

World Energy Council Austria

**Young Energy Professionals
(YEP), 5. Zyklus**

Endbericht

Arbeitsgruppe: Netze

**Titel: „Flexibilisierungsansätze im
Stromnetz – Kostenoptimale Strategien zur
Reduzierung des Netzausbaubedarfs“**

ÜBER YOUNG ENERGY PROFESSIONALS

Die Young Energy Professionals (**YEP**) bilden das interdisziplinäre Netzwerk junger Berufstätiger im WEC Austria. Gegründet „von jungen Menschen für junge Menschen“ auf dem Weltenergiekongress 2007 in Rom, sind die Ziele der Young Energy Professionals:

- **faktenbasiert Wissen** zu energiewirtschaftlichen Themen zu vermitteln,
- ein fachlich übergreifendes **Netzwerk** aufzubauen,
- **junge Entscheidungsträger und Meinungsbildner** sowie den energiewirtschaftlichen Nachwuchs anzusprechen,
- **Erfahrungs- und Wissensaustausch** innerhalb des WEC-Netzwerks zu ermöglichen sowie
- die internationalen Aktivitäten der **Future Energy Leaders** Community von WEC zu unterstützen.

Der WEC Austria beschloss im Jahr **2015** eine **nationale YEP-Gruppe** zu etablieren. Zum einen werden auf nationaler Ebene Lösungsvorschläge zu verschiedenen energiewirtschaftlichen Fragestellungen erarbeitet. Hierbei deckt ein interdisziplinärer Pool an jungen Berufstätigen der Energiewirtschaft vielfältige Themenbereiche ab. Zum anderen unterstützen die YEP von WEC Austria die Arbeiten der internationalen Nachwuchsorganisation des World Energy Council. Ein Board aus Mentoren unterstützt und begleitet die YEP.

Der YEP-Zyklus dauerte in dieser Kohorte ein Jahr. Im Anschluss werden die YEP-Programtteilnehmer in die YEP-Alumni-Community aufgenommen.

Das Programm-Board 2025/26 der **Mentoren** bestand aus:

- Dr. Christina Khinast-Sittenthaler – EY
- Dr. Barbara Schmidt – Österreichs Energie
- Dr. Irene Giner-Reichl
- MMag. Dietmar Preinstorfer – E-Control
- Jason Hayes – Mackinac Center
- Prof. Dr. Günter Getzinger – TU-Graz
- Univ. Prof. Dr. Thomas Kienberger – Montanuniversität Leoben
- Dipl.-Ing. Dieter Drexel – Industriellenvereinigung
- Univ. Prof. Dr. Thomas Gehrig – Universität Wien
- Nick Loris – C3 Solutions
- Prof. Dr. Stephan Unger – St. Anselm College
- Dr. Robert Tichler – Energieinstitut Linz
- Dipl.-Ing. Peter Traupmann – illwerke vkw

Unterstützendes Mentorship von:

- Mag. Katharina Ledermann-Tappeiner – E-Control
- Daniela Vilic, M.A. - E-Control
- MMag. Vera Gusenbauer - E-Control

ARBEITSGRUPPE

Netze

TITEL DER ARBEIT

**Flexibilisierungsansätze im Stromnetz:
Kostenoptimale Strategien zur Reduzierung des
Netzausbaubedarfs**

AUTOR*INNEN

**Barabas Patrick
Colcuc Arianna
Hois Fabian
Mesinovic Ela
Pöchmüller Carmen
Prasser Maximilian
Scheidl Manuela
Stadler Andreas**

Über die Autor*innen

Barabas Patrick (Schönherr Rechtsanwälte GmbH) Barabas Patrick ist Associate der Schönherr Rechtsanwälte GmbH und dort in der Praxisgruppe für öffentliches Regulierungsrecht und Energierecht tätig. Seine Tätigkeitsschwerpunkte liegen insbesondere in den Bereichen Netzregulierung sowie Energieförderungs- und Beihilfenrecht. Er berät nationale und internationale Mandanten in regulatorischen und energierechtlichen Fragestellungen. Barabas Patrick studierte Wirtschaftsrecht an der Wirtschaftsuniversität Wien sowie Politikwissenschaft an der Universität Wien. Vor seiner aktuellen Tätigkeit sammelte er Berufserfahrung im Bereich Public Affairs bei einem führenden Energieversorgungsunternehmen, bei einem Interessenverband mit Mitgliedern aus dem Energiesektor sowie als parlamentarischer Mitarbeiter, in welcher Funktion er als energiepolitischer Berater tätig war. Er wirkte an zahlreichen Publikationen zum Energierecht mit, unter anderem in der Fachzeitschrift ecolex.

Colcuc Arianna (EVN AG) ist als Teamleiterin für ESG-Transformation bei der EVN AG tätig. Ihre Fokusgebiete liegen dabei auf den Themen CSRD, Carbon Management und Dekarbonisierungsstrategie. Zuvor konnte sie bereits einschlägige berufliche Erfahrung im Nachhaltigkeits- und Projektmanagement im Bankensektor sammeln. Neben ihrem beruflichen Engagement absolvierte Frau Colcuc einen berufsbegleiteten Masterstudiengang zum Thema „Umwelt- und Nachhaltigkeitsmanagement“. Als Ergänzung zu ihrem beruflichen Engagement publizierte Frau Colcuc unter anderem gemeinsam mit Prof. Karl Aiginger bereits im „Research in Economics and Management“ zum Thema Climate Policy.

Hois Fabian (d-fine Austria GmbH) ist als Senior Consultant im Energiesektor bei d-fine tätig. In seiner aktuellen Rolle agiert er als Scrum Master und Entwickler für großskalige europäische Energiesystemmodelle. Seine operativen Schwerpunkte liegen in der Energiesystemmodellierung und Prozessoptimierung. Zuvor absolvierte er von sein Bachelor- und Masterstudium des Wirtschaftsingenieurwesens – Maschinenbaus an der Technischen Universität Wien mit Auszeichnung, wobei er seinen fachlichen Fokus auf die Energiesystemmodellierung sowie die techno-ökonomische und ökologische Analyse nachhaltiger Technologien legte. Umfassende internationale und praktische Erfahrungen sammelte er an der ETH Zürich, bei Forschungs- und Industrieaufenthalten an der UNESP in Brasilien sowie im Instandhaltungsmanagement der Tesla Gigafactory Berlin-Brandenburg und als Energy Analyst bei accilium, wo er an einer Publikation zur europäischen Energiewirtschaft mitwirkte.

Mesinovic Ela (Wien Energie GmbH) ist als Public Affairs Expertin bei Wien Energie für die Erneuerbare Stromerzeugung und Versorgungssicherheit zuständig. Zuvor sammelte sie internationale Erfahrung in UN-Institutionen sowie in Klima- und Jugendinitiativen auf europäischer Ebene. Im Jahr 2024 war sie Young Energy Ambassador der Europäischen Kommission. Ihr Masterstudium „Politics and Technology“ absolvierte sie an der Technische Universität München mit Schwerpunkt auf Energiepolitik. Darüber hinaus engagiert sie sich international für Klima- und Jugendthemen und war unter anderem als UNFCCC Youth Delegate bei der COP29 tätig. Ihre Arbeitsschwerpunkte liegen an der Schnittstelle von Energiepolitik, Klima und internationaler Zusammenarbeit.

Pöchmüller Carmen (Energie AG Oberösterreich) ist als Teamleiterin im Bereich Netzentwicklung und Netzqualität bei der Netz Oberösterreich GmbH, einem Tochterunternehmen der Energie AG, tätig. Ihr

Verantwortungsbereich umfasst die Ausbauplanung und strategische Weiterentwicklung des Mittel- und Hochspannungsnetzes sowie die Sicherstellung der Spannungsqualität im Stromnetz. Carmen Pöchmüller absolvierte den Bachelorstudiengang Öko-Energietechnik sowie den Masterstudiengang Angewandte Energietechnik an der FH Oberösterreich – Campus Wels. Im Rahmen ihrer Masterarbeit beschäftigte sie sich mit der Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz und wurde dafür mit dem Österreichs Energie Preis 2024 sowie dem Innovation Award FH Wels 2024 ausgezeichnet. Direkt im Anschluss an ihr Studium begann sie ihre berufliche Laufbahn bei der Netz Oberösterreich GmbH im Bereich Netzplanung.

Prasser Maximilian (Energienetze Steiermark GmbH) studierte von 2012 bis 2018 Elektrotechnik an der Technischen Universität Graz und sammelte früh praktische Erfahrung an den Instituten für Hochspannungstechnik und Elektrische Anlagen. Nach seinem ausgezeichneten Masterabschluss begann er 2019 bei der Siemens AG Österreich, wo er bis 2024 als Projektleiter für elektrische Verteilsysteme tätig war. Seine Schwerpunkte lagen im Angebots- und Projektmanagement von Nieder- und Mittelspannungsanlagen sowie in der Netzintegration erneuerbarer Energien und der Schutz- und Leittechnik. Parallel absolvierte er ein Studium im Innovationsmanagement (FH CAMPUS 02, Abschluss 2022) sowie ein General Management College an der Donau-Universität Krems (2023). Seit Juli 2024 ist er als Projektleiter für Innovationsprojekte und Reallabore bei den Energienetzen Steiermark tätig und fungiert als Schnittstelle zwischen Praxis und Forschung. Seine aktuellen Schwerpunkte liegen in Flexibilitäten, innovativen Netzausbaukonzepten, Blindleistungsbereitstellung sowie Grid-Forming und Gleichstromübertragung.

Scheidl Manuela (Niederhuber & Partner Rechtsanwälte GmbH) ist Rechtsanwältin bei Niederhuber & Partner und auf die Bereiche Zivil- und Unternehmensrecht an der Schnittstelle zum öffentlichen Wirtschaftsrecht, unter anderem Energierecht, spezialisiert. Sie hat ihr Jus-Studium von 2013 bis 2018 an der Universität Wien absolviert. Während ihrer Rechtsanwalts-Ausbildungszeit war sie in renommierten Wiener Wirtschaftskanzleien tätig. Seit ihrem Eintritt bei NHP und ihrer Eintragung als Rechtsanwältin im Jänner 2024 berät sie schwerpunktmäßig im Umwelt-, Energie- und Abfallbereich bei der Gestaltung komplexer Verträge insbesondere im energierechtlichen Bereich (PPAs, Contracting, etc.) und ist Vortragende bei Fachseminaren und Autorin einschlägiger Fachpublikationen.

Stadler Andreas (eww AG) studierte berufsbegleitend Elektrotechnik mit Schwerpunkt Energietechnik an der Hochschule Mittweida und absolvierte anschließend ein Masterstudium im Bereich Energiesysteme an der FH Burgenland. Bereits während seiner Ausbildung sammelte er praktische Erfahrung im Anlagenbau, unter anderem bei der EAG sowie Erfahrungen bei der Ritz Messwandler GmbH. Seit 2022 ist er bei der eww AG im Bereich Stromnetz in der Planung und Technik tätig. Dort beschäftigt er sich insbesondere mit Sonderthemenstellungen im Verteilnetz, sowie mit der Planung von Mittelspannungsanlagen. Darüber hinaus übernimmt er zunehmend Verantwortung in übergeordneten technischen Fragestellungen. Neben seiner fachlichen Tätigkeit im Netzbereich bekleidet er die Funktion des gewerberechtlichen Geschäftsführers im Bereich Elektrotechnik. Seine aktuellen Schwerpunkte liegen in der Weiterentwicklung und Planung moderner Stromnetze sowie in der Bearbeitung komplexer netztechnischer Anforderungen.

Danksagung

Großer Dank gilt unseren Mentoren, Thomas Kienberger von der Montanuniversität Leoben sowie Günter Getzinger von der TU Graz, die uns mit ihrer fachlichen Expertise, wertvollen Impulsen und ihrem kontinuierlichen Feedback maßgeblich unterstützt haben. Ihr Beitrag war für die Entwicklung der Inhalte und die kritische Reflexion unserer Ergebnisse von zentraler Bedeutung.

Darüber hinaus danken wir dem Geschäftsführer des WEC Austria, Gerhard Gamperl, für die Möglichkeit zur Teilnahme an zahlreichen Netzwerkveranstaltungen sowie für sein offenes Ohr für die Anliegen der jungen Energieexpertinnen und -experten.

Ein besonderer Dank richtet sich auch an unsere YEP-Programmkoordinatorin Eva Lugstein, die uns jederzeit mit großem Engagement bei sämtlichen organisatorischen und inhaltlichen Fragen unterstützt hat.

Ebenso möchten wir uns ausdrücklich bei den jeweiligen Unternehmen der YEP-Teilnehmer:innen bedanken, die durch ihre Unterstützung und die Bereitstellung von zeitlichen und inhaltlichen Ressourcen die Teilnahme am Programm und die Bearbeitung dieses Projekts ermöglicht haben.

Abschließend bedanken wir uns bei allen Beteiligten, die durch ihr Engagement und ihre Expertise zum erfolgreichen Abschluss dieses Projekts beigetragen haben.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	1
1 Einleitung.....	3
2 Überblick - Flexibilitäts-Maßnahmen.....	4
3 Deep Dive Zu praxisrelevanten Flex-Lösungen	8
3.1 Speicher.....	8
3.2 Heiz-, Kühlprozesse als Flexibilität	17
3.3 Unterbrechbare Tarife und deren Potenzial zur Flexibilisierung	20
3.4 Kapazitätsbegrenzungsverträge.....	23
3.5 Spitzenkappung	28
3.6 Flexible Netztarife.....	31
3.7 Flexible Netzanschlussverträge.....	33
4 Bewertungsmethoden und Bewertung von Flex-Maßnahmen.....	37
4.1 Bewertungsmethoden	37
4.2 Beschreibung und Bewertung ausgewählter Flexibilitätsmaßnahmen	40
5 Schlussfolgerungen.....	42
6 Handlungsempfehlung.....	44
7 Literaturverzeichnis.....	46
8 Abbildungsverzeichnis	50

EXECUTIVE SUMMARY

Die Energiewende stellt die Stromnetze vor wachsende Herausforderungen. Die zunehmende Elektrifizierung und Dekarbonisierung in Industrie und Verkehr sowie der starke Ausbau dezentraler erneuerbarer Erzeugung führen zu steigenden Anforderungen an Netzkapazität, Betriebsführung und Flexibilität. Ein ausschließlich klassischer Netzausbau würde diesen Entwicklungen nur mit einem sehr hohen und volkswirtschaftlich ineffizienten Investitionsbedarf begegnen. Ergänzende Flexibilitätsmaßnahmen sind daher notwendig, um bestehende Netzinfrastrukturen effizienter zu nutzen und den Netzausbaubedarf gezielt zu reduzieren.

Der vorliegende Bericht zeigt, dass Flexibilität auf unterschiedlichen Ebenen wirksam werden kann. Zentrale Beiträge leisten dabei verbrauchsseitige Maßnahmen, etwa durch die zeitliche Verlagerung von Lasten in Industrie, Gewerbe und Haushalten sowie durch flexible Heiz- und Kühlprozesse, die aufgrund ihrer thermischen Speicherfähigkeit besonders gut für netzdienliche Lastverschiebungen geeignet sind. Ergänzend dazu ermöglichen Energiespeicher – insbesondere Batteriespeicher – den kurzfristigen Ausgleich von Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen sowie die Reduktion lokaler Leistungsspitzen. Weitere wichtige Instrumente sind Spitzenkappung, Kapazitätsbegrenzungsverträge, flexible Netztarife und flexible Netzanschlussverträge, die jeweils unterschiedliche Beiträge zur Entlastung der Netze leisten und je nach Netzsituation, Zeithorizont und Engpassursache gezielt eingesetzt werden können.

Eine zentrale Erkenntnis des Berichts ist, dass keine einzelne Flexibilitätsmaßnahme ausreicht, um den Anforderungen der Netztransformation gerecht zu werden. Vielmehr ist ein zielgerichteter Mix mehrerer Instrumente erforderlich. Flexibilitätsmaßnahmen stellen dabei keine Alternative, sondern eine kosteneffiziente Ergänzung zum weiterhin notwendigen Netzausbau dar. Sie ermöglichen es, das bestehende Netz besser auszulasten, lokale Leistungsspitzen zu reduzieren und die Jahresdauerlinie zu glätten. Eine Auslegung des Netzes auf seltene, kurzzeitig auftretende Spitzenlasten wäre hingegen mit unverhältnismäßig hohen Kosten verbunden.

Der gesetzliche Rahmen – insbesondere das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) – verpflichtet Netzbetreiber dazu, Flexibilitäten einzusetzen, sofern diese gegenüber klassischen Netzausbaumaßnahmen kosteneffizient sind. Dieser Ansatz ist grundsätzlich positiv zu bewerten, da er den Fokus von rein investitionsgetriebenen Lösungen hin zu einer wirtschaftlich und systemisch optimierten Netznutzung verschiebt und Flexibilität zu einem festen Bestandteil moderner Netzplanung und Netzbetriebsführung macht.

Gleichzeitig macht der Bericht ein zentrales regulatorisches Spannungsfeld deutlich: Obwohl der Einsatz von Flexibilitäten rechtlich gefordert ist, wird er aus Sicht der Netzbetreiber bislang nur unzureichend incentiviert. Insbesondere explizite, marktbasierte Flexibilitätsmaßnahmen – wie vertraglich gebundene Speicher oder Kapazitätsprodukte – verursachen laufende Betriebskosten, deren regulatorische Anerkennung weniger planbar ist als bei CAPEX-basierten Netzausbaumaßnahmen. Dadurch entsteht ein Anreizgefälle, obwohl Flexibilitäten aus volkswirtschaftlicher Sicht häufig die effizientere Lösung darstellen.

Für einen wirtschaftlich effizienten Einsatz von Flexibilität ist daher eine klare Priorisierung der Maßnahmen erforderlich. Kostenarme bzw. „kostenlose“ Flexibilitäten – insbesondere implizite Flexibilität durch Tarif- und Preissignale sowie technische Anschluss- und Betriebsanforderungen –

sollten vorrangig ausgeschöpft werden. Erst anschließend sollten kostenintensivere, explizit beschaffte Flexibilitätsleistungen zum Einsatz kommen. Unter geeigneten regulatorischen Rahmenbedingungen kann dieser Ansatz wesentlich dazu beitragen, die Stromnetze sicher, effizient und leistungsfähig für die Energiewende weiterzuentwickeln.

1 EINLEITUNG

Flexibilität im Stromsystem beschreibt die Fähigkeit, Erzeugung oder Verbrauch zeitlich und räumlich anzupassen. Die Relevanz von Flexibilität im österreichischen Stromsystem steigt mit einem wachsenden Anteil an erneuerbaren Erzeugern – insbesondere Windkraft und Photovoltaik - rasant an.

Grundsätzlich lässt sich der Flexibilitätsbedarf in drei zentrale Kategorien unterteilen:

- *Intertemporaler Flexibilitätsbedarf (Zeit)*: Hierbei geht es um die Speicherung und Lastverschiebung, beispielsweise durch KWKs, Batterien, Pumpspeicherkraftwerke oder Wasserstoffspeicher. Oft wird an dieser Stelle weiter zwischen täglichem, wöchentlichem und saisonalem Flexibilitätsbedarf differenziert.
- *Geographischer Flexibilitätsbedarf (Ort)*: Dieser umfasst den räumlichen Ausgleich über Übertragungs- und Verteilnetze, die Stromflüsse über größere geographische Zonen ermöglichen.
- *Intersektoraler Flexibilitätsbedarf (Sektoren)*: Diese Kategorie beschreibt die Sektorkopplung, etwa durch Power-to-Heat, Power-to-Gas, Elektromobilität oder gezieltes Demand-Side-Management.

Status quo und kommende Herausforderungen

Gegenwärtig fällt der Flexibilitätsbedarf in Österreich noch vergleichsweise gering aus. Er kann durch die heimische Wasserkraft, insbesondere durch leistungsstarke Speicher- und Pumpspeicherwerke, weitestgehend abgedeckt werden. Durch den starken Ausbau von Photovoltaikanlagen zeichnen sich jedoch bereits erste Herausforderungen ab, die vor allem die untertägige Lastverschiebung betreffen. Oesterreichs Energie (oesterreichs energie et al., 2026) rechnet bis zum Jahr 2040 mit einem massiven Anstieg an Bedarf in sämtlichen Flexibilitätskategorien. In ihrem Bericht „Stromstrategie 2040“ wird von einer Vervielfachung des Flexibilitätsbedarfs im Vergleich zu heute ausgegangen. Besonders stark fällt der Anstieg des untertägigen Bedarfs aus, der maßgeblich durch ausgeprägte PV-Mittagsspitzen getrieben wird. In Zahlen ausgedrückt prognostiziert die Studie für 2040 Jahressummen von etwa 21 TWh für den saisonalen, 18 TWh für den wöchentlichen und 24,5 TWh für den täglichen Flexibilitätsbedarf.

Diese Entwicklungstendenz wird durch die Studie „Flexibilitäts- und Speicherbedarf im österreichischen Energiesystem“ (APG, Photovoltaic Austria, TU Graz, d-fine et al., 2025) untermauert. Demnach wird sich der saisonale Bedarf bis 2040 verdoppeln, während der untertägige Verlagerungsbedarf sogar auf das Sechsfache ansteigt.

Angesichts der fundamentalen Transformation des Energiesystems und des rasant wachsenden Flexibilitätsbedarfs widmet sich der vorliegende Bericht konkreten, praxisrelevanten Lösungsansätzen. Im folgenden Kapitel wird zunächst anhand kurzer Steckbriefe eine derzeitige Landkarte von Flexibilitätsmaßnahmen skizziert. Anschließend werden ausgewählte Ansätze in separaten Kapiteln von ihrer rechtlichen, technischen und nachhaltigen Seite detailliert beleuchtet. Zu guter Letzt werden diese Maßnahmen anhand bewertet und Handlungsempfehlungen abgeleitet.

2 ÜBERBLICK - FLEXIBILITÄTS-MAßNAHMEN

Anlagen, die in der Lage sind, zu einem definierten Zeitpunkt Anpassungen der Wirkleistung sowie der Blindleistung vorzunehmen, werden als Flexibilitätsoptionen (kurz „Flex-Optionen“) bezeichnet.

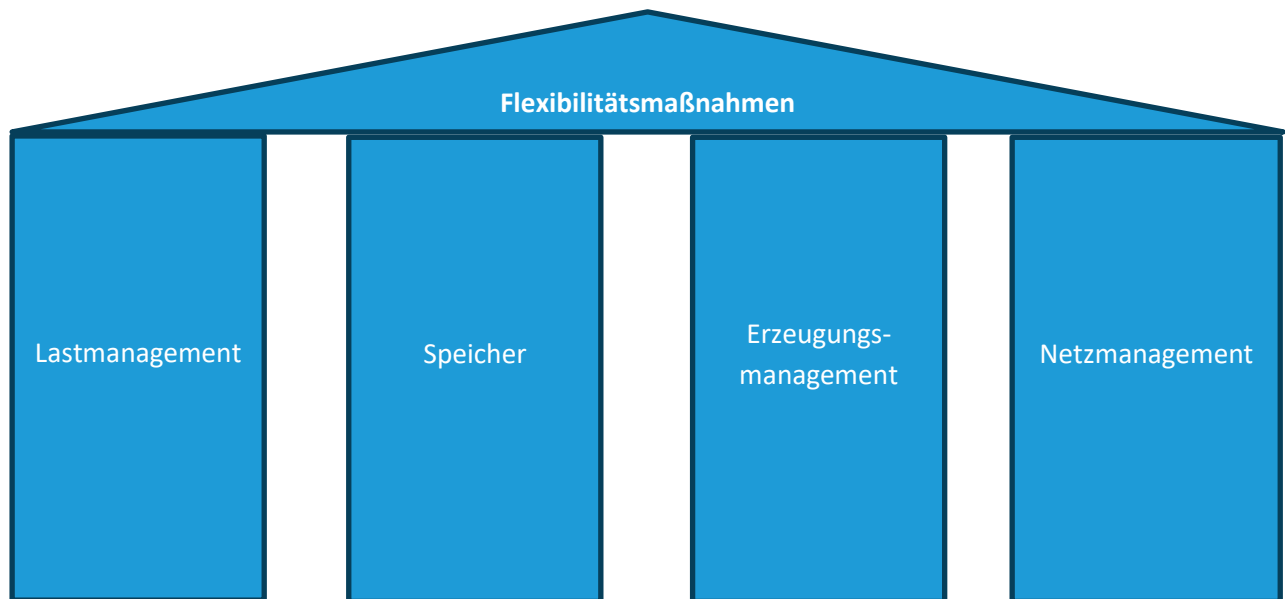
Dazu zählen insbesondere flexible Erzeugungsanlagen (z. B. regelbare Kraftwerke), flexible Verbrauchseinrichtungen (z. B. steuerbare Lasten wie Wärmepumpen oder Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge) sowie Energiespeicher (z. B. Batteriespeicher oder Pumpspeicherkraftwerke). (Bundesnetzagentur, n.d.; Energy Agency Austria, n.d.)

Die Nutzung dieser Flexibilität kann implizit oder explizit erfolgen. Implizite Flexibilität entsteht indirekt durch Preis- oder Tarifsignale, auf die Anlagen oder Verbraucher eigenständig bzw. automatisiert reagieren, etwa durch last- oder preisabhängige Betriebsweisen. Explizite Flexibilität hingegen wird vertraglich vereinbart und gezielt über externe Aktivierungssignale abgerufen, die durch Netzbetreiber, Aggregatoren oder über definierte Schnittstellen und Marktmechanismen bereitgestellt werden. Ziel ist es, die Flexibilität zielgerichtet einzusetzen, um Versorgungssicherheit, Netzstabilität und die Integration erneuerbarer Energien zu gewährleisten. (E-Control, 2025; E-Control, 2021)

Flexibilitätspotenziale im Stromsystem lassen sich in positive und negative Flexibilität unterteilen. Diese Unterscheidung beschreibt die Richtung der Leistungsänderung und deren Wirkung auf den Netzknoten sowie den Lastfluss im Stromnetz:

- Positives Flexibilitätspotenzial:
Hierbei wird die Einspeisung erhöht, indem die Stromerzeugung gesteigert oder die Last (Verbrauch) reduziert wird. Alternativ kann auch ein Speicher entladen werden, um zusätzliche Energie bereitzustellen.
- Negatives Flexibilitätspotenzial:
In diesem Fall wird die Einspeisung verringert, indem die Stromerzeugung reduziert oder die Last erhöht wird. Ebenso kann ein Speicher geladen werden, um überschüssige Energie aufzunehmen.

Flexibilitätsmaßnahmen im Energiesystem lassen sich grundsätzlich in vier Kategorien einteilen: erzeugerseitige, lastseitige, speicherseitige und netzseitige Maßnahmen. Sämtliche Flexibilisierungsinstrumente können diesen vier Bereichen zugeordnet werden, da sie entweder die Stromerzeugung, den Stromverbrauch, die Speicherung von Energie oder die Netzsteuerung und den Netzausbau betreffen. Der vorliegende Bericht erhebt jedoch keinen Anspruch auf eine vollständige Darstellung aller existierenden Instrumente. Stattdessen konzentriert er sich auf ausgewählte Beispiele, die die wesentlichen Ansätze und Wirkungsweisen der jeweiligen Kategorien exemplarisch veranschaulichen.



Die folgenden Flexibilitätsinstrumente sind essenziell, um Netzengpässe zu vermeiden, die Integration erneuerbarer Energien zu unterstützen und die Systemstabilität zu gewährleisten. (Energy-Innovation Austria, n.d.)

5.1 Lastseitige Flexibilität - Lastmanagement (Demand Side Management)

Lastseitige Flexibilität beschreibt die aktive Steuerung des Stromverbrauchs mit dem Ziel, Lastspitzen zu vermeiden und die Stabilität des Stromnetzes sicherzustellen. Dabei soll insbesondere die Lastkurve geglättet, Energiekosten reduziert und die Integration erneuerbarer Energien verbessert werden. Zu den wichtigsten Methoden zählen die Lastverschiebung, bei der Stromverbrauch in Zeiten mit geringerer Netzbelastung oder niedrigeren Strompreisen verlagert wird, sowie der Lastabwurf, also das gezielte kurzfristige Abschalten von Verbrauchern. Anwendung findet diese Form der Flexibilität insbesondere in der Industrie, im Gewerbe sowie im Bereich der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität. Zu den wesentlichen Vorteilen gehören die Senkung von Netzentgelten, die Vermeidung von Netzüberlastungen sowie eine Reduktion von CO₂-Emissionen (Next Kraftwerke, n.d.).

Heiz- und Kühlprozesse als Beispiel von Lastmanagement

- Definition: Nutzung thermischer Trägheit von Gebäuden und Prozessen zur Lastverschiebung.
- Beispiele: Wärmepumpen im Umkehrbetrieb (Heizen/Kühlen), Change-Over-Systeme.
- Potenzial: Hohe Speicherkapazität in Gebäudemassen, geeignet für Demand Response.
- Herausforderungen: Komfortgrenzen, Taupunktregelung, Regelstrategien.

(Fraunhofer²Institut für Bauphysik, n.d.; TAB, n.d.)

5.2 Speicher

Speicherseitige Flexibilität umfasst Systeme zur Zwischenspeicherung von Energie in elektrischer, thermischer oder chemischer Form. Dazu zählen insbesondere Batteriespeicher, Pumpspeicherkraftwerke sowie Power-to-X-Technologien. Ihre zentrale Funktion besteht darin, kurzfristige Schwankungen zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch auszugleichen und verschiedene Netzdienstleistungen bereitzustellen. Speichertechnologien gelten daher als Schlüsseltechnologie für die Versorgungssicherheit und für die erfolgreiche Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem (Energy Agency Austria, n.d.; TU Graz, 2025).

Sektorkopplung (inkl. V2G)

- Definition: Verknüpfung von Strom-, Wärme- und Mobilitätssektor zur Flexibilitätssteigerung.
- Beispiele: Power-to-Heat, Power-to-Gas, Vehicle-to-Grid (bidirektionales Laden von E-Autos).
- Vorteile: CO₂-Reduktion, Nutzung von Überschussstrom, zusätzliche Speicherpotenziale.
- Herausforderung: Standardisierung, Wirtschaftlichkeit, Ladeinfrastruktur.

(Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022)

5.3 Erzeugungsmanagement

Erzeugerseitige Flexibilität beschreibt die Steuerung der Einspeisung von Erzeugungsanlagen, wie etwa Photovoltaik- oder Windkraftanlagen, zur Stabilisierung des Stromsystems. Zu den wichtigsten Maßnahmen zählen insbesondere die Abregelung von Anlagen bei Netzengpässen sowie Redispatch-Maßnahmen. Ziel dieser Eingriffe ist es, Netzüberlastungen zu vermeiden und die Versorgungssicherheit sicherzustellen. Der rechtliche Rahmen hierfür ergibt sich insbesondere aus dem EAG sowie dem ElWG (Bundesnetzagentur, 2026).

Spitzenkappung (Peak Shaving) als Beispiel für Erzeugungsmanagement

- Definition: Reduzierung von Lastspitzen durch Speicher oder Lastmanagement.
- Ziel: Senkung von Netzentgelten, Entlastung des Netzes, Kostenreduktion.
- Methoden: Batteriespeicher, Eigenstromnutzung, Lastverschiebung.
- Nutzen: Wirtschaftlich attraktiv für Industrie und Gewerbe.

(Interconnector GmbH, n.d.)

5.4 Netzseitige Flexibilität

Netzseitige Flexibilität umfasst Maßnahmen zur flexiblen Steuerung und Optimierung des Stromnetzes. Ziel ist es, Netzengpässe zu vermeiden und die bestehende Netzinfrastruktur möglichst effizient zu nutzen. Zu den wichtigsten Instrumenten zählen intelligente Netze (Smart Grids) sowie flexible Netztarife. Durch diese Maßnahmen kann die Netzstabilität verbessert und die Integration von Erzeugungsanlagen, insbesondere aus erneuerbaren Energien, erleichtert werden.

Intelligente Netze (Smart Grids)

- Definition: Digital vernetzte Stromnetze, die Erzeugung, Verbrauch und Speicher koordinieren.
- Ziel: Echtzeit-Steuerung, bidirektionale Energieflüsse, Integration dezentraler Erzeuger.

- Technologien: Smart Meter, Automatisierung, Kommunikationssysteme.
- Nutzen: Netzstabilität, Reduktion von Netzausbaukosten, variable Tarife.

(EnBW, 2025; DKE, 2023)

Flexible Netztarife

- Definition: Stromtarife, die sich an Börsenpreisen oder Netzlast orientieren.
- Ziel: Anreiz für verbrauchsgerechtes Verhalten, Nutzung günstiger Zeiten.
- Rechtlicher Rahmen: ElWG, Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung, Systemnutzungsentgelte-Tarifeverordnung
- Voraussetzung: Smart Meter, digitale Kommunikation.
- Nutzen: Kostensenkung, Integration erneuerbarer Energien, Entlastung des Stromnetzes und Reduktion von Netzausbaukosten.

(E-Control, n.d.; Energy-Innovation Austria, 2016)

Flexible Netzanschlussverträge

- Definition: Vereinbarungen, die eine variable Einspeiseleistung oder zeitweise Begrenzung erlauben.
- Ziel: Anschluss von mehr EE-Anlagen trotz begrenzter Netzkapazität.
- Anwendungsfälle: PV, Wind, Speicherprojekte.
- Rechtlicher Rahmen: ElWG, TOR
- Herausforderungen: Technische Umsetzung (Steuerungseinrichtung), Regulatorische Klarheit

3 DEEP DIVE ZU PRAXISRELEVANTEN FLEX-LÖSUNGEN

3.1 SPEICHER

Energiespeicher übernehmen in zukünftigen Netzen eine zentrale Rolle, da sie mehrere systemdienliche Funktionen gleichzeitig erfüllen können und damit wesentlich zum sicheren und effizienten Netzbetrieb beitragen.

Tabelle 1 bietet eine Übersicht über wesentliche Eigenschaften und Einsatzbereiche unterschiedlicher Speichertechnologien. Die Gegenüberstellung verdeutlicht, dass ein komplementärer Mix verschiedener Technologien zwingend erforderlich ist, um den zukünftigen Flexibilitätsbedarf zu decken.

Etablierte Pumpspeicherkraftwerke (~4 GW) und stark wachsende Batterien (~1,1 GW) decken den innertägigen bis wöchentlichen Kurz- und Mittelfristbedarf ab (z.B. durch Arbitrage oder Systemdienstleistungen). Zukünftige Konzepte wie Vehicle-to-Grid (V2G) bieten ein hohes dezentrales Kurzzeit-Potenzial (>10 GW), werden aktuell jedoch noch durch fehlende Standards und regulatorische Hürden gebremst. Für die saisonale Langzeitspeicherung bietet grüner Wasserstoff Potenzial, wobei sich dieser aufgrund hoher Umwandlungsverluste und hoher Kosten derzeit noch in der Demonstrationsphase (< 20 MW) befindet.

Tabelle 1: Merkmale unterschiedlicher Speichertechnologien

	Pumpspeicher- kraftwerke	Batterien	Vehicle-to-Grid	Grüner Wasserstoff
Reifegrad	Sehr hoch (Etabliert)	Hoch (Kommerziell)	Mittel (Pilot/Markteintritt)	Niedrig (Demonstration)
Installierte Leistung AT	~4 GW	~1,1 GW (stark steigend)	n.a. (Potenzial >10 GW)	< 20 MW (Pilotanlagen)
Speicherdauer	Innertägig bis wöchentlich	Mehrere Stunden	Stunden (über Nacht)	Saisonal (Monate)
Primärer Nutzen	Arbitrage, Frequenz, Schwarzstart	Primärregelleistung, Eigenverbrauch, Peak Shaving	Peak Shaving, Virtuelle Kraftwerke	Saisonale Verlagerung, Industrie
Haupthindernis	Topographie, Genehmigungsdauer	Rohstoffpreise, Degradation	Regulatorik (Netzentgelte), Standards	Effizienz, Kosten

Ein wesentlicher Aspekt beim aktuellen Ausbau von Energiespeichern ist, dass diese überwiegend marktgetrieben geplant und errichtet werden. Der wirtschaftliche Fokus liegt derzeit primär auf der Erzielung von Markterlösen bspw. Arbitrage, also dem zeitlichen Verschieben von Energie zwischen Niedrig- und Hochpreisphasen. Entsprechend sind viele Speicher hinsichtlich Leistung, Energiedauer und Betriebsstrategie so ausgelegt, dass sie eine marktorientierte Optimierung ermöglichen und Erträge am Strommarkt maximieren.

Arbitrage erfüllt dabei eine doppelte Funktion: Sie stellt zum einen eine zentrale Erlösquelle dar und macht Investitionen in Speicher wirtschaftlich attraktiv. Zum anderen sorgt sie dafür, dass Speicher genau dann eingesetzt werden, wenn das Stromsystem sie benötigt. Strom wird in Zeiten von Überangebot aufgenommen und in Knappheitsphasen wieder abgegeben. Damit reagieren Speicher direkt auf reale Systemzustände, die sich in den Strompreisen widerspiegeln. Flexibilität wird so nicht nur technisch bereitgestellt, sondern durch den Markt aktiviert.

Entsprechend sind viele der heute realisierten Speicher hinsichtlich Leistung, Energiedauer und Betriebsstrategie so ausgelegt, dass sie eine marktorientierte Optimierung ermöglichen. Speicher fungieren damit zunächst als Marktassets, deren Einsatz sich an Preissignalen orientiert. Diese Betriebsweise ist aus systemischer Sicht ausdrücklich erwünscht, da sie zur Glättung von Preisspitzen beiträgt, Überschüsse erneuerbarer Erzeugung aufnimmt und Knappheitssituationen entschärft. Arbitrage leistet damit bereits einen wichtigen Beitrag zur Stabilität und Effizienz des Stromsystems.

Darüber hinaus übernehmen Energiespeicher zunehmend systemdienliche Funktionen, insbesondere durch die Bereitstellung von Regelernergie. Aufgrund ihrer hohen Dynamik und schnellen Regelgeschwindigkeit sind Speicher besonders gut geeignet, kurzfristige Ungleichgewichte auszugleichen und die Netzfrequenz zu stabilisieren. Auch diese Anwendungen sind vielfach marktbasiert organisiert und ergänzen die Arbitrageerlöse sinnvoll.

Mit dem fortschreitenden Ausbau dezentraler erneuerbarer Erzeugungsanlagen und der zunehmenden Bedeutung der Verteilnetze erweitert sich das Einsatzspektrum von Speichern weiter. Neben der markt- und systemweiten Optimierung gewinnen lokale netzbezogene Anforderungen wie Spannungsbandverletzungen oder Engpässe an Bedeutung. In bestimmten Situationen kann es erforderlich sein, Speicher gezielt so zu betreiben, dass sie zur Entlastung von Netzen beitragen, etwa zur Vermeidung von Engpässen oder Spannungsbandverletzungen in stark ausgelasteten Verteilnetzen. Den es kann nicht 8.760 Stunden im Jahr garantiert werden, dass die systemischen Anforderungen auch den lokalen Netzanforderungen entsprechen.

Ein zentrales Einsatzfeld ist dabei das Spannungsbandmanagement: Über die Blindleistungsregelung $Q(U)$ stabilisieren Speicher die Spannung durch gezielte Blindleistungsbereitstellung, während die Wirkleistungsregelung $P(U)$ das dynamische Laden und Entladen abhängig vom Spannungsniveau ermöglicht. Diese spannungsgeführte Wirkleistungs- und Blindleistungssteuerung hilft, lokale Netzknoten zu entlasten und den Bedarf an klassischen Netzausbaumaßnahmen zu reduzieren. An die $Q(U)$ -Regelung sind besondere technische Anforderungen zu stellen, die deutlich über die Vorgaben der TOR Erzeuger hinausgehen, da Batteriespeicher-Wechselrichter hohe Blindleistungsdynamik, schnelle Regelgüte und stabile Q -Bereitstellung auch unter wechselnden Netzbedingungen gewährleisten müssen.

Ein weiterer wesentlicher Anwendungsfall ist Peak Shaving: Speicher nehmen Energie bei hoher PV-Einspeisung auf und geben sie zeitlich versetzt wieder ab. Dadurch werden Last- und Erzeugungsspitzen geglättet, Abregelungen verringert und das Verteilnetz gezielt entlastet. Für Verteilnetzbetreiber stellt dies einen wichtigen Baustein dar, um den massiven Zubau erneuerbarer Anlagen ohne sofortigen Netzausbau zu bewältigen.

Auch wenn Redispatch 2.0 ein Werkzeug der Übertragungsnetzbetreiber ist, gewinnt es für VNB zunehmend an Bedeutung, da dezentrale Anlagen verpflichtend eingebunden sind. Speicher können hier eine Schlüsselrolle spielen, indem sie Laden- oder Entladen und so Netzengpässe verhindern.

Ein zentraler Rahmen für die netzdienliche Betriebsweise ist, dass Speicher das Netz unterstützen und nicht zusätzlich belasten. Dies umfasst insbesondere den gezielten Wirkleistungseinsatz, die Einhaltung zulässiger Betriebsbereiche (statisch oder dynamisch vorgegeben) sowie die systematische Blindleistungsbereitstellung. Operational Envelopes (Hüllkurven) beschreiben einen *zulässigen Leistungs- und Betriebsbereich* für Speicher oder Erzeugungsanlagen am Netzanschlusspunkt. Sie legen fest, wie viel Leistung eine Anlage zu einem bestimmten Zeitpunkt maximal einspeisen oder beziehen darf, ohne die betrieblichen oder sicherheitstechnischen Netzgrenzen zu verletzen. Diese Vorgaben sollen jedoch nicht im Widerspruch zum benötigten Netzausbau für die weitere Integration erneuerbarer Energieanlagen im System stehen, sondern diesen ermöglichen.

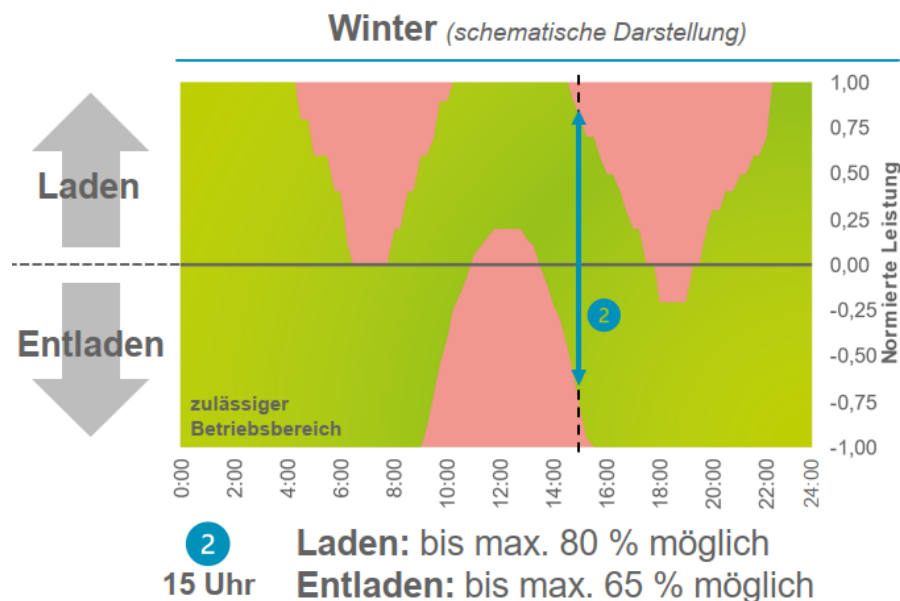


Abbildung 1: Operational Envelopes - zulässige Betriebsbereiche (Bühner, 2025)

Wichtig ist jedoch, dass netzdienliche Speicher in der Regel nicht vom Netzbetreiber selbst betrieben oder besessen werden dürfen – bedingt durch die Entflechtungsvorgaben im Energiewirtschaftsrecht (Unbundling). Der Netzbetreiber gibt daher Vorgaben für den Betrieb vor, während der Speicher von einem externen Betreiber geführt wird. Da der externe Betreiber in seinem Geschäftsmodell eingeschränkt wird, könnte die Dienstleistung in einem Ausschreibungsverfahren durch den Netzbetreiber vergeben und durch diesen entschädigt werden. Aktuell werden in Deutschland entsprechende Verfahren erfolgreich umgesetzt. (Bühner, 2025)

Zunehmend wird sich die Multi-Use-Betriebsweise, bei der Speicher mehrere Funktionen gleichzeitig übernehmen – etwa Spannungsregelung, Peak Shaving, Engpassentlastung und marktorientierte Dienstleistungen. Dies steigert die Wirtschaftlichkeit und ermöglicht, dass Speicher sowohl markt- als auch netzdienliche Aufgaben erfüllen können, solange der netzdienliche Betrieb priorisiert wird und die zulässigen Betriebsbereiche eingehalten werden. Damit wird die Speicherflexibilität zu einem strategischen Element der Netztransformation im Verteilnetz.

Überblick über die netzdienlichen Einsatzmöglichkeiten:

- Spannungsbandmanagement Q(U)-Regelung
- Spannungsbandmanagement P(U)-Regelung
- Peak- Shaving

Für den Einsatz von Energiespeichern ist neben dem rechtlichen Rahmen auch die wirtschaftliche Perspektive des Speicherbetreibers entscheidend. Speicher müssen für den Betreiber grundsätzlich wirtschaftlich betrieben werden können und sind daher heute überwiegend marktorientiert, insbesondere auf Arbitrage und Regelenergie, ausgelegt. Ein ausschließlich netzdienlicher Betrieb ohne wirtschaftlichen Ausgleich ist in der Regel nicht tragfähig.

Diese Entwicklung stellt keine Abkehr von marktorientierten Anwendungen dar, sondern eine Weiterentwicklung der Rolle von Energiespeichern. Während Arbitrage weiterhin die wirtschaftliche Basis für Investitionen bildet, wächst die Bedeutung netzdienlicher Betriebsweisen. Speicher entwickeln sich damit schrittweise von reinen Marktasset hin zu aktiven Betriebsmitteln der Netzführung, die sowohl marktliche als auch netztechnische Anforderungen erfüllen.

Mit den steigenden Anforderungen im Verteilnetz wird es künftig notwendig, den netzdienlichen Einsatz von Speichern mit entsprechenden Vergütungsmodellen zu unterlegen. Diese müssen die durch netzdienliche Betriebsvorgaben entstehenden Einschränkungen kompensieren und gleichzeitig eine Kombination mit marktbasierenden Geschäftsmodellen ermöglichen. Insgesamt zeigt sich, dass Arbitrage und System- bzw. Netzdienlichkeit keine Gegensätze sind. Arbitrage und Regelenergie schafft die notwendigen Investitionsanreize und sorgt für einen systemgerechten Einsatz von Flexibilität auf übergeordneter Ebene. Netzdienliche Anwendungen bilden die betrieblichen Leitlinien und erweitern den Nutzen von Speichern insbesondere auf lokaler Ebene. Der Multi-Use-Betrieb wird damit zur zentralen Voraussetzung, um Speicher sowohl wirtschaftlich zu betreiben als auch gezielt zur Lösung lokaler Netzprobleme einzusetzen.

Rechtliche Betrachtung

Allgemeines

Energiespeicher übernehmen in zukünftigen Netzen im Hinblick auf die Flexibilität eine zentrale Rolle (siehe schon oben 6.1). Daher lohnt sich auch ein Blick auf ihre rechtlichen Grundlagen.

Der Begriff Flexibilität wird in Art 2 Z 79 **Elektrizitätsbinnenmarkt-VO (VO (EU) 2019/943)** als *„Fähigkeit eines Stromsystems, sich während der relevanten Marktzeitbereiche an die Variabilität der Erzeugungs- und Verbrauchsmuster und der Netzverfügbarkeit anzupassen“*, definiert. Im nationalen Recht wurde der Begriff „Flexibilität“ im **EIWOG 2010** nicht definiert, sondern vorausgesetzt (siehe zB § 58a Abs 2 Z 6, 7 EIWOG 2010).

Mittlerweile wird der Begriff der „Flexibilitätsleistung“ im Dezember 2025 beschlossenen EIWG definiert. Darunter wird eine *„vom Netzbetreiber angeforderte, im Rahmen einer Systemdienstleistung oder des Engpassmanagements durchgeführte Veränderung der Einspeisung oder Entnahme“* verstanden (§ 6 Abs 1 Z 51 EIWG). Im 11. Teil, 1. Hauptstück des EIWG widmen sich die §§ 139 bis 142 den Flexibilitätsleistungen.

Batteriespeicher

Bislang ging die österreichische Rechtsprechung davon aus, dass Batteriespeicher **Erzeuger iSd § 7 Abs 1 Z 17 EIWOG 2010** sind (BVwG 22.9.2023, W290 2250769-1). Das wurde damit begründet, dass Elektrizität in eine andere Energieform zum Zweck der Speicherung umgewandelt und zu einem späteren Zeitpunkt wieder in Elektrizität rückumgewandelt wurde.

In der **Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (RL (EU) 2019/944)** wird die Energiespeicheranlage als eine *„Anlage im Elektrizitätsnetz, in der Energiespeicherung erfolgt“*, definiert (Art 2 Z 60). Unter Energiespeicherung ist die *„Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger im Elektrizitätsnetz“* (Art 2 Z 59) zu verstehen. (Batterie-)speicher werden daher als Energiespeicheranlagen iSd Art 2 Z 60 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL anzusehen sein.

Im nun beschlossenen **EIWG** wird den unionsrechtlichen Vorgaben folgend die Energiespeicheranlage ebenfalls als eine *„Anlage im Elektrizitätsnetz, in der Energiespeicherung erfolgt“*, definiert (§ 6 Abs 1 Z 38). Die Bestimmungen zur Energiespeicherung finden sich im 8. Teil des EIWG (§§ 88 bis 90). Der (Batterie-)speicher wird auch als Elektrizitätsunternehmen iSd § 6 Abs 1 Z 29 EIWG anzusehen sein, wenn die Energiespeicherung in Gewinnabsicht wahrgenommen wird und kommerzielle, technische oder wartungsbezogene Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen erfüllt werden. Ausgenommen hiervon sind Endkunden.

Speicher Einsatz durch Privatbetreiber: Möglichkeiten & Pflichten

In der **Elektrizitätsbinnenmarkt-RL** wird in Art 2 Z 8 der aktive Kunde legaldefiniert. Ein solcher aktiver Kunde liegt ua dann vor, wenn ein Endkunde oder eine Gruppe gemeinsam handelnder Endkunden, der bzw die an ihrem Standort innerhalb definierter Grenzen erzeugte oder an einem anderen Standort eigenerzeugte oder mit anderen gemeinsam erzeugte Elektrizität speichert oder an Flexibilitäts- oder Energieeffizienzprogrammen teilnimmt, sofern es sich dabei nicht um seine bzw. ihre gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit handelt.

Im **EIWG** wird der aktive Kunde in § 6 Abs 1 Z 7 legaldefiniert. Ein solcher aktiver Kunde liegt ua dann vor, wenn ein Endkunde oder eine Gruppe gemeinsam handelnder Endkunden, der bzw. die im Nahebereich oder innerhalb der Gebotszone eigenerzeugte oder mit anderen gemeinsam erzeugte Elektrizität speichert oder an Flexibilitätsprogrammen teilnimmt, sofern es sich dabei nicht um ihre bzw. seine gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit handelt.

Es erfolgt somit eine Einschränkung auf innerhalb der Gebotszone erzeugte Elektrizität. Daraus wird man ableiten können, dass auch Privatbetreiber Speicher betreiben dürfen. Sie unterliegen dann, je Einflussrichtung, den für Entnehmer oder Einspeiser bestehenden Rechten und Pflichten (§ 88 ElWG).

Speicher Einsatz durch den Netzbetreiber: Möglichkeiten & Pflichten

Es besteht ein grundsätzliches Verbot, dass Netzbetreiber auch Eigentümer von Energiespeicheranlagen sind oder diese Anlagen errichten, verwalten oder betreiben (§ 89 Abs 1 ElWG). Die Ausnahme hierzu ist, dass die E-Control mit Bescheid festgestellt hat, dass es sich bei der Anlage um eine vollständig integrierte Netzkomponente gem § 6 Abs 1 Z 172 ElWG handelt. Eine vollständig integrierte Netzkomponente ist eine Netzkomponente, einschließlich Energiespeicheranlagen, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich- oder Engpassmanagement dienen und deren Lade- und Entladezeiten im regulären Betrieb deutlich unter der Dauer eines Marktintervalls liegen (< 15 min).

Weiters kann eine Ausnahmegenehmigung nach § 89 Abs 2 ElWG erteilt werden. Die Voraussetzungen für die Erteilung dieser Ausnahmegenehmigung werden in § 89 Abs 2 ElWG genannt. Hierbei ist es insb. erforderlich, dass der Netzbetreiber ein Ausschreibungsverfahren durchgeführt hat und in diesem keinem Teilnehmer den Zuschlag erteilen konnte. Für die Ausschreibung werden Leitlinien der E-Control veröffentlicht (§ 89 Abs 4 ElWG).

Energiespeicheranlagen sind unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme von den Netznutzungs- und Netzverlustentgelten befreit (§ 127 Abs 3 ElWG).

Das neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) definiert *systemdienlichen Betrieb* sehr breit und umfasst sowohl Beiträge zur Netz- und Versorgungssicherheit als auch betriebliche Effekte, die zu Kostenreduktionen für Netzbetreiber führen können. Vorgesehen ist, dass Netzbetreiber in ihrer Planung systemdienliche Standorte berücksichtigen und bestimmte Anlagen – etwa Erzeugungsanlagen oder Speicher – tarifliche Begünstigungen erhalten können, etwa reduzierte Anschlussentgelte oder langfristige Entgeltbefreiungen.

Insgesamt zeigt sich dass die „Systemdienlichkeit“ zwar ein wichtiger Leitbegriff für die Netztransformation ist, jedoch konkretisiert und operationalisiert werden muss. Dazu gehören klare Kriterien, definierte Systemgrenzen und ein transparenter Umgang mit möglichen tariflichen Begünstigungen. Erst wenn diese Grundlagen geschaffen sind, kann das Konzept einen effektiven Beitrag zu einem effizienten, sicheren und zukunftsfähigen Netzbetrieb leisten. Die entsprechenden Kriterien bzw. Anforderungen sind von der Regulierungsbehörde zu definieren, wobei es mit Stand Februar 2026 erste Entwürfe von der E-Control gemäß der folgenden Grafik gibt.

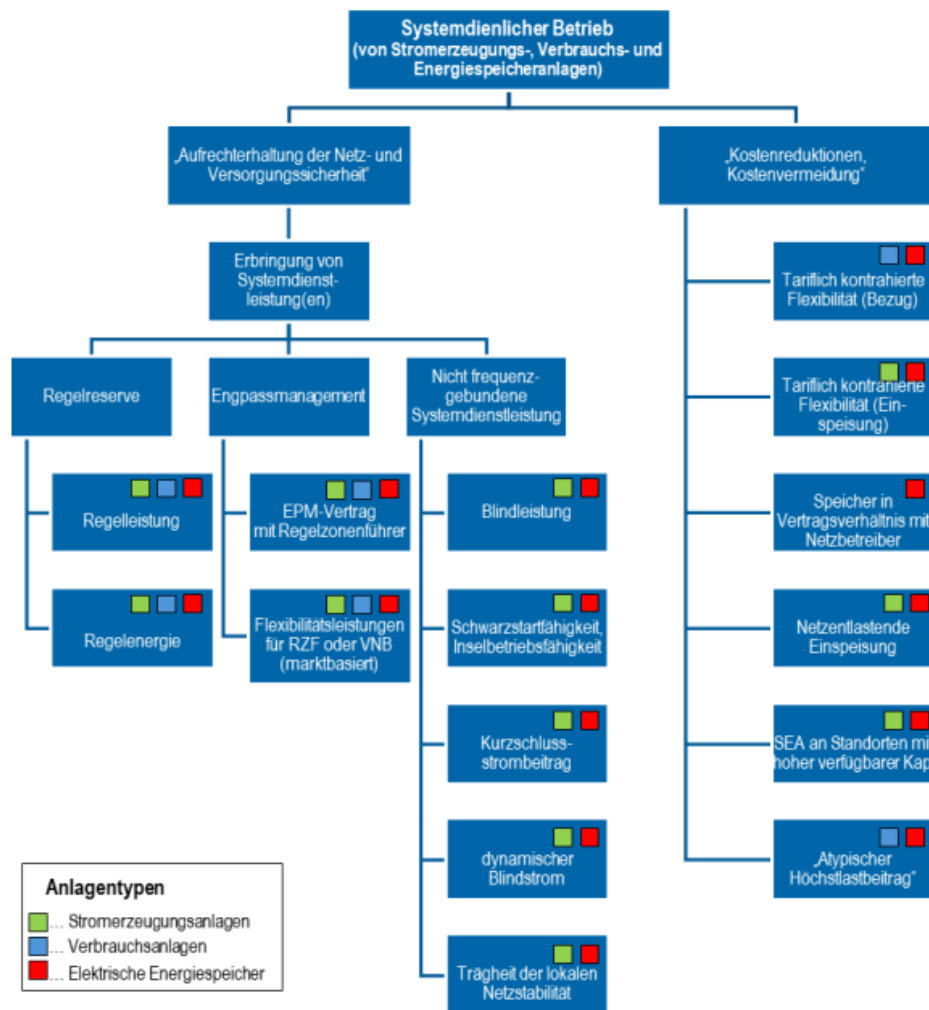


Abbildung 2: Systematisierung der möglichen Kriterien bzw. Voraussetzungen für „systemdienlichen Betrieb“ (Kalt, 2026)

Im Artikel von Herr Kalt wird betont, dass diese Instrumente zwar Anreize für netzdienliches Verhalten schaffen sollen, zugleich aber **EU-rechtliche Vorgaben** beachten müssen: Insbesondere muss die Regulierungsbehörde bei der Festlegung von Netzentgelten unabhängig bleiben. Dies wurde durch ein Urteil des EuGH (C-718/18) besonders hervorgehoben, das Einschränkungen der regulatorischen Ermessensfreiheit kritisch bewertet. (Kalt, 2026)

Nachhaltigkeit - Batteriespeicher

1. Ökologische Nachhaltigkeit

Die ökologische Nachhaltigkeit von Batteriespeichern hängt sehr stark von der Batterietechnologie, der Rohstoffgewinnung, der Produktion, der Form der Nutzung sowie der Wiederverwertung ab.

a. Rohstoffgewinnung und ökologische Auswirkungen

Für Lithium-Ionen-Batterien werden Rohstoffe wie Lithium, Nickel, Kobalt und Graphit benötigt. Studien zeigen, dass der Abbau dieser Materialien zu erhöhtem Energiebedarf, sauren Grubenwässern und Wasserverdrängung führen kann (Deutscher Bundestag, 2019).

Im Vergleich dazu basieren Natrium-Ionen-Batterien auf besser verfügbaren Rohstoffen. Dadurch ist bei der Rohstoffgewinnung von reduzierten Umweltauswirkungen auszugehen.

Festkörperbatterien haben ebenfalls ökologische Vorteile, da ihre festen Elektrolyte weniger toxisch und potenziell ressourcenschonender sind. Die Forschung sieht langfristig eine Verringerung des Materialeinsatzes und eine verbesserte Lebensdauer, was den ökologischen Fußabdruck pro gespeicherter Kilowattstunde reduziert (Frauenhofer, 2025).

b. Produktion, Energieverbrauch und Emissionen

Weitere Analysen zeigen zudem, dass die Emissionen der Batterieproduktion stark regional konzentriert sind. Insbesondere China (45 %), Indonesien (13 %) und Australien (9 %) verursachen den Großteil der Treibhausgasemissionen der Batterien-Erzeugung. Dadurch wird die Lebenszyklusanalyse dieser Flexibilitätsanwendungen stark durch die Produktionsstandorte geprägt. Die Fertigung insbesondere von Lithium-Ionen-Batterien ist energieintensiv. Life-Cycle-Analysen (LCA) zeigen, dass die Emissionen der Produktion stark von der CO₂e-Intensität des jeweiligen Strommixes abhängen (Llamas-Orozco et al, 2023).

c. Nutzung & Lebensdauer im Flexibilitätseinsatz

Batteriespeicher durchlaufen in der Flexibilitätsanwendungen zahlreiche Lade- und Entladezyklen. Lithium-Ionen-Speicher zeichnen sich hier durch hohe Zyklenfestigkeit, geringen Energieverlust und hohe Effizienz aus. In der LCA-Betrachtung wäre dies ein positiver Aspekt. Blei-Säure-Batterien hingegen haben eine vergleichsweise geringe Zyklenzahl und niedrigere Effizienz, wodurch sie für langfristige Flexibilitätsanwendungen ökologisch weniger geeignet sind (Baumann, 2016). Natrium-Ionen- und Festkörperbatterien werden in der Literatur als potenziell längerlebige Alternativen beschrieben, was ihre Umweltwirkung pro Zyklus weiter reduzieren kann (Frauenhofer, 2025).

d. End-of-Life, Recycling und Kreislaufwirtschaft

Der ökologische Fußabdruck von Flexibilitätslösungen hängt entscheidend vom Recycling ab. Für Lithium-Ionen-Batterien zeigt die Forschung, dass Recyclingverfahren beträchtliche ökologische Vorteile bieten:

- direkte Verfahren: Emissionsreduktion um ca. 61 %
- hydrometallurgische Verfahren: ca. 51 %
- pyrometallurgische Verfahren: ca. 17 % (Llamas-Orozco et al, 2023)

Diese Einsparungen sind besonders wichtig, da Lithium-Ionen-Batterien im Flexibilitätseinsatz hohe Durchsatzmengen erreichen und dadurch ein wachsendes Recyclingpotenzial entsteht.

2. Soziale Nachhaltigkeit

Die soziale Nachhaltigkeit von Batteriespeichern ist eng an Rohstoffgewinnung, Arbeitsbedingungen, regionale Auswirkungen und Verteilungseffekte gebunden.

a. Soziale Auswirkungen des Rohstoffabbaus

Die Produktion von Lithium-Ionen-Batterien benötigt Rohstoffe, deren Abbau teilweise mit erheblichen sozialen Herausforderungen verbunden ist. Studien des Bundestages dokumentieren u. a.:

Konflikte mit indigenen Bevölkerungsgruppen, unzureichende Arbeitsbedingungen in Minen (insbesondere bei Kobalt), Konkurrenz um Wasserressourcen in ressourcenarmen Regionen, lokale Umweltzerstörung, die soziale Spannungen verstärkt (Deutscher Bundestag, 2019).

b. Internationale Lieferketten und Abhängigkeiten

Die starke geografische Konzentration der Batterieproduktion, v. a. in China, Indonesien und Australien, führt zu globalen Lieferketten, mit sozialen Schattenseiten. Die Abhängigkeit von Regionen mit teils nicht vorhandenen bzw. schlechten Sozial- und Umweltstandards kann zu Menschenrechtsrisiken führen, insbesondere bei Kobalt- und Nickellieferketten (Llamas-Orozco et al, 2023).

Natrium-Ionen-Batterien verzichten auf kritische Rohstoffe wie Kobalt und Nickel. Dadurch sind die potenziellen sozialen Risiken in der Rohstoffgewinnung geringer. Sie gelten daher als besonders vielversprechend für eine sozial nachhaltige und skalierbare Flexibilitätsbereitstellung. Festkörperbatterien könnten langfristig ähnliche Vorteile bieten, da sie potenziell weniger konfliktbelastete Rohstoffe benötigen. Sie versprechen zudem höhere Sicherheit und geringeres Risiko für Arbeiter*innen während der Produktion (Frauenhofer, 2025).

Ein funktionsfähiges Recycling reduziert nicht nur ökologische Belastungen, sondern auch soziale Risiken, da weniger Primärrohstoffe aus konfliktbehafteten Regionen benötigt werden.

Die Forschung zeigt klar, dass die Wiederverwertung von Lithium-Ionen-Bestandteilen:

- soziale Risiken entlang der Lieferkette reduziert
- lokale Wertschöpfung im Produktionsland stärkt
- Abhängigkeit von problematischen Minenstandorten verringert (Sankar, 2024)

Nachhaltigkeit - Pumpspeicher

1. Ökologische Nachhaltigkeit.

Die wichtigsten ökologischen Eingriffe entstehen durch Landnutzung, Beckenbau und Veränderungen der Wasserstände, was wiederum lokale Ökosysteme beeinflussen kann. Daher gehen solche Projekte in der Praxis in der Regel mit UVP-Verfahren bzw. behördlichen Auflagen einher.

2. Soziale Nachhaltigkeit

Soziale Faktoren beziehen sich in diesem Kontext häufig auf das Landschaftsbild, die Flächennutzung, die Wasserverfügbarkeit, lokale Akzeptanz und Genehmigungsprozesse. Häufige Themen sind optische Eingriffe, Veränderung der Erholungsräume und konkurrierende Nutzungsansprüche für Wasser und Land bzw. Biodiversität.

3.2 HEIZ-, KÜHLPROZESSE ALS FLEXIBILITÄT

Die Speicherung elektrischer Energie im großen Maßstab ist derzeit noch mit erheblichen Herausforderungen verbunden. Batteriespeicher bieten zwar eine hohe Reaktionsgeschwindigkeit, sind jedoch aufgrund der benötigten Materialien und der begrenzten Lebensdauer weiterhin kostenintensiv. Die Umwandlung von Strom in Wasserstoff mittels Elektrolyse und die anschließende Rückverstromung stellen zwar eine langfristig vielversprechende Option dar, gehen jedoch aktuell mit hohen Energieverlusten und einem geringen Gesamtwirkungsgrad einher.

Demgegenüber ist die Speicherung thermischer Energie technisch deutlich einfacher und wirtschaftlich wesentlich günstiger realisierbar. Große Wärmemengen können beispielsweise in Warmwasserspeichern oder in der Gebäudemasse selbst zwischengespeichert werden. Die thermische Trägheit von Wärmespeichern erlaubt es, Wärme- oder Kälteerzeugung zeitlich flexibel zu verschieben, ohne Komforteinbußen oder betriebliche Einschränkungen zu verursachen.

Aus diesem Grund eignen sich Heiz- und Kühlprozesse besonders gut, um den Strombezug in Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung zu verlagern oder Lastspitzen im Netz gezielt zu reduzieren. Durch intelligentes Lastmanagement können Wärmepumpen, Heizstäbe, Kälteanlagen oder Lüftungssysteme so betrieben werden, dass sie netzdienlich agieren, ohne den betrieblichen Ablauf negativ zu beeinflussen und gleichzeitig wirtschaftliche Vorteile für Betreiber bieten.

Typische Beispiele für Wärme- und Kälteprozesse:

- **Warm- und Kaltwasserspeicher:** Die thermische Konditionierung großer Speichervolumina kann zeitlich flexibel erfolgen, etwa in Phasen mit günstigen Energiepreisen oder geringer Netzbelastung. Die Erhitzung des Wassers kann durch elektrisch betriebene Heizstäbe oder mittels Wärmepumpe erfolgen. Für die Kälteerzeugung lässt sich derselbe Wärmepumpenprozess nutzen, indem der thermodynamische Kreislauf umgekehrt wird und die Anlage wie ein Kühlschrank arbeitet. Durch die gute Speicherfähigkeit über mehrere Stunden hinweg sind gut isolierte Warm- bzw. Kaltwasserspeicher besonders geeignet als flexible Verbraucher.
- **Gebäudeheizung und Gebäudekühlung:** Bei der elektrischen Beheizung oder Kühlung von Gebäuden kann die Gebäudemasse als thermischer Speicher genutzt werden. Durch ihre Fähigkeit, Wärme oder Kälte über mehrere Stunden hinweg aufzunehmen und langsam wieder abzugeben, lässt sich der Energiebedarf zeitlich verschieben und gezielt in netzverträgliche Zeitfenster verlagern. Dadurch können Lastspitzen reduziert und Phasen hoher erneuerbarer Stromerzeugung besser genutzt werden.
- **Diverse industrielle Prozesse,** die eine zeitliche Verschiebung des Stromverbrauchs zulassen:
 - Trocknungsprozesse (z.B.: Holz, Papier, Lebensmittel)
 - Dampf-, Heißwasserprozesse
 - Kühlhäuser-, Tiefkühlager

Unternehmen oder Gebäudebetreiber werden ihren Energieverbrauch erst dann netzdienlich anpassen, wenn diese dadurch einen wirtschaftlichen Nutzen haben. Zwei zentrale Instrumente sind dabei besonders relevant:

- **Reduzierte Netzentgelte durch erfolgreiches Peak Shaving (geringere maximaler Leistungsbezug):** Netzentgelte orientieren sich häufig an der höchsten bezogenen Leistung innerhalb eines Abrechnungszeitraums. Wenn ein Unternehmen seine Spitzenlast reduziert, sinkt dieser Bemessungswert – und damit die jährlichen Netzentgelte. Dieser wirtschaftliche Vorteil entsteht bereits im bestehenden Abrechnungssystem, ohne dass zusätzliche Fördermechanismen oder neue Marktmodelle erforderlich sind.
- **Vergünstigte Energie- und Netztarife bei netzdienlicher Verbrauchsverlagerung:** Ein zusätzlicher Anreiz könnte geschaffen werden, wenn Energieversorger oder Netzbetreiber Tarife anbieten, die niedrigere Preise vorsehen, wenn der Verbrauch in Zeiten geringerer Netzbelastung oder hoher erneuerbarer Einspeisung verlagert wird.

Kriterien zur Identifikation flexibler Verbraucher in der Industrie

Die Auswahl geeigneter Verbraucher für Flexibilitätsmaßnahmen erfolgt stets individuell und hängt stark von den betrieblichen Rahmenbedingungen ab. Wesentliche Kriterien sind:

- **Prozessrelevanz:** Anlagen sollten nicht zeitkritisch in zentrale Produktionsprozesse eingebunden sein. Besonders geeignet sind periphere oder unterstützende Systeme, deren zeitliche Verschiebung keine Auswirkungen auf Produktqualität oder Produktionsabläufe hat.
- **Leistungsaufnahme:** Eine hohe elektrische Leistung erhöht das Flexibilitätspotenzial, da bereits kleine Verschiebungen große Effekte auf die Lastspitze haben. Allerdings kann auch die koordinierte Steuerung vieler kleiner Verbraucher – etwa in einem Energiemanagementsystem – einen signifikanten Beitrag leisten.
- **Steuerbarkeit und Automatisierung:** Voraussetzung für eine erfolgreiche Integration ins Lastmanagement ist die technische Möglichkeit, Anlagen zeitlich zu steuern, zu modulieren oder kurzfristig ein- und auszuschalten. Moderne Schnittstellen, Sensorik und Automatisierungstechnik erleichtern die Umsetzung erheblich.
- **Speicher- oder Pufferfähigkeit (optional):** Prozesse, die thermische, mechanische oder stoffliche Energie zwischenspeichern können, bieten besonders hohe Flexibilität, da der Energiebedarf vom eigentlichen Prozesszeitpunkt entkoppelt werden kann.
- **Betriebliche Toleranzen:** Anlagen mit größeren zulässigen Temperatur-, Druck- oder Prozessfenstern eignen sich besser für zeitliche Verschiebungen, da sie kurzfristige Änderungen ohne Qualitäts- oder Effizienzverluste kompensieren können.

Die Identifikation und Bewertung flexibler Verbraucher erfordert daher eine betriebsindividuelle Analyse, die sowohl technische als auch wirtschaftliche Aspekte berücksichtigt. Dazu zählen neben der

technischen Machbarkeit auch potenzielle Einsparungen, Investitionskosten für Steuerungstechnik sowie Auswirkungen auf Betriebssicherheit und Prozessstabilität.

Use Case Firma Enit

Die Firma Enit ist in der Metallverarbeitungsbranche und setzt Heizstäbe in der Waschstraße als flexible Verbraucher ein. Die Heizstäbe erhitzen Wasser in Wärmespeichern, das später als Prozesswasser eingesetzt wird. Durch das Peak Shaving kann die Spitzenlast des Unternehmens reduziert werden. Nachfolgend zeigen Abbildung und **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** eine schematische Darstellung von Peak Shaving zur Spitzenlastreduktion. (Enit, 2026)

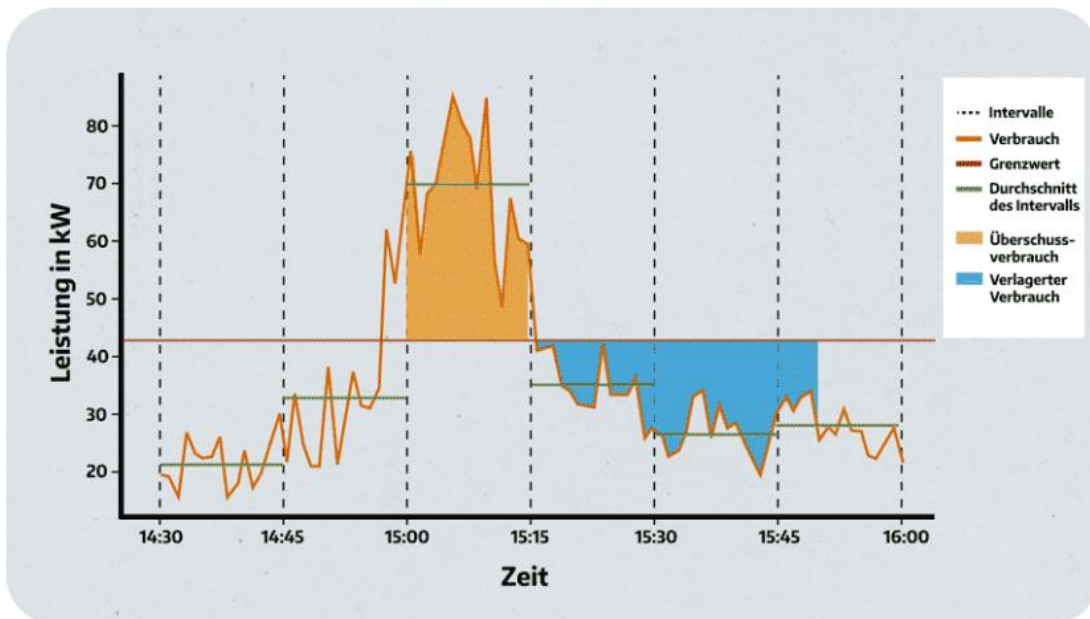


Abbildung 3: Lastverlauf ohne Peak Shaving (Enit, 2026)

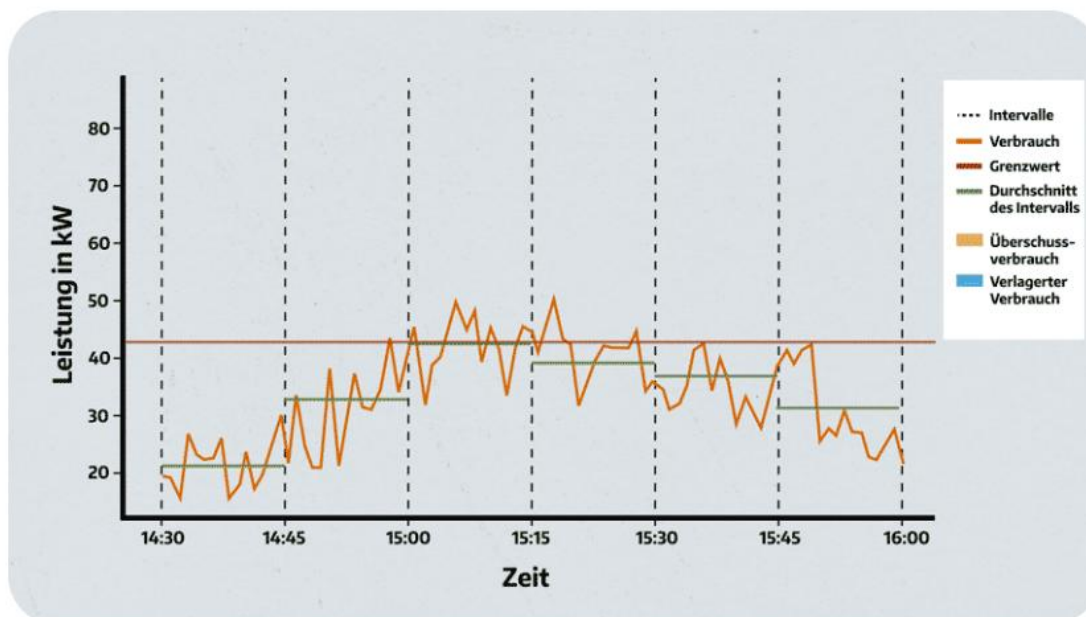


Abbildung 4: Lastverlauf mit Peak Shaving (Enit, 2026)

3.3 UNTERBRECHBARE TARIFE UND DEREN POTENZIAL ZUR FLEXIBILISIERUNG

Einige Netzbetreiber bieten sogenannte unterbrechbare Tarife an, beispielsweise für Heißwasserboiler mit definierten Aufheizzeiten von vier, sechs oder acht Stunden. Innerhalb eines festgelegten Zeitfensters wird Energie zur Erwärmung des Wassers bereitgestellt. Bisher wurden diese Zeitfenster in die Nachtstunden gelegt, da der Stromverbrauch in dieser Zeit üblicherweise geringer ist.

Mit dem starken Ausbau von Photovoltaikanlagen hat sich diese Strategie jedoch überholt. Inzwischen ist es aus netztechnischer Sicht sinnvoller, die Aufheizprozesse tagsüber durchzuführen, wenn ein Überschuss an PV-Strom im Netz vorhanden ist. Dies würde nicht nur zur besseren Nutzung erneuerbarer Energie beitragen, sondern auch zur Entlastung des Stromnetzes in erzeugungsstarken Zeiten.

Die Steuerung der Tarife bzw. der Einschaltzeiten erfolgt über den Smart Meter mittels Lastschaltgerät. Dieses kann aus der Ferne parametrisiert werden. Die Schaltbefehle an die Relais werden gemäß des programmierten Schaltprogramms mittels interner Kalenderuhr ausgelöst. Eine Flexibilisierung ist soweit möglich, dass die Zeiten zumindest im Sommer- und Winterhalbjahr unterschiedlich eingestellt werden können. Eine prognosebasierte Einstellung (z.B. wetterabhängig) ist mit diesem System allerdings nicht umsetzbar.

Um das volle Potenzial dieser Verbraucher für die Netzstabilisierung und die Integration erneuerbarer Energien zu nutzen, wäre eine Weiterentwicklung der Steuerungssysteme notwendig. Ziel wäre eine intelligente, bedarfs- und prognoseorientierte Laststeuerung, die sich flexibel an aktuelle Netzsituationen und Energieverfügbarkeiten anpassen kann. In diesem Zusammenhang gibt es Überlegungen hinsichtlich einer digitalen Schnittstelle zur Kundenanlage. Über diese Schnittstelle kann z.B. ein Sollwert oder eine Hüllkurve vorgegeben werden, die von der Kundenanlage einzuhalten ist.

Warmwasserboiler zur Erhitzung des Wassers für den Warmwasserbedarf in Haushalten eignen sich hervorragend als Flexibilitätsoption. Aufgrund ihrer Fähigkeit, Wärme über viele Stunden zu speichern, kann die Erwärmung des Wassers gezielt in Zeiten mit ausreichendem Energieangebot verlagert werden. Auf diese Weise lassen sich Lastspitzen reduzieren und das Stromnetz wirksam entlasten.

Eigener Tarif für Warmwasserboiler

- Derzeit: Einschaltung um 22:00, 24:00 und um 02:00 Uhr über ein Signal des Netzbetreibers
- Ursprünglicher Zweck: Verschiebung des Stromverbrauchs vom Tag in die Nacht
- Zukünftig: Zu Zeiten hoher Stromerzeugung aus Erneuerbaren z. B. Einschaltung im Zeitraum von 10:00 bis 14:00 Uhr

Die nachfolgende Leistungszeitreihe eines 10-kV-Abgangs mit mehreren nachgelagerten Trafostationen und angeschlossenen Wohnhausanlagen zeigt deutlich, dass unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, insbesondere Boilerheizungen, derzeit nicht zielgerichtet bzw. netzdienlich angesteuert werden.

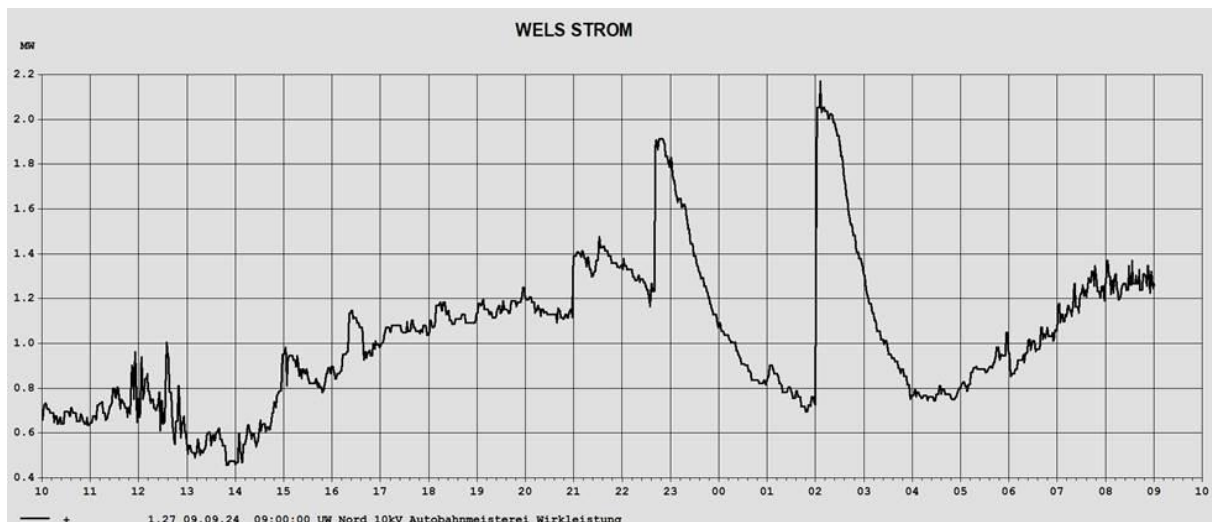


Abbildung 5: Beispielhafter 10 kV Abgang mit Wohnhausanlagen inkl. Boilerheizungen (Wels Strom GmbH, 2026)

Die Messdaten weisen zwei ausgeprägte Nachtspitzen auf, die exakt in jene Zeiträume fallen, in denen klassische Boilerheizungen aufgrund des günstigeren Tarifmodells typischerweise zugeschaltet werden. Statt einer Entlastung des Netzes entsteht dadurch eine erhebliche Zusatzbelastung in den Nachtstunden, die lokal zu Engpässen führen kann.

Auffällig ist zudem, dass der betrachtete Netzabschnitt tagsüber ein deutliches Leistungsminimum aufweist, insbesondere im Zeitraum 13:00 bis 14:00 Uhr. Dieses Zeitfenster würde aus netztechnischer Sicht ein ideales Potenzial für Lastverlagerungen bieten. Die gezeigte Lastkurve macht jedoch sichtbar, dass das aktuelle Verbrauchsverhalten und damit auch die bestehenden Tarifmechanismen, diese Flexibilität nicht nutzen.

Die Grafik stellt daher ein Negativbeispiel für unterbrechbare Tarife dar, da:

- die Lastverschiebung in die Nachtstunden zu einer künstlichen Netzspitze führt,
- die vorhandenen Tagesminima ungenutzt bleiben,
- und sich das Gesamtsystem dadurch weniger netzdienlich verhält, obwohl flexible Verbraucher grundsätzlich verfügbar wären.

Zur Verbesserung der Netzstabilität wäre daher eine Anpassung der Tariflogik bzw. der Schaltzeiten notwendig, um die Verbraucher gezielt in die Tages-/Lasttäler, wie das Minimum zwischen 13:00 bis 14:00 Uhr, zu verlagern.

Nachhaltigkeit

1. Ökologische Nachhaltigkeit

Flexible Heiz- und Kühlprozesse tragen erheblich zur ökologischen Nachhaltigkeit bei, da demand-side Maßnahmen eine wirksame Strategie zur Emissionsreduktion darstellen. Die IPCC-Analyse zeigt, dass demand-side Lösungen wie verschiebbare Wärmeerzeugung, Effizienzmaßnahmen und intelligente Steuerungssysteme wesentliche ökologische Beiträge zur Emissionsminderung leisten, indem sie Energieverbrauch zeitlich an erneuerbare Verfügbarkeiten anpassen (Creutzig et al, 2023).

Studien zu Heiz- und Kühlsystemen belegen, dass eine Kombination aus Lastverschiebung, Elektrifizierung und Effizienzmaßnahmen die CO₂e-Emissionen im Gebäudesektor bis 2050 um bis zu 91 % reduzieren kann, wenn Flexibilitätsoptionen konsequent eingesetzt werden (Mastrucci et al, 2025).

a. Integration erneuerbarer Energien

Durch zeitliche Verschiebung von Warmwassererhitzung, Kälteerzeugung oder Lüftungsprozessen in Stunden mit hoher PV- oder Winderzeugung wird der Einsatz fossiler Spitzenlastkraftwerke verringert. Das verbessert die Netzintegration erneuerbarer Energiequellen und reduziert den CO₂e-Fußabdruck der Wärme- bzw. Kältebereitstellung erheblich. Dies entspricht der IPCC-Feststellung, dass Lastmanagement ein zentraler Bestandteil nachhaltiger Energiesysteme ist (Creutzig et al, 2023).

b. Geringer Ressourcenverbrauch

Heizstäbe, Boiler, Klimasysteme oder Kältemaschinen sind bereits vorhandene Infrastruktur. Demand-side Flexibilität erfordert daher keine zusätzlichen Rohstoffe, anders als bei neuen Speichertechnologien. Dies wird durch Studien zu Gebäuden und Wärmesystemen gestützt, die hervorheben, dass Nutzung bestehender Geräte bei intelligenter Steuerung zu hohen Umweltvorteilen führt (Fische et al, o.D.)

2. Soziale Nachhaltigkeit

a. Kostenvorteile für Verbraucher*innen

Demand-side Maßnahmen wie flexible Warmwassersysteme oder verschiebbare Kühlprozesse können Stromkosten deutlich reduzieren. Dies führt laut Studien dazu, dass gut designte Flexibilitätssysteme Energiearmut und Kostenbelastung für Haushalte und Betriebe senken können (Schiller, o.D.).

b. Beitrag zu sozialer Resilienz

Nach Studien des World Economic Forum erzeugen flexible thermische Systeme höhere Versorgungstabilität, da sie Schwankungen im Netz ausgleichen und so indirekt Versorgungssicherheit für alle sozialen Gruppen stärken (Regnery, 2026).

3.4 KAPAZITÄTSBEGRENZUNGSVERTRÄGE

Engpässe im Stromnetz treten auf, wenn die Nachfrage nach Übertragungskapazität lokal oder temporär die tatsächlich verfügbare Netzkapazität überschreitet. Ursachen hierfür sind unter anderem steigende Lasten, zunehmende dezentrale und volatile Erzeugung (z. B. aus erneuerbaren Energiequellen) sowie Verzögerungen bzw. Langfristigkeit von Netzausbauprogrammen. Während Netzbetreiber Ausbau und Verstärkung planen, braucht es kurzfristige Lösungen zur optimaleren Nutzung bestehender Infrastruktur. Hier setzen die Kapazitätsbegrenzungsverträge an.

Ein Kapazitätsbegrenzungsvertrag ist eine Vereinbarung zwischen einem Netzbetreiber und einem Netzbutzer (Verbraucher und Einspeiser), wonach dieser freiwillig seine Bezugs- oder Einspeiseleistung bei drohender Überlastung des Netzes reduziert. Dadurch kann zur Optimierung der Netznutzung beigetragen werden. Der Netzbutzer erhält dafür eine finanzielle Entschädigung auf Basis der nicht eingespeisten Energie und der entgangenen Subventionen.

Ziel ist es somit, durch gezielte Steuerung und Nutzung flexibler elektrischer Verbraucher und Erzeuger die vorhandene Netzkapazität besser auszuschöpfen und so Infrastrukturweiterungen bzw. Netzverstärkungen hinauszuzögern.

In den Niederlanden werden solche Kapazitätsbegrenzungsverträge sowohl von Übertragungs- als auch Verteilernetzbetreibern bereits angewendet und sind ein etabliertes Instrument des Engpassmanagements.

Funktionsweise

Erkennt der Netzbetreiber vorausschauend oder aktuelle Engpässe kann dieser über eine Plattform einen Bedarf bzw. eine Aufforderung zur Flexibilität (z. B. Kapazitätsreduktion oder -erhöhung an bestimmten Netzknoten) veröffentlichen. Marktteilnehmer (z. B. große Verbraucher, Erzeuger, Aggregatoren) können flexible Kapazitäten anbieten. Diese Angebote enthalten unter anderem Standortangaben und können über eine Plattform day-ahead (einen Tag vor Abruf) oder intraday (am selben Tag) noch abgewickelt werden.

In den Kapazitätsbegrenzungsverträgen wird z. B. vereinbart, dass ein Teilnehmer seine Einspeisung oder Last verringert, wenn ein Engpass droht – im Gegenzug erhält er eine Vergütung.

Zielgruppen und Rollen

Große Kunden (Verbraucher bzw. Erzeuger): Unternehmen mit Lasten oder Erzeugungsanlagen, die kurzfristig flexibel reagieren können, werden angesprochen, da sie durch Teilnahme an Flexibilitätsprogrammen einen wirtschaftlichen Nutzen erzielen (Vergütung, günstigere Netzanbindung, u. a.).

Congestion Service Providers (CSPs): Diese fungieren als Bindeglied zwischen Netzbetreiber und Flexibilitätsbereitsteller. Sie registrieren Anlagen, bündeln Kapazitäten, übernehmen operative Abwicklung und machen Angebote.

Netzbetreiber (TSO & DSO): Sie lösen die Engpassmanagementverpflichtung und koordinieren über eine Plattform, um Netzsicherheit, Verfügbarkeit und Kosteneffizienz sicherzustellen.

Vertragsmodelle

„Capacity Limitation Contract“ (z. B. CLC-A, CLC-T) – ein Teilnehmer reduziert seine Nutzung oder Einspeisung gemäß Vertrag zu definierten Zeiten.

Ein **Capacity Limiting Contract on Request (CLC-A)**, auch bekannt als dynamische Kapazitätsbegrenzung, ist eine Vereinbarung zwischen einem großen Stromverbraucher oder Stromerzeuger und dem Netzbetreiber. Der Teilnehmer stellt flexible Leistungskapazität zur Verfügung, die der Netzbetreiber aktivieren kann, wenn eine Netzüberlastung droht. Das bedeutet: Im Voraus ist nicht bekannt, an welchen Tagen oder zu welchen Zeiten die Flexibilität benötigt wird. Eine Benachrichtigung erfolgt spätestens am Vortag (day-ahead). Während der vereinbarten Zeitfenster muss der Teilnehmer seine Kapazität entsprechend reduzieren oder anpassen.

Ein **Capacity Limiting Contract with Time (CLC-T)**, auch bekannt als statische Kapazitätsbegrenzung, ist eine Vereinbarung, bei der sich ein großer Stromverbraucher oder Stromerzeuger verpflichtet, seinen Verbrauch oder seine Einspeisung zu festen, im Voraus definierten Zeitpunkten zu reduzieren. Die Netzbetreiber legen diese Zeitfenster fest, häufig während der Spitzenlaststunden des Tages oder Jahres. Teilnehmer wissen somit im Voraus genau, wann sie ihre Kapazität einschränken müssen. Im Gegenzug erhält das Unternehmen eine feste Vergütung sowohl für die Bereitstellung der Flexibilität als auch für tatsächliche Aktivierungen innerhalb dieser Zeiträume.

Tabellarische Gegenüberstellung der beiden Vertragsmodelle:

Tabelle 1: Gegenüberstellung dynamischer und statischer Kapazitätsbegrenzungsverträge

Kriterium	CLC-A – Dynamic Capacity Limitation (auf Anforderung)	CLC-T – Static Capacity Limitation (mit Zeitvorgabe)
Grundprinzip	Der Teilnehmer stellt flexible Kapazität zur Verfügung, die bei Bedarf (z. B. bei drohendem Engpass) vom Netzbetreiber aktiviert wird.	Der Teilnehmer verpflichtet sich, zu festen, im Voraus definierten Zeiten seine Kapazität zu reduzieren.
Aktivierung	Dynamisch / auf Abruf: Der Netzbetreiber kann Aktivierung bei drohendem Engpass anordnen.	Statisch / planbar: Aktivierung erfolgt immer zu den festgelegten Zeiten (z. B. Spitzenlaststunden).
Vorankündigung	Spätestens am Vortag (day-ahead)	Lange im Voraus bekannt (Monate oder Quartale vorab)
Planbarkeit für Unternehmen	Gering: Aktivierungszeitpunkte sind ungewiss	Hoch: Zeiträume stehen fest und können in die Produktionsplanung integriert werden
Vergütungsstruktur	Zwei Komponenten: 1) Vergütung für Bereitstellung der Flexibilität , 2) zusätzliche Vergütung pro tatsächlicher Aktivierung	Meist feste Vergütung für Teilnahme und ggf. Zusatzvergütung für Einsparungen in den festgelegten Zeitfenstern

Vorteile für Unternehmen	Nutzung bislang ungenutzter Flexibilität; Zusatzerlöse; direkter Beitrag zur Netzstabilität	Planungssicherheit; feste, wiederkehrende Vergütung; leichte Integration in Prozesse
Nachteile / Risiken	Ungewissheit über Häufigkeit und Zeitpunkt der Aktivierung; hohe betriebliche Flexibilität erforderlich	Geringere operative Flexibilität; Reduktion gilt auch, wenn Kapazität an diesem Tag benötigt würde
Typische Anwendungen	Industrieanlagen mit flexiblen Prozessen, KWK-Anlagen, Solarparks, Kühlhäuser	Produktionsbetriebe mit festen Schichtplänen, Kühlhäuser mit verschiebbaren Lasten, Solarparks mit planbarer Drosselung
Mindestkapazität	In der Regel > 1 MW	In der Regel > 1 MW
Vertragliche Bindung	Verpflichtend bei Aktivierung; kein kurzfristiges Opt-out möglich	Verpflichtend für festgelegte Zeitfenster; Abweichungen nicht zulässig
Wert für Netzbetreiber	Schnelle, bedarfsorientierte Entlastung bei akuten Engpässen	Strukturelle und planbare Entlastung zu vorhersehbaren Spitzenzeiten

CLC-A ist ideal für Unternehmen mit hoher betrieblicher Flexibilität und Bereitschaft, kurzfristig auf Anforderungen des Netzbetreibers zu reagieren.

CLC-T eignet sich besser für Unternehmen, die Planungssicherheit bevorzugen und ihre Prozesse regelmäßig und vorausschauend anpassen können.

Quelle: (GOPACS, 2026)

Anforderungen seitens Netzbetreiber

Die Herausforderung des Netzbetreibers liegt darin die potenziellen Engpässe rechtzeitig zu erkennen und transparent bekannt zu geben.

Bei statischen Kapazitätsbegrenzungsverträgen können hierfür Messdaten bzw. Erfahrungswerte aus der Vergangenheit herangezogen und dementsprechende Begrenzungen festgelegt werden. Statische Begrenzungen sind einfach kommunizierbar und mit geringem IT- und Prognoseaufwand umsetzbar. Typische Beispiele sind Einspeisebeschränkungen für Photovoltaikanlagen in den Frühlings- und Sommermonaten zur Mittagszeit oder Bezugsbeschränkungen während der kalten Jahreszeit in den Abendstunden.

Die Vorgabe dynamischer Kapazitätsbegrenzungen sind seitens der Netzbetreiber mit einem deutlich höheren Aufwand verbunden. Dabei müssen mögliche Engpässe im Netz bis spätestens einen Tag im Voraus prognostiziert werden. Durch die Nutzung vergangener Messdaten, Wettermodelle sowie den Einsatz mathematischer bzw. probabilistischer Modelle – zunehmend auch unter Verwendung künstlicher Intelligenz – können potenzielle Lastflüsse mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit berechnet und darauf basierend Kapazitätsbeschränkungen ausgelöst werden.

Eine zentrale Herausforderung für viele Verteilnetzbetreiber besteht insbesondere in den unteren Spannungsebenen darin, über ausreichend Messdaten zu verfügen. In den Niederlanden werden Kapazitätsbegrenzungsverträge ab einer Leistung von 1 MW angeboten, womit sich die betroffenen Anlagen in der Mittelspannungsebene (Netzebene 5) befinden. Die Verteilnetzbetreiber müssen daher die Lastflüsse im Mittelspannungsnetz entsprechend gut kennen. Bei österreichischen Verteilnetzbetreibern fehlen derzeit jedoch vielfach noch flächendeckende Messungen in der Mittelspannung.

Voraussetzung für die Umsetzung dynamischer Kapazitätsbegrenzungsverträge sind daher belastbare und betrieblich verlässliche Prognosen, die nur auf Basis ausreichend verfügbarer Messdaten sowie validierter und robuster Prognosemodelle erstellt werden können.

Rechtliche Aspekte bei der Umsetzung in Österreich

Derzeit gibt es für die vorstehend dargestellten Kapazitätsbegrenzungsverträge keine gesetzliche Grundlage. Das ElWG sieht nunmehr zwei Instrumente vor, die den Kapazitätsbegrenzungsverträgen im Grundsatz nahekommen: die flexiblen Netzzutrittsverträge und die Spitzenkappung (beide Vertragstypen werden in anderen Kapiteln gesondert behandelt). Die grundlegenden Unterschiede liegen allerdings – neben einer Reihe dafür erforderlicher technischer Voraussetzungen – insbesondere in folgenden Punkten:

- Die Flexibilisierung des Netzzugangs ist standardmäßig nur zu Beginn des entsprechenden Netzzugangsvertrags zulässig; eine dauerhafte Flexibilisierung bedarf der Zustimmung der Netzkunden.
- Die Flexibilisierung des Netzzugangs ist im ElWG nur einspeiseseitig, nicht aber bezugsseitig vorgesehen. Die vorstehend skizzierten Kapazitätsbegrenzungsverträge würden demgegenüber eine Begrenzungsmöglichkeit des Netzbetreibers in beide Richtungen vorsehen.
- Auch die Spitzenkappung wirkt sich ausschließlich einspeiseseitig, nicht aber bezugsseitig aus.

Damit Kapazitätsbegrenzungsverträge (auch) in Österreich abgeschlossen werden können, muss eine gesetzliche Grundlage für eine längerfristige flexible Begrenzung von Bezug- und Einspeisung geschaffen werden, die idealerweise insbesondere mit Vorteilen in Bezug auf das Netzzutrittsentgelt verbunden ist.

Nachhaltigkeit

1. Ökologische Nachhaltigkeit

Studien belegen, dass Kapazitätsbegrenzungsverträge erheblich zur Effizienzsteigerung bestehender Netze beitragen, indem sie Engpässe über flexible Last- und Einspeisesteuerung statt über physische Netzverstärkung adressieren. Zudem wurde erfolgreich belegt, dass solche Kapazitätsprodukte die Netzbelastung glätten, wodurch der Bedarf an Netzausbau sinkt (Heinrich et al., 2022) & Mirzaei Alavijeh et al., 2024).

Ein Schwerpunkt der Forschung in diesem Bereich liegt allgemein auf der Vermeidung von Abregelungen: Die Integration erneuerbarer Energien wird häufig durch lokale Netzengpässe begrenzt, Kapazitätsbegrenzungsverträge können diese Engpässe durch flexible, temporäre Kapazitätsreduktionen gezielt abfedern.

Eine Analyse von Dronne, Roques & Saguan (2021) zeigt, dass lokale Flexibilitätsmechanismen, insbesondere Kapazitätsbegrenzungen, die Abregelung erneuerbarer Erzeugung signifikant reduzieren und damit ökologisch hochwirksam sind (Dronne et al., 2021). Auch risikobasierte Modelle zeigen, dass Kapazitätsbegrenzungsverträge ein effizientes Mittel zur Minimierung systemischer Ineffizienzen darstellen, indem sie Netzengpässe mit geringeren ökologischen Kosten lösen als Redispatch oder Lastabwurf (van der Holst et al., 2025).

2. Soziale Nachhaltigkeit

Zum einen zeigt die Forschung, dass Kapazitätsbegrenzungsverträge eine wichtige Rolle bei der sozial gerechten Verteilung von Netzkosten spielen können, indem wirtschaftlicher Nutzen dezentral verfügbar wird (Hennig, de Vries & Tindemans, 2024). Zum anderen ist auch diese Flexibilitätsoption ein Baustein für das Gewährleisten von Versorgungssicherheit. Dronne et al. (2021) weisen darauf hin, dass solche Mechanismen besonders wichtig in Regionen mit starker Erzeugungsvolatilität sind, da sie Versorgungssicherheit auf sozial verträgliche Weise stärken (Dronne et al., 2021).

3.5 SPITZENKAPPUNG

Spitzenkappung bezeichnet die gezielte Begrenzung von Einspeisespitzen erneuerbarer Erzeugungsanlagen, etwa von Photovoltaik, um kurzfristige Überlastungen im Stromnetz zu vermeiden und damit einen effizienteren Einsatz der bestehenden Netzinfrastruktur zu ermöglichen. Grundsätzlich wird zwischen statischer und dynamischer Spitzenkappung unterschieden. Bei der statischen Kappung wird die maximal zulässige Einspeiseleistung einer Anlage dauerhaft auf einen festen Wert begrenzt – unabhängig davon, ob das Netz zu diesem Zeitpunkt tatsächlich ausgelastet ist. Anlagen speisen also in jedem Moment nur bis zu einer vorher definierten Obergrenze ein um den Preis einer dauerhaften Energieabregelung, deren Umfang von der Höhe der Leistungsbegrenzung abhängt. Der Einfluss der statischen Spitzenkappung auf die jährlich abgeregelte Energie kann der Abbildung 6 entnommen werden. Relevant sind dabei vor allem der maximal zulässige Anteil der jährlich abgeregelten Energie e (siehe Tabelle). Gemäß den Untersuchungen von Siemens und der Bergische Universität Wuppertal führt eine Reduktion der installierten Leistung auf 59% zu einer Reduktion der Energieeinspeisemenge von 3%. (Siemens, 2017)

Demgegenüber erfolgt die dynamische Kappung flexibel und netzzustandsabhängig: Die vollständige Einspeisung ist grundsätzlich erlaubt und wird nur dann reduziert, wenn im lokalen Netzabschnitt tatsächlich eine Überlastung droht. Die Steuerung erfolgt in Echtzeit oder nahezu Echtzeit auf Basis von Messdaten oder Signalen des Netzbetreibers. Dafür bedarf es einer Echtzeit-Netzzustandserfassung, Fernwirktechnik u. Regelbarkeit der DEA und ein geeignetes Regel- bzw. Netzsicherheitsmanagement. (Siemens, 2017) Dadurch wird nur dann gekappt, wenn es aus Netzsicht notwendig ist, was den Energieverlust deutlich reduziert und die Ausnutzung erneuerbarer Erzeugung verbessert.

DEA-Typ	P_{lim}/P_{inst}			
	(bei PVA bezogen auf die maximale Modulleistung unter Testbedingungen)			
	$e = 0 \%$	$e = 2 \%$	$e = 3 \%$	$e = 5 \%$
PVA	84 %	62 %	59 %	54 %
WEA	100 %	84 %	80 %	72 %

Abbildung 6: Einfluss der Spitzenkappung auf die jährlich abgeregelte Energie (Siemens, 2017)

Nach dem ElWG haben Netzbetreiber künftig das Recht, die netzwirksame Leistung von neuen oder (wesentlich) geänderten Wind- und PV--Anlagen dauerhaft zu begrenzen (Spitzenkappung), wenn es die Netzsituation erfordert (§ 101 ElWG) - dadurch soll eine Überlastung des öffentlichen Netzes verhindert werden. Im Fall von wesentlichen Änderungen erstreckt sich die Anwendbarkeit Spitzenkappung auf die gesamte (erweiterte) Leistung der Anlage.

Die Begrenzung der netzwirksamen Leistung darf im Fall von PV-Anlagen 70 % der Modulspitzenleistung nicht unterschreiten (§ 101 Abs 2 ElWG). Bei Windkraftanlagen darf das Ausmaß der Spitzenkappung nicht mehr als 1 % der von einer Referenzanlage erzeugten Jahresenergiemenge betragen und 15 % der Maximalkapazität der Referenzanlage nicht überschreiten (§ 101 Abs 1 ElWG). Für PV-Anlagen bildet die statische Spitzenkappung nur eine Übergangslösung. Sobald der

Netzbetreiber die PV-Anlage ansteuern kann, hat die Spitzkappung dynamisch zu erfolgen. Zur Herstellung der Ansteuerbarkeit hat der Gesetzgeber verbindliche Fristen definiert, die von den Netzbetreibern einzuhalten sind. Windkraftanlagen sind generell dynamisch zu begrenzen (§ 101 Abs 1 und 2 ElWG).

In bestimmten Fällen sind Anlagen von der Spitzenkappung ausgenommen, bspw. wenn ein Netzbetreiber für die Kosten der Herstellung eines unbeschränkten Netzanschlusses aufgekommen ist (vgl § 101 Abs 4 ElWG).

Anlagenbetreiber, die von Spitzenkappingsmaßnahmen betroffen sind, erhalten dafür – im Gegensatz zum Engpassmanagement – keinen finanziellen Ausgleich. Um einspeisenden Netzbetreibern die bestmögliche Vermeidung von Ausgleichsenergiekosten zu ermöglichen, haben Netzbetreiber die Notwendigkeit, voraussichtliche Dauer sowie das Ausmaß der Leistungsbegrenzung frühestmöglich, spätestens jedoch bis 9:00 Uhr des Vortages, bekanntzugeben. So können die vorgesehenen Beschränkungen im Day-Ahead-Clearing berücksichtigt werden. Übermittelt der Netzbetreiber die entsprechenden Daten nicht fristgerecht, hat er die Ausgleichsenergiekosten zu tragen (§ 101 Abs 5 ElWG).

Nach den Erläuterungen wird mit dem Instrument der Spitzkappung Art 6a EBM-RL betreffend flexible Netzanschlussverträge umgesetzt (ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 32). Netzbetreiber haben gem Art 6a EBM-RL die Möglichkeit, einen flexiblen Netzanschluss zu vereinbaren. Auf diese Weise soll die eingeschränkte Netznutzung in Gebieten mit fehlenden Kapazitäten ermöglicht werden, bis die für den vollständigen ("feste") Netzanschluss erforderlichen Netzverstärkungen abgeschlossen sind. Vor diesem Hintergrund wirft die Regelung zur Spitzenkappung unionsrechtliche Fragen auf. Zum einen steht die auf Dauer ausgelegte Spitzenkappung grundsätzlich im Widerspruch zum temporären Charakter eines flexiblen Netzanschlusses gem Art 6a EBM-RL. Zum anderen entspricht die einseitig zwingende Vorgabe von Einschränkungen grundsätzlich nicht der in Art 6a EBM-RL vorgesehenen Möglichkeit, eine eingeschränkte Netznutzung mit dem betroffenen Netzbetreiber zu vereinbaren.

Nachhaltigkeit

1. Ökologische Nachhaltigkeit

Ein weiterer zentraler Aspekt ist die statische bzw. dynamische Spitzenkappung. Statische Begrenzung regelt die Einspeiseleistung dauerhaft auf einen festen Wert. Das führt zu dauerhaften Energieverlusten (Abregelung), die je nach Höhe des Grenzwerts deutlich ausfallen können. Dynamische Spitzenkappung reduziert Einspeisung situativ basierend auf Echtzeit-Messungen. Dadurch wird die Abregelung auf tatsächlich notwendige Situationen beschränkt, was Ressourceneinsatz und Energieverluste verringert.

Spitzenkappung ermöglicht, Netzengpässe kurzfristig zu entschärfen, was teils erhebliche Infrastrukturinvestitionen vermeidet oder verschiebt. Dies kann die ökologische Nachhaltigkeit verbessern, da Netzausbau mit Ressourcenverbrauch, Flächenbedarf und Eingriffen in Ökosysteme verbunden ist. Dies entspricht der Erkenntnis, dass demand-side und netznahe Eingriffe ein ökologisch wirksamer Hebel zur Systementlastung sind.

2. Soziale Nachhaltigkeit

Ähnlich wie bei anderen Nachfrage- und Flexibilitätsmaßnahmen wird die soziale Nachhaltigkeit verbessert, wenn Verbraucher*innen und Betreiber*innen die Gründe, Kriterien und Grenzen der Abregelung klar nachvollziehen können. IPCC-Analysen zeigen, dass Akzeptanz von Flexibilitätsmaßnahmen steigt, wenn Transparenz, Fairness und Teilhabe gewährleistet sind (Creutzig et al, 2023).

Gleichzeitig ist bei statischer Spitzenkappung der Energieverlust dauerhaft und kann die Wirtschaftlichkeit von PV- und Windanlagen beeinflussen. Deshalb ist die Begrenzung des zulässigen Abregelungsanteils sozial relevant und notwendig, um Wirtschaftlichkeit und Investitionssicherheit zu gewährleisten. Es ist davon auszugehen, dass Maßnahmen mit klaren Grenzen und Vergütungsmechanismen mehr Planbarkeit schaffen.

Gleichzeitig verursacht gerade der Ausbau kleiner lokaler Netzabschnitte hohe Kosten, die letztlich über die Netzentgelte von allen Haushalten und Betrieben getragen werden. Wenn Spitzenkappung solche Ausbauten reduziert oder zeitlich strecken kann, wirkt sich das stabilisierend auf die Netzentgelte aus. Das schützt insbesondere Haushalte mit geringem Einkommen, für die steigende Netz- und Energiekosten eine hohe Belastung darstellen. Die Maßnahme wirkt also kostenbegrenzend und entlastet sozial schwächere Gruppen über die Gesamtstromrechnung. Dies würde jedoch erfordern, dass auch die Verursacher von Einspeisespitzen, wie z.B. kleine Haushalts-PV, von der Spitzenkappung umfasst sind.

3.6 FLEXIBLE NETZTARIFE

Mit den Systemnutzungsentgelten werden den regulierten Netzbetreibern die Kosten für den Netzbetrieb einschließlich einer gewissen Gewinnmarge abgegolten (*Böhler-Grimm/Lehr*, 2025, 120 f). Systemnutzungsentgelte bieten verschiedene Optionen, um sowohl handlungsleitende als auch verursachungsgerechte Preissignale zu senden und somit Flexibilitätspotenziale zu heben (*Durschang/Grossmann/Rabenalt* in EnWZ 2025, 158).

Das EIWG räumt der Regulierungsbehörde E-Control die Möglichkeit ein, flexible Netztarife zu verordnen. Bspw. können zeitvariable Netznutzungsentgelte, die Anreize für einen systemdienlichen Betrieb setzen, sowie Abschläge auf unterbrechbare und / oder regelbare Leistung festgelegt werden (§ 128 Abs 4 EIWG). Die E-Control hat im Rahmen der Tarifierung auf den Grundsatz der diskriminierungsfreien Behandlung aller Netzbenutzer und der verursachungsgerechten Kostenverteilung zu achten (vgl § 5 Abs 1 Z 9, § 7 Abs 1 Z 1 EIWG).

Besondere Bedeutung kommt im Zusammenhang mit der Belohnung netzdienlichen Verhaltens dem Begriff des systemdienlichen Betriebs gemäß § 6 Abs 1 Z 148 EIWG zu. Dieser bezeichnet die Betriebsart einer Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage, bei der systemdienlicher Nutzen im Sinne von Kostenreduktionen, Kostenvermeidung oder Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit erbracht wird. Wie dieser systemdienliche Betrieb nachzuweisen ist, hat die Regulierungsbehörde gemäß einer Grundsatzverordnung festzulegen. Nur dann können diese Vorgaben auch in den jährlichen Aktualisierungen der Tarife Verordnung berücksichtigt werden. Hierfür bietet die Begriffsbestimmung gemäß § 6 Abs 1 Z. 148 die Grundlage. Insbesondere kann der systemdienliche Betrieb zu Reduktionen im Netzanschluss-, Netznutzungs- und Netzverlustentgelt führen.

Eine erste Umsetzung flexibler Netztarife ist bereits mit der Tarife Verordnung 2026 erfolgt, welche einen Sommer-Nieder-Arbeitspreis (SNAP) für Entnehmer auf Netzebene 7 im Zeitraum von 1. April bis 30. September, jeweils von 10-16 Uhr, einführt. Kostenvermeidung oder Kostenreduktion liegen insbesondere dann vor, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Erzeugungs- und Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstleistungsbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht.

Nachhaltigkeit

1. Ökologische Nachhaltigkeit

Flexible Netztarife fördern die ökologische Nachhaltigkeit, indem sie verbrauchsseitige Lastverschiebung auslösen und dadurch eine höhere Nutzung erneuerbarer Energien ermöglichen. Laut IPCC-Bericht zu Demand-Side-Maßnahmen ermöglichen preisbasierte Steuerungsmechanismen erhebliche Emissionsreduktionen und sind zentrale Werkzeuge zur Integration volatiler erneuerbarer Energien (Creutzig et al, 2023).

Die Förderung erneuerbarer Energien und Emissionsminderung steht im Fokus. Mastrucci et al 2025 zeigt, dass Maßnahmen wie flexible Tarife, sufficiency-Ansätze und verschiebbare Wärme-/Kälteprozesse die CO₂-Emissionen im Gebäudesektor um bis zu 91 % reduzieren können, wenn sie konsequent genutzt werden (Mastrucci et al, 2025).

Zudem entlastet Lastverschiebung die Netze und reduziert den Bedarf an ressourcenintensivem Netzausbau. Der IPCC betont, dass solche Demand-Side-Strategien nötig sind, um innerhalb planetarer Grenzen zu bleiben (Creutzig et al, 2023). Zudem lassen sich laut dem World Economic Forum durch AI-gestützte Nachfragesteuerung sowie flexible Preissignale Energie sparen, Emissionen senken und die Nutzung erneuerbarer Erzeugung optimieren (World Economic Forum, 2026).

2. Soziale Nachhaltigkeit

Flexible Netztarife helfen Haushalten und Unternehmen, Stromkosten zu reduzieren, indem Verbrauch in günstigere Zeiten verlagert wird. Die IPCC-Analyse weist darauf hin, dass solche Preissignale soziale Gerechtigkeit erhöhen können, sofern sie fair gestaltet sind (Creutzig et al, 2023).

3.7 FLEXIBLE NETZANSCHLUSSVERTRÄGE

Mit flexiblen Netzanschlussverträgen sind vertragliche Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Netznutzer, bei denen die vertraglich zugesicherte Leistung nicht jederzeit uneingeschränkt zur Verfügung steht. Der Netzbetreiber begrenzt oder gibt eine entsprechende Leistung situativ vor.

Flexible Netzanschlussverträge sind besonders sinnvoll bei:

- PV-Anlagen und Speichern in Engpassgebieten
- Großverbrauchern wie Wärmepumpen, E-Mobilität oder Gewerbe
- Speicheranlagen mit "netzdienlicher" Fahrweise

Mit dieser Art von Verträgen können Investitionen im Netzausbau verschoben bzw. reduziert werden. Auch bei steigender Elektrifizierung kann eine Erhöhung der Anschlussfähigkeit erzielt werden und bestehende Netzkapazitäten optimiert genutzt werden.

Um Anschlüsse mit diesem Konzept umsetzen zu können sind technische und vertragliche Voraussetzungen notwendig:

- Kommunikations- und Steuerbarkeit der Anlage
- Mess- und Dateninfrastruktur
- Definitionen von wann, in welchem Ausmaß und ob temporär oder dauerhaft eingegriffen werden darf
- Transparenz gegenüber der Netznutzer
- Einhaltung bestehender rechtlicher Vorgaben (z.B.: ELWG)

Rechtliche Betrachtung

Die Elektrizitätsbinnenmarkt-RL definiert den flexiblen Netzanschlussvertrag als eine *"Reihe von vereinbarten Bedingungen für den Anschluss elektrischer Kapazitäten an das Netz"*. Dies schließt Bedingungen ein, die der Begrenzung und Kontrolle der Einspeisung von Elektrizität in das Übertragungs- oder Verteilernetz und der Entnahme von Elektrizität aus diesen Netzen dienen (Art 2 Z 24c).

Im ElWOG 2010 gab es zu flexiblen Netzanschlussverträgen noch keine ausdrücklichen gesetzlichen Regelungen. Ein flexibler Netzanschlussvertrag ist nach dem ElWG ein Vertrag über den Anschluss elektrischer Kapazitäten an das Netz. Dies schließt Bedingungen ein, die der Begrenzung und Kontrolle der Einspeisung von Elektrizität in das Übertragungs- oder Verteilernetz und der Entnahme von Elektrizität aus diesen Netzen dienen (§ 6 Abs 1 Z 52 ElWG).

In § 103 ElWG wird der flexible Netzzugang im Verteilernetz geregelt. § 104 ElWG ist die einschlägige Bestimmung für den flexiblen Netzzugang im Übertragungsnetz. Für die Spitzenkappung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen ist § 101 ElWG die einschlägige Bestimmung. Der Fokus soll auf den §§ 103 f ElWG liegen, weil die Spitzenkappung schon im entsprechenden Kapitel behandelt wurde.

Durch die §§ 103 f ElWG sollen die Vorgaben des Art. 6a der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL in nationales Recht umgesetzt werden (ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 34) Die Bestimmungen sind daher unionsrechtskonform auszulegen.

Gem. § 103 Abs. 1 ElWG kann der Verteilernetzbetreiber mit einem einspeisenden Netzbenutzer (§ 6 Abs. 1 Z 111 ElWG: „*Jede natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität in ein Netz einspeist oder aus einem Netz entnimmt*“) vertraglich vereinbaren, dass die maximale netzwirksame Leistung durch den Verteilernetzbetreiber statisch oder dynamisch vorgegeben wird. Das ist nur beim erstmaligen Netzzugang oder bei einer Änderung der netzwirksamen Leistung möglich. Diese Bestimmung ist für den Fall vorgesehen, dass das ursprünglich beantragte Ausmaß für den Netzzugang nicht gewährt werden kann. Die maximale Einspeiseleistung soll dennoch ermöglicht werden (ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 34).

Auf Verlangen eines Betreibers einer Erzeugungs-, Verbrauchs-, oder Energiespeicheranlage kann nach § 103 Abs. 1 letzter Satz ElWG eine statische oder dynamische Vorgabe der netzwirksamen Leistung dauerhaft vertraglich vereinbart werden. Der Terminus „auf Verlangen“ wird nicht zu eng auszulegen sein. Einerseits kann nach § 102 Abs. 1 ElWG dem Netzzugangsberechtigten der Netzzugang aufgrund mangelnder Netzkapazität gänzlich versagt werden und muss gem. § 102 Abs. 2 ElWG die Möglichkeit eines flexiblen Netzzugangs gem. § 103 ElWG nur geprüft werden. Andererseits schwächt § 103 Abs. 1 ElWG die dauerhafte vertragliche Vereinbarung eines flexiblen Netzzugang insofern ein, als diese abgeschlossen werden „*kann*“. Bei der Auslegung wird auch darauf abzustellen sein, ob der Vertrag mit einem Verbraucher oder einem Unternehmer abgeschlossen werden soll.

Ansonsten besteht die Möglichkeit der vertraglichen Vereinbarung eines flexiblen Netzzugangs für den Verteilernetzbetreiber gem. § 103 Abs. 2 erster Satz ElWG nur solange, als die beantragte netzwirksame Leistung noch nicht in vollem Umfang gewährt werden kann. Für die Gewährung des Netzzugangs in vollem Umfang gelten je nach Netzebene unterschiedliche Fristen (Netzebene 3: 24 Monate, Netzebene 4 und 5: 18 Monate, Netzebene 6 und 7: 12 Monate.). Diese Fristen sind auch verlängerbar. Durch die zeitliche Befristung wird der Charakter der Bestimmung als temporäre Möglichkeit, Anlagen früher Netzzugang zu gewähren, zum Ausdruck gebracht (ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 34.). Nach Ablauf der für die jeweilige Netzebene einschlägigen Frist muss der Verteilernetzbetreiber Netzzugang in vollem Umfang gewähren (§ 103 Abs. 4 ElWG.).

Als Beispiele für die dynamische Vorgabe der netzwirksamen Leistung nennt die Regierungsvorlage spannungsabhängige Leistungsbegrenzung (P(U)-Regelung) sowie eine höhere maximale netzwirksame Leistung von Montag bis Freitag und eine niedrigere maximale netzwirksame Leistung an Samstagen und Sonntagen (ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 34.).

Für den Verteilernetzbetreiber gilt gem. § 103 Abs. 3 ElWG das Maximierungsgebot. Demnach ist die netzwirksame Leistung derart vorzugeben, dass sie eine bestmögliche Netznutzung unter Berücksichtigung geltender Sicherheitsanforderungen durch den Einspeiser zulässt (ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 34.).

Gem. § 104 Abs. 1 ElWG können Übertragungsnetzbetreiber das garantierte Ausmaß des Netzzugangs von einspeisenden Netzbenutzern und Energiespeicheranlagen begrenzen oder den Netzzugang

vorbehaltlich betrieblicher Beschränkungen anbieten. Ein Übertragungsnetzbetreiber ist gem. § 6 Abs. 1 Z 159 ElWG „eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung von Strom zu befriedigen, verantwortlich ist“. Diese Begrenzungen oder Beschränkungen sind von der E-Control unter Beachtung der Vorgaben des § 104 Abs. 3 ElWG mit Bescheid zu genehmigen. Diese Genehmigung kann auch im Rahmen der Genehmigung der Allgemeinen Netzbedingungen nach § 94 ElWG erfolgen (ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 34.).

Der Übertragungsnetzbetreiber hat nach § 104 Abs. 3 ElWG sicherzustellen, dass alle Begrenzungen des garantierten Netzzugangs oder betrieblicher Beschränkungen auf der Grundlage transparenter und diskriminierungsfreier Verfahren eingeführt und mit ihnen keine unzulässigen Hindernisse für den Markteintritt geschaffen werden. Wenn der Netzbenutzer im Fall notwendiger Begrenzungen oder Beschränkungen aufgrund von Engpässen am Netzanschlusspunkt die Kosten der Herstellung des unbeschränkten Anschlusses trägt, gelten keine Begrenzungen oder Beschränkungen.

Ist ein Verteilernetzbetreiber von Begrenzungen und Beschränkungen des Übertragungsnetzbetreibers betroffen, kann er diese an die in seinem Netzgebiet angeschlossenen einspeisenden Netzbenutzer ausschließlich nach Maßgabe und im Ausmaß der Begrenzungen bzw. Beschränkungen des § 101 Abs. 1 und 2 (Spitzenkappung) sowie der zwischen Verteilernetzbetreiber und Netzbenutzer vereinbarten Leistungsvorgabe des § 104 „weitergeben“. Eine Abgeltung von wirtschaftlichen Nachteilen und Kosten darf nicht erfolgen (ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 34 f). Darüberhinausgehende Maßnahmen unterliegen den Bestimmungen des Engpassmanagements gem. § 140 ElWG und Art. 13 der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO einschließlich den darin vorgesehenen Regelungen über den finanziellen Ausgleich. Eine Umgehung des vergütungspflichtigen Engpassmanagements durch weitergehende privatrechtliche Vereinbarungen ist ausgeschlossen (ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 35).

Bei Begrenzungen und Beschränkungen gem. § 104 ElWG gilt ebenfalls nach Abs. 2 *leg cit* die Pflicht, dass die **bestmögliche Netznutzung** durch Einspeiser und Energiespeicheranlagen gewährleistet wird (ErläutRV 312 BlgNR 28. GP 34.).

Im Vergleich zu **Kapazitätsbegrenzungsverträge** ergeben sich folgende Unterschiede:

- Kapazitätsbegrenzungsverträge sind privatrechtliche Vereinbarungen, die der Privatautonomie unterliegen. Flexible Netzanschlussverträge sind Verträge, die im ElWG ausdrücklich geregelt werden.
- Kapazitätsbegrenzungsverträge beziehen sich sowohl auf die Bezugs- als auch auf die Einspeiseleistung. Im ElWG werden flexible Netzanschlussverträge nur im Zusammenhang mit der Einspeisung geregelt.
- Im ElWG ist nicht ausdrücklich vorgesehen, dass der Netzbenutzer eine finanzielle Entschädigung auf Basis der nicht eingespeisten Energie und der entgangenen Subventionen erhält.

- Die Regelungen betreffend flexible Netzanschlussverträge sind langfristig ausgerichtet, damit Anlagen früher, mit verminderter Kapazität, Netzzugang gewährt werden kann. Kurzfristige Schwankungen im Netz werden im Zusammenhang mit flexiblen Netzanschlussverträgen im ElWG nur im Rahmen der dynamischen Vorgaben der netzwirksamen Leistung angesprochen. Regelungen betreffend Flexibilitätsleistungen finden sich in §§ 139 ff ElWG.
- Im ElWG ist nicht vorgesehen, dass Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber mit Netzbenutzern vertraglich vereinbaren können, dass Netzbenutzer zu Spitzenzeiten weniger Energie einspeisen bzw. beziehen. Ein solcher Vertrag wird im Rahmen der Privatautonomie wohl zulässig sein, wobei die diesbezüglichen Modalitäten in der VO der E-Control nach § 139 ElWG zukünftig wohl geregelt werden.

Im Rahmen der Spitzenkappung gem. § 101 ElWG kommt dem Netzbetreiber allerdings das Recht zu, die netzwirksame Leistung dynamisch zu begrenzen.

Nachhaltigkeit

1. Ökologische Nachhaltigkeit

Ein großer Vorteil von flexiblen Netzanschlussverträgen ist, dass diese die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten, also die Installation größerer Erzeugungsleistung als die formal verfügbare Anschlusskapazität, ermöglichen. Dies steigert die Auslastung bestehender Netze, reduziert Abregelungen und ermöglicht die Aufnahme zusätzlicher PV-, Wind- oder Speicheranlagen ohne Netzausbau (EM-Power Europe, 2025).

Zudem wird durch die statischen, dynamischen oder volldynamischen Begrenzungen wird der Netzanschluss so flexibilisiert, dass Anlagen seltener abgeregelt werden müssen. Dies ist zentral, um die maximale Kapazität erneuerbarer Energie nutzen zu können (Berg, 2025).

Zusätzlich gilt auch hier, dass Ressourcen durch den geringeren Bedarf des Netzausbaus eingespart werden können.

2. Soziale Nachhaltigkeit

Flexible Verträge reduzieren Wartezeiten und ermöglichen kostengünstigere Anbindung ohne teure Netzverstärkungen (Affeldt, 2025). Auch dies kann ein zentrales Element sein, des Flexibilitätsmarkts ist ein zentrales Element um Versorgungssicherheit zu gewährleisten werden kann.

4 BEWERTUNGSMETHODEN UND BEWERTUNG VON FLEX-MAßNAHMEN

4.1 BEWERTUNGSMETHODEN

Kostenbewertung von Flexibilitäten

Verteilernetzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, Flexibilität einzusetzen, wenn diese kosteneffizienter ist als ein konventioneller Netzausbau oder eine Verstärkung [ELWG]. Die zentrale Herausforderung besteht jedoch darin, methodisch belastbar zu bestimmen, wann Flexibilität tatsächlich die günstigere Option darstellt. Während konventionelle Infrastrukturmaßnahmen klar definierte, langfristige Investitionskosten (CAPEX) verursachen, basieren externe Flexibilitätsleistungen meist auf kurzfristigen, vertragsgebundenen Betriebskosten (OPEX). Dadurch entsteht eine strukturelle Inhomogenität, die einen direkten Vergleich erschwert.

Um den wirtschaftlichen Wert von Flexibilitätsmaßnahmen beurteilen zu können, ist ein Benchmarking gegenüber konventionellen Netzausbaumaßnahmen notwendig, wobei es hierzu bereits Überlegungen vom Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen gibt. Dabei zeigt sich, dass Größen wie die Dauer oder Häufigkeit der erbrachten Flexibilität aus Netzbetreibersicht nur eine untergeordnete Rolle spielen. Entscheidend ist vielmehr der jährliche Leistungsbeitrag, weshalb sich der Wert von Flexibilität sinnvoll in der Einheit EUR/kW/a ausdrücken lässt. Damit ein konsistenter Vergleich möglich wird, müssen auch die TOTEX des konventionellen Netzausbaus – also Investitions- und Betriebskosten – auf jährliche Vollkosten umgerechnet werden. (Schröder, 2023)

Aus diesem Vergleich ergibt sich eine Obergrenze für die Vergütung von Flexibilitätsleistungen: Sie darf maximal den jährlichen Kosten einer gleichwertigen Netzausbaumaßnahme entsprechen, abzüglich der Transaktionskosten, die erforderlich sind, um Flexibilität überhaupt nutzbar zu machen. Zu diesen Transaktionskosten zählen beispielsweise Aufwendungen für die kommunikative Erschließung, vertragliche Abwicklung oder Steuerungsintegration der flexiblen Ressourcen. (Schröder, 2023)

Insgesamt wird damit deutlich, dass Flexibilität aus regulatorischer und wirtschaftlicher Perspektive nur dann eine sinnvolle Alternative zum Netzausbau darstellt, wenn ihre Jahreskosten unterhalb jener eines klassischen Infrastrukturprojekts liegen – und gleichzeitig die zusätzlichen Transaktions- und Integrationskosten angemessen berücksichtigt werden. Dadurch entsteht ein transparenter und konsistenter Bewertungsrahmen, der VNB bei der Entscheidung unterstützt, ob Flexibilität oder Netzausbau die effizientere Maßnahme zur Beseitigung eines Engpasses ist.

Für eine sachgerechte Entscheidungsgrundlage müssen daher jedoch noch die Kostenmodelle entwickelt werden, die CAPEX-intensive Bauprojekte in jährliche Vollkosten überführen und mit den laufenden Kosten von Flexibilitätsdienstleistungen vergleichbar machen. Erst durch diesen TOTEX-basierten Ansatz können VNB transparent bewerten, ob Flexibilität einen wirtschaftlichen Vorteil bietet und wann sie als gleichwertige Alternative zum klassischen Netzausbau eingesetzt werden kann. (Fanta, 2026)

Eine weitere Überlegung hinsichtlich der Kostenbewertung adressiert das regulatorische Schema. Bei der marktgestützten Beschaffung von Flexibilität fallen die entstehenden Kosten typischerweise unter die betrieblichen Aufwendungen (OPEX). Diese werden gemäß §138 ElWG jedoch in der Regel erst im Folgejahr anerkannt, was bedeutet, dass Verteilernetzbetreiber die finanzielle Vorleistung zunächst

selbst tragen müssen. Zwar erlaubt der regulatorische Rahmen, die Zwischenbeträge im Jahresabschluss als Aktivierung oder Rückstellung abzubilden, dennoch entsteht eine Liquiditätslücke, die erst mit der späteren Refinanzierung über die Netzentgelte geschlossen wird. Dieses zeitliche Auseinanderfallen zwischen Zahlung und Anerkennung stellt insbesondere in einem Umfeld steigender Flexibilitätsbedarfe eine Herausforderung dar: Je stärker VNB auf externe Flexibilitätsdienstleistungen setzen müssen, desto relevanter wird das kurzfristige Liquiditätsrisiko. Gleichzeitig zeigt sich, dass investitionsbasierte Maßnahmen – beispielsweise der Ausbau von Smart-Grid-Infrastruktur – regulatorisch weiterhin leichter abbildbar sind, während OPEX-basierte Flexibilitätsverträge mehr Unsicherheit verursachen. Für eine effiziente und sichere Systemführung gewinnt daher die Frage an Bedeutung, wie OPEX-Flexibilität künftig regulatorisch stabiler verankert und finanziell planbarer gestaltet werden kann. Unter dem aktuellen Regime müssten für einen Kostenvergleich daher auch die Liquiditätslücke mitberücksichtigt werden.

Aus Sicht des Netzbetreibers ist Flexibilität grundsätzlich nicht kostenlos; jedoch verursachen bestimmte Flexibilitäten keine zusätzlichen direkten Kosten. Dies gilt insbesondere für implizite Flexibilität, bei der Netzbenutzer ihr Einspeise- oder Verbrauchsverhalten eigenständig aufgrund von Preis-, Tarif- oder Anreizsignalen (z. B. zeitvariable Netztarife) anpassen. In diesem Fall erfolgt keine gezielte Aktivierung durch den Netzbetreiber, es bestehen weder vertragliche Verpflichtungen noch Vergütungsansprüche, sodass keine unmittelbaren Beschaffungs- oder Betriebskosten entstehen. Ebenso gelten technische Anschluss- und Betriebsanforderungen (z. B. Blindleistungsbereitstellung oder feste Einspeisebegrenzungen nach technischen Regeln) als kostenneutral, da sie Teil der regulatorischen Anschlussbedingungen sind. Nicht kostenlos sind hingegen alle Formen expliziter Flexibilität, bei denen der Netzbetreiber Flexibilität gezielt beschafft oder abrufen, etwa über abschaltbare Lasten, netzdienlich betriebene Speicher oder Flexibilitätsplattformen. Diese erfordern stets eine Vergütung sowie zusätzliche Aufwände für Messung, Steuerung und Abrechnung und sind daher kostenwirksam, auch wenn sie im Vergleich zum konventionellen Netzausbau gesamtwirtschaftliche Vorteile bieten können.

Bewertung der Netzdienlichkeit von Flexibilitäten

Von Netzdienlichkeit wird gesprochen, wenn elektrische Anlagen – unabhängig davon, ob es sich um Erzeuger, Verbraucher und/oder Speicher handelt – in der Lage sind, lokale oder regionale Netzengpässe zu vermeiden und den Ausbaubedarf der Netzinfrastruktur zu reduzieren. Netzdienliche Anlagen tragen somit dazu bei, bestehende Netzkapazitäten effizienter zu nutzen und kritische Betriebssituationen im Netz zu entschärfen. Voraussetzung dafür ist, dass die potenziell kritische Netzzustände erkannt und situationsangepasst darauf reagieren kann. Eine Anlage verhält sich dann netzdienlich, wenn sie die Auslastung des Stromnetzes nicht nur nicht erhöht, sondern diese sogar reduziert. Ein Beispiel hierfür ist ein Speicher, der im Sommer bei hoher Einspeisung aus Photovoltaikanlagen überschüssige Energie aufnimmt und diese zu den Tagesrandzeiten wieder an das Netz abgibt, wenn ein höherer Strombezug besteht.

Damit eine Anlage solche Zustände identifizieren kann, ist es notwendig, dass sie über Informationen zum lokalen Netzzustand verfügt oder entsprechende Vorgaben des Netzbetreibers berücksichtigt. Die Vermeidung kritischer Netzsituationen erfordert in der Regel eine aktive Steuerung der Anlage, mit denen Spannungsbandverletzungen, Überlastungen oder ungünstige Last- und Einspeisesituationen gezielt beeinflusst werden können. Dabei grenzt sich die Netzdienlichkeit klar von der

Netzfrendlichkeit ab. Denn die Netzfrendlichkeit beschreibt ein Verhalten von elektrischen Anlagen, welches das Stromnetz unterstützt oder zumindest nicht zusätzlich belastet, ohne dabei zwingend auf konkrete Netzengpässe oder betriebliche Anforderungen des Netzbetreibers ausgerichtet zu sein, sprich kein aktives Steuersignal. (Smartgrids, n.d.)

Im Unterschied zur Systemdienlichkeit, die den stabilen Betrieb des gesamten Energiesystems adressiert und häufig standortunabhängig wirkt, ist Netzdienlichkeit stets standort- und netzbezogen und entfaltet ihren Nutzen unmittelbar im jeweiligen Netzabschnitt.

Die Bewertung der Netzdienlichkeit erfordert eine ganzheitliche, netzspezifische Betrachtung, da der Nutzen stark von Topologie, Auslastung und Betriebszustand des Netzes abhängt. Neben monetären Kriterien wie vermiedenen oder verschobenen Netzausbaukosten sollten in der Praxis multikriterielle Bewertungsansätze angewendet werden. Diese berücksichtigen zusätzlich technische Wirksamkeit, betriebliche Auswirkungen (Betriebsführung, Redundanz), Umsetzungsdauer sowie die Integration in bestehende Netz- und Steuerungskonzepte. Voraussetzung für eine Anerkennung netzdienlicher Maßnahmen ist dabei in der Regel die klare Definition des Bedarfs durch den Netzbetreiber sowie die nachweisliche Kosten- oder Risikoentlastung im Vergleich zu konventionellen Netzausbaulösungen.

Bewertung der Systemdienlichkeit von Flexibilitätsmaßnahmen

Systemdienlichkeit von Flexibilitätsmaßnahmen beschreibt ihren Beitrag zu einem stabilen, effizienten und kostengünstigen Betrieb des Stromsystems. Dabei umfasst Systemdienlichkeit nicht nur technische oder netzbezogene Eingriffe, sondern auch marktorientierte Betriebsweisen, sofern diese dazu beitragen, Knappheiten auszugleichen, Überschüsse sinnvoll zu nutzen und Gesamtsystemkosten zu reduzieren. Ein marktbasiert gesteuerter Einsatz von Flexibilität, etwa durch die Teilnahme an Strom- und Regelenergiemärkten oder durch die Nutzung von Preisunterschieden zwischen Zeiten niedriger und hoher Strompreise, wirkt systemdienlich, weil Preissignale reale Zustände im Stromsystem widerspiegeln. Sie zeigen an, wann Strom im Überfluss vorhanden ist und wann er knapp wird. Flexibilitätsoptionen wie Energiespeicher reagieren auf diese Signale, indem sie Strom in Überschussphasen aufnehmen und in Zeiten erhöhter Nachfrage wieder bereitstellen.

Ein solcher wirtschaftlich optimierter Betrieb führt nicht nur zu Erlösen für die Betreiber, sondern auch zu positiven Effekten für das Gesamtsystem. Last- und Preisspitzen werden geglättet, extreme Knappheitssituationen abgeschwächt und der Einsatz kostenintensiver Spitzen- oder Reservekapazitäten reduziert. Dadurch lassen sich Gesamtsystemkosten senken oder vermeiden, was die Effizienz des Stromsystems insgesamt erhöht.

Zugleich ist systemdienlich eingesetzte Flexibilität ein zentraler Baustein für die Integration erneuerbarer Energien. Erst durch den Einsatz von kurz-, mittel- und langfristigen Speichern können die aus Wind- und Sonnenenergie verfügbaren Strommengen zeitlich verschoben und weitgehend genutzt werden, ohne dass es zu Abregelungen kommt. Flexibilität trägt damit wesentlich dazu bei, erneuerbare Erzeugung systemverträglich in das Stromsystem einzubinden.

Insgesamt zeigt sich, dass Systemdienlichkeit ein zentrales Ausgestaltungsmerkmal von Flexibilitätsmaßnahmen ist. Ein systemdienlich gesteuerter Einsatz von Flexibilitätsmaßnahmen trägt entscheidend zur Kosteneffizienz, Stabilität und Integrationsfähigkeit des Stromsystems bei und bildet damit eine zentrale Grundlage für dessen zukunftsfähige Weiterentwicklung.

Bewertung der Nachhaltigkeit von Flexibilitätsmaßnahmen

Die Nachhaltigkeitsbewertung von Flexibilitätsmaßnahmen erfolgt anhand der bereits beschriebenen ökologischen und sozialen Kriterien. Im Fokus stehen insbesondere Ressourceneinsatz, Emissionswirkungen, Flächenbedarf, Auswirkungen auf Umwelt und Gesellschaft sowie langfristige soziale und wirtschaftliche Effekte.

4.2 BESCHREIBUNG UND BEWERTUNG AUSGEWÄHLTER FLEXIBILITÄTSMÄßNAHMEN

Speicher: Pumpspeicher & Batteriespeicher

Pumpspeicherkraftwerke tragen wesentlich zur Stabilisierung des Energiesystems bei. Ein Aspekt, der im Kontext eines erneuerbaren Energiesystems zunehmend an Bedeutung gewinnt. Gleichzeitig sind sie jedoch mit erheblichen Eingriffen in Natur- und Biodiversität verbunden. Insbesondere Beckenbau, Flächenverbrauch und Veränderungen lokaler Wasserhaushalte können ökologische Auswirkungen verursachen.

Batteriespeicher leisten ebenfalls einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsystems und ermöglichen die Integration volatiler erneuerbarer Energien. Die Nachhaltigkeitsbewertung hängt jedoch stark von der verwendeten Batterietechnologie, der Rohstoffgewinnung und den Recyclingprozessen ab.

Aus Nachhaltigkeitssicht sind Pumpspeicher aufgrund ihrer langen Lebensdauer, hohen Effizienz und ihres Beitrags zur Integration erneuerbarer Energien grundsätzlich positiv zu bewerten. Kritisch sind jedoch Eingriffe in Ökosysteme und Biodiversität. Batteriespeicher leisten insbesondere Beiträge zur CO₂e Reduktion, da erneuerbare Energien in Lastspitzen gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt genutzt werden können. Negativ wirken sich jedoch der hohe Ressourcenbedarf, heikle Rohstofflieferketten sowie energieintensive Produktionsprozesse aus. Verbesserte Recyclingverfahren und alternative Batterietechnologien könnten die Nachhaltigkeitsbilanz zukünftig deutlich verbessern.

Heiz- und Kühlprozesse als Flexibilität

Flexible Heiz- und Kühlprozesse nutzen bestehende thermische Speicherpotenziale in Gebäuden und Industrieanlagen. Dadurch kann Stromverbrauch gezielt in Zeiten hoher erneuerbarer Stromerzeugung verschoben werden.

Ein großer Vorteil im Kontext der Nachhaltigkeit ist, dass bereits bestehende Ressourcen genutzt werden können. Gleichzeitig können Treibhausgasmissionen reduziert sowie Energie- und Netzkosten gesenkt werden. Aufgrund der hohen Effizienz und geringen Umweltbelastung ist diese Maßnahme als besonders positiv zu bewerten.

Kapazitätsbegrenzungsverträge

Kapazitätsbegrenzungsverträge ermöglichen eine effizientere Nutzung bestehender Netzinfrastruktur und reduzieren den Bedarf an kurzfristigem Netzausbau.

Aus Nachhaltigkeitssicht sind Kapazitätsbegrenzungsverträge positiv zu bewerten, da sie Ressourcenverbrauch, Flächenbedarf und Umweltwirkungen durch vermiedenen Netzausbau

reduzieren. Gleichzeitig unterstützen sie die Integration erneuerbarer Energien und stärken die Versorgungssicherheit.

Spitzenkappung

Spitzenkappung reduziert Einspeisespitzen erneuerbarer Energieanlagen und entlastet dadurch lokale Netzbereiche.

Die Nachhaltigkeitswirkung hängt stark von der Umsetzung ab. Dynamische Spitzenkappung ist ökologisch günstiger, da nur bei tatsächlichen Netzengpässen eingegriffen wird. Statische Spitzenkappung führt hingegen dauerhaft zu Energieverlusten und reduziert die Nutzung erneuerbarer Erzeugung. Positiv wirkt sich die mögliche Reduktion des Netzausbaubedarfs aus.

Flexible Netztarife

Flexible Netztarife schaffen Anreize, Stromverbrauch zeitlich an erneuerbare Erzeugung und Netzsituation anzupassen.

Aus Nachhaltigkeitssicht sind flexible Netztarife positiv zu bewerten, da sie erneuerbare Energien besser integrieren und Treibhausgasemissionen reduzieren können. Zudem unterstützen sie die Nutzung bestehender Infrastruktur und verringern den Bedarf an zusätzlichem Netzausbau. Dies ist insbesondere im Kontext des Ressourcenverbrauchs positiv hervorzuheben. Sozial nachhaltig sind sie jedoch erst dann, wenn die Tarifgestaltung transparent und fair erfolgt.

Flexible Netzanschlussverträge

Flexible Netzanschlussverträge ermöglichen die schnellere Integration neuer Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen trotz begrenzter Netzkapazitäten.

Nachhaltig wirken flexible Netzanschlussverträge vor allem durch die effizientere Nutzung bestehender Netze und die raschere Integration erneuerbarer Energien. Dabei können Ressourcen und Kosten für kurzfristigen Netzausbau eingespart werden. Für eine langfristig positive soziale Wirkung sind transparente und nachvollziehbare Regeln besonders relevant.

Tabelle 2: Qualitative Bewertung der einzelnen Flexibilitätsmaßnahmen nach verschiedenen Kriterien

	Kosten	Nachhaltigkeit	Netzdienlichkeit	Systemdienlichkeit
Speicher	Sehr hoch	niedrig	hoch	hoch
Heiz-, Kühlprozesse	mittel	hoch	mittel	niedrig
Kapazitätsbegrenzungsverträge	mittel	hoch	hoch	mittel
Spitzenkappung	niedrig	mittel	niedrig	Niedrig
Flexible Netztarife	niedrig	hoch	mittel	mittel
Flexible Netzanschlussverträge	niedrig	hoch	hoch	niedrig

5 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Im Folgenden werden die Schlussfolgerungen zu den analysierten Flexibilitätsmaßnahmen erläutert.

Speicher

Insgesamt zeigt sich, dass Energiespeicher ein wesentliches Instrument zur effizienten Integration erneuerbarer Energien und zur Entlastung der Netzinfrastruktur darstellen. Die Kombination aus netzdienlichem und marktdienlichem Betrieb eröffnet dabei erhebliche volkswirtschaftliche Potenziale, insbesondere durch die Vermeidung bzw. zeitliche Verschiebung kostenintensiver Netzausbaumaßnahmen.

Gleichzeitig besteht weiterhin Klärungsbedarf hinsichtlich der konkreten regulatorischen Rahmenbedingungen, insbesondere im Hinblick auf die zulässige Ausgestaltung der Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern und Drittanbietern. Diese sind final durch die E-Control zu präzisieren.

Darüber hinaus ist es erforderlich, praktische Erfahrungen mit multimodalen Betriebsmodellen zu sammeln, um das Zusammenspiel von Netz- und Marktfunktionalitäten unter realen Bedingungen zu validieren, Betriebsstrategien zu optimieren und regulatorische Vorgaben evidenzbasiert weiterzuentwickeln.

Heiz-und Kühlprozesse

Um die Netzstabilität zu erhöhen und den Ausbau erneuerbarer Energien effizient zu unterstützen, sollten flexible thermische Verbraucher gezielt in das Lastmanagement integriert werden. Netzbetreiber und Energieversorger sind angehalten, bestehende Tarifmodelle und Schaltstrategien, insbesondere für unterbrechbare Lasten wie Warmwasserboiler an die veränderten Erzeugungsstrukturen anzupassen. Statt einer pauschalen Nachtverlagerung des Verbrauchs sollten zeitvariable, netzdienliche Tarife implementiert werden, die Lastverschiebungen in Tageslasttäler und in Phasen hoher erneuerbarer Einspeisung ermöglichen.

Betreiber von Industrieanlagen und Gebäuden sollten systematisch prüfen, welche Heiz-, Kühl- und Prozesswärmeanwendungen aufgrund ihrer Speicherfähigkeit, Steuerbarkeit und betrieblichen Toleranzen für Flexibilitätsmaßnahmen geeignet sind. Durch gezieltes Peak Shaving können sowohl Netzentgelte reduziert als auch Investitionen in Netzausbau vermieden werden.

Langfristig ist der Ausbau intelligenter, prognosebasierter Steuerungssysteme mit digitalen Schnittstellen zwischen Netzbetreiber und Kundenanlage erforderlich. Diese ermöglichen eine dynamische, bedarfsorientierte Laststeuerung und erschließen das volle Potenzial thermischer Flexibilität als kostengünstige, ressourcenschonende und nachhaltige Alternative zu elektrischen Großspeichern.

Kapazitätsbegrenzungsverträge

Vertraglich vereinbarte Leistungsbegrenzungen in Bezugs- und Einspeiserichtung ermöglichen eine gezielte Reduktion von Netzspitzen und tragen somit zur Entlastung des Stromnetzes bei. Diese Maßnahme kann zumindest vorübergehend eine wirtschaftliche Alternative zum Netzausbau darstellen. Während Netzbetreiber von einem geringeren Netzausbaubedarf profitieren, erhalten

Kunden eine entsprechende finanzielle Entschädigung. Die im Voraus festgelegten Vertragsbedingungen gewährleisten zudem eine hohe Planbarkeit und Steuerbarkeit des Systems.

Spitzenkappung

Spitzenkappung stellt ein wirksames Instrument zur kurzfristigen Reduktion von Netzbelastungen dar und leistet damit einen Beitrag zur effizienteren Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur. Die gezielte Begrenzung von Last- oder Einspeisespitzen geht jedoch zwangsläufig mit Energieverlusten durch Abregelung einher und entfaltet für sich genommen nur einen begrenzten systemischen Nutzen. Insbesondere statische Formen der Spitzenkappung führen zu dauerhaften Einspeisebeschränkungen, unabhängig von der tatsächlichen Netzsituation, und weisen daher sowohl aus ökologischer als auch aus ökonomischer Sicht des Anlagenbetreibers eine geringere Nachhaltigkeit auf.

Um den systemischen Nutzen zu erhöhen, ist die dynamische Spitzenkappung der statischen vorzuziehen. Durch ihre netzzustandsabhängige und zeitlich begrenzte Anwendung wird die Abregelung auf tatsächlich notwendige Situationen beschränkt, wodurch Energieverluste minimiert und erneuerbare Erzeugung geringfügig besser genutzt werden kann. In dieser Ausgestaltung kann Spitzenkappung dazu beitragen, Netzengpässe effizient zu adressieren, Netzausbaukosten zu reduzieren und gleichzeitig ökologische sowie soziale Nachhaltigkeitsziele zu unterstützen. Voraussetzung dafür sind transparente Regeln, eine zielgerichtete Anwendung und eine faire Lastenverteilung zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern. Denn die dynamische Spitzenkappung führt bei Netzbetreibern auch zu einem größeren Aufwand hinsichtlich Prognosen, der Netzzustandsermittlung sowie der Kommunikation mit den einzelnen Anlagen.

Flexible Netztarife

Flexible Netztarife setzen wirtschaftliche Anreize für ein netz- und systemdienliches Verhalten der Kunden. Ihre Wirksamkeit hängt stark von der Reaktionsfähigkeit und Sensibilität der Verbraucher ab, bietet aber ein hohes und kostengünstiges Potenzial für systemdienliche Effekte. Da regulatorische Rahmenbedingungen bereits vorhanden sind, gelten flexible Netztarife als kostengünstige und rasch umsetzbare Flexibilitätsmaßnahme.

Flexible Netzanschlussverträge

Flexible Netzanschlussverträge ermöglichen eine effizientere Netzauslastung, indem Anschlussleistungen situativ angepasst werden. Sie sind insbesondere aus Netz- und Systemsicht sehr wirksam und können den Netzausbaubedarf reduzieren.

6 HANDLUNGSEMPFEHLUNG

Um den Anforderungen der Energiewende sowie den daraus resultierenden Auswirkungen – insbesondere durch die zunehmende Elektrifizierung und Dekarbonisierung in den Bereichen Industrie und Verkehr sowie den steigenden Anteil dezentraler erneuerbarer Erzeugung – gerecht zu werden, sind neben dem klassischen Netzausbau zusätzliche Maßnahmen erforderlich. Andernfalls wäre ein unverhältnismäßig hoher Netzausbau mit entsprechendem Kostenaufwand notwendig.

Flexibilitätsmaßnahmen bieten dabei den wesentlichen Vorteil, das bestehende Stromnetz effizienter auszunutzen. Eine einzelne Flexibilitätsmaßnahme wird dabei nicht ausreichen. Vielmehr ist eine Kombination aus mehreren Maßnahmen erforderlich. Flexibilitätsmaßnahmen stellen dabei keine Alternative zum Netzausbau, sondern eine ergänzende Maßnahme dar. Ohne zusätzlichen Netzausbau wird die Energiewende nicht umsetzbar sein. Flexibilitätsmaßnahmen bieten die Möglichkeit das bestehende Netz effizienter zu nutzen und einzelne Leistungsspitzen im Netz zu reduzieren und die Jahresdauerlinie zu glätten. Eine Auslegung des Stromnetzes auf lediglich vereinzelt und kurzfristig auftretende Leistungsspitzen ist nicht zielführend, da diese mit unverhältnismäßig hohen Kosten verbunden wäre.

Vor diesem Hintergrund zeigt die Analyse der im Bericht betrachteten Flexibilisierungsansätze, dass der effiziente Einsatz von Flexibilität einen zunehmend verbindlichen Charakter erhält. Der gesetzliche Rahmen – insbesondere das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) – verpflichtet Netzbetreiber dazu, Flexibilitäten einzusetzen, sofern diese im Vergleich zu klassischen Netzausbaumaßnahmen kosteneffizient sind. Diese Vorgabe ist grundsätzlich positiv zu bewerten, da sie den Fokus von rein investitionsgetriebenen Lösungen hin zu einer wirtschaftlich und systemisch optimierten Netznutzung verschiebt und Flexibilität zu einem festen Bestandteil moderner Netzplanung und Betriebsführung macht.

Der Einsatz von Flexibilitäten ist zwar rechtlich gefordert, wird aus Sicht der Netzbetreiber bislang nur unzureichend regulatorisch incentiviert. Insbesondere explizite, marktbasierte Flexibilitätslösungen verursachen laufende Betriebskosten (OPEX), deren Anerkennung im Regulierungsrahmen weniger planbar und zeitlich verzögert erfolgt. Demgegenüber sind klassische Netzausbaumaßnahmen als CAPEX-Investitionen regulatorisch einfacher, langfristig abgesichert und mit geringeren finanziellen Risiken verbunden. Dadurch entsteht ein Anreizgefälle, obwohl Flexibilitäten aus volkswirtschaftlicher Sicht häufig die effizientere Lösung darstellen würden. Eine stärkere Angleichung der regulatorischen Behandlung von investitions- und betriebsbasierten Maßnahmen erscheint daher notwendig.

Für einen wirtschaftlich effizienten Flexibilitätseinsatz ist zudem eine klare Priorisierung der verfügbaren Instrumente entscheidend. Grundsätzlich sollten zunächst implizite Flexibilität, tarif- und preisbasierte Anreize sowie technische Anschluss- und Betriebsanforderungen, die ohne direkte Vergütung wirksam werden. Erst wenn diese Potenziale ausgeschöpft sind, sollten kostenintensivere, explizit beschaffte Flexibilitätsleistungen – etwa vertraglich gebundene Speicher oder kapazitätsbasierte Flexibilitätsprodukte – zum Einsatz kommen. Dieses Vorgehen stellt sicher, dass Flexibilität verursachungsgerecht, effizient und im Interesse aller Netznutzer eingesetzt wird.

Insgesamt ist Flexibilität damit nicht als Ersatz, sondern als notwendige und kosteneffiziente Ergänzung zum klassischen Netzausbau zu verstehen. Durch die kombinierte Anwendung technischer,

vertraglicher und marktlicher Instrumente kann der Netzausbau gezielter, zeitlich gestreckt und volkswirtschaftlich optimiert erfolgen. Voraussetzung dafür sind klare rechtliche Vorgaben, transparente Bewertungsmethoden und ein regulatorischer Rahmen, der den effizienten Einsatz von Flexibilität nicht nur fordert, sondern auch aktiv unterstützt.

7 LITERATURVERZEICHNIS

AIT, (2017). Projekt LEAFS – Integration of Loads and Electric Storage Systems into Advanced Flexibility Schemes for LV Networks

Affeldt, J. (2025). Überbauen statt warten – Flexible Netzanschlussvereinbarungen als Weg zum zügigen Netzzugang. Dombert Rechtsanwälte. <https://dombert.de/ueberbauen-statt-warten-flexible-netzanschlussvereinbarungen-als-weg-zum-zuegigen-netzzugang/>

Austrian Power Grid, Bundesverband Photovoltaic Austria, Technische Universität Graz, & d-fine. (2025). Flexibilitäts- und Speicherbedarf im österreichischen Energiesystem. https://pvaustria.at/wp-content/uploads/Flexibilitaets_und_Speicherbedarf_im_AT_Energiesystem_APG_PV-Austria_TU-Graz_d-fine.pdf

Baumann, M. (2016). Nachhaltigkeitsanalyse von Energiespeichern für die Energiewende. Karlsruher Institut für Technologie (KIT) / Helmholtz-Gemeinschaft. <https://www.helmholtz.de/forschung/forschungsbereiche/energie/energie-system-2050/informationen/ausblick/nachhaltigkeitsanalyse-von-energiespeichern-fuer-die-energiewende/>

Berg, P. (2025). *Flexible Netzanschlussvereinbarungen – Ein Mittel zur Beschleunigung der Energiewende?* LEITFELD Rechtsanwälte. <https://www.leitfeld-recht.de/de/meldung/46/flexible-netzanschlussvereinbarungen-%E2%80%93-ein-mittel-zur>

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2022). *Synthesebericht 1: Flexibilitätpotenziale und Sektorkopplung*. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Sinteg/synthesebericht-1-flexibilitaetpotenziale-und-sektorkopplung.html>

Bundesnetzagentur. (n.d.). *Flexibilität im Stromversorgungssystem*. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/VerteilerNetz/Flexibilitaet/start.html>

Bühner, P. (2025). Einsatz von netzdienlichen Energiespeichern im Verteilnetz, Bayernwerk Netz, E-World-Speicher

Creutzig, F., et al. (2023). *Demand, services and social aspects of mitigation*. In Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), *AR6 Working Group III Report: Mitigation of Climate Change*, Chapter 5. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/chapter/chapter-5/>

Deutscher Bundestag. (2019). Nachhaltigkeit in der Elektromobilität: Ökologische und soziale Aspekte der Speicherbatterien (WD 8 – 3000 – 081/19). Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages. <https://www.bundestag.de/resource/blob/813478/29e75079eee43a9c948a64c59921688e/WD-8-081-19-pdf.pdf>

DKE. (2023). *Smart Grid: Intelligentes Stromnetz für die Energiewende*. <https://www.dke.de/de/arbeitsfelder/energy/smart-grid>

Dronne, T., Roques, F., & Saguan, M. (2021). *Local flexibility markets for distribution network congestion management in Center-Western Europe: Which design for which needs?* *Energies*, 14(14), 4113. <https://doi.org/10.3390/en14144113>

E-Contro. (2025). *Smarte Energiewende (Flexibilität)*. <https://www.e-control.at/taetigkeitsbericht-2025-online/smart-energie-wende>

E-Control. (2021). *Flexibilitätsstudie – Kurzbericht (Flexibilitätsangebot und -nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/2030)*. https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/20211125_Flexibilitaetsstudie_Kurzbericht_DE.pdf

Energy Agency Austria. (n.d.). *Flexibility in the System*. <https://www.energyagency.at/en/challenges/flexibility-in-the-system>

E-Control. (n.d.). *Die Netztarife*. Abrufbar unter: <https://www.e-control.at/konsumenten/die-netztarife>

Energy Innovation Austria. (n.d.). *Flexible Tarife*. <https://www.energy-innovation-austria.at/article/flexible-tarife/>

EM-Power Europe. (2025). *Flexible grid connection contracts – More renewables, less grid congestion?* Trend Paper. <https://www.em-power.eu/trend-paper/flexible-grid-connection-contracts>

EnBW. (2025). *Was sind Smart Grids?* <https://www.enbw.com/unternehmen/themen/netze/smart-grid.html>

Energy Agency Austria. (n.d.). *Flexibility in the System*. <https://www.energyagency.at/en/challenges/flexibility-in-the-system>

Enit. (2026). *Use Case: Spitzenlast reduzieren*. Von <https://enit.io/de/wissen/knowledgebase/spitzenlast-lastmanagement> abgerufen

Fanta, S., Ortmann, P., Iglar, B., Monsberger, C., Esterl, T., Brunner, H. (2026). *Zwischen Anreizregulierung und Flexibilitätsbedarf: Implikationen für Österreichische Verteilernetzbetreiber*. 19. Symposium Energieinnovation

Fischer, M., Herceg, S., & Weiß, K.-A. (o. D.). *Ganzheitliche Nachhaltigkeitsbewertung von Heizungssystemen in Wohngebäuden: Ansatz, Datenbedarf und Einbindung einer dynamischen Strommixentwicklung*. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE. <https://publica.fraunhofer.de/bitstreams/2ac4b75b-390b-494f-9b94-72e9d6d29fc6/download>

Fraunhofer-Gesellschaft. (2025). *Die Rolle elektrochemischer Speicher im Energiesystem der Zukunft (Deep Dive Batterien)*. <https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/ueber-fraunhofer/wissenschaftspolitik/btw2025/Deep%20Dive%20Batterien.pdf>

Fraunhofer-Institut für Bauphysik. (n.d.). *Räume kühlen durch Nutzung von Heizsystemen*. <https://www.ibp.fraunhofer.de/de/kompetenzen/hygrothermik/aktuelle-forschungsthemen/kuehlen-mit-heizsystemen.html>

GOPACS. (2026). Capacity Limiting Contract (CBC). Von <https://www.gopacs.eu/en/glossary/capacity-limiting-contract/> abgerufen

Habte, B. T., Dafalla, A. M. (2024). "Lifecycle Analysis of Battery Storage Technologies: Environmental and Economic Perspectives", *Energy Environment & Economy*, 3(1),1-8,10186

Heinrich, C., Ziras, C., Jensen, T. V., Bindner, H. W., & Kazempour, J. (2022). *A local flexibility market mechanism with capacity limitation services*. *Energy Policy*, 156, 112335. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112335>

Hennig, R. J., de Vries, L. J., & Tindemans, S. H. (2024). *Risk vs. restriction: An investigation of capacity-limitation based congestion management in electric distribution grids*. *Energy Policy*, 186, 113976. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113976>

Interconnector GmbH. (n.d.). *Peak Shaving – Lastspitzenkappung einfach erklärt*. <https://www.interconnector.de/wissen/peak-shaving>

Jorge A Llamas-Orozco, Fanran Meng, Gavin S Walker, Amir F N Abdul-Manan, Heather L MacLean, I Daniel Posen, Jon McKechnie, Estimating the environmental impacts of global lithium-ion battery supply chain: A temporal, geographical, and technological perspective, *PNAS Nexus*, Volume 2, Issue 11, November 2023, pga361, <https://doi.org/10.1093/pnasnexus/pgad361>

Kalt, G., Kaiser, S., Haber, A. (2026). Systemdienlichkeit „im Elektrizitätswirtschaftsgesetz“. 19. Symposium Energieinnovation

Mastrucci, A., Boza-Kiss, B. & van Ruijven, B. Towards net-zero emissions in global residential heating and cooling: a global scenario analysis. *Climatic Change* 178, 85 (2025). <https://doi.org/10.1007/s10584-025-03923-6>

Mirzaei Alavijeh, N., Steen, D., Le, A. T., & Nyström, S. (2024). *Capacity limitation based local flexibility market for congestion management in distribution networks: Design and challenges*. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 156, 109742. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109742>

Next Kraftwerke. (n.d.). *Lastmanagement zur Stabilisierung des Stromnetzes*. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/lastmanagement>

Oesterreichs Energie. (2026). Stromstrategie 2040. <https://oesterreichsenergie.at/standpunkte/stromstrategie>

Regnery, J. (2026). *The power of energy demand management to build a sustainable, resilient future*. World Economic Forum. <https://www.weforum.org/stories/2026/01/energy-demand-management-sustainable-resilient-future/>

Sankar, T.K., Abhilash & Meshram, P. Environmental Impact Assessment in the Entire Life Cycle of Lithium-Ion Batteries. *Reviews Env.Contamination (formerly:Residue Reviews)* **262**, 5 (2024). <https://doi.org/10.1007/s44169-023-00054-w>

Sankar, T. K. (2024). *Lifecycle environmental impacts of hydropower and pumped storage systems*. In *Environmental Impact Assessment Studies*.

Schiller, S. R. (o. D.). *Demand side energy management*. Lawrence Berkeley National Laboratory. https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/updated_demand_side_energy_management_schiller_session_1-4-1.pdf

Schröder, C. (2023). Wert von Flexibilitäten aus Sicht der Verteilnetze. [Wert von Flexibilitäten aus Sicht der Verteilnetze | VSE](#)

Siemens. Bergische Universität Wuppertal (2026). Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze, Neue Energie aus Wuppertal

Smartgrids. (n.d.). <https://www.smartgrids.at/kernthemen/netz--und-systemdienlichkeit/>

Song, J., Cui, G., Han, Y. *et al.* Review on environmental impacts of various types of power batteries using LCA. *Environ Dev Sustain* (2025). <https://doi.org/10.1007/s10668-025-06513-9>

TAB. (n.d.). *Herausforderung Change-Over-System*. https://www.tab.de/artikel/tab_herausforderung_change-over-system-3758418.html

TU Graz. (2025). *Speicher und Flexibilität sind Schlüssel zur Energiewende*. <https://www.tugraz.at/institute/iee/news-events/article/speicher-und-flexibilitaet-sind-schluessel-zur-energiewende>

van der Holst, B., Nguyen, P., Morren, J., & Kok, K. (2025). *Risk-aware congestion management with capacity limitation contracts and redispatch*. arXiv. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2509.15354>

van der Holst, B., Nguyen, P., Morren, J., & Kok, K. (2026). *Risk-aware congestion management with multiple flexibility instruments*. IEEE. <https://ieeexplore.ieee.org/document/11449420>

World Economic Forum. (2026). *The power of energy demand management to build a sustainable, resilient future*. <https://www.weforum.org/stories/2026/01/energy-demand-management-sustainable-resilient-future/>

8 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Operational Envelopes - zulässige Betriebsbereiche (Bühner, 2025).....	10
Abbildung 2: PQ-Diagramm eines Batteriespeichers (AIT. 2017).....	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Abbildung 3: Systematisierung der möglichen Kriterien bzw. Voraussetzungen für „systemdienlichen Betrieb“ (Kalt, 2026).....	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Abbildung 4: Lastverlauf ohne Peak Shaving (Enit, 2026)	19
Abbildung 5: Lastverlauf mit Peak Shaving (Enit, 2026).....	19
Abbildung 6: Beispielhafter 10 kV Abgang mit Wohnhausanlagen inkl. Boilerheizungen (Wels Strom GmbH, 2026)	21
Abbildung 7: Einfluss der Spitzenkappung auf die jährlich abgeregelte Energie (Siemens, 2017)	28

ÜBER DEN WORLD ENERGY COUNCIL AUSTRIA

Der World Energy Council Austria ist das **österreichische Nationalkomitee des World Energy Council** und **Gründungsmitglied** der internationalen Mutterorganisation. Der World Energy Council und damit der World Energy Council Austria feierten im Jahr **2023** ihren **100. Geburtstag**. Der Sitz der Mutterorganisation befindet sich in London, der Sitz der österreichischen Organisation seit Beginn der Aktivitäten an in Wien. Die Tätigkeiten orientieren sich bzw. gliedern sich in die Aktivitäten der Mutterorganisation ein. Dabei gilt jedoch immer ein von den Mitgliedsorganisationen gesetzter individueller und bedarfsorientierter Fokus. Mit einem engagierten Team und einem starken Netzwerk konnte der WEC Austria seine Aktivitäten gerade in den letzten Jahren weiter ausbauen und Sichtbarkeit gewinnen. Eine Besonderheit des WEC Austria ist die durch den Sitz in **Wien** bedingte enge Beziehung zu einer **Vielzahl internationaler Organisationen**, zu denen über den Vienna Energy Club formelle Beziehungen etabliert werden konnten.

In Österreich sind maßgebende Unternehmen, Organisationen und Verbände Mitglied. Die nationale Organisation unterstützt **globale, nationale und regionale Energieinitiativen** durch hochkarätige **Veranstaltungen**, wissenschaftliche Studien und Ausarbeitungen über die aktuelle Energiesituation im Konnex mit den europäischen und globalen Herausforderungen. Dialoge unter den Mitgliedsorganisationen und die Förderung von **Young Energy Professionals (YEP)** sind ein wesentlicher Bestandteil.

Der **Nutzen für Mitglieder** liegt vor allem in dem breiten Portfolio von Aktivitäten des World Energy Council Austria:

1. Sicherung des Zuganges zu den Studien, Ausarbeitungen und Veranstaltungen des World Energy Council, der **einzigen weltweiten Nicht-Regierungsorganisation im Bereich Energie**.
2. Bereitstellung des **globalen Netzwerkes** für nationale und internationale energiewirtschaftliche Fragestellungen.
3. Möglichkeit der unmittelbaren **aktiven Teilnahme** an den energiewirtschaftlichen **Arbeiten des World Energy Council** und damit an der aktiven Mitgestaltung von langfristigen strategischen Zielen der **Energie-transformation**.
4. Behandlung aktueller Fragen der Energiewirtschaft in den eigenen **Gremien**, in öffentlichen **Veranstaltungen** sowie durch **Veröffentlichungen** und damit Verbreitung von Fachwissen sowie Meinungsbildung in energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Fragen.
5. **Plattform** für auf Konsens aufgebaute Informations- und Lobbying Arbeit.

Impressum

Eigentümer (Medieninhaber) und Verleger:

World Energy Council Austria (WEC Austria)
A-1040 Wien, Brahmsplatz 3

Tel.: +43-(0)1-5046986

Fax.: +43-(0)1-5047186

Mail: office@wec-austria.at

Webseite: www.wec-austria.at

Druck: Eigenvervielfältigung

© Copyright 2026 by WEC Austria

