

Die Flautenwarnung

Die Dunkelflaute gilt als der Moment, in dem die Energiewende scheitert. Dabei kommt sie mit Ansage.

Ein Kommentar von Dr. Titus J. Rinke

Sonntag, 3. November 2024. Der Deutsche Wetterdienst schreibt in seinem Thema des Tages vom „Hochdruck-Bollwerk“ über Mitteleuropa: Nebel, kaum Wind, und daran werde sich die ganze Woche kaum etwas ändern. Drei Tage später, am Mittwoch um fünf Uhr nachmittags, verbraucht Deutschland 66 Gigawatt, Wind und Sonne liefern 0,1, und die Megawattstunde kostet an der Börse 820 Euro, das Zehnfache des Jahresmittels. Hinterher heißt das Dunkelflaute, und es klingt wie ein Naturereignis, das über uns hereingebrochen ist. Dabei stand das Hoch drei Tage vorher im Wetterbericht. Dass daraus ein Zehntel Gigawatt Wind wird, rechnen die Netzbetreiber für den nächsten Tag aus, und für die ganze Woche, wer dafür bezahlt. Als Warnung erreicht es niemanden.

Die Warnung, die es nicht gibt

Für Sturm gibt es eine Warnung, für Glatteis, für Hochwasser. Für die Woche, in der der Strom knapp wird, gibt es keine – obwohl gerade sie sich lange vorher ankündigt. Dunkelflauten hängen an blockierenden Hochdrucklagen, und die erkennt die Meteorologie nach Forschung des Karlsruher Instituts für Technologie rund zwei Wochen voraus. Eine Flautenwarnung wäre keine Erfindung, sondern eine fehlende Dienstleistung: Wann beginnt es, wie lange dauert es, und ab wann lohnt es sich, den Speicher zu füllen und Arbeit vorzuziehen. Dafür braucht es keinen Durchbruch, nur jemanden, der es ausrechnet und laut sagt. Die eigentliche Frage ist, was man mit der Warnung anfängt. Sie hat zwei Antworten: Man baut Kraftwerke, die das ganze Jahr auf diese Woche warten. Oder man bereitet sich auf sie vor.

Die schlimmste Woche

Wie groß ist die Lücke? In jener Novemberwoche kam von Wind und Sonne fast nichts; den größten Teil mussten andere liefern, rund um die Uhr, sieben Tage lang: Kohle, Gas, Biomasse, Wasserkraft und das Ausland. 2023 und 2025 gab es je eine Januarwoche derselben Sorte. Dass die Versicherung gegen solche Wochen billig ist, habe ich in [Und im Winter?](#) vorgerechnet; hier geht es darum, wie groß sie sein muss. Und sie wird mit dem Ausbau nicht von selbst kleiner: Mit doppelt so viel Wind und Sonne wären zwei Drittel der Flautenstunden des Jahres verschwunden – die schlimmste Woche aber wäre geblieben. Mehr Wetter zu bestellen verkürzt die Flaute. Es füllt sie nicht.

Die Woche in Zahlen. 5. bis 11. November 2024: Verbrauch im Mittel 55 Gigawatt. Wind und Sonne lieferten davon etwa jede zehnte Kilowattstunde, Biomasse und Wasserkraft noch einmal so viel; der Rest, 43 Gigawatt, kam aus Kohle, Gas, Speichern und Import. Mit verdoppeltem Wind und Sonne bei gleichem Verbrauch: 37 Gigawatt in derselben Woche. Stunden im Jahr, in denen Erneuerbare weniger als ein Drittel des Verbrauchs decken: heute 1.300 bis 1.700, mit dem Doppelten 440 bis 540.

Die Stunde und die Woche

Hier beginnt der Fehler in der Debatte. Gerechnet wird mit der schlimmsten Stunde, und für die Stunde braucht man Kraftwerke. Wer aber Speicher hat, braucht Kraftwerke nicht für die Stunde, sondern für den Durchschnitt der Tage, die der Speicher überbrückt: Das Kraftwerk fährt gleichmäßig durch, der Speicher nimmt die Spitzen und füllt sich in den Tälern. Je länger er reicht, desto flacher der Durchschnitt – über zwei Wochen ist er nur noch halb so hoch wie die schlimmste Stunde. Dieselbe Regel gilt für das Netz: Es ist für die Spitze gebaut, und ein Land voller Speicher liefert ihm nur noch den Durchschnitt.

Den Speicher für einen Tag haben wir schon. Den für zwei Wochen haben wir 2045 in den Garagen stehen, wenn die Autos angesteckt sind und zurückspeisen dürfen. Die Leistung ist nicht der Engpass. Die Energie schon – und die hat man, wenn die Warnung zwei Tage vorher kommt und die Akkus voll sind.

Die Speichertreppe. Mit doppeltem Wind und Sonne fehlen in der schlimmsten Stunde knapp 60 Gigawatt. Reicht der Speicher einen Tag, muss das Backup 50 Gigawatt können; eine Woche: 37; zwei Wochen: rund 30. Der Tag entspricht den heutigen Pumpspeichern, Großbatterien und Heimspeichern, die Woche grob zehn bis zwanzig Millionen Elektroautos, je nachdem, wie viele angesteckt sind und wie viel sie hergeben, die zwei Wochen den 45 Millionen, mit denen die Netzplaner für 2045 rechnen. Deren Leistung läge bei fünf Kilowatt je Auto bei 225 Gigawatt – ein Sechstel davon genügt.

Die Gabelung

Bis hierher ging es um das heutige Netz mit doppeltem Wind und Sonne. Nun 2045, mit Autos und Wärmepumpen am Netz und dem Ausbau, den die Netzplaner vorsehen – grob das Dreifache der Wind- und Solarleistung, die heute steht. Ich habe das mit den Wetterstunden der letzten drei Jahre durchgerechnet. Mit dem Dreifachen bleibt in den schlimmsten zwei Wochen eine Lücke, die der Bestand – die dreißig Gigawatt Gaskraftwerke, die heute stehen – auch mit Importen nicht schließt. Dann braucht es Zubau: rund zwanzig Gigawatt neue Gaskraftwerke und mehr, je nach Speicher bis dreißig. Das ist ziemlich genau, was Netzentwicklungsplan, Bundesnetzagentur und zwei Wirtschaftsminister nacheinander ausgerechnet haben. Sie liegen nicht falsch. Sie rechnen mit dem Dreifachen.

Baut man statt des Dreifachen das Viereinhalbfache – eine gezielte Überkapazität, Wind und Sonne auf Vorrat, noch einmal die Hälfte mehr, als der Plan vorsieht –, dann kommt man in meinem Überschlag, mit drei Wetterjahren und einem Netz ohne Engpässe, mit dem Bestand fast aus. Der besteht zu vier Fünfteln aus Heizkraftwerken an Fernwärmenetzen, also der Bauform, die im Winter ohnehin läuft, bis dahin auf Wasserstoff umgerüstet oder am selben Standort ersetzt. Der Zubau schrumpft auf einige Gigawatt in schlechten Wetterjahren – weniger, als die Regierung gerade ohnehin ausschreibt – und auch die nur, wenn die Speicher knapp bleiben. Und der Überschuss des Sommers wird zum Brennstoff des Winters: Wasserstoff in den Kavernen, in denen heute Erdgas lagert. Das ist kein Nachweis der Versorgungssicherheit, sondern ein Überschlag, der zeigt, dass die Straße eine zweite Abzweigung hat. Beide Wege kosten ähnlich viel. Der Unterschied liegt nicht im Betrag, sondern darin, wer ihn bestimmt. Der Vorrat kostet, was wir heute bestellen: Module, Windräder, Elektrolyseure, Kavernen – Module und Batterien mit fallender Tendenz seit zwanzig Jahren. Der Zubau kostet vor allem Brennstoff, importiert, und dessen Preis macht 2045 jemand anderes. Der Vorrat ist nicht billiger. Er ist kalkulierbar.

Die Gabelung in Zahlen. Verbrauch 2045 rund 750 Terawattstunden (heute 460). „Dreifach“ ist der genehmigte Szenariorahmen: 400 Gigawatt Solar, 143 Wind an Land, 70 auf See. Beide Wege mit demselben Bestand verglichen (30 Gigawatt Gaskraftwerke, davon 95 Prozent verfügbar, plus 10 Gigawatt Import) und mit demselben Speicher; „Zubau“ ist, was darüber hinaus neu gebaut werden müsste.

	Dreifach (Plan)	Viereinhalbfach
Fehlende Leistung, Mittel der schlimmsten zwei Wochen	51–58 GW	28–42 GW
Zubau nötig bei 1 Terawattstunde Speicher (heutige Speicher plus ein Teil der Autos)	24–31 GW	13–25 GW
... bei 2,25 Terawattstunden (45 Millionen Autos, nominell)	15–20 GW	0–9 GW
... bei 4 Terawattstunden	5–12 GW	0 GW
Speicher, mit dem der Bestand ohne Zubau reicht	5–7 TWh	2,3–4 TWh
Stromüberschuss im Jahr	93–134 TWh	321–386 TWh
Kosten je Jahr (Überschlag)	15–27 Mrd. €, der Löwenanteil Brennstoff	23–25 Mrd. €, überwiegend Anschaffung

Was der Markt sehen konnte

Was in dieser Rechnung noch fehlt, ist die Nachfrage. Am 6. November 2024 hat der Markt tadellos funktioniert – auf der Seite, die er sehen konnte: Kohle, Gas und Importe sprangen ein, der Preis fand jeden Reservekessel. Die Nachfrage sah er nicht. Um fünf Uhr wurde an diesem Mittwoch so viel Strom verbraucht wie an den Mittwochen davor und danach, als hätte es die 820 Euro nie gegeben. Wenn jemand vorher das Auto geladen oder vorgearbeitet hat, dann so wenige, dass der Lastgang es nicht zeigt. Mit einer Warnung

wären es mehr gewesen – und mit einem Tarif, der sie belohnt, noch mehr. Dass es anders geht, zeigt eine Papierfabrik in Schongau: Dort wird der Holzstoff gemahlen, wenn Strom billig ist, und in Speicherbütten gelagert; die Papiermaschine läuft durch, die Energiekosten sanken um mehr als vierzehn Prozent. Das ist kein Verzicht. Das ist Vorbereitung, und der Unternehmer verdient daran. Eine Flautenwarnung macht aus einem Notstand einen Termin.

Zwanzig Kilowatt

Mein Auto gibt zwanzig Kilowatt ab; wir haben es an einer Gleichstrom-Wallbox ausprobiert. Verboten war das nie, und seit Januar steht auch das Gesetz nicht mehr im Weg. Ob das Auto es morgen noch kann, entscheidet allerdings nicht Berlin, sondern ein Software-Update des Herstellers, denn zugesagt ist es nicht. Diese Zusage zu verlangen kostet den Hersteller nichts: Kalifornien hat sich 2024 das Recht dazu gegeben, Brüssel prüft es, der Verband der Autoindustrie warnt davor. Die Wirtschaftsministerin wollte zwanzig Gigawatt neue Gaskraftwerke und hat zwölf bekommen; bezahlt werden sie mit einem Aufschlag auf jede Kilowattstunde. Das Zehnfache davon steht 2045 in jeder Flautenwoche in deutschen Garagen. Man muss es nur rechtzeitig laden. Eine Flaute lässt sich nicht wegwarnen – aber man kann sich auf sie vorbereiten. Und dafür braucht man eine Warnung.

Dr. Titus J. Rinke ist Geschäftsführer der MicroChemicals GmbH in Ulm. Dieser Kommentar schließt die Reihe ab, die mit [Die drei Uhren](#) und [Und im Winter?](#) begann. Zahlen, Annahmen und Quellen im Anhang.

Zahlen, Annahmen und Quellen

Eigene Rechnungen sind Überschlüsse anhand öffentlicher Stundenwerte (Energy-Charts, Fraunhofer ISE) und ersetzen keine System- oder Versorgungssicherheitsstudie.

1. Die Novemberwoche und ihre Vorhersage

Wetterlage: DWD, Thema des Tages vom 3.11.2024 („Wie lange hält das Hochdruck-Bollwerk noch durch?“); DWD, Klimatologische Einordnung der „Dunkelflaute“ im November 2024 (17.12.2024): Großwetterlage „Hoch Mitteleuropa“ vom 2. bis 7.11.2024, im Mittel 8,4 Tage je Winterhalbjahr, kein Trend. Vorhersagbarkeit: KIT/IMK-TRO, Mockert et al. 2022 und Mockert 2025 – Dunkelflauten hängen an drei blockierenden Wetterregimen; Regime-Vorhersagen mit rund zwei Wochen Vorhersagegüte, keine punktgenaue Ertragsprognose. Ertragsprognosen: Netzbetreiber und ENTSO-E veröffentlichen Wind- und Solarprognosen für den Folgetag (Transparenzplattform, Art. 14.1.D); mehrtägige Prognosen kommerziell; Science Media Center (Nov. 2025): keine öffentlich zugängliche mehrtägige Ertragsprognose in Deutschland.

6.11.2024, 17 Uhr (öffentliche Nettoerzeugung): Last 66,4 GW, Wind + Solar 0,1 GW, Braun- und Steinkohle 19,2, Gas und Öl 16,0, Importsaldo 13,4, Pumpspeicher 4,9, Biomasse/Wasser/Müll 9,0 GW. Day-Ahead-Spitze 820 €/MWh (zfk), Jahresmittel 2024 rund 79 €/MWh (Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, Preisspitzen-Untersuchung Okt. 2025). Last an den Mittwochen um 17 Uhr: 23.10. 60,0 – 30.10. 61,8 – 6.11. 66,4 – 13.11. 69,8 – 20.11. 70,6 GW; diese Werte belegen weder einzelne Verbrauchsreaktionen noch deren Ursachen.

Kalenderwoche 5.–11.11.2024 im Mittel: Last 55,4 GW, Wind + Solar 5,8 GW (10 %), Biomasse + Wasserkraft 6,6 GW (12 %), Restlast 43,0 GW, gedeckt aus Braun- und Steinkohle 18,2 GW, Erdgas 11,0 GW, Importsaldo 8,1 GW sowie Öl, Müll und Pumpspeicher. UPM Schongau: Kopernikus-Projekt SynErgie (BMBF), Teilprojekt FlexPulp mit Fraunhofer IGCV, FIM und Fraunhofer FIT – Holzstoffproduktion in günstige Stunden verlegt, Zwischenlagerung in Speicherbütten, Energiekosten um mehr als 14 % gesenkt.

2. Was Speicher verändern

Restlast in der eigenen Rechnung: Last minus Wind, Solar, Wasser, Biomasse und Geothermie. Höchstes 7-Tage-Mittel: 2023 ab 22.1. 44,8 GW, 2024 ab 5.11. 43,1 GW, 2025 ab 15.1. 45,8 GW. Mit verdoppeltem Wind und Sonne (Last und übrige Erzeugung unverändert): 36,7–38,2 GW; schlimmste Stunde 57–58 GW; Stunden mit Erneuerbaren unter 30 % der Last je Jahr 1.340–1.700 → 440–540.

Speichertreppe (heutige Last, verdoppelter Wind und Sonne): Das Kraftwerk fährt den Mittelwert des Fensters, der Speicher gleicht die Abweichungen aus – eine Modellrechnung, keine Überbrückung ohne laufende Erzeugung.

Fenster	Kraftwerksleistung	Speicherenergie
1 Tag	48–50 GW	63–78 GWh
7 Tage	37–38 GW	350–680 GWh
14 Tage	26–32 GW	1.000–2.000 GWh

Vorhanden: rund 40 GWh Pumpspeicher, über 20 GWh Großbatterien, rund 20 GWh Heimspeicher. Fahrzeuge nominell: 10 Mio. × 50 kWh = 500 GWh, 45 Mio. (Szenariorahmen 2045) ≈ 2,25 TWh; Fahrreserve, Anschlussquote, Ladezustand und Verluste verringern die nutzbare Menge (daher „zehn bis zwanzig Millionen“). Leistung nominell 45 Mio. × 5 kW = 225 GW, ein Sechstel davon 37 GW; Anschlüsse und örtliche Netzgrenzen nicht geprüft. Für den Vergleich der beiden Wege in Abschnitt 3 wird der Speicher deshalb nicht aus Fenstern abgeleitet, sondern als Größe vorgegeben (1, 2, 25, 3, 4 TWh).

3. Die beiden Wege nach 2045

Verbrauch rund 750 TWh: heutige Stundenwerte × 1,3 plus 90 TWh Elektroautos (45 Mio.) und 63 TWh Wärmepumpen (14 Mio., nach Heizgradtagen verteilt); Elektrolyse ausgeklammert, der Überschuss steht vor seiner Nutzung. Erzeugung: genehmigter Szenariorahmen B 2045 (PV 400 GW, Wind an Land 143,5 GW, auf See 70 GW – „Dreifach“ gegenüber heute) bzw. das 1,5-Fache davon („Viereinhalbfach“). Wetterjahre 2023–2025, Netz als Kupferplatte, Import pauschal 10 GW, Bestand 30 GW Gas nominell.

Eigener Überschlag (Speicher-Simulation)	Dreifach	Viereinhalbfach
Fehlende Energie im Jahr / Überschuss	178–187 / 93–134 TWh	102–113 / 321–386 TWh
14-Tage-Mittel der Restlast (Orientierung)	51–58 GW	28–42 GW
Gesicherte Leistung nötig (Bestand + Import + Zubau) bei 1 TWh Speicher	63–70 GW	51–63 GW
... bei 2,25 TWh	54–59 GW	39–47 GW
... bei 3 TWh	49–55 GW	34–43 GW
... bei 4 TWh	44–50 GW	28–38 GW
Speicher nötig ohne Zubau (Bestand 95 % + Import = 38 GW)	5,0–6,6 TWh	2,3–3,9 TWh
Kostenrahmen je Jahr	15–27 Mrd. €	23–25 Mrd. €

Methode: Stundensimulation je Wetterjahr. Die gesicherte Leistung läuft, sobald der Speicher nicht voll ist; der Speicher nimmt alle Abweichungen auf, startet voll (angekündigte Flaute) und lädt mit 90 % Wirkungsgrad; gesucht ist die kleinste Leistung, mit der der Speicher nie leerläuft, bzw. der kleinste Speicher bei gegebener Leistung. Spannen über 2023–2025. Verfügbarkeit: Für Gaskraftwerke sind während angekündigter Dunkelflauten rund 95 % Verfügbarkeit bei entsprechend geplanter Wartung angesetzt (gerechnet 94,4 %, 28,3 GW). Grundlage ist die europäische Versorgungssicherheitsrechnung ERAA 2023 von ENTSO-E (Annex 1, Tabelle 2), die für Gaskraftwerke im Mittel etwa 5,6 % ungeplante Ausfälle ansetzt und geplante Wartungen getrennt behandelt; die Übertragung auf den deutschen Bestand in einer angekündigten Flaute ist eigene Annahme und setzt voraus, dass verschiebbare Wartungen außerhalb dieser Zeiten liegen. Die 75 %, die Neon für 50Hertz nennt, sind die während der Preisspitzen 2024 tatsächlich erzeugte Leistung eines Teils der Flotte im Verhältnis zur Nennleistung – eine historische Beobachtung ohne Vorwarnung, kein technischer Verfügbarkeitswert. Beide Wege sind mit derselben Verfügbarkeit und demselben Speicher gerechnet.

Lesart: Zubau = nötige gesicherte Leistung minus 38,3 GW (Bestand zu 94,4 % plus Import). Mit dem nominellen Speicher der Autoflotte (2,25 TWh) braucht der Dreifach-Weg 15–20 GW Zubau, der Viereinhalbfach-Weg 0–9 GW; mit 4 TWh (Flotte plus stationäre Speicher) 5–12 bzw. 0 GW. Der Netzentwicklungsplan 2037/2045 kommt mit Sicherheitszuschlägen auf 62–84 GW thermisch, also 30–50 GW über dem heutigen Gasbestand; BNetzA-Versorgungssicherheitsmonitoring 2025: 22–35,5 GW zusätzlich bis 2035. Kostenansatz: Dreifach plus 15–30 GW Zubau (1.100 €/kW) mit importiertem Wasserstoff oder Erdgas; Viereinhalbfach mit Bestand plus 0–9 GW Zubau, Zubau als Annuität (6 %) plus Elektrolyse und Kavernen. Die Spannen überlappen; kein eindeutiger Kostenvorteil, beim stärkeren Ausbau höherer Anteil im Voraus kalkulierbarer Kosten. Nicht enthalten: verschiebbare Industrielasten (grob 5–8 GW, Elektrolyse ohnehin ausgeklammert), die beide Wege entlasten. Grenzen: drei Wetterjahre, keine Netzengpässe, Import pauschal, kein Nachweis gesicherter Importe in einer europaweiten Flaute; Umrüstung oder Ersatz der Gaskraftwerke, Kavernen, Elektrolyse und Wasserstoffnetz müssen bis dahin stehen. Der Überschlag zeigt eine Option; er belegt nicht, dass der Bestand unter allen Bedingungen reicht.

Kraftwerksbestand (BNetzA-Kraftwerksliste, Stand 26.6.2026): Erdgas 30,1 GW in Betrieb, 34 GW mit Reserven; 20,9 der 26,2 GW Einzelanlagen mit Wärmeauskopplung. Politischer Rahmen: Kraftwerkssicherheitsgesetz Habeck 12,5 GW; Reiche „mindestens 20 GW“; Einigung mit der EU-Kommission Nov. 2025: 8 GW Gas 2026 plus 2 GW technologieoffen plus 2 GW wasserstofffähig; StromVKG, erste Ausschreibung 4,5 GW, Gebotstermin 8.9.2026, Höchstwert 244.000 €/MW-a; Umlage nach Schätzungen (pv magazine, zfk) gut 1 ct/kWh.

4. Rückspeisen und Herstellerzusagen

Eigener Versuch: 20 kW Entladung über CCS an einer bidirektionalen Gleichstrom-Wallbox; vom Hersteller offiziell nur für einzelne Modelle zugesagt (Electrek, Aug./Okt. 2025). Recht: § 118 Abs. 6 EnWG und § 5a StromStG in der Fassung vom 13.11.2025, in Kraft seit 1.1.2026 – keine doppelten Netzentgelte, Rückspeicher wird nicht Versorger; die Nutzung hängt weiter an Technik, Anschluss, Messung und Abrechnung. Herstellerpflicht: Kalifornien, Gesetz vom September 2024, ermächtigt die Energiekommission, bidirektionale Fähigkeit vorzuschreiben (keine unmittelbare Pflicht); EU-Kommission, Elektrifizierungs-Aktionsplan Juli 2026, in Prüfung; VDA dagegen; BDEW fordert ISO 15118-20 für alle Neuzulassungen (Jan. 2026).