. Deutschland wird vor diesem Hintergrund also bestenfalls der internationale Juniorpartner der größten Energieverbraucherstaaten sein aber sicher kein „Global Leader of Energiewende“. Man erkennt dies m.E. bereits an dem nicht wahrnehmbaren Einfluss der deutschen Außenministerin auf der COP27 in Ägypten.

Die darunter liegende schwarze Kurve gibt den prognostizierten Wertebereich für die fossilen Anteile des internationalen Primärenergieverbrauchs an. Im Jahr 2060 könnte dieser noch

bei 120 ± 18 Tausend TWh/a liegen. Also bei ca. 62% des prognostizierten weltweiten Primärenergiebedarfs. Dieser Wert wäre im Vergleich zum Wert des Jahres 2015 nach zwischenzeitlich sogar höheren Werten um lediglich 7% reduziert, während er in Deutschland um 100% reduziert werden soll.

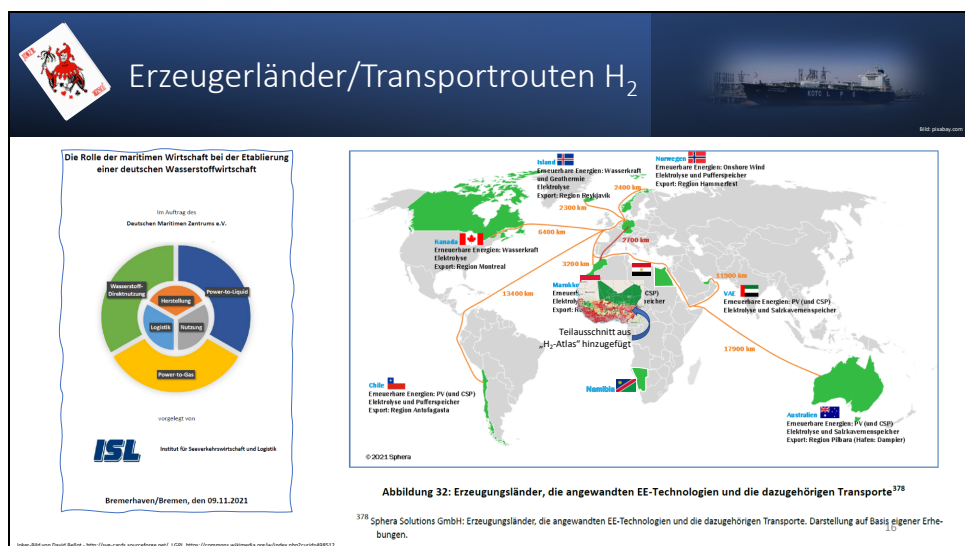
Die grüne und die rote Kurve zeigen die prognostizierten Anteile der regenerativen und der nuklearen Energien. Weltweit sollten die regenerativen Energien im Jahr 2060 einen Anteil von 56 ± 5 Tausend TWh/a, also von 29% am Primärenergieverbrauch, erreichen. Kernkraftwerke sollen kontinuierlich zulegen, aber lediglich eine Energie von 18 ± 3 Tausend TWh/a, also 9%, beitragen. Allerdings wird ihr Ausbau in gleicher Weise fortschreiten wie der Ausbau der regenerativen Energien. Weltweit werden im Jahr 2060 etwa 2,5-mal mehr Erneuerbare-Energien-Anlagen und Kernkraftwerke Energie liefern wie im Jahr 2015. So jedenfalls die Prognose des *World Energy Council*.

Deutschland wird im Jahr 2045 ca. 1 Tausend TWh/a regenerative Energien herstellen, der Rest der Welt ca. 40 Tausend TWh/a. Deutschlands Anteil von 2,5% ist trotz des bis dahin erfolgten EE-Vollausbaus ein weiterer deutlicher Hinweis auf die Juniorpartnerschaft Deutschlands im weltweiten Rahmen.

Die 1,5°C-Marke, die voraussichtlich im Jahr 2029, bzw. die 2°C-Zielmarke, die voraussichtlich im Jahr 2047 überschritten werden, scheint demnach derzeit noch kein international wirksames psychologisches Hindernis für die weltweit weiterhin fortgesetzten intensiven Einsatz fossiler Energien zu sein.

Die ausgehandelten Ergebnisse der COP27-Konferenz in Ägypten 2022 lassen jedenfalls keinen gegenläufigen Trend erkennen.

Folie 16



Um die ca. 1.000 TWh Netto-Primärenergie in Form von Wasserstoff und seiner Derivate zu erzeugen, bieten sich verschiedene Länder an, wie eine sehr gut ausgearbeitete und informative Studie des *Instituts für Seeverkehrswirtschaft und Logistik* aus Bremerhaven zeigt.

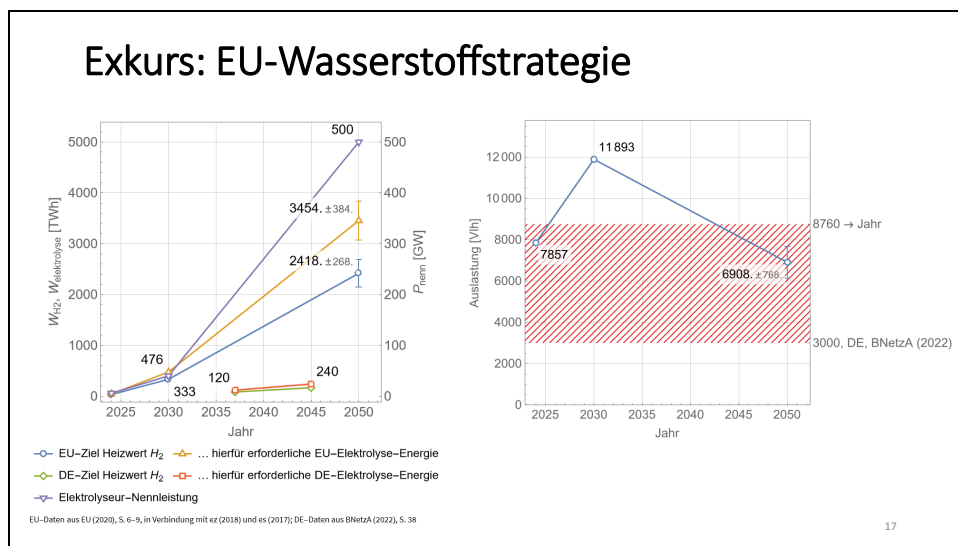
Mit Erlaubnis des Instituts habe ich diese Karte aus dem Bericht kopiert, und noch einige Aktualisierungen hinzugefügt. Als Länder, die den von Deutschland benötigten grünen Wasserstoff erzeugen könnten, werden hier zunächst die Länder Kanada, Chile, Island, Norwegen, Marokko, die Vereinigten Arabischen Emirate und Australien genannt. Kanzler und Wirtschaftsminister haben in dieser Sache ja vor kurzem Kanada besucht. Kanada könne lt. Kanzler Scholz „eines der ganz wichtigen Länder für die Lieferung von grünem Wasserstoff an viele Industrienationen sein“. Die Zahl der Industrienationen bzw. deren künftiger Wasserstoff-Bedarf und die möglichen Lieferkapazitäten Kanadas ergeben sich aus diesem Satz nicht.

Zusätzlich zu diesen Ländern hat bereits die Vorgängerregierung im Rahmen des sogenannten H₂-Atlas-Projektes untersuchen lassen, in welcher Weise die Länder der West-Sahara-Region zur Lieferung von Wasserstoff in der Lage sein könnten. Inzwischen sind auch Ägypten und Namibia dazugekommen. So teilte die Präsidentin der EU-Kommission am 6.11.2022 folgendes mit:

„Ich werde hier auf dieser COP27 drei Abkommen abschließen für grünen Wasserstoff, z. B. mit Namibia und mit Ägypten.“ Von der Leyen konkretisierte, dass dies im Rahmen des EU-Investitionsprogramms "Global Gateway" stattfinde, welches mit 300 Milliarden Euro ausgestattet sei.“ (<https://regionalheute.de/eu-kommission-kuendigt-drei-abkommen-fuer-grueenen-wasserstoff-an-1667836386/>).

Was das Vorhaben für die gesamte überseeische Infrastruktur und Logistik bedeutet, wird allerdings erst die Zukunft zeigen.

Folie 17



Im Zusammenhang mit dem Wasserstoffimport stellt sich die Frage, ob Deutschland gemäß der „Europäischen Wasserstoffstrategie“ der Europäischen Kommission nicht auch mit Wasserstoff aus Europa beliefert werden könnte. Das linke Teilbild zeigt die Zielwerte des jährlich zu erzeugenden Wasserstoffs bis zum Jahr 2050 in TWh. Der blaue Linienzug gibt die von der Europäischen Kommission vorgegebenen Werte wieder. Dabei musste der Wert von 2.418 TWh_{H₂} für das Jahr 2050 aufgrund unverständlicherweise nur indirekter Angaben mit

Hilfe der Angaben zweier weiterer Quellen, eine davon *eustat*, berechnet werden. Bei der Berechnung wurde von einem Elektrolyseur-Wirkungsgrad von 70% ausgegangen. Der violette Linienzug stellt den zeitlichen Verlauf der avisierten Elektrolyseur-Nennleistung dar. Zum Vergleich ist mit dem roten Linienzug der Elektrolyseur-Energiebedarf in Deutschland aufgetragen, wie ihn die *Bundesnetzagentur 2022* angibt. Auffälligerweise soll dieser im bisher wirtschaftsstärksten Land der EU dann bestenfalls ca. 10% des europäischen Elektrolyse-Energiebedarfs betragen. Sei zu dem Wert von 240 TWh noch angemerkt, dass dieser deutlich über dem in der „Nationalen Wasserstoffstrategie“ Deutschlands angegebenen Wert von 28 TWh_{H2} bzw. 40 TWh_{elektrolyse} liegt. – Eine mir nicht erklärbare Diskrepanz.

Die Vertrauenswürdigkeit der Daten der *Europäischen Kommission* lässt sich beurteilen, indem die sich aus den Daten resultierende Auslastung der europäischen Elektrolyse-Anlagen in Volllaststunden berechnet wird. Das Ergebnis ist im rechten Teilbild dargestellt. Die resultierenden Volllaststunden liegen auffälligerweise mehr als einen Faktor 2,5 über den von der Bundesnetzagentur vorgegebenen 3.000 Volllaststunden der geplanten deutschen Elektrolyseanlagen. Der für das Jahr 2030 berechnete Wert liegt sogar ca. 3.000 Stunden über der maximal möglichen Jahresstundenzahl von 8.760 Stunden. Vor diesem Hintergrund hinterlassen die Daten der *Europäischen Kommission* keinen ausreichend vertrauenserweckenden Eindruck und dürften nicht als Planungsgrundlage für Deutschlands bzw. Europas Wasserstoffbedarf im Jahr 2045 verwendbar sein.

Folie 18

Fazit EE-Ausbau

- Der EE-Ausbau ist bereits bei Erreichung von 54% der angestrebten ≈ 2.000 TWh/a netto per Gesetz vollendet!
100% EE-Autarkie Deutschlands wird somit entgegen immer wieder auftauchender gegenteiliger Bekundungen definitiv nicht erreicht! Dies ergibt sich eindeutig aus den behördlichen Planungen und Anordnungen.
- Die restlichen 46% netto müssen somit importiert werden.
Derzeit sind insbesondere Wasserstoff und seine Derivate als Energieträger im Gespräch. Er ließe sich im Ausland mit einer EE-Primärenergie von brutto 1.412 TWh/a herstellen. Das Ausland müsste hierfür 130% des EE-Primärenergieertrags Deutschlands erzeugen; schlussendlich müsste das Ausland mehr in die erforderliche Infrastruktur investieren wie das „Welt-Idol“ Deutschland.
- Für den EE-Bruttoausbau Deutschlands ist der Ressourcen-Einsatz der Jahre 2011 bis 2021 um einen Faktor $4,0 \pm 0,6$ zu erhöhen!
Aber: Derzeit, 2022, schrumpfen die Real-Ressourcen „qualifiziertes Personal“ und „Material“ allerdings noch. Zu den finanziellen Ressourcen: Siehe Vortrag von Prof. Dr. rer. Pol. H.-J. Bontrup.

(Siehe Text auf der Folie)

Folie 19

Versorgungssicherheit

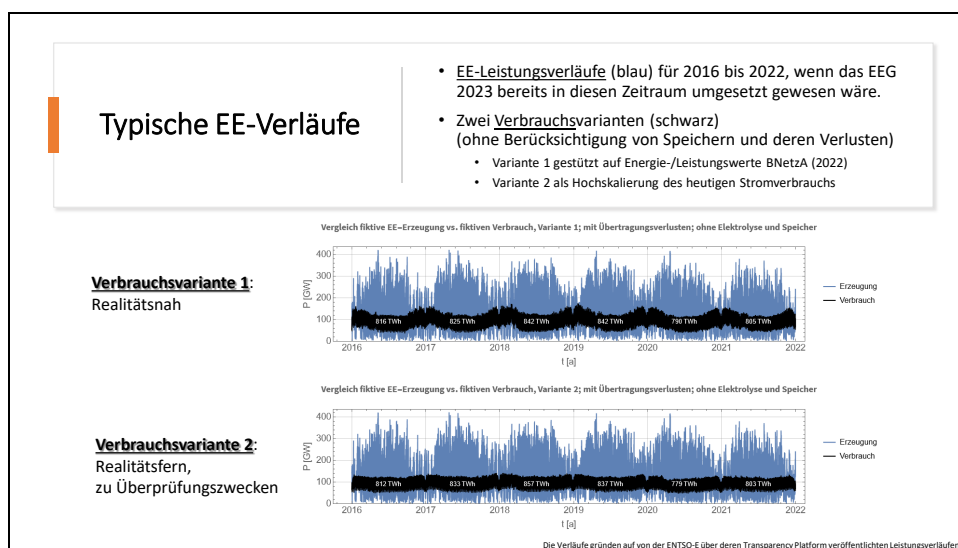
Maßnahmen gegen fatale Stromausfälle, wirtschaftswidrige Brownouts und Leben gefährdende Blackouts

19

Aus technischer und sicher auch aus volkswirtschaftlicher Sicht ist die Versorgungssicherheit des künftigen EE-Systems von ausschlaggebender Bedeutung für die weitere wirtschaftliche Entwicklung Deutschlands. Durch grobe Fahrlässigkeit bei der Auslegung des künftigen Energieversorgungssystems verursachte mehrtägige landes- oder sogar europaweite Blackouts dürfen in keinem Fall auftreten. Eine derart billigend hingenommene unsachgemäße Auslegung des Energiesystems wäre meines Erachtens aufgrund der katastrophalen Auswirkungen eines Blackouts einem Kapitalverbrechen gleichzusetzen.

In diesem Abschnitt wird ausschließlich der künftige Strombedarf Deutschlands, also die 1.079-TWh/a-Erzeugung, diskutiert, importierte Energie spielt hierbei eine nur untergeordnete Rolle, auch wenn ein gewisser Stromimport zur Sicherstellung der Stromversorgung erforderlich sein wird.

Folie 20



Um Aussagen zur Versorgungssicherheit treffen zu können, müssen zunächst die künftig zu erwartenden Leistungsverläufe aus den regenerativen Energiequellen und die entsprechenden Leistungsabnahmen durch die Verbraucher prognostiziert und untersucht werden.

Dies ist hier für zwei Varianten, eine kann als realitätsnah, die andere als realitätsfern betrachtet werden, dargestellt. Die realitätsfernere Variante wurde zu Kontrollzwecken verwendet, um herauszufinden, inwieweit exaktere Prognosen der künftigen Verbrauchsleistung erforderlich sind.

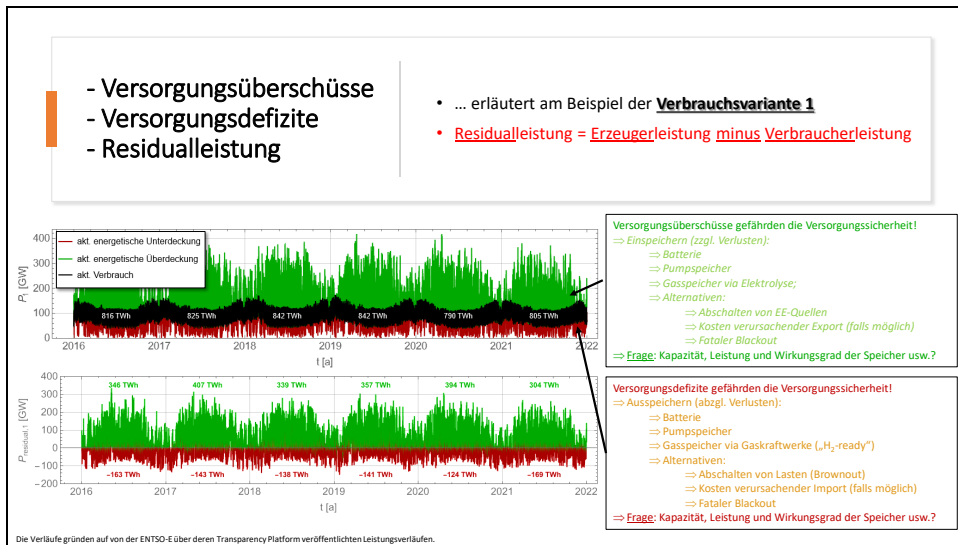
Betrachtet man zunächst die im oberen Bild dargestellte realitätsnähere Variante, erkennt man zwei Leistungsverläufe, einer in schwarz, der andere in blau, wie sie wahrscheinlich aufgetreten wären, wenn die Energiewende schon in den Jahren 2016 bis 2021 umgesetzt worden wäre. Der **schwarze** Leistungsverlauf zeigt die Leistung, mit der dann die Verbraucher stundenweise Strom aufgenommen hätten. In der Kurve spiegelt sich das antizipierte Stromabnahmeverhalten aller Stromabnehmer außer von Elektrolyseuren und Batterien wider. Dieser Stromverbrauch ist mit 790 bis 842 TWh/a ca. 50% höher wie der heutige Stromverbrauch, da künftig auch die Elektromobilität und Wärmeerzeugung mit Strom bedient werden müssen. Regelmäßig zur Winterszeit treten langanhaltende Leistungsspitzen auf. Dies ist auf den erhöhten Verbrauch z.B. durch die elektrisch betriebenen Wärmepumpen und durch die im Winter mehr Strom verzehrenden Elektrofahrzeuge zurückzuführen.

Die regenerative Energieerzeugung ist mit dem **blauen** Verlauf dargestellt. Wie man sieht, werden insbesondere zu Sommerzeiten enorm hohe Leistungen erzeugt, was durch den starken Ausbau der Photovoltaik bedingt ist. Im Winter hingegen wird mit deutlich geringerer Leistung Energie überwiegend aus Windkraftanlagen generiert.

Erzeuger- und Verbraucherleistung sind sowohl in ihrer Höhe wie auch in ihrem Verlauf stark unterschiedlich und gegenläufig. Ohne entsprechend geeignete technische Maßnahmen würde dies einen Dauer-Blackout bedeuten. Es sind also neben dem Ausbau der Quellen erneuerbarer Energien zwingend weitere technische Maßnahmen erforderlich, die ich nachfolgend anreißen will.

Die zweite, realitätsfernere Variante spiegelt dieses Bild im Wesentlichen wider, wobei die Verbraucher-Leistungsspitzen nicht so stark ausgeprägt sind wie bei der ersten Variante.

Folie 21



Die erforderlichen Maßnahmen sollen mit Hilfe der ersten Variante beschrieben werden.

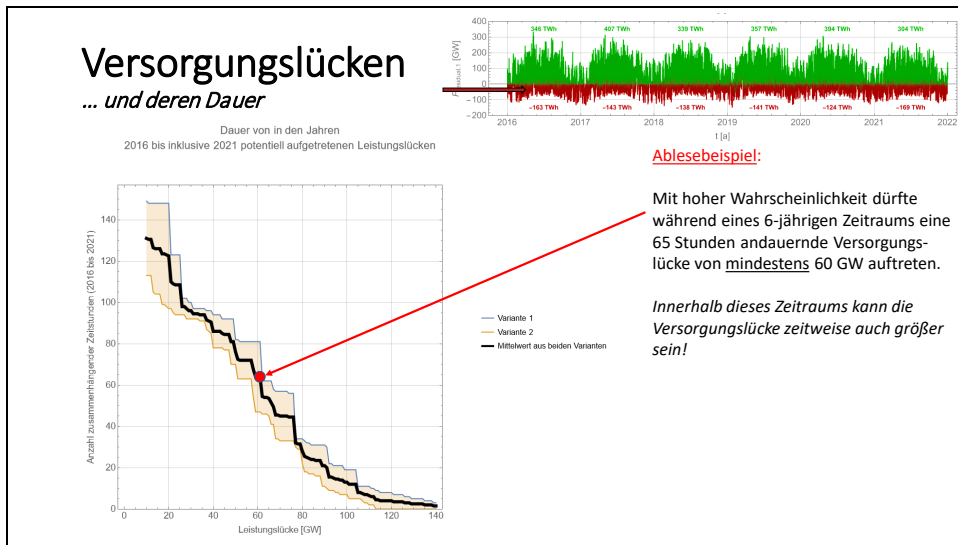
Das obere Bild ist das gleiche wie das Bild auf der vorangegangenen Folie. Schwarz dargestellt ist wieder der Verlauf des Stromverbrauchs. Grün hervorgehoben sind die anfallenden Leistungsüberschüsse, in Rot sind die Defizite dargestellt. Beide Fälle müssen gesondert behandelt werden (siehe Text neben den Bildern).

Im unteren Bild ist die sogenannte Residualleistung dargestellt, mit deren Hilfe die notwendigen technischen Maßnahmen quantifiziert werden können. Die Residualleistung ist der Saldo aus Erzeuger- und Verbraucherleistung. Im roten Bereich der Residualleistung muss Leistung aus anderen Energiequellen verfügbar gemacht werden; im grünen Bereich hingegen müssen die auftretenden Überschussenergien bei sinnvoller Auslegung des Energiesystems gespeichert werden. Gelingt es nicht, diese Residualleistung exakt auszugleichen, kommt es zwangsweise zu Blackouts. Grund ist, dass in diesen Fällen zum Schutz der Verbrauchergeräte das Netz zwangsabgeschaltet werden müsste. Blackouts wären die technische Konsequenz.

Dem Bild ist zunächst noch zu entnehmen, wie groß die Residualenergie eines Jahres ist. Die Residualenergie ist die Jahressumme aller stundenweise ins Netz zu viel oder zu wenig eingespeisten Energien. Während eines Jahres müssten demnach 304 bis 407 TWh/a „irgendwo“ untergebracht werden, grüne Residualleistung, und 124 bis 169 TWh/a mit Hilfe geeigneter Ersatz-Kraftwerke zur Verfügung gestellt werden.

Zunächst soll der rote Teil der Residualleistung analysiert werden. Dabei muss die Frage beantwortet werden, mit welcher Leistung Ersatz-Kraftwerke für welche Zeit Ersatzleistung bzw. –energie zur Verfügung stellen müssen.

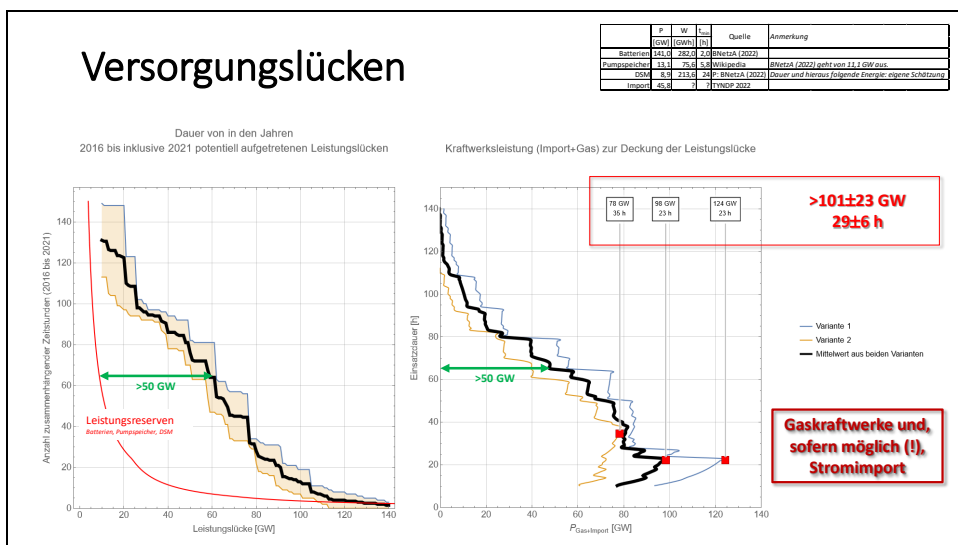
Folie 22



Mit Hilfe geeigneter Programme lassen sich für beide Varianten die im Bild farbig dargestellten Kurven ermitteln. Der schwarze Verlauf stellt den Mittelwert der beiden Varianten-Verläufe dar. Die Bedeutung der Kurven lässt sich am schnellsten anhand eines Beispiels erklären: Betrachtet man den roten Punkt im Bild, bedeutet dies, dass während eines 6-jährigen Zeitraums mit einer Leistungslücke von mindestens 60 GW zu rechnen wäre, die für 65 zusammenhängende Stunden, also für fast drei Tage, auftreten könnte. Den Wert der Leistungslücke liest man auf der horizontalen, den Wert für die Dauer dieser Leistungslücke auf der vertikalen Achse ab.

Für kurze Zeiten von z.B. 2 Stunden können diese Leistungslücken sogar bis zu 120 GW betragen – dies entspräche praktisch einem Totalausfall der regenerativen Energieversorgung.

Folie 23



Ein Teil dieser Leistungslücken lässt sich mit Hilfe von Batterie- und Pumpspeicher-Kraftwerken sowie mit Hilfe der Abschaltung größerer Energieverbraucher decken. Für sehr hohe Leistungslücken spielen dabei sogenannte haushaltsnahe Batterien, also Batterien von PV-Anlagen und Elektro-Fahrzeugen, eine herausragende Rolle. Mit größer werdenden Ausfallzeiten

werden diese Speichertypen allerdings immer bedeutungsloser, wie an der roten Kurve im linken Bild zu erkennen ist. Die Differenz zwischen der schwarz dargestellten Lückenleistung und der rot dargestellten Speicherleistung ist ab Leistungslücken unter 100 GW deutlich zu erkennen und muss auf andere Weise überbrückt werden.

Bei dem vorangehend betrachteten Fall einer 65-stündigen Leistungslücke von mindestens 60 GW müsste mit einer Rest-Leistungslücke von 50 GW gerechnet werden; diese müsste aus anderen Quellen bedient werden. Diese Situation ist mit dem grünen Doppelpfeil gekennzeichnet.

Im rechten Bild ist die Differenz zwischen Leistungslücke und verfügbarer Speicherleistung dargestellt. Es sind ausgeprägte Maxima erkennbar. Deren Auswertung besagt, dass damit zu rechnen ist, dass für 29 ± 6 h immer noch mit Leistungslücken von enormen 101 ± 23 GW zu rechnen wäre, obwohl schon sämtliche Batterie- und Pumpspeicher im Eingriff sind.

Folie 24

Fazit

- EE-Leistungslücken bis 140 GW möglich. Ausgleich durch
 - Batterien (<140 GW für >2 h; davon ≈ 100 GW/200 GWh aus PHH-nahen Speichern, ≈ 400 Mrd. €)
 - Pumpspeicher ($12,1 \pm 1$ GW für 6 ± 2 h)
 - Geplante Abschaltungen energieintensiver Betriebe oder von Stadtteilen sind ebenfalls für einen begrenzten Zeitraum (bis zu 24 h?) möglich.
 - Import (<45,8 GW für einen à priori unplanbaren Zeitraum, sofern es sich um „grünen“ Import handelt.)
 - **Gaskraftwerke** (erforderlich: **gesicherte** $>101 \pm 23$ GW für 29 ± 6 h)
- Derzeit sind in Deutschland 92,9 GW konventionelle Kraftwerkskapazität installiert, davon **Gaskraftwerke** mit einer **gesicherten** Leistung von 27,3 GW (85% \times 32 GW).
- **Nennleistung der Gaskraftwerke („H₂-ready“) müsste also bei geringerer Auslastung 3,7 \pm 0,8-mal größer werden wie heute.**
„H₂-ready“: Langzeitspeicher für H₂ erforderlich (!!!), s.u.
- **Derzeit noch offene Frage:** Verfügbarkeit instantan abrufbarer **Regelleistung** ohne **fortlaufend** rotierender Massen von Kraftwerksgeneratoren?!

(Siehe Text auf Folie)

Anmerkung:

Das Thema „Import“ ist umstritten und kann von mir nicht zufriedenstellend behandelt werden:

Sobald in Deutschland die regenerativen Energiequellen ausfallen, ist das im Ausland mit hoher Wahrscheinlichkeit auch der Fall, vor allem nachts kann nichts wirklich garantiert werden. Soll der Import aus französischen und sonstigen Kernkraftwerken umgangen werden, kommen ausschließlich noch wasserstoffbefeuerte Kraftwerke des Auslands in Frage. Allerdings wird sich das Ausland die Frage stellen, warum es derartige Not-Kraftwerke bauen soll, die prioritär Deutschland bedienen sollen. Umgekehrt müsste dann ja auch Deutschland entsprechende Kraftwerkskapazitäten für das Ausland bereithalten.

Import war bisher eine Art kalkulierte Not-Reserve, um sich gegenseitig bei „kleineren“ Leistungsausfällen oder -enpässen auszuhelfen. Ob das Ausland wie im vorliegenden Fall

diskutiert, „eben mal so“ eine Leistung von knapp 50 GW für mehrere Stunden oder Tage liefern kann, halte ich für stark überlegungsbedürftig. Meines Erachtens muss Deutschland bei solchen bewusst in Kauf genommenen Leistungslücken selber für die entsprechen erforderliche Kraftwerksleistung sorgen und diese Aufgabe nicht im Ausland abladen. Der Import fände nur dann statt, wenn diese Kraftwerke überraschend nicht „anspringen“ und somit „Not am Manne“ ist bzw. wenn es um „kleinere“ Leistungen bis 10 GW ginge.

Folie 25

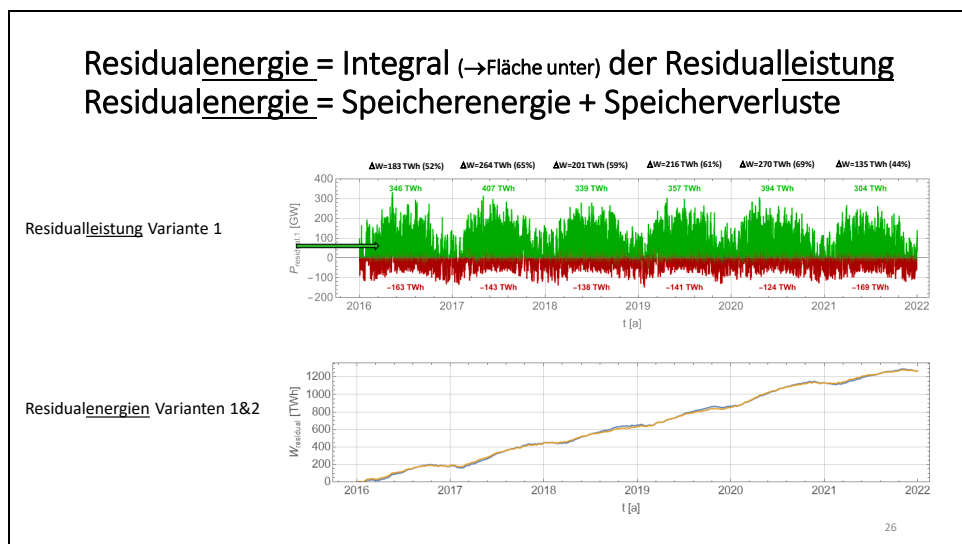
Langzeitspeicher

Warum?
Wie groß ist die erforderliche Gesamt-Speicherkapazität?

25

Jetzt zum grünen Teil der Residualleistung, also zum Thema „Überschussleistung“.

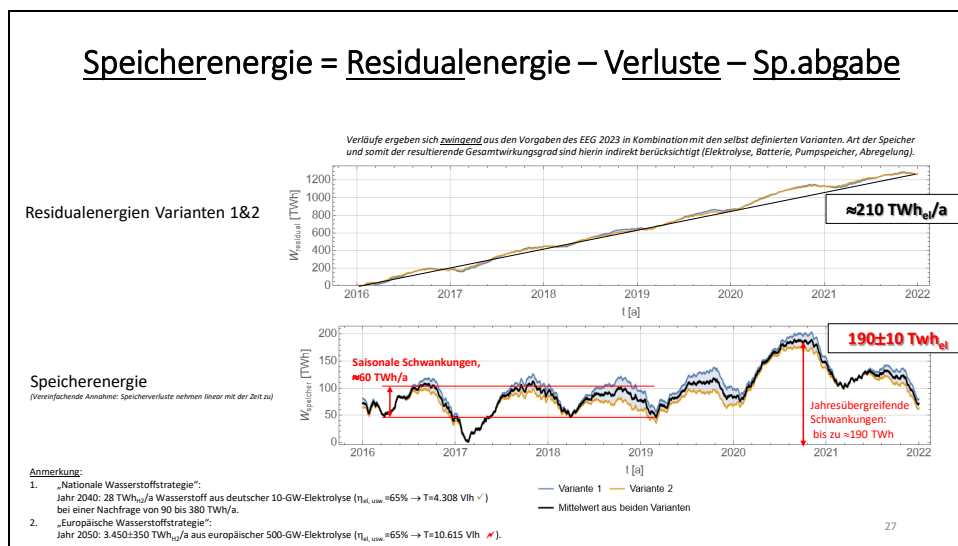
Folie 26



Im oberen Teilbild ist nochmal der zeitliche Verlauf der Residualleistung dargestellt. Die grün gefärbten Leistungsüberschüsse kennzeichnen einen Energieüberschuss, der zunächst nirgendwo hingehet. Wenn man das so ließe, würde im Laufe der Zeit immer mehr Energie in das Netz „gedrückt“ werden und sich dort „ansammeln“. Das ist zwar ein physikalisch nicht möglicher Zustand. Trotzdem soll er für die weiteren Betrachtungen kurz angenommen werden.

Der zeitliche Verlauf dieser zunächst ungenutzt ins Netz „gepumpten“ Energie ist für beide Varianten im unteren Bild dargestellt. Die ins Netz „gepumpte“ Energie nimmt fortlaufend, nahezu linear mit leichten Schwankungen, zu. Dabei unterscheiden sich die Verläufe für die beiden Varianten kaum voneinander, so dass davon ausgegangen werden kann, dass diese Verlaufsform qualitativ und quantitativ auch für andere vernünftig prognostizierte Verbraucherleistungen gilt.

Folie 27



Das obere Bild zeigt das vorangehende Bild noch einmal. Diesmal ist hier zusätzlich eine Näherungsgerade für den linearen Anteil eingetragen. Der „erfahrene“ Physiker oder Techniker erkennt an dieser Verlaufsform sofort zwei Energieverwendungsformen: Der lineare Anteil bezeichnet die Verluste, die offenbar bei der geplanten EE-Energiezufuhr auftreten werden, wobei noch zu klären wäre, was genau diese Verluste verursachen könnte. Netzverluste alleine können es jedenfalls nicht sein.

Der um die Gerade herum schwankende Anteil hingegen stellt einen Speicheranteil dar: Ein-speichern/Ausspeichern. Subtrahiert man die Gerade nämlich von der Residualenergie, ergibt sich nach einer Verschiebung der resultierenden Kurve der unten dargestellte Verlauf. Dieser beschreibt den Energieinhalt eines Speichers, der überwiegend im Jahresrhythmus geladen und entladen wird, so wie man das von den heutigen Erdgasspeichern her bereits kennt. Im Frühjahr und im Sommer wird der Speicher geladen, im Herbst und im Winter wird er entladen. Das liegt klar an den sommerlichen Energieüberschüssen und den winterlichen Energiedefiziten, wie ich es vorhin schon dargestellt habe.

Der Verlauf weist zwei Teilbereiche auf: Im Verlauf eines typischen Jahres wird der Speicher mit einer Energie von etwa 60 TWh geladen und dann wieder entladen. Es gibt aber auch jahresübergreifende Ereignisse, bei denen der Speicher nach seiner vollständigen Entladung, hier im Februar des virtuellen Jahres 2017 auch mal auf 190 TWh geladen wird. Das geschieht hier über einen Zeitraum von etwa dreieinhalb Jahren. Zurückzuführen ist dies auf unterschiedlich gute oder schlechte Wind- und Sonnenjahre. Dieser Hub ließe sich nur vermeiden, wenn man die aufzunehmende Energie nicht speichert, sondern „vernichtet“. In

diesem Fall stünde sie aber bei Jahren mit schwachen regenerativen Erträgen nicht mehr zur Verfügung.

Schlussendlich bedeutet dieser Verlauf, dass in jedem Fall ein Speicher von mindestens 60 TWh, eigentlich aber ein Speicher von 190 TWh benötigt wird, um die Überschussenergie sinnvoll unterzubringen. Diese Speichergröße entspricht ungefähr 20% der erzeugten EE-Primärenergie, was bei den ausgeprägten Leistungsschwankungen sicher nicht als übermäßig oder ungewöhnlich groß bezeichnet werden kann.

Derartige Energien können wirtschaftlich nicht mehr in Batteriespeichern untergebracht werden. Bei Batteriespeichern gibt es darüber hinaus noch andere Probleme, auf die ich hier nicht eingehen kann. Sie sind allerdings hervorragend als Kurzzeitspeicher oder –puffer geeignet. Zur Speicherung dieser massiven Überschussenergie bieten sich Wasserstoff oder entsprechende Wasserstoff-Derivate an.

Die linear zunehmenden Energieverluste ergeben sich durch den Elektrolyse-Prozess bei der Herstellung des Wasserstoffs und die Verluste in den entsprechenden X-to-Power-Kraftwerken, also Wasserstoff-Kraftwerken. Die Verluste betragen immerhin ca. 210 TWh/a, also ca. 20% der erzeugten EE-Primärenergie von 1.079 TWh/a.

Sei abschließend noch der Hinweis gegeben, dass sich diese Verläufe und Werte zwingend aus den Vorgaben der Bundesnetz-Agentur und des Wirtschaftsministeriums in Kombination mit den bekannten Leistungsverläufen von Windkraft, Sonnenkraft usw. ergeben. Dabei sind die energetischen Verluste durch die zahlreichen „Mini“-Aufladungen und –Entladungen ebenfalls nicht zu unterschätzen. So ist von Pumpspeicher-Kraftwerken bekannt, dass diese aus Sicht der Netzbetreiber eher als Verbraucher denn als Speicher zu betrachten sind. Dies umso stärker, je häufiger sie geladen und entladen werden. Für andere bei jedem Lade-/Entladeprozess Verluste produzierenden Speicherformen gilt dies ebenso.

Folie 28

H₂-Speichermöglichkeit in Deutschland

- **Erforderlich:**
 - 190 TWh_{el} (H₂-Kraftwerke-Netzabgabe)
 - 315 TWh_{BW} (H₂-Brennwert). → ... sind somit zu speichern.
- **Derzeit in vorhandenen Erdgas-Kavernen speicherbar:**
 - ≤50 TWh_{BW} (H₂-Brennwert).
 - ≤30 TWh_{el} (H₂-Kraftwerke-Netzabgabe). → Derzeitiger Fehlbetrag: 160 TWh_{el}.
- **Speicherpotential in Deutschland:**
 - 386 TWh_{BW} (H₂-Brennwert).
 - 232 TWh_{el} (H₂-Kraftwerke-Netzabgabe).
- **Dauer/Kosten für Umrüstung/Neuerrichtung:**
 - Umrüstung vorhandener Kavernen: 5 Jahre pro Kaverne, >30 Mrd. € für 30 TWh_{el}
 - Errichtung neuer Kavernen (160 TWh_{el}): 10 Jahre pro Kaverne, >320 Mrd. € für 160 TWh_{el}

Im Prinzip OK, falls H₂-Importe aus dem Ausland nicht ebenfalls gespeichert werden müssen.

Alternative: „Anmieten“ im Ausland bzw. zeitgerechte Lieferung aus dem Ausland.

Jetzt stellt sich noch die Frage, ob ein derartiger Wasserstoff-Speicher in Deutschland untergebracht werden kann.

(Siehe Text auf Folie)

Ergebnis: Ja, im Prinzip geht es, wenn man die notwendigen Mittel und den erforderlichen Rüstzeitraum zur Verfügung hat.

Inwieweit die aus dem Ausland importierten Wasserstoffvorräte noch zusätzlich zwischengespeichert werden müssen, wäre Teil weitergehender Betrachtungen.

Folie 29



Zum Thema Netz möchte ich jetzt der Vollständigkeit halber noch ein paar Worte sagen.

Folie 30

- „Ein fehlendes Netz nach 2020 hätte auch spürbare Auswirkungen auf die europäische Wirtschaft und die Lebensqualität der Europäer, da es die Zuverlässigkeit des Zugangs zur Elektrizität gefährden würde. Wenn die erneuerbaren Energiequellen und die neuen Stromverbraucher wie vorgesehen weiter wachsen, würde ein Ausbleiben der Investitionen in die Übertragungsnetze zu inakzeptablen und noch nie dagewesenen Ausfällen in der Wirtschaft oder sogar zu Stromausfällen führen.“

(übersetzt aus: entsoe: European Power System 2040. Completing the Map. System Needs Analysis, part of ENTSO-E's 2025, 2030, 2040 Network Development Plan 2018. Final version after public consultation and ACER opinion - October 2019 - S. 20, via https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/TYNDP2018/european_power_system_2040.pdf (abgerufen am 25.08.2022))

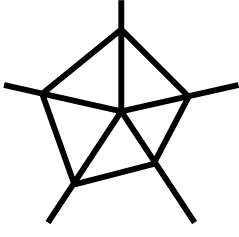
(Siehe Text auf Folie)

Folie 31

Was ist „Das Netz“?

GENERELL:
Die Verdoppelung der Strommenge (500 → 1.000 TWh/a) führt zur Verdoppelung der mittleren und der Spitzenleistung und erfordert somit eine Verdoppelung der Leitungsquerschnitte auf allen Spannungsebenen. Mindestens!

- **Transport elektrischer Ladungen (=Strom)**
 - Hochspannung (Verstärkung von Leitungen und Umspannwerken!)
Deutschland- und europaweit!
 - Mittelspannung (Verstärkung von Leitungen und Umspannwerken!)
 - **Niederspannung**
[Anm.: Wird gerne übersehen! Stadtwerke u.ä. kümmern sich derzeit nicht wahrnehmbar darum.]
 - „Alle“ Straßen „aufbuddeln“? (Leitungsverstärkung wg. E-Autos, Wärmepumpen, PV-Anlagen)
 - „Alle“ Ortstransformatoren und Zuleitungen dorthin neu? (dito).
 - Ladestationen für E-Mobilität zzgl. Umspannwerken an zentralen „E-Tankstellen“.
 - „Smart-Grid“ usw.
- **Transport CO₂-neutraler energetischer Gase.**
LH₂/H₂-Derivate-Pipelines, LH₂/H₂-Derivate-Tanker und -Terminals



(Siehe Text auf Folie)

Folie 32

Conclusio

Oder: Was man sich merken und vielleicht auch mal nachfragen könnte.

32

Folie 33

Conclusio

- Zur Erreichung der Ziele des EEG 2023 sowie zur Aufrechterhaltung des demgemäß geplanten EE-Betriebs (Betrieb, Wartung, Reparatur, Austausch gem. AfA) wird Deutschland seinen Einsatz personeller und materieller Ressourcen umgehend um einen Faktor >4 erhöhen und danach aufrecht erhalten.
Staat, Wirtschaft und insbesondere mittelständische Betriebe werden dies trotz derzeit abnehmenden Fachkräftepotentials umsetzen.
- Deutschland wird lediglich <45% der bis 2045 avisierten realen EE-Brutto-Primärenergie (≈2.500 TWh/a brutto) realisieren.
Die offene Kommunikation dieses Sachverhalts wird nicht betrieben.
- Zur Deckung des Restbetrags wird das nicht-europäische Ausland (Afrika u.a.) >55% dieser Primärenergie mit Wind-, Solar- und Wasserkraft erzeugen und außerdem sämtliche zur Erzeugung von H₂ und dessen Derivaten erforderliche Infrastruktur (Elektrolyseure, Wasserversorgung, Häfen, Straßen, Siedlungen, Pipelines, ...) installieren, betreiben und danach aufrechterhalten.
Das Ausland wird hierzu motiviert und/oder verpflichtet.
Zur Umsetzung aus volkswirtschaftlicher Sicht: Prof. Dr. rer. pol. Heinz-J. Bontrup, siehe gleich.
- Zur Versorgungssicherheit wird der vorhandene Kraftwerkspark vollständig auf Gas- bzw. H₂-Kraftwerke umgerüstet, erweitert (>100 GW) und mit Batterie-Kraftwerken (43,3 GW) und „haushaltsnahen“ Einzelspeichern (97,7 GW) als Schnellreserve ergänzt.
Die Bürger Deutschlands übernehmen einen großen Teil der Verantwortung für Ihre Versorgungssicherheit persönlich.
- Der Speicherbedarf für deutsche EE-Erzeugung (≈1.000 TWh) wird nach massivem Ausbau potentiell verfügbarer Kavernen gedeckt.
Alternativ: Speicher und zeitgerecht gelieferte ausländische H₂- bzw. H₂-Derivate-Logistik werden verfügbar.
- Deutschland wird sein elektrisches Übertragungsnetz auf allen Spannungsebenen mindestens um einen Faktor Zwei [eher Faktor Drei bis Vier] verstärken (inkl. Schalter, Trafos, ...).
Auch die „städtischen Stromversorger“ treffen ab sofort die entsprechenden Vorbereitungen hierfür.

(Siehe Text auf Folie)

Folie 34

Conclusio

- Ein Ausfall ausländischer EE-Lieferungen führt kurzfristig zu einem Blackout in Deutschland.
Abhilfe:
 - *Deutschland verfügt zur Vermeidung eines derartigen Vorgangs über einen (derzeit unbekannt) „Plan B“ oder*
 - *„das Ausland“ wird „grünen Wasserstoff“ und dessen Derivate zuverlässig und politisch unbeeinflussbar liefern.*
- Vergleich Deutschland mit „dem Rest der Welt“:
 - Deutschland 2045 wird zur Erfüllung seiner 100%-Energiewende-Strategie vom „Rest der Welt“ mit >50% seiner Primärenergie versorgt; der „Rest der Welt“ deckt seinen Primärenergiebedarf bis dahin zu
 - ≈60% aus fossilen Energieträgern (DE: 0%)
 - ≈10% aus nuklearen Energieträgern (DE: 0%)
 - ≈30% aus erneuerbaren Energien
 - Obwohl der „Rest der Welt“ dem „Vorbild Deutschland“ voraussichtlich nicht folgt (siehe Prognose des Paul-Scherrer-Instituts und das Ergebnis von COP27) und sich selbst nur mit etwa einem Drittel seines Primärenergiebedarfs aus EE selber versorgt, gibt der „Rest der Welt“ Deutschland „selbstlos“ ≈1.000 TWh EE ab, die er aus ungeklärten Gründen nicht selber bei sich besser verwenden kann.

Schlussbemerkung:

- Vorangehend genannte Zahlen gründen auf amtlichen und institutionellen Prognosen und eigenen „einfachen“ Berechnungen.
- Diese Prognosen und Berechnungen sind so gut oder schlecht wie die ihnen zugrunde gelegten Datenquellen.
- Teilweise sind die öffentlich verfügbaren Datenquellen widersprüchlich oder physikalisch unsinnig.
- Die **ZUKUNFT** und die **MACHT DES FAKTISCHEN** werden die Prognosen und „Pläne“ einem äußerst teuren „Realitäts-Check“ zuführen.

(Siehe Text auf Folie)

Folie 35



Ist Ihnen auch ein Licht aufgegangen?

Folie 36

