

Dynamische Stromtarife zur Regelung EE-versorgten Stromverbrauchs

Eine Analyse am Beispiel des Stromverbrauchs im Jahr 2024



Bild hergestellt mit KI am 16.02.2025.

Autor: Prof. Dr.-Ing. Markus J. Löffler,
Westfälisches Energieinstitut,
Neidenburger Str. 43, 45897 Gelsenkirchen
E-Mail: markus.loeffler@w-hs.de
URL: <https://www.w-hs.de/wei>

Auftraggeber: Keiner/Selbstbefassung

Interessenskonflikte: Keine

Version: 1.2

Datum: 17.03.2025

Inhalt

Zusammenfassung.....	3
Einleitung.....	5
Vorgehensweise und ermittelte Verläufe/Werte	6
Datenbasis.....	8
Lastverlauf	8
Erneuerbaren-Leistung	9
Residualeistung	10
Day-Ahead-Strombörsenpreis	11
Optimierungskriterien für einen wetterreaktiven Stromverbrauch.....	12
Definitionen	13
Grundlegende Formeln zur Optimierungsberechnung.....	14
Zusammenhang zwischen Last, Erneuerbaren-Leistung und Strombörsenpreis	16
Ergebnisse der Optimierungsberechnungen	20
„Fallbeispiel 50“	20
Wesentliche Ergebnisse der Optimierungsberechnungen	30
Generelles.....	30
Parameter und Ergebnisauswahl.....	30
Allgemeine Erläuterung zu den Bildern	30
Spitzenlast	31
Speicherkapazität.....	32
Maximale Residual-/Backupleistung.....	33
Stromjahresgesamtkosten und -ersparnis.....	34
Speicheraufwand vs. Ersparnisse	36
Abschlussbetrachtung.....	40
Quellen	41
Interne Quellen	43
Anlage 1: Lastoptimierung ohne Grenzwerte.....	44
Anlage 2: Vergleich fiktiver vs. realer Stromkostenverlauf	46
Anlage 3: Tabellen, gesamt	48
Anlage 4: Tabellen mit zusammengefassten Werten.....	54
Anlage 5: Elektroauto: Speicherkapazität und Ladezyklen	57
Speicherkapazität.....	57
Ladeverfügbarkeit	57
Ladezyklen, Lebensdauer, Investitions- und Betriebskosten	58
Würdigung.....	59

Zusammenfassung

Anlass dieser Studie ist die verpflichtende Einführung dynamischer Stromtarife gemäß §41 EnWG. Hierdurch soll ein Paradigmenwechsel im Hinblick auf den Stromverbrauch bewirkt werden: Der Stromverbrauch soll sich künftig bestmöglich an das überwiegend wettergeführte Stromangebot der Erneuerbare-Energien-Quellen anpassen, statt dass sich das Stromangebot wie bisher am Strombedarf orientiert.

Die Studie untersucht, inwieweit dynamische Stromtarife das Stromverbraucher-Verhalten und die Gesamtstromkosten des Jahres 2024 hätten beeinflussen können, wenn diese bereits 2024 deutschlandweit genutzt worden wären.

Wesentliche Ergebnisse und Erkenntnisse sind:

- Nach Ermittlung einer idealisierten analytischen Kostenfunktion, die einen Zusammenhang zwischen Stromverbrauchsleistung (Last), Erneuerbaren-Leistung und Strombörsenpreisen des Jahres 2024 herstellt, werden auf Basis numerisch durchgeführter diskreter Variationsrechnungen Optimierungsvarianten des Stromverbrauchs in 243 Einzelszenarien berechnet. Die Szenarien umfassen die fiktive Variation
 - des Erneuerbaren-Stromangebots,
 - des minimalen Börsenstrompreises bei Übererzeugung von Erneuerbaren-Strom,
 - der Ausgleichsperiode, innerhalb derer der Stromverbrauch zeitlich verschoben werden kann,
 - des Stromverbrauch-Abschaltpotenzials und
 - des Stromverbrauch-Zuschaltpotenzials.

Den fünf Parametern werden jeweils drei zweckmäßig erscheinende Werte zugewiesen und diese gegeneinander variiert. Die Einzelszenarien umfassen sinnvolle und zwecks Plausibilitätskontrolle auch weniger sinnvolle Parameterkombinationen. In allen Szenarien wird vorausgesetzt, dass der kumulierte Stromverbrauch innerhalb entsprechender Ausgleichsperioden im Vergleich zum nicht-optimierten Strombedarf unverändert bleibt.

- Mit Hilfe eines Fallbeispiels werden wesentliche Unterschiede bei nicht-optimiertem und bei ideal-optimiertem Stromverbrauch erfasst. Die Unterschiede betreffen insbesondere den Spitzenwert des optimierten Stromverbrauchs, die Auswirkung auf die verbleibende Backup-Leistung und die Auswirkung auf die Stromjahreskosten. Ein über das Jahr verallgemeinerter Vergleich der stark unterschiedlichen Stromverbrauchsverläufe zeigt, dass die kostenoptimierende Stromverbrauchsanpassung nur mit Hilfe zusätzlicher Kurzzeitspeicher, Batterien, umsetzbar ist. Anderenfalls wären inakzeptable Verwerfungen im Tagesablauf privater und institutioneller Stromverbraucher die Folge.
- Die auf die 242 weiteren Szenarien ausgedehnten Berechnungen ergeben:
 - Die Stromverteilnetze werden durch eine strompreismotivierte Lastoptimierung nicht entlastet; zumeist werden sie sogar aufgrund des zulässigen

Stromverbrauch-Zuschaltpotenzials mit bis zu 83 *GWh/h* stärker belastet wie im nicht-optimierten Fall mit ursprünglich 75 *GWh/h*.¹

- Die Kapazität der erforderlichen Kurzzeitspeicher nimmt mit zunehmender Ausgleichsperiode ebenfalls zu. Je nach Szenario bewegen sich die erforderlichen Kapazitäten im Bereich zwischen knapp 200 *GWh* und, im Extremfall, bis zu 1600 *GWh*. In den realitätsnächsten Szenarien liegen die Werte zwischen 252 *GWh* und 823 *GWh*.
- Die erforderliche Backup-Leistung (Spitzenwert der positive Residualleistung) wird im Vergleich zum nicht-optimierten Fall mit 58.4 *GWh/h* um bis zu 25.8% reduziert. In den realitätsnächsten Szenarien liegen die abgesenkten Werte zwischen 47.1 *GWh/h* und 49.1 *GWh/h* entsprechend einer relativen Absenkung um 15.9% bis 19.3%.
- Bei den realitätsnächsten Szenarien liegen die Jahresstromkosten beim lastoptimierten Fall um 2.1 *Mrd. €* bis 4.8 *Mrd. €* niedriger als beim nicht-optimierten Lastfall, entsprechend einer relativen Abnahme zwischen 9.8% und 36.9%.
- Der Investitionsbedarf zur Installation der erforderlichen Ausgleichsbatterien übertrifft die eingesparten Stromverbrauchskosten nach heutiger Preislage um ein Vielfaches. Weitere Kosten entstehen zum Beispiel durch „intelligente“ Stromzähler und andere erforderlich werdende Infrastruktur.

Aus systemischer Sicht lassen sich keine wesentlichen Vorteile dynamischer Stromtarife feststellen, sofern diese unter den Stromverbrauchsbedingungen des Jahres 2024 deutschlandweit gewirkt hätten. Dies deckt sich im Wesentlichen mit den heuristischen Befunden der Vorgängerstudie *Löffler (2024b)*. Da die Befunde dieser Studie auf einer idealisierten Modellbildung (ideales Stromverbraucherverhalten) beruhen, ist realiter eher von geringeren Stromkostensparnissen auszugehen, wie hier berechnet. Der zusätzliche technische und finanzielle Aufwand zur Nutzbarmachung dynamischer Stromtarife im Sinne einer wettergerechten Lastoptimierung erscheint immens.

Da im avisierten Stromversorgungssystem des Jahres 2045 von ungefähr dem doppelten Stromdirektverbrauch wie im Jahr 2024 auszugehen ist (eventuell zuzüglich eines spürbaren Anteils an stark verlustbehafteten Elektrolyseuren), wobei dieser zur Winterszeit durch Wärmepumpen und Elektro-Fahrzeuge noch durch zusätzliche Lastspitzen überhöht wird, ist a priori nicht von einer Verringerung des Aufwands beim Umbau und Betrieb des Stromversorgungssystems durch dynamische Stromtarife auszugehen.

Unbenommen hiervon bleibt das Entstehen neuer kreativer Geschäftsmodelle auf Basis eines neuen Produkts „Dynamischer Stromtarif“ sowie dessen psychologische Wirkung auf die Verbraucher, die Energiewende nunmehr zumindest im Geiste mitgestalten und mittragen zu können.

¹ Anmerkung: Statt eines Kommas werden bei Dezimalzahlen Punkte verwendet. Statt z.B. „12,45“ wird also „12.45“ geschrieben. Dies geschieht zwecks einheitlicher Darstellung der von dem verwendeten Programm in amerikanischer Schreibweise ausgegebenen Zahlen (Diagramme, Tabellen) und der im Text verwendeten Zahlen. Die Verwendung der Einheit *GWh/h* statt *GW* soll daran erinnern, dass es sich bei diesen Werten um stündlich gemittelte Leistungswerte handelt.

Einleitung

Anlass dieser Studie ist das im Juli 2024 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz *BMWK (2024)* herausgegebene „*Strommarktdesign der Zukunft, Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem*“.

Das avisierte Strommarktdesign des *BMWK (2024)* enthält zwei Kernelemente:

1. Kapazitätsmarkt für immense Investitionen in selten gebrauchte Backup-Kraftwerke und andere hierfür dienliche Infrastruktur.
2. Flexible Strompreise zur versorgungsgerechten Steuerung der Strombedarfsträger.

Hierzu stellt *BMWK (2024, S. 4)* fest:

„Die damit einhergehenden Veränderungen sind ein Paradigmenwechsel und die Anforderungen an das Stromsystem der Zukunft verändern sich dadurch grundlegend.“

Vorliegende Studie befasst sich mit dem Kernelement der „Flexiblen Strompreise“. Sie erweitert die heuristischen Befunde der Vorgängerstudie *Löffler (2024b)* zum Thema „*Dynamische Strompreistarife ... und deren Wirkung auf den Stromverbrauch*“ um theoretisch gestützte verallgemeinerte Sachverhalte zum Thema *Dynamische Strompreise*.

Ziel ist die Erfassung der Wechselwirkung zwischen Strompreisentwicklung und Stromverbrauch und somit die Erfassung systemtechnischer Optimierungs- und wirtschaftlicher Einsparpotentiale. Dabei beschränkt sich die Studie auf die Frage, welche Vorzüge dynamische Stromtarife im Idealfall hätten haben können, wenn diese bereits im Jahr 2024 deutschlandweit zum Einsatz gekommen wären. Unter Idealfall wird hierbei unter anderem verstanden, dass der Zusammenhang zwischen Erneuerbaren-Leistung, Last und Börsenstrompreis schon zu Beginn des Jahres 2024 bekannt gewesen wäre. Realiter ist die Situation: „Die Schwierigkeit ist, die Prognose der Viertelstunden mit dem niedrigsten Strompreis und dem höchsten Strompreis am Tag, um die höchsten Erlöse zu erwirtschaften.“, *pv magazine (2023)*.

Vorgehensweise und ermittelte Verläufe/Werte

Mit Hilfe von 243 Modellrechnungen wird die fiktive Wirkung dynamischer Stromtarife auf wesentliche technische Eckwerte eines Stromversorgungssystems untersucht, dessen Stromverbrauch gleich dem Stromverbrauch Deutschlands im Jahr 2024 ist. Dabei wird davon ausgegangen, dass alle Stromabnehmer Verträge mit dynamischen Stromtarifen gehabt hätten.

Somit wird die Frage untersucht

„Was wäre gewesen, wenn die Lastoptimierung mit Hilfe dynamischer Stromtarife bereits im Jahr 2024 in idealer Weise möglich gewesen wäre?“

Zur Beantwortung der Frage wird wie folgt vorgegangen:

Zunächst werden folgende Daten des Beispieljahres 2024 ermittelt:

- Stündlich gemittelter Stromverbrauch 2024,
- stündlich gemittelte Erneuerbaren-Leistung 2024,
- hieraus berechnet: Stündlich gemittelte Residualleistung 2024 und
- stündlicher Day-Ahead-Strombörsenpreis 2024.

Die zur Berechnung der unterschiedlichen Szenarien erforderlichen Parameter werden erläutert und festgelegt. Die gegeneinander zu variierenden Parameter sind

- Abschaltpotenziale,
- Zuschaltpotenziale,
- Verschiebungsperioden, um die die Ab- oder Zuschaltung elektrischer Leistung verschoben werden kann,
- Zuwachs des volatilen Anteils der Erneuerbaren-Leistung,
- Untergrenze des zu zahlenden Strombörsenpreises.

Auf Grundlage der Methode der diskreten Variationsrechnung wird ein Simulationsmodell hergeleitet, dass die Last, die Erneuerbaren-Leistung, die Residualleistung und die Strombörsenpreise idealisierend miteinander koppelt.

Zur Ermittlung der den Variationsrechnungen zugrundeliegenden Kostenfunktionen werden die Strombörsenpreise 2024 in Abhängigkeit von den jeweiligen Residualleistungen aufgetragen und mit Hilfe einer Fit-Funktion angenähert. Auf Basis dieser Kostenfunktion werden drei Kostenfunktionsmodelle mit unterschiedlichen Mindest-Strombörsenpreisen definiert. Die Mindestpreise treten auf, wenn die angebotene Erneuerbaren-Leistung oberhalb der angefragten Last liegt bzw. wenn die Residualleistung negativ wird.

An einem Fallbeispiel werden Berechnungsergebnisse ausführlich dargestellt und erörtert. Die Berechnungsergebnisse umfassen:

- Nicht-optimierte Last vs. optimierte Last.
- Zugelassene untere und obere Lastgrenzen.
- Verlauf der Erneuerbaren-Leistung.
- Wochentags-quartalsweise Zusammenfassung typischer Tagesverläufe der nicht-optimierten und der optimierten Last. Hieraus Ableitung charakteristischer (gemittelter)

Lastverläufe und deren Gegenüberstellung. Hieraus ergibt sich die Begründung des Bedarfs an Kurzzeit-/Ausgleichsspeichern.

- Zeitliche Auftragung des Füllstands der Ausgleichsspeicher. Hieraus Herleitung erforderlicher Speicherkapazitäten.
- Residual- bzw. Backup-Leistung vor und nach der Lastoptimierung.
- Vergleich fiktiver Strombörsenpreise vor und nach der Lastoptimierung.

Die Ergebnisse 242 weiterer Simulationsszenarien² werden in Diagrammen zusammenfassend dargestellt und diskutiert. Die Ergebnisse umfassen

- Spitzenlast der optimierten Lastfälle.
- Spitzen-Backup-Leistung bzw. -Residualleistung.
- Jahresstromkosten vor/nach der Lastoptimierung. Resultierende Ersparnisse absolut und relativ.
- Zusammenhang zwischen den Ersparnissen und den Kapazitäten der Ausgleichsspeicher.
- Zusammenhang zwischen den Ersparnissen und der Backup-Leistung.

Abschließend werden die Ergebnisse, sofern nicht schon an anderer Stelle geschehen, in einer Gesamtschau resümiert.

² Hierfür werden die fünf ausgewählten Parameter, denen jeweils drei Werte zugewiesen werden, in jeder denkbaren Kombination zueinander variiert. Die Anzahl der Variationen ergibt sich insgesamt zu $3^5 = 243$.

Datenbasis

Die durchgeführten Optimierungsberechnungen gründen auf Datenreihen der Sekundärquelle *energy-charts.info*.³ Diese liegen als XLSX-Datei zur Weiterverarbeitung vor. Die Datenreihen beinhalten für das Jahr 2024 folgende berechnungsrelevante Größen:

- Stündlich gemittelter Stromverbrauch \bar{P}_{last} in *GWh/h* ohne Verbrauch selbsterzeugten Stromes (→ Lastverlauf).⁴
- Stündlich gemittelte Versorgungsleistung \bar{P}_{ee} in *GWh/h* aus Erneuerbaren-Kraftwerken (→ Erneuerbaren-Leistung).
- Day-Ahead-Strombörsenpreise in €/MWh.

Aus den Daten zum Stromverbrauch und zur Erneuerbaren-Versorgungsleistung lässt sich die stündlich gemittelte Residualleistung berechnen mit

$$\bar{P}_{residual} = \bar{P}_{last} - \bar{P}_{ee} \quad \text{Formel 1}$$

Lastverlauf

Den Lastverlauf für die 366 Tage des Schaltjahres 2024 zeigt Bild 1:

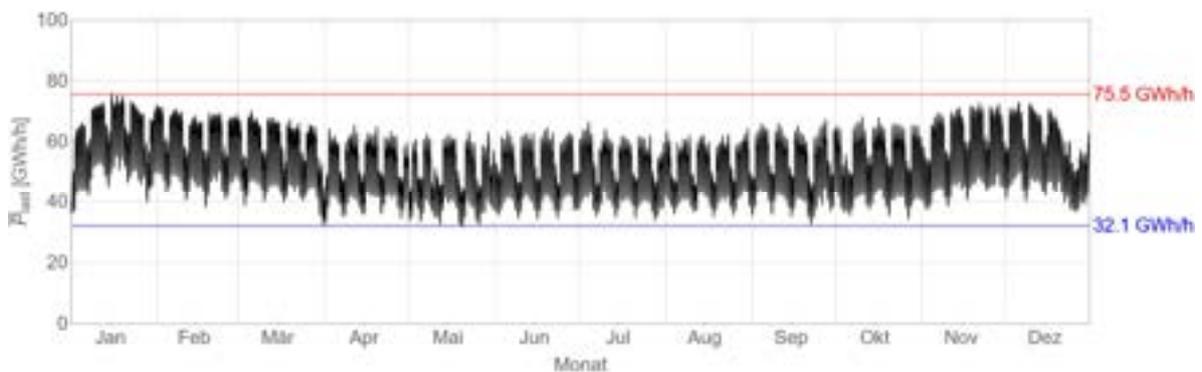


Bild 1: Lastverlauf im Jahr 2024 ohne Berücksichtigung des Eigenverbrauchs aus Eigenversorgung. Datenquelle: *energy-charts.info* (Sekundärquelle).

Der Lastverlauf hat winterliche Höchstwerte von bis zu 75.5 GWh/h und sommerliche Tiefstwerte von bis zu 32.1 GWh/h . Zu erkennen sind die mit wöchentlicher Regelmäßigkeit auftretenden 5-tägigen Werktagsphasen hoher Leistungsaufnahme, die sich mit 2-tägigen Wochenendphasen deutlich geringerer Leistungsaufnahme abwechseln. Unregelmäßige Leistungseinbrüche treten an Feier- und Ferientagen auf. In den winterlichen Monaten Januar, Februar, November und Dezember ist die Last am stärksten, in den sommerlichen Monaten Mai Juni, Juli und August ist sie vergleichsweise am schwächsten ausgeprägt. Werktäglich treten regelmäßig morgendliche Lastzunahmen von etwa 20 GWh/h auf, die abends wieder abgeworfen werden, siehe auch unten. Der Stromverbrauch unterliegt einer bekannt hohen Regelmäßigkeit und guten Vorhersagbarkeit. Er spiegelt schlussendlich die menschliche Tag-Nacht-Aktivität wider. Der Jahresstromverbrauch beträgt

³ https://www.energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&year=2024&legendItems=2w4w8 (abgerufen am 18.02.2024).

⁴ Die Verwendung der Einheit *GWh/h* statt *GW* spiegelt wider, dass sich die mittlere Leistung aus der während 1 h erzeugten/verbrauchten Energie in GWh ergibt. Bei Verwendung dieser Einheit lässt sich ohne weiteres erkennen, dass es sich um einen Mittelwert und nicht um einen Momentanwert handelt.

462.4 TWh zuzüglich des hier nicht berücksichtigten Eigenverbrauchs von Solarstrom von 12.4 TWh (2.6%), *Fraunhofer ISE (2025)*.

Nachfolgende Ausführungen orientieren sich ausschließlich an dem mit Bild 1 dokumentierten Stromverbrauch des Jahres 2024 mit dem Ziel, die Wirkung dynamischer Stromtarife auf dessen Optimierung zu ermitteln, wären diese bereits im Jahr 2024 von sämtlichen Stromverbrauchern in Anspruch genommen worden. Es handelt sich somit um eine „Was-Wäre-Gewesen-Wenn“-Betrachtung.

Erneuerbaren-Leistung

Bild 2 stellt die Erneuerbaren-Leistung \bar{P}_{ee} in drei Varianten dar, die für die Optimierungsrechnungen verwendet werden.

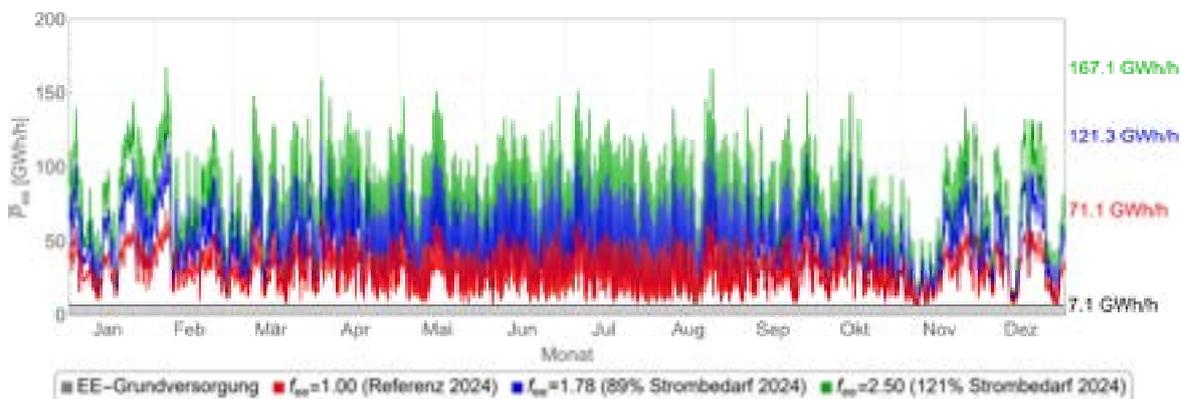


Bild 2: Stundenweise Entwicklung der realen und zweier fiktiver Erneuerbaren-Leistungen \bar{P}_{ee} . Rot: EE-Leistungsverlauf 2024 (real; ohne Berücksichtigung von Eigenversorgung). Blau: Energetisch an die Last zu 90% angepasster EE-Leistungsverlauf (fiktiv). Grün: Energetisch um 21% überschießender EE-Leistungsverlauf (fiktiv). Datenquelle: *energy-charts.info* (Sekundärquelle). Erläuterungen siehe Text.

Rot dargestellt ist die originale Erneuerbaren-Leistung $\bar{P}_{ee,2024}$ des Jahres 2024 mit einem von ununterbrochen laufenden EE-Kraftwerken (Biomasse, Wasserkraft) erzeugten EE-Grundversorgung von $\bar{P}_{ee,min,2024} = 7.1 \text{ GWh/h}$. Der Höchstwert beträgt $\bar{P}_{ee,max,2024} = 71.1 \text{ GWh/h}$. Laut *Fraunhofer ISE (2025)* liegt der Erneuerbaren-Jahresertrag im Jahr 2024 bei 275.2 TWh; gemäß eigener Berechnung ergibt die netzrelevante Erneuerbaren-Leistung hingegen nur 259.2 TWh, da die privat erzeugten und genutzten Erneuerbaren-Anteile nicht mit einfließen. Der netzrelevante Erneuerbaren-Jahresertrag liegt bei 56% des 462.4-TWh-Jahresstrombedarfs.

Im Gegensatz zum Lastverlauf sind keine Regelmäßigkeiten erkennbar, da die Erneuerbaren-Leistung von den zufälligen Gegebenheiten des Wetters abhängt. Bemerkenswert sind die länger andauernden erheblichen Erneuerbaren-Leistungseinbrüche Anfang November und Mitte Dezember, bei denen es sich um mehrtägige prägnante Dunkelflauten aufgrund eines gravierenden Mangels an Solar- und Windenergie handelt. Für solche Zeiten sind zum Erhalt der Versorgungssicherheit kostenpflichtig Backup-Kapazitäten mit Nennleistungen in der Größenordnung der elektrischen Last zur Verfügung zu halten. Anderenfalls wären Blackouts eine inakzeptable Option. Derart langanhaltende immense Erneuerbaren-Leistungsdefizite lassen sich a priori nicht durch strompreisliche Optimierungsanreize ausregeln.

Die beiden anderen, fiktiven Erneuerbaren-Versorgungsvarianten (blau, grün) ergeben sich rechnerisch aus der bestehenden Erneuerbaren-Grundversorgung $\bar{P}_{ee,min,2024}, 7.1 \text{ GWh/h}$, zuzüglich

des mit einem konstanten Faktor f_{ee} hochskalierten volatilen Erneuerbaren-Anteils ($\bar{P}_{ee,2024} - \bar{P}_{ee,min,2024}$). Zur Berechnung wird Formel 2 verwendet:

$$\bar{P}_{ee} = \bar{P}_{ee,min,2024} + f_{ee} \cdot (\bar{P}_{ee,2024} - \bar{P}_{ee,min,2024}) \quad \text{Formel 2}$$

Für die originale Erneuerbaren-Leistung des Jahres 2024 ist $f_{ee} = 1.00$.

Beim blau dargestellten Leistungsverlauf, für den $f_{ee} \approx 1.78$ ist, handelt es sich um eine erhöhte Erneuerbaren-Leistung mit einem Jahresstromertrag von 413.7 TWh , was 89% des 462.4-TWh -Strombedarfs des Jahres 2024 entspricht.

Die grün dargestellte Erneuerbaren-Leistung mit $f_{ee} = 2.50$ stellt den Fall einer Erneuerbaren-Übersorgung dar. Der hiermit abgebildete Erneuerbaren-Jahresertrag von 554.8 TWh entspricht einer 21%igen Stromübersorgung im Vergleich zum 2024er-Jahresstrombedarf.

Residualeistung

Die in Bild 3 dargestellte Residualeistung $\bar{P}_{residual}$ ist die Differenz zwischen Last und Erneuerbaren-Leistung, siehe Formel 1.

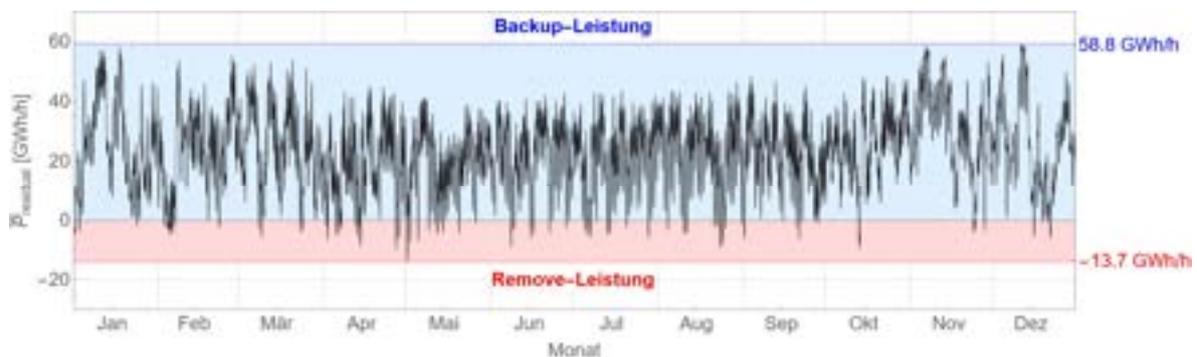


Bild 3: Stundenweise Entwicklung der Residualeistung $\bar{P}_{residual}$ im Jahr 2024 (ohne Berücksichtigung von Eigenverbrauch/Eigenversorgung). Negative Werte sind Leistungsüberschüsse, die aus dem deutschen Netz abzuleiten sind (Remove-Leistung) und positive Werte sind Leistungsdefizite, die aus Backup-Kraftwerken (z.B. Großbatterien, Gas-Kraftwerke, ausländische Kraftwerke) zu decken sind. Ermittelt mit Hilfe von: energy-charts.info (Sekundärquelle).

Die Residualeistung verknüpft die Stromnachfrage mit dem Erneuerbaren-Stromangebot und ist strompreisbildend, siehe unten. Im Jahr 2024 war die Residualeistung mit einem Maximum von 58.8 GWh/h sehr überwiegend positiv (hellblau hinterlegter Bereich), was aufgrund ihrer Definition gleichbedeutend mit einem entsprechenden Erneuerbaren-Mangelangebot ist. Dieser Mangel wird mit Hilfe in- und ausländischer regelbarer Backup-Kraftwerke zuverlässig und kostenpflichtig ausgeglichen.

Der hellrot hinterlegte Bereich kennzeichnet die negative Residualeistung, gleichbedeutend einem Erneuerbaren-Überangebot, das nicht genutzt wird. Der negative Extremwert 2024 ist -13.7 GWh/h . Diese Stromübererzeugung muss entweder kostenfrei abgegeben (Strombörsenpreis: 0 €/MWh) oder kostenpflichtig entsorgt werden (negative Strombörsenpreise bzw. Stromentsorgungsgebühren, siehe nächster Abschnitt). Für die anderen angenommenen Erneuerbaren-Leistungen ($f_{ee} = 1.78$; $f_{ee} = 2.50$) ändert sich die Residualeistung entsprechend. Je größer der Faktor f_{ee} wird, umso mehr überschüssige Remove-Leistung tritt auf, während sich die Backup-Leistung, wie weiter unten noch gezeigt wird, kaum ändert.

Day-Ahead-Strombörsenpreis

Bild 4 zeigt in stündlichen Abständen den zeitlichen Verlauf des Day-Ahead-Strombörsenpreises k_{2024} im Jahr 2024:

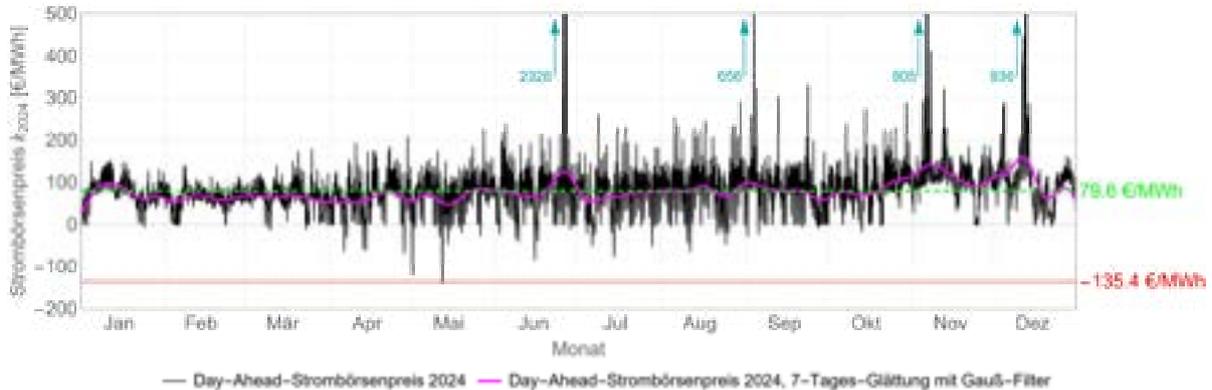


Bild 4: Stundenweise Entwicklung des Day-Ahead-Strombörsenpreises k_{2024} im Jahr 2024. Datenquelle: *energy-charts.info* (Sekundärquelle).

Zur besseren Nachverfolgbarkeit von Tendenzen stellt der Verlauf in Magenta den mit einem Gauß-Filter wochenweise geglätteten Verlauf des Strombörsenpreises dar. Der Day-Ahead-Strombörsenpreis bewegt sich zwischen -135.4 €/MWh und 2362 €/MWh .⁵ Im Mittel liegt er bei 79.6 €/MWh , siehe grün-strichlierte Linie. Der Zusammenhang zwischen Strombörsenpreis, Erneuerbaren-Leistung und Last wird weiter unten dargestellt.

Generell weist der Strombörsenpreis eine erhebliche Volatilität auf, die auf die wetterwendische Verfügbarkeit der Erneuerbaren-Leistung und auf die durch Wartungsprozesse bisweilen deutlich eingeschränkte Verfügbarkeit in- und ausländischer Backup-Kraftwerksleistung zurückzuführen ist. Die Strompreisausbrüche über den oberen Rand des Diagramms hinaus kennzeichnen erhebliche Erneuerbaren-Mangelsituationen: Das Erneuerbaren-Stromangebot entspricht kaum noch der Stromnachfrage und ist nur noch schwer und stark kostenpflichtig aus Backup-Kraftwerken zu beschaffen. Auffällig sind zudem die generell erhöhten Strombörsenpreise außerhalb der Sommerzeit, insbesondere während der Winterzeit, was überwiegend auf ein mangelndes Angebot aus Erneuerbaren bzw. auf das regelmäßig erforderliche und preislich teilweise zu erkämpfende Stromangebot aus in- und ausländischen Backup-Kraftwerken während Halb- oder Voll-Dunkelflauten zurückzuführen ist.

Den für die Erneuerbaren-Stromerzeuger wirtschaftlichen Nachteil negativer Strom(entsorgungs)preise hofft man künftig mit Hilfe dynamischer Stromtarife vorteilhaft für die Stromverbraucher nutzen zu können. So wird antizipiert, dass hierdurch eine zeitlich korrelierte Stromverbrauchszunahme angeregt werden könne, um mit Hilfe gezielt gesteuerten

⁵ Dieser Spitzenwert hat folgende Ursache: „Am 25. Juni 2024 führte ein Vorfall an der Pariser Strombörse EPEX Spot zu enormen Strompreisschwankungen und einem deutlich erhöhten Strompreis im Tagesmittel.“ *Gleiss Lutz (2024)*. „In der Folge konnte der Strommarktbetreiber nicht an der europäischen Marktkopplung teilnehmen. Hierbei sorgt ein Algorithmus für die Anpassung von Angebot und Nachfrage über die nationalen Grenzen hinweg. Aufgrund des technischen Problems hat die EPEX SPOT die Auktionen für die Länder Belgien, Deutschland, Frankreich, Niederlande, Österreich und Polen nur auf nationaler Ebene durchgeführt. Und das deutlich später am Tag als üblich. So kann Deutschland während der Spitzenzeiten mit zudem geringer PV-Stromerzeugung nicht auf Kapazitäten im EU-Ausland zurückgreifen, was für die Marktteilnehmer überraschend kam. Ein genauer Bericht zu den Abläufen des gestrigen Tages bleibt noch abzuwarten. Die gesetzliche Obergrenze für Stundenpreise beträgt 5.000 €/MWh .“ *ISPEX (2024)*.

Stromüberverbrauchs „Geld zu verdienen“. Außer Acht gelassen wird hierbei, dass dies in Konsequenz wiederum zu einer Stromangebotsverknappung aufgrund erhöhter Stromnachfrage und somit unmittelbar zu einer Strompreiserhöhung führen kann. Die konsequente Anwendung dieses Prinzips führt zumindest theoretisch zu einer „Verflatterung“ des Intraday-Strombörsenpreises:

Negativer Strompreis aufgrund überhöhtem EE-Stromangebots → überhöhte Stromnachfragereaktion → sich reaktiv massiv erhöhender Strompreis → sich reaktiv massiv erniedrigende Stromnachfrage → sich reaktiv erniedrigender oder negativer Strompreis → sich reaktiv überhöhende Stromnachfrage → usw.

Vermeiden lässt sich ein derart intrinsisch instabiles Wechselwirkungssystem Strompreis vs. Stromverbrauch vs. Erneuerbaren-Stromangebot durch Verzögerungen bzw. sog. Totzeiten oder, im Idealfall, durch vorausschauende Erneuerbaren-Stromerzeugungs-/verbrauchs-Planungen. Im Rahmen dieser Studie wird von letzterem ausgegangen. Nicht, weil diese Variante als realisierbar erachtet wird, sondern um Möglichkeiten und Grenzen der systemtechnischen Nützlichkeit wetterabhängiger Stromtarife zu verdeutlichen.

Optimierungskriterien für einen wetterreaktiven Stromverbrauch

Mit dynamischen Stromtarifen soll das Verbraucherverhalten an die wettergegebene Erneuerbaren-Stromerzeugung angepasst werden: Wer mehr Strom verbraucht, als die Erneuerbaren-Kraftwerke anbieten, soll tariflich „bestraft“, wer bei einem Erneuerbaren-Überangebot mehr Strom verbraucht als ursprünglich benötigt, soll hingegen „belohnt“ werden. Die Frage, in welcher Weise diese Anpassung zumindest in idealer Weise beschrieben werden kann, ist a priori nicht zu beantworten. Spontan könnte eine Antwort zwar lauten, dass sich der Stromverbrauch doch nur exakt oder so gut wie möglich am Erneuerbaren-Stromangebot orientieren bräuchte. Die Strombörsenpreise wären dann negativ, null oder zumindest reduziert und somit wäre das Ziel der Verbrauchs- bzw. Verbraucher-Regelung erreicht. Diese Trivialantwort allein greift allerdings nicht, da die Strom-Konsumenten nicht gewillt sein werden, Phasen längerer Dunkelflauten mittels großzügigem Stromverzichts zu tolerieren. Umgekehrt haben die Konsumenten innerhalb bestimmter Zeiträume einen bestimmten Strombedarf. Dieser ist für das Jahr 2024 in Bild 5 dargestellt.

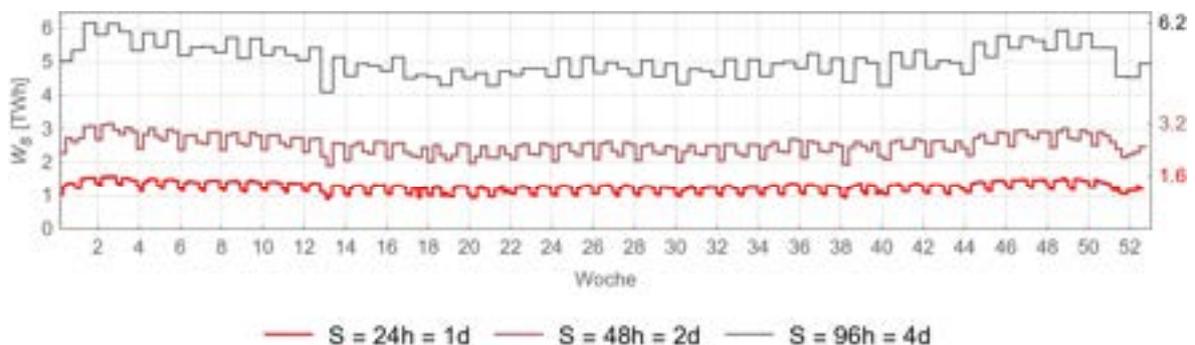


Bild 5: Strombedarf 2024 für S hintereinanderliegende Stunden.

Die rote Kurve zeigt den 24-stündlichen bzw. den täglichen Strombedarf mit einem winterlichen Jahresmaximum von $1.6 \text{ TWh}/d$. Die Kurve in Dunkelrosa zeigt den 48-stündigen bzw. 2-tägigen Strombedarf mit einem Jahresmaximum von $3.2 \text{ TWh}/2d$. Die schwarze Kurve zeigt den Sachverhalt für 96 Stunden/4 Tage mit einem maximalen Strombedarf von $6.2 \text{ TWh}/4d$.

Für die Optimierungsberechnungen wird davon ausgegangen, dass dieser S -periodisch auftretende Strombedarf unverändert bleibt.

Definitionen

Vor Erläuterung des Formalismus zur mathematischen Beschreibung dieser Anpassungsmaßnahme werden mit Hilfe von Bild 6 einige Definitionen angegeben.

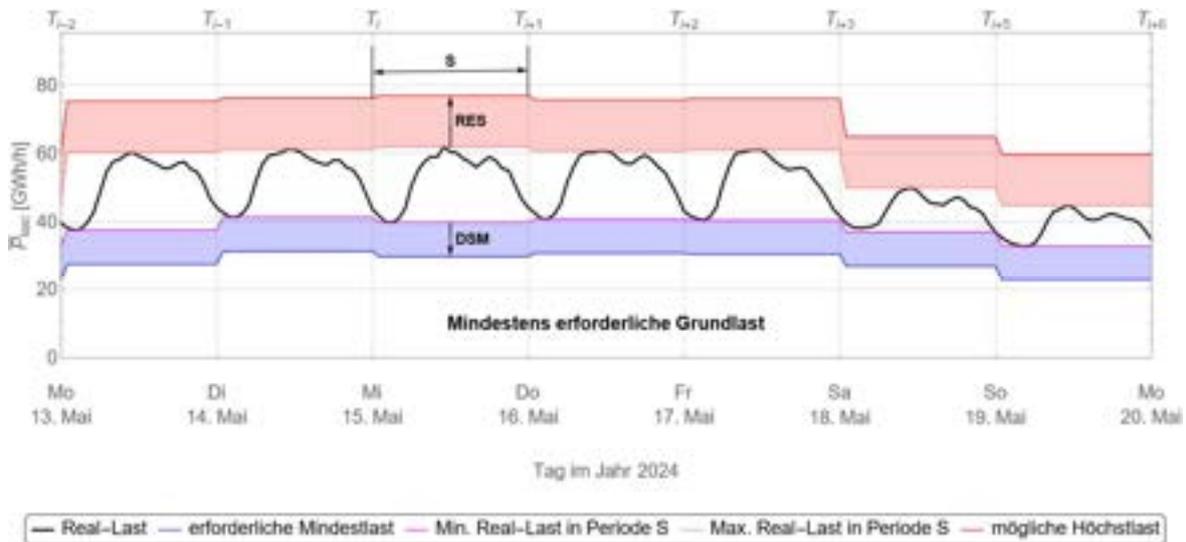


Bild 6: Lastverlauf vom 13. bis 19. Mai 2024 (schwarz) mit Eintragung der für die Rechenläufe verwendeten Eckparameter RES und DSM und den während der i -ten Ausgleichperiode S mindestens (blau) und höchstens (rot) zulässigen Grenzleistungen. Siehe Erläuterungen im Text.

Dargestellt ist der Verlauf der realen Last \bar{P}_{last} in der Woche vom 13. bis 19. Mai 2024. Zu sehen ist das typische Lastverlaufsmuster, bei dem der Stromverbrauch tagsüber Maximalwerte erreicht und nachts erheblich zurückgeht. Gut lässt sich auch der im Vergleich zu den Werktagen deutlich geringere Strombedarf an den Wochenenden erkennen. In das Bild eingetragen sind die während der hier angenommenen Ausgleichperioden bzw. Verschiebungsdauern $S = 24 h$ auftretenden Minima des Lastverlaufs, die mit dem magentafarbenen Linienzug gekennzeichnet sind.⁶ Der rosafarbene Linienzug direkt oberhalb des Lastverlaufs kennzeichnet die entsprechenden Tages- oder Periodenmaxima. Innerhalb der Verschiebungsdauer S kann die zu optimierende Last beliebig verschoben werden, wobei sich innerhalb dieser Periode deren kumulierte Stromverbrauch dem kumulierten Stromverbrauch der nicht-optimierten Last entspricht, siehe vorangehendes Kapitel, Bild 5.

Für die Berechnungen werden mit Bezug auf die Maxima und Minima des optimierten Strombezugs unterschiedliche Annahmen getroffen. So wird davon ausgegangen, dass der optimierte Lastverlauf pro Ausgleichperiode Maximalwerte annehmen kann, die um einen Wert RES (Last-REServe) oberhalb der Maxima des nicht-optimierten ursprünglichen Lastverlaufs liegen.⁷ Es ergibt sich der rote Linienzug, der zusammen mit dem pinkfarbenen Linienzug die obere, hellrot hinterlegte Toleranzzone für einen Stromüberverbrauch darstellt. Die Begrenzung wird unter der Maßgabe eingeführt, dass die Stromkonsumenten nur begrenzt zusätzliche Last zur Aufnahme

⁶ Bei den weiter unten erörterten Szenarien werden für S die Werte 24 h, 48 h und 96 h angenommen, siehe Formel 15.

⁷ Folgende Werte werden für die Berechnungen angenommen: 0, 4, 8 GWh/h, siehe Formel 15.

zeitlich verschobener Strompakete anbieten können. Im strombedarfsintensiven Winter sind zudem noch die Leistungsgrenzen der Verteilnetze zu berücksichtigen.⁸

Nach unten hin kann von den Minima der Ausgleichsperioden um einen Wert DSM (abgeleitet aus Demand-Side-Management, Stromabschaltungen, Brownouts) abgewichen werden.⁹ Es ergibt sich der blaue Linienzug, der zusammen mit dem magentafarbenen Linienzug die Zone zulässiger Lastreduzierungen kennzeichnet. Auch dieser Wert ist beschränkt, da viele Stromverbraucher in ihrem individuellen Grundlastbetrieb gefahren werden müssen und sich ihr Verbrauch nicht beliebig reduzieren lässt.

Bei den Modellrechnungen werden die Werte von RES und DSM variiert, um deren Einfluss auf die Optimierbarkeit der Last und deren Rückwirkung auf andere netzrelevante Größen eingrenzen zu können.

Grundlegende Formeln zur Optimierungsberechnung

Die Stromverbraucher werden aufgrund des Anreizes durch die entsprechend variable Strombeziehung danach streben, ihre Jahres-Gesamtstromkosten \mathcal{K}_{gesamt} zu minimieren. Die Minimierung gelingt unmittelbar, wenn es gelingt, die Stromkosten stündlich, täglich, wöchentlich oder während anderer Zeitabschnitte bzw. Ausgleichsperioden S so gering wie möglich zu halten. Formel 3 fasst dies mathematisch zusammen:

$$\mathcal{K}_{gesamt,i} = \int_{T_i}^{T_{i+1}} k(t) \cdot p_{last}(t) dt \rightarrow \text{Minimum} \quad \text{Formel 3}$$

Mit der Zeitvariablen t ergeben sich die aktuellen Stromkosten pro Zeiteinheit bzw. der Integrand aus dem aktuellen Strombörsenpreis $k(t)$ multipliziert mit der aktuellen Last $p_{last}(t)$ und dem Zeitinkrement dt .¹⁰ Summation bzw. Integration der aktuellen Stromkosten über den betrachteten i -ten Ausgleichsperiode S ergibt die Gesamtkosten $\mathcal{K}_{gesamt,i}$ während der i -ten Ausgleichsperiode.

Die Ausgleichsperiode läuft vom Zeitpunkt $T_i = i \cdot S$ bis zum Zeitpunkt $T_{i+1} = (i + 1) \cdot S$, vergleiche auch Bild 6. Ziel ist es, die zu optimierende Last $p_{last}(t)$ so zu bestimmen, dass $\mathcal{K}_{gesamt,i}$ minimal wird.

Die Trivillösung $p_{last}(t) = 0 \text{ GW}$ ist ausgeschlossen, da noch Nebenbedingungen zu erfüllen sind: So ist innerhalb des betrachteten i -ten Zeitabschnitts eine bestimmte Energie $W_{last,i}$ vorgegeben, die sich aus dem Strombedarf der nicht-optimierten ursprünglichen Last ergibt.¹¹ Formel 4 stellt den Zusammenhang mathematisch dar:

⁸ Eine Fokussierung allein auf eine durch den erhöhten winterlichen Strombedarf definierte Leistungsgrenze der Verteilnetze erschien dem Autor nach einigen hier nicht dokumentierten Überlegungen nicht opportun, da dann insbesondere zur Sommerzeit mit einem surreal hohen Bedarf an angeforderter Zusatzlast hätte gerechnet werden müssen, über die die Stromverbraucher kaum verfügen dürften.

⁹ Folgende Werte werden für die Berechnungen angenommen: 0, 5, 10 GWh/h, siehe Formel 15.

¹⁰ Der Einfachheit halber wird davon ausgegangen, dass der zeitliche Verlauf von Strombörsenpreis und zu optimierender Last analytisch und nicht nur in diskreten 1-stündigen Zeitschritten vorliegt. Die Einschränkung wird anschließend wieder aufgehoben.

¹¹ Bei der angestrebten Lastoptimierung handelt es sich nicht um eine Energieeinsparmaßnahme, sondern um eine Energieverschiebungsmaßnahme. Das impliziert, dass die Gesamtenergieaufnahme der elektrischen Last während der Energie-Ausgleichsperiode S nicht disponibel ist.

$$W_{last,i} = \int_{T_i}^{T_{i+1}} p_{last}(t) dt \quad \text{Formel 4}$$

Der während des i -ten Zeitabschnitts der Dauer S fest vorgegebene Strombedarf $W_{last,i}$ ist gleich der Summation bzw. Integration über die zu optimierende Last $p_{last}(t)$ über diesen Zeitraum.

Weiterhin sind noch Grenzbedingungen gemäß den Erläuterungen zu Bild 6 zu berücksichtigen.¹² Diese sind:

$$p_{last,min,i} - DSM \leq p_{last}(t) \leq p_{last,max,i} + RES \quad \text{Formel 5}$$

Die unter Zugrundlegung des Preis-Kriteriums zu optimierende Last $p_{last}(t)$ lässt sich aufgrund der drei letztgenannten Formeln grundsätzlich mit Hilfe einer Variationsrechnung unter Hinzuziehung numerischer Berechnungsverfahren bestimmen. Dabei ist noch zu berücksichtigen, dass die Daten nicht kontinuierlich, sondern nur stundenweise vorliegen, siehe oben. Dies wird mit Hilfe der drei nachfolgenden Formeln berücksichtigt, bei denen die Integrale in Formel 4 und Formel 5 diskretisiert, also in Summenschreibweise umgeschrieben werden:

$$\mathcal{K}_{gesamt,i} = \sum_{k=1}^S \kappa_i^{(k)} \cdot \bar{p}_{last,i}^{(k)} \cdot 1 h \rightarrow \text{Minimum} \quad \text{Formel 6}$$

$$W_{last,i} = \sum_{k=1}^S \bar{p}_{last,i}^{(k)} \cdot 1 h \quad \text{Formel 7}$$

$$\bar{p}_{last,min,i} - DSM \leq \bar{p}_{last,i}^{(k)} \leq \bar{p}_{last,max,i} + RES \quad \text{Formel 8}$$

Die Laufvariable i kennzeichnet wieder die Nummer der betrachteten Ausgleichsperiode, die Laufvariable k bezeichnet die entsprechende Stunde innerhalb dieser Ausgleichsperiode von S Stunden. Die stündlich gemittelte Last $\bar{p}_{last,i}^{(k)}$ ersetzt die zeitkontinuierliche Last $p_{last}(t)$. $\kappa_i^{(k)}$ ist der im Stundenraster ermittelte bzw. zu ermittelnde Strombörsenpreis. Er ersetzt den zeitkontinuierlichen Strombörsenpreis $\kappa(t)$. Aus der Aufgabe der Variationsrechnung wird hierdurch eine Aufgabe der „diskreten Variationsrechnung“, mit deren Hilfe die zunächst noch unbekanntenen $\bar{p}_{last,i}^{(k)}$ zu berechnen sind.

Die Durchführung der Simulationsrechnungen erfordert noch das Auffinden eines Zusammenhangs zwischen der Last, der Erneuerbaren-Leistung und dem Strombörsenpreis, da die Transformation des originalen Lastverlaufs in einen optimierten Lastverlauf auch eine zunächst unbekannte Rückwirkung auf den zeitlichen Verlauf des optimierten Strombörsenpreises $\kappa(t)$ hat. Die Information aus dem originalen zeitlichen Verlauf des Strombörsenpreises $\kappa_{2024}(t)$ gemäß Bild 4 kann über nachfolgend beschriebenen Weg genutzt werden.

¹² Wären keine Grenzbedingungen zu berücksichtigen, wäre die Kostenfunktion κ unter dem Kostenintegral irrelevant, wie in Anlage 1 gezeigt wird. Die optimierte Last ergäbe sich dann stets direkt aus der Erneuerbaren-Leistung plus einer Konstanten. Für den Fall, dass die jährliche Stromerzeugung aus Erneuerbaren gleich dem jährlichen Stromverbrauch wäre, ergäbe sich die optimierte Last direkt aus der Erneuerbaren-Leistung. Eine solche Situation würde allerdings zu surrealen Anforderungen an die Stromverbraucher, z.B. das Tolerieren blackout-begleiteter Voll-Dunkelflauten, führen. Theoretisch vorstellbare Situationen ohne definierte Minimal- und Maximalwerte sind realiter keine Option.

Zusammenhang zwischen Last, Erneuerbaren-Leistung und Strombörsenpreis

Die Annahme liegt nahe, dass es zwischen der Last, der Erneuerbaren-Leistung und dem Strombörsenpreis folgenden Zusammenhang gibt: Je geringer die Erneuerbaren-Leistung im Vergleich zur Last wird, umso mehr Backup-Leistung muss eingekauft werden und umso höher werden die Strombörsenpreise. Ist das Erneuerbaren-Stromangebot hingegen größer wie die Stromabnahme, müssen die Strombörsenpreise zur Motivation einer erhöhten Stromabnahme nach unten angepasst werden. Die Interdependenz zwischen Last und Erneuerbaren-Leistung wird mit der Residualleistung gemäß Formel 1 beschrieben.

Der probeweise Auftrag der stündlichen Day-Ahead-Strombörsenpreise k_{2024} über den stündlichen Residualleistungen $\bar{P}_{residual}$ führt zu der in Bild 7 abgebildeten Punkteschar (8784 Wertepaare):

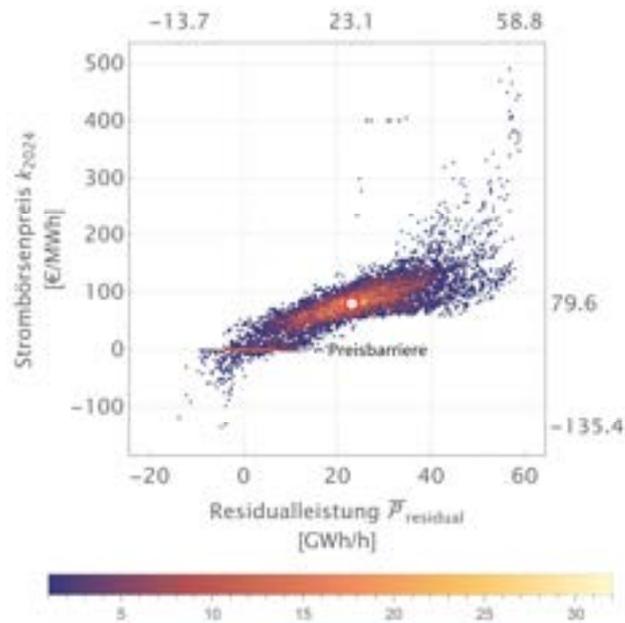


Bild 7: Day-Ahead-Strombörsenpreis k_{2024} in Abhängigkeit von der Residualleistung $\bar{P}_{residual}$ im Jahr 2024. Die Anzahl des Auftretens der jeweiligen Wertepaare kann aus der Farbskala unter dem Diagramm abgelesen werden. Datenquelle der zugrundeliegenden Ursprungsdaten: *energy-charts.info* (Sekundärquelle).

Im Bereich zwischen 10 GWh/h und 40 GWh/h scheint es trotz deutlicher Streuung und einiger Ausreißer eine nahezu lineare Abhängigkeit des Strombörsenpreises von der Residualleistung zu geben. In diesem Bereich liegen auch die meisten Wertepaare, wie die Farbgebung gelb-rot signalisiert. Der über das Jahr gemittelte Strombörsenpreis beträgt 79.6 GWh/h , der Mittelwert der Residualleistung liegt bei 23.1 GWh/h , siehe im Bild eingezeichneter rötlicher Marker. Der Minimalwert der Residualleistung beträgt $-13.7 GWh/h$, der Maximalwert 58.8 GWh/h . Diese Extremwerte koinzidieren mehr oder minder mit den im Bild auffindbaren Extrem-Strombörsenpreisen von $-135 GWh/h$ und etwa 500 GWh/h .¹³ Im Bereich von 20 GWh/h bis 40 GWh/h befindet sich oberhalb eines Strombörsenpreises von 200 $€/MWh$ augenscheinlich eine Ansammlung von Ausreißern, die aufgrund Geringfügigkeit nicht weiter berücksichtigt werden.

¹³ Aus Bild 4 ergeben sich vereinzelt noch höhere Strompreise wie hier eingezeichnet. Hierbei handelt es sich offensichtlich um Ausreißer, die nicht berücksichtigt werden, da sie aufgrund ihrer geringen Anzahl keinen wahrnehmbaren Einfluss auf die Gesamtstromkosten eines Jahres haben.

Auffällig sind die im Bild mit „Preisbarriere“ bezeichneten horizontal aneinandergereihten Artefakte, die bei 0 €/MWh eine Art Stopp-Linie bilden und die im Bereich von -5 GWh/h bis $+10 \text{ GWh/h}$ besonders häufig auftreten (siehe rot-gelbe Färbung). Offenbar scheint es bei Annäherung der zunächst nicht gewünscht zu sein, das Stromerzeugnis zur kostenpflichtigen Entsorgung mittels negativer Strombörsenpreise anzubieten.¹⁴ Dennoch gibt es noch auffällig viele Einzelfälle, bei denen der Durchbruch hin zu negativen Strombörsenpreisen stattfindet. Diese scheinen jedenfalls, diesen Eindruck hinterlässt die Stopp-Linie, unerwünscht zu sein, was bei der späteren Modellbildung noch zu berücksichtigen sein wird.

In der Gesamtwürdigung wiederholt das Diagramm den Befund in *Löffler (2024b)*: Linearer Zusammenhang im mittleren Hauptbereich und Flanken „unendlicher Steilheit“ bei Erreichen entsprechender Residualleistungen am linken und am rechten Rand der Punkteschar. In *Löffler (2024b)* wird die Punkteschar mit Hilfe einer Areatangens-Hyperbolicus-Funktion nachgebildet, die eine Art invertierter Sigmoid-Funktion darstellt, vergleiche Bild 8, strichpunktierte Fit-Kurve.

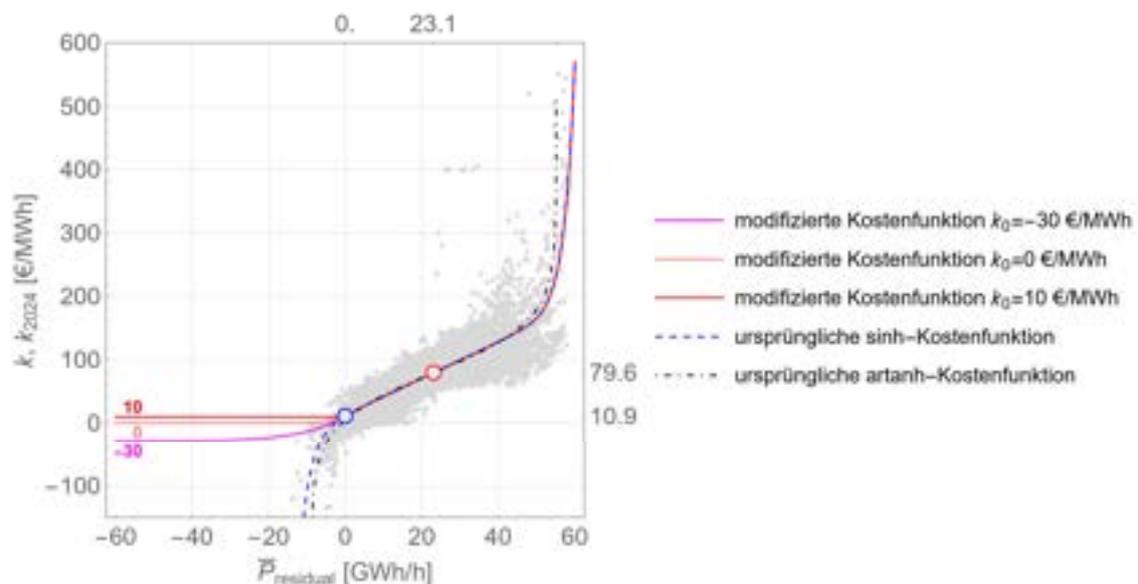


Bild 8: Zur Definition der Kostenfunktionen k zur näherungsweisen Nachbildung der Strombörsenpreise k_{2024} in Abhängigkeit von der Residualleistung $\bar{P}_{residual}$. Weitere Erläuterungen im Text.

Diese Funktion bringt an ihrer rechten Flanke zum Ausdruck, dass nur die technisch verfügbare Backup-Kraftwerksleistung ausgeschöpft werden kann. Darüberhinausgehender Leistungsbedarf wird mit „unendlichen“ Strompreisen geahndet, da dieser dann nicht mehr gedeckt und somit auch nicht mehr bezahlt werden kann. Ähnlich verhält es sich an der linken Flanke der Fit-Kurve: Finden sich für die im Überfluss ins Netz eingespeiste Erneuerbaren-Leistung keine „Not-Stromverbraucher“ mehr, gehen die Strom“entsorgungs“preise aus Sicht der Erneuerbaren-Erzeuger gegen Unendlich bzw. die Strombörsenpreise gehen gegen minus Unendlich.

Bei den Berechnungen zu dieser Studie stellt sich allerdings heraus, dass die Anwendung dieser nach Erachten des Autors korrekteren *artanh*-Funktion zu unüberwindbaren numerischen Instabilitäten insbesondere an den Rändern des betrachteten Wertebereiches führt; dies erfordert die Näherung der Punkteschar mit einer Funktion ähnlicher Charakteristik aber mit

¹⁴ Die Ermittlung und Würdigung der technischen und wirtschaftlichen Gründe dieses Sachverhalts ist nicht Gegenstand dieser Studie.

unbeschränktem Wertebereich links und rechts des Wertehauptbereiches und ohne Flanken unendlicher Steilheit. Als Ersatzfunktion bietet sich die Sinus-Hyperbolicus-Funktion im Zusammenhang mit einem additiven linearen Anteil an, wie mit dem blau-strichlierten Verlauf in Bild 8 dargestellt.

Im betrachteten Wertebereich, insbesondere im Bereich höchster Punktedichte, sind die Abweichungen zwischen \sinh - und artanh -Funktion akzeptabel.

Die angewendete Formel lautet

$$k_{2024}(p) = \bar{k}_{2024} + a \cdot (p - \bar{p}) + b \cdot \sinh(c \cdot (p - \bar{p})) \quad \text{Formel 9}$$

mit den numerisch ermittelten Konstanten

$$\begin{aligned} \bar{k}_{2024} &= 79.575 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}; \bar{p} = 23.14 \frac{\text{GWh}}{\text{h}} \\ a &= 2.871 \frac{\text{€/MWh}}{\text{GWh/h}}; b = 712.8 \cdot 10^{-6} \frac{\text{€}}{\text{MWh}}; c = 0.377 \frac{1}{\text{GWh/h}} \end{aligned} \quad \text{Formel 10}$$

Die Variable p entspricht der analytischen Nachbildung stündlich gemittelten Residualeistung $\bar{P}_{\text{residual}}$. Die Funktion stellt einen guten Kompromiss zwischen dem tatsächlich zu erwartenden Zusammenhang und dem Erfordernis numerischer Stabilität bei den Folgeberechnungen dar. Die Varianz beträgt $R^2 = 0.79$ und lässt diese im Zusammenhang mit der subjektiven Inaugenscheinnahme des Funktionsverlaufs durch die subjektiv stark streuende Punkteschar als vernünftige Nachbildung erscheinen.

Im Bild sind drei weitere Funktionen eingetragen. Der Autor geht davon aus, dass die negativen Strombörsenpreise und insbesondere extrem negative Strombörsenpreise lediglich eine nur vorübergehend in Kauf genommene unerwünschte Erscheinung sind. Insbesondere werden sie über Umwege schlussendlich doch noch auf die Stromkunden umgewälzt. Es erscheint daher mit Blick auf die in Bild 7 hervorgehobene 0-€/MWh-Preisbarriere realistischer, von einem festgelegten Strommindestpreis auszugehen, in den die Sinus-Hyperbolicus-Funktion kontinuierlich übergeht. Als Strombörsenmindestpreise werden für die Berechnungen die Werte 10, 0 und, zu Kontrollzwecken, -30 €/MWh festgelegt. Die in diese konstanten Mindestpreise einmündende Funktion ist gegeben mit

$$g(p) = k_0 + b \cdot e^{c \cdot (p - p_0)} \quad \text{Formel 11}$$

mit $p_0 = 0 \text{ GWh/h}$,

$$k_0 = \bar{k}_{2024} - a \cdot \bar{p} - b \cdot \sinh(c \cdot \bar{p}) \quad \text{Formel 12}$$

und den Konstanten

$$\begin{aligned} b &= \bar{k}_{2024} - k_0 - b \cdot \sinh(c \cdot \bar{p}) \\ c &= \frac{a + b \cdot c \cdot \cosh(c \cdot \bar{p})}{\bar{k}_{2024} - k_0 - b \cdot \sinh(c \cdot \bar{p}) - a \cdot \bar{p}} \end{aligned} \quad \text{Formel 13}$$

Die somit stückweise definierte Kostenfunktion ergibt sich aus

$$k(p) = \begin{cases} k_{2024}(p) & p \geq 0 \text{ GWh/h} \\ g(p) & p < 0 \text{ GWh/h} \end{cases} \quad \text{Formel 14}$$

Sie beschreibt in Bild 8 die Verläufe in Magenta, Rosa und Rot. Auch wenn diese Festlegung gewillkürt erscheint, erfüllt sie doch sehr gut die Funktion einer „Straf“- und „Belohnungs“-funktion, wie sie für die nachfolgenden Optimierungsberechnungen benötigt wird.¹⁵

¹⁵ Die Annahme einer solchen Funktion hat den aus Sicht des Autors allerdings lässlichen Nachteil, dass sich die in Realität auftretenden teilweise starken Strompreisschwankungen nicht nachbilden lassen. Insbesondere mit Blick auf die Jahresgesamt-Stromkosten dürfte dieser Nachteil kaum ins Gewicht fallen, siehe Anlage 2.

Ergebnisse der Optimierungsberechnungen

Für die Berechnungen zur Lastverlaufsoptimierung werden folgende Szenarien in allen denkbaren Kombinationen zugrunde gelegt (siehe auch oben):

$$\kappa_0 = -30, 0, 10 \text{ €/MWh}$$

$$f_{ee} = 1.00, 1.78, 2.50$$

$$S = 24, 48, 96 \text{ h}$$

Formel 15

$$DSM = 0, 5, 10 \text{ GWh/h}$$

$$RES = 0, 4, 8 \text{ GWh/h}$$

Diese Werte, die sich auf den Stromverbrauch von 472 TWh im Jahr 2024 beziehen, erscheinen dem Autor auch aufgrund anderer, hier nicht dokumentierter Berechnungsergebnisse ausreichend sinnvoll, um einen Eindruck der Wirkmächtigkeit oder -losigkeit dynamischer Stromtarife im Hinblick auf systemtechnische Aspekte der Energiewende zu erhalten.

Insgesamt ergeben sich $3^5 = 243$ Kombinationen bzw. Einzelberechnungen.¹⁶ Zu deren Erläuterung wird zunächst ein typisches Fallbeispiel erörtert. Danach werden die Berechnungsergebnisse aller Fallbeispiele mit Hilfe von Eckwerten zusammengefasst und anhand geeigneter Diagramme diskutiert.¹⁷

„Fallbeispiel 50“

Zur Vorbereitung der Gesamtauswertung wird das „Fallbeispiel 50“ ausführlich dokumentiert.

Als Mindeststrompreis κ_0 wird in diesem Beispiel 0 €/MWh angenommen. Das Abschaltpotential DSM beträgt 10 GWh/h, das Lastreservepotential RES 8 GWh/h. Mit dem Faktor $f_{ee} \approx 1.78$ wird angenommen, dass die Erneuerbaren 89% des Stromjahresbedarfs erzeugen.¹⁸ Als maximale Verschiebungsdauer bzw. Ausgleichsperiode S werden 48 Stunden bzw. zwei Tage angenommen. Insgesamt repräsentiert dieser Fall nach Ansicht des Autors bereits eine recht großzügige Auslegung der systemtechnisch verantwortbaren Möglichkeiten.

Einen Überblick zum Berechnungsergebnis gibt Bild 9:

¹⁶ Die Berechnungen werden mit dem CAS *Mathematica*® unter vorteilhafter Verwendung des Befehls *FindMinimum[...]* durchgeführt. Der Befehl erlaubt in Zusammenhang mit der Leistung-Strompreis-Funktion die direkte numerische Auswertung der in Formel 6, Formel 7 und Formel 8 angegebenen Gleichungen und Ungleichungen.

¹⁷ Die Eckwerte sämtlicher Berechnungen sind in den Tabellen in Anlage 3 zusammenfassend dargestellt.

¹⁸ Das heißt nicht, dass die gesamte Erneuerbaren-Jahresenergie auch vollständig der Last zugeführt wird.

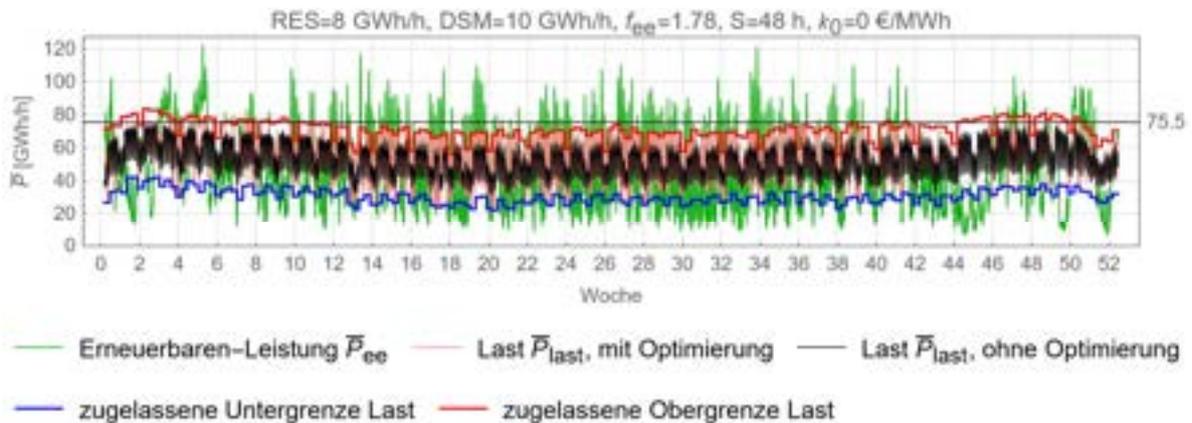


Bild 9: Lastverläufe ohne (Grau) und mit (Rot) Optimierung, fiktive Erneuerbaren-Leistung (Grün) für das gesamte Jahr. Parameter siehe Bildrahmen oben. Minimal-/Maximalwerte siehe Tabelle rechts.

Über den Wochen des Jahres 2024 ist die stündlich gemittelte Leistung \bar{P} der nicht-optimierten Last (Schwarz), der optimierten Last (Magenta), der zulässigen Lastuntergrenze (Blau) und Lastobergrenze (Rot) sowie der Verlauf der Erneuerbaren-Leistung (Grün) dargestellt.

Ein Vergleich der zugelassenen Lastober- und -untergrenzen mit der nicht-optimierten Last zeigt deutlich den großzügig bemessenen Spielraum, der für die strompreisangepasste Optimierung der Last gegeben ist. Diese überschreitet in den Winterwochen sogar den Maximalwert 75.5 GWh/h der nicht-optimierten Last. Der Verlauf der optimierten Last zeigt weiterhin, dass diese Grenzen auch klar ausgeschöpft werden, insbesondere im Bereich der Maxima und dort insbesondere zwischen Woche 15 und Woche 40. Die Erneuerbaren-Leistung weist ihre typische Verlaufsform auf. Eine Nebenrechnung zeigt, dass von der angebotenen Erneuerbaren-Jahreserzeugung von 413.7 TWh lediglich 365.0 TWh der optimierten Last zugeführt werden; diese kann somit trotz Optimierung nur zu 79% aus Erneuerbaren gedeckt werden statt zu 89% , wie die Jahresstromerzeugung aus Erneuerbaren erwarten lassen würde.

Einen detaillierteren Einblick in die lastrelevanten Verläufe gibt Bild 10:

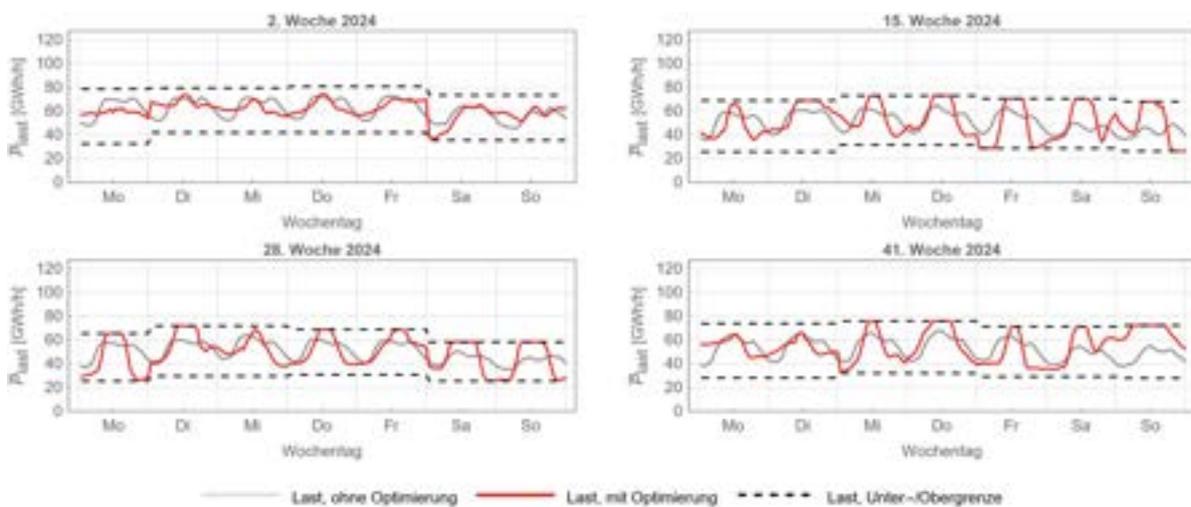


Bild 10: Lastverläufe \bar{P}_{last} ohne/mit Optimierung und zugelassene Lastgrenzen für quartalsweise ausgewählte Wochen. Grundlage: Lastverläufe gemäß Bild 9.

Dargestellt sind die Verläufe der nicht-optimierten Last (Grau), der optimierten Last (Rot) und der zugelassenen, sich im 48-stündigen Rhythmus angepassten Lastunter- und -obergrenzen (Schwarz, strichliert) für die Wochen 2 (Winter), 15 (Frühling), 28 (Sommer) und 41 (Herbst).

Deutlich sind die gravierenden Unterschiede zwischen der optimierten und der nicht-optimierten Last insbesondere in den Wochen 15, 28 und 41 zu erkennen. In diesen Wochen stößt die optimierte Last aufgrund massiven Erneuerbaren-Überangebots häufiger an die mögliche Obergrenze und verharrt dort auch längere Zeit. Die Untergrenze wird in diesen Zeiträumen deutlich seltener berührt. Aus diesem Bild wird bereits per Augenschein deutlich, dass der preisoptimierte Lastverlauf so erheblich vom eigentlichen und typischerweise regelmäßigen Strombedarf abweicht, dass ein Paradigmenwechsel beim Stromverbrauch in dieser Weise nicht ohne Weiteres stattfinden können. Vulgo: „Nichts passt zusammen“. Die Umstellung der Strom-Endverbraucher auf einen derartigen zudem noch von unberechenbaren Unregelmäßigkeiten geprägten preisoptimierten Stromverbrauch erscheint bestenfalls in Teilen aber keineswegs vollumfassend umsetzbar. Allerdings lässt sich die Problematik prinzipiell mit Hilfe von Kurzzeitspeichern, insbesondere mit leistungsstarken, verlustarmen Batterieanlagen lösen, mit deren Hilfe sich der Stromverbrauch aus Sicht des Netzes zeitlich durchaus umverteilen lässt, ohne die Stromverbraucher in ihrer stündlich benötigten Stromabnahme zu beeinträchtigen. Dies wird weiter unten im Zusammenhang mit Bild 15 und Bild 16 erörtert.

Eine Zusammenfassung sämtlicher werktäglicher und wochenendtäglich Verläufe der nicht-optimierten Last, aufgeteilt nach Quartalen, aufgetragen über den Stunden eines Tages, gibt Bild 11:

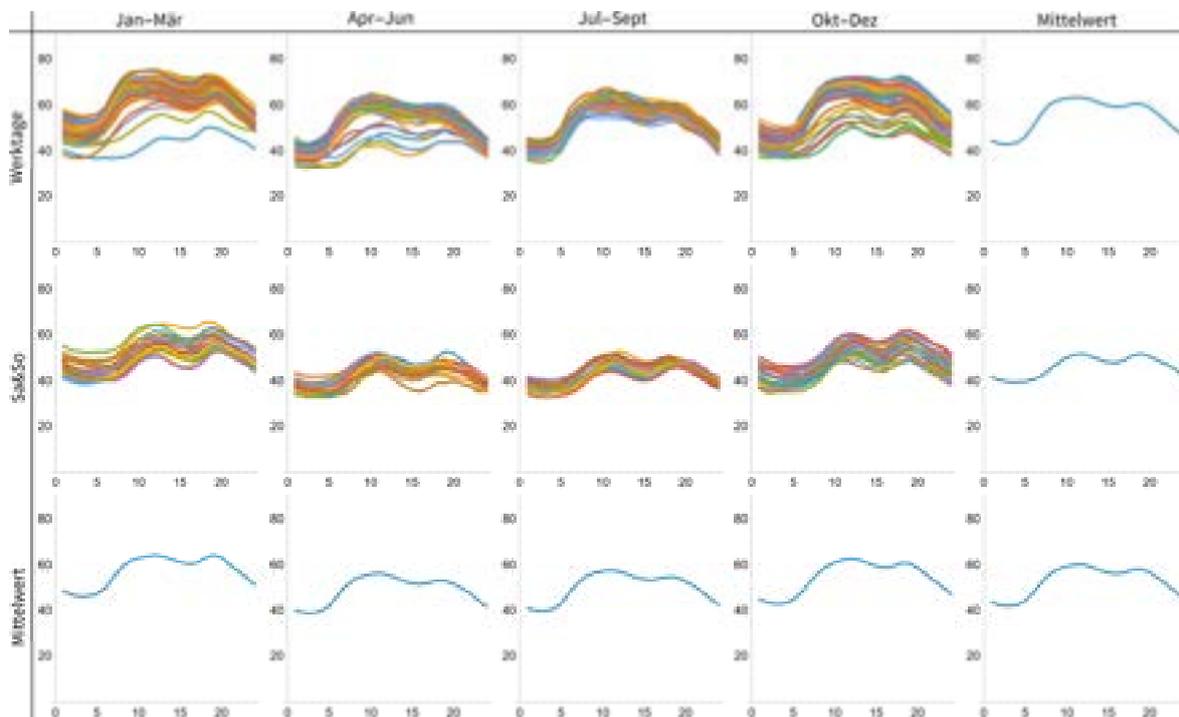


Bild 11: Verläufe der nicht-optimierten Last \bar{P}_{last} in GWh/h aufgetragen über den Stunden eines Tages, sortiert nach Jahresquartalen, Werktagen und Wochenendtagen sowie entsprechende Mittelwertbildungen (Teilbilder rechts und unten).

Deutlich ist der recht regelmäßige Verlauf zu erkennen, der sich auch in den Mittelwertsbildern, siehe Spalte rechts und Zeile unten, widerspiegelt. Klar wird auch der allgemein bekannte Sachverhalt ersichtlich, dass der Strombedarf im 2. und 3. Quartal sowie zu den Wochenenden

niedriger ist wie im 1. und 4. Quartal sowie werktags. Stets treten Nachttäler, Mittags- und Abendspitzen entsprechend dem menschlichen Aktivitätsmuster auf. Morgens weist die Last regelmäßig einen Anstieg von ca. 20 GWh/h auf, spätabends und nachts fällt der Strombedarf dann entsprechend wieder um ca. 20 GWh/h ab.

Zum Vergleich gibt Bild 12 eine Zusammenfassung sämtlicher werktäglicher und wochenendtäglich-licher Verläufe der optimierten Last, aufgeteilt nach Quartalen, aufgetragen über den Stunden eines Tages:

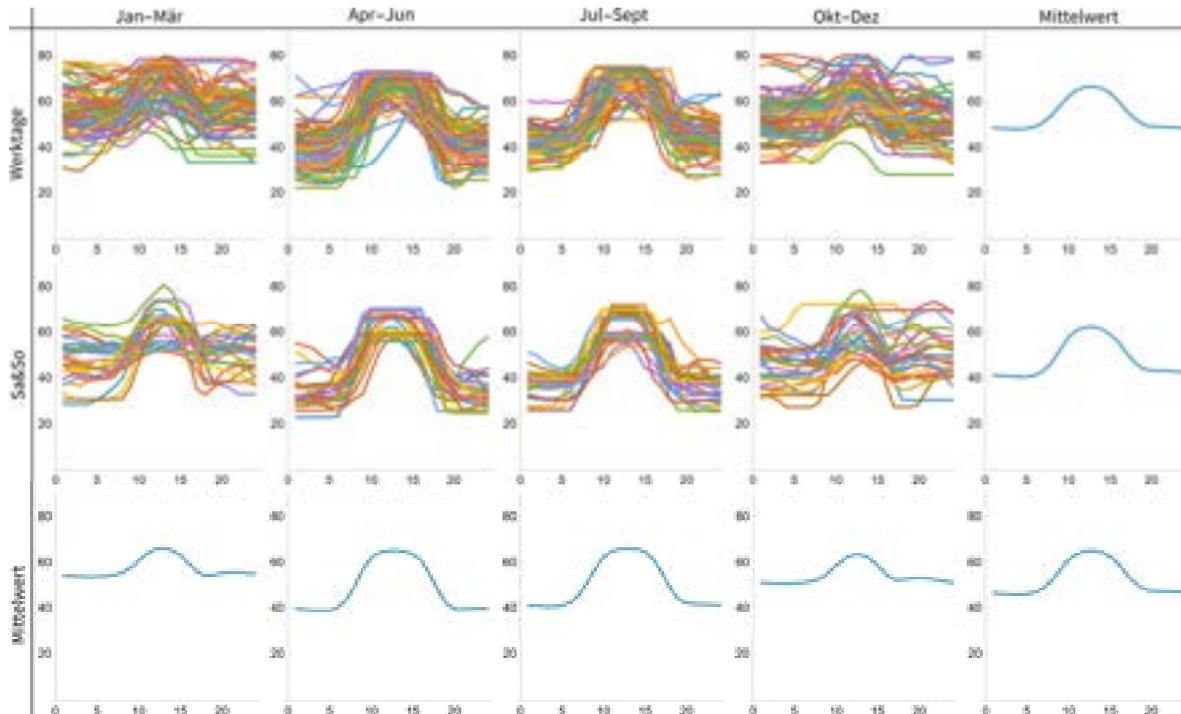


Bild 12: Verläufe der optimierten Last \bar{P}_{last} in GWh/h aufgetragen über den Stunden eines Tages, sortiert nach Jahresquartalen, Werktagen und Wochenendtagen sowie entsprechende Mittelwertbildungen (Teilbilder rechts und unten).

Bereits die erste Inaugenscheinnahme weist einen im Vergleich zur nicht-optimierten Last nahezu chaotischen bzw. unregelmäßigen täglichen Verlauf auf, der sich lediglich in den Mittelwertszusammenfassungen wieder herausglättet. Der Unterschied zwischen optimierten und nicht-optimierten Lastverläufen ist gravierend. Die optimierten Verläufe sind nunmehr zwar an die Strombörsenpreise angepasst, weichen aber erheblich vom täglichen Strombedarf der Strombezieher ab. Allein die Mittelwertsbilder zeigen, dass Lastanstiegs- und -abfallzeiten deutlich vom natürlichen Strombedarf der Stromabnehmer abweichen. Dies ist mit Hilfe von Bild 13 im direkten Vergleich zwischen der tagesweise gemittelten optimierten (Rot) und nicht-optimierten Last (Grau) gut nachvollziehbar. In dem Bild sind die gemittelten Lastverläufe gemäß den Teilbildern aus Bild 11 und Bild 12, rechts unten, zusammen mit der entsprechenden Differenzleistung dargestellt.

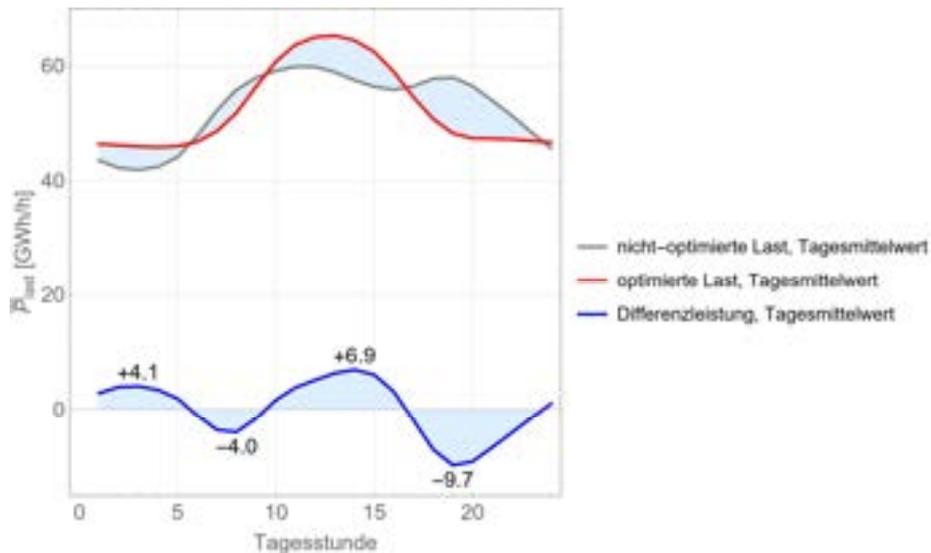


Bild 13: Gemittelte Tages-Leistungsverläufe der optimierten Last (Rot) im Vergleich zur nicht-optimierten Last (Grau) und Darstellung des Verlaufs der Differenzleistung (Blau).

Die Unterschiede sind bereits in dieser Mittelwertsdarstellung gravierend. Nachts und frühmorgens müsste im Mittel stets mehr Leistung bezogen werden wie normalerweise benötigt wird, bis zu $+4.1 \text{ GWh/h}$. Morgens beim „Hochfahren“ menschlicher Aktivitäten hingegen würde ein erforderliches Leistungsangebot von bis zu -4.0 GWh/h fehlen. Noch während des Morgens bis zum Nachmittag wären im Maximum der gemittelten Differenzleistung bis zu $+6.9 \text{ GWh/h}$ mehr Leistung zu beziehen, als normalerweise benötigt würde. Abends wäre die gemittelte Defizitleistung mit einem Wert von -9.7 GWh/h ausgerechnet zur abendlichen „Prime Time“ erheblich.

Eine Anpassung des menschlichen Strombedarfs an das optimierte Stromangebot mit seinen gravierenden Unregelmäßigkeiten, siehe Bild 12, erscheint vor diesem Hintergrund ohne Zuhilfenahme weiterer technischer Hilfsmittel ausgeschlossen. Diese Hilfsmittel müssen in der Lage sein, das zwar preisoptimierte aber erratische Stromangebot an den tatsächlichen Strombedarf anzupassen. Aufgrund der gravierenden Unterschiede kommt es bei Umsetzung des betrachteten Fallbeispiels nicht in Frage, z.B. nur Wasch- und Spülmaschinen sowie industrielle Prozesse innerhalb der angenommenen 48 Stunden gemäß dem Stromangebot fortlaufend zeitlich vorzuziehen oder nach hinten zu verlegen; dies sollte, wie bereits oben angerissen, nur mit Hilfe von Kurzzeitspeichern, also jederzeit einsatzbereiter Batterien ausreichender Kapazität, möglich sein.

Abschließend sei zur weiteren Verdeutlichung der gravierenden Unterschiede zwischen nicht-optimiertem Strombedarf und optimiertem Stromangebot noch Bild 14 herangezogen:

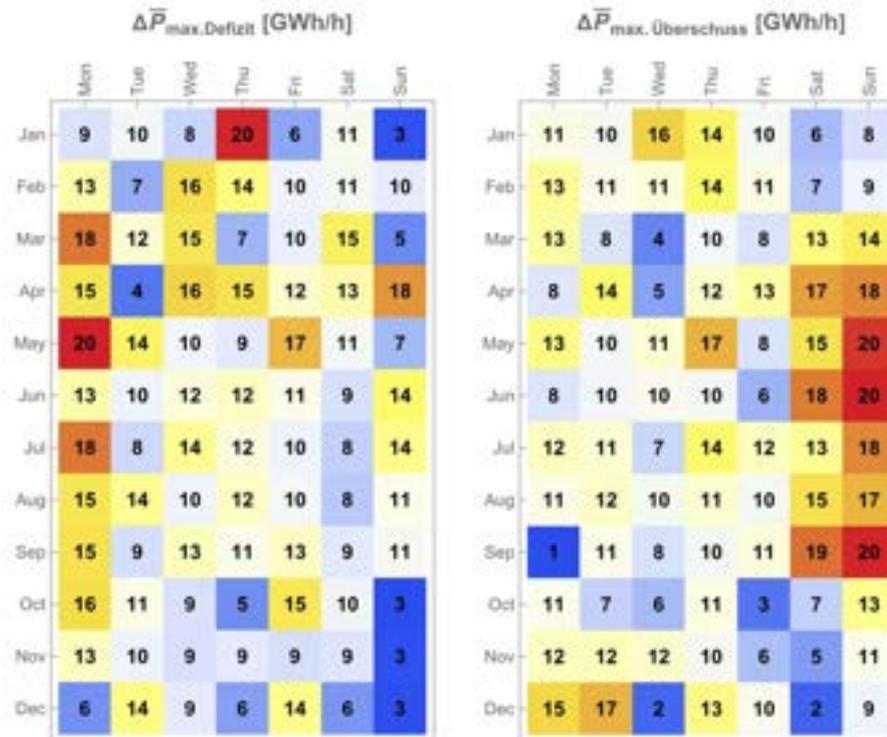


Bild 14: Heatmap der an den Wochentagen eines Monats höchstens auftretenden Defizitleistungsminima $\Delta\bar{P}_{max, Defizit}$ (linkes Teilbild) und Überschusleistungsmaxima $\Delta\bar{P}_{max, Überschuss}$ (rechtes Teilbild).

Aufgeteilt nach Monaten und Wochentagen stellt die Heatmap im linken Teilbild das größte auftretende Leistungsdefizit an einer solchen Monat-Wochentag-Paarung dar. Die dargestellten Werte ergeben sich aus einer weitergehenden Verarbeitung des berechneten Datenmaterials.

Beispiel: An einem Donnerstag im Januar, rotes quadratisches Feld, beträgt das maximale Leistungsdefizit der optimierten Last im Vergleich zur nicht-optimierten Last 20 GWh/h . Gleiches gilt auch an einem Montag im Mai. Diese Leistung fehlt somit zur Deckung des tatsächlichen, nicht-optimierten Strombedarfs. Im Gegensatz zu dieser Unterdeckung sind im rechten Teilbild die Leistungsüberschüsse nach Optimierung der Last aufgetragen. Beispiel: An einem Sonntag im Mai werden im optimierten Fall 20 GWh/h mehr angeboten, als die nicht-optimierte Last benötigt, siehe linkes Teilbild. Gleiches gilt für einen Sonntag im Juni und im September. Die Werte stellen zusammen mit den Werten in den anderen Diagrammen klar, dass sich derartige Leistungsdifferenzen vom Stromverbraucher kaum bewältigen lassen dürfen. Realiter ist im Gegenteil davon auszugehen, dass die Stromverbraucher derartige Leistungssprünge verweigern und eher höhere Strompreise in Kauf nehmen oder ihren Stromverbrauch gänzlich einstellen, z.B. durch Firmenstilllegungen. Es sei denn, die Stromverbraucher verfügten direkt oder indirekt über die oben besprochenen Ausgleichsspeicher, die derartige Leistungsdifferenzen auffangen.

Der Ausgleich des Unterschieds zwischen dem realiter benötigten und dem preisoptimierten Stromangebot erfordert also Kurzzeitspeicher. Unter der Annahme verlustfreier Kurzzeitspeicher stellt Bild 15 die in den Speichern insgesamt unterzubringende Energie bzw. deren energetischen Füllstand dar.

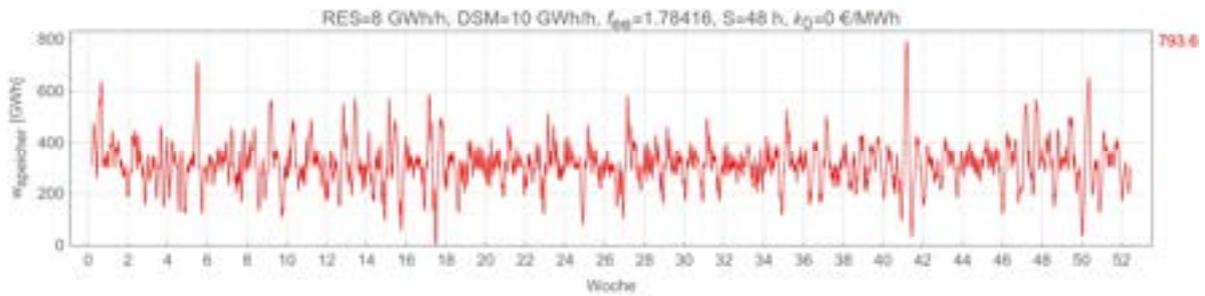


Bild 15: Füllstand w_{speicher} eines verlustfreien elektrischen Speichers zum Ausgleich des tatsächlichen Strombedarfs und des preisoptimierten Stromangebots. Parameter siehe Bildrahmen oben. Maximalwert siehe Bildrahmen rechts.

Der Füllstand erreicht in einem Einzelfall 793.6 GWh. Mehrheitlich liegen die Füllstandsspitzen bei ca. 600 GWh.

In Bild 16 wird der Speicherfüllstand für vier typische Wochen genauer dargestellt. Die Wochenwahl entspricht den in Bild 10 dargestellten Wochen. Der Verlauf des Speicherfüllstandes kann den entsprechenden Lastverläufen somit direkt zugeordnet werden.

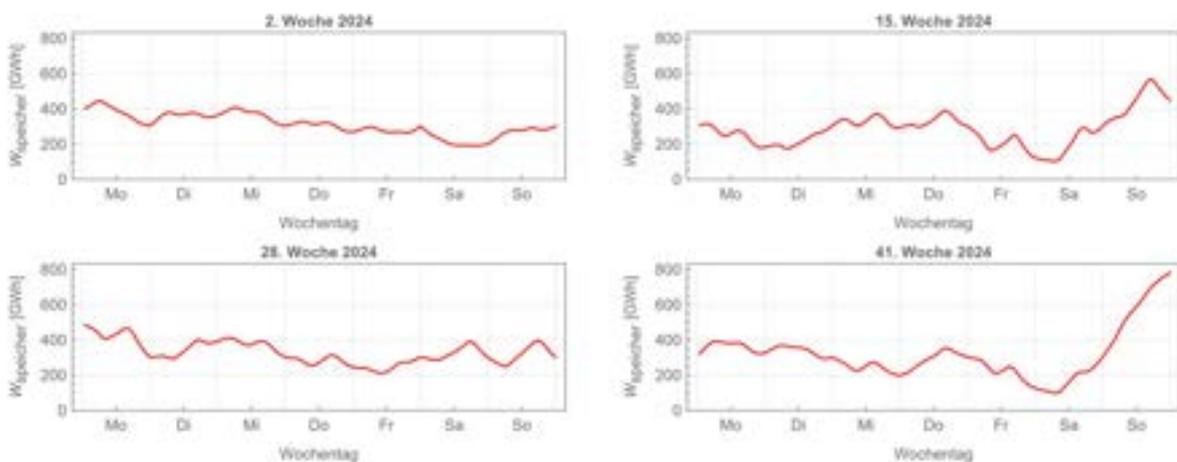


Bild 16: Füllstand w_{speicher} gemäß Bild 15 für quartalsweise ausgewählte Wochen.

Die für die Berechnung vorausgesetzte optimistische Annahme eines verlustfreien Kurzzeitspeichers bedarf noch eines Abgleichs mit der Realität. Geht man davon aus, dass die Speicher bei jedem Lade- und Entladeprozess 5% bis 10% Verlustleistung haben, ergibt eine Nebenrechnung, dass Jahresverluste von 3.47 TWh/a bzw. 6.94 TWh/a auftreten. Das ist das fünf- bis sechsfache der soeben abgeleiteten Speicherkapazität. Für Speicher im ständigen Lade- bzw. Entladebetrieb sind solche Werte nicht unüblich. Im Vergleich zur Jahresgesamtlast von 462.4 TWh ist dieser Wert als geringfügig und somit in der systemischen Gesamtschau als vernachlässigbar zu bezeichnen (0.75% bis 1.50%). Als Speicher kommen in der Regel kleine heimische Batteriespeicher von bis zu 10 kWh Speicherkapazität in Frage. Diese weisen lediglich die genannten, vergleichsweise geringfügigen Verluste auf. Bei Großbatteriespeichern ist noch der zusätzliche Energiebedarf durch Klimatisierung und sonstige Betriebsmittel zu berücksichtigen, siehe z.B. Struck (2016).

Nach Umsetzung der preisoptimierenden Lastgestaltung unter Zuhilfenahme von Kurzzeitspeichern verbleiben noch Leistungsüberschüsse bzw. -defizite der Erneuerbaren-Leistung. Diese lassen sich mit Hilfe der Residualleistung darstellen, siehe Formel 1.

Bild 17 stellt die Residualleistung dar, die sich vor der Lastoptimierung ergibt.

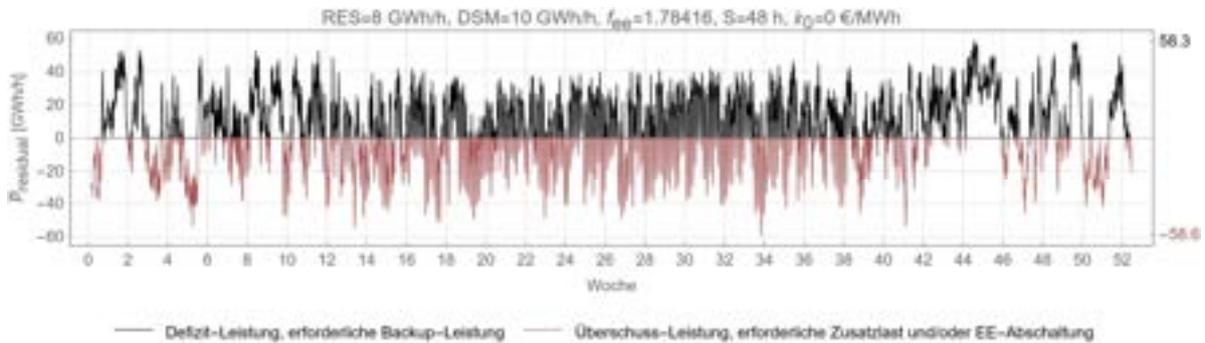


Bild 17: Residualleistung $\bar{P}_{residual}$ vor der Lastoptimierung. Parameter siehe Bildrahmen oben. Minimal-/Maximalwerte siehe Bildrahmen rechts.

Der positive Bereich bedeutet, dass die Stromnachfrage größer, wie das Erneuerbaren-Stromanangebot ist. Dabei werden Leistungsmaxima bis 58.3 GWh/h erreicht, die aus Backup-Kraftwerken zu decken sind. Die bis -58.6 GWh/h reichenden negativen Leistungsspitzen entsprechen einem entsprechenden Erneuerbaren-Stromüberangebot, dass von der Last nicht genutzt werden kann. Dieses Überangebot muss dann sonstwohin abgeführt oder abgeschaltet werden. Unberührt davon bleibt die Frage, ob das Überangebot mittels erheblich verlustbehafteter Elektrolyseure (Wirkungsgrad ca. 66%) in Wasserstoff umgewandelt werden kann, um diesen dann bei Bedarf den Backup-Kraftwerken, in diesem Fall Wasserstoff-Kraftwerken, zuzuführen.

Für den lastoptimierten Fall stellt Bild 18 den Verlauf der Residualleistung dar.

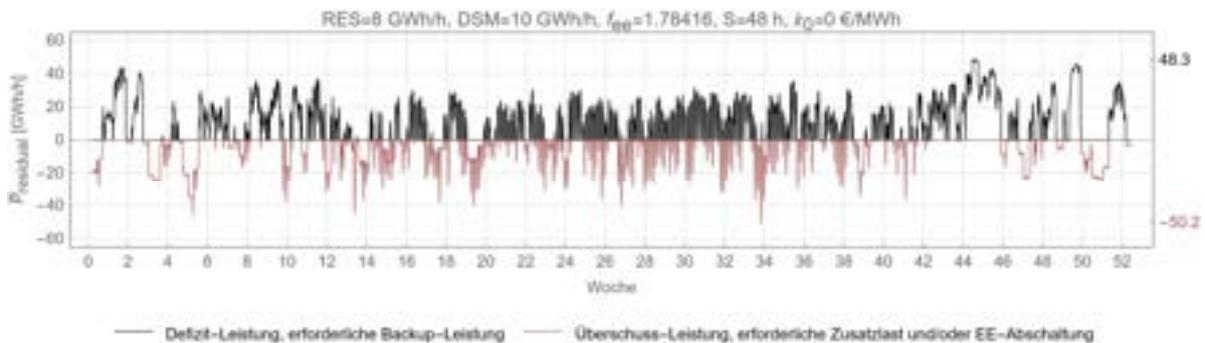


Bild 18: Fiktive Residualleistung $\bar{P}_{residual}$ nach der Lastoptimierung. Parameter siehe Bildrahmen oben. Minimal-/Maximalwerte siehe Bildrahmen rechts.

Die Wirkung der Lastoptimierung ist im Vergleich zum nicht-optimierten Fall, Bild 17, klar zu erkennen: Die positive Leistungsspitze beträgt im Vergleich zum nicht-optimierten Fall nur noch 48.3 GWh/h statt 58.3 GWh/h , also 10.0 GWh/h weniger. Die negative Spitze beträgt nur noch -50.2 GWh/h statt vorher -58.6 GWh/h . Der Bedarf an Backup-Kraftwerken und z.B. zusätzlicher Elektrolyseanlagen verringert sich somit deutlich entsprechend der zugelassenen Abschaltleistung DSM .

Der den Lastverlauf regulierende „fiktive“ Strombörsenpreis ist für den optimierten (Rot) und den nicht-optimierten Fall (Grau) in Bild 19 aufgetragen.

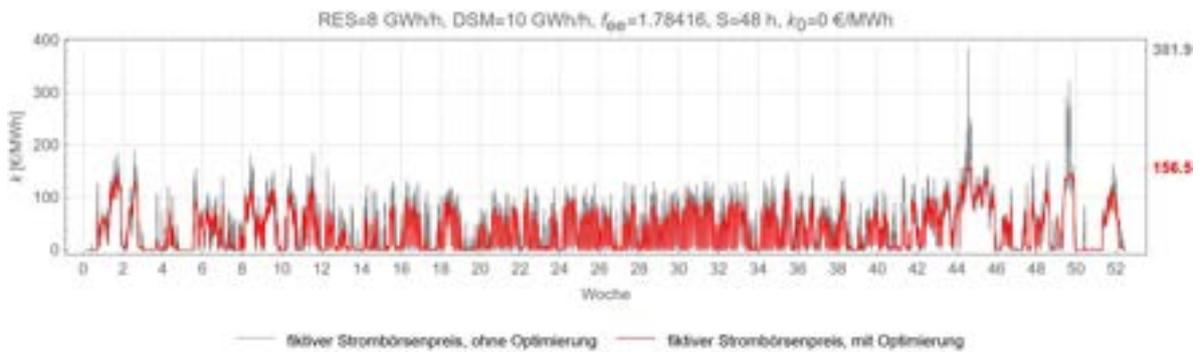


Bild 19: Fiktive Strombörsenpreise k bei ursprünglichem Lastverlauf (Grau) und bei optimierten Lastverlauf (Rot). Parameter siehe Bildrahmen oben. Maximalwerte siehe Bildrahmen rechts.

Die Verläufe sind mit dem Begriff „fiktiv“ ausgewiesen, da statistische Strompreis-Fluktuationen aufgrund der Anwendung der konstruierten glatten Kostenfunktion nicht einbezogen sind.

Deutlich ist die Wirkung der strompreisorientierten Lastoptimierung auf den fiktiven Strombörsenpreis zu erkennen. Ohne Optimierung beträgt der fiktive Spitzenstrompreis $k_{alt}^{max} = 381.9 \text{ €/MWh}$ während er mit Optimierung nur noch $k_{neu}^{max} = 156.5 \text{ €/MWh}$ beträgt. Generell weist der optimierte Verlauf deutlich geringere und seltener Spitzen auf wie der nicht-optimierte Verlauf.

Den insgesamt über das Jahr kumulierte fiktive Gesamtkostenvorteil der Optimierungsmaßnahme zeigt Bild 20.

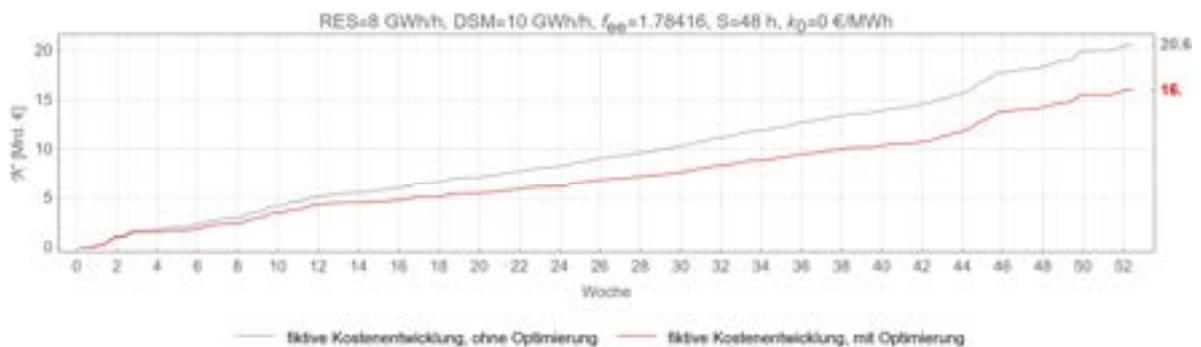


Bild 20: Verlauf der kumulierten fiktiven Strombörsenkosten \mathcal{K} für den nicht-optimierten (Grau) und für den optimierten Lastverlauf (Rot). Parameter siehe Bildrahmen oben. Maximalwerte siehe Bildrahmen rechts.

Im Bild ist die Entwicklung der fiktiven Stromgesamtkosten \mathcal{K} für den nicht-optimierten (Grau) und für den optimierten Fall (Rot) dargestellt. Während sich für den nicht-optimierten Fall fiktive Jahresgesamtkosten von $\mathcal{K}_{alt}^{max} = 20.6 \text{ Mrd. €}$ ergeben, sind dies beim optimierten Fall nur noch $\mathcal{K}_{neu}^{max} = 16.0 \text{ Mrd. €}$. Absolut gesehen ergibt sich ein Kostenvorteil von $\Delta\mathcal{K}_{abs} = 4.6 \text{ Mrd. €}$. Ein deutlicher Rückgang der fiktiven Gesamtkosten von $\Delta\mathcal{K}_{rel} = 22.3\%$.

Erinnert sei dabei daran, dass für diese Kostenermittlung großzügige systemtechnische Rahmenbedingungen angenommen werden und dass diese fiktive Ersparnis nur bei ideal vorausschauender Anpassung der Last an den Strombörsenpreis und somit an die Erneuerbaren-

Leistung auftreten kann. Realiter dürften die Ersparnisse aufgrund der in der Praxis unvermeidlichen Abweichungen vom Idealfall spürbar geringer ausfallen.¹⁹

Die Besprechung von „Fallbeispiel 50“, einem von 243 Fallbeispielen, ist hiermit abgeschlossen. Zweck dieses Kapitels war die kommentierte Darstellung der Fülle an Informationen, die sich aus den durchgeführten Optimierungsberechnungen ziehen lassen. Klar ist, dass sich die restlichen 242 Fallbeispiele nicht in gleicher Weise darstellen lassen. Eine tabellarische Zusammenfassung wesentlicher Eckwerte, die sich aus den Berechnungen ergeben, ist in Anhang 1 beigefügt. Diese Eckwerte werden nachfolgend mit entsprechenden Grafiken zusammengeführt und einer generellen Bewertung zugänglich gemacht.

¹⁹ Nach Auffassung des Autors dürften dann vielleicht noch mit 10 bis 15% Ersparnis zu rechnen sein.

Wesentliche Ergebnisse der Optimierungsberechnungen

Generelles

Parameter und Ergebnisauswahl

Eine nachvollziehbare Darstellung der Ergebnisse der 243 Fallbeispiele, bei denen die fünf Parameter DSM , RES , f_{ee} , k_0 und S in jeweils drei Variationen miteinander kombiniert werden, ist kaum umsetzbar. Eine Durchsicht der Tabellen in Anlage 3 zeigt allerdings, dass sich wesentliche Erkenntnisse auch dann erzielen lassen, wenn der Einfluss der Variablen DSM und RES mit Hilfe einer Mittelwertbildung inklusive dazugehöriger Toleranzen dargestellt wird. Zumeist sind die Toleranzen unbedeutend und beeinflussen die entsprechende Interpretation nicht, vergleiche Tabellen in Anlage 4. In einigen Fällen fallen die Toleranzen größer aus, was sich bei sachkundiger Würdigung aber ebenfalls unschädlich.

Die nachfolgende Diskussion konzentriert sich im Wesentlichen auf die Wechselwirkung der Parameter f_{ee} , k_0 und S mit den Spitzenwerten L_{neu}^{max} der optimierten Last, den Speicherkapazitäten $W_{speicher}$ für den optimierten Fall, den Residualmaxima R_{neu}^{max} im optimierten Fall im Vergleich zu den Residualmaxima R_{alt}^{max} für den nicht-optimierten Fall und den Jahresstromkosten sowie weiteren Derivaten aus diesen Daten.

Allgemeine Erläuterung zu den Bildern

Nahezu sämtliche Bilder zur Erläuterung der wesentlichen Ergebnisse der Optimierungsberechnungen haben wiederkehrende Elemente, die zunächst erläutert werden. Eines dieser Elemente ist die in Bild 21 dargestellte Legende.

	1.00	1.78	2.50	→ f_{ee}
-30	...○...	...△...	...◇...	
±0	--□--	--▽--	--○--	
+10	—△—	—◇—	—□—	
↓ k_0				

Bild 21: Legende

In der oberen Spalte sind die für den Parameter f_{ee} verwendeten Werte aufgeführt. In der ersten Spalte sind dies die Werte für den Parameter k_0 . In den Zeilen 2 bis 4 und in den Spalten 2 bis 4 sind die farblichen und Strichlierungsmerkmale der in den Bildern dargestellten Kurven zusammen mit den entsprechenden Stützstellen-Markern angegeben. Die grün hinterlegten Felder kennzeichnen die Parameter-Werte bzw. Parameter-Werte-Kombinationen, die der Autor als realitätsnah erachtet. Die anderen, farblich nicht betonten Werte und Wertekombinationen werden mitgeführt, um Plausibilitätskontrollen durchführen zu können und um dem Leser seinen eigenen Freiheitsgrad bei der Interpretation der Verläufe zu geben. So wird der Parameter $f_{ee} = 1.00$ mitbetrachtet, da er der aktuellen Situation einer über das Jahr 2024 gesehen suboptimalen Erneuerbaren-Unterversorgung entspricht: Die Jahresausbeute aus Erneuerbaren ist geringer als der Jahresbedarf der Last, was aus Sicht der Energiewende kein wünschenswerter Zustand sein dürfte. Zum Wert $k_0 = -30 \text{ €/MWh}$ siehe die Erläuterungen zu Bild 8.

In den Bildern sind mit den an der Abszisse aufgetragenen Ausgleichsperioden S sind die Werte 24 und 48 eingerahmt, da der der Autor diese Werte als am realitätsnächsten erachtet.

Die Bereiche zwischen Kurven, die zur gleichen in der Legende grün markierten f_{ee} -Gruppe gehören, sind entsprechend farblich hinterlegt.

Kreuzschraffierte Rechtecke in den Bildern kennzeichnen die Bereiche, die dem Autor als am realitätsnächsten erscheinen.

Spitzenlast

Bild 22 stellt für die neun im Bild tabellarisch angegebenen Parameterkombinationen f_{ee} und k_0 sowie in Abhängigkeit von der Ausgleichsperiode bzw. Verschiebungsperiode S die gemittelten Spitzenwerte L_{neu}^{max} der optimierten Last dar. Die dargestellten, hier noch kleinen Toleranzbalken entsprechen der Standardabweichung bei der zusammenfassenden Mittelwertbildung für die verschiedenen DSM und RES , siehe oben.

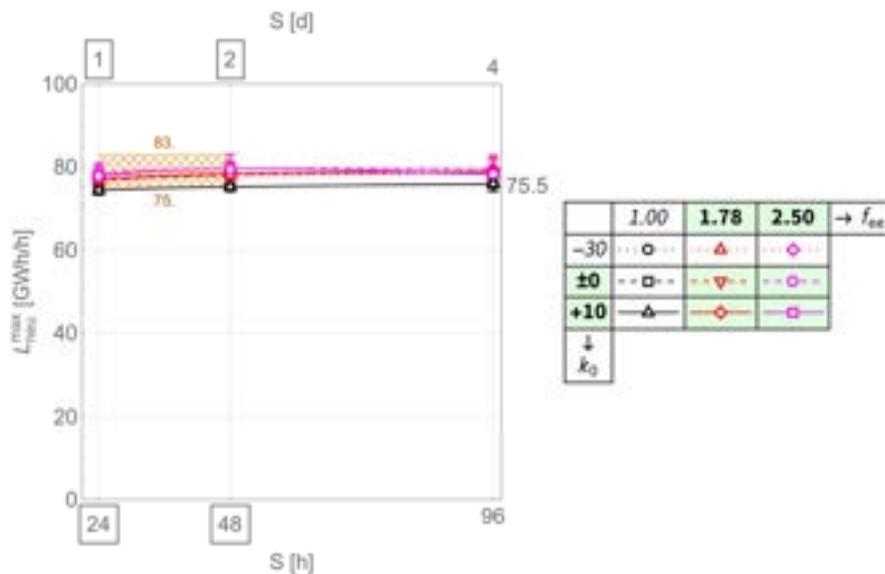


Bild 22: Spitzenlast L_{neu}^{max} nach Lastoptimierung für neun gemittelte Parameterkombinationen von f_{ee} und k_0 (siehe Tabelle rechts) in Abhängigkeit von der Ausgleichsperiode bzw. Verschiebungsdauer S . Wert am rechten Diagrammrand: Spitzenlast ohne Lastoptimierung.

Die Interpolationskurven durch die Punkte sind wie auch in den nachfolgenden Bildern quadratische Fit-Funktionen. Die drei Variationen von S sind am unteren Rand des Diagramms in Stunden (h) und am oberen Rand in Tagen (d) angegeben. Die Werte der jeweiligen Spitzenlast sind in GWh/h angegeben. Am rechten Rand des Diagramms ist der Spitzenwert der nicht-optimierten Last mit 75.5 GWh/h ausgewiesen.

Zunächst fällt auf, dass die Kurven für die jeweiligen k_0 -Werte übereinanderliegen, sieht man von den geringfügigen Toleranzen ab. Für $f_{ee} = 1.00$ ist unabhängig von S nahezu kein Einfluss der Lastoptimierung auf deren Maximalwert festzustellen.²⁰ Die Toleranzbalken um die Mittelwerte verschwinden mehr oder minder hinter den Markern. Für die Fälle $f_{ee} \approx 1.78$ und $f_{ee} = 2.50$ sind leicht angehobene Lastspitzen feststellbar, die unter Berücksichtigung der jetzt deutlicher sichtbaren Toleranzbalken bis etwa 84 GWh/h reichen. Dies korreliert mit der mit $RES = 8$ GWh/h fallweise zu antizipierenden Spitzenlast-Überhöhung, wie sich bereits bei der

²⁰ Dies bedeutet, dass für die aktuelle 2024-Situation mit $f_{ee} = 1.00$ und für $S = 24$ h bestenfalls mit einer marginalen Entlastung der Verteilnetze hätte gerechnet werden können. Für größere S lässt sich eine solche Entlastung nicht erkennen.

Diskussion von „Fallbeispiel 50“ zeigt. Ansonsten hat die Ausgleichsperiode S in allen Fällen kaum einen Einfluss auf die Spitzenlastwerte. Die realitätsnächsten Spitzenwerte der optimierten Last liegen zwischen 75 und 83 GWh/h , siehe Zahlen unten und oben am kreuzschraffierten Bereich.

Insgesamt ergeben sich keine unerwarteten Auswirkungen der preisgeregelter Lastoptimierung auf deren Spitzenwerte.

Speicherkapazität

Die Kapazitäten $W_{speicher}$ der für die Anpassung des optimierten Stromangebots an die nicht-optimierte Last erforderlichen Kurzzeitspeicher sind in Bild 23 dargestellt.

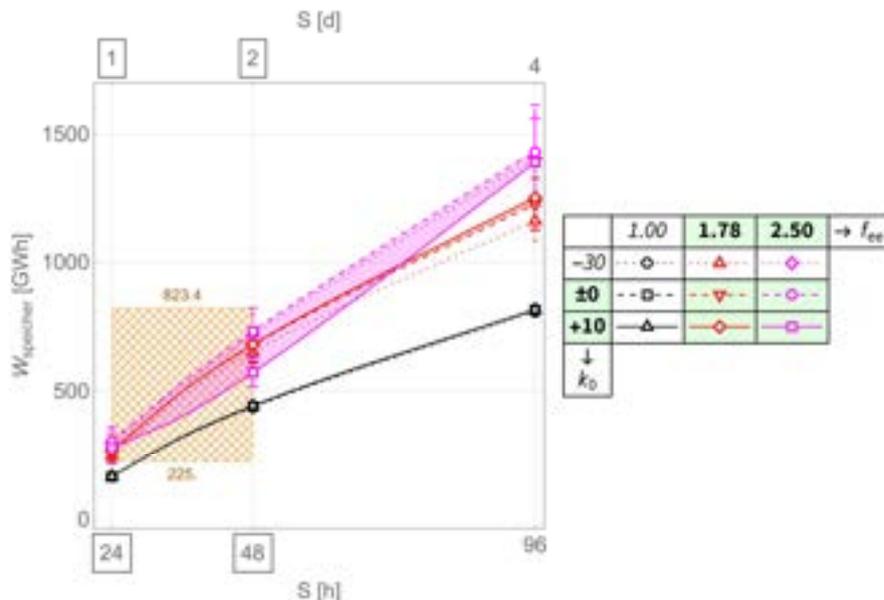


Bild 23: Kapazität $W_{speicher}$ des Anpassungsspeichers nach Lastoptimierung für neun gemittelte Parameterkombinationen von f_{ee} und k_0 (siehe Tabelle rechts) in Abhängigkeit von der Ausgleichsperiode S .

Für alle betrachteten f_{ee} ist eine sehr starke Abhängigkeit der Speicherkapazität $W_{speicher}$ vom Ausgleichszeitraum S feststellbar. Die Speicherkapazität nimmt auch mit wachsendem f_{ee} stark zu. Bei überlangem $S = 96 h$ werden Werte im Bereich von 1000 GWh bis 1600 GWh erreicht. Die Festlegung des Mindeststrompreises k_0 hat ebenfalls einen sichtbaren, aber nicht gravierenden Einfluss auf den Speicherbedarf. Die Toleranzbalken und somit die hiermit zusammengefassten Leistungstoleranzen DSM und RES sind für die beiden größeren Werte von f_{ee} deutlich ausgeprägt und weisen auf einen nicht-vernachlässigbaren, sich aber noch im Rahmen befindlichen Einfluss dieser beiden Größen hin. Am realitätsnächsten erscheinen Speicherkapazitäten zwischen 225.0 GWh und 823.4 GWh .²¹

²¹ Zum aktuellen Sachstand schreibt *pv magazine (2024c)*: "Anfang letzten Jahres [2023, Autor] brachten es 169 bei der Bundesnetzagentur registrierte große Batteriespeicher ab ein Megawatt auf eine Gesamtleistung von 1,26 Gigawatt. Ende 2024 waren es 256 mit rund 1,75 Gigawatt und, noch weitaus wichtiger, 288 weitere mit 2,38 Gigawatt sind aktuell bei der Bundesnetzagentur als in Planung gemeldet [...] – davon 194 mit 1,69 Gigawatt zur Inbetriebnahme bis Ende dieses Jahres. Innerhalb von zwölf Monaten würde sich hierdurch die installierte und damit tendenziell auch die durch Algotrader zu vermarktende Leistung mehr als verdoppeln, der Zubau 2025 wäre dreieinhalb Mal höher als 2024." Multiplikation der GW-Zahl

Die Zunahme der Speicherkapazitäten mit zunehmender Ausgleichsperiode S ist darauf zurückzuführen, dass dann auch größere Energiepakete zeitlich verschoben werden können, die von den Speichern temporär aufzunehmen sind.

Maximale Residual-/Backupleistung

Die Auswirkung der Lastoptimierung auf die maximale Residual- bzw. Backupleistung R_{neu}^{max} in Abhängigkeit von f_{ee} , k_0 und S ist in Bild 24 dargestellt.

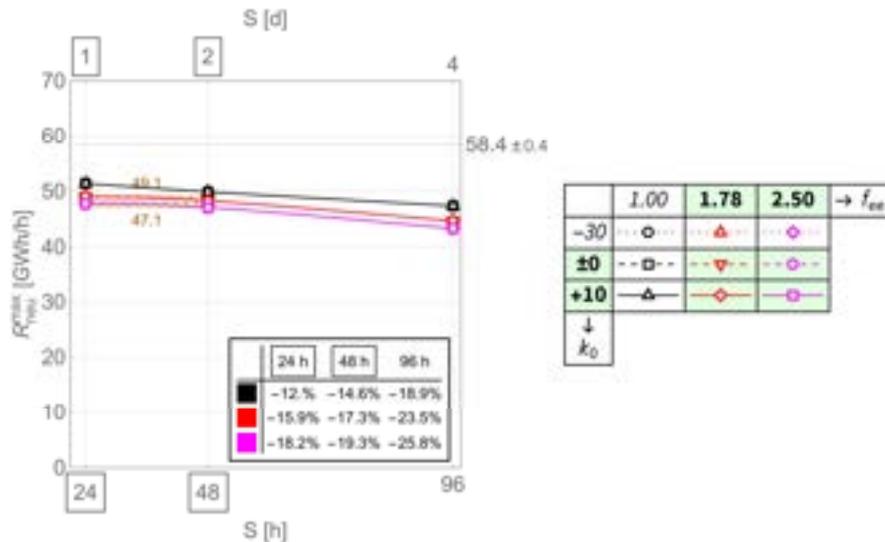


Bild 24: Maximale Residualleistung (Backup-Leistung) R_{neu}^{max} nach Lastoptimierung für neun gemittelte Parameterkombinationen von f_{ee} und k_0 (siehe Tabelle rechts) in Abhängigkeit von der Ausgleichsperiode S . Wert am rechten Diagrammrand: Spannweite der maximalen Residualleistung ohne Lastoptimierung.

Die maximale Residual-/Backup-Leistung ist klar erkennbar unabhängig von k_0 . Dies ist darauf zurückzuführen, dass es sich hierbei um einen Effekt handelt, der sich im rechten Teil der Kostenfunktion gemäß Bild 8 abspielt; dieser ist unabhängig von der Deckelung des Mindeststrompreises im linken Teil der Kostenfunktion.

Die maximale Residual-/Backup-Leistung wird bei Lastoptimierung im Vergleich zur maximalen Residual-/Backup-Leistung ohne Lastoptimierung auf Werte deutlich unter $58,4 \pm 0,4 \text{ GWh/h}$ (siehe Wert am rechten Rand des Diagramms und zusätzliche Gitterlinie) abgesenkt. Die Streckung der Ausgleichsperiode S hat einen nur leicht senkenden Einfluss, ebenso ein zunehmendes f_{ee} . In allen Fällen bleibt R_{neu}^{max} über 43 GWh/h , was immerhin einer Absenkung von bis zu 25,8% der erforderlichen Backup-Leistung im nicht-optimierten Fall entspricht. Für den realitätsnächsten Bereich ergeben sich Leistungswerte zwischen $47,1 \text{ GWh/h}$ und $49,1 \text{ GWh/h}$, was einer Absenkung der Residual-/Backupleistung von 15,9% bis 19,3% entspricht.

mit 1 bis 2 h ergibt mit Bezug auf die im Zitat genannten Zahlen eine Speicherkapazität von etwa 5 bis 10 GWh. Der Wert ist in allen Szenarien noch weit weg von der erforderlichen Speicherkapazität, siehe Bild 23. Für die Zukunft gibt es bereits folgende Projektion: „Bei den befragten Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern – diese decken noch nicht den gesamten Markt ab – sind also zusammen schon über 340 Gigawatt angefragt.“, *pv magazine (2024d)*. Die hiermit darstellbaren 340 bis 680 GWh könnten den Bedarf decken.

Stromjahresgesamtkosten und -ersparnis

Die Jahresgesamtkosten K_{neu}^{max} bei optimierter Last und die Jahresgesamtkosten K_{alt}^{max} bei nicht-optimierter Last sind in Bild 25 vergleichend dargestellt.

Variiert werden wieder die Größen f_{ee} , k_0 und S . Das linke Teilbild zeigt die Jahresgesamtkosten für den nicht-optimierten Lastfall. Die Kosten sind unabhängig von S , da diese Größe bei Nicht-Optimierung keine Rolle spielt. Für $f_{ee} = 1.00$ (Schwarz) sind die Jahresgesamtkosten unabhängig von k_0 und im Vergleich zu den beiden anderen f_{ee} -Fällen (Rot, Magenta) am höchsten. Dies liegt daran, dass die Residualleistung meist im positiven Bereich verbleibt, vergleiche Bild 3, und somit der linke Ast der angenommenen drei Kostenfunktionen gemäß Bild 8 nur selten durchlaufen wird. Für die beiden anderen f_{ee} -Fälle sieht dies anders aus, da hier der linke Ast der Kostenfunktion bei erhöhter Erneuerbaren- und somit verstärkter negativer Residualleistung erheblich häufiger durchlaufen wird. Dieser Effekt wirkt umso stärker, je mehr Erneuerbaren-Leistung zur Verfügung steht bzw. je größer f_{ee} ist. Hierdurch wirken sich dann die Festlegungen der zugelassenen Strombörsenpreis-Minima auch entscheidend auf die Jahresgesamtkosten aus: Je kleiner k_0 umso geringer ist K_{alt}^{max} . Der realitätsnächste Bereich liegt zwischen 13.1 Mrd. € und 22.1 Mrd. €.

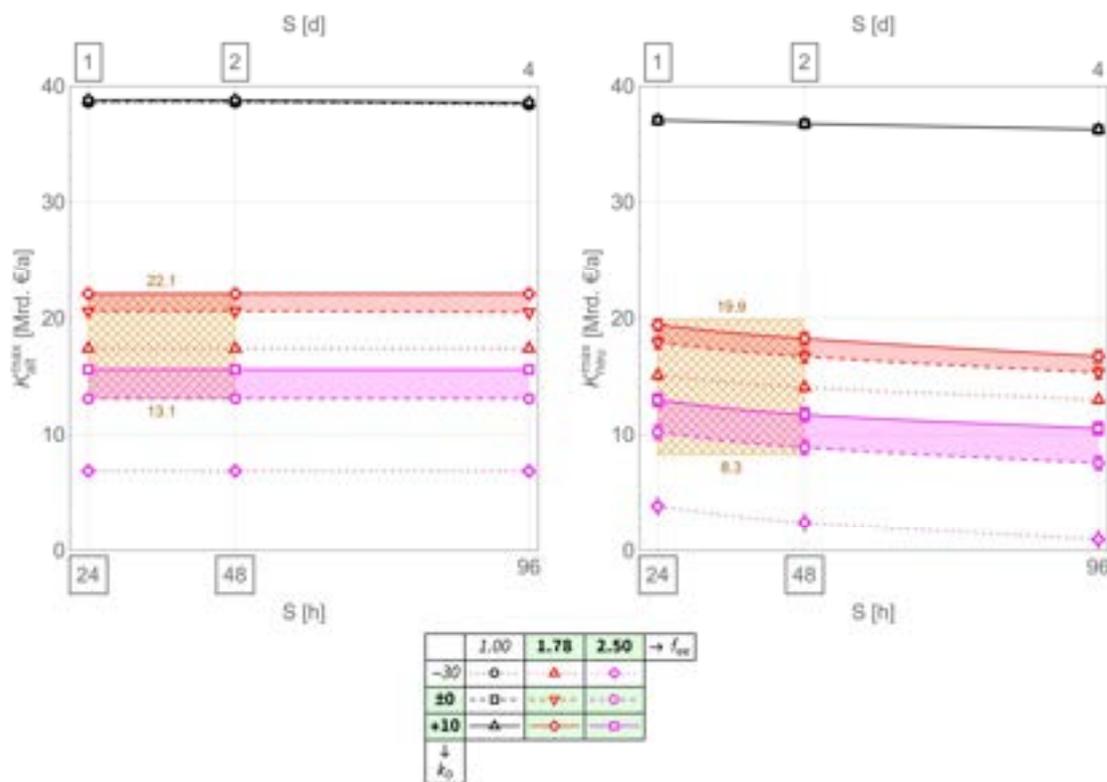


Bild 25: Jahresgesamtkosten K_{alt}^{max} ohne Lastoptimierung (linkes Teilbild) und K_{neu}^{max} mit Lastoptimierung (rechtes Teilbild) für neun gemittelte Parameterkombinationen von f_{ee} und k_0 (siehe Tabelle unten) in Abhängigkeit von der Ausgleichsperiode S .

Aus dem rechten Teilbild geht die Wirkung der Lastoptimierung auf die Jahresgesamtkosten hervor. Während diese für den Fall $f_{ee} = 1.00$ (Schwarz) nahezu unabhängig von k_0 und S bleiben und kaum geringer ausfallen wie bei nicht-optimierter Last, vergleiche linkes Teilbild, ergeben sich für die beiden anderen Fälle mit großer k_0 -bedingter Bandbreite deutliche Ersparnisse im Vergleich zu den nicht-optimierten Fällen. Auch ist eine klare Abhängigkeit vom Ausgleichszeitraum S zu erkennen.

Ein auffälliger Extremfall ergibt sich bei $k_0 = -30 \text{ €/MWh}$ und $f_{ee} = 2.50$: Hier sind die Jahresgesamtkosten auf nahezu $K_{neu}^{max} = 0 \text{ Mrd. €}$ abgesenkt. Rein rechnerisch ist dies darauf zurückzuführen, dass der festgelegte Minimalstrompreis stark negativ ist; bei einem erheblichen Überangebot an Erneuerbaren-Leistung, wie er bei einem Faktor $f_{ee} = 2.50$ auftritt, lassen sich also durch Stromabnahme in großen Teilen Stromentsorgungsgebühren verdienen, die dann zum Ausgleich der „normalen“ Strompreise, wie sie bei positiven Residualleistungen bzw. Erneuerbaren-Defiziten auftreten, eingesetzt werden können. Realiter dürfte kaum mit einer derartig gewillkürten Situation zu rechnen sein: Der Altruismus der Erneuerbaren-Kraftwerksbauer und insbesondere -betreiber dürfte kaum so weit gehen, ihre Investitionen nur deswegen zu tätigen, damit ihre Kunden in der Gesamtbilanz kostenlos Strom beziehen können.

Der realitätsnächste Bereich liegt zwischen 8.3 Mrd. € und 19.9 Mrd. € .

Bild 26 zeigt die bei den verschiedenen Szenarien anfallenden absoluten und relativen Ersparnisse $|\Delta K_{abs}|$ bzw. $|\Delta K_{rel}|$ in Abhängigkeit von S .

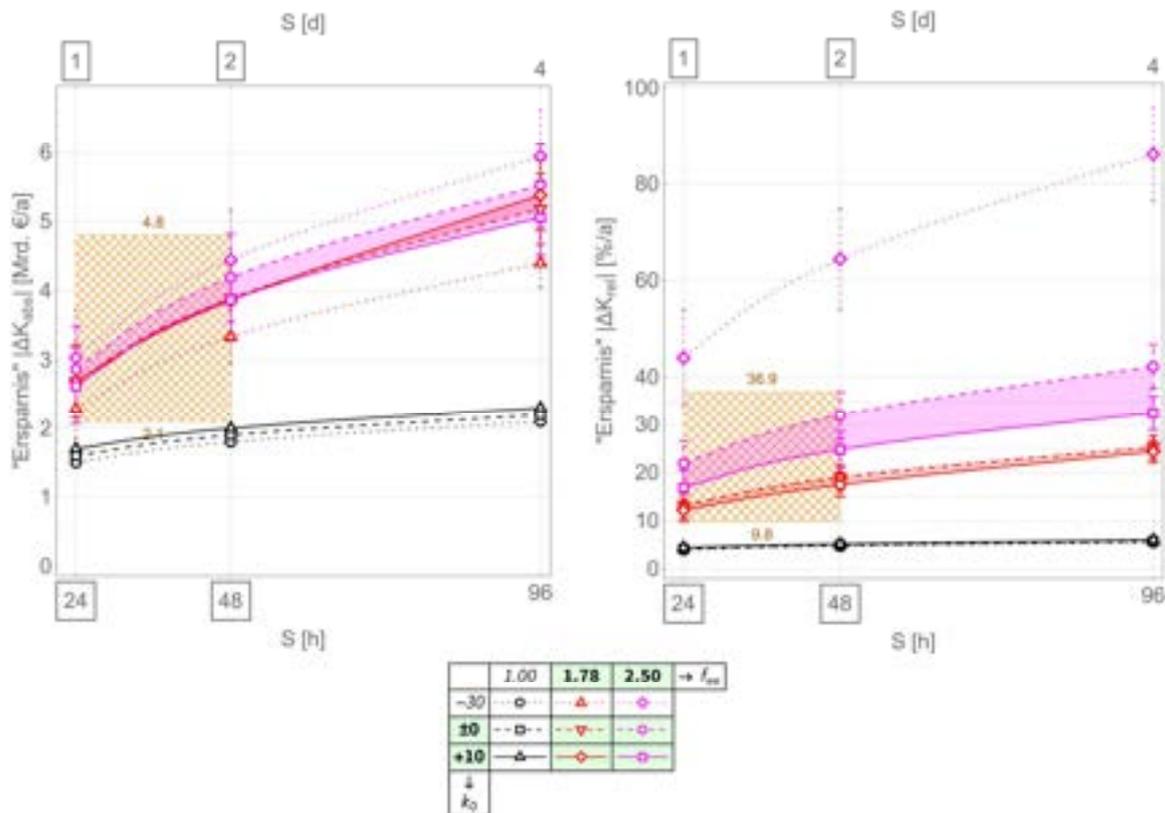


Bild 26: Absolute Jahresgesamtkostenersparnis $|\Delta K_{abs}|$ (linkes Teilbild) und relative Jahresgesamtkostenersparnis $|\Delta K_{rel}|$ (rechtes Teilbild) nach Lastoptimierung für neun gemittelte Parameterkombinationen von f_{ee} und $K_0 = k_0$ (siehe Tabelle unten) in Abhängigkeit von der Ausgleichsperiode S .

Die absoluten Ersparnisse, linkes Teilbild, liegen je nach Szenario im Bereich von 1.5 Mrd. €/a bis 6.6 Mrd. €/a . Dies ist größenordnungsmäßig vergleichbar mit dem von *Agora Energiewende (2023)* angegebenen Wert von 4.8 Mrd. € , der allerdings für ein anderes Szenario ermittelt wird.²²

²² Agora Energiewende (2023): „E-Autos, Wärmepumpen und Heimspeicher können 2035 jährlich 100 Terawattstunden Stromnachfrage flexibilisieren und dadurch im Stromsystem 4,8 Milliarden Euro einsparen. Die Strommenge entspricht 10 Prozent des Gesamtstromverbrauchs.“

Der realitätsnächste Bereich der absoluten Ersparnisse ist im Bild mit 2.1 Mrd. €/a bis 4.8 Mrd. €/a angegeben.

Die relativen Ersparnisse, rechtes Teilbild, beziehen sich dabei auf die Jahresgesamtkosten bei nicht-optimierter Last aber variiertes Erneuerbaren-Leistung. Während für den Ausgangsfall $f_{ee} = 1.00$ die relative Ersparnis nahezu unabhängig von S bei ungefähr 5% verharnt und die absolute Ersparnis in allen Unter-Szenarien mit wachsendem S nur moderat von etwa 1.6 Mrd. € auf etwa 2.2 Mrd. € zunimmt, stellt sich dies bei den beiden anderen f_{ee} -Szenarien erheblich anders dar. Hier können sich die absoluten Ersparnisse im Vergleich zum Fall $f_{ee} = 1.00$ mehr als verdoppeln; die relativen Ersparnisse liegen für den Fall $f_{ee} \approx 1.78$ bei $S = 24 h$ bei immerhin 10% und nehmen bis wachsendem S auf bis zu 25% zu. Die Streuung der relativen Ersparnis ist dabei recht gering, also nahezu unabhängig von den Größen DSM , RES und k_0 . Für den Fall $f_{ee} = 2.50$, $S = 96 h$, $k_0 = \pm 0 \text{ €/MWh}$ ergeben sich erhebliche Ersparnisse von über 40%. Die absoluten Ersparnisse sind allerdings im Vergleich zum Fall $f_{ee} \approx 1.78$ nicht ganz so stark ausgeprägt. Der realitätsnächste Bereich der relativen Ersparnisse liegt zwischen 9.8% und 36.9%.

Speicheraufwand vs. Ersparnisse

Werden abschließend noch Bild 26, Bild 23 und Bild 24 zusammengeführt, ergeben sich die Diagramme in Bild 27.

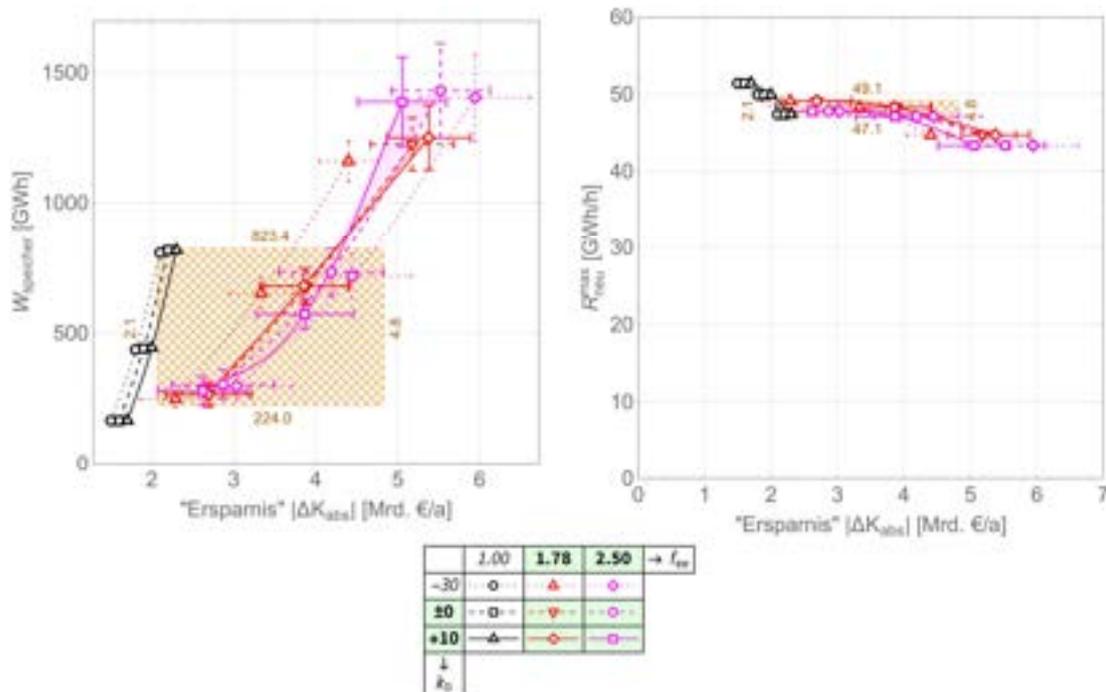


Bild 27: Kapazität $W_{speicher}$ des Anpassungsspeichers (linkes Teilbild) und maximale Residualleistung (Backup-Leistung) R_{neu}^{max} (rechtes Teilbild) in Abhängigkeit von der absoluten Jahresgesamtkostensparnis $|\Delta K_{abs}|$ nach Lastoptimierung für neun gemittelte Parameterkombinationen von f_{ee} und k_0 (siehe Tabelle unten). Mittelwerte und Toleranzbalken ergeben sich aufgrund der Zusammenfassung aller Variationen für DSM , RES und S .

Im linken Teilbild ist die Speicherkapazität $W_{speicher}$ und im rechten Teilbild die maximale Residual-/Backup-Leistung R_{neu}^{max} über den soeben diskutierten absoluten Jahresgesamtersparnissen aufgetragen. In allen Szenarien nimmt die Kapazität der Ausgleichsspeicher überproportional stark mit den Stromkosten-Ersparnissen zu, linkes Teilbild. Die maximale Residualleistung

hingegen nimmt mit wachsender Ersparnis wie aufgrund von Bild 24 zu erwarten für alle Szenarien nur moderat ab. Die realitätsnächsten Bereiche und deren Randwerte sind in beiden Teilbildern wieder kreuzschraffiert dargestellt.

Die Investitionen in Backup-Kraftwerke ließen sich in engen Grenzen reduzieren. Die Investitionen in Ausgleichsspeicher hingegen stiegen rasant an. Der zuletzt genannte Sachverhalt soll daher noch genauer beleuchtet werden. Das Thema soll mit Hilfe einer Diskussion zur Konkurrenz zwischen Stromkosten-Ersparnis und den Investitionskosten für die Ausgleichsspeicher angerissen werden.

Als Grundlage für diese Diskussion wird zunächst Bild 28 herangezogen, mit dem sich die kapazitätsspezifischen Batteriespeicherpreise (Komplettsystem, Lithium-Ionen-Gewerbe- und Netzspeicher, Stand März 2023) in Abhängigkeit von den logarithmisch aufgetragenen Batteriekapazitäten, Preisstand März 2023, schätzen lassen. Die Daten stammen von *pv magazine (2023)*.

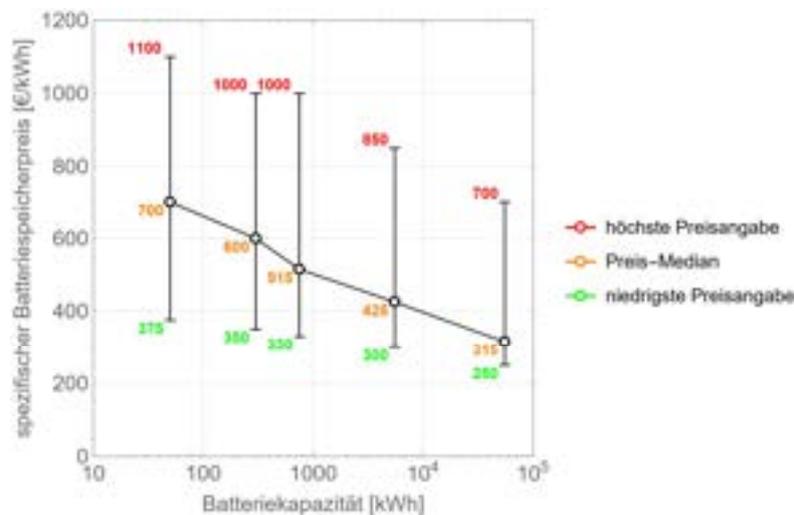


Bild 28: Kapazitätsspezifische Batteriespeicherpreise (Komplettsystem) in Abhängigkeit von der logarithmisch aufgetragenen Batteriekapazität (Gewerbe- und Netzspeicher, Lithium-Ionen). Datenquelle: *pv magazine (2023)*. Ergänzendes Zitat aus der gleichen Datenquelle: „Obwohl einige Hersteller in unserer Marktübersicht ihre Preise im Vergleich zu 2022 konstant halten konnten, sind die aktualisierten Preise im Mittel deutlich gestiegen. Je nach Systemgröße lagen die Steigerungen zwischen 30 und 60 Prozent.“

Die Preise sind in die drei Gruppen „niedrigste Preisangabe“, „Preis-Median“ und „höchste Preisangabe“ aufgliedert. Eine Beispielablesung: Für eine Batteriekapazität von knapp 800 kWh ist pro kWh mit einem Mindestpreis von ca. 330 und einem Höchstpreis von ca. 1000 €/kWh zu rechnen. Der Preis-Median liegt bei ca. 515 €/kWh. Betriebs- und andere Kosten, z.B. durch Klimatisierung und Heizung, sind nicht berücksichtigt.

Generell kann festgestellt werden, dass die Preisspannen erheblich sind; die Preisunterschiede betragen bis zu einem Faktor ca. Drei. Auch wenn die logarithmische Auftragung einen linearen Preisrückgang in Abhängigkeit von der Speicherkapazität insinuiert, stellt sich dieser bei linearer Auftragung der Speicherkapazität als in einen Grenzwert von ca. 250 €/kWh hineinlaufend dar. Inwieweit künftige Entwicklungen die Investitionskosten für Batterieanlagen senken können, bleibt der Zukunftsforschung überlassen.

Die Daten aus Bild 28 werden in Bild 29 weiterverwendet.

Dargestellt sind in Bild 29 die auf die erforderliche Speicherkapazität $W_{speicher}$ bezogenen absoluten Stromkosten-Ersparnisse $|\Delta K_{abs}|$ in Abhängigkeit von den absoluten Stromkosten-Ersparnissen $|\Delta K_{abs}|$, siehe gemarkerte Linienzüge Schwarz, Rot, Magenta. Die Auftragung erfolgt sowohl im linearen, linkes Teilbild, als auch im doppelt-logarithmischen Maßstab, rechtes Teilbild. Die zugrundeliegenden Daten ergeben sich aus Bild 27, linkes Teilbild. Ausgegangen wird dabei von einer derzeit noch als optimistisch zu taxierenden Batterie-Lebensdauer von 15 Jahren. Überstiegen nun die kapazitätsspezifischen Investitionskosten für die Batteriespeicher diese kapazitätsspezifischen Stromkosten-Ersparnisse, ließen sich in der Gesamtbetrachtung keine Kosten sparen, da die Investitionskosten für die Batteriespeicher dann größer würden wie die Ersparnisse durch die strompreisoptimierte Anpassung des Stromangebots. Generell zeigen die Linienzüge auch, dass die kapazitätsspezifischen Investitionskosten für die Batteriespeicher mit der Stromkosten-Ersparnis abnehmen müssen, um hieraus Vorteile ziehen zu können. Nach Übertrag der Wertebereiche aus Bild 28 in dieses Bild zeigt sich unmittelbar, dass die Investitionskosten des Jahres 2023 noch deutlich bis übermäßig deutlich über den erzielbaren Ersparnissen liegen.

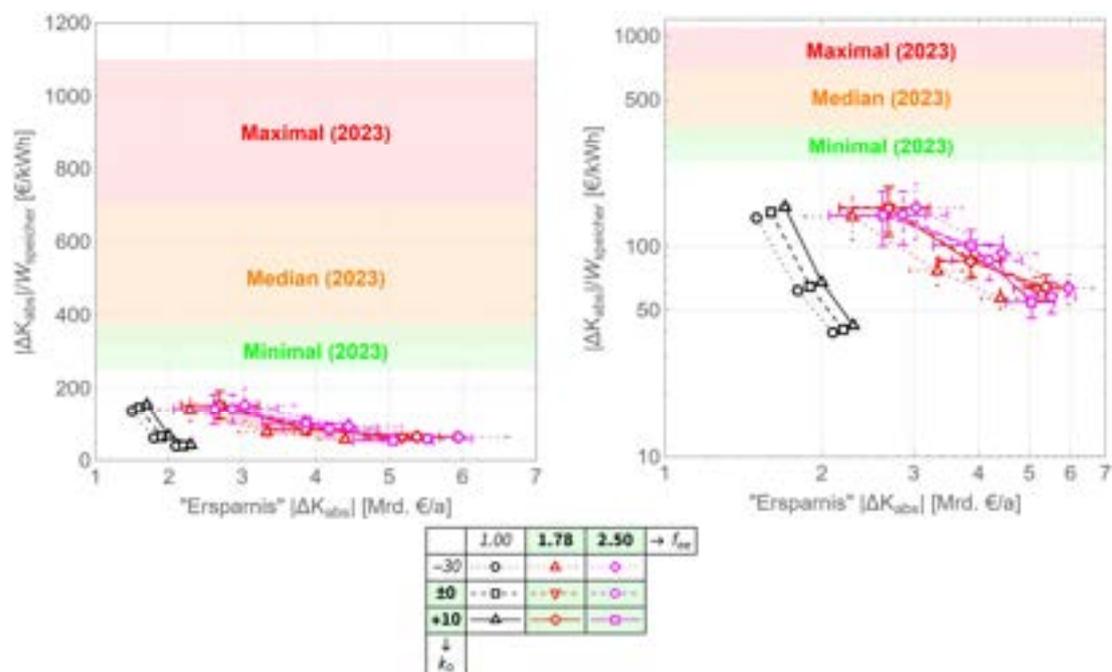


Bild 29: Auf die Kapazität $W_{speicher}$ des Anpassungsspeichers bezogene absolute Stromkosten-Ersparnisse $|\Delta K_{abs}|$ im Vergleich zu den Wertebereichen der kapazitätsspezifischen Batteriespeicherpreise gemäß Bild 28. Linkes Teilbild: Lineare Auftragung. Rechtes Teilbild: Doppelt-logarithmische Auftragung.

Hilfswiese ließe sich zwar noch vorbringen, dass sich die Batteriespeicher prinzipiell mit Hilfe batteriebetriebener Elektroautos darstellen ließen, für die lediglich Sowieso-Kosten anfielen. Mit den Erläuterungen in Anlage 5 könnten allerdings erhebliche Zweifel aufkommen.

In der Gesamtbetrachtung ändert sich somit nichts an dem Erfordernis direkten oder indirekten Investitions- und Betriebsaufwands in Batteriespeicher. Dabei ist Großbatteriespeichern allein schon aufgrund der kapazitätsspezifischen Kosten, siehe Bild 28, der Vorzug vor Kleinspeicherlösungen zu geben. Unter Berücksichtigung der Kosten zum Beispiel eines Kapazitätsmarktes für einen nur extensiv und somit unwirtschaftlich genutzten Backup-Kraftwerkspark erhöht dies die Grundkosten der Kundenstromtarife weiter, was schlussendlich die die Ersparnisse durch dynamische Stromtarife marginalisieren und somit uninteressant machen könnte.

Eine andere Möglichkeit, den Investitionsaufwand für die Batteriespeicher zu reduzieren, könnte noch sein, extreme Lade- und Entladespitzen auf andere Weise auszugleichen. Mit Blick auf die Beispiel- Füllstandskurve in Bild 15 ließe sich z.B. argumentieren, dass der Ausgleichsspeicher im Mittel auf ca. 315 GWh geladen sein muss, um dann fallweise auf bis zu 0 GWh entladen oder auf bis zu ca. 790 GWh geladen werden zu können. Der Lade-Entlade-Hub beträgt in diesem Fall 315_{-315}^{+475} GWh. Ließen sich derartige Lade- und Entladespitzen mit Hilfe anderer Maßnahmen reduzieren, z.B. auf Werte zwischen 150 und 450 GWh, müsste der Speicher lediglich einen Last-Entlade-Hub von 315_{-165}^{+13} GWh bewältigen. Hierfür wäre dann nur noch eine Speicherkapazität von 300 GWh mit einem Lade-Entlade-Hub von 165_{-1}^{+135} GWh erforderlich. Eine Reduktion von 790 GWh auf 300 GWh um einen Faktor ca. 2.6 dürfte dann zu einer Reduktion der Investitionskosten in gleicher Größenordnung führen. Voraussetzung hierfür wäre allerdings die Verfügbarkeit anderer, dann aber ebenfalls kostenverursachender Maßnahmen.

Fazit: Sofern zur bestmöglichen Anpassung der realen Last an das strompreisoptimierte Stromangebot Batteriespeicher erforderlich sind, hieran hat der Autor nach den vorangehenden Erörterungen keinen Zweifel, dürften dynamische Strompreise unter Einbeziehung der erforderlichen Zusatzinvestitionen kaum zu nennenswerten finanziellen Entlastungen beim Strombezug führen oder schlimmstenfalls durch zusätzliche Investitionskosten das Gegenteil bewirken. Dies gilt unabhängig vom Angebot an Erneuerbaren-Leistung und den betrachteten grundsätzlichen Variationsparametern. Dies eingedenk des Sachverhalts, dass Betriebs- und sonstige Kosten sowie die Kosten zusätzlicher Gerätschaften, Stichwort Smart-Grid, noch nicht einbezogen sind. Ebenso unberücksichtigt bleibt die in der Praxis sicher nicht ideale Optimierbarkeit des Stromangebots. Ob und inwieweit die potenziell mögliche Ersparnis an Backup-Kraftwerken, siehe Bild 27, rechtes Teilbild, und somit an den entsprechenden Investitionen diesen Malus noch ausgleichen kann, wäre noch an anderer Stelle zu diskutieren.

Die Betrachtungen betreffen generell den Gesamtstromhandel über den gesamten Strombedarf und ein ganzes Jahr hinweg. Die Befunde schließen nicht aus, dass dynamische Stromtarife in zahlreichen Einzelfällen zu tatsächlichen oder nur gefühlten Vorteilen führen könnten, wie sie bereits in den heuristischen ermittelten Befunden in *Löffler (2024b)* dargestellt sind. Dort wird allerdings nicht darüber befunden, ob und in welcher Weise die vordergründigen Stromkostensparnisse durch zusätzlich zu installierende Hardware wieder verringert, ausgeglichen oder sogar übertroffen werden.

Abschlussbetrachtung

In der Gesamtschau ergibt sich der Eindruck, dass die Jahresstromersparnisse von den diesen entgegenstehenden Investitions- und Betriebskosten zusätzlich erforderlicher Gerätschaften (Speicher, intelligente Messsysteme, Smart-Grid) zumindest neutralisiert werden. Da die vorgestellten Modellrechnungen von einem ideal-prospektiven Verbraucherverhalten bei berechenbar „glatter“ Strompreisfindung ohne statistische Streuung oder sonstigen Unsicherheiten ausgehen, ist zu erwarten, dass realiter mit geringeren wie den hier aufgeführten Kostenvorteilen oder sogar mit Kostenachteilen zu rechnen ist. Die Verifizierung oder Falsifizierung dieser Behauptung erfordert weitergehende volkswirtschaftliche Betrachtungen.

Eine durchgreifend systemdienliche und somit aufwandsvermindernde Regelung des Stromverbrauchs durch dynamische Stromtarife erscheint dem Autor fraglich. Diese könnten sogar zu einer Erhöhung der Spitzenlast und somit auch der technischen Ansprüche zumindest an das Stromverteilnetz führen. Eine Entlastung auf Seiten der erforderlichen Backup-Kraftwerke ist nur im idealen Fall mit bis zu 25% Backup-Leistung möglich; dies unter der nach Ansicht des Autors unrealistischen Annahme, dass die Stromkunden eine Stromverschiebungsdauer von 96 Stunden akzeptieren und dass der Jahresenergieertrag der Erneuerbaren 21% größer ist als der Jahresstromverbrauch ($f_{ee} = 2.50$). Auch diese Ersparnisse im Backup-Kraftwerkspark könnten aufgrund des erforderlichen Speicheraufwandes und weiterer Kosten wieder ausgeglichen werden.

Dem an wenigen Beispielen gefundenen heuristischen Befund von *Löffler (2024b)*, „In ‚Smart-Grids‘ können dynamische Stromtarife das Verbraucherverhalten bei einem Einsparpotential von 10 bis 15% begrenzt beeinflussen“, stehen die präsentierten theoretischen Untersuchungsergebnisse jedenfalls nicht entgegen. Im Gegenteil verstärken sie den Verdacht, dass mit Hilfe des Angebots dynamischer Stromtarife die systemtechnischen und wirtschaftlichen Probleme oder Herausforderungen der Energiewende, siehe *Löffler (2024a)*, hiermit nur kurzzeitig überdeckt werden können oder sollen.

Von daher bleibt der Anspruch des Autors bestehen, dass die Transformation des Energieversorgungssystems hin zur CO₂-Neutralität neu durchdacht werden sollte bei gleichzeitiger Professionalisierung des Energiewende-Managements und Zurückdrängung ideologisch eingefrorener Rahmenbedingungen. Der von *BMWK (2024, S. 4)* propagierte Paradigmenwechsel erscheint jedenfalls mit Blick auf dynamische Stromtarife nicht zwingend geboten:

Die systemtechnischen und volkswirtschaftlichen Probleme und Herausforderungen der Energiewende bleiben auch bei Verfügbarkeit dynamischer Stromtarife im Wesentlichen bestehen.

Unbenommen hiervon bleibt das Entstehen neuer kreativer und mit Enthusiasmus eingeführter Geschäftsmodelle auf Basis eines neuen Produkts „Dynamischer Stromtarif“ sowie dessen mögliche psychologische Wirkung auf die Verbraucher, die Energiewende mitgestalten und mittragen zu können. Dabei ist darauf zu achten, dass die Stromkunden in der Jahresrückschau aufgrund zusätzlicher direkter oder indirekter Belastungen finanziell nicht enttäuscht werden dürfen.

Quellen

ADAC (2024), „Elektroauto im Winter: So sinken die Reichweiten bei Eis und Schnee“, ADAC, 20.11.2024, <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/laden/elektroauto-reichweite-winter/> (abgerufen am 07.03.2025).

Agora Energiewende (2023), P. Godron, M. Herrndorff, S. Müller, K. Schaber et al.: „Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können.“, Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., Version 1.1, Januar 2024.

Anker (2024), „Was kostet eine 10 kWp PV-Anlage mit Speicher insgesamt?“, AnkerSolix, 28.03.2024, <https://www.ankersolix.com/de/blogs/balkonkraftwerk-mit-speicher/was-kostet-eine-10-kwp-pv-anlage-mit-speicher> (abgerufen am 23.02.2025).

BMWK (2024), „Strommarktdesign der Zukunft · Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem“, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Juli 2024, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=16 (abgerufen am 26.09.2024).

Carwow (2024), I. Wallner: „Elektroauto-Batterie Lebensdauer: Wie lange hält ein E-Auto?“, carwow, 22.05.2024, <https://www.carwow.de/ratgeber/elektroauto/elektroauto-akku-haltbarkeit-wie-lange-haelt-mein-e-auto> (abgerufen am 28.02.2025).

Fraunhofer ISE (2025), „Öffentliche Stromerzeugung 2024: Deutscher Strommix so sauber wie nie“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 02.01.2025, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2025/oeffentliche-stromerzeugung-2024-deutscher-strommix-so-sauber-wie-nie.html> (abgerufen am 18.02.2025).

Gleiss Lutz (2024), „Technisches Problem an der Strombörse EPEX Spot sorgt für hohe Strompreise“, 20.08.2024, <https://www.gleisslutz.com/de/aktuelles/know-how/technisches-problem-der-stromboerse-epex-spot-sorgt-fuer-hohe-strompreise> (abgerufen am 18.02.2025).

ISPEX (2024), „Strom: heute Extrempreise für Kunden im EPEX SPOT“, ISPEX, 26.06.2024, <https://www.ispex.de/extrempreise-strom-epex-spot-26-juni-2024/> (abgerufen a 20.02.2025).

Kraftfahrt-Bundesamt (2024), "Verkehr in Kilometern - Inländerfahrleistung (VK)", https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/vk_inlaenderfahrleistung/2023/verkehr_in_kilometern_kurzbericht_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (abgerufen am 04.03.2025).

Landverpachten (2025), „Schritt für Schritt zum Großbatteriespeicherprojekt (5 Schritte)“, Landverpachten.de, <https://www.landverpachten.de/post/schritt-fuer-schritt-grossbatteriespeicherprojekt-5-schritte> (abgerufen am 23.02.2025).

Löffler (2024a), Markus J. Löffler: „Energiewende und Versorgungssicherheit 2045 · Dunkelflauten erfordern Handeln!“, Westfälisches Energieinstitut, Version 1.1, Westfälisches Energieinstitut, 14.08.2024, https://www.w-hs.de/fileadmin/Oeffentlich/WH-Institute/Westfaelisches-Energieinstitut/Redakteursdateien/Energiewende_und_Versorgungssicherheit_V1.1.pdf (abgerufen am 26.09.2024).

Löffler (2024b), Markus J. Löffler: „Dynamische Strompreistarife ... und deren Wirkung auf den Stromverbrauch, Version 1.1“, 13.10.2024, Vorgängerversion 1.0 abrufbar unter <https://www.w->

[hs.de/fileadmin/Oeffentlich/WH-Institute/Westfaelisches-Energieinstitut/Redakteursdateien/Dynamische_Strompreistarife-1.pdf](https://www.hs.de/fileadmin/Oeffentlich/WH-Institute/Westfaelisches-Energieinstitut/Redakteursdateien/Dynamische_Strompreistarife-1.pdf) (abgerufen am 18.01.2025).

NEP (2024), K. Bartos, C. Dede, C. Brehm, P. Kaiser: „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“, 50Hertz/Amprion/TenneT/TransnetBW, Stand Juni 2024.

pv magazine (2023), C. Lichner: „Jetzt wirklich ein Durchbruch?“, Ausgabe „Große Speicher, Erfolgreich in der Strompreiskrise“, März 2023, <https://shop.pv-magazine.com/de/product/march-2023-single-digital-issue-pv-magazine-germany/> (abgerufen am 24.02.2025, hinter Bezahl-schranke).

pv magazine (2024a), M. Willuhn; „Vehicle-to-Grid kann die Lebensdauer von Batterien in Elektroautos verlängern“, pv magazine, 12.04.2024, <https://www.pv-magazine.de/2024/04/12/vehicle-to-grid-verlaengert-die-lebensdauer-von-batterien-in-elektroautos/> (abgerufen am 07.03.2025).

pv magazine (2024b), C. Hecht, J. Figgener, D.U. Sauer: „Mit 100 Gigawattstunden Flexibilitätspotential durch Elektroautos ist ein Meilenstein erreicht“, pv magazine, 15.03.2024, <https://www.pv-magazine.de/2024/03/15/mit-100-gigawattstunden-flexibilitaetspotential-durch-elektroautos-ist-ein-meilenstein-erreicht/> (abgerufen am 07.03.2025).

pv magazine (2024c), J. Siemer: „Eine Branche vor dem großen Sprung“, pv magazine „Surfen auf der Speicherwelle 340 Gigawatt Netzanschlussanfragen – Was bedeutet das?“, Februar 2025.

pv magazine (2024d), S. Enkhart: „Der Batterie Tsunami“, pv magazine „Surfen auf der Speicherwelle 340 Gigawatt Netzanschlussanfragen – Was bedeutet das?“, Februar 2025.

Struck (2016), Tobias Struck: „Batteriekraftwerk zur Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt. Abschlussbericht ZG II 4 – 42155-13/12“, WEMAG, 08.12.2016, S. 25/26, https://www.umweltinnovationsprogramm.de/sites/default/files/2019-09/bmu_abschlussbericht_uba_wemag.pdf (abgerufen am 22.02.2025).

vimcar (2020), "Infografik: Geschwindigkeit von Deutschlands Dienstwagen", 29.07.2020, <https://vimcar.de/boxenstopp/blog/infografik-geschwindigkeiten/> (abgerufen am 04.03.2025).

Interne Quellen

[I1] ..\Dokumente\3. PROJEKTE und Berechnungen\2025 - Rueckkopplung dynamischer Strompreis\Test4.nb

[I2] ..\Dokumente\3. PROJEKTE und Berechnungen\2025 - Rueckkopplung dynamischer Strompreis\BildSammlung

[I3] ..\Dokumente\3. PROJEKTE und Berechnungen\2025 - Rueckkopplung dynamischer Strompreis\Ergebnisse

Anlage 1: Lastoptimierung ohne Grenzwerte

Sofern die zu optimierende Last $p_{last}(t)$ nicht durch untere oder obere Grenzwerte eingeschränkt ist, lässt sich diese unmittelbar aus dem Verlauf der Erneuerbaren-Leistung $p_{ee}(t)$ berechnen. Und zwar unabhängig vom Verlauf der Kostenfunktion k .²³ Dies wird nachfolgend nachgewiesen:

Das Kostenintegral lautet allgemein:

$$\mathcal{K} = \int_a^b k(p_{residual}(t)) \cdot p_{last}(t) \, dt = \int_a^b k(p_{last}(t) - p_{ee}(t)) \cdot p_{last}(t) \, dt$$

$p_{residual}(t) = p_{last}(t) - p_{ee}(t)$ ist die Residualleistung.

Als Nebenbedingung muss die Energiebedingung

$$W = \int_a^b p_{last}(t) \, dt$$

erfüllt sein. Dabei gilt noch mit der Ausgleichsperiode S

$$b = a + S$$

Es handelt sich um eine Aufgabe der Variationsrechnung mit der Lagrange-Funktion

$$\mathcal{L} = (p_{last}(t) - p_{ee}(t)) \cdot p_{last}(t) + \lambda \cdot p_{last}(t)$$

$$\mathcal{L} = (p_{last}(t) - p_{ee}(t) + \lambda) \cdot p_{last}(t)$$

Die zur Lösung dieser Variationsaufgabe führende stationäre Euler-Lagrange-Gleichung lautet

$$0 = \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial p_{last}} = \frac{\partial}{\partial p_{last}} ((p_{last}(t) - p_{ee}(t) + \lambda) \cdot p_{last}(t))$$

Dies ist wegen nur möglich, wenn die zu differenzierende Funktion eine Konstante ist:

$$(p_{last}(t) - p_{ee}(t) + \lambda) \cdot p_{last}(t) = \mathbb{C}$$

Dies ist bei nicht konstantem $p_{last}(t) > 0$ GWh/h wiederum ist nur möglich, wenn gilt

$$p_{last}(t) - p_{ee}(t) + \lambda = 0 = \mathbb{C}$$

oder

$$p_{last}(t) = p_{ee}(t) - \lambda$$

Einsetzen in die Nebenbedingung führt auf

$$W = \int_a^b (p_{ee}(t) - \lambda) \, dt = \int_a^b p_{ee}(t) \, dt - \lambda \cdot (b - a)$$

Wird mit

$$E = \int_a^b p_{ee}(t) \, dt$$

²³ Vorausgesetzt wird dabei, dass $k(p)$ keinen pathologischen Verlauf aufweist, z.B. nur negative Strombörsenpreise in Abhängigkeit der Residualleistung.

die im Zeitraum $S = b - a$ aus der Erneuerbaren-Leistung insgesamt generierte Energie bezeichnet, ergibt sich

$$W = E - \lambda \cdot S$$

Und somit

$$\lambda = -\frac{W - E}{S} = -\bar{p}_{last} + \bar{e}$$

mit den Leistungsmittelwerten während einer Ausgleichsperiode S

$$\bar{p}_{last} = \frac{W}{S}$$

und

$$\bar{p}_{ee} = \frac{E}{S}$$

Die optimierte Last berechnet sich abschließend direkt aus

$$p_{last}(t) = \bar{p}_{last} + p_{ee}(t) - \bar{e}$$

Sie ist unabhängig von der Kostenfunktion k und hängt nur von der Erneuerbaren-Leistung $p_{ee}(t)$ und einer definierten Konstanten $\bar{p}_{last} - \bar{e}$ ab.

Das Ergebnis ist intuitiv plausibel:

Je besser die Last der Erneuerbaren-Leistung folgt, umso geringer werden die über die Dauer S aufsummierten Stromkosten. Der bestmögliche Fall liegt vor, wenn $\bar{p}_{last} = \bar{e}$ wird, wenn also die im Betrachtungszeitraum S von den Erneuerbaren generierte Energie E idealerweise gleich der von der Last aufgenommenen Energie W ist. Für diesen Fall gilt.

$$p_{last}(t) = p_{ee}(t)$$

Die optimale Last ist gleich der Erneuerbaren-Leistung. Realiter ist dies nicht umsetzbar, da sich dann zwischen Strombedarf und Erneuerbaren-Stromangebot nicht-korrigierbare erhebliche kundenferne Leistungsunterschiede ergäben.

Anlage 2: Vergleich fiktiver vs. realer Stromkostenverlauf

Die teilweise stark streuenden Wertepaare von Residualleistung und Day-Ahead-Strombörsenpreisen werden mit Hilfe einer glatt verlaufenden analytischen Kostenfunktion nachgebildet, siehe Ausführungen zu Bild 8. Hierdurch kann es zu nicht tolerierbaren Verfälschungen bei der zeitlichen Entwicklung der kumulierten Jahresstromkosten kommen, was sich insbesondere in den Jahresgesamtkosten zum Jahresabschluss niederschlagen könnte. Zur Eingrenzung des Approximationsfehlers wird Bild A1-1 herangezogen.

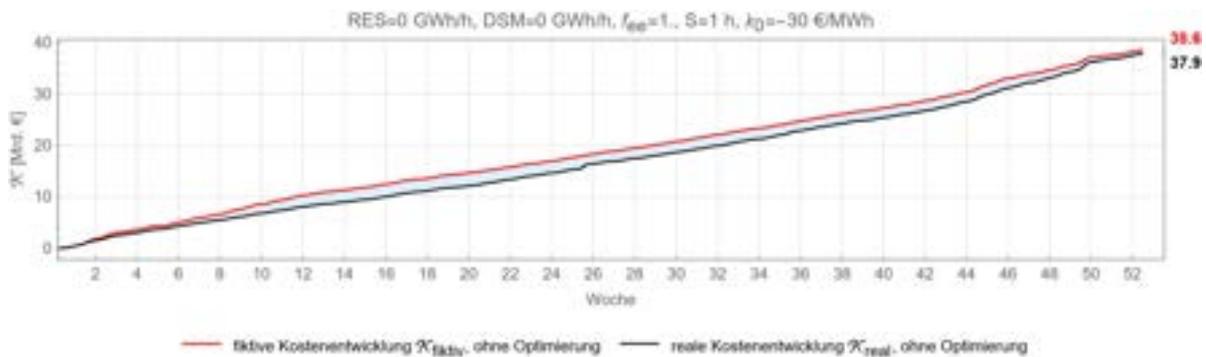


Bild A1-1: Vergleichende Darstellung der Entwicklung der kumulierte Stromkostenentwicklungen für den realen Fall 2024 und für den mit Hilfe der analytischen Kostenfunktion berechneten fiktiven Fall 2024.

Dargestellt ist in Schwarz der Verlauf \mathcal{K}_{real} der über der Zeit kumulierten realen Stromkosten 2024 gemäß Bild 1, Bild 4 und Formel 6. In Rot dargestellt ist der Verlauf, wenn die fiktive Kostenfunktion \mathcal{K}_{fiktiv} mit $k_0 = -30 \text{ €/MWh}$ verwendet wird. Zwischen Jahresanfang und Jahresende nimmt der Unterschied beider Verläufe sichtbar zu, siehe hellblau hinterlegter Bereich. Am Jahresanfang und am Jahresende hingegen weisen sie etwa gleiche Werte auf.

Die fiktive Kostenfunktion führt zu einem Jahresabschluss von 38.6 Mrd. € , siehe rechter Rand des Diagramms, während die reale Stromkostenentwicklung in einen Jahresabschluss von 37.9 Mrd. € mündet. Der fiktiv berechnete Jahresabschlusswert ist also 1.85% höher als der Jahresabschlusswert der realen Stromkostenentwicklung.

Bild A1-2 zeigt die aus den beiden Stromkostenverläufe resultierende Differenz, deren Maximum in der 20. Woche bei 2.5 Mrd. € liegt.

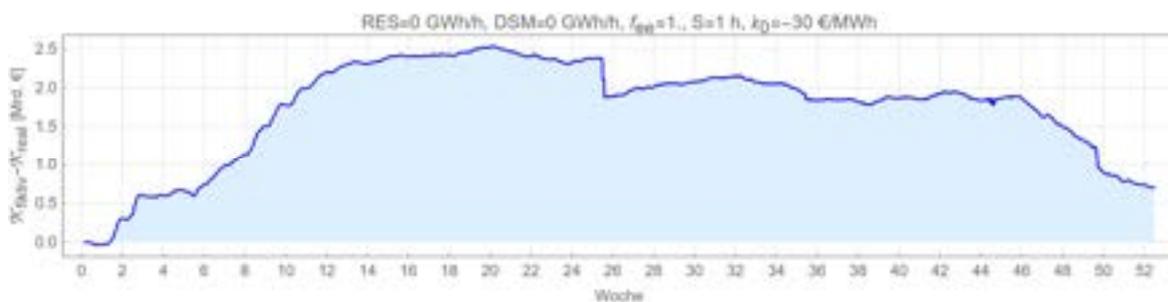


Bild A1-2: Differenz zwischen der originalen und der fiktiven Stromkostenentwicklungsverläufe gemäß Bild A1-1.

Die Abweichungen erscheinen im Gesamtrahmen tolerierbar. Insgesamt ergibt sich der Eindruck, dass die Nachbildung der tatsächlichen Stromkostenentwicklung des Jahres 2024 mit Hilfe der analytischen Kostenfunktion aufgrund der nur geringen Genauigkeitsverluste insbesondere auch bei integralen Betrachtungen durchaus zulässig ist.

Anlage 3: Tabellen, gesamt

Die nachfolgenden Tabellen geben die bei der Berechnung von 243 Szenarien ermittelten Eckwerte wieder.

Es bedeuten:

k_0	€/MWh	Kleinster zulässiger Strombörsenpreis bei negativer Residualleistung (10, 0, -30 €/MWh)
DSM	GWh/h	Größtmögliches Abschaltpotential, max. möglicher Lastabwurf
RES	GWh/h	Größtmögliches Zuschaltpotential, max. mögliche Lastreserve
f_{ee}	./.	Verstärkungsfaktor EE-Leistung 1.00 → 2024-EE, 65% der 2024-Jahreslast 1.78 → EE, 89% der 2024-Jahreslast 2.50 → EE, 121% der 2024-Jahreslast
S	h	Ausgleichsperiode, Lastverschiebungszeitraum
L_{alt}^{max}	GWh/h	Spitzenlast 2024, Referenz
L_{neu}^{max}	GWh/h	Spitzenlast nach Optimierung
W_{sp}	GWh	Kapazität des Ausgleichsspeichers
R_{alt}^{max}	GWh/h	Maximale Residualleistung 2024, Referenz (Backup-Leistung)
R_{neu}^{max}	GWh/h	Maximale Residualleistung nach Optimierung (Backup-Leistung)
k_{alt}^{max}	€/MWh	Maximaler fiktiver Strombörsenpreis bei nicht optimierter Last
k_{neu}^{max}	€/MWh	Maximaler fiktiver Strombörsenpreis bei optimierter Last
K_{alt}^{max}	Mrd. €	Fiktive Jahres-Gesamtkosten Strom bei nicht optimierter Last
K_{neu}^{max}	Mrd. €	Fiktive Jahres-Gesamtkosten Strom bei optimierter Last
ΔK_{abs}	Mrd. €	$K_{max}^{neu} - K_{max}^{alt}$
ΔK_{rel}	%	$\Delta K_{abs} / K_{max}^{alt}$

Die neun Tabellen sind sortiert nach Wertepaaren von S und f_{ee} , siehe Werteangaben am jeweiligen oberen Tabellenrand. Die verwendeten Symbole können von den im Text verwendeten Symbolen abweichen, sind aber im Kontext unverwechselbar.

$f_{re}=1.0, S=24\text{ h}$

	i_0	DSM	RES	L_{alt}^{max}	L_{neu}^{max}	N_{sp}	R_{alt}^{max}	R_{neu}^{max}	K_{alt}^{max}	K_{neu}^{max}	K_{alt}^{max}	K_{neu}^{max}	ΔK_{abs}	ΔK_{rel}
	€/Mwh	Gwh/h	Gwh/h	Gwh/h	Gwh/h	Gwh	Gwh/h	Gwh/h	€/Mwh	€/Mwh	Mrd. €	Mrd. €	Mrd. €	%
1	0	0	0	75.5	74.	163.7	58.8	51.4	427.7	175.8	38.7	37.1	-1.6	-4.13
2	0	0	4	75.5	74.6	166.1	58.8	51.4	427.7	175.8	38.7	37.1	-1.6	-4.13
3	0	0	8	75.5	74.6	166.1	58.8	51.4	427.7	175.8	38.7	37.1	-1.6	-4.13
4	0	10	0	75.5	74.	163.7	58.8	51.4	427.7	175.8	38.7	37.1	-1.6	-4.13
5	0	10	4	75.5	74.6	166.1	58.8	51.4	427.7	175.8	38.7	37.1	-1.6	-4.13
6	0	10	8	75.5	74.6	166.1	58.8	51.4	427.7	175.8	38.7	37.1	-1.6	-4.13
7	0	5	0	75.5	74.	163.7	58.8	51.4	427.7	175.8	38.7	37.1	-1.6	-4.13
8	0	5	4	75.5	74.6	166.1	58.8	51.4	427.7	175.8	38.7	37.1	-1.6	-4.13
9	0	5	8	75.5	74.6	166.1	58.8	51.4	427.7	175.8	38.7	37.1	-1.6	-4.13
10	10	0	0	75.5	74.	163.7	58.8	51.4	427.7	175.8	38.8	37.1	-1.7	-4.38
11	10	0	4	75.5	74.6	166.1	58.8	51.4	427.7	175.8	38.8	37.1	-1.7	-4.38
12	10	0	8	75.5	74.6	166.1	58.8	51.4	427.7	175.8	38.8	37.1	-1.7	-4.38
13	10	10	0	75.5	74.	163.7	58.8	51.4	427.7	175.8	38.8	37.1	-1.7	-4.38
14	10	10	4	75.5	74.6	166.1	58.8	51.4	427.7	175.8	38.8	37.1	-1.7	-4.38
15	10	10	8	75.5	74.6	172.8	58.8	51.4	427.7	175.8	38.8	37.1	-1.7	-4.38
16	10	5	0	75.5	74.	163.7	58.8	51.4	427.7	175.8	38.8	37.1	-1.7	-4.38
17	10	5	4	75.5	74.6	166.1	58.8	51.4	427.7	175.8	38.8	37.1	-1.7	-4.38
18	10	5	8	75.5	74.6	166.1	58.8	51.4	427.7	175.8	38.8	37.1	-1.7	-4.38
19	-30	0	0	75.5	74.	163.7	58.8	51.4	427.7	175.8	38.6	37.1	-1.5	-3.89
20	-30	0	4	75.5	74.6	166.1	58.8	51.4	427.7	175.8	38.6	37.1	-1.5	-3.89
21	-30	0	8	75.5	74.6	166.1	58.8	51.4	427.7	175.8	38.6	37.1	-1.5	-3.89
22	-30	10	0	75.5	74.	163.7	58.8	51.4	427.7	175.8	38.6	37.1	-1.5	-3.89
23	-30	10	4	75.5	74.6	166.1	58.8	51.4	427.7	175.8	38.6	37.1	-1.5	-3.89
24	-30	10	8	75.5	74.6	166.1	58.8	51.4	427.7	175.8	38.6	37.1	-1.5	-3.89
25	-30	5	0	75.5	74.	163.7	58.8	51.4	427.7	175.8	38.6	37.1	-1.5	-3.89
26	-30	5	4	75.5	74.6	166.1	58.8	51.4	427.7	175.8	38.6	37.1	-1.5	-3.89
27	-30	5	8	75.5	74.6	166.1	58.8	51.4	427.7	175.8	38.6	37.1	-1.5	-3.89

$f_{re}=1.0, S=48\text{ h}$

	i_0	DSM	RES	L_{alt}^{max}	L_{neu}^{max}	N_{sp}	R_{alt}^{max}	R_{neu}^{max}	K_{alt}^{max}	K_{neu}^{max}	K_{alt}^{max}	K_{neu}^{max}	ΔK_{abs}	ΔK_{rel}
	€/Mwh	Gwh/h	Gwh/h	Gwh/h	Gwh/h	Gwh	Gwh/h	Gwh/h	€/Mwh	€/Mwh	Mrd. €	Mrd. €	Mrd. €	%
1	0	0	0	75.5	74.8	439.3	58.8	49.9	427.7	164.8	38.7	36.8	-1.9	-4.91
2	0	0	4	75.5	75.2	442.	58.8	49.9	427.7	164.8	38.7	36.8	-1.9	-4.91
3	0	0	8	75.5	75.7	442.	58.8	49.9	427.7	164.8	38.7	36.8	-1.9	-4.91
4	0	10	0	75.5	74.8	439.3	58.8	49.9	427.7	164.8	38.7	36.8	-1.9	-4.91
5	0	10	4	75.5	75.2	442.	58.8	49.9	427.7	164.8	38.7	36.8	-1.9	-4.91
6	0	10	8	75.5	75.7	442.	58.8	49.9	427.7	164.8	38.7	36.8	-1.9	-4.91
7	0	5	0	75.5	74.8	439.3	58.8	49.9	427.7	164.8	38.7	36.8	-1.9	-4.91
8	0	5	4	75.5	75.2	442.	58.8	49.9	427.7	164.8	38.7	36.8	-1.9	-4.91
9	0	5	8	75.5	75.7	442.	58.8	49.9	427.7	164.8	38.7	36.8	-1.9	-4.91
10	10	0	0	75.5	74.8	443.4	58.8	49.9	427.7	164.8	38.8	36.8	-2.	-5.15
11	10	0	4	75.5	75.2	443.4	58.8	49.9	427.7	164.8	38.8	36.8	-2.	-5.15
12	10	0	8	75.5	75.7	443.4	58.8	49.9	427.7	164.8	38.8	36.8	-2.	-5.15
13	10	10	0	75.5	74.8	443.4	58.8	49.9	427.7	164.8	38.8	36.8	-2.	-5.15
14	10	10	4	75.5	75.2	443.4	58.8	49.9	427.7	164.8	38.8	36.8	-2.	-5.15
15	10	10	8	75.5	75.7	443.4	58.8	49.9	427.7	164.8	38.8	36.8	-2.	-5.15
16	10	5	0	75.5	74.8	443.4	58.8	49.9	427.7	164.8	38.8	36.8	-2.	-5.15
17	10	5	4	75.5	75.2	443.4	58.8	49.9	427.7	164.8	38.8	36.8	-2.	-5.15
18	10	5	8	75.5	75.7	443.4	58.8	49.9	427.7	164.8	38.8	36.8	-2.	-5.15
19	-30	0	0	75.5	74.8	436.4	58.8	49.9	427.7	164.8	38.6	36.8	-1.8	-4.66
20	-30	0	4	75.5	75.2	436.4	58.8	49.9	427.7	164.8	38.6	36.8	-1.8	-4.66
21	-30	0	8	75.5	75.7	436.4	58.8	49.9	427.7	164.8	38.6	36.8	-1.8	-4.66
22	-30	10	0	75.5	74.8	436.4	58.8	49.9	427.7	164.8	38.6	36.8	-1.8	-4.66
23	-30	10	4	75.5	75.2	436.4	58.8	49.9	427.7	164.8	38.6	36.8	-1.8	-4.66
24	-30	10	8	75.5	75.7	436.4	58.8	49.9	427.7	164.8	38.6	36.8	-1.8	-4.66
25	-30	5	0	75.5	74.8	436.4	58.8	49.9	427.7	164.8	38.6	36.8	-1.8	-4.66
26	-30	5	4	75.5	75.2	436.4	58.8	49.9	427.7	164.8	38.6	36.8	-1.8	-4.66
27	-30	5	8	75.5	75.7	436.4	58.8	49.9	427.7	164.8	38.6	36.8	-1.8	-4.66

f_{re}=1.0, S=96 h

	i ₀	DSM	RES	L _{alt} ^{max}	L _{neu} ^{max}	W _{sp}	R _{alt} ^{max}	R _{neu} ^{max}	K _{alt} ^{max}	K _{neu} ^{max}	K _{alt} ^{max}	K _{neu} ^{max}	ΔK _{abs}	ΔK _{rel}
	€/MWh	GWh/h	GWh/h	GWh/h	GWh/h	GWh	GWh/h	GWh/h	€/MWh	€/MWh	Mrd. €	Mrd. €	Mrd. €	%
1	0	0	0	75.5	74.3	813.2	58.8	47.6	427.7	153.5	38.5	36.3	-2.2	-5.71
2	0	0	4	75.5	75.2	816.5	58.8	47.3	427.7	152.	38.5	36.3	-2.2	-5.71
3	0	0	8	75.5	78.3	816.5	58.8	47.2	427.7	151.6	38.5	36.3	-2.2	-5.71
4	0	10	0	75.5	74.3	816.5	58.8	47.6	427.7	153.5	38.5	36.3	-2.2	-5.71
5	0	10	4	75.5	75.2	813.2	58.8	47.3	427.7	152.	38.5	36.3	-2.2	-5.71
6	0	10	8	75.5	78.3	816.5	58.8	47.2	427.7	151.6	38.5	36.3	-2.2	-5.71
7	0	5	0	75.5	74.3	816.5	58.8	47.6	427.7	153.5	38.5	36.3	-2.2	-5.71
8	0	5	4	75.5	75.2	816.5	58.8	47.3	427.7	152.	38.5	36.3	-2.2	-5.71
9	0	5	8	75.5	78.3	819.7	58.8	47.2	427.7	151.6	38.5	36.3	-2.2	-5.71
10	10	0	0	75.5	74.3	816.3	58.8	47.6	427.7	153.5	38.6	36.3	-2.3	-5.96
11	10	0	4	75.5	75.2	816.3	58.8	47.3	427.7	152.	38.6	36.3	-2.3	-5.96
12	10	0	8	75.5	78.3	816.3	58.8	47.2	427.7	151.6	38.6	36.3	-2.3	-5.96
13	10	10	0	75.5	74.3	816.3	58.8	47.6	427.7	153.5	38.6	36.3	-2.3	-5.96
14	10	10	4	75.5	75.2	816.3	58.8	47.3	427.7	152.	38.6	36.3	-2.3	-5.96
15	10	10	8	75.5	78.3	816.3	58.8	47.2	427.7	151.6	38.6	36.3	-2.3	-5.96
16	10	5	0	75.5	74.3	816.3	58.8	47.6	427.7	153.5	38.6	36.3	-2.3	-5.96
17	10	5	4	75.5	75.2	816.3	58.8	47.3	427.7	152.	38.6	36.3	-2.3	-5.96
18	10	5	8	75.5	78.3	816.3	58.8	47.2	427.7	151.6	38.6	36.3	-2.3	-5.96
19	-30	0	0	75.5	74.3	806.6	58.8	47.6	427.7	153.5	38.4	36.3	-2.1	-5.47
20	-30	0	4	75.5	75.2	806.6	58.8	47.3	427.7	152.	38.4	36.3	-2.1	-5.47
21	-30	0	8	75.5	78.3	806.6	58.8	47.2	427.7	151.6	38.4	36.3	-2.1	-5.47
22	-30	10	0	75.5	74.3	806.6	58.8	47.6	427.7	153.5	38.4	36.3	-2.1	-5.47
23	-30	10	4	75.5	75.2	806.6	58.8	47.3	427.7	152.	38.4	36.3	-2.1	-5.47
24	-30	10	8	75.5	78.3	806.6	58.8	47.2	427.7	151.6	38.4	36.3	-2.1	-5.47
25	-30	5	0	75.5	74.3	806.6	58.8	47.6	427.7	153.5	38.4	36.3	-2.1	-5.47
26	-30	5	4	75.5	75.2	806.6	58.8	47.3	427.7	152.	38.4	36.3	-2.1	-5.47
27	-30	5	8	75.5	78.3	806.6	58.8	47.2	427.7	151.6	38.4	36.3	-2.1	-5.47

f_{re}=1.8, S=24 h

	i ₀	DSM	RES	L _{alt} ^{max}	L _{neu} ^{max}	W _{sp}	R _{alt} ^{max}	R _{neu} ^{max}	K _{alt} ^{max}	K _{neu} ^{max}	K _{alt} ^{max}	K _{neu} ^{max}	ΔK _{abs}	ΔK _{rel}
	€/MWh	GWh/h	GWh/h	GWh/h	GWh/h	GWh	GWh/h	GWh/h	€/MWh	€/MWh	Mrd. €	Mrd. €	Mrd. €	%
1	0	0	0	75.5	74.8	204.8	58.3	49.1	381.9	160.7	20.6	18.6	-2.	-9.71
2	0	0	4	75.5	76.7	255.	58.3	49.1	381.9	160.7	20.6	18.	-2.6	-12.62
3	0	0	8	75.5	78.8	282.	58.3	49.1	381.9	160.7	20.6	17.6	-3.	-14.56
4	0	10	0	75.5	74.8	231.8	58.3	49.1	381.9	160.7	20.6	18.5	-2.1	-10.19
5	0	10	4	75.5	76.7	275.	58.3	49.1	381.9	160.7	20.6	17.7	-2.9	-14.08
6	0	10	8	75.5	79.	318.9	58.3	49.1	381.9	160.7	20.6	17.2	-3.4	-16.5
7	0	5	0	75.5	74.8	221.3	58.3	49.1	381.9	160.7	20.6	18.5	-2.1	-10.19
8	0	5	4	75.5	76.7	274.8	58.3	49.1	381.9	160.7	20.6	17.8	-2.8	-13.59
9	0	5	8	75.5	79.	304.4	58.3	49.1	381.9	160.7	20.6	17.3	-3.3	-16.02
10	10	0	0	75.5	74.8	202.9	58.3	49.1	381.9	160.7	22.1	20.1	-2.	-9.05
11	10	0	4	75.5	76.7	256.2	58.3	49.1	381.9	160.7	22.1	19.5	-2.6	-11.76
12	10	0	8	75.5	78.8	288.6	58.3	49.1	381.9	160.7	22.1	19.1	-3.	-13.57
13	10	10	0	75.5	74.8	212.4	58.3	49.1	381.9	160.7	22.1	20.	-2.1	-9.5
14	10	10	4	75.5	76.7	285.4	58.3	49.1	381.9	160.7	22.1	19.2	-2.9	-13.12
15	10	10	8	75.5	80.3	335.2	58.3	49.1	381.9	160.7	22.1	18.7	-3.4	-15.38
16	10	5	0	75.5	74.8	212.2	58.3	49.1	381.9	160.7	22.1	20.	-2.1	-9.5
17	10	5	4	75.5	76.7	285.4	58.3	49.1	381.9	160.7	22.1	19.3	-2.8	-12.67
18	10	5	8	75.5	80.3	313.4	58.3	49.1	381.9	160.7	22.1	18.8	-3.3	-14.93
19	-30	0	0	75.5	74.8	198.9	58.3	49.1	381.9	160.7	17.4	15.7	-1.7	-9.77
20	-30	0	4	75.5	76.5	241.8	58.3	49.1	381.9	160.7	17.4	15.1	-2.3	-13.22
21	-30	0	8	75.5	78.8	272.9	58.3	49.1	381.9	160.7	17.4	14.8	-2.6	-14.94
22	-30	10	0	75.5	74.8	222.	58.3	49.1	381.9	160.7	17.4	15.6	-1.8	-10.34
23	-30	10	4	75.5	76.7	252.3	58.3	49.1	381.9	160.7	17.4	15.	-2.4	-13.79
24	-30	10	8	75.5	78.8	288.7	58.3	49.1	381.9	160.7	17.4	14.6	-2.8	-16.09
25	-30	5	0	75.5	74.8	214.8	58.3	49.1	381.9	160.7	17.4	15.6	-1.8	-10.34
26	-30	5	4	75.5	76.7	250.4	58.3	49.1	381.9	160.7	17.4	15.	-2.4	-13.79
27	-30	5	8	75.5	78.8	287.7	58.3	49.1	381.9	160.7	17.4	14.6	-2.8	-16.09

U₀=1.8, S=48 h

	I_p	DSM	RES	L_{alt}^{max}	L_{neu}^{max}	M_{sp}	R_{alt}^{max}	R_{neu}^{max}	K_{alt}^{max}	K_{neu}^{max}	K_{alt}^{max}	K_{neu}^{max}	ΔK_{abs}	ΔK_{rel}
	€/MWh	GWh/h	GWh/h	GWh/h	GWh/h	GWh	GWh/h	GWh/h	€/MWh	€/MWh	Mrd. €	Mrd. €	Mrd. €	%
1	0	0	0	75.5	74.8	585.9	58.3	48.3	381.9	156.5	20.6	17.4	-3.2	-15.53
2	0	0	4	75.5	78.8	605.5	58.3	48.3	381.9	156.5	20.6	16.8	-3.8	-18.45
3	0	0	8	75.5	80.7	615.6	58.3	48.3	381.9	156.5	20.6	16.4	-4.2	-20.39
4	0	10	0	75.5	74.8	664.6	58.3	48.3	381.9	156.5	20.6	17.3	-3.3	-16.02
5	0	10	4	75.5	78.8	740.1	58.3	48.3	381.9	156.5	20.6	16.5	-4.1	-19.9
6	0	10	8	75.5	80.8	793.6	58.3	48.3	381.9	156.5	20.6	16.	-4.6	-22.33
7	0	5	0	75.5	74.8	657.9	58.3	48.3	381.9	156.5	20.6	17.3	-3.3	-16.02
8	0	5	4	75.5	78.8	707.8	58.3	48.3	381.9	156.5	20.6	16.6	-4.	-19.42
9	0	5	8	75.5	80.8	730.6	58.3	48.3	381.9	156.5	20.6	16.1	-4.5	-21.84
10	10	0	0	75.5	74.8	598.	58.3	48.3	381.9	156.5	22.1	19.	-3.1	-14.03
11	10	0	4	75.5	78.8	606.8	58.3	48.3	381.9	156.5	22.1	18.4	-3.7	-16.74
12	10	0	8	75.5	81.4	614.1	58.3	48.3	381.9	156.5	22.1	18.	-4.1	-18.55
13	10	10	0	75.5	74.8	676.5	58.3	48.3	381.9	156.5	22.1	18.8	-3.3	-14.93
14	10	10	4	75.5	78.8	739.4	58.3	48.3	381.9	156.5	22.1	18.	-4.1	-18.55
15	10	10	8	75.5	81.5	786.8	58.3	48.3	381.9	156.5	22.1	17.5	-4.6	-20.81
16	10	5	0	75.5	74.8	665.2	58.3	48.3	381.9	156.5	22.1	18.8	-3.3	-14.93
17	10	5	4	75.5	78.8	705.2	58.3	48.3	381.9	156.5	22.1	18.1	-4.	-18.1
18	10	5	8	75.5	81.5	734.5	58.3	48.3	381.9	156.5	22.1	17.6	-4.5	-20.36
19	-30	0	0	75.5	74.8	573.2	58.3	48.3	381.9	156.5	17.4	14.6	-2.8	-16.09
20	-30	0	4	75.5	78.8	593.1	58.3	48.3	381.9	156.5	17.4	14.1	-3.3	-18.97
21	-30	0	8	75.5	80.	606.2	58.3	48.3	381.9	156.5	17.4	13.8	-3.6	-20.69
22	-30	10	0	75.5	74.8	630.	58.3	48.3	381.9	156.5	17.4	14.5	-2.9	-16.67
23	-30	10	4	75.5	78.8	693.7	58.3	48.3	381.9	156.5	17.4	13.9	-3.5	-20.11
24	-30	10	8	75.5	80.	747.9	58.3	48.3	381.9	156.5	17.4	13.6	-3.8	-21.84
25	-30	5	0	75.5	74.8	627.2	58.3	48.3	381.9	156.5	17.4	14.5	-2.9	-16.67
26	-30	5	4	75.5	78.8	680.3	58.3	48.3	381.9	156.5	17.4	14.	-3.4	-19.54
27	-30	5	8	75.5	80.	714.8	58.3	48.3	381.9	156.5	17.4	13.6	-3.8	-21.84

U₀=1.8, S=96 h

	I_p	DSM	RES	L_{alt}^{max}	L_{neu}^{max}	M_{sp}	R_{alt}^{max}	R_{neu}^{max}	K_{alt}^{max}	K_{neu}^{max}	K_{alt}^{max}	K_{neu}^{max}	ΔK_{abs}	ΔK_{rel}
	€/MWh	GWh/h	GWh/h	GWh/h	GWh/h	GWh	GWh/h	GWh/h	€/MWh	€/MWh	Mrd. €	Mrd. €	Mrd. €	%
1	0	0	0	75.5	74.8	1101.1	58.3	44.9	381.9	143.5	20.5	16.	-4.5	-21.95
2	0	0	4	75.5	78.8	1133.5	58.3	44.6	381.9	142.4	20.5	15.4	-5.1	-24.88
3	0	0	8	75.5	82.8	1146.5	58.3	44.6	381.9	142.4	20.5	15.	-5.5	-26.83
4	0	10	0	75.5	74.8	1183.7	58.3	44.9	381.9	143.5	20.5	15.9	-4.6	-22.44
5	0	10	4	75.5	78.8	1304.	58.3	44.6	381.9	142.4	20.5	15.1	-5.4	-26.34
6	0	10	8	75.5	82.8	1389.7	58.3	44.6	381.9	142.4	20.5	14.7	-5.8	-28.29
7	0	5	0	75.5	74.8	1176.3	58.3	44.9	381.9	143.5	20.5	15.9	-4.6	-22.44
8	0	5	4	75.5	78.8	1262.1	58.3	44.6	381.9	142.4	20.5	15.2	-5.3	-25.85
9	0	5	8	75.5	82.8	1332.3	58.3	44.6	381.9	142.4	20.5	14.7	-5.8	-28.29
10	10	0	0	75.5	74.8	1121.2	58.3	44.9	381.9	143.5	22.1	17.4	-4.7	-21.27
11	10	0	4	75.5	78.8	1114.2	58.3	44.6	381.9	142.4	22.1	16.9	-5.2	-23.53
12	10	0	8	75.5	82.8	1116.2	58.3	44.6	381.9	142.4	22.1	16.5	-5.6	-25.34
13	10	10	0	75.5	74.8	1230.6	58.3	44.9	381.9	143.5	22.1	17.2	-4.9	-22.17
14	10	10	4	75.5	78.8	1347.7	58.3	44.6	381.9	142.4	22.1	16.5	-5.6	-25.34
15	10	10	8	75.5	82.8	1449.4	58.3	44.6	381.9	142.4	22.1	16.	-6.1	-27.6
16	10	5	0	75.5	74.8	1203.4	58.3	44.9	381.9	143.5	22.1	17.3	-4.8	-21.72
17	10	5	4	75.5	78.8	1299.1	58.3	44.6	381.9	142.4	22.1	16.6	-5.5	-24.89
18	10	5	8	75.5	82.8	1371.5	58.3	44.6	381.9	142.4	22.1	16.1	-6.	-27.15
19	-30	0	0	75.5	74.8	1056.	58.3	44.9	381.9	143.5	17.4	13.5	-3.9	-22.41
20	-30	0	4	75.5	78.8	1105.7	58.3	44.6	381.9	142.4	17.4	13.	-4.4	-25.29
21	-30	0	8	75.5	81.4	1139.9	58.3	44.6	381.9	142.4	17.4	12.7	-4.7	-27.01
22	-30	10	0	75.5	74.8	1111.5	58.3	44.9	381.9	143.5	17.4	13.4	-4.	-22.99
23	-30	10	4	75.5	78.8	1204.	58.3	44.6	381.9	142.4	17.4	12.9	-4.5	-25.86
24	-30	10	8	75.5	81.4	1278.4	58.3	44.6	381.9	142.4	17.4	12.6	-4.8	-27.59
25	-30	5	0	75.5	74.8	1099.5	58.3	44.9	381.9	143.5	17.4	13.4	-4.	-22.99
26	-30	5	4	75.5	78.8	1194.8	58.3	44.6	381.9	142.4	17.4	12.9	-4.5	-25.86
27	-30	5	8	75.5	81.4	1255.3	58.3	44.6	381.9	142.4	17.4	12.6	-4.8	-27.59

E_{sp}=2.5, S=24 h

	i ₀	DSM	RES	L _{alt} ^{max}	L _{neu} ^{max}	W _{sp}	R _{alt} ^{max}	R _{neu} ^{max}	K _{alt} ^{max}	K _{neu} ^{max}	K _{alt} ^{max}	K _{neu} ^{max}	ΔK _{abs}	ΔK _{rel}
	€/MWh	GWh/h	GWh/h	GWh/h	GWh/h	GWh	GWh/h	GWh/h	€/MWh	€/MWh	Mrd. €	Mrd. €	Mrd. €	%
1	0	0	0	75.5	75.5	239.	58.1	47.9	364.9	154.6	13.1	11.1	-2.	-15.27
2	0	0	4	75.5	79.5	278.9	58.1	47.7	364.9	153.9	13.1	10.4	-2.7	-20.61
3	0	0	8	75.5	80.4	305.7	58.1	47.7	364.9	153.9	13.1	10.	-3.1	-23.66
4	0	10	0	75.5	75.5	249.2	58.1	47.9	364.9	154.6	13.1	10.8	-2.3	-17.56
5	0	10	4	75.5	79.5	333.6	58.1	47.7	364.9	153.9	13.1	10.	-3.1	-23.66
6	0	10	8	75.5	80.7	401.6	58.1	47.7	364.9	153.9	13.1	9.3	-3.8	-29.01
7	0	5	0	75.5	75.5	248.9	58.1	47.9	364.9	154.6	13.1	10.9	-2.2	-16.79
8	0	5	4	75.5	79.5	314.3	58.1	47.7	364.9	153.9	13.1	10.1	-3.	-22.9
9	0	5	8	75.5	80.7	360.4	58.1	47.7	364.9	153.9	13.1	9.5	-3.6	-27.48
10	10	0	0	75.5	74.8	224.5	58.1	47.9	364.9	154.6	15.6	13.7	-1.9	-12.18
11	10	0	4	75.5	78.2	229.3	58.1	47.7	364.9	153.9	15.6	13.2	-2.4	-15.38
12	10	0	8	75.5	80.4	243.9	58.1	47.7	364.9	153.9	15.6	12.8	-2.8	-17.95
13	10	10	0	75.5	74.8	243.5	58.1	47.9	364.9	154.6	15.6	13.5	-2.1	-13.46
14	10	10	4	75.5	78.3	338.8	58.1	47.7	364.9	153.9	15.6	12.7	-2.9	-18.59
15	10	10	8	75.5	80.4	379.7	58.1	47.7	364.9	153.9	15.6	12.2	-3.4	-21.79
16	10	5	0	75.5	74.8	241.8	58.1	47.9	364.9	154.6	15.6	13.6	-2.	-12.82
17	10	5	4	75.5	78.3	305.1	58.1	47.7	364.9	153.9	15.6	12.8	-2.8	-17.95
18	10	5	8	75.5	80.4	307.8	58.1	47.7	364.9	153.9	15.6	12.3	-3.3	-21.15
19	-30	0	0	75.5	75.5	235.1	58.1	47.9	364.9	154.6	6.9	4.8	-2.1	-30.43
20	-30	0	4	75.5	79.	275.1	58.1	47.7	364.9	153.9	6.9	4.	-2.9	-42.03
21	-30	0	8	75.5	80.4	303.4	58.1	47.7	364.9	153.9	6.9	3.5	-3.4	-49.28
22	-30	10	0	75.5	75.5	242.1	58.1	47.9	364.9	154.6	6.9	4.6	-2.3	-33.33
23	-30	10	4	75.5	79.4	320.9	58.1	47.7	364.9	153.9	6.9	3.6	-3.3	-47.83
24	-30	10	8	75.5	80.7	393.4	58.1	47.7	364.9	153.9	6.9	2.9	-4.	-57.97
25	-30	5	0	75.5	75.5	241.9	58.1	47.9	364.9	154.6	6.9	4.6	-2.3	-33.33
26	-30	5	4	75.5	79.4	311.3	58.1	47.7	364.9	153.9	6.9	3.7	-3.2	-46.38
27	-30	5	8	75.5	80.7	352.8	58.1	47.7	364.9	153.9	6.9	3.1	-3.8	-55.07

E_{sp}=2.5, S=48 h

	i ₀	DSM	RES	L _{alt} ^{max}	L _{neu} ^{max}	W _{sp}	R _{alt} ^{max}	R _{neu} ^{max}	K _{alt} ^{max}	K _{neu} ^{max}	K _{alt} ^{max}	K _{neu} ^{max}	ΔK _{abs}	ΔK _{rel}
	€/MWh	GWh/h	GWh/h	GWh/h	GWh/h	GWh	GWh/h	GWh/h	€/MWh	€/MWh	Mrd. €	Mrd. €	Mrd. €	%
1	0	0	0	75.5	75.5	616.6	58.1	47.1	364.9	151.3	13.1	9.8	-3.3	-25.19
2	0	0	4	75.5	79.5	628.4	58.1	47.1	364.9	151.2	13.1	9.2	-3.9	-29.77
3	0	0	8	75.5	83.5	640.2	58.1	47.1	364.9	151.2	13.1	8.8	-4.3	-32.82
4	0	10	0	75.5	75.5	754.3	58.1	47.1	364.9	151.3	13.1	9.4	-3.7	-28.24
5	0	10	4	75.5	79.5	830.1	58.1	47.1	364.9	151.2	13.1	8.6	-4.5	-34.35
6	0	10	8	75.5	83.5	870.2	58.1	47.1	364.9	151.2	13.1	7.9	-5.2	-39.69
7	0	5	0	75.5	75.5	710.6	58.1	47.1	364.9	151.3	13.1	9.6	-3.5	-26.72
8	0	5	4	75.5	79.5	758.9	58.1	47.1	364.9	151.2	13.1	8.7	-4.4	-33.59
9	0	5	8	75.5	83.5	785.6	58.1	47.1	364.9	151.2	13.1	8.2	-4.9	-37.4
10	10	0	0	75.5	75.5	472.3	58.1	47.1	364.9	151.3	15.6	12.6	-3.	-19.23
11	10	0	4	75.5	79.5	526.1	58.1	47.1	364.9	151.2	15.6	12.	-3.6	-23.08
12	10	0	8	75.5	83.5	589.1	58.1	47.1	364.9	151.2	15.6	11.7	-3.9	-25.
13	10	10	0	75.5	75.5	600.1	58.1	47.1	364.9	151.3	15.6	12.2	-3.4	-21.79
14	10	10	4	75.5	79.5	622.4	58.1	47.1	364.9	151.2	15.6	11.4	-4.2	-26.92
15	10	10	8	75.5	83.5	650.6	58.1	47.1	364.9	151.2	15.6	10.8	-4.8	-30.77
16	10	5	0	75.5	75.5	528.8	58.1	47.1	364.9	151.3	15.6	12.3	-3.3	-21.15
17	10	5	4	75.5	79.5	556.5	58.1	47.1	364.9	151.2	15.6	11.5	-4.1	-26.28
18	10	5	8	75.5	83.5	605.2	58.1	47.1	364.9	151.2	15.6	11.1	-4.5	-28.85
19	-30	0	0	75.5	75.5	608.3	58.1	47.1	364.9	151.3	6.9	3.5	-3.4	-49.28
20	-30	0	4	75.5	79.5	622.	58.1	47.1	364.9	151.2	6.9	2.7	-4.2	-60.87
21	-30	0	8	75.5	83.5	631.3	58.1	47.1	364.9	151.2	6.9	2.2	-4.7	-68.12
22	-30	10	0	75.5	75.5	736.3	58.1	47.1	364.9	151.3	6.9	3.1	-3.8	-55.07
23	-30	10	4	75.5	79.5	804.6	58.1	47.1	364.9	151.2	6.9	2.1	-4.8	-69.57
24	-30	10	8	75.5	83.5	844.4	58.1	47.1	364.9	151.2	6.9	1.4	-5.5	-79.71
25	-30	5	0	75.5	75.5	700.2	58.1	47.1	364.9	151.3	6.9	3.2	-3.7	-53.62
26	-30	5	4	75.5	79.5	739.4	58.1	47.1	364.9	151.2	6.9	2.3	-4.6	-66.67
27	-30	5	8	75.5	83.5	767.5	58.1	47.1	364.9	151.2	6.9	1.6	-5.3	-76.81

$\epsilon_{sp}=2.5, S=96 \text{ h}$

	i_0	DSM	RES	L_{alt}^{max}	L_{neu}^{max}	W_{sp}	R_{alt}^{max}	R_{neu}^{max}	K_{alt}^{max}	K_{neu}^{max}	K_{alt}^{max}	K_{neu}^{max}	ΔK_{abs}	ΔK_{rel}
	€/MWh	GWh/h	GWh/h	GWh/h	GWh/h	GWh	GWh/h	GWh/h	€/MWh	€/MWh	Mrd. €	Mrd. €	Mrd. €	%
1	0	0	0	75.5	75.5	1190.4	58.1	43.5	364.9	138.8	13.1	8.5	-4.6	-35.11
2	0	0	4	75.5	79.5	1239.5	58.1	43.3	364.9	138.1	13.1	8.	-5.1	-38.93
3	0	0	8	75.5	82.8	1266.3	58.1	43.2	364.9	138.	13.1	7.7	-5.4	-41.22
4	0	10	0	75.5	75.5	1503.1	58.1	43.5	364.9	138.8	13.1	7.9	-5.2	-39.69
5	0	10	4	75.5	79.5	1611.	58.1	43.3	364.9	138.1	13.1	7.1	-6.	-45.8
6	0	10	8	75.5	83.5	1735.2	58.1	43.2	364.9	138.	13.1	6.6	-6.5	-49.62
7	0	5	0	75.5	75.5	1367.	58.1	43.5	364.9	138.8	13.1	8.	-5.1	-38.93
8	0	5	4	75.5	79.5	1457.	58.1	43.3	364.9	138.1	13.1	7.4	-5.7	-43.51
9	0	5	8	75.5	83.5	1509.5	58.1	43.2	364.9	138.	13.1	7.	-6.1	-46.56
10	10	0	0	75.5	74.8	1179.1	58.1	43.5	364.9	138.8	15.6	11.4	-4.2	-26.92
11	10	0	4	75.5	76.9	1207.3	58.1	43.3	364.9	138.1	15.6	11.	-4.6	-29.49
12	10	0	8	75.5	80.7	1209.1	58.1	43.2	364.9	138.	15.6	10.7	-4.9	-31.41
13	10	10	0	75.5	74.8	1422.8	58.1	43.5	364.9	138.8	15.6	10.7	-4.9	-31.41
14	10	10	4	75.5	78.8	1565.2	58.1	43.3	364.9	138.1	15.6	10.1	-5.5	-35.26
15	10	10	8	75.5	82.8	1669.7	58.1	43.2	364.9	138.	15.6	9.7	-5.9	-37.82
16	10	5	0	75.5	74.8	1324.3	58.1	43.5	364.9	138.8	15.6	10.9	-4.7	-30.13
17	10	5	4	75.5	78.8	1436.	58.1	43.3	364.9	138.1	15.6	10.4	-5.2	-33.33
18	10	5	8	75.5	82.3	1480.8	58.1	43.2	364.9	138.	15.6	10.	-5.6	-35.9
19	-30	0	0	75.5	75.5	1178.3	58.1	43.5	364.9	138.8	6.9	1.9	-5.	-72.46
20	-30	0	4	75.5	79.5	1227.	58.1	43.3	364.9	138.1	6.9	1.3	-5.6	-81.16
21	-30	0	8	75.5	82.8	1247.6	58.1	43.2	364.9	138.	6.9	0.9	-6.	-86.96
22	-30	10	0	75.5	75.5	1477.2	58.1	43.5	364.9	138.8	6.9	1.5	-5.4	-78.26
23	-30	10	4	75.5	79.5	1567.2	58.1	43.3	364.9	138.1	6.9	0.6	-6.3	-91.3
24	-30	10	8	75.5	82.8	1668.1	58.1	43.2	364.9	138.	6.9	-0.1	-7.	-101.45
25	-30	5	0	75.5	75.5	1355.	58.1	43.5	364.9	138.8	6.9	1.6	-5.3	-76.81
26	-30	5	4	75.5	79.5	1428.2	58.1	43.3	364.9	138.1	6.9	0.7	-6.2	-89.86
27	-30	5	8	75.5	82.8	1492.7	58.1	43.2	364.9	138.	6.9	0.2	-6.7	-97.1

Anlage 4: Tabellen mit zusammengefassten Werten

Die Tabellen der Anlage 2 werden zusammengefasst und die fehlenden Informationen über die Parameter *DSM* und *RES* mit Hilfe von Mittelwerten, Standardabweichung und Minimal- sowie Maximalwerten zusammenfassend abgebildet.

Spannweite Minimal-, Mittel-, Maximalwert für verschiedene DSM/RES

f_{DSM} €/MWh	f_{RES} ./.	S h	L_{neu}^{max} GWh/h	W_{up} GWh	R_{neu}^{max} GWh/h	K_{alt}^{neu} Mrd. €	K_{neu}^{neu} Mrd. €	ΔK_{abs} Mrd. €	ΔK_{rel} %
0	1.	24	74,40 ^{+0,20}	165,3 ^{+1,2}	51,4	38,7	37,1	-1,6	-4,13
0	1.	48	75,2 ^{+0,2}	441,1 ^{+1,2}	49,9	38,7	36,8	-1,9	-4,91
0	1.	96	75,9 ^{+1,4}	816,1 ^{+2,3}	47,37 ^{+0,27}	38,5	36,3	-2,2	-5,71
0	1,78416	24	76,8 ^{+1,2}	263, ⁺¹⁶	49,1	20,6	17,9 ^{+0,7}	-2,7 ^{+0,7}	-13,1 ^{+3,1}
0	1,78416	48	78,1 ^{+1,7}	678, ⁺¹⁰	48,3	20,6	16,7 ^{+0,7}	-3,9 ^{+0,7}	-18,9 ^{+2,3}
0	1,78416	96	79, ⁺⁴	1225, ⁺¹⁵⁴	44,70 ^{+0,20}	20,5	15,3 ^{+0,7}	-5,2 ^{+0,7}	-25,3 ^{+2,3}
0	2,5	24	78,5 ^{+1,2}	304, ⁺⁴⁵	47,77 ^{+0,27}	13,1	10,2 ^{+0,6}	-2,9 ^{+0,6}	-22, ⁺⁵
0	2,5	48	80, ⁺⁴	733, ⁺¹⁰¹	47,1	13,1	8,9 ^{+0,6}	-4,2 ^{+0,6}	-32, ⁺⁵
0	2,5	96	79, ⁺⁴	1431, ⁺¹⁸¹	43,33 ^{+0,33}	13,1	7,6 ^{+0,6}	-5,5 ^{+0,6}	-42, ⁺⁵
10	1.	24	74,40 ^{+0,20}	166,0 ^{+1,3}	51,4	38,8	37,1	-1,7	-4,38
10	1.	48	75,2 ^{+0,5}	443,4	49,9	38,8	36,8	-2,	-5,15
10	1.	96	75,9 ^{+1,4}	816,3	47,37 ^{+0,27}	38,6	36,3	-2,3	-5,96
10	1,78416	24	77,1 ^{+1,2}	266, ⁺⁴⁵	49,1	22,1	19,4 ^{+0,7}	-2,7 ^{+0,7}	-12,2 ^{+3,1}
10	1,78416	48	78,4 ^{+1,7}	681, ⁺¹⁰	48,3	22,1	18,2 ^{+0,7}	-3,9 ^{+0,7}	-17,4 ^{+2,4}
10	1,78416	96	79, ⁺⁴	1250, ⁺¹⁵⁴	44,70 ^{+0,20}	22,1	16,7 ^{+0,7}	-5,4 ^{+0,7}	-24,3 ^{+2,3}
10	2,5	24	77,8 ^{+1,4}	279, ⁺⁵⁵	47,77 ^{+0,27}	15,6	13,0 ^{+0,6}	-2,6 ^{+0,6}	-17, ⁺⁵
10	2,5	48	80, ⁺⁴	572, ⁺⁹⁶	47,1	15,6	11,7 ^{+0,6}	-3,9 ^{+0,6}	-25, ⁺⁴
10	2,5	96	78,3 ^{+1,3}	1388, ⁺¹⁷¹	43,33 ^{+0,33}	15,6	10,5 ^{+0,6}	-5,1 ^{+0,6}	-32, ⁺³
-30	1.	24	74,40 ^{+0,20}	165,3 ^{+1,2}	51,4	38,6	37,1	-1,5	-3,89
-30	1.	48	75,2 ^{+0,2}	436,4	49,9	38,6	36,8	-1,8	-4,66
-30	1.	96	75,9 ^{+1,4}	806,6	47,37 ^{+0,27}	38,4	36,3	-2,1	-5,47
-30	1,78416	24	76,7 ^{+1,1}	248, ⁺³²	49,1	17,4	15,1 ^{+0,5}	-2,3 ^{+0,5}	-13,2 ^{+2,4}
-30	1,78416	48	77,9 ^{+1,1}	652, ⁺⁶⁰	48,3	17,4	14,1 ^{+0,5}	-3,3 ^{+0,5}	-19,2 ^{+2,1}
-30	1,78416	96	78,3 ^{+1,1}	1161, ⁺¹¹⁰	44,70 ^{+0,20}	17,4	13,0 ^{+0,5}	-4,4 ^{+0,5}	-25,3 ^{+2,3}
-30	2,5	24	78,5 ^{+1,2}	297, ⁺⁵⁴	47,77 ^{+0,27}	6,9	3,9 ^{+0,7}	-3,0 ^{+0,7}	-44, ⁺¹⁰
-30	2,5	48	80, ⁺⁴	717, ⁺¹⁰⁴	47,1	6,9	2,5 ^{+0,7}	-4,4 ^{+0,7}	-64, ⁺¹⁰
-30	2,5	96	79,3 ^{+1,3}	1405, ⁺¹⁶⁶	43,33 ^{+0,33}	6,9	1,0 ^{+0,7}	-5,9 ^{+0,7}	-86, ⁺¹⁰

Spannweite Mittelwert±Standardabweichung für verschiedene DSM/RES

f_{DSM} €/MWh	f_{RES} ./.	S h	L_{neu}^{max} GWh/h	W_{up} GWh	R_{neu}^{max} GWh/h	K_{alt}^{neu} Mrd. €	K_{neu}^{neu} Mrd. €	ΔK_{abs} Mrd. €	ΔK_{rel} %
0	1.	24	74,40 ± 0,20	165,3 ± 1,2	51,4	38,7	37,1	-1,6	-4,13
0	1.	48	75,2 ± 0,4	441,1 ± 1,3	49,9	38,7	36,8	-1,9	-4,91
0	1.	96	75,9 ± 1,4	816,1 ± 2,0	47,37 ± 0,18	38,5	36,3	-2,2	-5,71
0	1,78416	24	76,8 ± 1,8	263, ± 30,	49,1	20,6	17,9 ± 0,5	-2,7 ± 0,5	-13,1 ± 2,6
0	1,78416	48	78,1 ± 2,6	678, ± 70,	48,3	20,6	16,7 ± 0,5	-3,9 ± 0,5	-18,9 ± 2,6
0	1,78416	96	78,8 ± 3,5	1225, ± 100,	44,70 ± 0,15	20,5	15,3 ± 0,5	-5,2 ± 0,5	-25,3 ± 2,5
0	2,5	24	78,5 ± 2,3	304, ± 55,	47,77 ± 0,18	13,1	10,2 ± 0,6	-2,9 ± 0,6	-22, ± 5,
0	2,5	48	79,5 ± 3,5	733, ± 91,	47,1	13,1	8,9 ± 0,6	-4,2 ± 0,6	-32, ± 5,
0	2,5	96	79,4 ± 3,4	1431, ± 181,	43,33 ± 0,13	13,1	7,6 ± 0,6	-5,5 ± 0,6	-42, ± 5,
10	1.	24	74,40 ± 0,20	166,0 ± 2,0	51,4	38,8	37,1	-1,7	-4,38
10	1.	48	75,2 ± 0,4	443,4	49,9	38,8	36,8	-2,	-5,15
10	1.	96	75,9 ± 1,8	816,3	47,37 ± 0,18	38,6	36,3	-2,3	-5,96
10	1,78416	24	77,1 ± 2,2	266, ± 48,	49,1	22,1	19,4 ± 0,5	-2,7 ± 0,5	-12,2 ± 2,4
10	1,78416	48	78,4 ± 2,9	681, ± 60,	48,3	22,1	18,2 ± 0,5	-3,9 ± 0,5	-17,4 ± 2,4
10	1,78416	96	78,8 ± 3,5	1250, ± 123,	44,70 ± 0,15	22,1	16,7 ± 0,5	-5,4 ± 0,5	-24,3 ± 2,3
10	2,5	24	77,8 ± 2,4	279, ± 55,	47,77 ± 0,18	15,6	13,0 ± 0,6	-2,6 ± 0,6	-16,8 ± 3,5
10	2,5	48	79,5 ± 3,5	572, ± 96,	47,1	15,6	11,7 ± 0,6	-3,9 ± 0,6	-25, ± 4,
10	2,5	96	78,3 ± 3,2	1388, ± 171,	43,33 ± 0,13	15,6	10,5 ± 0,5	-5,1 ± 0,5	-32,4 ± 3,5
-30	1.	24	74,40 ± 0,20	165,3 ± 1,2	51,4	38,6	37,1	-1,5	-3,89
-30	1.	48	75,2 ± 0,4	436,4	49,9	38,6	36,8	-1,8	-4,66
-30	1.	96	75,9 ± 1,8	806,6	47,37 ± 0,18	38,4	36,3	-2,1	-5,47
-30	1,78416	24	76,7 ± 1,7	248, ± 32,	49,1	17,4	15,1 ± 0,4	-2,3 ± 0,4	-13,2 ± 2,5
-30	1,78416	48	77,9 ± 2,4	652, ± 60,	48,3	17,4	14,1 ± 0,4	-3,3 ± 0,4	-19,2 ± 2,2
-30	1,78416	96	78,3 ± 2,9	1161, ± 76,	44,70 ± 0,15	17,4	13,00 ± 0,35	-4,40 ± 0,35	-25,3 ± 2,0
-30	2,5	24	78,5 ± 2,3	297, ± 54,	47,77 ± 0,18	6,9	3,9 ± 0,7	-3,0 ± 0,7	-44, ± 10,
-30	2,5	48	79,5 ± 3,5	717, ± 84,	47,1	6,9	2,5 ± 0,7	-4,4 ± 0,7	-64, ± 10,
-30	2,5	96	79,3 ± 3,2	1405, ± 166,	43,33 ± 0,13	6,9	1,0 ± 0,7	-5,9 ± 0,7	-86, ± 10,

Aus Sicht des Autors können folgende Parameterwerte als unwahrscheinlich betrachtet werden:

- $f_{ee} = 1.00$: Dieser Wert spiegelt zwar den realen Stand 2024 wider. Auch wird er für vergleichende und kalibrierende Berechnungen verwendet. Geplant ist aber eine Fortsetzung der Energiewende mit höheren f_{ee} , so dass diese eher im Fokus des Interesses sein dürften.
- $k_0 = -30 \text{ €/MWh}$: Der Autor geht davon aus, dass derart hohe Strom-„Entsorgungs“-Gebühren kaum im Interesse der Investoren und Betreiber von Erneuerbaren-Anlagen liegen dürften. Oder, falls doch, werden sich die Anlagenbetreiber diese Kosten auf anderem Wege wieder von den Stromkunden zurückholen, so dass realiter ein entsprechender Ausgleich auf Werte größer Null stattfinden dürfte. Der Wert wird lediglich für Plausibilitätsbetrachtungen mitgeführt.
- $S = 96 \text{ h}$: Der Autor geht davon aus, dass sich die Ausgleichsperioden bei der Verschiebung des Strombedarfs nicht beliebig in die Länge ziehen lassen. Ein dabei denkbarer Stromausfall von bis zu drei Tagen dürfte nur in Ausnahmefällen für private, institutionelle und industrielle Stromabnehmer akzeptabel sein. Der Wert wird lediglich für Plausibilitätsbetrachtungen mitgeführt.

Nach Ausblendung dieser eher unwahrscheinlich erscheinenden Fälle verbleiben die folgenden Tabellen mit acht Kernvarianten:

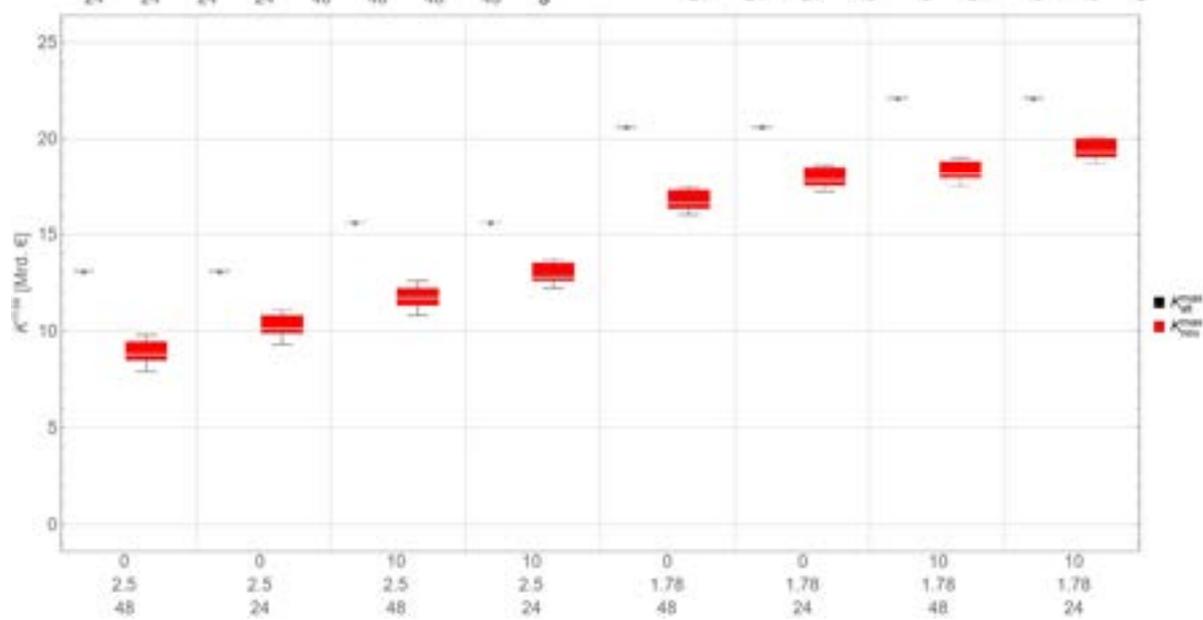
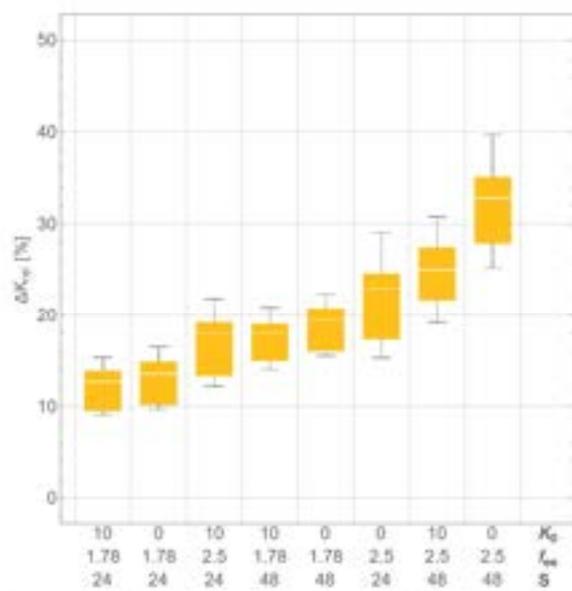
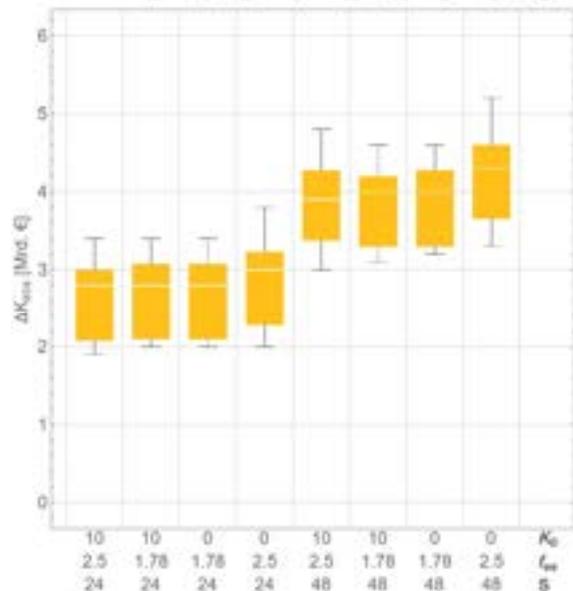
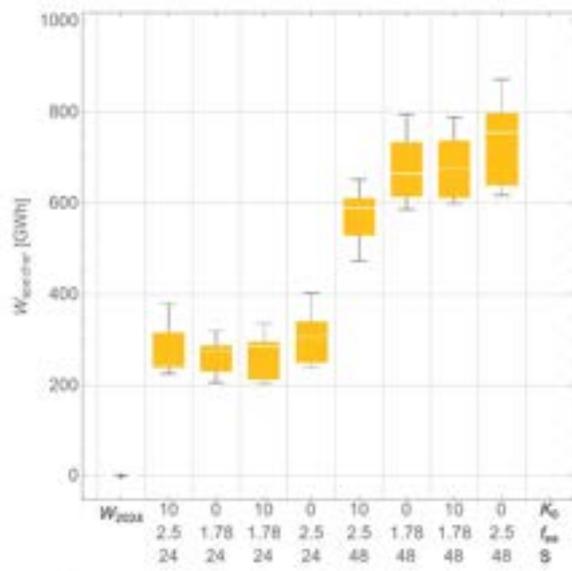
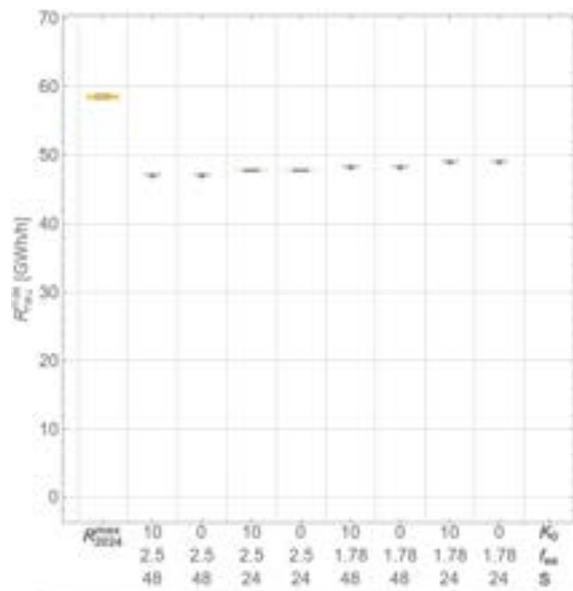
Spannweite Minimal-, Mittel-, Maximalwert für verschiedene DSM/RES, AUSWAHL

f_0 €/MWh	f_{ee} +/-	S h	L_{neu}^{max} GWh/h	M_{sp} GWh	k_{neu}^{max} GWh/h	k_{alt}^{max} Mrd. €	k_{neu}^{max} Mrd. €	ΔK_{abs} Mrd. €	ΔK_{rel} %
0	1.78416	24	76.8 ^{+2.2} _{-2.9}	263 ⁺³⁸ ₋₃₈	49.1	20.6	17.9 ^{+0.7} _{-0.7}	-2.7 ^{+0.7} _{-0.7}	-13.1 ^{+2.4} _{-2.4}
0	1.78416	48	78.1 ^{+1.7} _{-1.7}	678 ⁺¹¹¹ ₋₁₁₁	48.3	20.6	16.7 ^{+0.7} _{-0.7}	-3.9 ^{+0.7} _{-0.7}	-18.9 ^{+2.6} _{-2.6}
0	2.5	24	78.5 ^{+1.9} _{-1.9}	304 ⁺⁵⁵ ₋₅₅	47.77 ^{+0.11} _{-0.11}	13.1	10.2 ^{+0.6} _{-0.6}	-2.9 ^{+0.6} _{-0.6}	-22 ⁺⁵ ₋₅
0	2.5	48	80 ⁺¹ ₋₁	733 ⁺⁹¹ ₋₉₁	47.1	13.1	8.9 ^{+0.6} _{-0.6}	-4.2 ^{+0.6} _{-0.6}	-32 ⁺⁵ ₋₅
10	1.78416	24	77.1 ^{+1.7} _{-1.7}	266 ⁺³⁸ ₋₃₈	49.1	22.1	19.4 ^{+0.7} _{-0.7}	-2.7 ^{+0.7} _{-0.7}	-12.2 ^{+2.4} _{-2.4}
10	1.78416	48	78.4 ^{+1.1} _{-1.1}	681 ⁺¹⁰¹ ₋₁₀₁	48.3	22.1	18.2 ^{+0.7} _{-0.7}	-3.9 ^{+0.7} _{-0.7}	-17.4 ^{+2.4} _{-2.4}
10	2.5	24	77.8 ^{+1.9} _{-1.9}	279 ⁺⁵⁵ ₋₅₅	47.77 ^{+0.11} _{-0.11}	15.6	13.0 ^{+0.6} _{-0.6}	-2.6 ^{+0.6} _{-0.6}	-17 ⁺⁵ ₋₅
10	2.5	48	80 ⁺¹ ₋₁	572 ⁺⁵⁶ ₋₅₆	47.1	15.6	11.7 ^{+0.6} _{-0.6}	-3.9 ^{+0.6} _{-0.6}	-25 ⁺⁴ ₋₄

Spannweite Mittelwert±Standardabweichung für verschiedene DSM/RES, AUSWAHL

f_0 €/MWh	f_{ee} +/-	S h	L_{neu}^{max} GWh/h	M_{sp} GWh	k_{neu}^{max} GWh/h	k_{alt}^{max} Mrd. €	k_{neu}^{max} Mrd. €	ΔK_{abs} Mrd. €	ΔK_{rel} %
0	1.78416	24	76.8 ± 2.0	263 ± 38	49.1	20.6	17.9 ± 0.5	-2.7 ± 0.5	-13.1 ± 2.0
0	1.78416	48	78.1 ± 2.6	678 ± 70	48.3	20.6	16.7 ± 0.5	-3.9 ± 0.5	-18.9 ± 2.6
0	2.5	24	78.5 ± 2.3	304 ± 55	47.77 ± 0.10	13.1	10.2 ± 0.6	-2.9 ± 0.6	-22 ± 5
0	2.5	48	79.5 ± 3.5	733 ± 91	47.1	13.1	8.9 ± 0.6	-4.2 ± 0.6	-32 ± 5
10	1.78416	24	77.1 ± 2.2	266 ± 40	49.1	22.1	19.4 ± 0.5	-2.7 ± 0.5	-12.2 ± 2.4
10	1.78416	48	78.4 ± 2.9	681 ± 66	48.3	22.1	18.2 ± 0.5	-3.9 ± 0.5	-17.4 ± 2.4
10	2.5	24	77.8 ± 2.4	279 ± 55	47.77 ± 0.10	15.6	13.0 ± 0.6	-2.6 ± 0.6	-16.8 ± 3.5
10	2.5	48	79.5 ± 3.5	572 ± 56	47.1	15.6	11.7 ± 0.6	-3.9 ± 0.6	-25 ± 4

Zum Schluss noch eine grafische Auswertung der Auswahl in Form von Box-Whisker-Charts, wobei die K_0 - f_{ee} -S-Tripel nach Sortierung der Werte nach ihren Medianen an den Bildern unten angegeben sind. Der weiße Balken in den farbigen Rechtecken ist der Medianwert, deren oberer Rand ist das 75%-Quantil, der untere Rand ist das 25%-Quantil, der Querbalken am Toleranzbalken oben ist der Maximal- und der Querbalken am Toleranzbalken unten ist der Minimalwert. Die Streuung ist auf die Zusammenfassung der dazugehörigen DSM- und RES-Werte mit Hilfe dieser Streuangaben zurückzuführen.



Anlage 5: Elektroauto: Speicherkapazität und Ladezyklen

Speicherkapazität

Ausgehend von einem fiktiven Fahrzeugpark von 40 Mio. Elektro-Fahrzeugen mit einer mittleren Batteriekapazität von $65 \pm 10 \text{ kWh}$ ²⁴ pro Fahrzeug ergäbe sich eine maximale Speicherkapazität des E-Fahrzeugparks von $2.6 \pm 0.4 \text{ TWh}$.²⁵ Mit der Annahme, dass 20% dieser Speicherkapazität genutzt werden können, siehe *pv magazine (2024b)*, stünden $520 \pm 80 \text{ GWh}$ zur Verfügung. Im Vergleich mit den für die verschiedenen realitätsnächsten Optimierungsszenarien als erforderlich ermittelten Batterie-Speicherkapazitäten von 225 bis 823 GWh, siehe Bild 23, erscheint dieser Wert vielleicht schon ausreichend. Fehlende Kapazitäten müssten aus Haus- und Großbatterien zur Verfügung gestellt werden.²⁶

Angemerkt sei noch, dass Elektroautos Stromverbraucher mit mobilem Zwischenspeichern sind, die den Strombedarf in toto erhöhen. Für deren Beladung käme somit nur Szenarien wie z.B. das $f_{ee} = 2.50$ -Szenario in Frage, bei dem überschüssige Erneuerbaren-Jahresenergien verfügbar sind, um dem Ladebedarf der Elektroautos zu genügen. Schlussendlich könnte dies bedeuten, dass Elektro-Fahrzeuge lediglich ihren eigenen Energiebedarf teilweise oder ganz weg-puffern.

Ladeverfügbarkeit

Ein Blick auf Bild 13 zeigt, wann dieser virtuelle E-Fahrzeug-Batteriespeicher im Jahresmittel verfügbar sein müsste:

- In der Zeit von 00:00 bis ca. 06:00 Uhr müsste die Fahrzeug-Batterie aufgrund der im Mittel überschüssigen Erneuerbaren-Leistung mit maximal 4.1 GWh/h geladen werden; dies dürfte vordergründig gesehen unproblematisch sein, da davon auszugehen ist, dass der überwiegende Teil der E-Fahrzeuge nachts sowieso an ihre Ladestation angeschlossen sind. Sollte diese überschüssige Leistung allerdings für andere Zwecke benötigt werden, zum Beispiel für das tatsächliche Nachladen der E-Fahrzeuge für deren Fahrbetrieb am kommenden Tag, wäre ein Aufladen zwecks netzdienlichen Stromausgleichs während der Ausgleichsperiode S nur noch eingeschränkt möglich.
- Zwischen 06:00 und 09:00 müssten die Fahrzeuge dann zwecks Einspeisung ins Netz mit einer Maximalleistung von 4.0 GWh/h zur Verfügung stehen. Dies ist schwer vorstellbar, da dieser Zeitraum typischerweise von starker Fahrtätigkeit geprägt ist, während derer die Fahrzeugbatterien prioritär zum Zwecke der Traktion genutzt werden.
- Zwischen 09:00 und 17:00 Uhr, also während der typischen Arbeitszeit, müssen die Fahrzeugbatterien zwecks Aufladung mit maximal 6.9 GWh/h an ihren Ladestationen angeschlossen sein. Ein Fahrzeug benötigt somit zwei Ladestationen: Eine am nächtlichen Standort und eine am Standort tagsüber. Dienst- und Werksfahrzeuge dürften nur eingeschränkt für derartige Dienstleistungen in der Lage sein, sieht man von Wochenenden und Feiertagen ab. Alle anderen Fahrzeuge für Arbeitnehmer mit festen Arbeitsplätzen

²⁴ Mittelwert plus/minus Standardabweichung.

²⁵ Lt. *pv magazine (2024b)* standen Ende 2024 0.1 TWh „Flexibilitätpotential durch Elektroautos“ zur Verfügung. Das entspricht $3.8 \pm 0.6\%$ von $2.6 \pm 0.4 \text{ TWh}$.

²⁶ Eine zusätzliche Möglichkeit ist die Verfügbarmachung der Leistung aus anderen Kraftwerken wie z.B. Gas-Kraftwerken.

müssten von deren Arbeitgebern entsprechende Stellplätze mit Ladesäulen verfügbar gemacht werden. Hierbei sind auch die Kommunen gefordert.

- In der Zeit von 17:00 bis 24:00 werden die Fahrzeugbatterien wieder mit bis zu 9.7 GWh/h entladen. Vordergründig ist dies gut möglich, da die meisten Fahrzeuge dann wieder an ihrem nächtlichen Standort angeschlossen sein dürften. Allerdings ist zweifelhaft, ob die Fahrzeug-Besitzer zu abendlichen Zeiten, zu denen sie mit dem Aufladen ihrer Elektromobile rechnen, mit deren Entladung das Gegenteil in Kauf nehmen. Auch können Fahrzeuge, die nahezu entladen sind, nicht für diese netzdienliche Aufgabe in Anspruch genommen werden.

Ladezyklen, Lebensdauer, Investitions- und Betriebskosten

Fahrzeuge haben im Mittel ca. 300 fahrtengenutzte Volllast- bzw. Motorbetriebsstunden: Gemäß *Kraftfahrt-Bundesamt (2024, Abb. 2)* beträgt die mittlere Jahresfahrleistung etwa 12500 km/a. Mit Hilfe einer Infografik von *vimcar (2020)* lässt sich für Dienstwagen eine Durchschnittsgeschwindigkeit von 47 ± 6 km/h ableiten. Geht man von ähnlichen Durchschnittsgeschwindigkeiten für alle anderen Fahrzeuge aus, lässt sich aufgrund dieser Zahlen mutmaßen, dass die mittleren Motorbetriebsstunden bzw. Volllaststunden eines Fahrzeugs etwa 264 ± 33 h/a, aufgerundet ca. 300 h/a beträgt.

Elektro-Fahrzeuge stehen somit maximal für die restlichen ca. 8460 Stunden eines Jahres für netzdienliche Einsätze zur Verfügung. Inwieweit dies schädlich oder unschädlich für deren Lebensdauer ist, wird in *pv magazine (2024a)* ausführlich in einem den allgemeinen Kenntnisstand dokumentierenden Artikel sowie den entsprechenden Leserzuschriften diskutiert.

Durch Lade- und Entladeverluste von 5 bis 10% kommen zusätzliche Stromkosten aufgrund des netzdienlichen Lade-/Entladebedarfs hinzu. Diese dürften aber marginal sein, wie folgende Überschlagsrechnung zeigt: Ein durchschnittliches Elektroauto verbraucht pro Jahr 2250 bis 3000 kWh/a (*Mobilitätsmagazin (2025), ENEX.ME (2022)*). Täglich sind dies 6.1 bis 8.2 kWh/d. Davon ausgehend, dass zusätzlich zu diesem Stromverbrauch pro Tag noch 1 bis 2 Lade-/Entladezyklen zu jeweils 20% dieses Verbrauchs hinzukommen, sind dies 1.2 bis 3.3 kWh/d multipliziert mit 5% bis 10% Ladeverlusten pro Lade-/Entladehub gleich 0.061 bis 0.328 kWh/d, gemittelt 0.19 ± 0.19 kWh/d energetische Ladeverluste. Bei einem normalen Stromtarif von 0.40 €/kWh wären dies pekuniäre Verluste von 0.08 ± 0.08 €/d. Aufgerundet pro Jahr also unter 60 €/a, ein nur geringfügiger Wert für den Fahrzeugbesitzer.

Bei naiver Betrachtung gingen die Investitionskosten für netzdienliche Batteriespeicher zumindest zum Teil in Sowieso-Kosten für die Elektrofahrzeug-Batterien über; sie wären in der Gesamtschau zunächst „kostenneutral“ und die Fahrbereitschaft der entsprechenden Fahrzeuge kaum beeinflussend. Allerdings dürften die Elektroauto-Besitzer ihre Fahrzeuge eher als gut verfügbares Teil eines „virtuellen“ Batteriekraftwerkparcs und sich selbst als Stromhändler verstehen, für dessen Kosten inklusive bi-direktionaler Ladestation sie investiv wie betriebskostenmäßig zunächst in Vorleistung treten müssten. Sicher werden die Fahrzeug-Eigentümer für diesen „Nutzungsauffall“ Gebühren verlangen sowie weitere tatsächliche und geglaubte Risiken dieses netzdienlichen Betriebs an die Betreiber des virtuellen Batteriekraftwerkparcs mit Gewinnzuschlägen weiterreichen. Diese wiederum dürften sich ihre Dienstleistungen im Zusammenhang mit der technischen und kaufmännischen Verwaltung dieses dezentralen und nur eingeschränkt verfügbaren virtuellen Batterieparcs ebenfalls mit Zuschlägen vergüten lassen. In welcher Höhe die

aus obigen Vorgängen anfallenden Betriebskosten dann insgesamt sein werden, muss sich noch in der Praxis herausstellen.

Der dauerhafte Einsatz der Fahrzeugspeicher kann nur in Grenzen erfolgen, wobei neben den Lebensdauerfragen auch technische Detailfragen wie zum Beispiel zur Temperaturabhängigkeit von Batterieauf-/entladung zu berücksichtigen sind. So ist ausgerechnet zur stromverbrauchsintensiven Winterszeit im Vergleich zur Sommerszeit noch mit einem Strommehrverbrauch von Elektro-Fahrzeugen in Höhe von $68 \pm 20\%$ zu rechnen, ADAC (2024). Auch dies ist bei der zu garantierende Verfügbarkeit des virtuellen E-Fahrzeug-Batterieparks mit einzuberechnen.

Würdigung

Die aus Sicht der Netzbetreiber vordergründig sicher attraktiv erscheinende Möglichkeit, Batterien privat gekaufter E-Fahrzeuge die überwiegende Zeit derer Betriebs- und Lebensdauer einer netzdienlichen Funktion zuzuführen, erscheint dem Autor bei näherer Betrachtung obiger Ausführungen mit all ihren Unwägbarkeiten äußerst spekulativ und trotz aller professionellen Aufgaben, die hiermit verbunden wären, als technisch unsaubere „Bastellösung“.

Eine technisch sauberere Lösung dürfte die Aufstellung dezentralisierter, exklusiv der Leistungspufferung dienender Großbatteriespeicher sein, die von kommunalen Versorgern oder Privatinvestoren betrieben werden.

Darauf weist auch Bild 28 hin, aus dem sich eindeutig der Kostenvorteil von Großbatteriespeichern im Vergleich zu Batteriespeichern unter 100 kWh ergibt. Letzteres umfasst sowohl die Batterien von Elektro-Fahrzeugen als auch die Batterien von Privathaushalten. Das Marktangebot scheint sich hier bereits entsprechend zu positionieren, vergleiche *pv magazine (2024c)*.

Für die Großbatteriespeicher ist Stellplatz erforderlich. Eine erste Anfrage an die Künstliche Intelligenz www.perplexity.ai „Wieviel Fläche beansprucht z.B. eine 10-MWh-Großbatterie?“ führt zu folgender Antwort:

Basierend auf den verfügbaren Informationen lässt sich die Fläche für eine 10-MWh-Großbatterie wie folgt abschätzen:

1. Allgemeine Schätzung: Der Platzbedarf für Lithium-Ionen-Batteriespeichersysteme wird auf etwa 0,5 bis 1 Acre (ca. 2.000 bis 4.000 m²) pro Megawattstunde Speicherkapazität geschätzt². Für eine 10-MWh-Batterie würde dies 5.000 bis 10.000 m² bedeuten.
2. Konkrete Beispiele:
 - RWE plant in Neurath einen 84-MWh-Speicher auf 7.500 m²⁴. Heruntergerechnet auf 10 MWh wären das etwa 893 m².
 - FBS-Systems gibt an, dass ihre Speicher auf Grundstücken von 1.000 - 3.000 m² stehen, wobei der Großteil unversiegelt bleibt³.
3. Effizienzsteigerungen: Mit fortschreitender Technologie wird erwartet, dass sich die Raumeffizienz von Batteriespeichersystemen verbessert².

Unter Berücksichtigung dieser Daten lässt sich schätzen, dass eine 10-MWh-Großbatterie je nach Technologie und Installationsart eine Fläche von etwa 1.000 bis 5.000 m² beanspruchen könnte. Die tatsächliche Größe kann jedoch je nach spezifischem Projekt und lokalen Gegebenheiten variieren.

1. <https://blog.energybrainpool.com/erloespotenziale-fuer-batteriespeicher-am-strommarkt-aktuelle-entwicklungen/>
2. <https://www.basengreen.com/de/what-is-the-space-required-for-72mwh-of-battery-storage/>
3. https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Batterie-Speicherkraftwerken
4. <https://www.rwe.com/presse/rwe-generation/2023-05-31-rwe-startet-bau-von-batteriespeicher-grossprojekt/>

5. <https://fbs-systems.de>
6. <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/rekordverdaechtig-deutschland-plant-riesige-batteriegrossspeicher/>
7. <https://www.kyon-energy.de/glossar/kapazitat>
8. <https://intilion.com/produkte/lithium-ionen-stromspeicher/>

Zur Verfügbarmachung der mittels Bild 23 deklarierten 225 bis 823 GWh wären somit kommunale Flächen von insgesamt 22.5 bis 411.5 km² (217±195 km²) erforderlich.

Diese Fläche dürfte sich zumindest aus technischer Sicht prinzipiell zur Verfügung stellen lassen. Denn: Alle Kommunen Deutschlands weisen lt. *destatis.de*²⁷ zusammen eine Fläche von knapp 160 Tsd. km² auf, was dem 390- bis 7100-fachen der erforderlichen Batterie-Stellfläche entspricht. Inwiefern politische, bautechnische, wirtschaftliche oder geophysikalische Rahmenbedingungen einer Nutzung dieser Fläche entgegenstehen, wäre fallweise unter Berücksichtigung kommunaler Belange zu untersuchen.

²⁷ <https://www.destatis.de/DE/Themen/Laender-Regionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Administrativ/05-staedte.html> (abgerufen am 07.03.2025).