

Wo stehen wir 2038

Eine Hochrechnung

Strombilanz 2018 / 2038

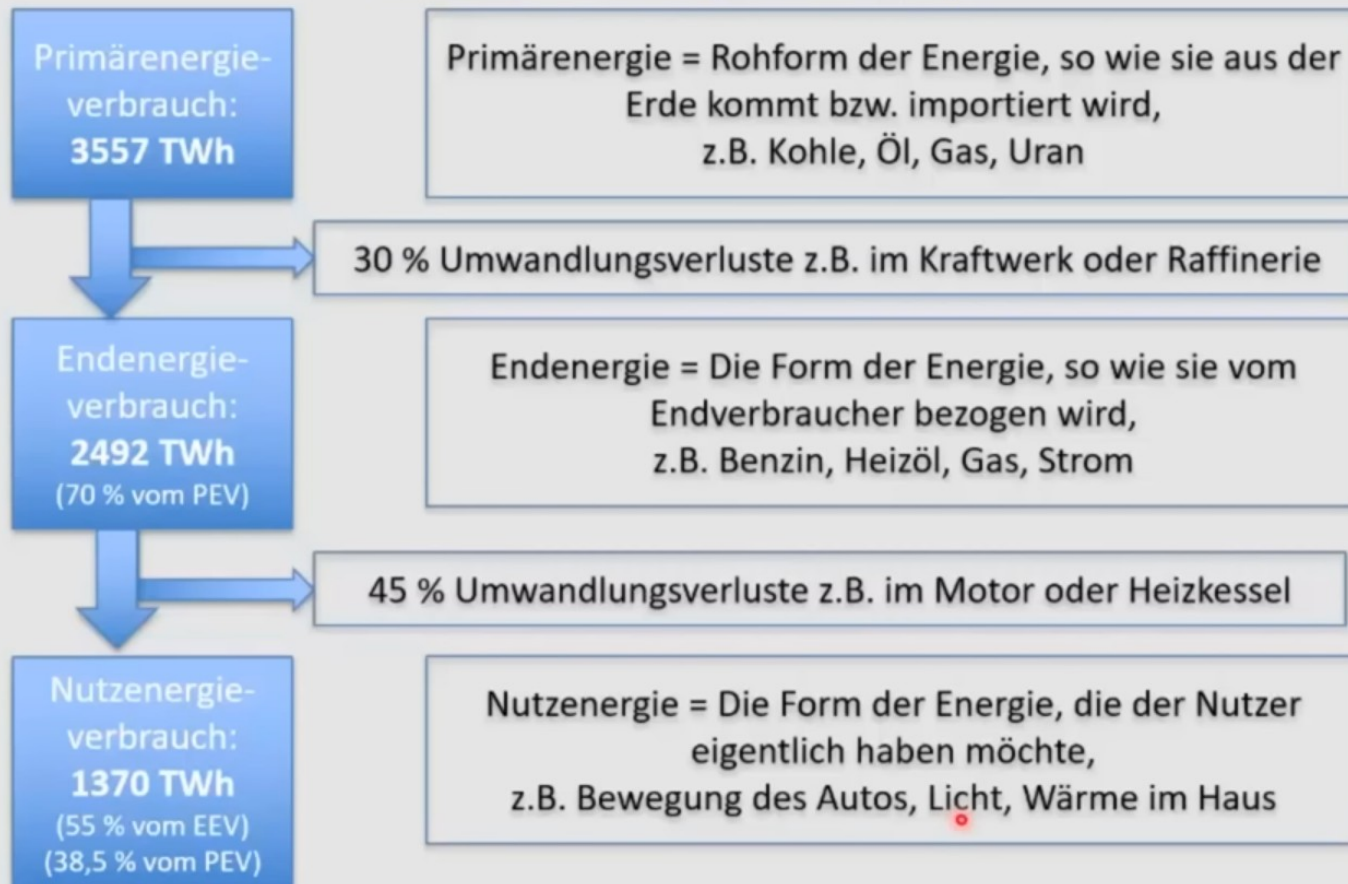
Bilanziell 100 % EE = Zubaufaktor 3,5 für Wind / PV

- Gesamtverbrauch Strom: 508 TWh
- Gesamterzeugung Strom: 539 TWh
- PV + Wind: 151 Twh
- Wenn Laufwasser (=15 Twh) berücksichtigt wird
dann ergibt den Faktor 3,4 für Wind/PV bei 100 % EE

Quelle: Erzeugung und Verbrauch 2018 (BNetzA, SMARD.de)

<https://www.smard.de/home/benutzerhandbuch>

Deutschland 2019 (Daten: AGEb)



zeitliche Verschiebung

- **Mind. 114 TWh (=21,6 % des Verbrauchs)** müssen zeitlich verschoben (gespeichert) werden

weil kein direkter Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch möglich ist.

- Folge: Energie **Verlust von 10 % (Batterie) bis 60 % (Power-to-Gas)** bzw. zusätzliche Erzeugung notwendig (ist im Basisszenario nicht mit einberechnet)

Einzelner Datensatz

100 % EE = Zubaufaktor 3,5 für Wind / PV

Datum 01.01.2018 Uhrzeit von 00:00 bis 00:15 Uhr

Verbrauch 11.152 MWh (Durchschnitt 44,6 GW)

Sonne / Wind : 7.738 MWh (Durchschnitt 30,9 GW)

3,5 x Sonne / Wind : 27.209 MWh (Durchschn. 108,8 GW)

Überschuß: 16.057 MWh (Durchschn. 64,2 GW)

Ergebnis: 244 % Überdeckung

ohne Pumpspeicher und Biogas

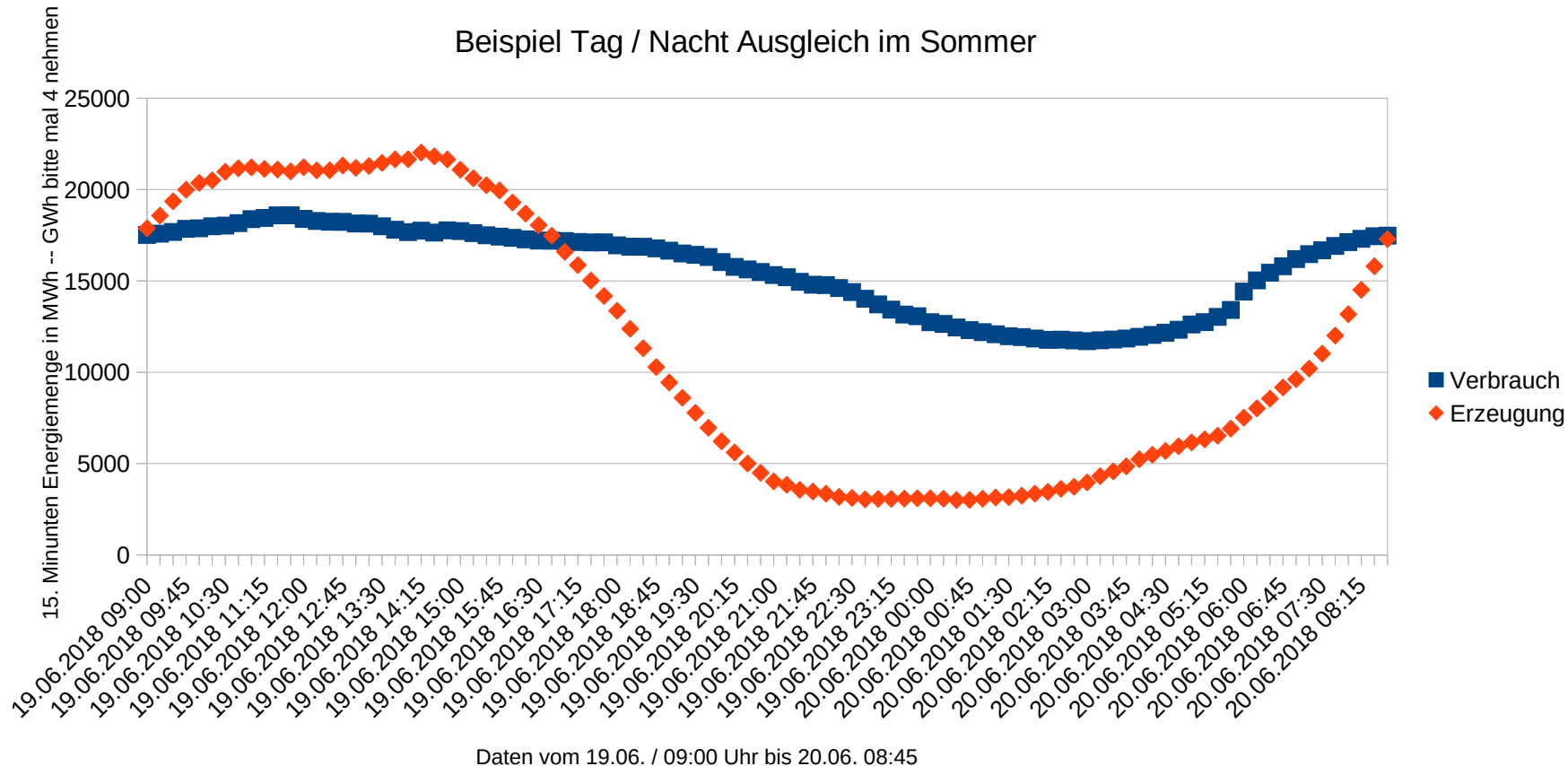
ohne Konventionellen Kraftwerke

Ohne Laufwasser 443 MWh (Durchschnitt 1,8 GW)

<u>DatumUhrzeit</u>	<u>Verbrauch in MW</u>	<u>Erzeugung EE 2038</u>	<u>Diff in MWh 15 min</u>	<u>Anteil EE in %</u>	<u>kummulierter Speicherbedarf</u>
01.01.2018 00:00	11.152,00	27.083,00	15.931,00	246,92	15.931,00
01.01.2018 00:15	10.944,25	27.653,50	16.709,50	256,78	32.640,50
01.01.2018 00:30	10.883,00	27.888,00	17.005,00	260,35	49.645,00
01.01.2018 00:45	10.823,50	27.888,00	17.065,00	261,69	66.710,00
01.01.2018 01:00	10.865,00	28.465,50	17.600,50	265,86	84.310,50
01.01.2018 01:15	10.872,50	28.714,00	17.842,00	267,96	102.152,00
01.01.2018 01:30	10.773,00	29.169,00	18.396,00	274,64	120.548,00
01.01.2018 01:45	10.831,25	29.505,00	18.674,00	276,27	139.222,00
01.01.2018 02:00	10.843,50	29.645,00	18.802,00	277,26	158.024,00
01.01.2018 02:15	10.630,50	29.788,50	19.158,50	284,16	177.182,50
01.01.2018 02:30	10.630,00	29.543,50	18.913,50	281,85	196.095,50
01.01.2018 02:45	10.427,00	29.550,50	19.123,50	287,41	215.218,50
01.01.2018 03:00	10.337,75	30.184,00	19.847,00	296,01	235.065,00
01.01.2018 03:15	10.420,75	30.527,00	20.107,00	296,95	255.172,00
01.01.2018 03:30	10.389,25	30.439,50	20.050,50	296,98	275.222,50
01.01.2018 03:45	10.376,50	30.569,00	20.193,00	298,59	295.415,00
01.01.2018 04:00	10.435,25	30.562,00	20.127,00	296,85	315.542,00
01.01.2018 04:15	10.395,50	30.453,50	20.058,50	296,94	335.600,50

Sommertag (19./20.06.)

Y-Achse in MWh sind 15 min. werte – mal 4 = Durchschnittswerte
Werte gehen von 19.06. 09:00 Uhr bis 20.06. 08:15 Uhr

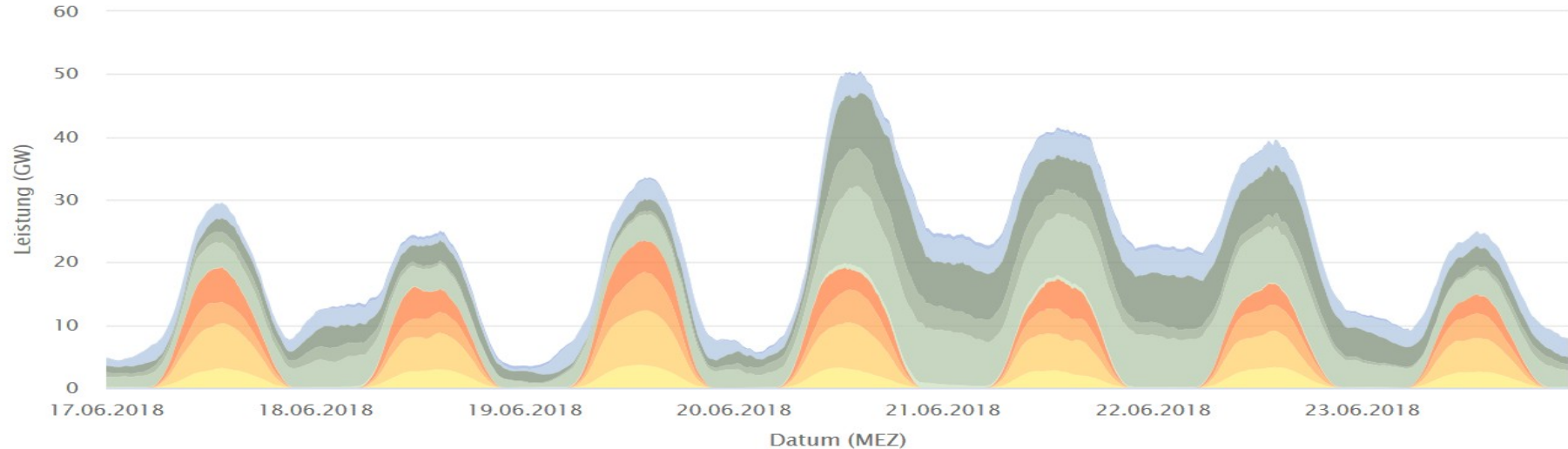


Kennzahlen Nacht 19./20.06.

- über **15 Stunden** in den Wind/ Solar weniger erzeugen als verbraucht wird. (17:45 – 08:45)
- größte Lücke von durchschnittlich **46 GW** zwischen 22:00 Uhr und 22:15 Uhr
- Benötigte (Speicher)kapazität um das Defizit in der Nacht auszugleichen insg. **480 GWh**
- (Strom)Überschüsse am Tag waren geringer als Defizit in der Nacht.

Realzahlen – energychart.de

Stromproduktion in Deutschland in Woche 25 2018



- Wind offshore 50Hertz
- Wind offshore Tennet
- Wind onshore 50Hertz
- Wind Amprion
- Wind onshore Tennet
- Wind Transnet BW
- Solar 50Hertz
- Solar Amprion
- Solar Tennet
- Solar Transnet BW

Analyse Woche 17. - 23.06.2018

- PV: große Ungleichgewichte (Tag = Überschuß und Nacht = Defizit) von bis zu 46 GW und Kapazität von 480 GWh,
- Menge an (PV)Überschüsse am Tag reichen nicht immer für die Nacht. Kapazitäten für Speicherung über mehrere Tage nötig.
- Phasen von mehrere Tage mit Wind (20.-23.06.) und fehlenden Wind (17.-19.06).
- Wenn Wind dann war die Erzeugung zu jeden Zeitpunkt größer als der Verbrauch, auch in der Nacht.

Januar - Windlastige Erzeugung

- Schwarz = nur Überschüsse, rot = nur Defizite
- Tage: Dauer mit nur Überschuß oder Defizit

von	bis	Tage	Summe in MWh	von	bis	Tage	Summe in MWh
14.01.18 19:00	19.01.18 00:30	4,23	3.487.821,00	20.01.18 07:30	22.01.18 03:30	1,83	-1.381.916,00
09.01.18 16:15	13.01.18 19:15	4,13	-3.457.738,00	23.01.18 18:00	25.01.18 12:30	1,77	1.726.475,00
27.01.18 18:15	30.01.18 15:15	2,88	4.129.515,00	02.01.18 19:00	04.01.18 12:30	1,73	2.477.004,00
07.01.18 00:45	09.01.18 16:00	2,64	1.136.752,00	01.01.18 00:00	02.01.18 14:45	1,63	1.559.715,00
31.01.18 00:15	02.02.18 06:30	2,26	1.391.799,00	05.01.18 14:00	07.01.18 00:30	1,44	-659.489,00
25.01.18 12:45	27.01.18 18:00	2,22	-2.062.276,00	22.01.18 07:15	23.01.18 17:45	1,44	-780.649,00
				19.01.18 00:45	20.01.18 05:00	1,18	-406.934,00
Gesamt		18,34	4.625.873,00			11,01	2.534.206,00

Februar - Windlastige Erzeugung II

- Schwarz: Mehr Erzeugung als Verbrauch
- Wind und PV - Zubaufaktor 3,5 hochgerechnet

von	bis	Tage	Summe in MWh
02.02.2018 14:00	10.02.2018 23:00	8,38	-6.520.273
16.02.2018 16:15	22.02.2018 10:30	5,76	-4.574.128
23.02.2018 21:45	26.02.2018 05:30	2,32	1.502.378
10.02.2018 23:15	12.02.2018 16:15	1,71	1.352.011
verschiedene	unter 1 Tag	4,56	-1.382.666
verschiedene	unter 1 Tag	3,08	1.333.473
Gesamt		25,807	-8.289.205
Hinweis:			
28.02.2018 08:30	05.03.2018 06:00	4,90	3.554.940,00

Kennzahlen Januar / Februar

- Januar: Stromüberschuß von **8 Twh**
(= ca. 15 % vom Verbrauch)
 - Längere (Zeit)phasen insg. 18,3 Tage
über mind. 2 Tage Dauer
 - Max. Überschuß **103 GW** (24.02. 12:15 Uhr)
 - Max. Defizit: **67 GW** (19.02. 17:30 Uhr)
-
- Februar: Stromdefizit von **8,3 TWh**
 - Februar:Defizit: **8,3 Tage (6,5 Twh)** bzw. 5,7 Tage (4,6 Twh).
 -

Zwischenfazit (ohne Wärme)

- Windlastige Erzeugung führt zu Phasen mehreren Tagen mit tendenziell zu viel oder zu wenig Energie
- Kurzfristige (Flexibilitäts)Technologien wie DSM oder Batterien, sind für den Ausgleich über mehrere Tage nicht geeignet.
- Es müssen große Energiemengen (ca. 8 Twh) über mehrere Wochen „zwischen gespeichert“ werden.

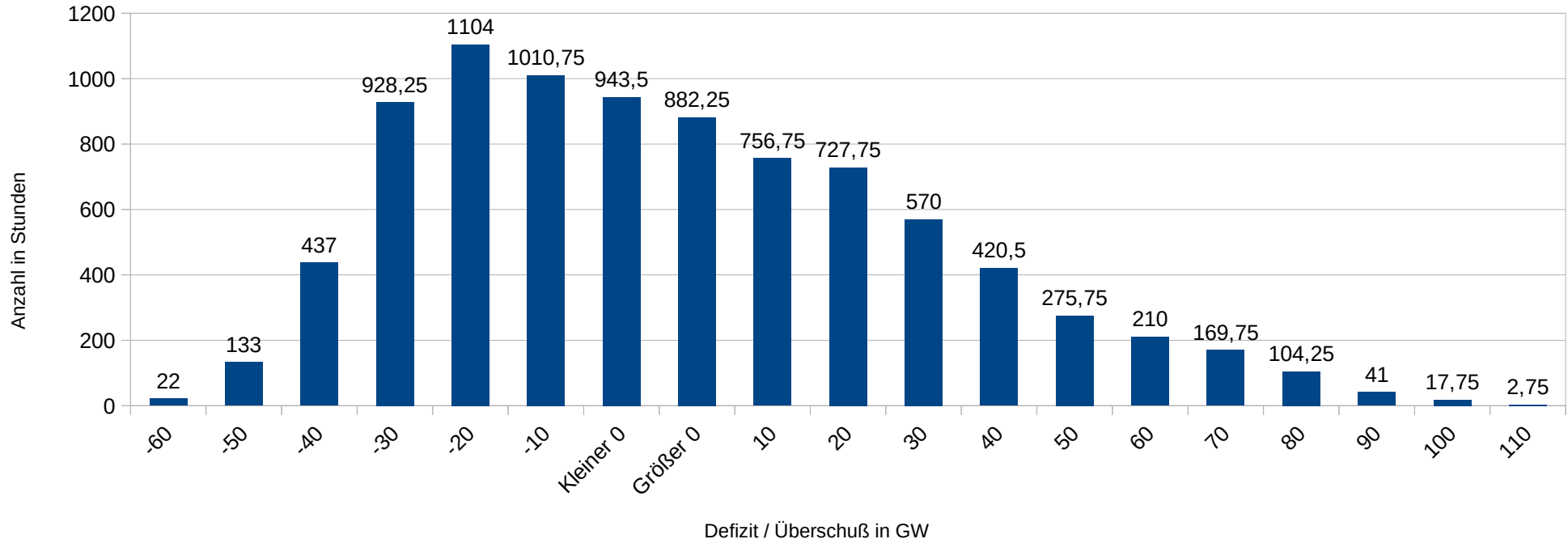
Bedarf an Flexibilität

- Max. p. a. Überschuß (116 GW) und Defizit (67 GW)
- Gesamtkapazität für Zwischenspeicherung
 - Wird jede Kwh Strom zwischengespeichert würde bei 100 % bilanziellen Ausgleich, eine (Speicher)Kapazität von ca. 18 Twh benötigt.
- Anzahl der (Betriebs)Stunden in der jeweilig benötigten Kapazität (siehe nächste Folien)

Diff. PV/Wind zu Verbrauch in GW

Bedarf Flexibilitätschicht in Stunden - Hochrechnung

Erzeugung Wind + sonne * Faktor 3,5 = 100 % EE



Erklärung letzter Chart

- Ausgangspunkt ist eine bilanzielle 100 % EE Versorgung auf Grundlage der hochgerechneten realisierten Erträge von PV und Wind und des Verbrauchs des Jahres 2018.
= Zubaufaktor 3,5 fache für Wind und PV
- BnetzA: Strommenge auf 15 min. Basis
→ Verbrauch größer als PV / Wind → Strom fehlt
= Minus-Bereich auf der X-Achse
- Verbrauch kleiner als PV / Wind
→ Strom zuviel = Plus-Bereich auf der X-Achse
- Beispieldatensatz von Folie 4 hat 64 GW Überschuß. Es gibt im Jahr 2018 840 weitere „15min“ Datensätze mit einen Überschuß zwischen 60 und 70 GW = umgerechnet 210 Stunden. (vgl. entsprechenden Balken)

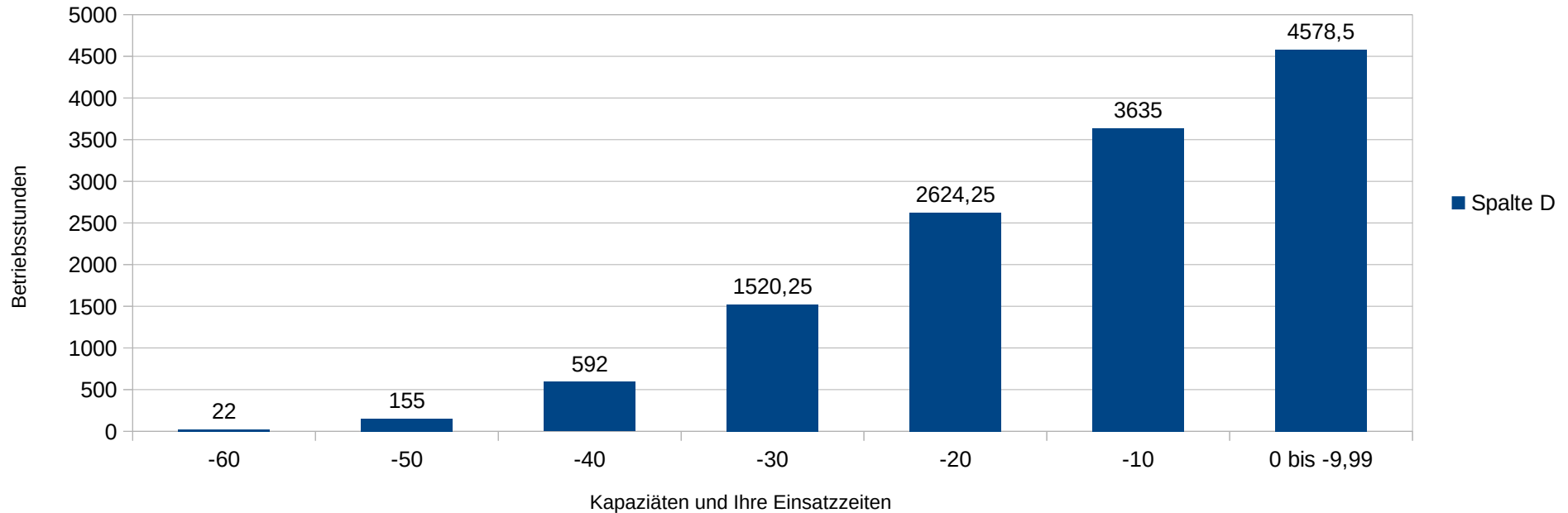
Erklärung nächste Folie

- In der Grafik S.19 beziehen sich die Stunden auf einen Bereich z.B. Stromdefizit von 10 bis 20 GW minus oder 30 bis 40 GW minus bzw. das gleiche bei den Stromüberschüssen.
- Nächste Folie betrachtet nur den Bereich der Stromdefizite. Auf Grundlage der Grafik S.19 wurden die Stunden kummuliert.
- Bei einem geringen Stromdefizit von z.B. bis 10 GW reichen die 10 GW Gaskraftwerke in München. Bei einem Stromdefizit bis 20 GW werden die 10 GW Gaskraftwerke in Nürnberg zugeschaltet (also München und Nürnberg laufen) d.h. Die Stunden von -20 GW werden beim Kraftwerk in München addiert.
- Bei Bedarf von 60 GW laufen alle Gaskraftwerke von München bis Flensburg
- Deshalb kommt der Bereich von minus 10 GW auf .ca. 4578 Betriebsstunden (ist in diesem Beispiel „München“) und die restlichen Gaskraftwerke entsprechend weniger.
- Hinweis: Gaskraftwerk ist ein Synonym für Flexibilität. Es gibt natürlich viele verschiedene Technologien in der Flexibilitätsschicht.

Kummulierte Betriebsstunden

Kummulierte Betriebsstunden Flexischicht

Benötigte Gesamtkapazität 70 GW



Bewertung Datenqualität

- Energiemengenbetrachtung für 15 min.
==> keine Information über Ausschläge
- keine ausreichende regionale Auflösung (nur ÜNB Versorgungsgebiete)
- Wetterbedingt hohe Schwankungen von Jahr zu Jahr (z.B. gutes Wind- und / oder Sonnenjahr)

**Trotzdem geben die Zahlen
einen guten Eindruck über die
Größenordnung der Herausforderung**

Verbrauch in der Zukunft

- Zusätzliche Energiemengen durch Speicher- Wandlungsverluste (10 – x % je kwh), Verkehr (ca. 15 % bezogen auf Gesamtverbrauch 2018), Wärme (Menge unklar)
- aber auch Energieeinsparung Wohnungssanierung z.B. Passivhausbauweise (insb. Wohnung Büros), Industrie z.B. weniger Energieintensive Produktion (anderes Material, Weniger Rohstoffeinsatz, Recycling/Reparatur, längere Nutzung)
- Abwanderung von Teilen der Energieintensiven Industrie in Regionen mit besseren Wetterverhältnissen und damit günstigeren EE-Strom
- lt. div. Klimastudien **Halbierung !!** des Verbrauch notwendig.

Maximierung Energiemenge

Beispiel: Sturm in Norddeutschland / Europa

- Wenn erwartet werden kann das die Speichergröße z.B. Batterien nicht ausreichen, ist die Einsatzreihenfolge der div. Technologien entscheidend für die Wirtschaftlichkeit
 - Elektrolyseure kann beliebig lange betreiben und damit unbegrenzte Speichermenge (dafür hohe Speicherverluste)
 - Batterien können nur bestimmte Mengen speichern.
- Setzt man Batterien erst ein wenn Elektrolyse und Verbrauch zusammen nicht mehr ausreichen, dann kann die Batteriekapazität optimal genutzt werden, weil möglichst jeder erzeugte Kwh gesichert und zeitlich verschoben werden sollte. (sonst Zusatzkosten wg. zusätzlich Wind / PV Anlagen)
- Dies ist mit Preissignalen nicht möglich, weil jeder selbst entscheidet wann er seine Kapazität einsetzt. Es kann sogar zu viel oder zu wenig gleichzeitig eingesetzte Speicher kommen, weil ggf. Speicher zurückgehalten werden um bessere Preise zu bekommen und wenn das eingesetzt, das System überlasten.

Technische Einsatzreihenfolge

Mit welchen Kapazitäten und in welcher Reihenfolge müssen die Technologietypen

- DSM (Demand Side Management – zeitliche Verschieben von Verbrauch),
- Batterie,
- Power-to-Gas

eingesetzt werden damit möglichst viel Energie verwendend wird ?

Berücksichtige dabei:

- 1) Dauer und Menge der Energieerzeugung (wetterbedingt)
- 2) Speicherkapazität (DSM, Batterien, Wasserstoff)
- 3) Energieverlust durch Speicherung
- 4) Verarbeitungsmenge pro Zeiteinheit (z.b. pro Stunde)

Technische Einsatzreihenfolge

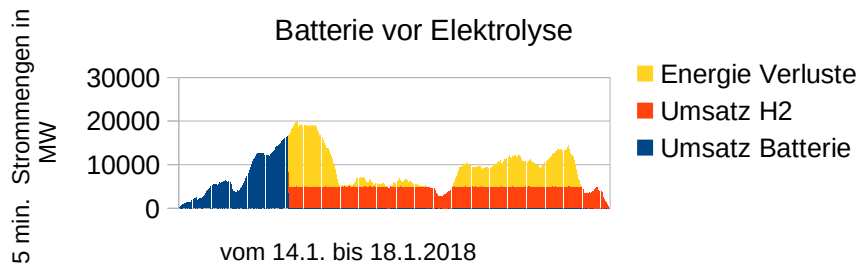
Beispiel 1: Mehrtägiger Sturm (P-to-Gas vor Batterie)

- Wir haben über Tage nur Überschüsse in der Stromerzeugung. Die Menge würde die vorhandene begrenzte Speicher Kapazität z.b. an Batterien, DSM etc. erheblich übersteigen.
- Power-to-Gas hat (fast) unbegrenzte Speicherkapazität, kann aber nur eine bestimmte Menge pro Stunde an Strom verarbeiten. Alles darüber hinaus wird in Batterien, DSM etc. gespeichert. (Spitzenkappung)
- Folge: Obwohl wir möglichst viel Strom in Gas wandeln übersteigt die erzeugte Strommenge auch die Kapazität der Speicher (mit geringeren technischen Speicherverlusten) und wird vernichtet.
- Aber: durch die Steuerung der Einsatzreihenfolge haben wir möglichst viel des erzeugten Stroms „verarbeiten“ können.

Technische Einsatzreihenfolge

Batterie vor Elektrolyse

technische Einsatzreihenfolge (Hochrechnung)



Umsatz Batterie: 1.000 GWh = 28 %
Umsatz Elektrolyse: 1.385 GWh = 40 %
Energieverluste: 1.109 GWh = 32 %

Gesamt 3.494 GWh

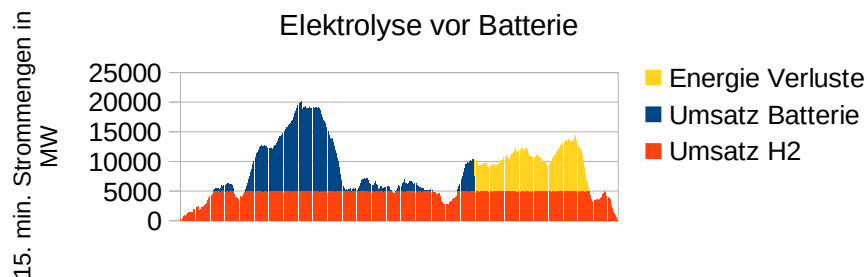
Beispieldaten:

- Zeitraum: von 14.1. / 17:45 Uhr bis 18.1. / 23:30 Uhr
- 4,2 Tage mit insg. 3,49 TWh
Gesamtüberschuß an Strom
- Anlagen:
 - Batterien: 1 TWh Kapazität
 - Elektrolyse: 20 GW pro Stunde

Technische Einsatzreihenfolge

Elektrolyse vor Batterie

technische Einsatzreihenfolge (Hochrechnung)



vom 14.1. bis 18.1.2018

Ergebnis: Elektrolyse vor Batterie

Batterie: 1.000 GWh = 28 %
Elektrolyse: 1.867 GWh = 54 %
Energieverluste: 626 GWh = 18 %

Gesamt 3.493 GWh

Zum Vergleich: Batterie vor Elektrolyse

Batterie: 1.000 GWh = 28 %
Elektrolyse: 1.385 GWh = 40 %
Energieverluste: 1.109 GWh = 32 %

Gesamt 3.494 GWh

Beispieldaten:

- Zeitraum: von 14.1. / 17:45 Uhr bis 18.1. / 23:30 Uhr
- 4,2 Tage mit insg. 3,49 Twh Gesamtüberschuß an Strom
- Verwendete Anlagen:
 - Batterien: 1 TWh Kapazität
 - Elektrolyse: 20 GW pro Stunde

Fazit:

Die Kapazität von Batterien ist begrenzt, dagegen kann ein z.B. Elektrolyse 24 Stunden und 365 Tage im Jahr Strom in Wasserstoff wandeln. Die Speichermenge ist (fast) unbegrenzt.

Will man z.b. bei Sturmereignisse möglichst viel Strom „sichern“ braucht man eine „zentrale Steuerung die erst die Elektrolyse startet und die Batterien nur für „Überschüsse“ verwendet die Verbrauch und Elektrolyse übersteigt.

Technische Einsatzreihenfolge III

Beispiel 2: Tag/Nachtausgleich (Batterie vor P-to-Gas)

- Batterien haben geringe technische Verluste bei der Speicherung. Wenn ausreichend Kapazitäten von z.B. Batterien vorhanden sind sind Batterien die bessere Lösung.
- Bei wenigen Stunden ist DSM auch gut geeignet um Überschüsse (Tag) und Defizite (Nacht) auszugleichen z.b. Kühlhäuser.
- Power-to-Gas kommt dann erst zum Schluß und in kleinen Mengen zum Einsatz (als stragische Reserve)

Technische Einsatzreihenfolge IV

- Ziel: möglichst viel des erzeugten Stroms / Energie soll verwendet werden.
- Gute Planung und „Wettervorhersagen“ für die Steuerung notwendig
- Wetterabhängig unterschiedliche Lösungen
- Setzt Kooperation zwischen den div. Beteiligten voraus.
- Beachte: ggf. Unterschiedliche wirtschaftliche Interessen der div. Akteure.

EU – weiter Ausgleich I

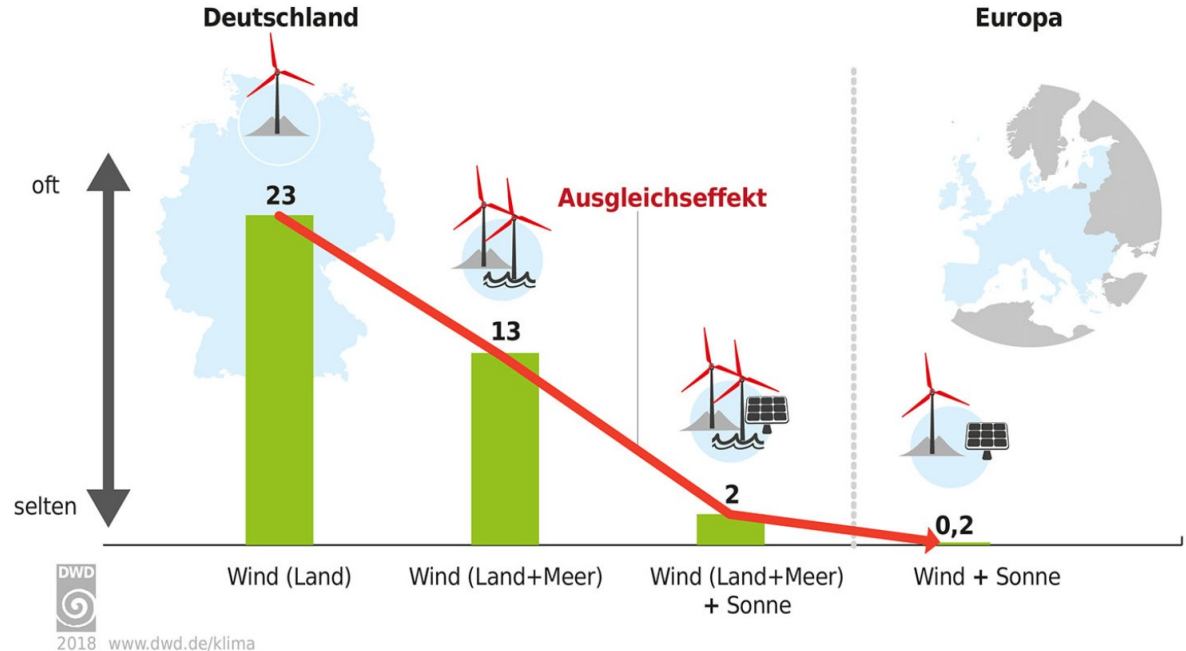
- 6. März 2018 Klima-Pressekonferenz 2018 des Deutschen Wetterdienstes
- DWD hat dabei PV und Windanlagen gleichmäßig über Europa verteilt.
 - 1) Tiefdruckgebiete produzieren mehrere Tage Strom da z.B. zunächst der Wind in Portugal ankommt und Strom produziert um dann z.B. nach Deutschland weiterzieht und dort den Strom produziert wenn in Portugal schon wieder Windflaute herrscht. Analog Norddeutschland und Süddeutschland
 - 2) anders als bei der DWD Untersuchung gibt es in der Realität Clusterbildung für Wind z.B. in Nord(see) und / oder PV z.B. im Süden. Bei Sturm oder Flaute fehlen bzw. haben wir großen Strommengen zuviel oder zuwenig. Ein Ausgleich wie unter Nr. 1 beschrieben findet in wesentlich geringeren Umfang statt.

Quelle: https://www.dwd.de/DE/presse/pressekonferenzen/DE/2018/PK_06_03_2018/pressekonferenz.html

EU – weiter Ausgleich II

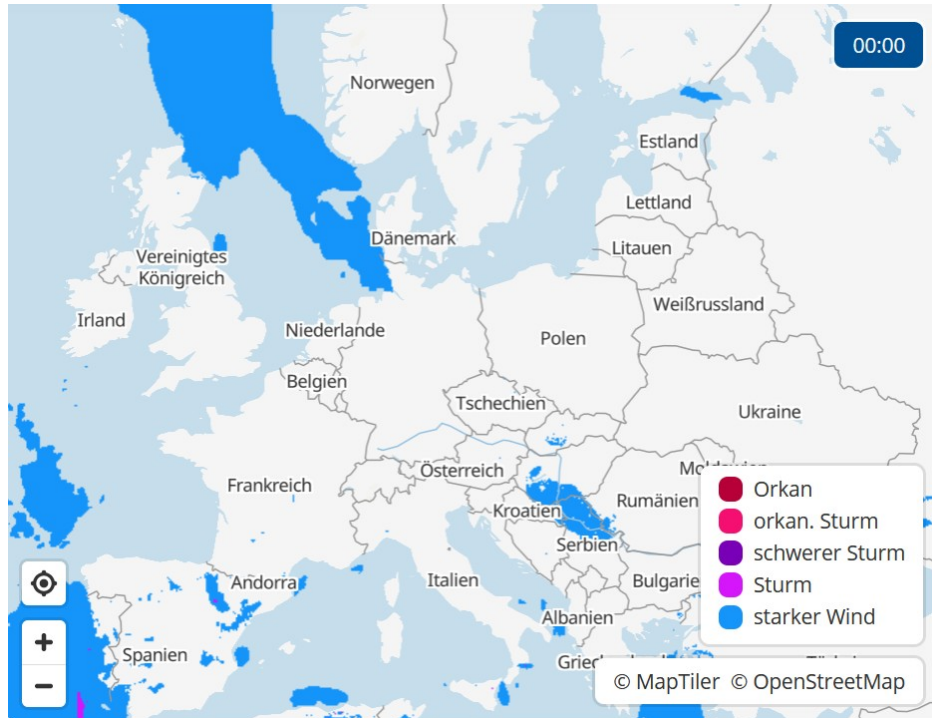
wie oft in der Vergangenheit über einen

- Zeitraum von 48 Stunden
- die mittlere Energieproduktion
- aus Wind und Sonne
- unter zehn Prozent der Nennleistung blieb.
- Wind/PV Anlagen gleichmässig in EU verteilt



Aber: 2 Tage (=48 Stunden) sind eine lange Zeit und z.B. kein Fall im Sommer Tag/Nacht
Es bleibt die Notwendigkeit, auch europaweit, große Energiemengen über d.h. über zeitliche Flexibilität z.B. Speicher oder DSM auszugleichen

Beispiel Hochdruckgebiet in Europa



Windkarte um Mitternacht 30.06.2022 (Sommer)

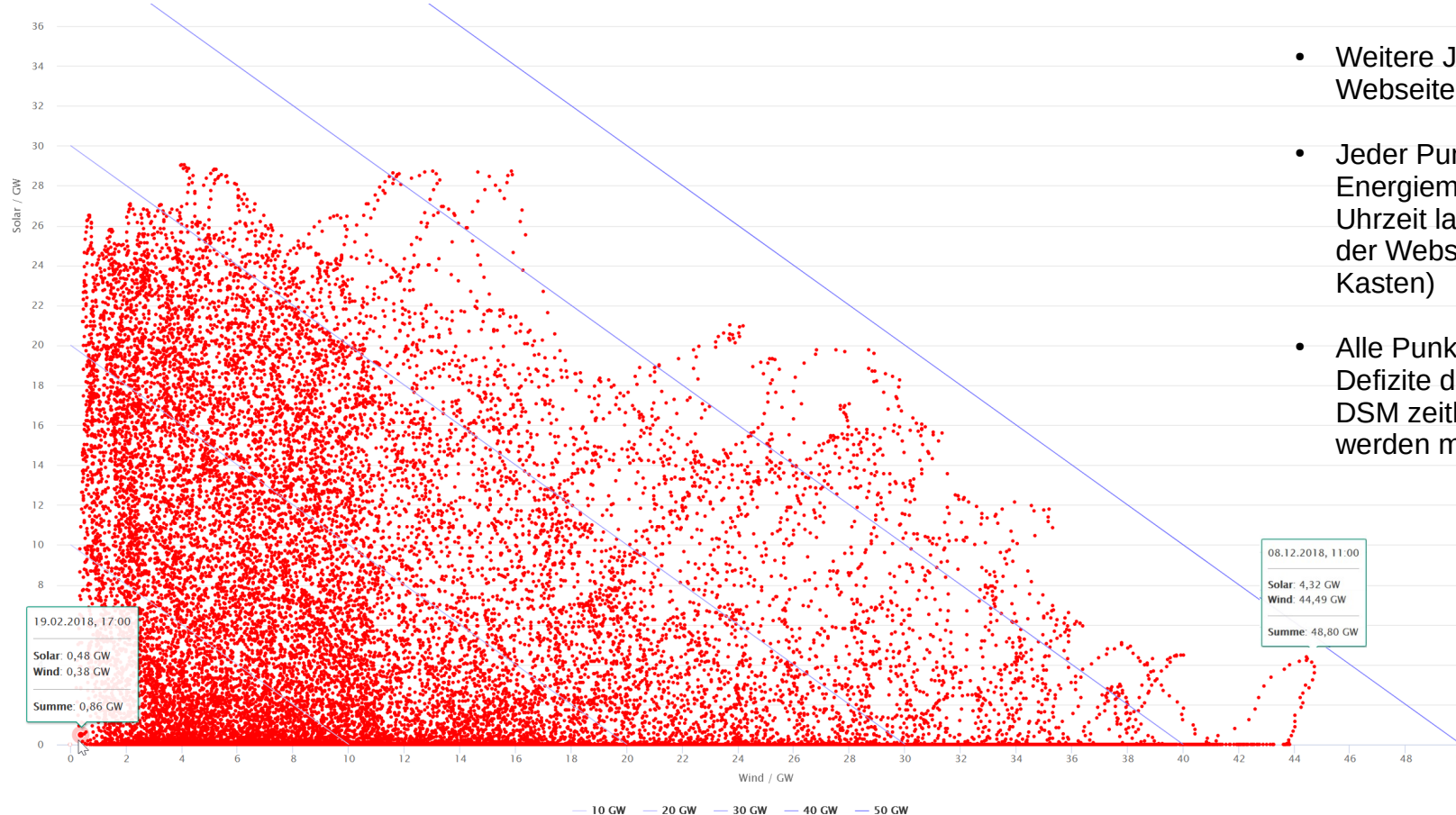
- PV lastige Erzeugung
- tagsüber zuviel Energie
- in der Nacht reichen die Windgebiete nicht aus (vgl. Karte)

Folge: hohe Mengen an Kapazitäten (Leistung und Menge) müssen vorgehalten werden.

Aber: wäre bei den DWD Kriterien bei den Berechnungen nicht enthalten

Wind und PV addiert für 2018

Quelle: https://www.energy-charts.info/charts/power_scatter/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&year=2018



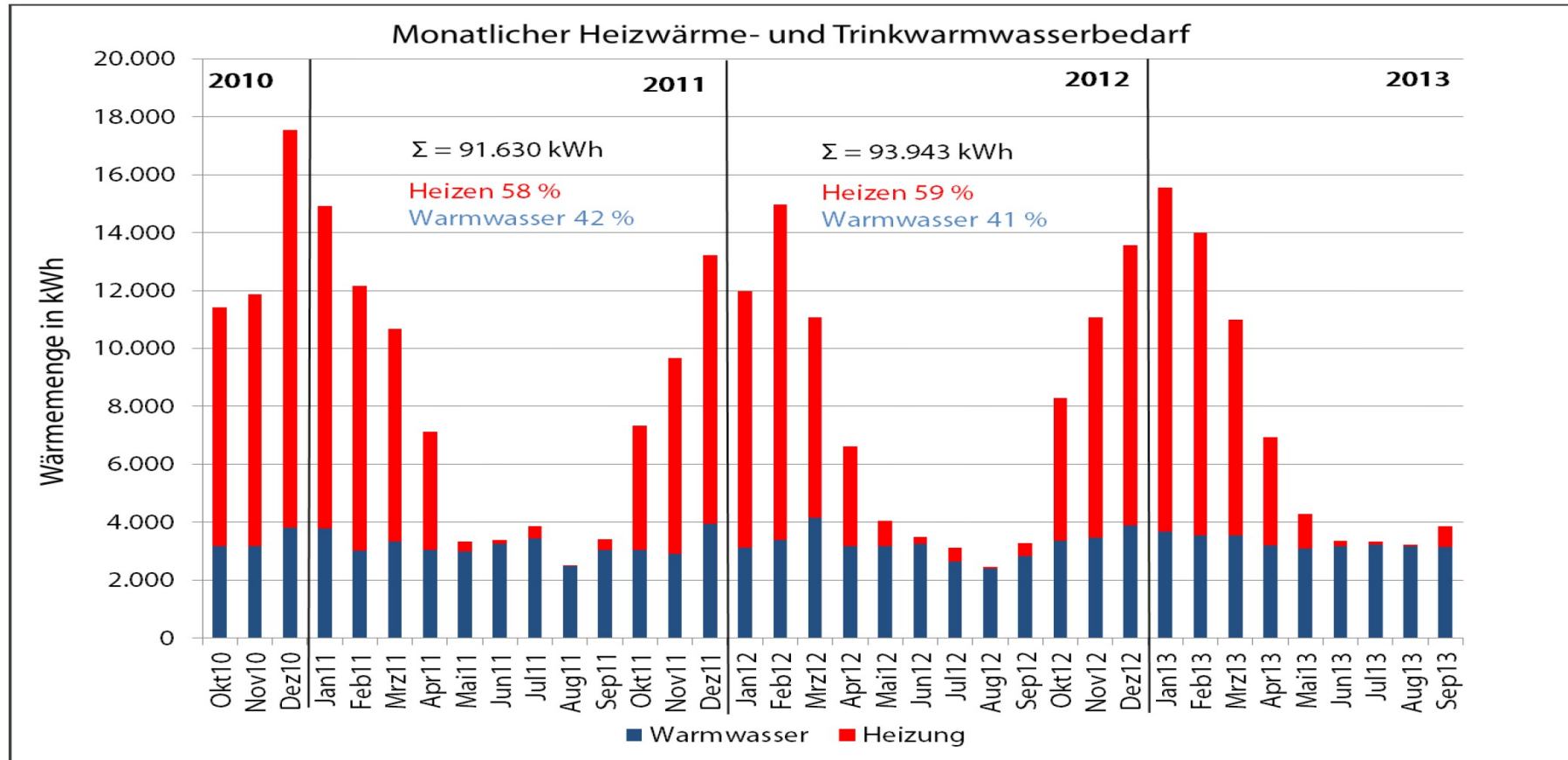
- Weitere Jahre sind auf der Webseite zu finden.
- Jeder Punkt ist ein 15 Minuten Energiemengen Wert. Datum Uhrzeit lassen sich pro Punkt auf der Webseite abfragen. (siehe Kasten)
- Alle Punkte links unten sind Defizite die mit Speicher und DSM zeitlich ausgeglichen werden müssen.

Wieviel Wärmepumpenstrom bis 2045 (Schätzung)

Endenergiebedarf für Raumwärme & Warmwasser in Deutschland 2021			806 TWh	← Hat sich seit 2011 nur wenig verändert
davon Raumwärme	674		TWh	
davon Warmwasser	132		TWh	
Einsparung durch Dämmung bis 2045		-15%	-121 TWh	← Bei Verdopplung der Sanierungsquote
Verbleibender Endenergiebedarf 2045 für Raumwärme und Warmwasser 2045			685 TWh	
über Biomasse, Geothermie, unvermeidbare Abwärme etc.		-25%	-171 TWh	
über Wärmepumpen			514 TWh	← bisher ca. 20 TWh über Wärmepumpen
Zusätzlicher Strom durch Wärmepumpen (Umweltwärme) bei Jahresarbeitszahl von 3			171 TWh	

Quelle: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme>

Beispiel Wärmeverteilung



Wärmepumpen sind eine extrem effiziente und kostengünstige Methode um Wärme zu erzeugen.

Aber: wenn es alle machen funktioniert das System nicht mehr.

Wir müssen weg
vom Denken in Einzellösungen
hin zu Systemlösungen

Wärmebedarf mit 100 % WP

ohne energetische Sanierung

- Raumwärme (RW: 674 TWh)
+ Warmwasser (WW: 132 TWh) 806 Twh
- Luftwärmepumpe (1 Kwh Strom in 3 Kwh Wärme) 268 Twh
(RW: 224,6 TWh WW: 44 TWh)

	Jan / Feb	Nov / Dez / Mar / Apr	Rest. Monate insb. Sommer
%- Anteil am Jahresverbr.	Je 22 %	Je 11,9 %	Je 1,4 %
Strombedarf zusätzlich p.M.	63,2 TWh	31,6 TWh	3,6 Twh (nur Warmwasser)
Mehrbedarf in % /ca. in GW (durchschn. Leistung)	149 % ca.89-119 GW	75 % ca. 45 - 60 GW	8,5 % ca. 5,1-6,8 GW

Stromverbrauch 508 Twh p.a. / 12 = 42,33 Twh pro Monat

Wärmebedarf mit 100 % WP

höherer Anteil Warmwasser (nach Sanierung)

- Raumwärme (RW: 674 TWh)
+ Warmwasser (WW: 132 TWh) 806 Twh
- - Energ. San. 50 % v. Raumwärme (=337 Twh)
(Warmwasser bleibt 132 Twh) 469 Twh
- Luftwärmepumpe (1 Kwh Strom in 3 Kwh Wärme) 156 Twh (RW:112 + WW:44)

	Jan / Feb	Nov / Dez / Mar / Apr	Rest. Monate insb. Sommer
%- Anteil am Jahresverbr.	Je 20,3 %	Je 11,3 %	Je 2,4 %
Strombedarf zusätzlich p.M.	31,6 TWh	17,6 TWh	3,6 Twh (nur Warmwasser)
Mehrbedarf in % /ca. in GW (durchschn. Leistung)	75 % ca. 45-60 GW	41,5 % ca. 25 – 33 GW	8,5 % ca. 5,1-6,8 GW

Stromverbrauch 508 Twh p.a. / 12 = 42,33 Twh pro Monat

Erklärung Berechnung Wärme

- Grundlage der Zahlen für Raumwärme und Warmwasser sind von der DENA.
- Es wird mit groben Annahmen gearbeitet die keinen exakten Verbrauchsverlauf wiedergeben, weil hier die Übergänge fließend sind d.h. April hat weniger Verbrauch als der März dies wurde aus Gründen der Vereinfachung nicht berücksichtigt.
- Die Durchschnittswerte des Mehrbedarf wurden einmal mit 60 GW (Verbrauch Nacht) und 80 GW (Verbrauch Tag) gerechnet, deshalb die Spanne.
- Die Folie Windlastige Erzeugung zeigt, das wir relativ häufig 2 – 4 Tage zu viel und 2- 4 Tage zu wenig Strom erzeugen. Wir brauchen deshalb großvolumige Wärmespeicher die große Energiemengen (mehrere Twh) puffern können. Die ist nur mit Wärmenetzen kosteneffizient realisierbar.
- Großvolumig hat ein günstiges Volumen / Oberflächenverhältnis und deshalb relativ geringere Speicherverluste.

Problem bei Schätzung Stromverbrauch

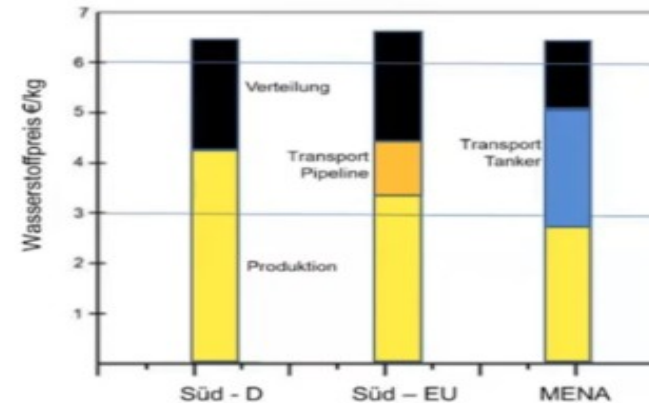
- Hohe Unsicherheit bei der Schätzung bei räumlicher und zeitlicher Verteilung des Verbrauchs
- Unklarheit über Schnelligkeit bei energetischen Sanierung (z.B. Wärme) und Zahl der E-Autos (Verkehr) bzw. Einsparung z.B. Industrie
- Höhe der Energieverluste aus Speicherung und Wandlung ist unklar, da sich die Technik weiterentwickelt und unklar ist welche Kapazitäten von den jeweiligen Technologien (von Batterie bis Power-to-Gas) eingesetzt werden.
- Niemand kann heute sagen, wie sich die Wirtschaft zusammensetzt.
 - Welche Produkte mit welchen „Rohstoffen“ wir herstellen (Stichwort neue Materialien) bzw. das Denken in (Stoff)Kreisläufen auf die Produktionsprozesse und damit den (Kosten)Anteil von Energie hat. (Aluminium 5 % bzw. Restestahl 30 % jeweils im Verhältnis zu Erzeugung aus Rohstoffe)
 - Bei Wasserstoff gibt es einen Transportverlust von mind. 20 %.
 - Wo werden die Stärken des Standorts Deutschland / Europa liegen. Denn davon hängt es ab welche Anforderung a) Leistung und b) Menge die Wirtschaft an das Energiesystem stellt.

Kosten Wasserstoff

Aufteilung nach Produktion und Transportoptionen

(Zukunftige) H₂ Gestehungskosten -

Standort	Global-Strahlung kWh/(m²a)	Stromertrag Strompreis		H ₂ – Produktionspreise		
		kWh/(kWp a)	ct/kWh	OPEX €/kg	CAPEX €/kg	GESAMT €/kg
Süd-Deutschland	1.100	1.250	5,0	2,8	1,2	4- 4,5
Süd- Europa	1.800	1.700 ¹⁾	3,8	2,1	1,2	3,3- 3,5
MENA- Staat	2.300	1.850 ¹⁾	3,0	1,9	1,1	2,8 - 3,0



Quelle: SIZ e+, 2021

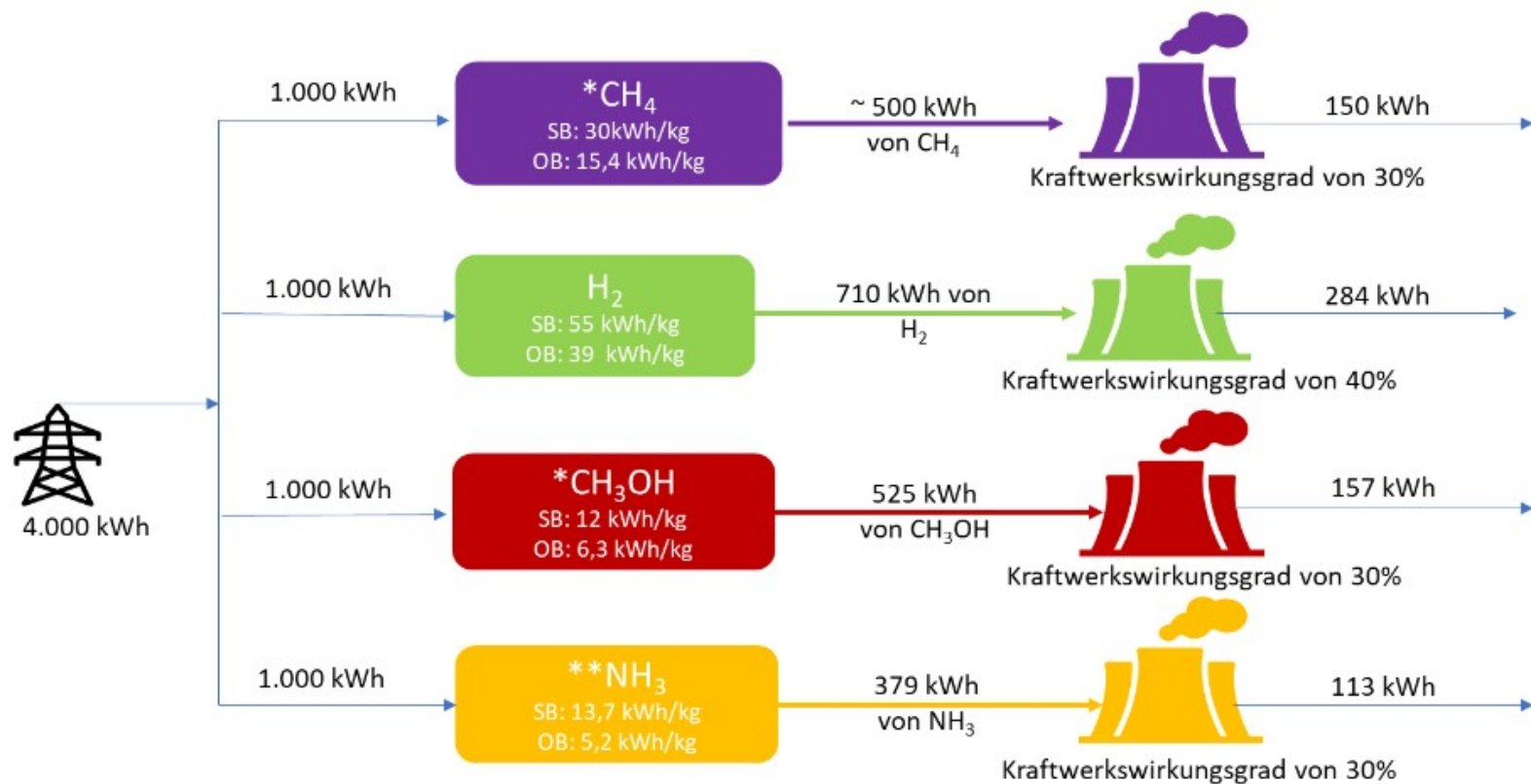


Abbildung 53: Diverse Power-to-X-to-Power-Lösungen;

Quelle: Prognos 2020

Der Klimawandel wird unser Wetter verändern.
Die Wetterdaten der Vergangenheit sind deshalb
mit Vorsicht zu verwenden.

Niemand kann heute exakte Vorhersagen treffen.

**Wir brauchen deshalb ein
anpassungsfähiges Energiesystem.**