

Industry4Redispatch

Beitrag industrieller Flexibilität zum Redispatch 2030 – eine modellbasierte Analyse für Österreich

Strömer, Stefan; Knöttner, Sophie; Wiedergut, Matthias; Fanta, Sarah; Krainer, Diana; Esterl, Tara; Hemm, Regina

DOI

[10.1007/s00502-025-01382-6](https://doi.org/10.1007/s00502-025-01382-6)

Publication date

2025

Document Version

Final published version

Published in

Elektrotechnik und Informationstechnik

Citation (APA)

Strömer, S., Knöttner, S., Wiedergut, M., Fanta, S., Krainer, D., Esterl, T., & Hemm, R. (2025). Industry4Redispatch: Beitrag industrieller Flexibilität zum Redispatch 2030 – eine modellbasierte Analyse für Österreich. *Elektrotechnik und Informationstechnik*, 142(7-8), 458-469. <https://doi.org/10.1007/s00502-025-01382-6>

Important note

To cite this publication, please use the final published version (if applicable).

Please check the document version above.

Copyright

Other than for strictly personal use, it is not permitted to download, forward or distribute the text or part of it, without the consent of the author(s) and/or copyright holder(s), unless the work is under an open content license such as Creative Commons.

Takedown policy

Please contact us and provide details if you believe this document breaches copyrights.
We will remove access to the work immediately and investigate your claim.



Industry4Redispatch: Beitrag industrieller Flexibilität zum Redispatch 2030 – eine modellbasierte Analyse für Österreich

Stefan Strömer · Sophie Knöttner · Matthias Wiedergut · Sarah Fanta · Diana Krainer · Tara Esterl ·
 Regina Hemm

Eingegangen: 8. August 2025 / Angenommen: 13. Oktober 2025
 © The Author(s) 2025

Zusammenfassung

Hintergrund Der Übergang zu einem auf Erneuerbaren Energien basierenden und dezentralen Energiesystem stellt wachsende Herausforderungen für die Netzstabilität dar, insbesondere in Hinblick auf Redispatch-Maßnahmen. Traditionell von großskaligen konventionellen Kraftwerken auf der Übertragungsnetzebene durchgeführt, müssen sich Redispatch-Maßnahmen an die sich verändernden Rahmenbedingungen anpassen, da konventionelle Kapazitäten abnehmen und der Bedarf an Systemflexibilität steigt. Industrieanlagen – insbesondere solche, die auf der Verteilernetzebene angeschlossen sind – bieten ungenutztes Potenzial für eine Beteiligung an der Redispatch-Bereitstellung. Das Projekt Industry4Redispatch, eingebettet in die österreichische NEFI-Modellregion, untersuchte die technischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Integration industrieller Anlagen in den Redispatchprozess, einschließlich der Koordination zwischen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNBs) und Verteilernetzbetreibern (VNBs), sowie der Entwicklung standardisierter Redispatchprozesse.

Ansatz Dieser Artikel fasst die Engpass- und Redispatch-Analyse zusammen, die mit Fokus auf Österreich im Jahr 2030 im Rahmen des Projekts durchgeführt wurde. Unter Berücksichtigung der Unsicherheit hinsichtlich der räumlichen Verteilung zukünfti-

ger Erzeugung, Nachfrage und Flexibilität zeigen die Modellergebnisse eine Übereinstimmung mit realen Redispatch-Ergebnissen verglichen mit den öffentlich verfügbaren Informationen zu Kosten und Aktivierungsvolumina. Neben diesen Unsicherheiten basiert die Modellierung auf dem *National Trends+* Szenario des TYNDP 2024 und betrachtet keine Variationen oder Sensitivitäten.

Schlussfolgerungen Die Ergebnisse zeigen, dass die Einbindung industrieller Flexibilität zu moderaten, aber konsistenten Systemvorteilen führt, darunter eine Reduktion der gesamten Redispatch-Kosten um bis zu 1,5% sowie eine Reduktion der Abregelung von erneuerbarer Erzeugung um etwa 7,5% in Österreich. Die Ergebnisse zeigen, dass industrielle Flexibilitätspotenziale eine wertvolle Ergänzung zu den bestehenden Redispatch-Ressourcen darstellen und die Effizienz des Engpassmanagements steigern können. Besonders im Bereich des negativen Redispatch leisten sie einen wichtigen Beitrag, da sie die Notwendigkeit zur Abregelung erneuerbarer Erzeugung verringern. Auch wenn der Gesamteinfluss durch örtliche und zeitliche Einschränkungen begrenzt bleibt, unterstützt der gezielte Einsatz industrieller Anlagen bei Redispatch-Aktivierungen und verbessert die Integration Erneuerbarer Energien. Die Ergebnisse verdeutlichen die zentrale Bedeutung eines adäquaten Systemdesigns sowie gezielter regulatorischer Anpassungen, um industrielle Flexibilität zukünftig zuverlässig und kosteneffizient für Redispatch aktivieren zu können.

Schlüsselwörter Redispatch · Industrielle Flexibilitäten · Energiesystemmodellierung · Fallstudie

D. Krainer und T. Esterl sind OVE-Mitglieder.

S. Strömer · S. Knöttner · M. Wiedergut · S. Fanta ·

D. Krainer · T. Esterl · R. Hemm

Center for Energy, AIT Austrian Institute of Technology,
 Giefinggasse 4, 1210 Wien, Österreich
 stefan.stroemer@ait.ac.at

S. Strömer
 Technology, Policy and Management, Delft University of
 Technology, Delft, Niederlande

Industry4Redispatch: contribution of industrial flexibility to Redispatch 2030 – a model-based analysis for Austria

Abstract

Background The transition to a renewable energy based and decentralized energy system poses growing challenges for grid stability, particularly regarding redispatch measures. Traditionally carried out by large-scale conventional power plants at the transmission grid level, redispatch operations must adapt to changing conditions as conventional capacities decline and the need for system flexibility increases. Industrial facilities—especially those connected at the distribution grid level—offer untapped potential for participation in redispatch provision. The project Industry4Redispatch, embedded in Austria's NEFI model region, explored the technical, regulatory, and economic conditions for integrating industrial assets into the redispatch process, including coordination between transmission system operators (TSOs) and distribution system operators (DSOs), as well as the development of standardized redispatch processes.

Approach This paper summarizes the congestion and redispatch analysis conducted within the project, focusing on Austria in 2030. Considering uncertainties in the spatial distribution of future generation, demand, and flexibility, the model results show consistency with real redispatch outcomes when compared to publicly available data on costs and activation volumes. Besides these uncertainties, the modeling is based on the *National Trends+* scenario of the TYNDP 2024 and does not include variations or sensitivity analyses.

Conclusions The results show that integrating industrial flexibility leads to moderate but consistent system benefits, including a reduction in total redispatch costs by up to 1.5% and a decrease in curtailment of renewable generation by about 7.5% in Austria. The findings indicate that industrial flexibility potentials represent a valuable complement to existing redispatch resources and can enhance the efficiency of congestion management. Particularly in the area of negative redispatch, they make an important contribution by reducing the need to curtail renewable generation. Although the overall impact remains limited due to local and temporal constraints, the targeted use of industrial facilities in redispatch activations supports and improves the integration of renewable energy. The results underline the central importance of an adequate system design and targeted regulatory adjustments to enable the reliable and cost-efficient activation of industrial flexibility for redispatch in the future.

Keywords Redispatch · Industrial flexibility · Energy system modeling · Case study

1 Einleitung

Die zunehmende Integration erneuerbarer Energiequellen und die Dezentralisierung von Energiesystemen führen zu einer grundlegenden Transformation des Stromsystembetriebs in ganz Europa. Eine der zentralen Herausforderungen in diesem Zusammenhang besteht darin, die Sicherheit des Netzbetriebs durch effiziente und kostengünstige Redispatch-Abrufe sicherzustellen. Traditionell wurde hierfür hauptsächlich auf konventionelle Erzeugungsanlagen zurückgegriffen. Mit dem Rückgang des Anteils solcher Kapazitäten an der gesamten Stromerzeugung, sowie dem steigenden Bedarf an Flexibilität, müssen jedoch neue Redispatch-Potenziale erschlossen werden.

Industrielle Anlagen, insbesondere solche, die auf der Ebene der Verteilernetze angeschlossen sind, stellen hierbei weitgehend unerschlossene Flexibilitäten dar. Im Rahmen des I4RD-Projekts wurde untersucht, wie industrielle Verbraucher und Prosumer durch Bereitstellung von Nachfrage- und Erzeugungsflexibilität zum Redispatch beitragen können. Zur Unterstützung dieses Ziels wurde ein europäisches (Strom-)Übertragungsnetzmodell, das die prognostizierten Netzbedingungen für das Jahr 2030 abbildet, entwickelt. Dieses Modell ermöglichte die Simulation von Redispatch-Aktivierungen unter realistischen Erzeugungs- und Lastszenarien, berücksichtigt grenzüberschreitender Stromflüsse und Netzengpässe, sowie regionaler Verfügbarkeiten von Flexibilitäten – vor bzw. nach der Integration von industriellen Flexibilitäten.

2 Datengrundlage

2.1 Industrielle Flexibilitäten

Zunächst werden industrielle Flexibilitäten – Volumina und Grenzkosten – quantitativ abgeleitet. Basierend auf einem umfassenden Satz an Datenquellen wird dafür die geografische Verteilung industrieller Standorte in Österreich bestimmt (vgl. [1]). Der Fokus lag hierbei auf Standorten des Produktionssektors C, entsprechend der Statistische Systematik der Wirtschaftszweige (NACE). Jedem identifizierten Standort werden ein thermischer und elektrischer Energiebedarf zugewiesen; zudem werden – basierend auf verfügbaren Datensätzen (u. a. EU-Emissionshandelsystem (EU ETS), Erfassung mittelgroßer Feuerungsanlagen (MFA), Zentrales Anlagenregister (ZAR)) oder den hergestellten Produkten – spezifische Technologien und Einheiten zugeordnet. Der Schwerpunkt liegt auf derzeit verfügbaren und eingesetzten Technologien (Stand: 2025).

Die abgeleitete umfassende Liste industrieller Standorte in Österreich wird anschließend gefiltert, um jene Standorte zu identifizieren, die Flexibilität für Redispatch-Märkte anbieten können. Berücksichtigt werden nur Standorte, die in der Lage sind, mindestens 1 MW an Flexibilität bereitzustellen – was eine

Infobox Industry4Redispatch (I4RD)

Das Projekt I4RD ist ein Leitprojekt innerhalb der österreichischen Modellregion „NEFI – New Energy for Industry“ und zielt darauf ab, die industrielle Teilnahme am Redispatch zu ermöglichen. I4RD entwickelte innovative Lösungen, um die Bereitstellung von Flexibilität auf der Verbrauchs- als auch auf der Erzeugungsseite industrieller Energiesysteme zu erleichtern – speziell auf der Verteilernetzebene für den Einsatz von Redispatch. Das Projekt adressierte alle notwendigen technischen, regulatorischen, ökonomischen und organisatorischen Anforderungen für die Umsetzung, sowie die erforderliche Koordination zwischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilernetzbetreiber (DSO). I4RD war das erste Projekt in Österreich, das alle relevanten Akteure zusammenbrachte, um eine integrierte Lösung durch Automatisierung und Optimierung der Industrie bereitzustellen. Dabei wurde ein Koordinationsprozess zwischen dem ÜNB und den DSO etabliert, ein neuartiges Redispatch-Modul auf Basis standardisierter Anforderungen entwickelt und der Nutzen des neuen Ansatzes im Rahmen einer Demonstration gezeigt.

konservative Annahme darstellt, da durch Pooling-Konzepte auch Standorte mit geringerer Kapazität Redispatch bereitstellen könnten. Abschließend werden technologiespezifische Kosten für positive und negative Flexibilitätsangebote abgeleitet.

2.2 Redispatch

Die Übertragungsnetz- und Redispatchmodellierungspipeline basiert auf den aktuellsten Daten und Ergebnispublikationen des Ten-year network development plan (TYNDP) 2024 [2] und verwendet das Szenario *National Trends+*, welches vordefinierte Nachfrage- und Erzeugungskapazitäten nutzt – basierend auf Daten der nationalen ÜNBs – und insbesondere die Sektoren Wärme und Wasserstoff berücksichtigt. Neben verschiedenen Annahmen, die im Methodikbericht [2] erläutert sind, werden auch die getroffenen Annahmen zu Brennstoffpreisen (u.a. Erdgas mit 27€/MWh, Kohle mit 6,5–8,1€/MWh, Öl mit 6,8–42,1€/MWh) und emissionsbezogenen Kosten (CO₂ mit 113,4€/t) bei der Ermittlung konventioneller – wie auch industrieller – Gebote übernommen. Strom- (\varnothing 67,5€/MWh) und Wasserstoffpreise (\varnothing 61,8€/MWh) werden als stündliche Marktergebnisse verwendet.

Das zugrunde liegende Übertragungsnetz basiert auf öffentlich verfügbaren Daten, vgl. [3], reduziert auf insgesamt 750 Knoten in der Modellierungsregion, ohne Aggregation von Knoten in Österreich. Detaillierte Annahmen und Einschränkungen dieser Übertragungsnetz-Pipeline werden in verschiedenen Doku-

mentationen und Publikationen der Entwickler diskutiert – besonders wichtig sind hierbei: (1) Die Netztopologie enthält keine expliziten „Leitungen“ (alle Leitungen einer Trasse werden aggregiert), (2) die räumliche Aggregation des Netzes (außerhalb Österreichs) kann zu Verzerrungen der Stromflüsse führen, und (3) es kann nicht garantiert werden, dass die Integration derzeit nicht existierender (geplanter/im Bau befindlicher) Leitungen mit dem (nach wie vor unsicheren) Endzustand der europäischen Übertragungsnetz-Topologie im Jahr 2030 übereinstimmt. Sowohl die Standorte als auch die installierten Kapazitäten der Kraftwerke, basieren auf dem öffentlich verfügbaren powerplantmatching-Datensatz [4].

3 Methodik

Dieser Abschnitt beschreibt die Architektur und Implementierung des Redispatch-Simulationsmodells zur Bewertung des österreichischen Stromsystems im Jahr 2030. Der Ansatz kombiniert zukunftsgerichtete Systemannahmen, räumliche und technische Modellierung der Anlagen sowie eine Optimierung des Stromsystems, um Redispatch-Bedarfe und -Optionen zu simulieren und zu quantifizieren.

Obwohl der geografische Fokus dieser Studie auf Österreich liegt, sind bereits heute erhebliche Auswirkungen internationaler Angebots- und Nachfragesituationen sowie daraus resultierende Übertragungsnetzflüsse auf das österreichische Netz zu beobachten, was die Berücksichtigung solcher Effekte auch im zukünftigen Modelljahr erforderlich macht. Darüber hinaus werden österreichische in Zusammenarbeit mit ausländischen Anlagen aktiviert, um eine „gepaarte“ Flexibilität zur effizienten Behebung von Engpässen in Österreich oder häufig auch in Nachbarländern bereitzustellen (z.B. für Deutschland, vgl. [5]). Um solche Effekte adäquat modellieren und erfassen zu können, umfasst das Übertragungsnetzmodell ganz Europa – die Netzoptimierung berücksichtigt somit auch ausländische Engpässe sowie flexible Anlagen im Umkreis Österreichs (vgl. Abschn. 3.2).

Um die räumliche Verteilung von Angebot und Nachfrage der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen im Jahr 2030 darzustellen – von denen viele noch nicht errichtet sind – werden die Anlagenpositionen mittels eines Monte-Carlo-ähnlichen Ansatzes bestimmt, wie in Abschn. 3.1.1 detailliert. In jedem Simulationslauf werden die Anlagen probabilistisch innerhalb definierter räumlicher Verteilungen positioniert, wobei die Einhaltung der in TYNDP vorgegebenen installierten Kapazitäten je Gebotszone sichergestellt werden muss. Diese räumliche Zuordnung ist insbesondere für neue Technologien von entscheidender Bedeutung, da deren zukünftige Standortwahl ungewiss ist, aber starke Auswirkungen auf Stromflüsse und damit auf die durch ihren Betrieb verursachten Netzengpässe hat.

Sobald die Anlagen positioniert sind, werden sie den Knoten im Netzmodell zugewiesen. Wenn sich mehrere Anlagen desselben Typs an gleichen oder benachbarten Standorten befinden, werden sie aggregiert, um die Modellkomplexität zu reduzieren, ohne die räumliche Genauigkeit zu beeinträchtigen. Weiters führt das Modell zusätzlich Industrieanlagen in Österreich ein, die nachfrageseitige Flexibilitäten repräsentieren. Diese werden den nächstgelegenen Übertragungsnetzknoten zugeordnet und durch technologie-spezifische Parameter und Bietverhalten charakterisiert.

Anschließend werden stündliche Fahrpläne für konventionelle Anlagen aus den zonalen Marktergebnissen abgeleitet, siehe Abschn. 3.1.2. Diese Fahrpläne werden in Kombination mit technischen Parametern (z. B. installierte Kapazitäten, Wirkungsgrade) verwendet, um positive und negative Redispatch-Potenziale zu ermitteln. Das Ergebnis ist eine Menge von Redispatch-Geboten für jede Anlage, bestehend aus Mengen-Preis-Paaren für sowohl positive als auch negative Flexibilität – unter der Annahme, dass die durch eine Aktivierung verursachten (tatsächlichen) Kosten kompensiert werden.

Daraufhin werden zwei komplementäre Netzberechnungen parallel durchgeführt. Zunächst erfolgt eine Abschätzung der Netzengpässe nach dem Markt, bei der davon ausgegangen wird, dass die marktbasierteren Fahrpläne aller Anlagen feststehen, und die Netzauslastung unter diesen berechnet wird, wobei nur kostenfreie Gegenmaßnahmen erlaubt sind (siehe Abschn. 3.2.1). Dies wird als ein zweistufiges Optimierungsproblem formuliert, das Abwägungen zwischen der gesamten Überlast aller Netzkomponenten und dem höchsten, absoluten Engpass berücksichtigt. Die zweite Simulation beinhaltet Redispatch als zusätzliche Gegenmaßnahme (siehe Abschn. 3.2.2). In dieser Redispatch-Optimierung wird Flexibilität aus konventionellen und (falls zutreffend) industriellen Anlagen aktiviert – basierend auf den abgeleiteten Geboten – um verbleibende Engpässe kostenoptimal zu beheben und die technische Realisierbarkeit des Übertragungsnetzbetriebs sicherzustellen.

Um den Effekt industrieller Teilnahme quantifizieren zu können, wird die Berechnung einem Basis-szenario gegenübergestellt, in der nur konventionelle (= nicht-industrielle) Gebote berücksichtigt werden. Der Vergleich der Ergebnisse vor und nach Aktivierung von Redispatch liefert weiters Erkenntnisse über die Notwendigkeit der Aktivierungen und den daraus resultierenden Flexibilitätseinsatz.

3.1 Anlagenparametrierung

Um die Menge an positiver und negativer Flexibilität zu bestimmen, die von konventionellen (= nicht-industriellen) Anlagen für den Redispatch angeboten wird, sind Preprocessing-Schritte erforderlich. Die folgenden Absätze erläutern, wie die Anlagen über das

Übertragungsnetz verteilt und daran angeschlossen werden, sowie wie ihre aus stündlichen Marktergebnissen abgeleiteten Fahrpläne in Kombination mit anlagenspezifischen Parametern verwendet werden, um die verfügbare Menge und die Kosten ihrer Flexibilität zu bestimmen. Hierbei ist es essentiell festzuhalten, dass die gebotszonenscharfe Zusammensetzung von Erzeugungs-, Speicher- und (flexiblen) Verbrauchsanlagen auf die TYNPD 2024 Szenariowerte (*National Trends+*) fixiert ist und kein modellendogener Ausbau oder Stilllegung stattfindet.

3.1.1 Lokalisierung und Stichprobenauswahl

In einem zonalen Marktdesign werden erwartete Entwicklungen der Erzeugungskapazitäten für ein zukünftiges Stromsystem üblicherweise als installierte Leistung pro Gebotszone angegeben – sowohl wenn sie auf nationalen Entwicklungsplänen (oder politischen Zielen) basieren als auch wenn sie aus einem Strommarktmödell resultieren. Ein erheblicher Teil der Unsicherheit ist somit in der tatsächlichen Lage neu entstehender Anlagen „versteckt“, was insbesondere bei der Untersuchung von Auswirkungen auf das Übertragungsnetz von entscheidender Bedeutung ist. Um dies zu erfassen, wird ein verteilungsbasiertes Stichprobenauswahlverfahren verwendet, das für jeden Modelllauf exakte Standorte generiert. Diese Stichprobenauswahl basiert auf zwei Hauptschritten: Zunächst werden alle Kraftwerke aus dem Open-Source-Datensatz powerplantmatching [4] als feststehend betrachtet, sofern ihr Stilllegungsjahr nicht vor 2030 liegt. Anschließend wird eine gaußsche Kernel Density Estimation (KDE) verwendet, um eine Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion für Standort und Kapazität jeder Anlagenkategorie zu schätzen (auf Basis von bestehenden Standorten, Potenzialflächen und demografischen Daten – wie Bevölkerungsdichte oder Lastverteilung), aus der Neuanlagen gezogen werden bis die korrekten zonalen Summenkapazitäten erreicht sind.

3.1.2 Gebotserzeugung

Die Gebote aller Anlagen (einschließlich erneuerbarer Erzeugung sowie Power-to-Gas (PtG)) basieren auf den verfügbaren Flexibilitäten unter der Annahme eines festen Fahrplans, der aus dem Day-Ahead-Markt stammt. Dieser Fahrplan wird abgeleitet, indem die aktive Erzeugung (bzw. der Verbrauch) einer Technologiegruppe auf alle entsprechenden Anlagen einer Gebotszone verteilt wird – gewichtet nach ihrem Anteil an der insgesamt installierten Kapazität dieser Technologie in der jeweiligen Zone. Ausgehend von diesem stündlichen Fahrplan ergibt sich die noch verfügbare positive und negative Flexibilität. Abhängig vom Anlagentyp kann diese angepasst¹ und schließ-

¹ Zum Beispiel zur Abbildung einer Volumsrestriktion der PV-Leistung die für Redispatch-Abrufe verfügbar ist.

lich mit einem kostenbasierten Preis kombiniert werden. Diese (Opportunitäts-)Grenzkosten beinhalten in erster Linie variable Kosten, den Brennstoff-Einsatz sowie verursachte bzw. eingesparte Emissionen.

3.2 Netzberechnung

Um diesen Schritt möglichst realitätsnah abzubilden, werden drei zentrale Elemente berücksichtigt: (1) ein erheblicher Teil des Redispatchs kann in Österreich aktiviert werden, um Engpässe in Nachbarländern zu entlasten, (2) Redispatch sollte kostenminimal aktiviert werden und (3) es sollten – soweit möglich – keine übermäßigen Aktivierungen erfolgen.

Zur adäquaten Berücksichtigung von Punkt (1) werden neben den Engpässen auf österreichischen Übertragungsleitungen auch jene in Nachbarländern betrachtet. Dies erfolgt über ein Gebiet von 350 km ab der österreichischen Grenze – alle Leitungen, die Knoten innerhalb dieses Bereichs verbinden, unterliegen den vorgegebenen Übertragungskapazitäten. Um zu verhindern, dass Anlagen zu weit entfernt liegender Netzbereiche aktiviert werden, werden jene Anlagen, die an Knoten außerhalb eines 700 km-Radius liegen, für den Redispatch deaktiviert.

3.2.1 Post-Markt

Die Post-Markt Analyse, ohne Redispatch-Aktivierungen, dient als Referenzbasis für den Vergleich mit den Ergebnissen nach Redispatch und ermöglicht darüber hinaus Einblicke in das Ausmaß der Engpässe. Um dies zu erreichen, sind Ergebnisse mit realistischen Größenordnungen erforderlich – eine reine Lastflussberechnung auf Basis fixer Anlagenfahrpläne kann potenziell zu einer unrealistischen Verteilung der Netzauslastung führen. Um dies zu vermeiden, werden steuerbare Elemente² zusätzlich zu den fixierten marktbasierteren Anlagenfahrplänen (daher noch ohne Möglichkeit von Redispatch) in einem linearen DC Optimal Power Flow (DC-OPF) berücksichtigt. Sollte mit diesen Elementen kein vollständig zulässiger Betrieb des Netzes möglich sein, erlauben Strafsterme Überlastungen der Leitungen. Um hierbei sowohl die geografische Verteilung von Engpässen als auch hohe Spitzenlasten auf einzelnen Leitungen auszugleichen, wird ein zweistufiges Optimierungsverfahren verwendet, das die Maximalauslastung aller Leitungen sowie die relative Auslastung jeder einzelnen Leitung minimiert.

3.2.2 Redispatch

Die unabhängig durchgeführte Optimierung der Redispatch-Aktivierungen erfolgt unter Verwendung des

selben Modells wie bei der Post-Markt Analyse von Flüssen und Engpässen (vgl. Abschn. 3.2.1), mit dem Unterschied, dass nun keinerlei Überlastungen mehr zulässig sind und dafür die verfügbaren konventionellen (und ggf. industriellen) Flexibilitäten aktiviert werden können.

Eine kostenminimale Redispatch-Aktivierung für eine bestimmte Stunde kann durch Minimierung der Gesamtkosten aller Aktivierungen erreicht werden. Es existieren jedoch Gebotskombinationen, die – bei gemeinsamer Aktivierung – zu einem Nettoertrag für den ÜNB führen würden, was zu einer vermehrten Aktivierung führen kann, um zusätzliche „Einnahmen“ zu erzielen. Dies ist ein bekanntes Problem, das sich aus der mathematischen Formulierung des Redispatch-Problems ergibt, welches nicht denselben Beschränkungen wie die ursprüngliche Formulierung der Single Day-Ahead Coupling (SDAC)-Markträumung unterliegt, und somit ein gewisses Optimierungspotenzial offenlässt. Diese Überaktivierungen werden mittels eines zweistufigen Optimierungsmodells, das einen Preisoffset zur Vermeidung dieser Kombinationen integriert und eine volums- und kostenminimale Lösung ermittelt, verhindert. Als vereinfachte Darstellung der nötigen N-1-Sicherheit wird weiters die nutzbare Kapazität jeder Übertragungsleitung auf 80 % ihrer thermischen Grenzkapazität reduziert.

4 Resultate

Abb. 1 zeigt Ergebnisse der Simulation hinsichtlich der Auslastung zweier Übertragungsleitungen, die im Jahresverlauf ein breites Spektrum an Werten aufweisen. Zunächst verdeutlichen Abb. 1a und Abb. 1b unterschiedliche saisonale Muster. Die Leitung CS, siehe Abb. 1b, weist über das gesamte Jahr hinweg hohe Auslastungsfaktoren in beide Richtungen auf, was auf erhebliche Nord-Süd- sowie Süd-Nord-Flüsse hindeutet, die häufig sogar innerhalb desselben Tages auftreten. Im Vergleich dazu zeigt die Leitung CW, siehe Abb. 1a, einen klaren Verlauf über das Jahr hinweg: Während die Flüsse im Winterhalbjahr überwiegend westwärts gerichtet sind, treten in den Monaten April bis September erhebliche Ostflüsse auf, wodurch sich Tagesmittelwerte um die 0 %-Linie bewegen. Zudem zeigt sich, dass westwärts gerichtete Engpässe im Winterhalbjahr häufiger und mit größerer Auswirkung auftreten.

Im Vergleich zu den Tageswerten in Abb. 1a und Abb. 1b zeigen Abb. 1c und Abb. 1d die Dauerlinien des Auslastungsfaktors derselben beiden Leitungen über das Jahr hinweg. Insbesondere im positiven Wertebereich ist ersichtlich, dass beide Leitungen während rund einem Viertel aller Stunden des Jahres nahe an der zulässigen Auslastung betrieben werden. Dies lässt sich im Kontext der aktuellen Definition von *strukturellen Engpässen* gemäß der EU-Verordnung 2019/943 [6] betrachten, die als „Engpass im

² Der gewählte Betrieb von Hochspannungs-Gleichstrom Übertragungsleitungen (HGÜs) und Phasenschieber-Transformatoren (PSTs), die „non-costly remedial actions“ (im Gegensatz zu kostenverursachenden Gegenmaßnahmen wie Redispatch) darstellen.

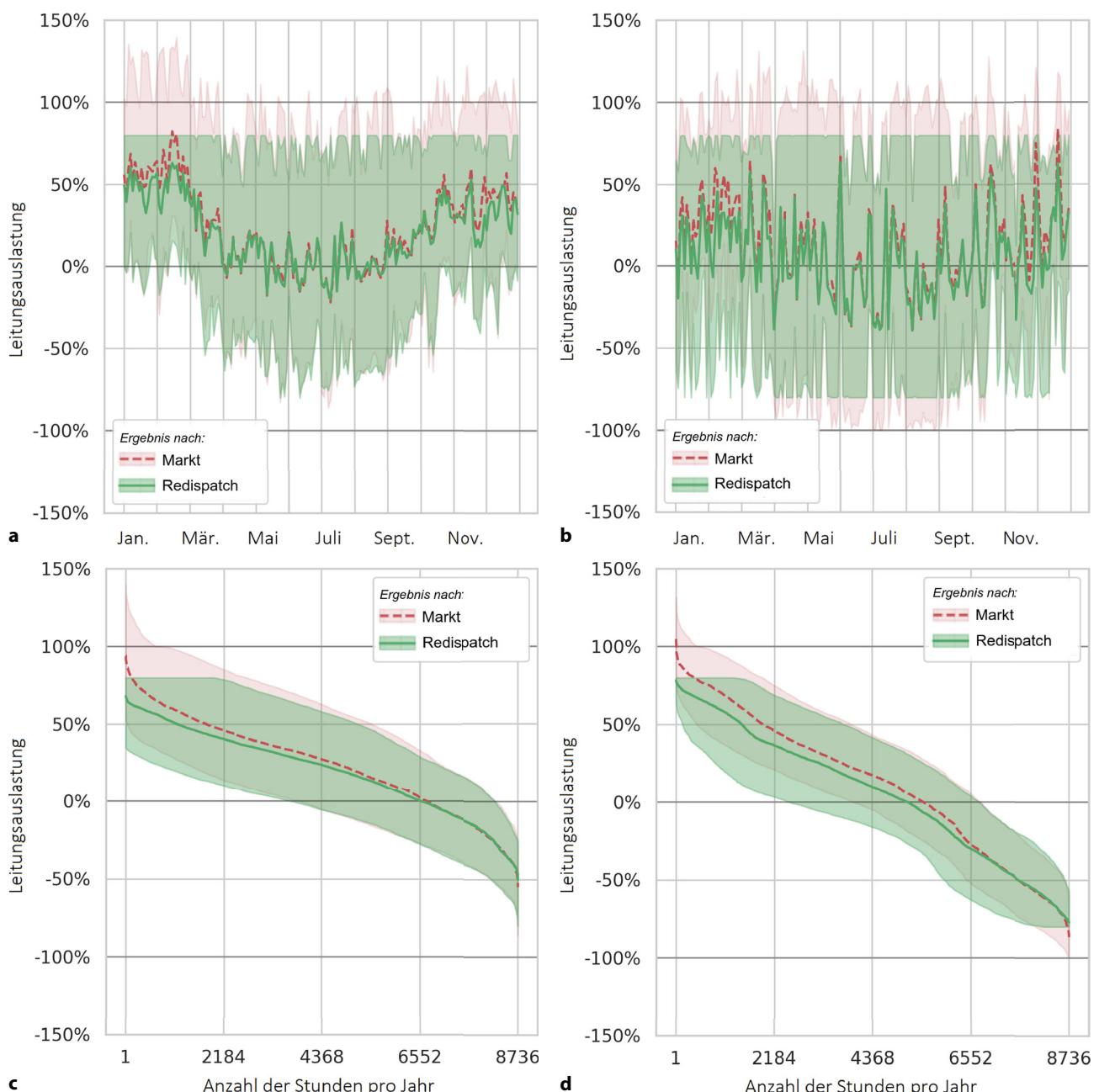


Abb. 1 Auslastungsergebnisse für zwei Übertragungsleitungen mit einem breiten Betriebsbereich: Die Leitung CW (Zentrum-West) stellt eine Verbindung von Zentralösterreich (Knoten „Weißenbach“) nach Westen (zu „Tauern“ bzw. „Kaprun“) dar, während CS (Zentrum-Süd) die südlich verlaufende Verbindung (vom Knoten „Hessenberg“ über „Zeltweg“ bis in den Raum „Obersiellach“) abbildet. Die Netzauslastung basierend auf reinen Marktfahrplänen (gestrichelt, rot) sowie nach Aktivierung von Redispatch (durchgezogen, grün) zeigt Mittelwer-

te über alle Simulationsläufe (Linie) sowie minimale und maximale beobachtete Werte (farblich hinterlegter Bereich). Positive Werte entsprechen einem Fluss in die angegebene Richtung, negative einem entgegengesetzten Fluss. **a** Saisonalität über das Jahr unter Verwendung von täglichen min/mean/max Flüssen auf Leitung CW. **b** Saisonalität über das Jahr unter Verwendung von täglichen min/mean/max Flüssen auf Leitung CS. **c** Stündliche min/mean/max Leitungsauslastungsdauerkurve von Leitung CW. **d** Stündliche min/mean/max Leitungsauslastungsdauerkurve von Leitung CS

Übertragungsnetz, der eindeutig definiert werden kann, vorhersehbar ist, geografisch über die Zeit stabil bleibt und unter normalen Bedingungen des Stromsystems häufig auftritt“ beschrieben werden. Zudem endet die Skala der Engpasshäufigkeit laut dem aktuellen technischen Bericht zur Gebotszonenkonfiguration vom

Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für Strom (ENTSO-E) bereits bei 35 % (vgl. [7]).

Ein Vergleich mit den tagesaggregierten Werten in Abb. 1a und Abb. 1b – die für einen Großteil der Zeit maximale Flüsse auf Engpassniveau zeigen – führt zu einer weiteren wichtigen Schlussfolgerung: Ho-

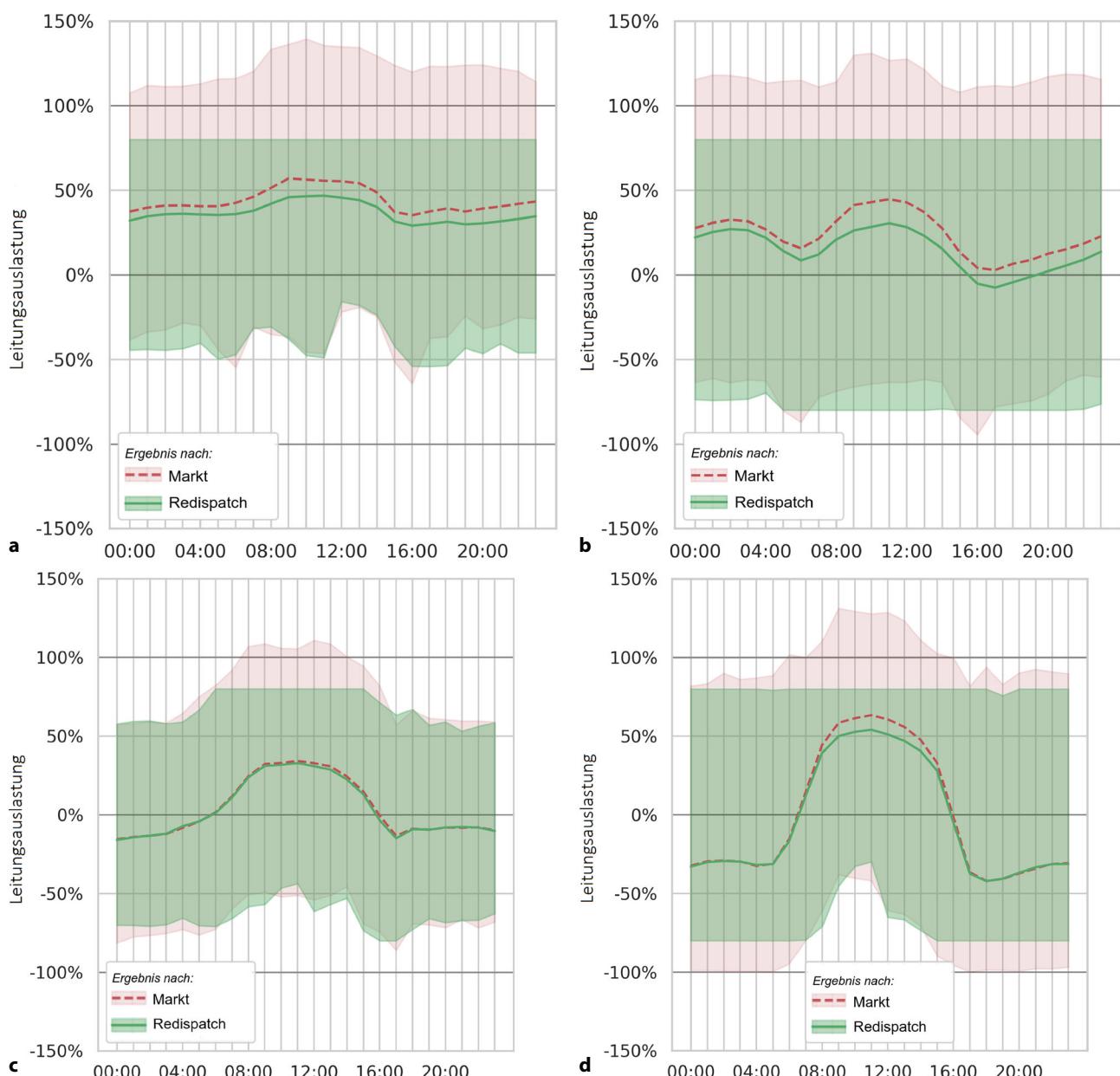


Abb. 2 Auslastungsergebnisse für zwei Übertragungsleitungen mit einem breiten Betriebsbereich: Die Leitung CW (Zentrum-West) stellt eine Verbindung von Zentralösterreich (Knoten „Weißenbach“) nach Westen (nach „Tauern“ bzw. „Kaprun“) dar, während CS (Zentrum-Süd) die südliche Verbindung (vom Knoten „Hessenberg“ über „Zeltweg“ bis in den Raum „Obersielach“) abbildet. Die Netzauslastung nach der Marktärmung (gestrichelt, rot) sowie nach Aktivierung von Redispatch (durchgezogen, grün) zeigt Mittelwerte über alle

Simulationsläufe (Linie) sowie minimale und maximale beobachtete Werte (farblich unterlegte Bereiche). Positive Werte entsprechen einem Fluss in die angegebene Richtung, negative einem Fluss in die entgegengesetzte Richtung. **a** Stündliche min/mean/max Flüsse auf der Leitung CW während der Winterhälfte. **b** Stündliche min/mean/max Flüsse auf der Leitung CS während der Winterhälfte. **c** Stündliche min/mean/max Flüsse auf der Leitung CW während der Sommerhälfte. **d** Stündliche min/mean/max Flüsse auf der Leitung CS während der Sommerhälfte

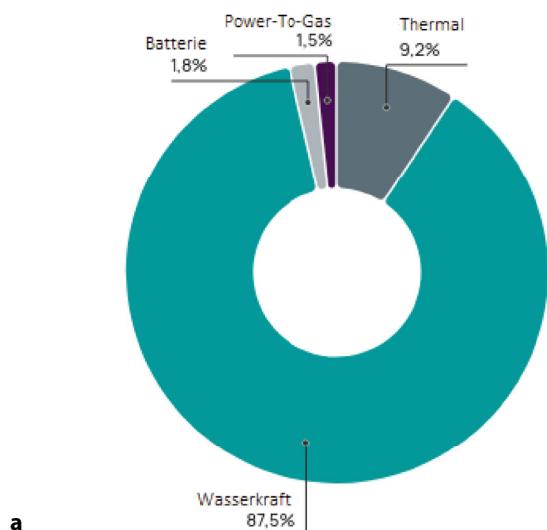
he Leitungsauslastungsfaktoren zeigen sich an einem Großteil der Tage, selbst wenn die stündliche Auftrittswahrscheinlichkeit deutlich geringer ist. Weiters gibt es Zeiträume, in denen Engpässe in beide Richtungen innerhalb eines einzigen Tages auftreten.

Dies lässt sich weiter auf die Abhängigkeit vom täglichen Auftreten bestimmter Muster zurückführen. Abb. 2 zeigt die Aggregation der Ergebnisse auf

stündliche Werte und vergleicht das Winter- und Sommerhalbjahr für dieselben Übertragungsleitungen, die bereits in Abb. 1 betrachtet wurden. Die Darstellung bestätigt eindeutig den zuvor identifizierten Trend, wobei sich die Flussrichtungen zwischen den beiden Jahreszeiten deutlich unterscheiden. Zudem wird der Zeitpunkt jener Situationen sichtbar, die im Sommerhalbjahr zu extremen Flussänderungen führen –

Positiver Redispatch

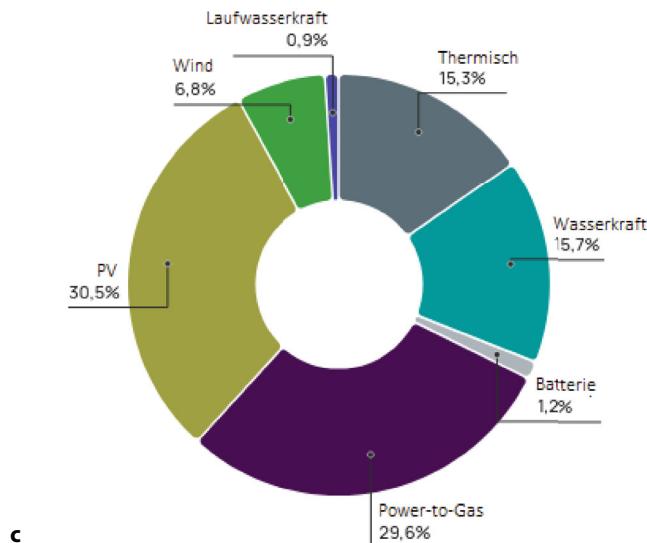
■ Thermal ■ Wasserkraft ■ Batterie ■ Power-To-Gas ■ Industrie



a

Negativer Redispatch

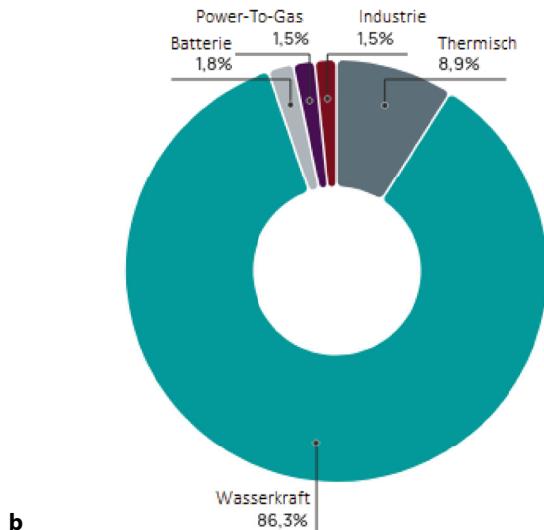
■ Thermisch ■ Wasserkraft ■ Batterie ■ Power-to-Gas ■ Industrie ■ PV
■ Wind ■ Laufwasserkraft



c

Positiver Redispatch

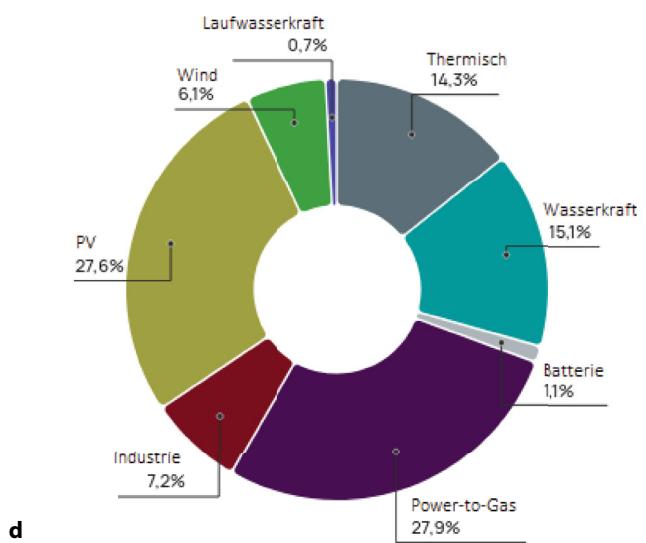
■ Thermisch ■ Wasserkraft ■ Batterie ■ Power-To-Gas ■ Industrie



b

Negativer Redispatch

■ Thermisch ■ Wasserkraft ■ Batterie ■ Power-to-Gas ■ Industrie ■ PV
■ Wind ■ Laufwasserkraft



d

Abb. 3 Anteil verschiedener Anlagentypen am insgesamt aktivierten Redispatch-Volumen in ganz Österreich, im Vergleich von positivem (a,b) und negativem (c,d) Redispatch sowie ohne (a,c) und mit (b,d) industrieller Beteiligung. Gesamtes jährliches Aktivierungsvolumen bei ca. 1,8 TWh positivem und

0,4 TWh negativem Redispatch. **a** Positiver Redispatch ohne industrielle Flexibilitäten. **b** Positiver Redispatch mit industriellen Flexibilitäten. **c** Negativer Redispatch ohne industrielle Flexibilitäten. **d** Negativer Redispatch mit industriellen Flexibilitäten

diese folgen stark dem Verlauf eines Photovoltaik-Verfügbarkeitsprofils.

Für beide Leitungen zeigt sich somit, dass Redispatch überwiegend mit Engpässen zur Mittagszeit verknüpft ist. Da beide Leitungen von einem zentralen Netzknoten in Österreich in Richtung Westen bzw. Süden verlaufen, handelt es sich dabei um Flüsse

entlang der großen Ost-West-„Route“³ weiter nach Süden über Weißenbach, oder direkt aus dem Osten (dem Raum Wien oder Sarasdorf) nach Hessenberg. Diese Flüsse werden besonders durch große (teilweise Transit-)Ströme aus Deutschland, Ungarn oder der Tschechischen Republik beeinflusst und erfordern die Aktivierung von positivem Redispatch westlich

³ Entlang der Bereiche Knoten Wien, Bisamberg, Dürnrohr, Ernstshofen, St.Peter.

(Salzburg/Tirol) bzw. südlich (Kärnten/Italien) der betroffenen Engpassleitungen.

Abschließend zeigt Abb. 3 einen Überblick über die jährlichen Anteile nach Anlagentyp der Redispach-Erbringung. Die überwiegend auf Wasserkraft basierende Bereitstellung von positivem Redispach ist auf einen Mangel an Anlagen mit positiver Flexibilität in den westlichen Teilen Österreichs (insbesondere Tirol und Salzburg) zurückzuführen, sowie auf erhebliche Flüsse, die durch ein Überangebot an erneuerbarer Erzeugung entweder im Norden (Deutschland) oder in Osteuropa entstehen, welche zu hohen Transitflüssen durch und infolgedessen zu Engpässen in (Zentral-)Österreich führen. Weiters zeigt sich keinerlei Verdrängung von flexiblen Anlagen (Batterien/PtG) durch die Integration industrieller Anlagen. Während diese Anlagen aufgrund der hohen variablen Kosten (Energieentladung und Degradierung für Batterien, Ausfall der Wasserstofferzeugung für PtG) nur geringfügig für die Erbringung von positivem Redispach genutzt werden, zeigen sich PtG Anlagen als zentraler Faktor für negative Aktivierungen. Diese Abrufe stellen einen erhöhten Bezug von Strom dar, bieten also die Möglichkeit zur Einspeicherung (Batterien) sowie einer erhöhten Produktion von Wasserstoff (PtG, mit nachgelagerter Speicherung). Aufgrund der Höhe der erwarteten Gewinne – durch den späteren Verkauf der aufgenommenen Energie – sind allerdings flexible PtG Anlagen im Modell in der Lage oftmals deutlich attraktivere Gebote⁴ zu stellen als Batterien.

Ein deutlich stärkerer Effekt der Aufnahme von industriellen Geboten – im Vergleich zur Erbringung von positivem Redispach – zeigt sich beim Vergleich des Anteils negativer Redispach-Volumina in Abb. 3c und Abb. 3d, wo industrielle Anlagen die Menge des von erneuerbaren Energien bereitgestellten negativen Redispachs (Abregelung) über alle Technologien hinweg reduzieren. Gleichzeitig ist jedoch auch ersichtlich, dass PtG-Anlagen etwa 1,5% Anteil verlieren – was verdeutlicht, dass industrielle Anlagen als flexible Verbrauchseinheiten andere Technologien innerhalb dieses gemeinsamen „Pools“ an Flexibilitätsoptionen verdrängen können.

5 Fazit

Diese Studie untersuchte die Integration industrieller Anlagen in den österreichischen Redispach-Prozess für das Jahr 2030 und bewertete Auswirkungen mittels eines detaillierten Modellierungsrahmens, basierend auf dem *National Trends+* Szenario des TYNDP 2024. Für das Modelljahr 2030 wurden die dort hinterlegten Mantelzahlen übernommen – neben in Abschn. 3 beschriebenen Simulationsläufen wurden darüber hinaus keine Variationen oder Sensitivitäten betrachtet.

⁴ Dieses Verhalten basiert auf der Annahme, dass erzielbare Wasserstoffpreise im betrachteten Jahr 2030 mit 5 €/kg (noch deutlich) höher als durchschnittliche Strompreise liegen.

Durch die Einbindung industrieller Anlagen in das Redispach-Modell konnte eine Reduktion der Gesamtsystemkosten um bis zu 1,5% sowie eine Verringerung der Abregelung erneuerbarer Stromerzeugung erreicht werden.

Die modellierten Redispach-Kosten von rund 135 Mio. EUR/Jahr liegen in einer ähnlichen Größenordnung wie historische Werte (85–140 Mio. EUR/Jahr, vgl. [8]⁵), was der Glaubwürdigkeit der Simulationsergebnisse zugutekommt. Insgesamt zeigen die Ergebnisse ein Redispach-Gesamtvolumen (positiv und negativ) von 2,2 TWh, was rund 2,5% der jährlichen Stromnachfrage von 90 TWh entspricht – erneut im Vergleich zu historischen Redispach-Mengen im Bereich von 1–3 TWh zwischen 2018 und 2024.

Während die Integration industrieller Flexibilität nur zu moderaten absoluten Kosteneinsparungen führt, liegt ihr systemischer Wert weit über dem unmittelbaren ökonomischen Nutzen. Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Abregelung erneuerbarer Energien nahezu verdreifacht – von 57,4 GWh im Jahr 2024 (vgl. [9]) auf rund 150 GWh – betrachtet im Kontext des geplanten Ausbaus erneuerbarer Kapazitäten um rund 11 GW. In diesem Zusammenhang ermöglicht die Beteiligung industrieller Flexibilität eine Reduktion der Abregelung⁶ erneuerbarer Erzeugung, von einem Gesamtvolume von rund 150 GWh auf 139 GWh, was einer Reduktion um knapp 7,5% entspricht. Diese Einsparung entspricht etwa 20% der im Jahr 2024 beobachteten abgeregelten erneuerbaren Energie und unterstreicht das signifikante Potenzial industrieller Beteiligung zur effizienteren Nutzung von erneuerbarem Strom im Inland. Auch wenn die absoluten Einsparungen im relativen Maßstab gering erscheinen, wird das Potenzial industrieller Flexibilität zur Steigerung der Systemeffizienz dadurch deutlich.

Vor dem Hintergrund der europäischen Energiesystem- und Strominfrastrukturrentwicklung ist weiters noch darauf hinzuweisen, dass Aktivierungen in den Modellresultaten zunehmend dazu dienen, Ost-West- sowie Nord-Süd-Flüsse zu kompensieren. Diese Ergebnisse stehen im Einklang mit ersten empirisch beobachtbaren Entwicklungen, jedoch im Gegensatz zu

⁵ Wobei dabei jedoch keine Redispach-Aktivierungen für Deutschland in Österreich berücksichtigt sind, gleichzeitig aber die Netzreserve inkludiert ist.

⁶ Im Zusammenhang mit der Abregelung ist eine spezifische Modellannahme zu diskutieren: Wie die in Abb. 3 dargestellten Ergebnisse zeigen, trägt die Abregelung von Photovoltaikanlagen in erheblichem Maße zur insgesamt benötigten negativen Flexibilität bei – fast die Hälfte des letztlich auf industrielle Anlagen entfallenden Volumens hängt mit der Reduktion von PV-Abregelung zusammen. Dieses Modellresultat wäre derzeit jedoch in der Realität nicht beobachtbar, da viele dieser Anlagen aktuell von vertraglich fixierten Einspeisetarifen profitieren – viele davon bleiben noch mehrere Jahre bestehen – oder von Marktpreisen, die aktuell nur ausgezahlt werden, wenn die Anlage im betreffenden Lieferzeitraum tatsächlich Strom erzeugt.

früheren Mustern, die hauptsächlich einen Ausgleich von West-Ost-Flüssen zeigten.

Zusammenfassend bietet die Integration industrieller Flexibilität in die Redispatch-Planung einen realisierbaren und vorteilhaften Ansatz zur Verbesserung der dezentralen Unterstützung beim Engpassmanagement, zur Senkung der Systemkosten und zur Erhöhung der Integration erneuerbarer Energien. Die kontinuierliche Ausgestaltung von Marktmechanismen oder regulatorischen Rahmenbedingungen, die eine kosteneffiziente und verlässliche Aktivierung industrieller Anlagen ermöglichen, wird entscheidend dafür sein, dieses Potenzial auch in der Praxis zu heben.

Danksagung Die Autor:innen bedanken sich bei allen Partner:innen im I4RD-Konsortium für die ausgezeichnete Zusammenarbeit während des Projekts, sowie für die Unterstützung bei der Erstellung der zugrunde liegenden Arbeiten und finalen Ausführungen.

Förderung Das Projekt Industry4Redispatch (I4RD, FFG #886469) wurde vom Klimafonds gefördert und im Rahmen der Vorzeigeregion Energie „NEFI – New Energy for Industry“ umgesetzt.

Beitrag zur Publikation Sophie Knöttner, Matthias Wiedergut, Sarah Fanta, Regina Hemm trugen zu gleichen Anteilen zu diesem Werk bei.

Funding Open access funding provided by AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Interessenkonflikt S. Strömer, S. Knöttner, M. Wiedergut, S. Fanta, D. Krainer, T. Esterl und R. Hemm geben an, dass kein Interessenkonflikt besteht.

Open Access Dieser Artikel wird unter der Creative Commons Namensnennung 4.0 International Lizenz veröffentlicht, welche die Nutzung, Vervielfältigung, Bearbeitung, Verbreitung und Wiedergabe in jeglichem Medium und Format erlaubt, sofern Sie den/die ursprünglichen Autor(en) und die Quelle ordnungsgemäß nennen, einen Link zur Creative Commons Lizenz befügen und angeben, ob Änderungen vorgenommen wurden. Die in diesem Artikel enthaltenen Bilder und sonstiges Drittmaterial unterliegen ebenfalls der genannten Creative Commons Lizenz, sofern sich aus der Abbildungslegende nichts anderes ergibt. Sofern das betreffende Material nicht unter der genannten Creative Commons Lizenz steht und die betreffende Handlung nicht nach gesetzlichen Vorschriften erlaubt ist, ist für die oben aufgeführten Weiterverwendungen des Materials die Einwilligung des jeweiligen Rechteinhabers einzuholen. Weitere Details zur Lizenz entnehmen Sie bitte der Lizenzinformation auf <http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.de>.

Literatur

1. Knecht L, Trninger M, Knöttner SB (2025) Räumliche Auflösung des industriellen Energiebedarfs in Österreich. In: 14. Internationale Energiewirtschaftstagung TUWien
2. ENTSO-E and ENTSOG (2025) Working Group Scenario Building: TYNDP 2024—Scenarios Methodology Report. https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2025/01/TYNDP_2024_Scenarios_Methodology_Report_Final_Version_250128.pdf
3. Brown T, Victoria M, Zeyen E, Hofmann F, Neumann F, Frysztacki M, Hampp J, Schlachtberger D, Hörsch J, Schledorn A, Schauß C, Greevenbroek K, Millinger M, Glaum P, Xiong B, Seibold T (2025) PyPSA-Eur: An open sector-coupled optimisation model of the European energy system. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/ZENODO.15163251> (https://zenodo.org/doi/10.5281/zenodo.15163251) Accessed 2025-05-25
4. Gotzens F, Heinrichs H, Hörsch J, Hofmann F (2019) Performing energy modelling exercises in a transparent way—The issue of data quality in power plant databases. Energy Strategy Rev 23:1–12. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.11.004>
5. Austrian Power Grid: Redispatching. <https://marktapg.at/en/transparency/cross-border-exchange/redispatching/>. Zugegriffen: 2025-05-25
6. Das Europäische Parlament, Rat der Europäische Union Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX> Zugegriffen: 2025-08-08
7. ENTSO-E (2025): Bidding Zone Configuration Technical Report 2025: Regular Reporting on Bidding Zone Configuration. Technical report. <https://www.entsoe.eu/news/2025/02/24/entso-e-publishes-the-technical-report-on-the-current-bidding-zone-configuration-for-2021-2023-period> Zugegriffen 2025-05-25
8. Austrian Power Grid: Cost of congestion management. <https://marktapg.at/en/transparency/cross-border-exchange/cost-of-congestion-management/>. Zugegriffen: 2025-05-25
9. Austrian Power Grid (2025): Austria is once again an electricity importing country in December. Press release. <https://www.apg.at/en/news-press/apg-austria-is-once-again-an-electricity-importing-country-in-december/>. Zugegriffen: 2025-05-25

Hinweis des Verlags Der Verlag bleibt in Hinblick auf geografische Zuordnungen und Gebietsbezeichnungen in veröffentlichten Karten und Institutsadressen neutral.



Stefan Strömer, ist Research Engineer am AIT, Center for Energy, Competence Unit „Integrated Energy Systems“. Nach einer technischen Ausbildung (HTL) in Elektronik und Computertechnik studierte er Technische Mathematik sowie Statistik und Wirtschaftsmathematik an der TU Wien. Er verfügt über Erfahrung in der kurzfristigen betrieblichen Optimierung von Batteriespeichersystemen in Verteil- und Übertragungsnetzen (TU Wien) sowie in der medizinischen statistischen Forschung (MedUni Wien, FH Technikum Wien). Sein aktueller Schwerpunkt am AIT liegt in der Architektur und der leitenden Entwicklung des Energiesystem-Optimierungsframeworks IESopt sowie in einer Vielzahl algorithmischer Themen. Herr Strömer hat Projekt erfahrung in Bereichen wie Einsatzplanung von Anlagen, Regelreserve, Engpassmanagement, probabilistische Kurz- und Mittelfristprognosen, Wasserstoffinfrastruktur und Kapazitätsmechanismen. Außerdem verfügt er über Erfahrung als Projektleiter (mit nationalen und internationalen Partnern) sowie in der Zusammenarbeit mit verschiedenen Universitäten und Forschungseinrichtungen.



Sophie Knöttner, ist Research Engineer am AIT Austrian Institute of Technology, Center for Energy. Sie trat 2017 in die Competence Unit Sustainable Thermal Energy Systems ein, mit dem Schwerpunkt auf Effizienz in industriellen Prozessen und Systemen. Sophie beschäftigt sich mit der (kosten)optimierten Betriebsführung und Auslegung flexibler und dekarbonisierter industrieller Energieversorgungssysteme und hat sich in den letzten Jahren zu einer engagierten „Übersetzerin“ industrieller Systeme und Rahmenbedingungen in mathematische Optimierungsmodelle entwickelt. Sie verfügt über umfassende Erfahrung in der anwendungsorientierten Forschung zu industriellen Herausforderungen und hat sich ein fundiertes Wissen in den Bereichen energiebezogene Optimierungsansätze, Anforderungen industrieller Produktionsprozesse sowie Energieversorgung für industrielle Produktionsprozesse aufgebaut. Sie wirkte an Studien mit, die mögliche zukünftige Entwicklungspfade im österreichischen Produktionssektor aufzeigen, um Herausforderungen des Energiewandels zu überwinden. Auf internationaler Ebene hat Sophie in der „Horizontal Working Group Industry“ der „Renewable Heating and Cooling Platform“ an der Erstellung einer neuen „Strategic Research and Innovation Agenda“ mitgearbeitet sowie in Projekten des Technology Collaboration Program „Industrial Energy-Related Technologies and Systems“ der Internationalen Energieagentur mitgewirkt. Sophie hat ein Doktorat der Technischen Wissenschaften von der TU Wien, einen Masterabschluss in Industrial Energy Technology der Montanuniversität Leoben sowie einen Bachelorabschluss in Technischer Physik von der TU Wien.



Matthias Wiedergut, ist seit 2022 als Research Engineer am Center of Energy der AIT Austrian Institute of Technology GmbH tätig. Sein aktueller Forschungsschwerpunkt liegt auf der modellbasierten Ableitung kostenoptimaler Dekarbonisierungspfade für komplexe industrielle Energieversorgungssysteme sowie der Ermittlung von Flexibilitätspotenzialen und Wärmeintegrationsmaßnahmen in solchen Systemen.



Sarah Fanta, ist seit 2020 am Austrian Institute of Technology im Center for Energy tätig. Sie arbeitet als Research Engineer und Projektleiterin in der Competence Unit „Integrated Energy Systems“. Nach dem Bachelorstudium der Mathematik an der Universität Wien (2018) hat sie im Oktober 2021 den Titel Diplomingenieurin im Fach Wirtschaftsmathematik an der Technischen Universität Wien erlangt. Der Schwerpunkt ihrer Arbeit am AIT liegt im Bereich Flexibilitätsbereitstellung für den Stromsektor mit Fokus auf Balancing und Redispatch, TSO-DSO Kooperation, Regulierung des Stromsektors allgemein und Flexibilitätsplattformen.



Diana Krainer, ist Technician in der Competence Unit „Integrated Energy Systems“ im Center for Energy des AIT Austrian Institute of Technology. Nach Abschluss des Bachelorstudiums der Physik (2021) sowie des Bachelorstudiums der Meteorologie (2023) an der Universität Wien, absolvierte sie das Masterstudium Elektrische Energietechnik und nachhaltige Energiesysteme und er TU Wien und erlangte im Juni 2025 den Titel Diplomingenieurin. Der Schwerpunkt ihrer Arbeit am AIT liegt im Bereich Versorgungssicherheit, Marktdesign und Kapazitätsmechanismen in Europa.



Tara Esterl, leitet seit 2020 die Competence Unit „Integrated Energy Systems“. Seit 2012 ist Tara Esterl am AIT Austrian Institute of Technology tätig. Ihre Arbeitsschwerpunkte liegen im Bereich regulatorische Rahmenbedingungen, dem Marktdesign von Regelenergie- und Strommärkten und dem Demand Side Management an der Schnittstelle zwischen Märkten und Verteilernetz. Sie leitete große Forschungsprojekte in dem Themenbereich beispielsweise die Projekte Flex+, Hybrid-VPP4DSO und Industry4Redispatch. Nach dem Bachelorstudium der Europäischen Energiewirtschaft an der FH Kufstein mit Auslandsaufenthalt in Nagpur, Indien, absolvierte sie das Masterstudium Erneuerbare Urbane Energiesysteme an der FH Technikum Wien sowie einen Master der Internationalen Betriebswirtschaftslehre.



Regina Hemm, ist seit 2019 am AIT Austrian Institute of Technology im Center for Energy tätig und arbeitet als Research Engineer und Projektleiterin im Bereich Integrated Energy Systems. Ihre Forschungsbereiche umfassen den Einsatz von Flexibilität auf Haushaltsebene sowie von Industriebetrieben für kurzfristige Strommärkte, wie Spot- und Regelenegiemarkte, und für Engpassmanagement. Ihr Fokus liegt auf der technooökonomischen Portfoliooptimierung von Demand Side Management und der damit verbundenen Entwicklung von Use-Cases unter Berücksichtigung der Schnittstelle zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern sowie der regulatorischen Rahmenbedingungen. Nach dem Bachelorstudium der Technischen Physik an der TU Wien absolvierte sie dort den Masterstudien-
gang Physikalische Energie- und Messtechnik.