Westfälisches Energieinstitut

Dynamische Stromtarife zur Regelung der EE-Versorgung - Eine Analyse am Beispiel des Stromverbrauchs im Jahr 2024

von Markus J. Löffler

Schriftenreihe des Westfälischen Energieinstituts

Herausgeber:
Direktorium des Westfälischen Energieinstituts

Heft 1/2025

Diese Veröffentlichung erscheint zwar in der Schriftenreihe des Westfälischen Energieinstituts, für die Inhalte ist/sind aber ausschließlich der/die Verfasser verantwortlich.

Zusammenfassung

§41 EnWG verpflichtet zur Einführung dynamischer Stromtarife. Diese sollen dazu motivieren, den Stromverbrauch bevorzugt am wettergeführten Stromangebot der Erneuerbare-Energien- bzw. EE-Quellen zu orientieren. Untersucht wird, inwieweit dynamische Stromtarife das Stromverbrauchsverhalten und die Gesamtstromkosten im Jahr 2024 hätten beeinflussen können, wenn diese deutschlandweit genutzt worden wären.[1]

Nach Ermittlung einer Kostenfunktion, die den Zusammenhang zwischen Last, EE-Leistung und Strombörsenpreisen 2024 herstellt, werden 243 Varianten eines preisgesteuerten Stromverbrauchs berechnet. Variiert werden das EE-Stromangebot, der minimale Strombörsenpreis, die Ausgleichsperiode, innerhalb derer der Stromverbrauch verschoben wird, das Abschalt- und Zuschaltpotenzial.

Wesentliche Ergebnisse und Erkenntnisse sind:

- Mit einem Fallbeispiel werden wesentliche Unterschiede zwischen nicht-optimiertem und ideal-optimiertem Stromverbrauch erfasst. Die Unterschiede betreffen insbesondere den Spitzenwert des optimierten Stromverbrauchs sowie die Auswirkung auf die verbleibende Backup-Leistung und auf die Stromjahreskosten. Ein Vergleich der stark variierenden Stromverbrauchsverläufe zeigt, dass die kostenoptimierende Stromverbrauchsanpassung nur mit Hilfe zusätzlicher Kurzzeitspeicher umsetzbar ist. Anderenfalls wären inakzeptable Verwerfungen im Tagesablauf der Stromverbraucher die Folge.
- Für die realitätsnächsten Szenarien ergeben die Berechnungen:
  - Die Stromverteilnetze werden durch eine strompreismotivierte Lastoptimierung aufgrund des zulässigen Stromverbrauch-Zuschaltpotenzials mit bis zu 83.0 GWh/h stärker belastet als im nicht-optimierten Fall mit 75.0 GWh/h.[2]
  - Die Kapazität der Kurzzeitspeicher nimmt mit zunehmender Ausgleichsperiode zu. Für die realitätsnächsten Szenarien liegen die Werte zwischen 252 GWh und 823 GWh.

Dieses Werk steht unter der Lizenz Creative Commons Namensnennung 4.0 International.

[1] Die ausführliche Version und Details dieses Beitrags findet sich bei Löffler (2025).
[2] 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.

- Die erforderliche Backup-Leistung wird im Vergleich zum nicht-optimierten Fall (58.4 GWh/h) auf bis zu 47.1 GWh/h reduziert.
- Die Jahresstromkosten liegen beim lastoptimierten Fall um bis zu 4.8 Mrd. € niedriger als beim nicht-optimierten Lastfall.
- Der Investitionsbedarf zur Installation der erforderlichen Kurzzeitspeicher und weiterer Infrastruktur übertrifft die eingesparten Stromverbrauchskosten nach heutiger Preislage um ein Vielfaches.

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 von Löffler (2024b). Da die Befunde dieser Studie auf einem idealisierten Stromverbrauchsverhalten beruhen, ist realiter von geringeren Stromkostenersparnissen auszugehen, wie hier berechnet. Der technische und finanzielle Zusatzaufwand zur Nutzbarmachung dynamischer Stromtarife im Sinne einer wettergerechten Lastoptimierung erscheint immens.

Da im avisierten Stromversorgungssystem 2045 etwa vom doppelten Stromdirektverbrauch als im Jahr 2024 auszugehen ist, wobei dieser zur Winterszeit durch Wärmepumpen und Elektro-Fahrzeuge aufgrund zusätzlicher Lastspitzen noch überhöht wird, ist nicht von einer spürbaren 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. Allerdings kaschieren diese Stromtarife auch eine neue Form der Stromrationierung, was auf strukturelle Probleme bei der Stromversorgung Deutschlands hinweist.

1 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“. Es beinhaltet zwei Kernelemente:

- Kapazitätsmarkt für immense Investitionen in nur selten gebrauchte Backup-Kraftwerke und andere hierfür dienliche Infrastruktur.
- Flexible Strompreise zur angebotsseitigen 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."

Eine auf nur wenigen heuristischen Einzelbetrachtungen beruhende Vorgängerstudie Löffler (2024b) ergibt, dass dynamische Stromtarife in Smart-Grids Einsparpotentiale von bis zu 15% haben könnten. Und: „Prinzipiell kann die geplante Flexibilisierung des Strommarktes als eine gut vermittelbare und von den Stromkunden nur schlecht zu erkennende Form der Energierationierung durch Preismechanismen gesehen werden. Energierationierungen signalisieren oft strukturelle Probleme im Energiesektor eines Landes. Die Frage, ob der vom BMWK vorgeschlagene Paradigmenwechsel bereits in diese Richtung zielt, darf zusammen mit den derzeit immer offener und häufiger zutage tretenden, bisher noch verkraftbaren Dysfunktionalitäten der derzeitigen Stromversorgung durchaus in Betracht gezogen werden."

Vorliegende Studie erweitert die Befunde der Vorgängerstudie Löffler (2024b) um theoretische Sachverhalte. Dies erlaubt auch die Verifizierung oder Falsifizierung der Befunde der Vorgängerstudie.

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 EE-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)).

2 Vorgehensweise, ermittelte Verläufe bzw. Werte und Datenbasis

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?

Zunächst werden folgende Daten des Beispieljahres 2024 ermittelt: der stündlich gemittelte Stromverbrauch 2024, die stündlich gemittelte EE-Leistung 2024, hieraus berechnet die stündlich gemittelte Residualleistung 2024 und der stündliche Day-Ahead-Strombörsenpreis 2024.

Die zur Berechnung der unterschiedlichen Szenarien erforderlichen Parameter werden erläutert und festgelegt. Die gegeneinander zu variierenden Parameter sind Abschalt- und Zuschaltpotenziale, Verschiebungsperioden, um die die Stromaufnahme verschoben werden kann, Zuwachs des volatilen Anteils der EE-Leistung und die Untergrenze des zu zahlenden Strombörsenpreises.

Auf Grundlage der Methode der Variationsrechnung wird ein Simulationsmodell hergeleitet, dass die Last, die EE-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 EE-Leistung oberhalb der angefragten Last liegt bzw. wenn die Residualleistung negativ wird.

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

- Vergleich nicht-optimierte Last vs. optimierte Last,

- zugelassene untere und obere Lastgrenzen entsprechend den Ab- und Zuschaltpotenzialen,
- Verlauf der EE-Leistung,
- Zusammenfassung typischer Tagesverläufe von nicht-optimierter und optimierter Last; Ableitung und Gegenüberstellung charakteristischer Lastverläufe; Begründung des Bedarfs an Kurzzeitspeichern,
- Füllstand der Ausgleichsspeicher; Herleitung erforderlicher Speicherkapazitäten,
- Backup-Leistung vor und nach der Lastoptimierung,
- Vergleich fiktiver Strombörsenpreise vor und nach der Lastoptimierung.

Die Ergebnisse 242 weiterer Simulationsszenarien[3] 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 in einer Gesamtschau resümiert.

Die durchgeführten Optimierungsberechnungen gründen auf Datenreihen der Sekundärquelle energy-charts.info.[4] 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,

[3] 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 $3^5 = 243$.

[4] 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).

- stündlich gemittelte Versorgungsleistung $\bar{P}_{ee}$ in GWh/h aus EE-Kraftwerken,
- Day-Ahead-Strombörsenpreise in €/MWh.

2.1 Lastverlauf

Aus den Daten zum Stromverbrauch und zur EE-Versorgungsleistung wird die stündlich gemittelte Residualleistung berechnet: $\bar{P}_{residual} = \bar{P}_{last} - \bar{P}_{ee}$ (1)
Den Lastverlauf für die 366 Tage des Schaltjahres 2024 zeigt Abb. 1.

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 (s.u.). Der Stromverbrauch unterliegt einer bekannt hohen Regelmäßigkeit und guten Vorhersagbarkeit. Er spiegelt die menschliche Tag-Nacht-Aktivität wider. Der Jahresstromverbrauch beträgt 462.4 TWh zuzüglich des hier nicht berücksichtigten Eigenverbrauchs von Solarstrom von 12.4 TWh (2.6 %) (Fraunhofer ISE (2025)).

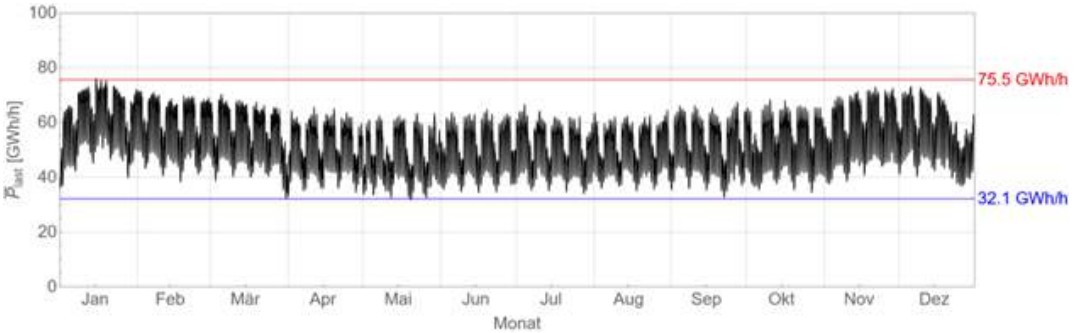

Abb. 1: Lastverlauf im Jahr 2024 ohne Berücksichtigung des Eigenverbrauchs aus Eigenversorgung.
Quelle: energy-charts.info (Sekundärquelle).

Nachfolgende Ausführungen orientieren sich ausschließlich an dem mit Abb. 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.

2.2 EE-Leistung

Abb. 2 stellt die EE-Leistung $\bar{P}_{ee}$ in drei Varianten dar, die für die Berechnungen verwendet werden.

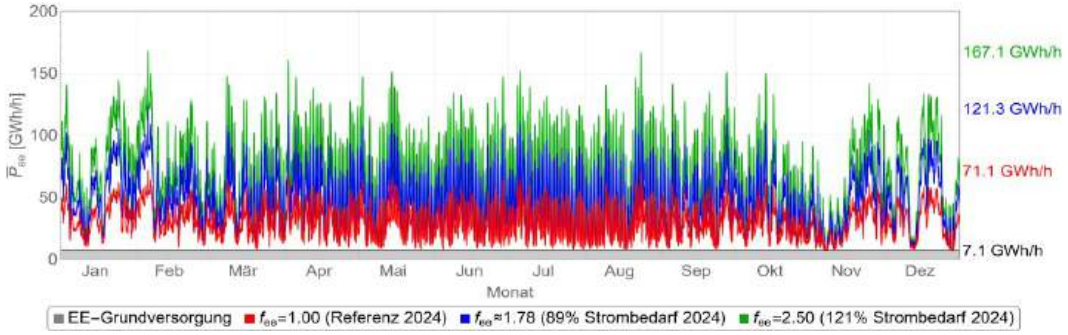

Abb. 2: Stundenweise Entwicklung der realen und zweier fiktiver EE-Leistungen $\bar{P}_{ee}$. Rot: EE-Leistungsverlauf 2024 (real; ohne Berücksichtigung von Eigenversorgung). Blau: Energetisch an die Last zu 90% angepasster EE-Leistungsverlauf (fiktiv). Grün: Energetisch um 21% überschießender EE-Leistungsverlauf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

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

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

Die beiden anderen, fiktiven EE-Versorgungsvarianten (blau, grün) ergeben sich rechnerisch aus der bestehenden EE-Grundversorgung $\bar{P}_{ee,min,2024}$, $7.1\ GWh/h$, zuzüglich des mit einem konstanten Faktor f_{ee} hochskalierten volatilen EE-Anteils

$(\bar{P}_{ee,2024} - \bar{P}_{ee,min,2024})$. Zur Berechnung wird Formel (2) verwendet: $\bar{P}_{ee} = \bar{P}_{ee,min,2024} + f_{ee} \cdot (\bar{P}_{ee,2024} - \bar{P}_{ee,min,2024})$ (2)

Für die originale EE-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 EE-Leistung mit einem Jahresstromertrag von 413.7 TWh, was 89% des 462.4-TWh-Strombedarfs des Jahres 2024 entspricht. Die grün dargestellte EE-Leistung mit $f_{ee} = 2.50$ stellt den Fall einer EE-Überversorgung dar. Der hiermit abgebildete EE-Jahresertrag von 554.8 TWh entspricht einer 21%igen Stromüberversorgung im Vergleich zum 2024er-Jahresstrombedarf.

2.3 Residualleistung

Die in Abb. 3 dargestellte Residualleistung $\bar{P}_{residual}$ ist die Differenz zwischen Last und EE-Leistung (s. Formel (1)).

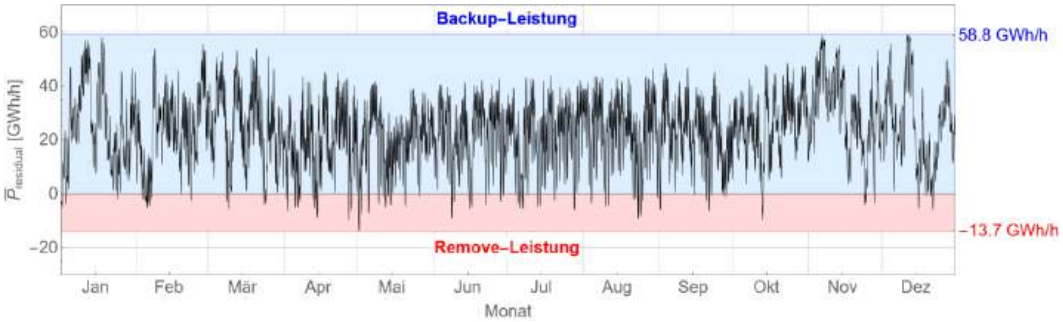

Abb. 3: Stundenweise Entwicklung der Residualleistung $\bar{P}_{residual}$ im Jahr 2024 (ohne Berücksichtigung von Eigenverbrauch/Eigenversorgung). Negative Werte sind Leistungsüberschüsse, die aus dem deutschen Netz abzuleiten sind (Remove-Leistung) und positive Werte sind Leistungsdefizite, die aus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

Die Residualleistung verknüpft Stromnachfrage und EE-Stromangebot. Sie ist strompreisbildend. Im Jahr 2024 war die Residualleistung mit einem Maximum von 58.8 GWh/h überwiegend positiv (hellblauer Bereich), was aufgrund ihrer Definition gleichbedeutend einem entsprechenden EE-Mangelangebot ist. Den Mangel gleichen in- und ausländische Backup-Kraftwerke aus.

Der hellrote Bereich kennzeichnet die negative Residualleistung, gleichbedeutend einem nicht nutzbaren EE-Überangebot. Der negative Extremwert 2024 ist -13.7 GWh/h. Diese Stromübererzeugung muss entweder kostenfrei abgegeben (Strombörsenpreis: 0 €/MWh) oder kostenpflichtig entsorgt werden (negative Strombörsenpreise, s. nächster Abschnitt). Für die anderen angenommenen EE-Leistungen ($f_{ee} =$

$1.78; f_{ee} = 2.50$) ändert sich die Residualleistung entsprechend. Je größer der Faktor f_{ee} wird, umso mehr überschüssige Remove-Leistung tritt auf, während sich die Backup-Leistung kaum ändert (s.u.).

2.4 Day-Ahead-Strombörsenpreis

Abb. 4 zeigt in stündlichen Abständen den zeitlichen Verlauf des Day-Ahead-Strombörsenpreises $\mathscr{k}_{2024}$:

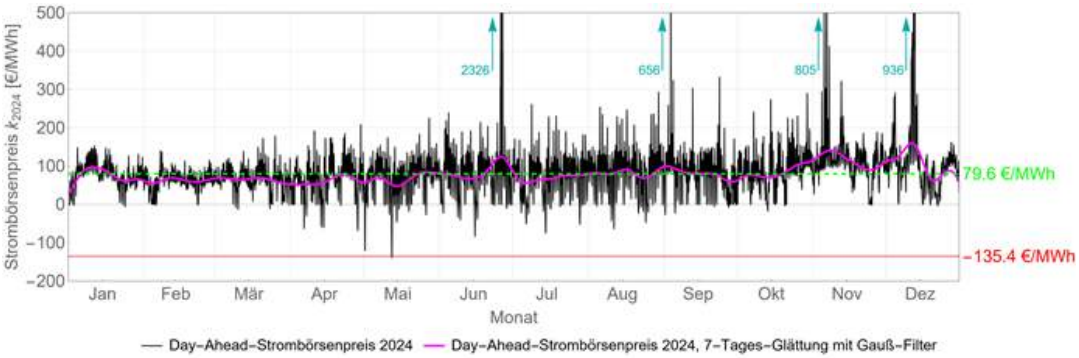

Abb. 4: Stundenweise Entwicklung des Day-Ahead-Strombörsenpreises $\mathscr{k}_{2024}$ im Jahr 2024. Quelle: energy-charts.info (Sekundärquelle).

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. Im Mittel liegt er bei 79.6 €/MWh (s. grün-strichlierte Linie). Der Zusammenhang Strombörsenpreis/EE-Leistung/Last wird weiter unten dargestellt.

Generell weist der Strombörsenpreis erhebliche Volatilitäten auf, die auf die wetterwendische Verfügbarkeit der EE-Leistung und auf die durch Wartungsprozesse bisweilen deutlich eingeschränkte Verfügbarkeit in- und ausländischer Backup-Kraftwerke zurückzuführen ist. Die Strompreisausbrüche über den oberen Rand des Diagramms hinaus kennzeichnen erhebliche EE-Mangelsituationen: Das EE-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 EE bzw. auf das regelmäßig erforderliche und preislich teilweise zu erkämpfende Stromangebot aus Backup-Kraftwerken während Halb- oder Voll-Dunkelflauten zurückzuführen ist.

Den für die EE-Stromerzeuger wirtschaftlichen Nachteil negativer Strompreise 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 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 dürfte. Eine konsequente Anwendung dieses Prinzips führt zumindest theoretisch zu einer „Verflatterung“ des Intraday-Strombörsenpreises: Negativer Strompreis aufgrund überhöhten 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. EE-Stromangebot durch Verzögerungen bzw. sog. Totzeiten oder, im Idealfall, durch vorausschauende EE-Stromerzeugungs-/-verbrauchs-Planungen. In 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.

3 Optimierungskriterien für einen wetteraktiven Stromverbrauch

Mit dynamischen Stromtarifen soll das Verbraucherverhalten an die wettergegebene EE-Stromerzeugung angepasst werden: Wer mehr Strom verbraucht, als die EE-Kraftwerke anbieten, soll tariflich „bestraft“, wer bei einem EE-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 EE-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 Abb. 5 dargestellt.

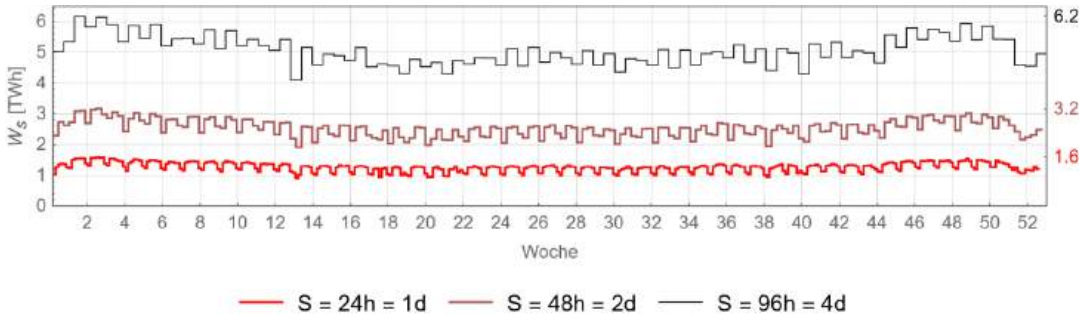

Abb. 5: Strombedarf 2024 für S hintereinanderliegende Stunden
Quelle: Eigene Berechnungen

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

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

3.1 Definitionen

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

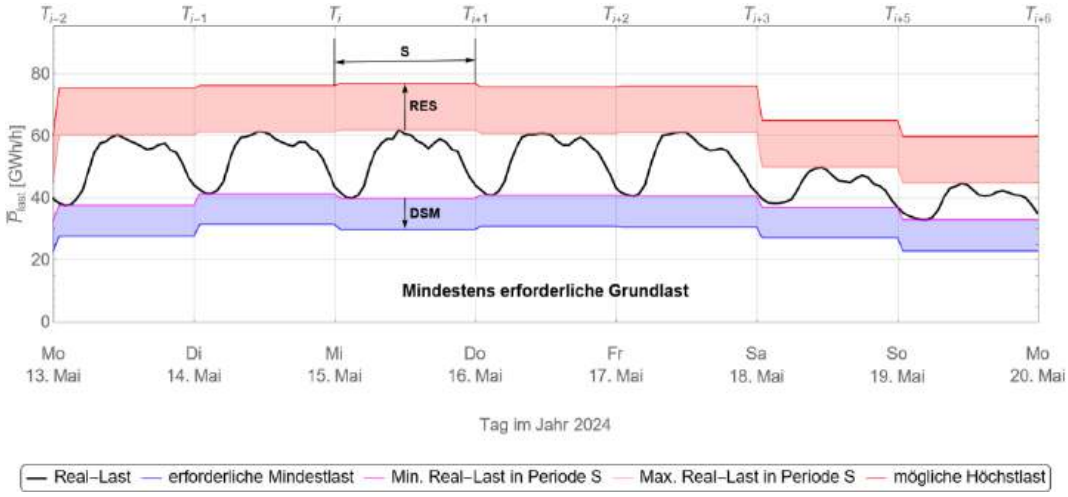

Abb. 6: Lastverlauf vom 13. bis 19. Mai 2024 (schwarz) mit Eintragung der für die Rechenläufe verwendeten Eckparameter RES und DSM und den während der i-ten Ausgleichperiode S mindestens (blau) und höchstens (rot) zulässigen Grenzleistungen (s. Erläuterungen im Text).
Quelle: Eigene Berechnungen

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 am Wochenende erkennen. In das Bild eingetragen sind die während der hier angenommenen Ausgleichsperioden bzw. Verschiebungsdauern S= 24 h auftretenden Minima des Lastverlaufs, die mit dem magentafarbenen Linienzug gekennzeichnet sind.[5] Der rosafarbene Linienzug oberhalb des Lastverlaufs kennzeichnet die entsprechenden Tages- oder Periodenmaxima. Innerhalb der Verschiebungsdauer S kann die zu optimierende Last beliebig verschoben werden, wobei innerhalb dieser Periode deren kumulierte Stromverbrauch dem kumulierten Stromverbrauch der nicht-optimierten Last entspricht (s. Abb. 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 Ausgleichsperiode Maximalwerte annehmen kann, die um einen Wert RES (LastREServe) oberhalb der Maxima des nicht-optimierten ursprünglichen Lastverlaufs liegen.[6] 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 zeitlich verschobener Strompakete anbieten können. Im strombedarfsintensiven Winter sind zudem noch die Leistungsgrenzen der Verteilnetze zu berücksichtigen.[7]

Nach unten hin kann von den Minima der Ausgleichsperioden um einen Wert DSM (abgeleitet aus Demand-Side-Management, Stromabschaltungen, Brownouts) abgewichen werden.[8] 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.

[5] Bei den weiter unten erörterten Szenarien werden für S die Werte 24 h, 48 h und 96 h gesetzt (s. Formel 15).
[6] Folgende Werte werden für die Berechnungen angenommen: 0, 4, 8 GWh/h (s. Formel 15).
[7] 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 verfügt haben dürften.
[8] Folgende Werte werden für die Berechnungen angenommen: 0, 5, 10 GWh/h (s. Formel (15)).

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.

3.2 Grundlegende Formeln zur Optimierungsberechnung

Die Stromverbraucher werden aufgrund des Anreizes durch die entsprechend variable Strombepreisung 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:

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

Mit der Zeitvariablen *t* ergeben sich die aktuellen Stromkosten pro Zeiteinheit bzw. der Integrand aus dem aktuellen Strombörsenpreis $\mathscr{k}(t)$ multipliziert mit der aktuellen Last $p_{last}(t)$ und dem Zeitinkrement $\mathbb{d}t$.[9] Integration der aktuellen Stromkosten über den betrachteten *i*-ten Ausgleichsperioden 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 $T_{i+1} = (i+1) \cdot S$ (vgl. auch Abb. 6). Ziel ist es, die zu optimierende Last $p_{last}(t)$ so zu bestimmen, dass $\mathcal{K}_{gesamt,i}$ minimal wird.

Die Triviallösung $p_{last}(t) = 0\ GW$ 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.[10] Formel (4) stellt den Zusammenhang mathematisch dar:

$$W_{last,i} = \int_{T_i}^{T_{i+1}} p_{last}(t)\, \mathbb{d}t \quad (4).$$

[9] 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.

[10] 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.

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 Abb. 6 zu berücksichtigen.[11] Diese sind:

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

Die unter Zugrundlegung des Preis-Kriteriums zu optimierende Last $p_{last}(t)$ lässt sich aufgrund der drei letztgenannten Formeln grundsätzlich mit Hilfe einer numerischen Variationsrechnung bestimmen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Daten nicht kontinuierlich, sondern nur stundenweise vorliegen. Der Umgang mit diesem Umstand wird in Löffler (2025) beschrieben.

Die Durchführung der Simulationsrechnungen erfordert noch das Auffinden eines Zusammenhangs zwischen der Last, der EE-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 $\mathscr{k}(t)$ hat. Die Information aus dem originalen zeitlichen Verlauf des Strombörsenpreises $\mathscr{k}_{2024}(t)$ gemäß Abb. 4 kann über nachfolgend beschriebenen Weg genutzt werden.

3.3 Zusammenhang zwischen Last, EE-Leistung und Strombörsenpreis

Folgende Annahmen liegen nahe: Je geringer die EE-Leistung im Vergleich zur Last wird, umso mehr Backup-Leistung muss eingekauft werden mit der Folge höherer Strombörsenpreise. Ist das EE-Stromangebot hingegen größer als die Last, werden die Strombörsenpreise zur Motivation erhöhter Stromabnahme nach unten korrigiert. Die Interdependenz Last vs. EE-Leistung beschreibt die Residualleistung (Formel (1)).

[11] Wären keine Grenzbedingungen zu berücksichtigen, wäre die Kostenfunktion $\mathscr{k}$ unter dem Kostenintegral irrelevant, wie in Löffler (2025), 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 black-out-begleiter Voll-Dunkelflauten, führen. Theoretisch vorstellbare Situationen ohne definierte Minimal- und Maximalwerte sind realiter keine Option.

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

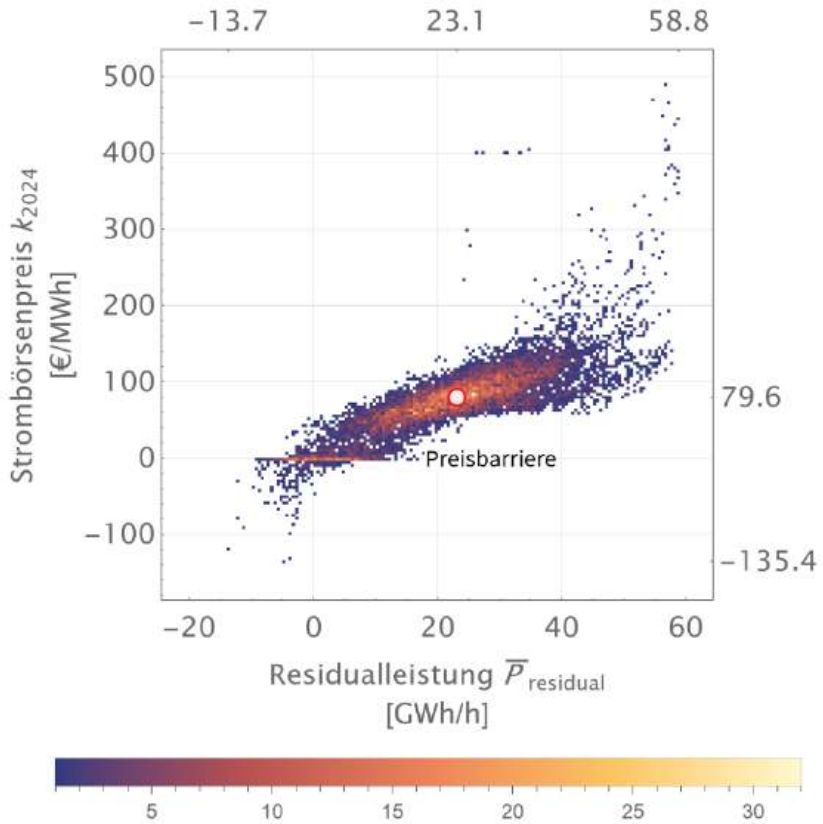

Abb. 7: Day-Ahead-Strombörsenpreis k_{2024} in Abhängigkeit von der Residualleistung $\bar{P}_{residual}$ im Jahr 2024. Die Anzahl des Auftretens der jeweiligen Wertepaare kann aus der Farbskala unter dem Diagramm abgelesen werden.
Quelle: energy-charts.info (Sekundärquelle).

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 €/MWh, der Mittelwert der Residualleistung liegt bei 23.1 GWh/h (s. 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 €/MWh und etwa 500 €/MWh.[12] Im Bereich von 20 GWh/h bis 40 GWh/h befindet sich oberhalb eines Strombörsenpreises von 200 €/MWh augenscheinlich

[12] Aus Abb. 4 ergeben sich vereinzelt noch höhere Strompreise als 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.

eine Ansammlung von Ausreißern, die aufgrund Geringfügigkeit nicht weiter berücksichtigt werden.

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 GWh/h besonders häufig auftreten (s. rot-gelbe Färbung). Offenbar scheint es zunächst nicht gewünscht zu sein, das Stromerzeugnis zur kostenpflichtigen Entsorgung mittels negativer Strombörsenpreise anzubieten.[13] 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 Modellbildung zu berücksichtigen ist.

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 Area-tangens-Hyperbolicus-Funktion nachgebildet, die eine Art invertierter Sigmoid-Funktion darstellt (vgl. in Abb. 8 strichpunktierte Fit-Kurve).

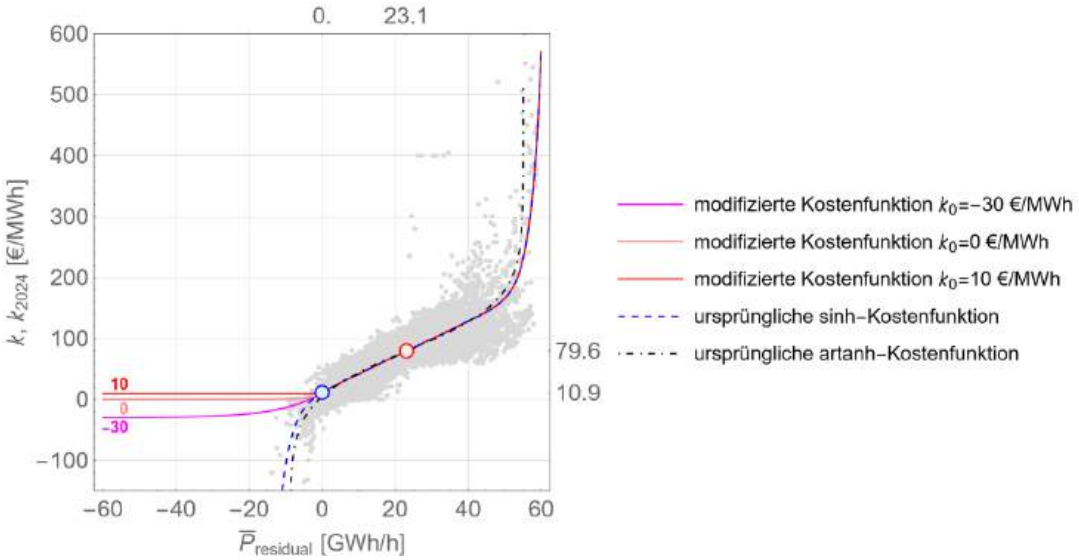

Abb. 8: Zur Definition der Kostenfunktionen $\mathscr{k}$ zur näherungsweisen Nachbildung der Strombörsenpreise $\mathscr{k}_{2024}$ in Abhängigkeit von der Residualleistung $\bar{P}_{residual}$. Weitere Erläuterungen im Text.
Quelle: Eigene Berechnungen.

Diese Funktion bringt an ihrer rechten Flanke zum Ausdruck, dass nur die technisch verfügbare Backup-Kraftwerksleistung ausgeschöpft werden kann. Darüber-

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

hinausgehender 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 EE-Leistung keine „Not-Stromverbraucher“ mehr, gehen die Strom“entsorgungs“preise aus Sicht der EE-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 Ansicht 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 unbeschränktem Wertebereich links und rechts des Hauptwertebereichs. Als Ersatzfunktion bietet sich die Sinus-Hyperbolicus-Funktion im Zusammenhang mit einem additiven linearen Anteil an, wie mit dem blau-strichlierten Verlauf in Abb. 8 dargestellt.

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

Die angewendete Formel lautet

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

mit den numerisch ermittelten Konstanten

$$\bar{\mathscr{k}}_{2024} = 79.575\ \frac{€}{MWh}; \bar{p} = 23.14\ \frac{GWh}{h}$$
$$a = 2.871\ \frac{€/MWh}{GWh/h}; b = 712.8 \cdot 10^{-6}\ \frac{€}{MWh}; c = 0.377\ \frac{1}{GWh/h} \quad (10)$$

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

In Abb. 7 sind drei weitere Funktionen eingetragen. Der Autor geht davon aus, dass die negativen Strombörsenpreise lediglich eine nur vorübergehend in Kauf genommene, unerwünschte Erscheinung ist. Insbesondere werden sie über Umwege

schlussendlich doch noch auf die Stromkunden umgewälzt. Es erscheint daher mit Blick auf die in Abb. 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

$g(p) = \mathscr{k}_0 + \mathscr{b} \cdot \mathbb{e}^{c \cdot (p - p_0)}$ (11) mit $p_0 = 0\ GWh/h$,

$\mathscr{k}_0 = \bar{\mathscr{k}}_{2024} - a \cdot \bar{p} - b \cdot sinh(c \cdot \bar{p})$ (12)

und den Konstanten:

$\mathscr{b} = \bar{\mathscr{k}}_{2024} - \mathscr{k}_0 - b \cdot sinh(c \cdot \bar{p})$

$c = \frac{a + b \cdot c \cdot cosh(c \cdot \bar{p})}{\bar{\mathscr{k}}_{2024} - \mathscr{k}_0 - b \cdot sinh(c \cdot \bar{p}) - a \cdot \bar{p}}$ (13)

Die somit stückweise definierte Kostenfunktion ergibt sich aus:

$\mathscr{k}(p) = \begin{cases} \mathscr{k}_{2024}(p) & p \geq 0\ GWh/h \\ g(p) & p < 0\ GWh/h \end{cases}$ (14)

Sie beschreibt in Abb. 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.[14]

4 Ergebnisse der Optimierungsberechnung

Folgende Varianten werden in allen denkbaren Kombinationen zugrunde gelegt:

- $\mathscr{k}_0 = -30, 0, 10\ €/MWh$
- $f_{ee} = 1.00, 1.78, 2.50$
- $S = 24, 48, 96\ h$
- $DSM = 0, 5, 10\ GWh/h$
- $RES = 0, 4, 8\ GWh/h$ (15)

[14] 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, s. Löffler (2025), Anlage 2.

Diese Werte, die sich auf den Stromverbrauch von 472 TWh im Jahr 2024 beziehen, erscheinen 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 $3^5 = 243$ Einzelberechnungen bzw. Fallbeispiele. 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.[15]

4.1 Fallbeispiel Nr. 50

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

Als Mindeststrompreis $\mathscr{k}_0$ wird in diesem Beispiel 0 €/MWh angenommen. Das Abschaltpotenzial DSM beträgt 10 GWh/h, das Lastreservepotential RES 8 GWh/h. Mit dem Faktor $f_{ee} \approx 1.78$ wird angenommen, dass die EE 89% des Stromjahresbedarfs erzeugen.[16] Als maximale Verschiebungsdauer bzw. Ausgleichsperiode S werden 48 Stunden angenommen. Insgesamt repräsentiert dieser Fall eine bereits recht großzügige Auslegung der systemtechnisch verantwortbaren Möglichkeiten.

Einen Überblick zum Berechnungsergebnis gibt Abb. 9. 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 EE-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 EE-Leistung weist ihre typische Verlaufsform auf. Eine

[15] Die Eckwerte sämtlicher Berechnungen sind in den Tabellen in Löffler (2025), Anlage 3, zusammenfassend dargestellt.
[16] Das heißt nicht, dass die gesamte Erneuerbaren-Jahresenergie auch vollständig der Last zugeführt wird.

Nebenrechnung zeigt, dass von der angebotenen EE-Jahreserzeugung von 413.7 TWh lediglich 365.0 TWh der optimierten Last zugeführt werden; diese kann somit trotz Optimierung nur zu 79 % aus EE gedeckt werden statt zu 89 %, wie die Jahresstromerzeugung aus EE erwarten lassen würde.

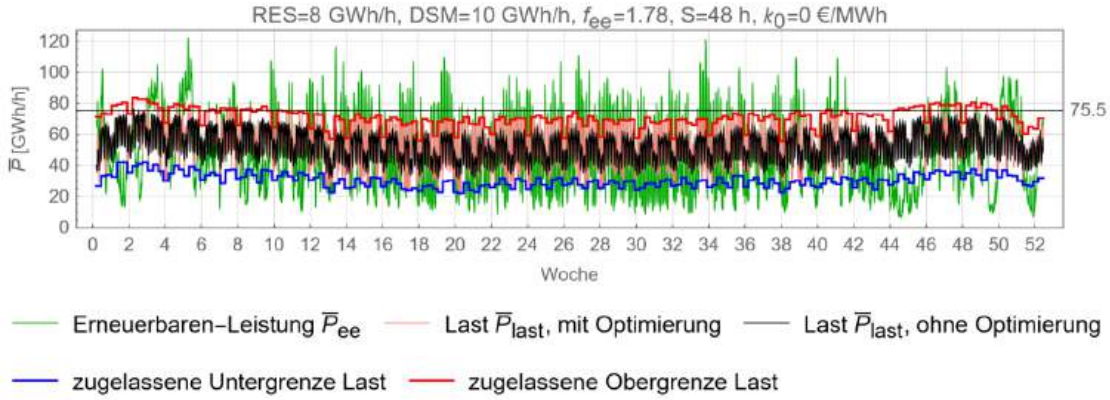

Abb. 9: Lastverläufe ohne (Grau) und mit (Rot) Optimierung, fiktive EE-Leistung (Grün) für das gesamte Jahr. Parameter s. Bildrahmen oben.
Quelle: Eigene Berechnungen.

Einen detaillierteren Einblick in die lastrelevanten Verläufe gibt Abb. 10.

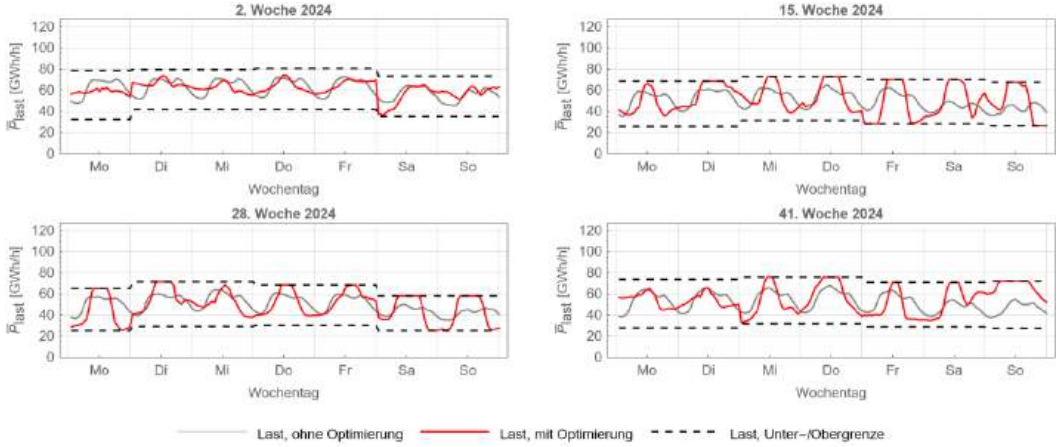

Abb. 10: Lastverläufe $\overline{P}_{last}$ ohne/mit Optimierung und zugelassene Lastgrenzen für quartalsweise ausgewählte Wochen. Grundlage: Lastverläufe gemäß Abb. 9.
Quelle: Eigene Berechnungen.

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 EE-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 real-typischen regelmäßigen Strombedarf abweicht, dass ein Paradigmenwechsel beim Stromverbrauch in dieser Weise nicht ohne Weiteres wird 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 Abb. 15 und Abb. 16 erörtert.

Eine Zusammenfassung sämtlicher werktäglicher und wochenendtäglicher Verläufe der nicht-optimierten Last, aufgeteilt nach Quartalen, aufgetragen über den 24 Stunden eines Tages, gibt Abb. 11.

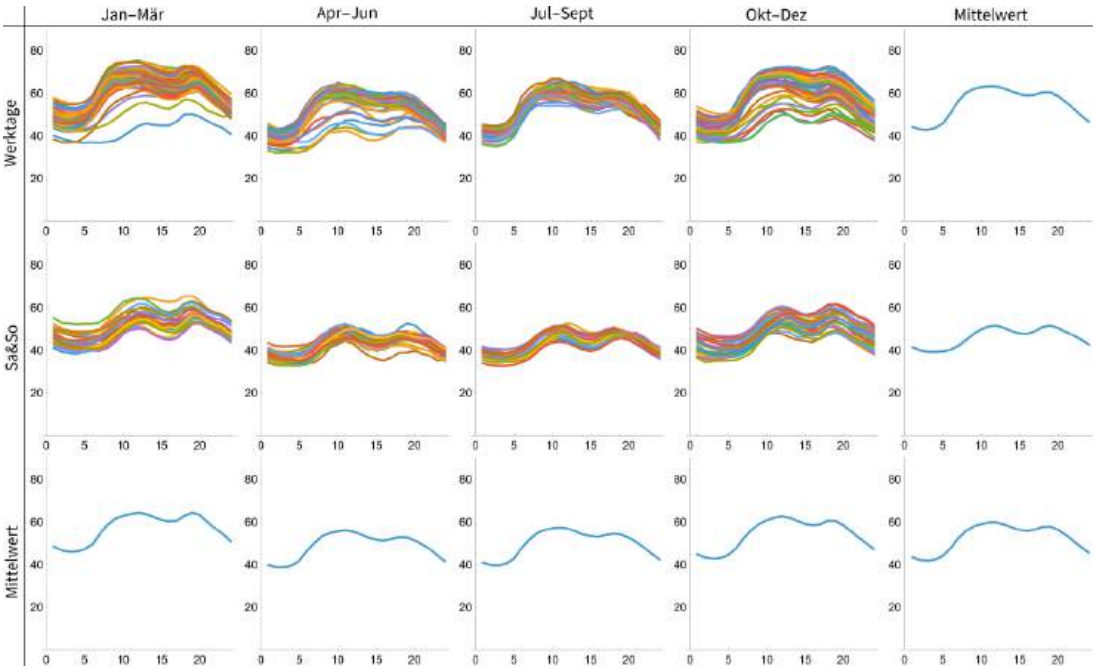

Abb. 11: Verläufe der nicht-optimierten Last $\bar{P}_{last}$ in GWh/h aufgetragen über den Stunden eines Tages, sortiert nach Jahresquartalen, Werktagen und Wochenendtagen sowie entsprechende Mittelwertbildungen (Teilbilder rechts und unten).
Quelle: Eigene Berechnungen.

Deutlich ist der regelmäßige Verlauf zu erkennen, der sich auch in den Mittelwertbildern (s. Spalte rechts und Zeile unten) widerspiegelt. Klar ersichtlich 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 Abb. 12 eine Zusammenfassung sämtlicher werktäglicher und wochenendtäglicher Verläufe der optimierten Last, aufgeteilt nach Quartalen, aufgetragen über den Stunden eines Tages.

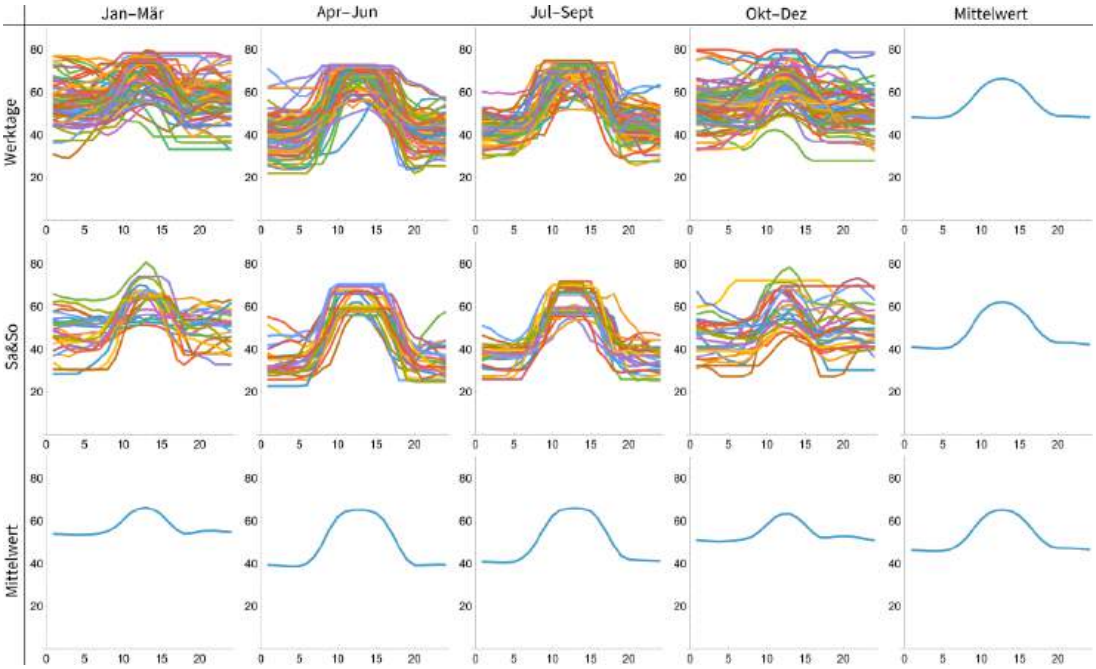

Abb. 12: Verläufe der optimierten Last $\bar{P}_{last}$ in GWh/h aufgetragen über den Stunden eines Tages, sortiert nach Jahresquartalen, Werktagen und Wochenendtagen sowie entsprechende Mittelwertbildungen (Teilbilder rechts und unten).
Quelle: Eigene Berechnungen.

Bereits die erste Inaugenscheinnahme weist einen im Vergleich zur nicht-optimierten Last nahezu chaotischen bzw. unregelmäßigen täglichen Verlauf auf, der sich lediglich in den Mittelwertzusammenfassungen 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 Mittelwertbilder zeigen, dass Lastanstiegs- und -abfallzeiten deutlich vom natürlichen Strombedarf der Stromabnehmer abweichen.

Dies ist mit Hilfe von Abb. 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 Abb. 11 und Abb. 12, rechts unten, zusammen mit der entsprechenden Differenzleistung dargestellt.

Die Unterschiede sind bereits in dieser Mittelwertdarstellung gravierend. Nachts und frühmorgens müsste im Mittel stets mehr Leistung bezogen werden als normalerweise benötigt wird, bis zu +4.1 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 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.

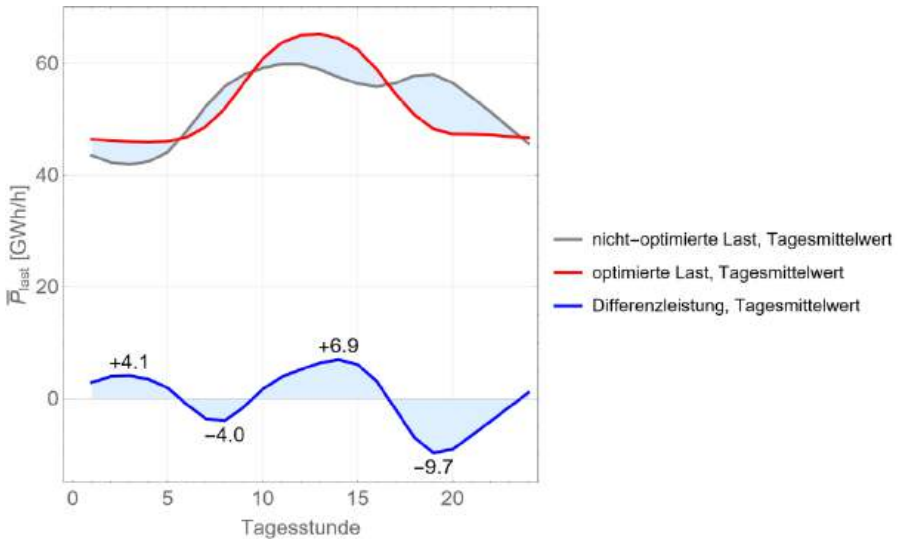

Abb. 13: Gemittelte Tages-Leistungsverläufe der optimierten Last (Rot) im Vergleich zur nicht-optimierten Last (Grau) und Darstellung des Verlaufs der Differenzleistung (Blau).
Quelle: Eigene Berechnungen.

Eine Anpassung des menschlichen Strombedarfs an das optimierte Stromangebot mit seinen gravierenden Unregelmäßigkeiten, (vgl. Abb. 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 Abb. 14 herangezogen. 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.

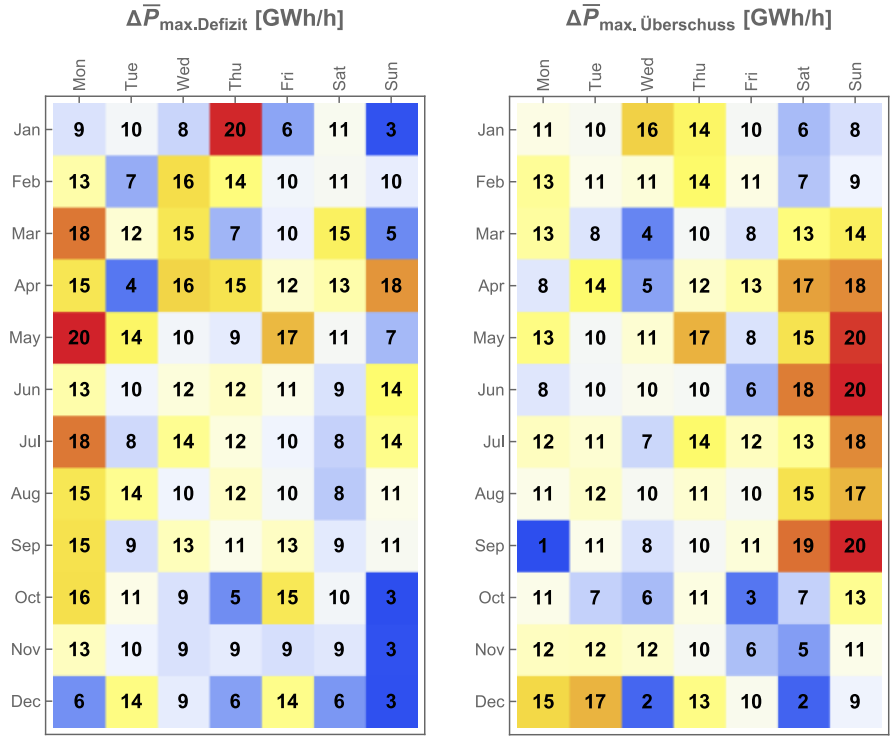

Abb. 14: Heatmap der an den Wochentagen eines Monats höchstens auftretenden Defizitleistungsminima $\Delta\bar{P}_{max.\ Defizit}$ (linkes Teilbild) und Überschussleistungsmaxima $\Delta\bar{P}_{max.\ Überschuss}$ (rechtes Teilbild)
Quelle: Eigene Berechnungen.

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 (s. 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 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 Abb. 15 die in den Speichern insgesamt unterzubringende Energie bzw. deren energetischen Füllstand dar.

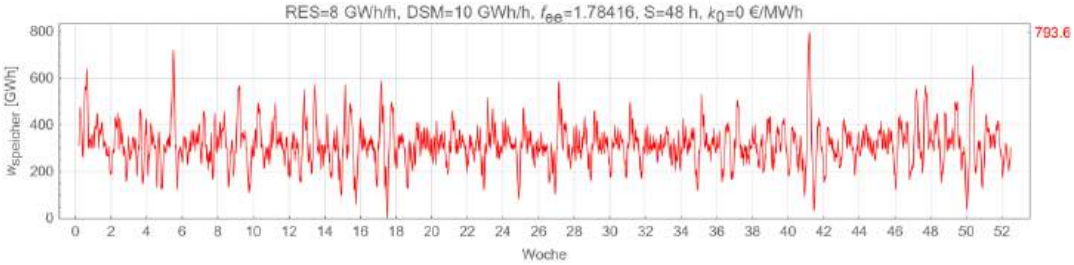

Abb. 15: Füllstand $w_{speicher}$ eines verlustfreien elektrischen Speichers zum Ausgleich des tatsächlichen Strombedarfs und des preisoptimierten Stromangebots. Parameter s. Bildrahmen oben. Maximalwert s. Bildrahmen.
Quelle: Eigene Berechnungen.

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

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

Die 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 (vgl. z.B. Struck (2016)).

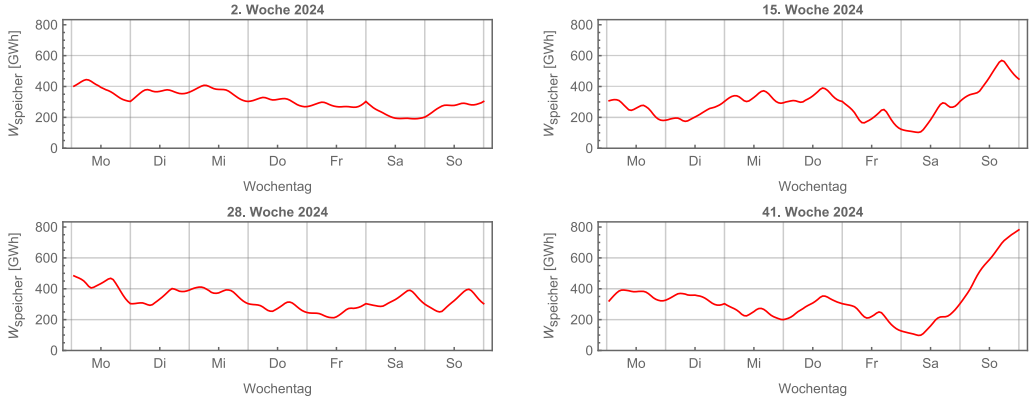

Abb. 16: Füllstand $w_{speicher}$ gemäß Abb. 15 für quartalsweise ausgewählte Wochen.
Quelle: Eigene Berechnungen.

Nach Umsetzung der preisoptimierenden Lastgestaltung unter Zuhilfenahme von Kurzzeitspeichern verbleiben noch Leistungsüberschüsse bzw. -defizite der EE-Leistung. Diese lassen sich mit Hilfe der Residualleistung darstellen (vgl. Formel (1)).

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

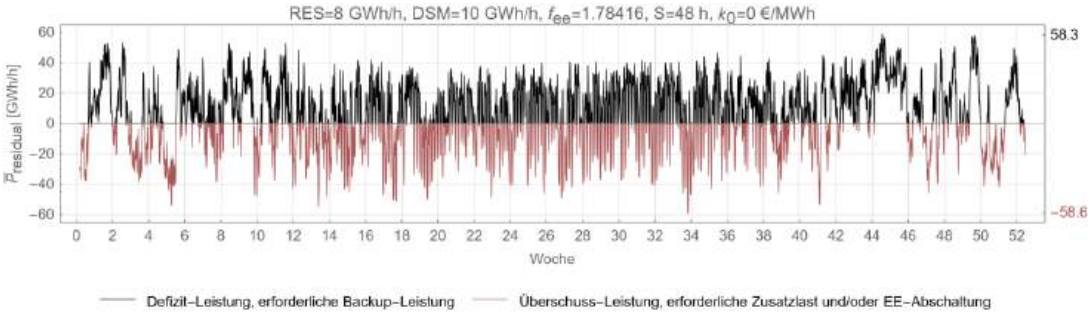

Abb. 17: Residualleistung $\bar{P}_{residual}$ vor der Lastoptimierung.
Quelle: Eigene Berechnungen.

Der positive Bereich, Schwarz, bedeutet, dass die Stromnachfrage größer als das EE-Stromangebot 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, Rot, entsprechen einem EE-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 Abb. 18 den Verlauf der Residualleistung dar.

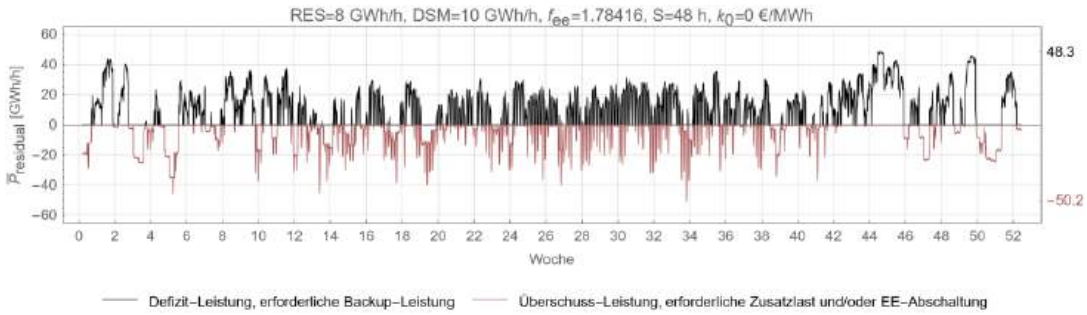

Abb. 18: Fiktive Residualleistung $\bar{P}_{residual}$ nach der Lastoptimierung. Parameter.
Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Wirkung der Lastoptimierung ist im Vergleich zum nicht-optimierten Fall (vgl. Abb. 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 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 originalen nicht-optimierten Fall (Grau) in Abb. 19 aufgetragen

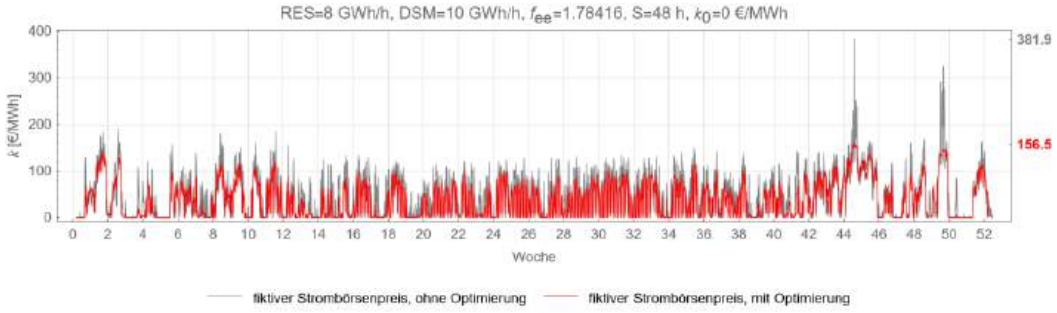

Abb. 19: Fiktive Strombörsenpreise k bei ursprünglichem Lastverlauf (Grau) und bei optimierten Lastverlauf (Rot).
Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Verläufe sind mit dem Begriff „fiktiv“ ausgewiesen, da statistische Strompreis-Variabilitäten 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 $k_{alt}^{max} = 381.9\ €/MWh$ während er mit Optimierung nur noch $k_{neu}^{max} = 156.5\ €/MWh$ beträgt. Erwartungsgemäß weist der optimierte Verlauf deutlich geringere und seltener Spitzen auf wie der nicht-optimierte Verlauf.

Den über das Jahr kumulierten fiktiven Gesamtkostenvorteil der Optimierungsmaßnahme zeigt Abb. 20.

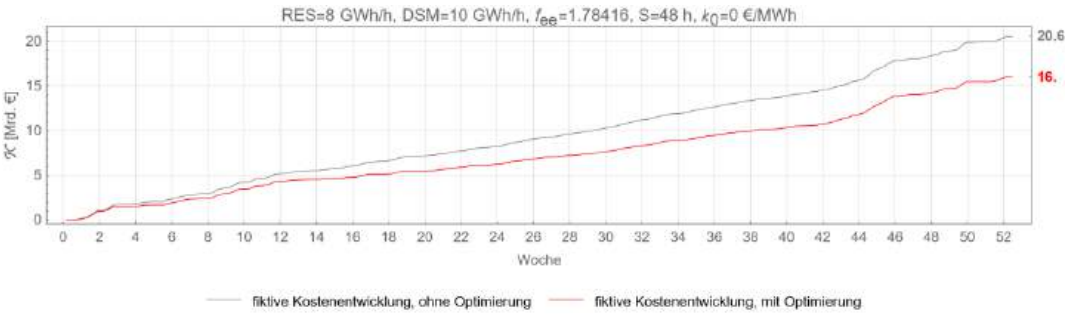

Abb. 20: Verlauf der kumulierten fiktiven Strombörsenkosten $\mathcal{K}$ für den nicht-optimierten (Grau) und für den optimierten Lastverlauf (Rot).
Quelle: Eigene Berechnungen.

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 Mrd. € ergeben, sind dies beim optimierten Fall nur noch $\mathcal{K}_{neu}^{max} =$ 16.0 Mrd. €. Absolut gesehen ergibt sich ein Kostenvorteil von $\Delta\mathcal{K}_{abs} =$ 4.6 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 EE-Leistung auftreten kann. Die tatsächlichen Ersparnisse dürften aufgrund der realiter unvermeidlichen Abweichungen vom Idealfall spürbar geringer ausfallen.[17]

Die Besprechung von „Fallbeispiel Nr. 50“, ist hiermit abgeschlossen. Zweck dieses Kapitels ist die kommentierte Darstellung der Fülle an Informationen, die sich aus den durchgeführten Optimierungsberechnungen ergeben. 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 aus Löffler (2025), Anhang 1, ersichtlich. Diese Eckwerte werden nachfolgend in entsprechenden Grafiken zusammengeführt und bewertet.

[17] Nach Auffassung des Autors dürften dann vielleicht noch mit 10 bis 15% Ersparnis zu rechnen sein. Vgl. auch Löffler (2025).

4.2 Wesentliche Ergebnisse der Optimierungsberechnungen

4.2.1 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. Allerdings zeigt sich, dass sich der Einfluss der Variablen DSM und RES mit Hilfe einer Mittelwertsbildung inklusive dazugehöriger Toleranzen darstellen lässt. Zumeist sind die Toleranzen unbedeutend und beeinflussen die Ergebnisinterpretation nur marginal, *Löffler (2025)*. In einigen Fällen fallen die Toleranzen größer aus, was bei sachkundiger Würdigung aber unschädlich für Ergebnisinterpretation ist.

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.

4.2.2 Allgemeine Erläuterungen zu Bildern

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

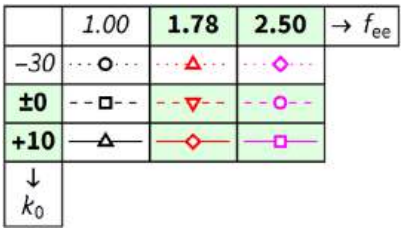

Abb. 21: Legende

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 energetisch gesehen suboptimalen EE-Unterversorgung entspricht: Die Jahresausbeute aus EE ist geringer als der Jahresbedarf der Last, was aus Sicht der Energiewende kein wünschenswerter Zustand sein dürfte. Zum Wert $k_0 = -30\ €/MWh$ siehe die Erläuterungen zu Abb. 8.

In den Bildern sind mit den an der Abszisse aufgetragenen Ausgleichsperioden S 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.

4.2.3 Spitzenlast

Abb. 22 stellt für die neun im Bild tabellarisch angegeben 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 (s.o.).

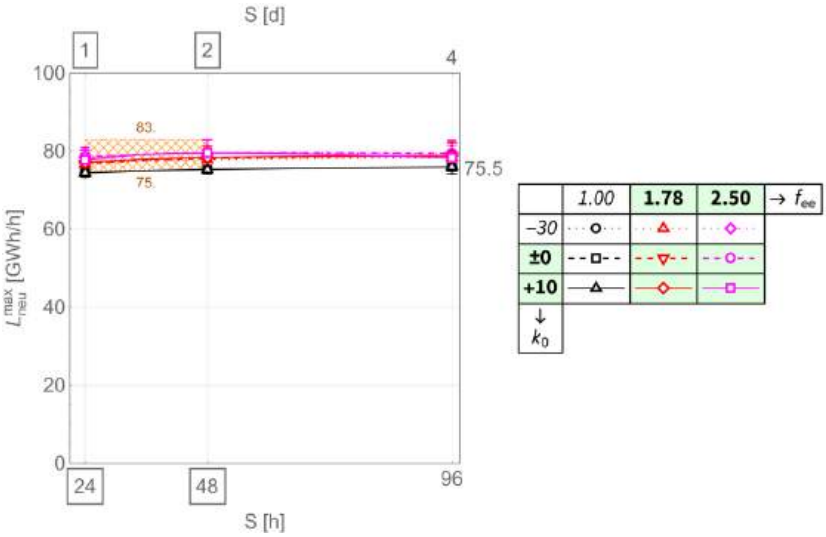

Abb. 22: Spitzenlast L_{neu}^{max} nach Lastoptimierung für neun gemittelte Parameterkombinationen von f_{ee} und k_0 (s. Tabelle rechts) in Abhängigkeit von der Ausgleichsperiode bzw. Verschiebungsdauer S. Wert am rechten Diagrammrand: Spitzenlast ohne Lastoptimierung.
Quelle: Eigene Berechnungen.

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 $\mathscr{k}_0$-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.[18] 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 Diskussion von „Fallbeispiel Nr. 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 (s. Zahlen unten und oben am kreuzschraffierten Bereich).

4.2.4 Speicherkapazität

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

[18] 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.

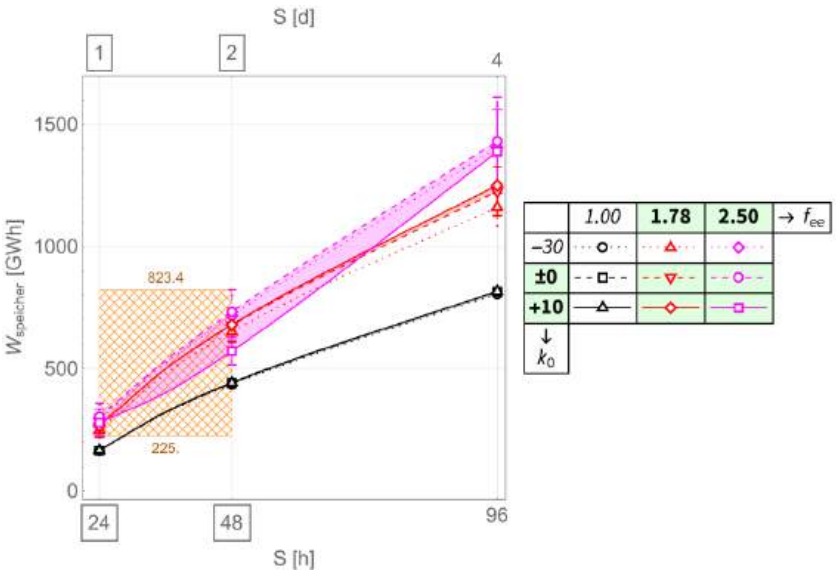

Abb. 23: Kapazität $W_{speicher}$ des Anpassungsspeichers nach Lastoptimierung für neun gemittelte Parameterkombinationen von f_{ee} und k_0 (s. Tabelle rechts) in Abhängigkeit von der Ausgleichsperiode S.
Quelle: Eigene Berechnungen.

4.2.5 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 Abb. 24 dargestellt. 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 Abb. 8 abspielt; dieser ist unabhängig von der Deckelung des Mindeststrompreises im linken Teil der Kostenfunktion.

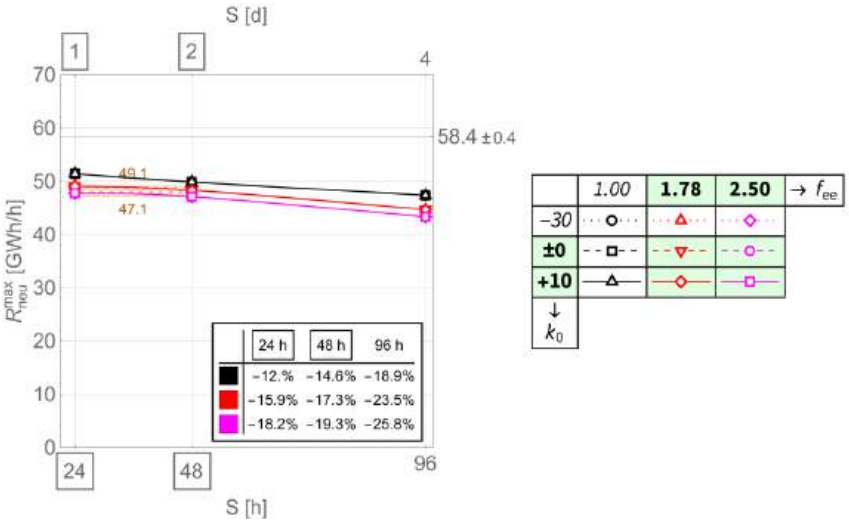

Abb. 24: Maximale Residualleistung (Backup-Leistung) R_{neu}^{max} nach Lastoptimierung für neun gemittelte Parameterkombinationen von f_{ee} und k_0 (s. Tabelle rechts) in Abhängigkeit von der Ausgleichsperiode S. Wert am rechten Diagrammrand: Spannweite der maximalen Residualleistung ohne Lastoptimierung.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

Die maximale Residual-/Backup-Leistung wird bei Lastoptimierung im Vergleich zur maximalen Residual-/Backup-Leistung ohne Lastoptimierung auf Werte deutlich unter 58.4±0.4 GWh/h (s. 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 GWh/h und 49.1 GWh/h, was einer Absenkung der Residual-/Backupleistung von 15.9 % bis 19.3 % entspricht.

4.2.6 Stromjahresgesamtkosten und -ersparnis

Die Jahresgesamtkosten K_{neu}^{max} bei optimierter Last und die Jahresgesamtkosten K_{alt}^{max} bei nicht-optimierter Last sind in Abb. 25 vergleichend dargestellt. Variiert werden wieder die Größen f_{ee}, $\hbar_0$ 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 $\hbar_0$ 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 (vgl. Abb. 3), und somit der linke Ast der angenommenen drei Kostenfunktionen gemäß Abb. 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 EE- und somit verstärkter negativer Residualleistung erheblich häufiger durchlaufen wird. Dieser Effekt wirkt umso stärker, je mehr EE-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 $\hbar_0$ umso geringer ist K_{alt}^{max}. Der realitätsnächste Bereich liegt zwischen 13.1. Mrd. € und 22.1 Mrd. €.

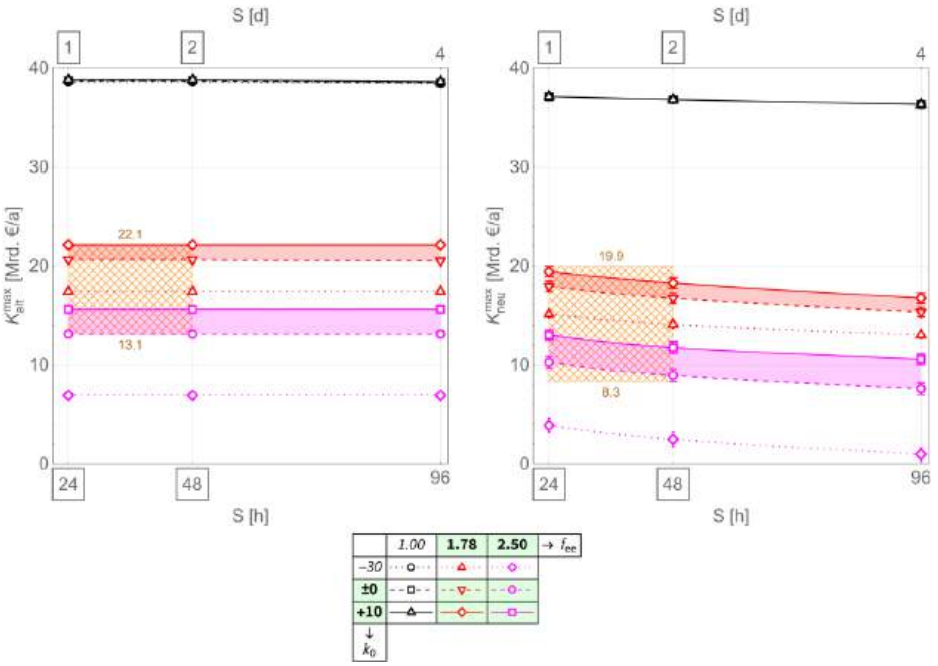

Abb. 25: Jahresgesamtkosten K_{alt}^{max} ohne Lastoptimierung (linkes Teilbild) und K_{neu}^{max} mit Lastoptimierung (rechtes Teilbild) für neun gemittelte Parameterkombinationen von f_{ee} und k_0 (s. Tabelle unten) in Abhängigkeit von Ausgleichsperiode S.
Quelle: Eigene Berechnungen.

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 als 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 €/MWh und $f_{ee} = 2.50$: Hier sind die Jahresgesamtkosten auf nahezu K_{neu}^{max} = 0 Mrd. € abgesenkt. Rein rechnerisch ist dies darauf zurückzuführen, dass der festgelegte Minimalstrompreis stark negativ ist; bei einem erheblichen Überangebot an EE-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. EE-Defiziten auftreten, eingesetzt werden können. Realiter dürfte kaum mit einer derartig gewillkürten Situation zu rechnen sein: Der Altruismus der EE-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. €.

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

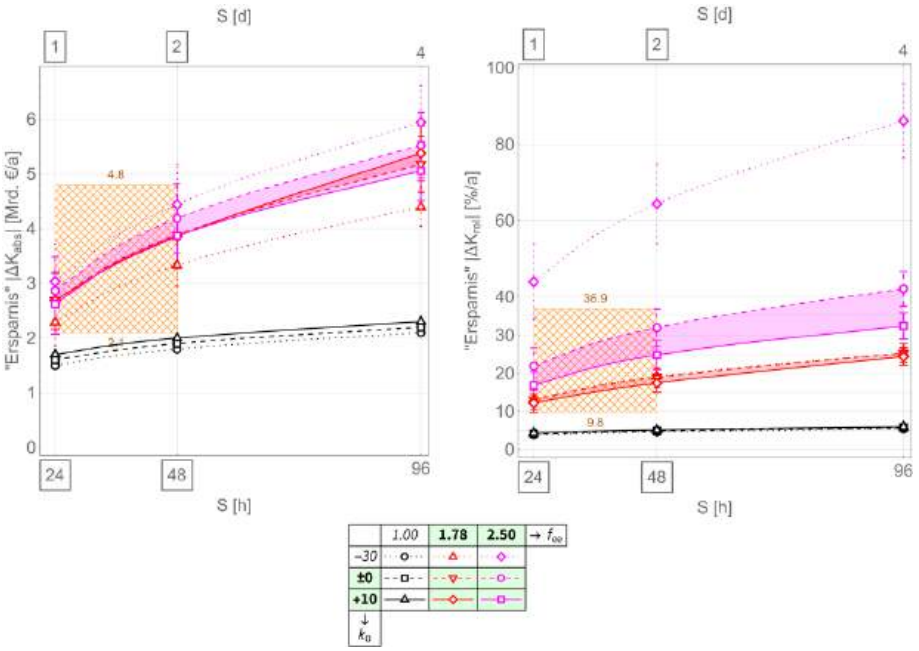

Abb. 26: Absolute Jahresgesamtkostenersparnis $|\Delta K_{abs}|$ (linkes Teilbild) und relative Jahresgesamtkostenersparnis $|\Delta K_{rel}|$ (rechtes Teilbild) nach Lastoptimierung für neun gemittelte Parameterkombinationen von f_{ee} und $K_0 = \mathcal{k}_0$ (s. Tabelle unten) in Abhängigkeit von Ausgleichsperiode S.
Quelle: Eigene Berechnungen.

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) angegeben Wert von 4.8 Mrd. €, der allerdings für ein anderes Szenario ermittelt wird.[19] 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 variierter EE-Leistung. Während für den Ausgangsfall $f_{ee} = 1.00$ die relative Ersparnis nahezu unabhängig von S bei ungefähr 5% verharrt 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

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

recht gering, also nahezu unabhängig von den Größen DSM, RES und k_0. Für den Fall $f_{ee} = 2.50$, $S = 96\ h$, $k_0 = \pm 0\ €/MWh$ 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 %.

4.2.7 Speicheraufwand vs. Ersparnisse

Die Zusammenführung von Abb. 26, Abb. 23, Abb. 24 ergibt die Diagramme in Abb. 27.

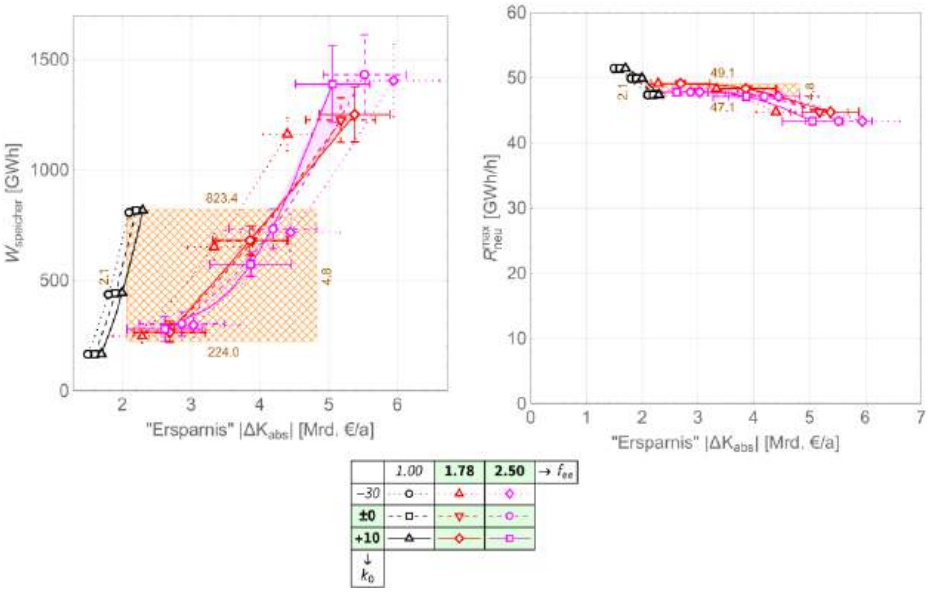

Abb. 27: Kapazität $W_{speicher}$ des Anpassungsspeichers (linkes Teilbild) und maximale Residualleistung (Backup-Leistung) R_{neu}^{max} (rechtes Teilbild) in Abhängigkeit von der absoluten Jahresgesamtkostenersparnis $|\Delta K_{abs}|$ nach Lastoptimierung für neun gemittelte Parameterkombinationen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

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 Abb. 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. Zuletzt genannter

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 wird Abb. 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.

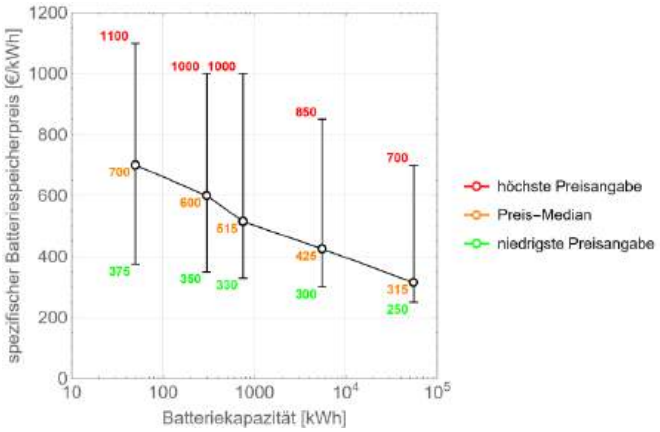

Abb. 28: Kapazitätsspezifische Batteriespeicherpreise (Komplettsystem) in Abhängigkeit von der logarithmisch aufgetragenen Batteriekapazität (Gewerbe- und Netzspeicher, Lithium-Ionen).
Quelle: pv magazine (2023)[20].

Die Preise sind in die drei Gruppen „niedrigste Preisangabe“, „Preis-Median“ und „höchste Preisangabe“ aufgegliedert. 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 von 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 250 €/kWh hineinlaufend dar. Inwieweit künftige Entwicklungen die Investitionskosten für Batterieinstallationen senken können, bleibt der Zukunft überlassen.

[20] *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 Daten aus Abb. 28 werden in Abb. 29 weiterverwendet, das die auf die erforderliche Speicherkapazität $W_{speicher}$ bezogenen absoluten Stromkosten-Ersparnisse $|\Delta K_{abs}|$ in Abhängigkeit von den absoluten Stromkosten-Ersparnissen $|\Delta K_{abs}|$ darstellt (s. 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 Abb. 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 als 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 Abb. 28 in dieses Bild zeigt sich unmittelbar, dass die Investitionskosten des Jahres 2023 noch deutlich bis übermäßig deutlich über den erzielbaren Ersparnissen liegen.

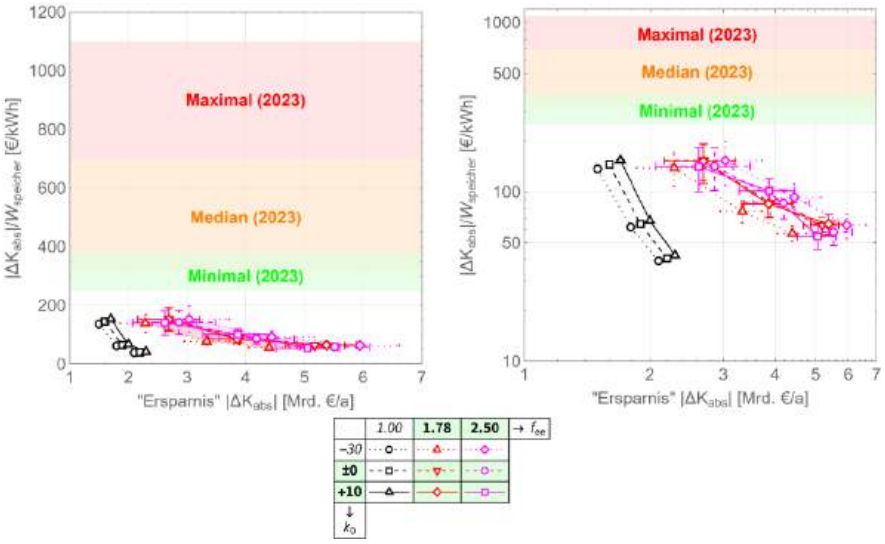

Abb. 29: Auf die Kapazität $W_{speicher}$ des Anpassungsspeichers bezogene absolute Stromkosten-Ersparnisse $|\Delta K_{abs}|$ im Vergleich zu den Wertebereichen der kapazitätsspezifischen Batteriespeicherpreise gemäß Abb. 28 (Linkes Teilbild: Lineare Auftragung). Rechtes Teilbild: Doppelt-logarithmische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

Hilfsweise 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 Löffler (2025), Anlage 5, könnten allerdings erhebliche Zweifel aufkommen.

In der Gesamtbetrachtung ändert sich somit nichts an dem Erfordernis eines direkten oder indirekten Investitions- und Betriebsaufwands in Batteriespeicher. Dabei ist Großbatteriespeichern allein schon aufgrund der kapazitätsspezifischen Kosten (vgl. Abb. 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 Ersparnisse durch dynamische Stromtarife marginalisieren und somit uninteressant machen dürfte.

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 Abb. 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^{+475}_{-315} 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^{+135}_{-165} GWh bewältigen. Hierfür wäre dann nur noch eine Speicherkapazität von 300 GWh mit einem Lade-Entlade-Hub von 165^{+135}_{-165} 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 keine 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 EE-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 (vgl. Abb. 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 über ein ganzes Jahr hinweg. Die Befunde schließen nicht aus, dass dynamische Stromtarife in Einzelfällen zu tatsächlichen oder zumindest 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 Stromkostenersparnisse durch zusätzlich zu installierende Hardware wieder verringert, ausgeglichen oder sogar übertroffen werden.

5 Schlussbetrachtung

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 als 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 lokaler Spitzenlasten 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 EE 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 (vgl. 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 CO_2-Neutralität neu durchdacht werden sollte bei gleichzeitiger Professionalisierung des Energiewende-Managements und Zurückdrängung ideologisch eingefrorener Rahmenbedingungen. Der von BMWK (2024) 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 und mental nicht enttäuscht werden dürfen.

Folgende bereits einleitend zitierte Feststellung von Löffler (2024b) lässt sich jedenfalls aufgrund der vorliegenden ideal-theoretischen Befunde nicht falsifizieren: „Prinzipiell kann die geplante Flexibilisierung des Strommarktes als eine gut vermittelbare und von den Stromkunden nur schlecht zu erkennende Form der Energierationierung durch Preismechanismen gesehen werden. Energierationierungen signalisieren oft strukturelle Probleme im Energiesektor eines Landes. Die Frage, ob der vom BMWK vorgeschlagene Paradigmenwechsel bereits in diese Richtung zielt, darf zusammen mit den derzeit immer offenen und häufigen zutage tretenden, bisher noch verkraftbaren Dysfunktionalitäten der derzeitigen Stromversorgung durchaus in Betracht gezogen werden.“

Literatur

Agora Energiewende (2023). *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.

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).

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).

Löffler, M. J. (2024a). *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, M. J. (2024b). *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 (abgerufen am 18.01.2025).

Löffler M. J. (2025). *Dynamische Stromtarife zur Regelung EE-Versorgten Stromverbrauchs. Eine Analyse am Beispiel des Stromverbrauchs im Jahr 2024 - Langfassung*“, 17.03.2025, *https://www.w-hs.de/wei/aktuelles/aktuelle-beitraege-zur-energiewende/* (abgerufen am 06.07.2025).

pv magazine (2023). Jetzt wirklich ein Durchbruch? In *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).

Struck, T. (2016). *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).