

Netzdienliche PV der Zukunft

Problemanalyse, Handlungsoptionen, Argumentarium und Botschaften für Netzbetreiber

Endbericht

Verfasst von: Heimo Bürbaumer (Projektleiter), Bernhard Felber, Christian Furtwängler, Günter Pauritsch, Michael Rohrer, Corina Schwarz
Österreichische Energieagentur

Beauftragt von: Österreichs Energie

Ort, Datum: Wien, 25.11.2024

Impressum

Herausgeberin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, FB 413091

Mariahilfer Straße 136, 1150 Wien

Telefon: +43 1 586 15 24, Fax-Durchwahl 340, office@energyagency.at, energyagency.at

Für den Inhalt verantwortlich: DI Franz Angerer | Gesamtleitung: DI Dr. Heimo Bürbaumer

Lektorat: Marion Rollings | Layout: DI Dr. Heimo Bürbaumer

Herstellerin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency | Verlagsort und Herstellungsort: Wien

Gedruckt auf chlorfrei gebleichtem Papier.

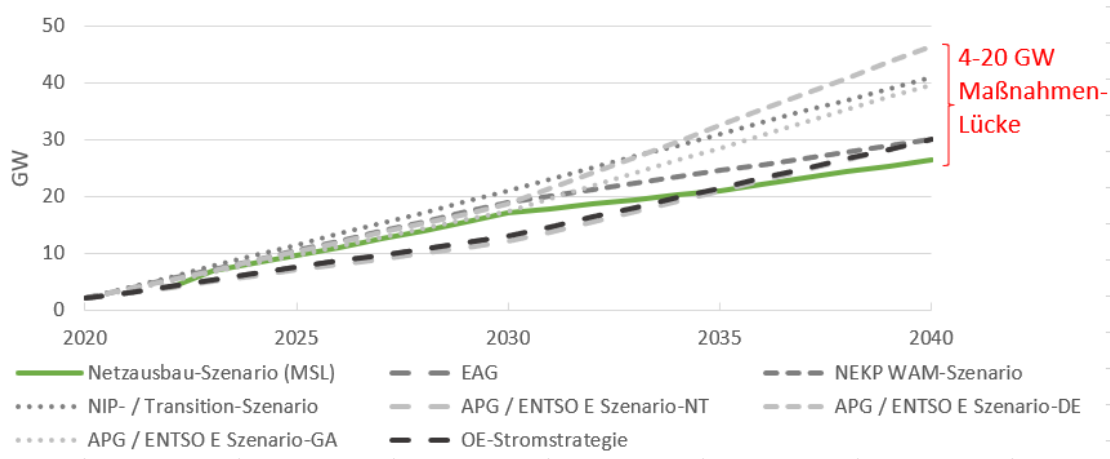
Nachdruck nur auszugsweise und mit genauer Quellenangabe gestattet.

Die Österreichische Energieagentur GmbH hat die Inhalte der vorliegenden Publikation mit größter Sorgfalt recherchiert und dokumentiert. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte können wir jedoch keine Gewähr übernehmen.

Executive Summary

Um Österreichs Klima- und Energieziele zu erreichen, ist eine umfassende Umgestaltung des gesamten Energie- und Wirtschaftssystems in Richtung der Nutzung erneuerbarer Energieträger und eine Erhöhung der Energieeffizienz erforderlich. Die Stromstrategie von Oesterreichs Energie geht davon aus, dass der Strombedarf in Österreich bis 2040 nahezu 140 TWh/a erreichen wird, aufgrund der Volatilität der Erneuerbaren wird sich die installierte Leistung der Erzeugungsanlagen bis dahin verdreifachen. 30 GW an installierter Leistung und etwa 30 TWh/a Energie würden in diesem Szenario von Oesterreichs Energie im Jahr 2040 aus der Photovoltaik kommen.

Vergleicht man diesen erwarteten PV-Ausbau mit einem in dieser Analyse auf Basis der Einschätzungen der 14 größten Verteilernetzbetreiber hochgerechneten Netzausbauszenario mit unveränderten technischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, so ergibt sich für das Jahr 2040 eine Lücke von 4 GW. In den ambitioniertesten Ausbauszenarien von APG/ENTSO-E und ÖNIP ergibt sich für das Jahr 2040 sogar eine Lücke von 10 GW bis 20 GW an installierter Leistung.



Netzausbau (Baseline & Minimum-Szenario) vs. Erzeugungsszenarien Leistung, in GW; Quelle: [EAG 21], [NEKP 24], [APG 23], [OE 22] sowie eigene Erhebung und Hochrechnung

Vor dem Hintergrund dieser Herausforderungen für die Netzbetreiber wurden im Rahmen dieser Analyse die folgenden Fragestellungen bearbeitet: Wie kann die Lücke zwischen Netzausbau und PV-Zubau von 4 GW bis 20 GW je nach Szenario, die sich auf Basis der aggregierten Daten der Netzbetreiber bis 2040 ergibt, geschlossen werden? Wie sollten die Netzbetreiber vorgehen, um die Netze fit zu machen für die zu erwartenden netz wirksamen PV-Leistungen? Welche weiteren Handlungsoptionen haben die Netzbetreiber abseits des klassischen Netzausbaus? Was können andere Akteure am österreichischen Strommarkt zur Lösung beitragen?

Fazit I: Der zukünftige PV-Ausbau braucht das Zusammenspiel aller Akteure!

1. Netzbetreiber sollten den Netzausbau und die Digitalisierung weiter vorantreiben.

Neben einer integrierten Netzausbauplanung und einem beschleunigten Netzausbau kann auch die Netzkapazität bestehender Netze optimiert und die Netze intelligenter gemacht werden. Weiters können

zentrale Batteriespeicher den Netzausbau in Verteilernetzen unterstützen bzw. zumindest temporär vermeiden. Eine weitere Handlungsoption betrifft die Optimierung übergeordneter Stromtrassen im Übertragungsnetz, insbesondere in Ost-West-Richtung.

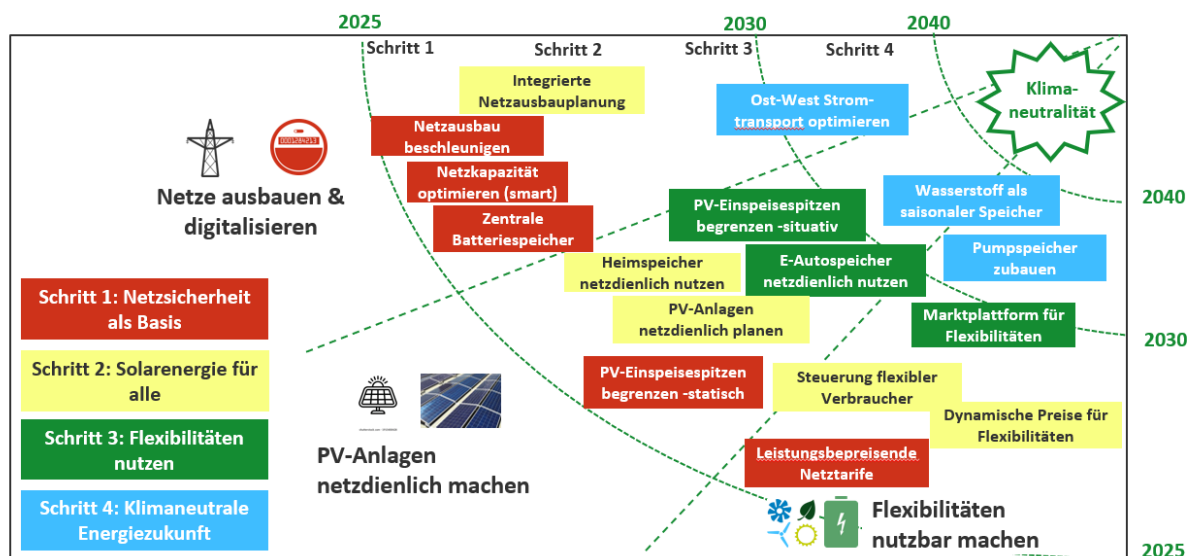
2. PV-Anlagenbetreiber müssen ihre Anlagen netzdienlich machen.

Anstatt das Problem nur auf der Netzseite zu lösen, muss auch auf der Seite des „Problemverursachers“ gehandelt werden. Es gibt einige Möglichkeiten, PV-Anlagen in Zukunft netzdienlich(er) zu machen. Eine vorgegebene Begrenzung der Einspeisespitzen und damit der Netzwirksamkeit einer PV-Anlage dient dazu. Bei Neuanlagen kann die Netzdienlichkeit schon bei der Planung oder nachträglich durch die sinnvolle Nutzung von Heim- oder E-Auto-Speichern erhöht werden. Dies ist systemisch oft günstiger, als nur auf netzseitige Maßnahmen zu setzen.

3. Flexibilitäten des gesamten Strommarktes nutzbar machen

Neben Netzen und PV-Anlagen gibt es weitere Akteure am Strommarkt, die helfen können, die zukünftige Lücke zwischen Netzausbau und PV-Zubau zu schließen. Verbraucher wie Wärmepumpen und E-Autos können intelligent gesteuert oder über dynamische Preise für Lastverschiebung genutzt werden. Über eine Marktplattform für Flexibilitäten sollen netzdienliche Flexibilitäten in Zukunft für Netzbetreiber abrufbar sein. Auch eine Neugestaltung der Netztarife kann das Verbraucherverhalten im Sinne der Netze positiv beeinflussen. Und zusätzliche Pumpspeicherkapazitäten können zukünftig als netzdienliche Flexibilitäten zur PV-Integration in Zukunft beitragen.

Die in dieser Analyse näher betrachteten 15 Handlungsoptionen wurden in der Folge in einer Roadmap zusammengefasst, die in zeitlicher Abfolge die prioritären Maßnahmen aufzeigt, um die bis 2040 notwendige PV-Netzintegration zu ermöglichen. Dazu wurden die Handlungsoptionen nach den Zeiten, ab denen sie eine wesentliche Wirkung entfalten können, sowie nach den drei Akteurskategorien „Netze ausbauen und digitalisieren“, „PV-Anlagen netzdienlich machen“ und „Flexibilitäten nutzbar machen“ geordnet.



Roadmap zur PV-Integration in die Netze mit den 15 Handlungsoptionen („PV-Einspeisespitzen begrenzen“ wird in Schritt 1 und 3 zu Teilen umgesetzt) in 3 Kategorien

Die PV-Integration in die Netze soll auf Basis dieser Roadmap in vier Schritten durchgeführt werden:

Schritt 1: Netzsicherheit als Basis

In einem ersten Schritt gilt es, die Netzsicherheit weiterhin in höchster Qualität zu gewährleisten. Dazu dienen bereits heute ein beschleunigter Netzausbau sowie eine kontinuierliche Optimierung der vorhandenen Netzkapazitäten. Kurzfristig könnte dies durch den zumindest temporären Einsatz von zentralen Batteriespeichern zur Netzstabilisierung unterstützt werden.

Fazit II: Der beschleunigte Netzausbau erfordert eine Regulierungswende im Einklang mit den Zielen der Energiewende.

Am 1.1.2024 hat die fünfte Regulierungsperiode für die Betreiber von Stromverteilernetzen begonnen. Die dafür festgelegte Regulierungssystematik versucht bereits, den durch die Energiewende veränderten Rahmenbedingungen für den Netzausbau und -umbau Rechnung zu tragen. Die Senkung der generellen Produktivitätsvorgabe von 0,95 Prozent auf 0,4 Prozent sowie die Berücksichtigung eines Innovationsbudgets in Höhe von 0,6% Prozent der beeinflussbaren Betriebskosten sind Schritte in die richtige Richtung, die aber noch deutlich verstärkt werden sollten.

Zusätzlich wäre es sinnvoll, die Rahmenbedingungen für die Erprobung einer Speicherbewirtschaftung für Netzbetreiber innerhalb der „Regulatory Sandboxes“ in technischer und tariflicher Hinsicht möglichst flexibel zu gestalten, damit die Praxistauglichkeit zentraler Energiespeicher genauer geprüft werden kann.

Weiters sollte im Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG) zügig regulatorisch umgesetzt werden, dass sowohl der Ausbau der erneuerbaren Energien als auch der Übertragungs- und Verteilernetzinfrastruktur im überwiegenden öffentlichen Interesse liegen. Diese Klarstellung würde die Grundlage dafür schaffen, dass Fragen des öffentlichen Interesses nicht mehr in einzelnen Genehmigungsverfahren behandelt und entschieden werden müssen, was einen wichtigen Beitrag zur Verfahrensbeschleunigung leisten würde.

Fazit III: Die Netzbetreiber benötigen zusätzliche Möglichkeiten zur Begrenzung der netzwirksamen Leistung von PV-Anlagen

Den Verteilernetzbetreibern sollte schnellstmöglich eine statische Begrenzung der maximalen netzwirksamen Leistung für neue PV-Anlagen gesetzlich zugestanden werden. Dies sollte im neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) mit der Möglichkeit einer statischen Begrenzung auf 70 % ohne zeitliche Limitierung definiert werden.

Um nicht genutzte, aber reservierte, Netzkapazitäten wieder freizubekommen und vertraglich vereinbarte Einspeiseleistungen umzuverteilen, sind folgende weitere Rechte für Netzbetreiber sinnvoll:

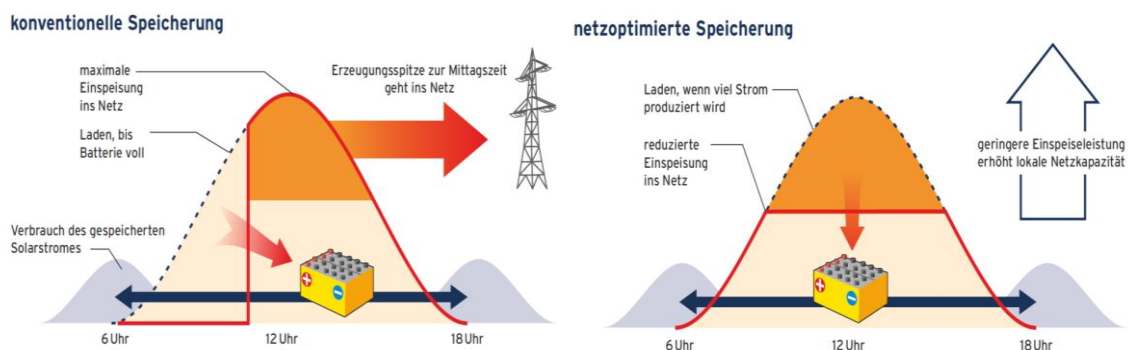
- **Verfall nicht genutzter Einspeiseleistungen**
- **Rückkaufmöglichkeit für der Netzbetreiber von vertraglich vereinbarten Einspeiseleistungen**

Schritt 2: Solarenergie für alle

Um in den Jahren bis 2030 hohe PV-Ausbauraten von 1 GW bis 2 GW pro Jahr weiter zu erhalten und gleichzeitig die Netze nicht zu überlasten, sollte ein neues Paradigma der PV-Nutzung ermöglicht und kommuniziert werden.

Fazit IV: PV-Anlagen sind auch in Zukunft profitabel, indem sie netz- und marktdienlich betrieben werden.

- Die PV-Anlage der Zukunft wird so ausgelegt, dass sie die Versorgung des Haushalts mit Strom für Geräte, zum Heizen mit einer Wärmepumpe, sowie für die Mobilität mit einem E-Auto oder E-Bike auch in Zukunft erbringen kann.
- Überschüsse werden ins Netz dann eingespeist, wenn es in Bezug auf Netz- und Energieversorgungssituation sinnvoll ist. Dazu ist eine (Zwischen-)Speicherung des Stroms nötig: Heimspeicher, E-Autospeicher oder gemeinsame Nutzung eines Großspeichers in einer Energiegemeinschaft sind dafür bei größerer Auslegung der PV-Anlage notwendig.
- Die Ein- und Ausspeicherung erfolgt netz- und systemdienlich durch die Nutzung einer prognosebasierten, marktoptimierten Speicherbewirtschaftungsstrategie: Das heißt, im Normalfall wird während der PV- Erzeugungsspitze um die Mittagszeit der gesamte Überschuss eingespeichert und zu profitablen Tagesrandzeiten in den Haushalt sowie ins Netz ausgespeichert. Dadurch wird auch das Netz während der Erzeugungsspitze entlastet und es ergibt sich eine netzdienliche Wirkung (zu 90 % netzoptimiert).



Netz- und marktoptimierte Speicherbewirtschaftung im Gegensatz zu einer konventionellen Speicherung [BSW 2013]

Dazu ist ein neues Angebot von zeitlich flexiblen Einspeisevergütungen notwendig, die über wirtschaftliche Anreize aus heute nur eigenverbrauchsoptimierten PV-Anlagen aktive Tagesrand-Einspeiser macht. Durch die auch in Zukunft hohen Einnahmen zu Tagesrandzeiten bleibt Sonnenergie rentabel und damit nutzbar für alle. Sowohl neue als auch bestehende PV-Anlagen können mittels smarter Technologie und günstigen Heimspeichern so zu vollwertigen Teilnehmern am Energie- und Regelenergiemarkt umgerüstet werden.

Regulatorisch sind dazu folgende Rahmenbedingungen erforderlich:

- **Förderung für PV und Speicher nur bei Reduktion der PV-Einspeiseleistung um 50 %**

Verpflichtende Reduktion der PV-Einspeiseleistung am Wechselrichter um 50 % durch einen Professionisten als Bedingung für die Inanspruchnahme einer Förderung für PV oder Heimspeicher

- **Bonus-/Malussystem für den Netzzugang**

Bei Neuanlagen sollten generell deutlich reduzierte Einspeiseleistungen angereizt werden. Dazu könnte ein Bonus-/Malus System (reduzierte/erhöhte Anschlussentgelte) für den Netzzugang orientiert an eingesparten Netzausbaukosten dienen.

Für eine netzirksame Leitung in der Höhe von 100 % der Modulleistung sollte entsprechendes Entgelt verrechnet werden. Wenn jemand bereit ist, seine maximale Einspeiseleistung auf 50 % der Modulleistung zu reduzieren, könnte ein Bonus ausgezahlt werden. Der neue Standard bei Neuanlagen sollte generell bei einer maximalen Einspeiseleistung von 70 % der Modulleistung liegen.

Schritt 3: Flexibilitäten nutzen

Um 2030 sollten sich aufgrund verbesserter technischer und regulatorischer Möglichkeiten neue Handlungsoptionen ergeben. Eine bis 2030 auf 15% bis 20 % des Bestands gewachsene E-Autoflotte bedeutet eine schrittweise größer werdende Menge von nutzbaren dezentralen Speichern, die über Vehicle-to-grid-Technologie netz- und systemdienlich einspeisen und beziehen kann.

Fazit V: Bis 2030 sollten über eine Marktplattform die Flexibilitäten des gesamten Strommarktes für Netzbetreiber nutzbar sein

Alle Flexibilitäten wie Heimspeicher, E-Autospeicher, Wärmepumpen und E-Autos sollten bis 2030 über eine österreichweite Marktplattform (mit regionalen Flexibilitätsmärkten) sowohl in den Strom- als auch den Regelenergiemarkt eingebunden werden. Dadurch können elektrische Verbraucher ebenfalls Profit generieren und dabei potentiell das Netz entlasten.

Situative Abregelung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen

Weiters sollte bis 2030 eine situative Abregelung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen aufgrund von Engpässen im Verteilernetz nicht nur für Übertragungsnetzbetreiber, sondern auch für Verteilernetzbetreiber möglich sein. Derzeit sind im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) bzw. auch im Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG)-Entwurf nur Engpässe im Übertragungsnetz nicht aber im Verteilernetz betroffen. Aufgrund von technischen Voraussetzungen wird diese Eingriffs-Möglichkeit erst in wenigen Jahren zur Verfügung stehen.

Schritt 4: Klimaneutrale Zukunft

In der Zeit bis 2040 folgen weitere Handlungsoptionen, um das für die Erreichung der Energie- und Klimaziele notwendige Stromsystem fertigzustellen. Das sind neue zusätzliche Pumpspeicherkapazitäten, vor allem im Westen Österreichs, verbunden mit einem deutlich ausgebauten Ost-West-Übertragungsnetz, das die PV- und Wind-Überschüsse aus dem Osten Österreichs zu den Pumpspeichern bringt. Als letzte notwendige Handlungsoption wird mit der Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff durch Elektrolyse die Möglichkeit einer saisonalen Speicherung von Strom gewährleistet. Wasserstoff erzeugt durch Elektrolyse bietet dem Stromsystem sowohl die Flexibilität, kurzfristige Last- und Erzeugungsschwankungen auszugleichen als auch die Energie saisonal zu verlagern und sichert eine Energieversorgung aus 100 % Erneuerbaren.

Fazit VI: Netzbetreiber sind die Wegbereiter der Energiewende

Die Roadmap mit den Handlungsoptionen und das Argumentarium für regulatorische Maßnahmen dienen dazu, den Netzbetreibern Grundlagen an die Hand zu geben, um nicht reaktiv, sondern proaktiv, nicht defensiv und problembehaftet, sondern offensiv und lösungsorientiert zu agieren.

Sie zeigen auf, dass die Netze und damit die Netzbetreiber als Ermöglicher und nicht als Bremser der Energiewende gesehen werden sollten: In allen vier Schritten in der Roadmap schaffen der Ausbau und die Modernisierung unserer Netze sowie die stark steigende erneuerbare Energieproduktion zahlreiche Green Jobs und Wertschöpfung in Österreich.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	11
2	Analyse der zu erwartenden netzwirksamen PV-Leistungen	14
2.1	Erzeugungsszenarien für Österreich 2040.....	14
2.2	Datenerhebung & Hochrechnung Netzausbau.....	16
2.3	Lücke zwischen prognostiziertem PV-Ausbau und Netzausbau	18
3	Handlungsoptionen zur PV-Integration	20
3.1	Übersicht Handlungsoptionen.....	20
3.2	Netze ausbauen und digitalisieren	21
3.2.1	Handlungsoption: Integrierte Netzausbauplanung	21
3.2.2	Handlungsoption: Netzausbau beschleunigen	22
3.2.3	Handlungsoption: Netzkapazität optimieren (smart).....	23
3.2.4	Handlungsoption: Zentraler Batteriespeicher	24
3.2.5	Handlungsoption: Ost-West-Stromtransport optimieren	25
3.3	PV-Anlagen netzdienlich machen	25
3.3.1	Handlungsoption: PV-Einspeisespitzen kappen	25
3.3.2	Handlungsoption: PV-Anlagen netzdienlich planen und errichten	26
3.3.3	Handlungsoption: Heimspeicher netzdienlich nutzen.....	27
3.3.4	Handlungsoption: E-Autospeicher netzdienlich nutzen	28
3.3.5	Handlungsoption: Wasserstoff als saisonaler Speicher	29
3.4	Flexibilitäten nutzbar machen	30
3.4.1	Handlungsoption: Steuerung flexibler Verbraucher.....	30
3.4.2	Handlungsoption: Dynamische Preise für Flexibilitäten.....	30
3.4.3	Handlungsoption: Marktplattform für Flexibilitäten	32
3.4.4	Handlungsoption: Leistungsbepreisende Netztarife	33
3.4.5	Handlungsoption: Pumpspeicher zubauen.....	34
3.5	Roadmap zur PV-Integration in die Netze	35
4	Argumentarien für regulatorische Maßnahmen	37
4.1	Einleitung.....	37
4.2	Regulierungsumfeld für beschleunigten Netzausbau.....	37
4.2.1	Regulierungswende passend zu den Zielen der Energiewende	37
4.2.2	Testung zentraler Batteriespeicher für die Netze	38
4.2.3	Vorrang für Netzausbau im Rahmen der RED III-Umsetzung	39
4.2.4	Gerechte und soziale Netzkostenverteilung.....	39
4.3	PV-Einspeisespitzen begrenzen wo nötig	40
4.3.1	Statische Begrenzung der maximalen netzwirksamen Leistung bei PV-Anlagen	40
4.3.2	Situative Abregelung von PV-Anlagen bei Engpässen im Verteilernetz	40
4.3.3	Weitere Möglichkeiten der Begrenzung von netzwirksamen Leistungen	40
4.4	Leistungsbepreisende Netztarife einführen	41
4.5	Die PV-Anlage der Zukunft wird netzdienlich.....	42
4.5.1	Ausgangslage	42
4.5.2	Eigenschaften der PV-Anlage der Zukunft.....	42
4.5.3	Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des PV-Speichersystems	43
4.5.4	Anreize für die Netzdienlichkeit der PV-Anlage der Zukunft.....	45
4.5.5	Marktdienlichkeit für PV-Anlagen	46
5	Positive Botschaften zur Kommunikation	48
5.1	Methodik	48
5.2	Kontext: Die Herausforderung aus der Sicht der Netzbetreiber	48
5.3	Positive Botschaften für die proaktive Kommunikation der Netzbetreiber	49

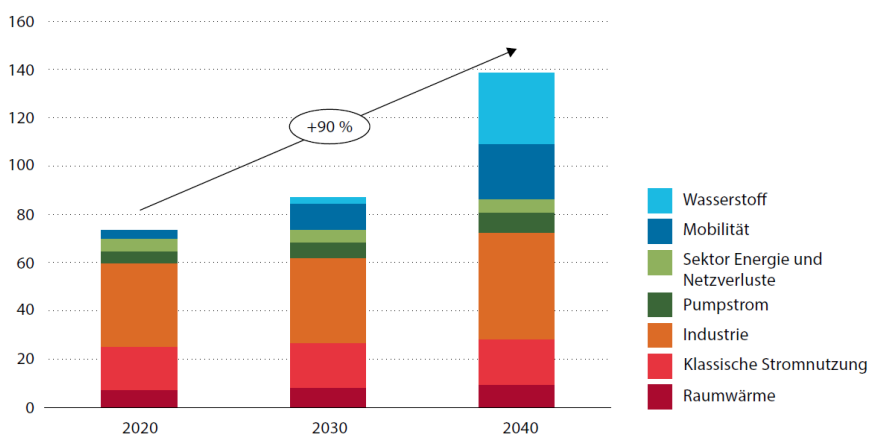
5.3.1	Netzsicherheit als Basis	49
5.3.2	Solarenergie für alle	50
5.3.3	Flexibilitäten nutzen	50
5.3.4	Klimaneutrale Energiezukunft	51
	Literatur	53
	Abbildungsverzeichnis	54
	Abkürzungsverzeichnis	55

1 Einleitung

Um Österreichs Klima- und Energieziele zu erreichen, ist eine umfassende Umgestaltung des gesamten Energie- und Wirtschaftssystems in Richtung der Nutzung erneuerbarer Energieträger und einer Erhöhung der Energieeffizienz erforderlich. Bereits bis 2030 soll dazu die Stromversorgung zu 100 % (national, bilanziell) aus heimischen erneuerbaren Quellen gedeckt werden. Darüber hinaus sieht die EU-Effort-Sharing-Verordnung, die von EU-Parlament und EU-Rat verabschiedet wurde, ein verbindliches österreichisches Emissionsreduktionsziel im Nicht-Emissionshandelsbereich von -48 % THG-Reduktion bis 2030 (Basis 2005) vor.

Die Energie-, Mobilitäts- und Wärmewende bewirkt einen Totalumbau im Energie- und Stromsystem. Zum Erreichen der Klima- und Energieziele muss Österreich die Stromproduktion bis 2040 verdoppeln. Die Stromstrategie von Österreichs Energie geht davon aus, dass der Strombedarf in Österreich bis 2040 nahezu 140 TWh/a erreichen wird, eine Steigerung um 90 % gegenüber 2020 [OE 22].

Entwicklung der Strombedarfe in TWh

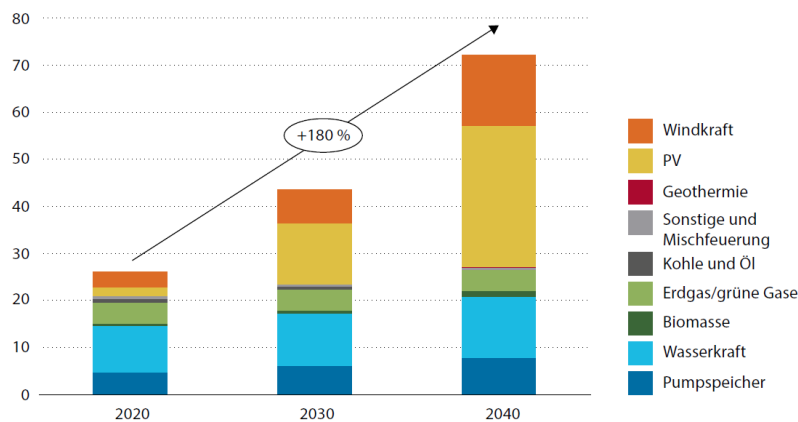


Quelle: Daten für 2020: E-Control | 2030: Prognose OE & PwC entsprechend Gesamtbedarf nach EAG | Prognose OE & PwC

Abbildung 1: Steigerung des österreichischen Strombedarfs um 90% bis 2040 [OE 22]

Gleichzeitig wird die Stromerzeugung dekarbonisiert, was den Wegfall jeglicher fossilen Stromerzeugung bis 2040 bedeutet. Die Stromerzeugung wird dabei in Zukunft durch Wasser- und Windkraft sowie Photovoltaik getragen. Da es aufgrund der Volatilität der Erneuerbaren zu einer deutlichen Verminderung der Volllaststunden kommt, ist es notwendig, die installierte Leistung der Erzeugungsanlagen nahezu zu verdreifachen.

Installierte Leistung in GW



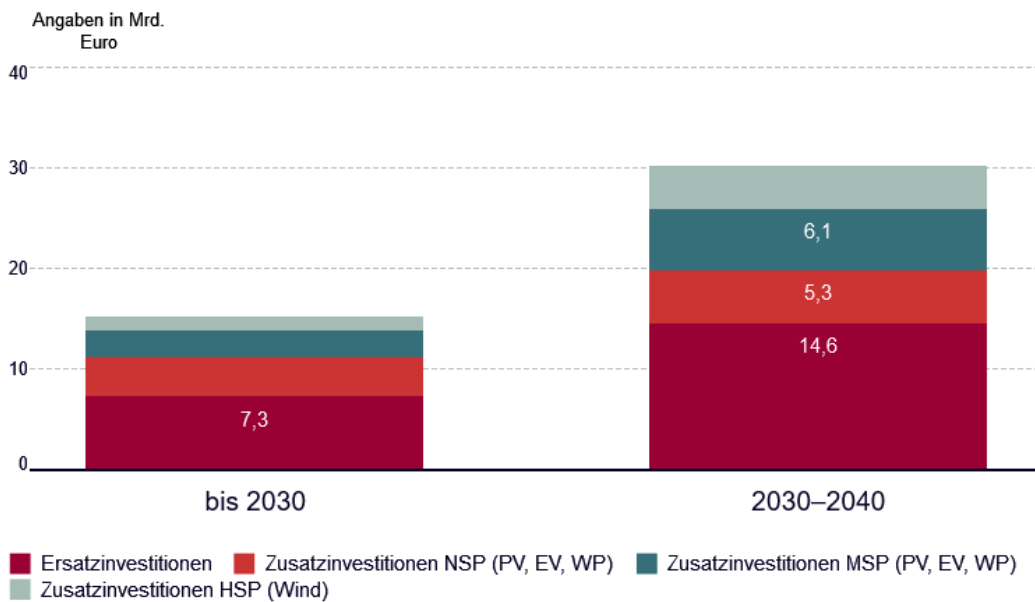
Quelle: Daten für 2020: E-Control | 2030: EAG | Prognose OE & PwC

Abbildung 2: Steigerung der installierten Leistung um 180 % bis 2040 [OE 22]

30 GW an installierter Leistung und etwa 30 TWh/a Energie würden in diesem Szenario im Jahr 2040 aus der Photovoltaik kommen [OE 22, OE24]. Die installierte Kraftwerksleistung bestimmt den erforderlichen Netzausbau. Nachdem diese Entwicklung flächendeckend passiert, müssen die Netze nun auch flächendeckend ausgebaut werden. Die Netzbetreiber stehen dabei vor der Herausforderung, die neuen PV-Anlagen an ihre Netze anschließen zu müssen, wozu ein massiver Ausbau – insbesondere der Verteilernetze – erforderlich ist. Netzbetreiber müssen in diesem Zusammenhang ihre Netzplanung und ihren Netzausbau intensivieren. Darüber hinaus müssen Netzbetreiber sich gegenüber der Politik, ihren Eigentümer:innen, den Kund:innen und der Öffentlichkeit rechtfertigen, wenn Netzanschlüsse nicht möglich sind und der Netzausbau mit dem erforderlichen PV-Ausbau nicht Schritt halten kann.

Die Verteilernetze wurden in der Vergangenheit quasi als „Einbahnstraßen“ errichtet, mit einem Stromfluss vor allem von zentralen, größeren Kraftwerken zu den Betrieben und Haushalten. Mit der Energiewende und den neuen, dezentralen Einspeisern fließt der Strom nun auch in die entgegengesetzte Richtung. Für die Integration der volatilen Erneuerbaren braucht es daher umfassende Investitionen in die Netzinfrastruktur. Die Netze müssen modernisiert und ausgebaut werden. Dezentrale Erzeugungsanlagen, die wachsende Bedeutung der E-Mobilität und von Wärmepumpen, sowie die Einbindung aktiver Kund:innen wirken sich auf Verteilernetze sowie auf das Übertragungsnetz aus. Die Netzbetreiber planen für die neuen Anforderungen Rekordbudgets bis 2040, und sie investieren bereits heute, im Jahr 2024, das Zwei- bis Dreifache verglichen mit 2021.

Investitionsbedarf der Stromverteilnetzbetreiber für Netzerweiterungen und -ersatz in Österreich bis zum Jahr 2030 und 2040



Quelle: Studie Stromverteilnetze (Frontier Economics & AIT 2022)

Abbildung 3: Investitionsbedarf in die Netze bis 2040 [OE 22]

Die Ertüchtigung und der Ausbau der Stromnetze sind damit die entscheidende Vorbedingung für eine nachhaltige und klimaneutrale Energiezukunft. Eine Analyse der Handlungsoptionen zur PV-Integration aus Sicht der Netzbetreiber schafft Klarheit darüber, welche Handlungsoptionen neben dem klassischen Netzausbau für die Integration der PV in die Netze im Zeitraum bis 2040 notwendig sind. Dazu wird in Kapitel 2 im Rahmen einer Datenerhebung der österreichischen Verteilernetzbetreiber die Lücke zwischen Netzausbau und zu erwartender netzwerkstärker Leistung im Jahr 2040 ermittelt.

Um diese Lücke zu füllen sind zusätzliche Handlungsoptionen wie Einspeisebegrenzungen, neue Netztarife sowie Flexibilitätsoptionen erforderlich. Diese werden in Kapitel 3 beschrieben und in einer Roadmap in ihrer zeitlichen Dimension betrachtet. Um diese Handlungsoptionen zu ermöglichen, ist auch die Politik gefordert. Neben technischen Entwicklungen aufseiten der Netzbetreiber sowie aller Stakeholder im Strommarkt sind zahlreiche regulatorische Maßnahmen in den nächsten Jahren erforderlich. Kapitel 4 liefert ein Argumentarium für regulatorische Maßnahmen aus Sicht der Netzbetreiber in Richtung Politik. Insbesondere sind hier auch geänderte Anforderungen an die Förderpolitik sowie Netzanschlussbedingungen für PV-Anlagen definiert, um den netz- und marktdienlichen Betrieb von PV-Anlagen in Zukunft zu unterstützen.

Im abschließenden Kapitel 5 werden zu den genannten zukünftigen Handlungsoptionen positive Botschaften aus Sicht der Netzbetreiber formuliert, um aus dem derzeitigen „Rechtfertigungsdilemma“ herauszukommen. Diese Kernbotschaften dienen als Input für eine proaktive Kommunikation und Öffentlichkeitsarbeit der Netzbetreiber.

2 Analyse der zu erwartenden netzwirksamen PV-Leistungen

2.1 Erzeugungsszenarien für Österreich 2040

In österreichischen Szenarien zu elektrischer Energie wird meistens der Fokus auf Stromerzeugung und Stromverbrauch gelegt, und Limitierungen durch Stromnetze sind in solchen Szenarien selten explizit oder implizit berücksichtigt. Solche Szenarien werden meistens in der Fachöffentlichkeit diskutiert und als Grundlage für weitere Analysen verwendet. In dieser Analyse werden deswegen die wichtigsten Szenarien und deren Annahmen zu PV-Leistung und PV-Erzeugung im Jahr 2030 und 2040 gemeinsam dargestellt und später mit hochgerechneten Auskünften der Verteilernetzbetreiber verglichen (siehe Kapitel 2.2). Folgende Szenarien bzw. Ausbaupläne werden betrachtet:

1. Erneuerbare-Ausbau-Gesetz bis 2030 (EAG)
2. With Additional Measures (WAM) Szenario des Nationalen Energie und Klimaplan (NEKP)
3. National Implementation Plan (NIP) bzw. Transition Szenario, aus dem Integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplan (ÖNIP)
4. National Trend (NT), Dezentralized Energy (DE) und Global Ambition (GA) European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) Szenarien, aus dem Netzentwicklungsplan von Austrian Power Grid (APG)
5. Oesterreichs Energie (OE) Szenario, aus der Stromstrategie 2040

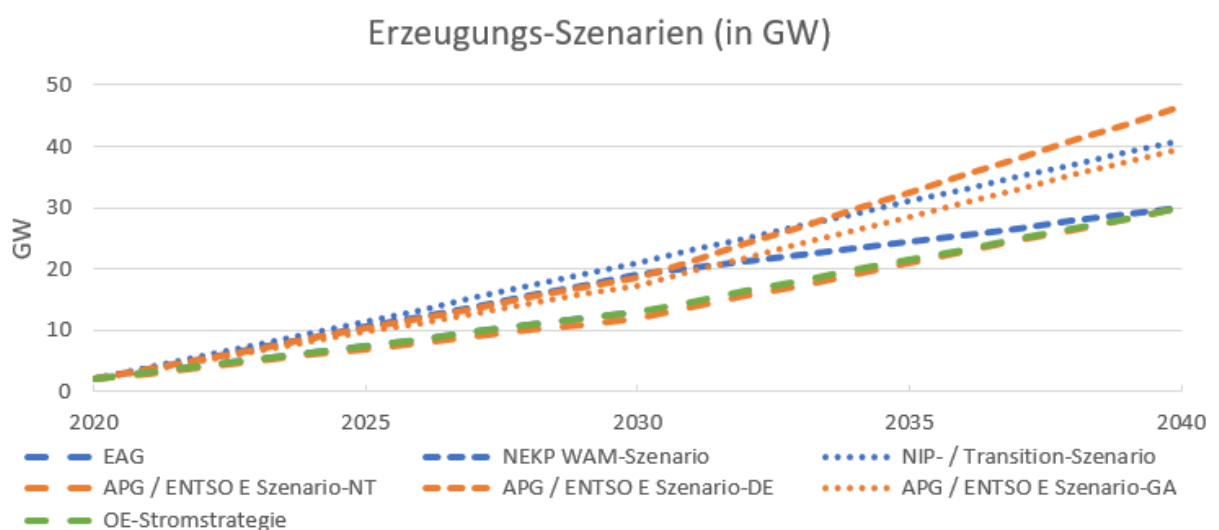


Abbildung 4: PV-Stromerzeugungsszenarien, in GW; Quelle: [EAG 21], [NEKP 24], [APG 23] und [OE 22]

Der Szenarioraum der betrachteten Stromerzeugungs-Szenarien für die PV-Nutzung wird größer, je weiter in die Zukunft der Betrachtungszeitraum liegt. Der Szenarioraum liegt in folgenden Bereichen:

- 2030: 12 bis 21 GW, bzw. 13 bis 22 TWh
- 2040: 20 bis 46 GW, bzw. 30 bis 56 TWh

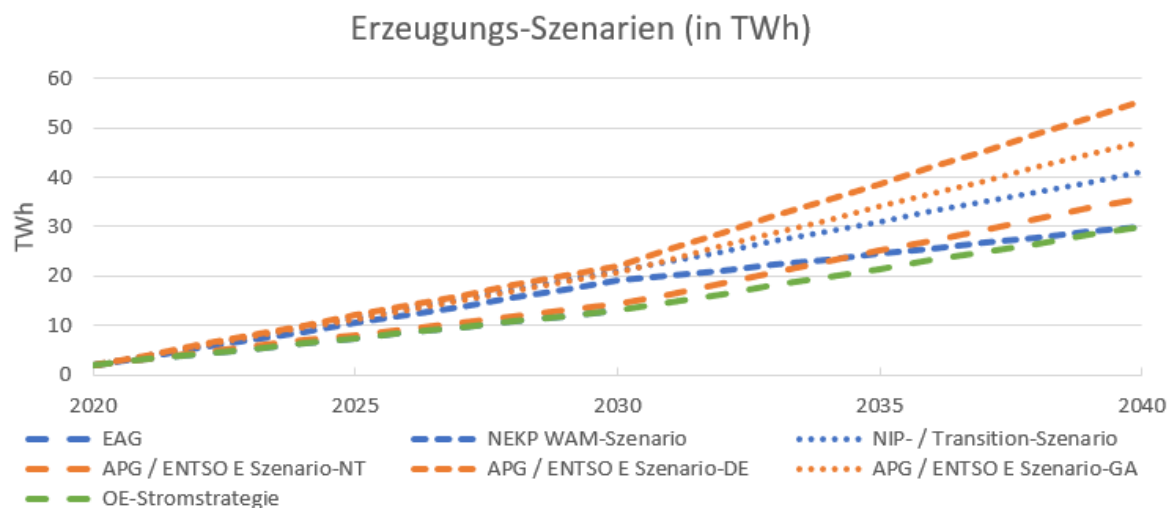


Abbildung 5: PV-Stromerzeugungs-Szenarien, in TWh; Quelle: [EAG 21], [NEKP 24], [APG 23] und [OE 22]

In den Szenarien wird die Stromerzeugung meist auf einer jährlich bilanziellen Basis dargestellt. Diese Szenarien sind somit näher an der Energiebilanz und den statistischen Methoden der Statistik Austria und nicht an Betriebsstatistiken der E-Control, Erzeugungs- und Lastdaten der Übertragungsnetzbetreiber oder ENTSO-E orientiert. Somit zeigen diese Szenarien (bis auf Oesterreichs Energie (OE) Szenario) weder die netzwirksame Stromerzeugung, noch Stromverbrauch, -übertragung und -verteilung. Das liegt daran, dass sie unter anderem den gepumpten Stromverbrauch und die Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken nur begrenzt (Pumpverluste im Verbrauch des Sektors Energie) abbilden.

Ähnlich verhält es sich mit zukünftig genutzten Batteriespeichern. Für Photovoltaik wird meist die gesamte Erzeugung inklusive dem nicht netzwirksamen Eigenverbrauch dargestellt. Einschränkungen durch Stromnetze oder eine Kosten-Nutzen-Optimierung zur regionalen und zeitlichen Verteilung der Stromerzeugung werden in solchen Szenarien selten vorab explizit berücksichtigt. Teilweise werden diese Szenarien allerdings für die Netzentwicklungsplanung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (APG, ENTSO-E-Szenarien) oder den Integrierten österreichischen Netzinfrastukturplan (ÖNIP) verwendet.

Für Verteilernetzbetreiber sind diese Szenarien selten direkt relevant, da sie sich vor allem an den politischen Landeszielen bzgl. PV-Ausbau orientieren müssen. Diese Landesziele referenzieren für das Jahr 2030 hauptsächlich auf die Ziele nach § 4 Abs 4 EAG und somit auf einen Zubau von 11 TWh, bzw. eine gesamte PV-Stromerzeugung im Jahr 2030 von 13 TWh.

Die langfristige hohe PV-Nutzung in manchen der ENTSO-E-Szenarien, welche von APG und VÜN (Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH) für die Berechnung von Übertragungskapazitäten verwendet werden, sind aus derzeitiger Verteilernetzbetreiber-Sicht nicht plausibel, außer bei hohem Eigenverbrauch zu Spitzenzeiten und somit reduzierten Verteilernetz-Belastungen.

Von den Bundesszenarien hat nur das EAG-Szenario (§4 Abs 4 EAG) eine klare rechtliche Grundlage, das NEKP WAM-Szenario muss derzeit noch durch die Europäische Kommission bestätigt werden, das NIP/Transition

Szenario hat bisher keine rechtliche Grundlage wurde allerdings durchaus zweckdienlich als „Maximal-Szenario“ für den ÖNIP verwendet.

2.2 Datenerhebung & Hochrechnung Netzausbauszenario

Für die Analyse der zu erwartenden netzwirksamen PV-Leistungen wurde ein Fragebogen an die 14 größten Verteilernetzbetreiber ausgesandt. Es wurden so auf Basis der Einschätzungen der Verteilernetzbetreiber ein Baseline-Szenario (2025 und 2030) und ein Minimum- und ein Maximum Szenario (2035 und 2040) hochgerechnet.

Baseline- und Minimum-Szenario (Netzausbau-Szenario)

Die vorab besprochenen Grundannahmen für das Baseline- und Minimum-Szenario sind, dass die derzeitigen Engpässe bei technischem Equipment und Personal weiter bestehen. Zusätzlich wurde angenommen, dass die derzeitigen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen weiter bestehen bleiben, entsprechend ohne Beschluss des EIWG, mit der derzeitiger Tarifregulierung und dem derzeitigem EAG. Darüber hinaus war auf wirtschaftlicher Seite vorgesehen, dass die derzeit geplante langfristige Investitionstätigkeit von 2025 bis 2040 sich an der Mittelfristplanung der Verteilernetzbetreiber für das Jahr 2025 mit entsprechendem Kostensplit und entsprechend der eigenen Unternehmensmeldungen entwickelt. Das Minimum-Szenario stellt plausible Anschluss-, Leistungs- und Energiemengen-Entwicklungen bei unveränderten Rahmenbedingungen (technisch, rechtlich regulatorisch) und wirtschaftlich dar. Da es sich damit vor allem auf plausiblem Netzausbau ohne technisch sowie regulatorisch zusätzlich mögliche Handlungsoptionen beschränkt, wird es in der Folge auch als Netzausbau-Szenario bezeichnet.

Maximum-Szenario

Das Maximum-Szenario wurde von manchen Verteilernetzbetreiber als Zielerreichungs-Szenario und von anderen als Maximum-Szenario mit Verbesserung der technischen, rechtlich, regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Verteilernetzoptimierung, -verbesserung und -ausbau verwendet.

Die Ergebnisse dieser Hochrechnung sind in Abbildung 6 und Abbildung 7 dargestellt. In den weiteren Analysen, z. B. im Vergleich mit den Erzeugungs-Szenarien, wurde nur das Minimum-Szenario zu Grunde gelegt, da dieses den derzeitigen Stand der Entwicklungen besser abbildet. Diese Ergebnisse werden in Tabelle 1 beschrieben.

Tabelle 1: Hochrechnung Netzausbauszenario – Baseline- und Minimum-Szenario; Quelle: Eigene Erhebung und Hochrechnung

Szenario Zeitpunkt	Netzwirksame Leistung (NWL), in GW	Modulspitzenleistung (MSL), in GW	Erzeugung, in TWh
2025	8,0	9,5	9,5
2030	14,5	17,0	16,0
2035 Min-Szenario	16,5	20,0	19,0
2040 Min-Szenario	21,0	25,0	23,0

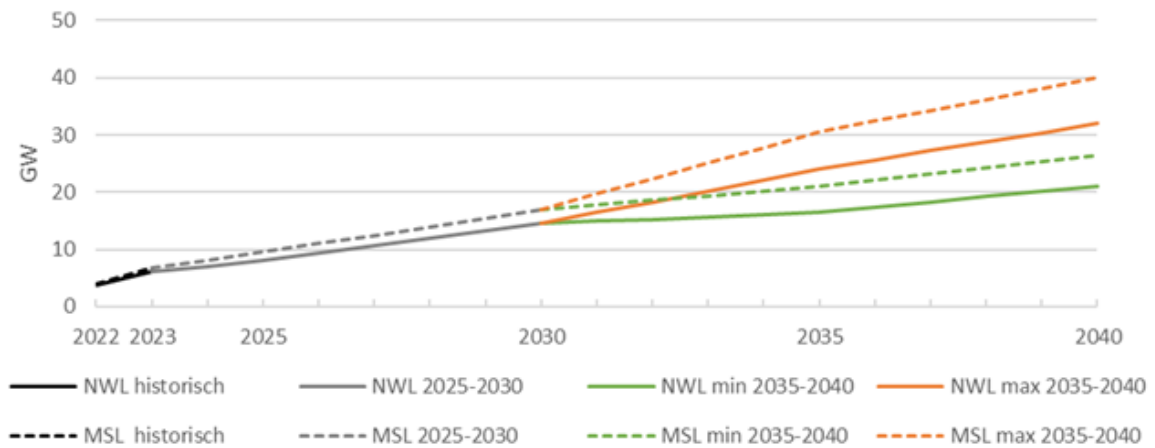


Abbildung 6: Hochrechnung Netzwirksame- und Modulsitzen-Leistung für Österreich, in GW (NWL = Netzwirksame Leistung; MSL = Modulsitzenleistung); Quelle: Eigene Erhebung und Hochrechnung

In den Ergebnissen sieht man nochmals, dass sich die Verteilernetzbetreiber stark an den Bundeslandzielen in den jeweiligen Energie- und Klimastrategien der Länder orientieren.

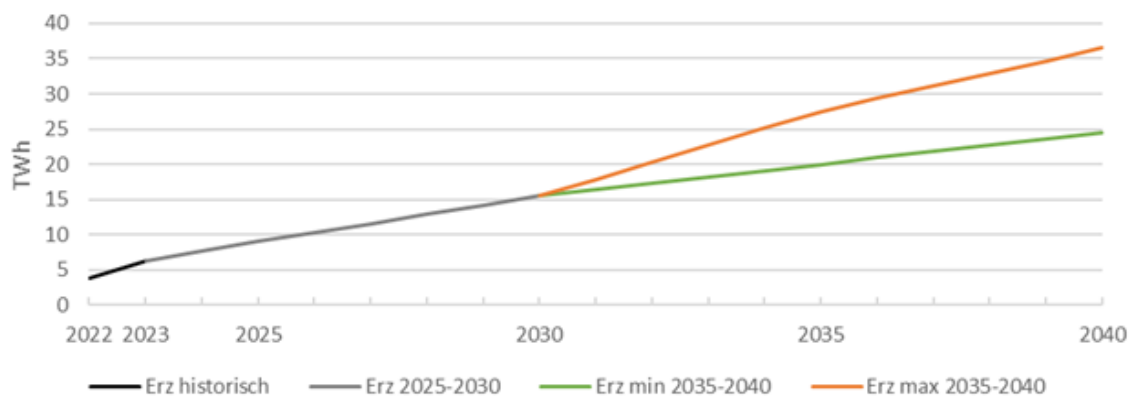


Abbildung 7: Hochrechnung Stromerzeugung gesamt für Österreich, in GW; Quelle: Eigene Erhebung und Hochrechnung

Die Datenerhebung wurde nach Rücksprache mit Oesterreichs Energie an den E-Control-Fragebogen, welcher für die Erhebungen der Netzanschlüsse [e-Control 2024b] von den Verteilernetzbetreibern quartalsweise abgegeben wird, angepasst und erweitert. Angepasst wurden die Informationen und die Auswahl auf die relevantesten Bereiche Photovoltaik, Windkraft sowie meldepflichtige Betriebsmittel und die Abfrage der historischen Daten für die Jahre 2022 und 2023. Der Zweck für die Abfrage der historischen Daten war, eine Basis für einen Vergleich mit anderen Datenquellen als Grundlage für Extrapolation auf Österreich und die Bundesländer zu ermöglichen.

Die Erweiterung betraf Einschätzungen der Verteilernetzbetreiber zu den Netzanschlüssen für PV, Windkraft und meldepflichtige Betriebsmittel für die Zukunft. Diese Einschätzungen wurden für 2025 und 2030 jeweils in einem durchschnittlichen Baseline-Szenario und für 2035 und 2040 für ein Minimum- und ein Maximum-Szenario gegeben. Der Zweck der Szenarien ist es, eine Analyse der möglichen und plausiblen netzwerkstarken

PV-Leistung je Netzebene und Bundesland nach Einschätzung der Verteilernetzbetreiber zu geben. Hierfür sollten für das Baseline-Szenario (2025 und 2030) und das Minimum-Szenario die jetzig gültigen Rahmenbedingungen den Szenario-Überlegungen zugrunde gelegt werden.

Alle 14 befragten Unternehmen haben ausgefüllte Fragebögen zurückgesendet. Die hohe Rücklaufquote von 100 % war im weiteren Prozess äußerst hilfreich. Es gab allerdings in manchen Fragebögen Datenlücken, die durch zusätzlich erfragte oder berechnete Faktoren geschlossen wurden. Erfragte und berechnete Faktoren betrafen vor allem Hochrechnungs- bzw. Umrechnungsfaktoren von den Netzgebieten auf die relevanten Bundesländer. Da manche Netzbetreiber nur einen Teil eines Bundeslandes abdecken, wurden solche Faktoren für die Hochrechnungen benötigt. Die Auskünfte der Verteilernetzbetreiber wurden zuerst je Bundesland hochgerechnet und dann auf Österreich aggregiert. Sowohl die Bundesland-Hochrechnung als auch die Österreich-Ergebnisse wurden anschließend gemeinsam mit den relevanten Verteilernetzbetreibern einem Plausibilitäts- und Validierungscheck unterzogen. Die hier dargestellten Ergebnisse sind durch diesen Prozess verbessert und finalisiert worden.

2.3 Lücke zwischen prognostiziertem PV-Ausbau und Netzausbau

Vergleicht man die Entwicklung im Minimum bzw. Netzausbau-Szenario bei unveränderten technischen, regulatorischen sowie wirtschaftlichen Rahmenbedingungen mit den ambitioniertesten Ausbauszenarien von APG/ENTSO-E und mit ÖNIP erhält man für das Jahr 2040 eine Lücke von 10 GW bis 20 GW an installierter Leistung. Selbst in den weniger ambitionierten Szenarien von NEKP-WAM sowie Oesterreichs Energie, auf die wir in dieser Analyse referenzieren wollen, ergibt sich eine Lücke von 4 GW bis zum Jahr 2040. Diese Lücke entspricht der gesamten PV-Ausbauleistung in Österreich bis Ende 2022.

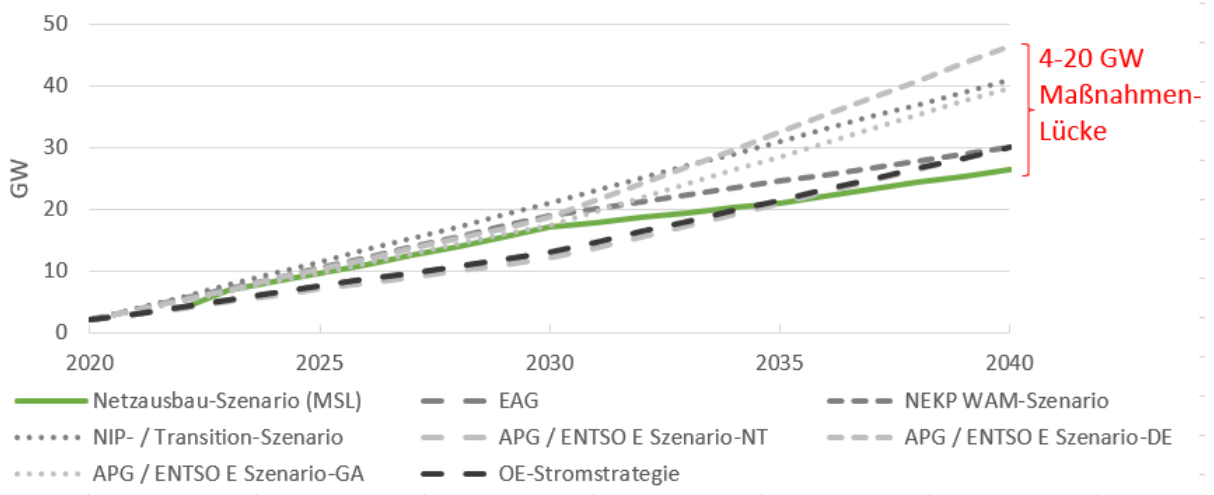


Abbildung 8: Netzausbau (Baseline & Minimum-Szenario) vs. Erzeugungsszenarien Leistung, in GW; Quelle: [EAG 21], [NEKP 24], [APG 23], [OE 22] sowie eigene Erhebung und Hochrechnung

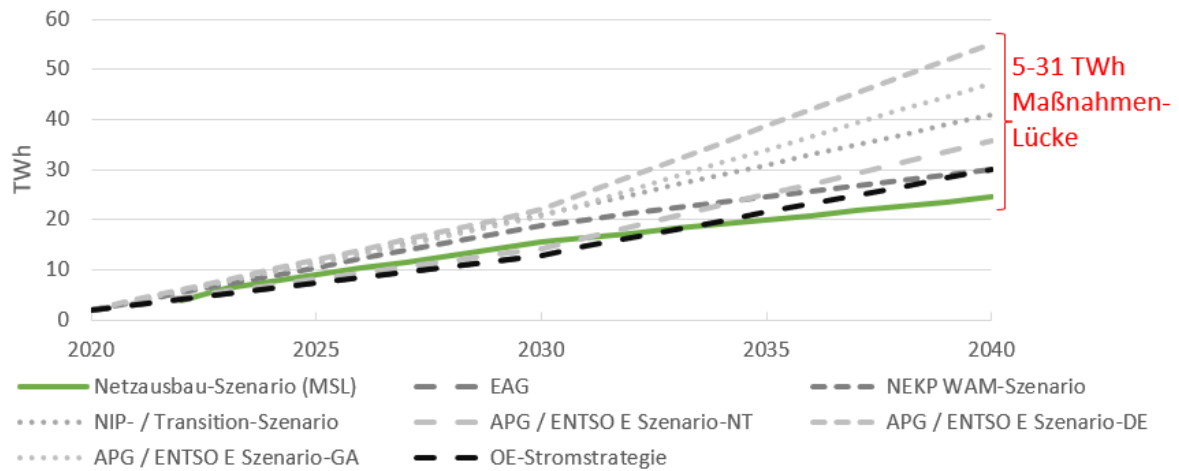


Abbildung 9: Netzausbau (Baseline & Minimum-Szenario) vs. Erzeugungsszenarien Arbeit, in TWh; Quelle: [EAG 21], [NEKP 24], [APG 23], [OE 22] sowie eigene Erhebung und Hochrechnung

Auch energetisch ist die Lücke beträchtlich: Mindestens 5 TWh fehlen im Netzausbau-Szenario unter unveränderten Rahmenbedingungen zur Erreichung von 30 TWh an PV-Energie im österreichischen Stromsystem. In den ambitioniertesten Ausbauszenarien fehlen bis zu 31 TWh für die Erreichung der jeweiligen Ausbauziele.

Die in den weiteren Kapiteln beschriebenen zusätzlichen Handlungsoptionen zur PV-Integration sind daher notwendig, wenn über das Netzausbau- bzw. Minimum-Szenario hinausgehende PV-Ausbau-Ziele erreicht werden sollen.

3 Handlungsoptionen zur PV-Integration

3.1 Übersicht Handlungsoptionen

Wie kann die Lücke zwischen Netzausbau und PV-Zubau von 4 GW bis 20 GW je nach Szenario, die sich auf Basis der aggregierten Daten der Netzbetreiber bis 2040 ergibt, geschlossen werden? Wie sollten die Netzbetreiber handeln, um die Netze fit zu machen für die zu erwartenden netzwirksamen PV-Leistungen? Was sind weitere Handlungsoptionen für Netzbetreiber abseits des klassischen Netzausbaus? Was können andere Akteure am österreichischen Strommarkt zur Lösung beitragen?

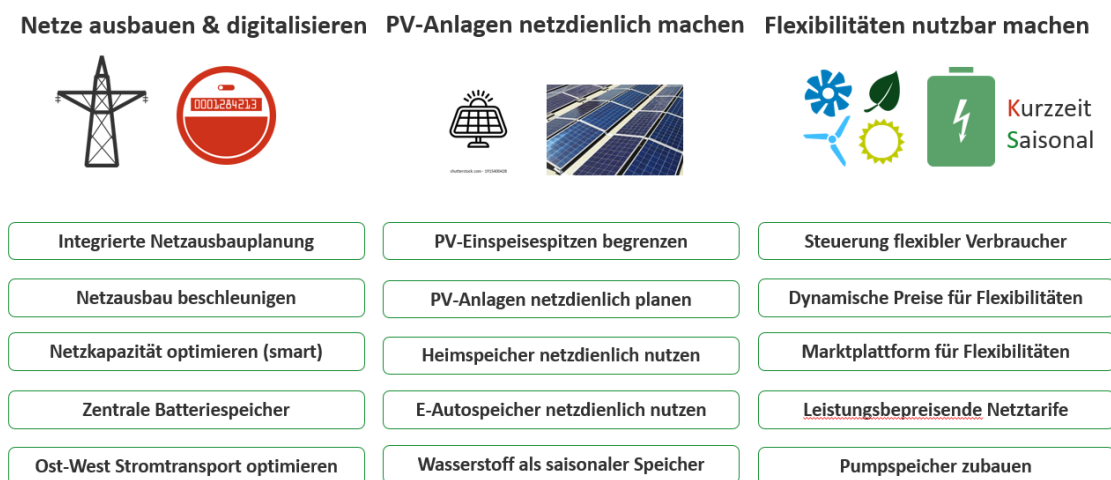


Abbildung 10: Übersicht über die 15 Handlungsoptionen in den 3 Kategorien

Zur besseren Übersichtlichkeit wurden die in der Analyse bestehender Studien und im Gespräch mit Expert:innen der Netzbetreiber definierten 15 Handlungsoptionen in den folgenden drei Kategorien gruppiert:

1. Netze ausbauen und digitalisieren:

Handlungsoptionen im Bereich der Netze selbst: Neben einer integrierten Netzausbauplanung und einem beschleunigten Netzausbau können auch die Netzkapazität bestehender Netze optimiert und die Netze smarter gemacht werden. Darüber hinaus können zentrale Batteriespeicher unterstützen bzw. zumindest temporär Netzausbau in Verteilernetzen vermeiden. Die letzte Handlungsoption betrifft die Optimierung übergeordneter Stromtrassen im Übertragungsnetz vor allem in Ost-West-Richtung.

2. PV-Anlagen netzdienlich machen:

Statt nur netzseitig das Problem zu lösen, ist es auch notwendig, auf der Seite des „Problemverursachers“ zu handeln. Es gibt einige Möglichkeiten, PV-Anlagen in Zukunft netzdienlich(er) zu machen. Eine vorgegebene Begrenzung der Einspeisespitzen und damit der Netzwirksamkeit einer PV-Anlage dient dazu. Bei Neuanlagen kann die Netzdienlichkeit schon in der Planung oder über die sinnvolle Nutzung von Heim- oder E-Autospeichern im Nachhinein erhöht werden. Dies ist systemisch oft günstiger, als nur auf netzseitige Maßnahmen zu setzen. Zusätzlich kann Wasserstoff als saisonaler Speicher für die Verschiebung von PV-Strom vom Sommer in den Winter genutzt werden.

3. Flexibilitäten nutzbar machen:

Abseits der Netze und der PV-Anlagen gibt es weitere Teilnehmer am Elektrizitätsmarkt, die helfen können, die zukünftige Lücke zwischen Netzausbau und PV-Zubau zu schließen. Verbraucher wie Wärmepumpen und E-Autos können intelligent gesteuert oder über dynamische Preise für Lastverschiebung genutzt werden. Über eine Marktplattform für Flexibilitäten sollten netzdienliche Flexibilitäten in Zukunft für Netzbetreiber abrufbar sein. Eine Neugestaltung der Netztarife kann ebenfalls Verbraucher:innenverhalten positiv im Sinne der Netze beeinflussen. Auch zusätzliche Pumpspeicherkapazitäten können zukünftig als netzdienliche Flexibilitäten zur PV-Integration beitragen.

In der Folge werden die einzelnen Handlungsoptionen genauer betrachtet.

3.2 Netze ausbauen und digitalisieren

3.2.1 Handlungsoption: Integrierte Netzausbauplanung

Beschreibung: Einbettung der Netzplanung in relevante Planungen auf Landes- und Bundesebene sowie in weitere sektorale Planungen

Ziel/Wirkung: Eine zielgerichtete und koordinierte Planung mit allen Stakeholdern soll einen möglichst effizienten und dadurch kostenoptimierten Netzausbau ermöglichen

Wesentliche Inhalte:

Integrierte Planung auch auf Verteilernetzebene: Lt. § 98 des EIWG-Entwurfs müssen in Zukunft auch Netzentwicklungspläne für Verteilernetze erstellt werden (Planungshorizont: zehn Jahre, Überarbeitung: alle zwei Jahre – gerades Kalenderjahr), sofern zumindest 50.000 Zählpunkte an das Netz angeschlossen sind. Die Planung stützt sich auf die aktuelle Lage und die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage. Insbesondere der PV-Ausbau spielt hier angebotsseitig eine wichtige Rolle.

Die integrierte Planung der Verteilernetze sollte verschiedene Dimensionen berücksichtigen:

- Konsistenz mit übergeordneten Planungsdokumenten und -grundlagen: Planungen in den überlagerten Netzen unter Berücksichtigung der Konsistenz mit den angenommenen Energiemengengerüsten (NEP der APG, ÖNIP)
- Enge Abstimmung mit Landesplanungen (räumliche Energieplanung): Deklarierte Ausbaugebiete/Vorrangzonen für Stromerzeugungsanlagen müssen in die Planungen der Verteilernetzbetreiber frühzeitig einfließen, damit auch der notwendige Netzanschluss bereitgestellt werden kann. Zusätzlich sollten ebenfalls sektorale Planungen berücksichtigt werden, welche sich auf die Infrastruktur der Verteilernetzbetreiber auswirkt (z. B. Fernwärmeausbaugebiete, Gebiete mit Umstellung/Neubau strombasierte Heizsysteme).
- Planung schafft frühzeitige Transparenz für Kostengenehmigung der E-Control und auch für Bewilligungsverfahren auf Landes- oder Bundesebene.
- Abstimmung mit anderen relevanten Stakeholdern: Pläne relevanter Stakeholder aus Industrie oder anderer Verteilernetzbetreiber im Bereich Strom und Gas sollten miteinbezogen werden. Eine mögliche Stilllegung von Teilen der Netzebene 3 im Gasnetz kann dabei großen Einfluss auf die Netzplanungen der Verteilernetzbetreiber im Strombereich haben.

- Zeitlicher Stufenplan: Planungen müssen neben der räumlichen Planung auch zeitlich koordiniert werden. Hier ist eine Einordnung in zeitliche Umsetzungsphasen sinnvoll.
- Transparenz für PV-Ausbau: Systemdienliche Datennutzung durch den Verteilernetzbetreiber (z. B. Smart-Meter-Daten für die effiziente Netzkapazitätsbewirtschaftung sowie Verteilernetzplanung).
- Eine Planung mit längerem Zeithorizont („Proaktiv bis 2050“ oder zumindest „proaktiv + 10 Jahre“) kann die Gesamtkosten deutlich reduzieren (siehe Projekt 567)

Pro und Kontra: Was spricht dafür und was dagegen?

Pro:

Langfristige Planungen: Um zukünftig den Netzausbau im Stromnetz zu beschleunigen, leisten die integrierten Netzentwicklungspläne einen wichtigen Beitrag. Auf Basis der langfristigen Planungserfordernisse werden die notwendigen Netzaus- und -umbauprojekte frühzeitig definiert. Dies schafft Transparenz einerseits für die Kostengenehmigung der E-Control und andererseits für notwendige Bewilligungsverfahren auf Landes- oder Bundesebene.

Vereinfachte Regulierung: Eine langfristige Planung erleichtert auch die Regulierung der Netze, da zukunftsweisende Investitionen besser argumentiert werden können. So können auch Investitionen in den Netzaus- und -umbau über einen langfristigen Planungshorizont dargestellt werden, gerade wenn diese noch keine unmittelbare Wirkung entfalten, aber im Sinne einer langfristigen Planung die kostengünstigste Option darstellen.

Kontra:

Für Netzebene 6 und 7 ist eine Detailplanung über zehn Jahre nicht realistisch.

Zeitraum: ab 2025 notwendig, abhängig von EIWG-Beschluss, Nutzen in den nächsten Jahren

3.2.2 Handlungsoption: Netzausbau beschleunigen

Beschreibung: Beschleunigung des Netzaus- und -umbaus durch Schaffung eines zukunftsorientierten Regulierungsumfelds

Ziel/Wirkung: Zukunftsorientiertes Regulierungsumfeld erleichtert einen beschleunigten Netzausbau für die Energiewende.

Wesentliche Inhalte:

- Netzaus- und -umbau spielen auch in Zukunft eine zentrale Rolle zur Integration von erneuerbaren Energien. Der Netzaus- und -umbaubedarf kann durch verschiedene Maßnahmen optimiert werden. Leitungsaus- und -umbau und Verstärkung/Neubau von Netzknoten (Umspannwerken) werden aber weiterhin eine maßgebliche Rolle spielen.
- Der konventionelle Netzausbau (Verstärkungen von Leitungen, Transformatoren usw.) bleibt daher Mittel erster Wahl. Das beinhaltet Investitionen in die Netzinfrastruktur, um die erneuerbare Erzeugung im Verteilernetz aufnehmen und zu den Verbraucher:innen transportieren zu können.
- Dafür sind zusätzliche Ressourcen notwendig: Es handelt sich um positive Zukunftsjobs im Sinne von „Green Jobs“. Eine forcierte Lehrlingsausbildung ist notwendig.

- Schaffen eines zukunftsorientierten Regulierungsumfelds zur Entwicklung und zum Ausbau der Netze und Implementierung innovativer Lösungen: Eine zu restriktive Regulierung führt viel schneller zu höheren Kosten als eine zu milde Regulierung, die einen Überausbau bis zu einem gewissen Grad zulässt.
 - Vorausschauender Netzausbau (proaktiv auf 10 bis 15 Jahre) ist langfristig effizienter als reaktive Planung
 - Kriterien der E-Control sollten an Energiewende-Paradigma angepasst werden (siehe Argumentarium 4.2)
 - Verfahrensdauern beschleunigen

Zeitraum: Beschleunigter Netzausbau ist bereits seit 2023 in Kraft – wirksam sofort

3.2.3 Handlungsoption: Netzkapazität optimieren (smart)

Beschreibung: Leistungsaufnahme der Netze erhöhen und Digitalisierung des Verteilernetzes zur Unterstützung der Energiewende vorantreiben

Ziel/Wirkung: Technische Modernisierung sowie Digitalisierung unter Nutzung von Smart-Meter-Daten soll Netzkapazitäten erhöhen und damit den Netzausbau unterstützen

Wesentliche Inhalte:

- Digitalisierung von Netz und Netzknoten (Trafos): Eine vollständige Digitalisierung des Netzes (Digitaler Zwilling) trägt dazu bei, dass der Netzbetreiber proaktiv bzw. ad-hoc Maßnahmen (z. B. netzwirksame Leistung begrenzen) setzen kann, um Netzüberlastungen zu vermeiden. Kommunikationsfähige Netzelemente (z. B. regelbare Ortsnetztrafos – RONT) können bedarfsgerichtet das Spannungsniveau variieren und damit die Leistungsaufnahme im Netz innerhalb gewisser Bandbreiten regeln.
- Die PV-Integration kann dadurch vorangetrieben werden, weil eine anpassungsfähige Leistungsaufnahme im Netz selbst eine gewisse Art der Flexibilität darstellt. Voraussetzung dafür sind jedoch genaue Informationen über das eigene Verteilernetz, die dem Verteilernetzbetreiber in Echtzeit zur Verfügung stehen müssen.
- Smart-Meter-Daten: Im Zuge der Digitalisierung des Verteilernetzes ist die Integration der Smart-Meter-Messdaten essentiell. Lt. EIWG-Entwurf sollen Smart-Meter-Daten einerseits für den Netzbetrieb als auch für die Netzplanung herangezogen werden können. Diese sollten dem Netzbetreiber in hoher Auflösung (1/4-h-Werte) nach Möglichkeit in Echtzeit (Netzbetrieb) zur Verfügung stehen, damit eine effiziente Netzkapazitätsbewirtschaftung umgesetzt werden kann. Diese Daten sind nicht nur für den Netzbetrieb, sondern auch für die Netzplanung (Spannungs-/Leistungswerte) sowie Marktakteure wichtig.
- Netze und Transformatoren digitalisieren: Gleichzeitig ist die technische Ausrüstung der Netze laufend und treffsicher zu modernisieren und mit zusätzlicher Intelligenz auszustatten. Dazu gibt es einen reichhaltigen Werkzeugkasten mit technischen Möglichkeiten (konventioneller Netzausbau, regelbarer Ortsnetztrafo, MS- und NS-Strangregler, wirkstrom-kompoundierte Spannungsregelung in Umspannwerken, intelligente Ladestrategien bei der E-Mobilität...).
- Smart-Meter-Nutzung:
 - Viertelstunden-Daten einmal täglich für Energiegemeinschaften, WP, PV ...
 - „(1) Intelligente Messgeräte nach Maßgabe des § 40 und der darauf basierenden Verordnung der Regulierungsbehörde erfassen, speichern und übermitteln:
 - Sämtliche Viertelstundenenergiewerte, getrennt nach Einspeisung und Entnahme, zu Zwecken der Verrechnung: Verbrauchs- und Abrechnungsinformation (§ 37),

Energieeffizienz der Energiestatistik sowie der Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebes, des Ausbaus des Verteilernetzes und der Lastprognose als auch für die Aufgaben des Lieferanten, des Bilanzgruppenmanagements und der Aggregation

- Abweichend davon sind bei Endverbraucher:innen mit einem Jahresverbrauch bis 10.000 kWh die Tagesenergiewerte zu übermitteln. Auf Wunsch der Endverbraucher:innen bzw. deren Lieferanten sowie bei Teilnahme an Modellen gemäß §§ 48-55 sowie Flexibilitätsdienstleistungen sind auch unterhalb eines Jahresverbrauches von 10.000 kWh Viertelstundenenergiewerte zu übermitteln.“ (Quelle: Stellungnahme OE zu EIWG-Entwurf)
- Smart Meter 2.0 ab 2028 ermöglicht in Zukunft einen Viertelstunden-Datenaustausch

Zeitraum: wirksam sofort, Nutzen kurzfristig

3.2.4 Handlungsoption: Zentraler Batteriespeicher

Beschreibung: Betrieb eines zentralen Batteriespeichers zur effizienten Netzkapazitätsbewirtschaftung

Ziel/Wirkung: Zentraler Batteriespeicher soll Netzaus- und -umbau unterstützen bzw. temporär vermeiden

Wesentliche Inhalte:

- Batteriespeicher zur effizienten Netzkapazitätsbewirtschaftung/Netzausbau im Verteilernetz: Zentrale – vom Netzbetreiber bewirtschaftete – Batteriespeicher stellen neben den anderen Handlungsoptionen eine Möglichkeit dar, das Verteilernetz optimal zu bewirtschaften.
- Sofern keine Ausnahmegenehmigung vorliegt oder es sich um eine vollintegrierte Netzkomponente handelt, dürfen Netzbetreiber Energiespeicheranlagen allerdings weder errichten noch betreiben. So steht es im EIWG-Entwurf und den entsprechenden EU-Vorgaben der Stromrichtlinie. Zu vollintegrierten Netzkomponenten zählen auch „Energiespeicheranlagen, die [...] 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“.
- Eine Speicherbewirtschaftung durch den Netzbetreiber kann dadurch nur in Einzelfällen erfolgen und ist nur mit großem organisatorischem Aufwand möglich. Hier sollte in Zukunft klar abgewogen bzw. berücksichtigt werden, wie durch einen optimierten Speichereinsatz der Netzaus- und -umbau unterstützt bzw. kostenoptimiert erfolgen kann.

Aus der dena-Netzflex-Studie 2017 [Dena 17]: „Neben der ungeklärten, zukünftigen rechtlichen Situation in Bezug auf den Besitz von Speichern durch Netzbetreiber zeigt der hier untersuchte Fall, dass Batteriespeicher aufgrund der aktuellen Kostenstrukturen als reine Netzbetriebsmittel zur alleinigen Behebung der Grenzwertverletzung im Normalfall keine wirtschaftliche Lösung darstellen. Insbesondere sind die Speicher aufgrund der Dimensionierung im Vergleich zu den Handlungsalternativen des Netzbetreibers nicht konkurrenzfähig. Zusätzliche Markterlöse können unter den getroffenen Annahmen die Lücke zu den Handlungsalternativen nicht schließen.“

Dynamische Entwicklungen bei den Kosten für Speichersysteme, eine optimierte Positionierung im Netz und die Kombination mit weiteren Maßnahmen wie dem Einspeisemanagement können sich auf die Konkurrenzfähigkeit zukünftig positiv auswirken. Allerdings ist die Einbindung von ohnehin vorhandenen

Speichern gegenüber dem Neubau als Netzasset vorzugswürdig.“ Nötig wären bessere Möglichkeiten der Testung zentraler Batteriespeicher durch Netzbetreiber (siehe Argumentarium 4.2)

Zeitraum: kurzfristig möglich und wirksam

3.2.5 Handlungsoption: Ost-West-Stromtransport optimieren

Beschreibung: Ausbau der großen Stromtrassen im Übertragungsnetz vor allem von Ost nach West, um die großen volatilen erneuerbaren Erzeuger aus Wind und PV im Osten mit den Pumpspeichern im Westen zu verbinden

Ziel/Wirkung: Stromüberschüsse durch PV- und Windkraftanlagen im Osten Österreichs können in den Pumpspeichern im Westen gespeichert werden

Wesentliche Inhalte: nicht im Scope dieses Projekts

Zeitraum: langfristig wirksam

3.3 PV-Anlagen netzdienlich machen

Das starke Wachstum der PV-Erzeugungsmengen in den letzten Jahren führt ohne Gegenmaßnahmen dazu, dass negative Preise am Energiemarkt während der sommerlichen Mittagsspitze Standard werden. Dadurch können Energieversorger in naher Zukunft nur noch sehr geringe Flat-rate Einspeisetarife oder zeitabhängige Tarife anbieten. Weiters führt die gleichzeitige Einspeisung vieler PV-Anlagen zu extrem hohen Netzausbaukosten.

Ohne Gegenmaßnahmen rechnen sich daher in Zukunft nur noch PV-Anlagen, die überwiegend für den Eigenverbrauch produzieren. Dadurch wird ein großer Teil der heutigen PV-Anlagen immer weniger profitabel und der zukünftige Ausbau der PV in Österreich deutlich gebremst, wodurch die Ausbauziele in Gefahr kämen.

Durch die folgenden fünf Handlungsoptionen sollen die netzwirksame Leistung von PV-Anlagen reduziert und PV-Anlagen damit netzdienlich werden.

3.3.1 Handlungsoption: PV-Einspeisespitzen kappen

Beschreibung: Begrenzung der netzwirksamen Leistung bei PV-Anlagen durch Netzbetreiber – statisch oder dynamisch.

Ziel/Wirkung: Für Neuanlagen ab gesetzlicher Einführung, reduziert netzwirksame Leistungsspitzen

Wesentliche Inhalte:

- Statische Begrenzung der maximalen netzwirksamen Leistung bei (neuen) PV-Anlagen auf 70 %.

Grundlagen: „Die meisten PV-Anlagen erreichen ihre Nennleistung nur bei Südausrichtung und an wenigen Stunden im Jahr. Ost-West Anlagen erreichen diesen Schwellenwert zu keiner Zeit des Jahres.“¹ „Die Sorge um Verluste beim Ertrag aufgrund der Wirkleistungsbegrenzung ist meistens unbegründet. Der Grund: Eine PV-Anlage in Deutschland erreicht durch die vergleichsweise geringe Sonneneinstrahlung in den wenigsten Fällen überhaupt ihre Maximalleistung. ...; [bei Überschusseinspeiser und] fester Drosselung des Wechselrichters auf

¹ <https://www.solarwatt.de/ratgeber/70-prozent-regelung-pv-wirkleistungsbegrenzung>

70% der Generatorleistung (...) bei einer PV-Anlage, die optimal in Südlage ausgerichtet ist, liegt der Verlust in so einem Fall bei etwa 3 bis 5 %.²;

Wirkung: 50 % der PV-Anlagen mit Eigenverbrauch werden bei 70 % Leistungsbegrenzung mit dem unteren Wert von 3 % Ertragsverlust angenommen, 50 % meist ohne Eigenverbrauch werden mit dem oberen Wert von 5 % Ertragsverlust angenommen. 70 % Leistungsbegrenzung wirkt auf allen Netzebenen und führt zu einer Leistungsreduktion im Netz, der Ertragsverlust beträgt gemittelt 4 %. Um dieselbe Energiemenge zu erzeugen, müssten ca. 4 % mehr PV-Leistung installiert werden – somit beträgt die effektive Leistungsreduktion im Netz durch die statische 70-Prozent-Regelung ca. 26 % bei gleichem Ertrag.

- Situative Abregelung (Istwert-basierte Eingriffe) von erneuerbaren Erzeugungsanlagen aufgrund von Engpässen im Verteilernetz

Wirkung: Laut einer Analyse für Deutschland [E-Bridge 2014] können mit der Möglichkeit der Abregelung für Übertragungs- und Verteilernetze Einsparungen beim Netzausbau erreicht werden:

- 47 % (PV) bis 55 % (Wind) bei reduzierter eingespeister Jahresenergie um 5 %
- 40 % (PV) und 45 % (Wind) bei reduzierter eingespeister Jahresenergie um 3 %.

Um ausreichend Sicherheitsreserve zu belassen, könnte z. B. für die Verteilernetzplanung eine Abregelung von 3 % bei der Vergabe von Netzanschlüssen berücksichtigt werden. Somit kann in relativ kurzer Zeit sowohl eine Erhöhung der angeschlossenen Leistung als auch die der eingespeisten Energiemenge erreicht werden (Achtung Abregelung und statische Kappung nicht additiv!).

Zeitraum: Statische Abregelung ab Inkrafttreten des ElWG möglich bei Neuanlagen – Nutzen ab Inkrafttreten der geänderten rechtlichen Regelung

3.3.2 Handlungsoption: PV-Anlagen netzdienlich planen und errichten

Beschreibung: PV-Anlagen werden nicht mehr rein ertragsmaximiert geplant, sondern netz- und auch marktdienlich

Ziel/Wirkung: PV-Anlagen sollen in Zukunft mehr Ertrag bei weniger netzwerkstärkender Leistung haben

Wesentliche Inhalte:

- Beschränkung der maximal netzwerkstärkenden Leistung durch Ost-West-ausgerichtete PV-Anlagen, nachgeführte PV-Anlagen, Anlagen mit steiler Südausrichtung
 - Laut einer aktuellen Studie des Bundesverband Erneuerbare Energie aus Deutschland [BEE 24]: „Die Kombination von vertikalen PV-Anlagen mit PV-Anlagen in klassischer Südausrichtung senkt die Peakeinspeisung und erhöht die Einspeisedauer tagesspezifisch. Beide Effekte erhöhen die bessere Netz- und Marktintegration der PV-Anlagen in Deutschland. Dies gilt auch, in kleinerem Ausmaß, für die Kombination von PV-Anlagen in Südausrichtung mit PV-Anlagen in Ost-West-Ausrichtung und kleineren Neigungswinkeln.“
 - Auch in Österreich können durch Ost-West-ausgerichtete PV-Anlagen, nachgeführte PV-Anlagen oder Anlagen mit steiler Südausrichtung die Erzeugungskurven geglättet werden. Dadurch ergibt sich eine

² <https://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/wirtschaftlichkeit/70-prozent-regelung-pv>

geringere Stromerzeugung in der Mittagsspitze oder im Sommer bei gleichzeitig besserer Erzeugung zu nicht Mittagsspitzen oder in Nicht-Sommer-Zeiten.

- Freiflächen-PV-Anlagen plus Windkraft eventuell plus Batterien nutzen in Zukunft gemeinsam einen Netzanschlusspunkt.
 - In Deutschland gibt es hierzu die aktuelle Publikation „Netzverknüpfungspunkte-Studie“ [BEE 24]: „Es wurde aufgezeigt, dass die effizientere Nutzung der NVP (Netzverknüpfungspunkt)-Anschlussleistungen [gemeinsam durch PV- und Windkraftanlagen] eine zielführende Maßnahme zur Beschleunigung des Anschlusses und zur Reduktion der dazugehörigen Kosten ist, indem die bestehende Netzinfrastruktur besser genutzt wird.“ Umgesetzt kann dies werden, indem nach dem Windkraft-Ausbau Zonen für den PV-Freiflächenausbau, welche denselben Netzanschlusspunkt nutzen können, eingerichtet werden.
 - Der Vorschlag des Bundesverband Erneuerbare Energie aus Deutschland sieht vor, künftig mehrere Erneuerbare-Energien-Anlagen, Speicher und Anlagen zur Sektorenkopplung gemeinsam an einen NVP anzuschließen. Dabei wird mehr Leistung angeschlossen, als der NVP eigentlich transportieren kann (Überbauung). „Die Auslastung der einzelnen Punkte lässt sich damit teilweise um ein Vielfaches steigern“. „Es bleibt sogar noch genügend Kapazität frei, um auch Back-up-Kraftwerke, wie beispielsweise flexible Biogasanlagen oder Wasserkraftwerke an den NVP anzuschließen.“
- Agri-PV:
 - Nachgeführte Systeme bzw. senkrechte Ausrichtung (nach Süden) ergeben deutlich bessere Erzeugungsprofile ohne ausgeprägtes Mittags-Maximum. Zusätzlich wird durch die Doppelnutzung aus landwirtschaftlicher Produktion und Stromerzeugung die Problematik der Flächenkonkurrenz aufgelöst und damit die Akzeptanz verbessert. Durch Blühstreifen und weitere biodiversitätsfördernde Maßnahmen bietet die Agri-PV auch ökologische Vorteile.
- Verbesserung des Verhältnisses von Wind- zu PV-Ausbau, siehe OE-Stellungnahme zum ÖNIP, siehe OE-Szenarien, ENTSO-E Szenarien; „Netzverknüpfungspunkte-Studie“ [BEE 24]: „EE-Überschüsse können dabei deutlich gesenkt werden, wenn man darauf achtet, statt eines stark wind- (Szenario C1) bzw. PV-dominierten (Szenario C3) ein leistungstechnisch ausgeglichenes System zu wählen (siehe Szenario C2 mit jeweils 125 % NVP-Anschlussleistung von Wind und PV).“

Zeitraum: verbessert Möglichkeiten zur PV-Integration kurz- und mittelfristig

3.3.3 Handlungsoption: Heimspeicher netzdienlich nutzen

Beschreibung: Heimspeicher benötigen in Zukunft eine intelligente Speicherbewirtschaftung und eine Schnittstelle zu einem Aggregator, um von extern angesteuert werden zu können.

Ziel/Wirkung: Heimspeicher sollten in Zukunft vermehrt netzdienlich genutzt werden (netzdienlich heißt: kein extra Netzausbau nötig bzw. Ansteuerung ermöglicht).

Wesentliche Inhalte:

- Derzeit werden Heimspeicher hauptsächlich zur Eigenverbrauchsoptimierung von PV-Anlagen eingesetzt. Unter dem derzeitigen Trend, dass Einspeisevergütungen eher sinken und Strompreise relativ hoch

bleiben, ist es wahrscheinlich, dass sich auch in Zukunft der Betrieb von Heimspeichern am Eigenverbrauch orientiert.

- Eine Förderung von Heimspeichern sollte daher bedingen, dass diese nicht nur eigenverbrauchsoptimiert, sondern auch netzdienlich betrieben werden. Auch das Volumen für die Förderung von Heimspeichern sollte angehoben werden.
- Weiters wird die Netzdienlichkeit von Heimspeichern erhöht, wenn sie über eine intelligente Ladesteuerung und entsprechende digitale Schnittstellen verfügen.
- Studie „Netzdienlicher Einsatz von Elektrischen Speichersystemen“ (AIT, 2019): „Speichersysteme, die direkt in der Netzebene 7 installiert sind, können lokale Leistungsengpässe und Spannungsbandverletzungen durch eine aktive Ladung und Entladung bzw. durch Blindleistungsregelung vermeiden. Bei phasengenaue Regelung ist es auch möglich die Spannungs-Unsymmetrie zu reduzieren. Ursachen für entstehende Netzprobleme sind v. a. PV-Anlagen bzw. eine mögliche Überlast bei hoher Gleichzeitigkeit einzelner Verbraucher wie z. B. Elektroautos. Speichersysteme sind in der Lage, lokale Engpässe – hervorgerufen durch Betriebsmittelüberlastungen oder Spannungsbandverletzungen – mit geeigneter Sensorik zu erkennen und mit einer entsprechenden Steuerung aktiv zu vermeiden“

Pro und Kontra:

Pro: Bei intelligenter Speicherbewirtschaftung können in Zukunft sowohl Eigenverbrauch als auch Markterlöse optimiert werden, sowie Netze während der Mittagsspitze entlastet werden.

Kontra: Bisher gibt es kaum Anreize für einen netzdienlichen Einsatz von Heimspeichern, daher werden Heimspeicher vor allem zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt.

Zeitraum: bis 2030 bei entsprechenden Anreizen umsetzbar

Abschätzung Impact: Heute sind es 420.000 PV-Zählpunkte, bis 2040 sollten 2,5- bis 3-mal so viele PV-Kleinanlagen errichtet werden (siehe [Fechner 1]): 1 Mio. PV Anlagen; bei 50 % Speicherdurchdringung (2023: 140.000 neue Anlagen, 57.000 Heimspeicher = 41 %) ergeben sich für Österreich 500.000 Heimspeicher zu 10 KWh, das sind 5 GWh Kapazität.

3.3.4 Handlungsoption: E-Autospeicher netzdienlich nutzen

Beschreibung: E-Autospeicher netzdienlich laden (smart charging) und ausspeichern

Ziel/Wirkung: Das E-Auto als dezentraler Speicher ergänzt Heimspeicher, um PV-Überschüsse netzdienlich zwischenspeichern und in das Netz einzuspeisen

Wesentliche Inhalte:

Der Speicher eines E-Autos lässt sich zusätzlich zu seiner Nutzung in der Mobilität sowohl für positive als auch negative Flexibilitätsbereitstellung einsetzen:

- Smart Charging:
 - Durch eine Verringerung der Ladeleistung bzw. im Notfall ein Unterbrechen des Ladevorganges kann die Last im Netz für einen definierten Zeitraum reduziert werden. Der Ladevorgang kann dadurch über einen längeren Zeitraum erstreckt werden.

- Vehicle to Grid:
 - Die erforderlichen technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen vorausgesetzt, kann das E-Auto auch dazu genutzt werden, um Energie aus einer PV-Anlage oder dem Netz zwischenspeichern und zu einem späteren Zeitpunkt in das Netz einzuspeisen.
 - Wie beim Heimspeicher ist auch hier eine intelligente, netzdienliche Speicherbewirtschaftung anzureizen, die sowohl Eigenverbrauch als auch Markterlöse optimiert sowie Netze während der Mittagsspitze entlastet.
 - Second-Live: Zusätzlich können genutzte E-Autobatterien als stationäre Batterien für netzdienliche Speicherbewirtschaftung genutzt werden

Pro und Kontra:

Pro: Ein E-Autospeicher wird für Mobilität angeschafft und wird den Großteil des Tages nicht genutzt. Durch die Nutzung als dezentraler Speicher kann ein Zusatznutzen entstehen.

Kontra: Dieser Vorgang bedingt zusätzliche Ladezyklen der Ladeelektronik und Batterie, was die Lebensdauer der Batterie verringert und damit Kosten verursacht. Obwohl die Verringerung der Lebensdauer nur gering ist, bedarf dazu heute noch einer Vereinbarung zwischen Fahrzeughersteller und Besitzer (Garantierweiterung).

Zeitraum: Um 2030 sollte die E-Autoflotte groß genug sein (15-20 % des Bestands), um bei entsprechenden Anreizen als negative Flexibilität (smart charging) oder als netzdienlicher Speicher (V2G) eingesetzt eine netzentlastende Wirkung zu haben (500 MW positive wie auch negative Flexibilität [AIT 22])

3.3.5 Handlungsoption: Wasserstoff als saisonaler Speicher

Beschreibung: PV-Überschüsse im Netz werden mittels Elektrolyse in Form von Wasserstoff gespeichert

Ziel/Wirkung: Entlastung der Netze durch chemische Speicherung von Energie in Phasen erhöhter erneuerbarer Stromerzeugung

Wesentliche Inhalte:

Mittels Power-to-Gas kann (überschüssige) elektrische Energie in Wasserstoff und optional über Syntheseverfahren weiter zu Methan umgewandelt werden. Die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse bietet dem Stromsystem sowohl die Flexibilität, kurzfristige Last- und Erzeugungsschwankungen auszugleichen, als auch Energie saisonal zu verlagern, da Wasserstoff im Gegensatz zu Strom längerfristig speicherbar ist.

Kontra:

Größere Elektrolyseure über den Netzebenen 3 bis 5: Daher voraussichtlich kaum Entlastung in den Netzebenen 6 und 7

Zeitraum: ab 2030 relevant, größerer Nutzen in 2040

3.4 Flexibilitäten nutzbar machen

3.4.1 Handlungsoption: Steuerung flexibler Verbraucher

Beschreibung: Steuerung flexibler Verbraucher für Begrenzung der Netznutzung oder Erhöhung der Last bei hoher PV-Einspeisung.

Ziel/Wirkung: Für alle steuerbaren Anlagen bei Zustimmung der Verbraucher Ermöglichung der Laststeuerung durch Aggregation bzw. durch steuernde Eingriffe durch Verteilnetzbetreiber.

Wesentliche Inhalte:

- Steuerung flexibler Verbraucher für Begrenzung der Netznutzung entsprechend Netzkapazitäten z. B. netzdienliches Laden eines E-Autos mengenmäßig und zeitlich (Smart Charging oder Laststeuerung)
 - Steuerungseingriff in die Leistungsmaxima mittels Schaltkontakt, einer digitalen Schnittstelle oder auch einer autonomen Regelungsstrategie (z. B. P(U,Z) als Laden in Abhängigkeit der Spannung und der Netzimpedanz).
 - Smart Meter Voraussetzung laut §40 ElWG-Entwurf: „3. die Fernauslesung der im Gerät gespeicherten Messdaten über eine bidirektionale Kommunikationsschnittstelle sowie eine Unterbrechung und Freigabe der Anlage aus der Ferne muss möglich sein;“
 - Netzüberwachung über digitalen Zwilling: Verteilernetzbetreiber sieht über digitale Schnittstelle das Gerät (z. B. Ladegerät mit bidirektionaler Kommunikation)
- Steuerung flexibler Verbraucher durch Erhöhung der Last bei hoher PV-Einspeisung über Aktivierung von WP-Last über Aggregator.
 - Pflichten der Verteilernetzbetreiber siehe ElWG-Entwurf § 95. Verteilernetzbetreiber sind insbesondere verpflichtet: „... bei der Beschaffung von Systemdienstleistungen Aggregatoren, die im Bereich der Laststeuerung tätig sind, auf Grundlage ihrer technischen Fähigkeiten diskriminierungsfrei neben Erzeugern zu behandeln;“

Kontra:

Eine Einschränkung liegt in der Datenübertragung vom Smart Meter zum Verteilernetzbetreiber. Dies stellt ein Hindernis für die Steuerung flexibler Verbraucher dar: Die Zähler-Auslesung ist nicht auf Viertelstundenbasis. Es sollten daher alle Kund:innen mit Energiespeicher- oder Stromerzeugungsanlagen, Akteure in Energiegemeinschaften oder Flexibilitäten verpflichtend auf Viertelstundenbasis ausgelesen werden. Ebenso kann eine Einschränkung auf Kund:innen mit mehr als 10.000 kWh eine ausreichende Datenverfügbarkeit ermöglichen.

Zeitraum: ab 2025 möglich für größere Flexibilitäten (WP, E-Auto, PV-Anlage) wenn Smart Meter Daten auf Viertelstunden-Basis ermöglicht, für alle Teilnehmer:innen um 2030

3.4.2 Handlungsoption: Dynamische Preise für Flexibilitäten

Beschreibung: Zeitveränderliche Preissignale geben Informationen über Strommarkt an Prosumer weiter

Ziel/Wirkung: Die Preissignale beim Verbraucher:innen oder Erzeuger:innen sollen die Strommarktsituation besser reflektieren und bessere Anreize zur Lastverschiebung bzw. für systemdienlichere Ladestrategien für Speicher nach sich ziehen.

Wesentliche Inhalte:

- Bislang erreichen die Verbraucher:innen (mit Ausnahme weniger industrieller Großverbraucher, die direkt am Großhandel teilnehmen) in den meisten Fällen nur fixe Preissignale – meist über einen längeren Zeitraum fixe Abnahmetarife (ggf. monatliche Floater, sonst Jahresfixtarife) und fixe Einspeisetarife für eingespeiste Leistung (analog), die Kosten der Vergangenheit in die Jetztzeit umlegen. Da außerdem im Allgemeinen gilt, dass der Strombezug mehr kostet als die Einspeisung an Einnahmen bringt, gilt zeitpunktunabhängig aus Sicht vieler Verbraucher:
 - Sofortiger Eigenverbrauch von erneuerbarem Strom erbringt mehr Ertrag als die Nutzung von Flexibilitäten (z. B. Einspeicherung in Speicher). Aus der Gesamtsystemsicht und auch lokaler Netzsicht ist dies nicht immer die beste Reihenfolge, da gleichzeitige Last- und Einspeisespitzen so in der Tendenz erhalten bleiben.
 - Dieser Effekt soll durch zeitveränderliche Preissignale durchbrochen werden.
- Verbraucherseite: Nutzung von Lastflexibilitäten durch Wärmepumpen, Warmwasserboiler, (smartes) Laden von E-Mobilität, Klimaanlage
- Erzeugerseite (v. a. PV): Nutzung von Speicherflexibilitäten zu Zeiten von Erzeugungsspitzen. Speicher soll dann noch nicht voll sein und nicht die gesamte PV-Spitze ins Netz drücken; außerdem potenziell langfristig Vehicle-to-Grid

Varianten:

- Zeitliche Differenzierung der Strompreisetarife während des Tages (durch Energielieferantenversorger)
 - Unterbrechbare Tarife, Time-of-Use-Tarife, langsames Laden, Wärmepumpen-Tarife
 - Aggregatoren als Akteure vorgesehen
- Zeitliche Differenzierung der PV-Einspeisetarife (durch Energielieferantenversorger, idealerweise auch beim Marktpreis der OeMAG (Abwicklungsstelle für Ökostrom)):
Morgens und abends höher als mittags, im Sommer mittags bis zu null (oder sogar negativ)
 - Spiegelt Marktwert besser wider
 - Anreiz zur Überschusseinspeisung sinkt
 - Anreiz Ost-/West-Ausrichtung steigt
 - Anreiz, alle verschiebbaren Verbräuche auf die Mittagszeit zu verlagern
 - Wenn orientiert am Großhandel, potenziell neues Marktgleichgewicht
 - Anreiz für den netzdienlichen Einsatz von Batteriesystemen steigt

Pro: Bessere Harmonisierung von Preissignalen aus Großhandel mit Einspeisung aus niedrigen Netzebenen

Kontra: Unterschiedliche Preissignale aus Großhandel und Netztarif, kann auch widersprüchlich sein, bzw. selbstverstärkende Effekte bewirken

Zeitraum:

Eine zeitliche Differenzierung in Verbraucherprodukten und Einspeisetarifen der Versorger ist vorbehaltlich technischer Rahmenbedingungen bereits möglich. Die nicht durchgängig gegebene Verfügbarkeit von viertelstündlichen Smart-Meter-Daten ist derzeit ein Umsetzungshindernis.

3.4.3 Handlungsoption: Marktplattform für Flexibilitäten

Beschreibung: Schaffung und Betrieb einer gemeinsamen österreichweiten Plattform zum Angebot von Flexibilitäten

Ziel/Wirkung: Die Einbindung und Koordinierung von dezentralen Flexibilitätpotentialen ermöglicht eine steigende Anzahl erneuerbarer Stromerzeuger:innen und Verbraucher:innen effizient in den Strom- und Regelenergiemarkt zu integrieren.

Wesentliche Inhalte:

- Schaffung einer österreichweiten Plattform zum Angebot von Flexibilitäten. „Österreichweit“ heißt in diesem Fall, dass die Plattform österreichweit existiert und standardisiert angeboten wird, nicht, dass Angebote aus ganz Österreich miteinander gematcht werden.
- Bisher waren kleinere Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen wie PV, Wärmepumpen und E-Autos nicht an die Großhandelsmärkte für Strom angebunden. Durch die Marktplattform für Flexibilitäten können diese nun sowohl in den Strom- als auch den Regelungsmarkt eingebunden werden.
- Laststeuerung über eine gemeinsame Flexibilitätsplattform, siehe EIWG-Entwurf § 123: „(1) Der Regelzonenführer und die Verteilernetzbetreiber, die gemäß § 98 einen Netzentwicklungsplan zu erstellen haben, haben gemeinsam unter Berücksichtigung des Diskriminierungsverbots gemäß § 74 eine webbasierte Plattform zur Koordination der Beschaffung und des Einsatzes von Flexibilitätsleistungen, kurzfristiger Laststeuerung sowie der kurzfristigen Veränderung der Einspeisung einzurichten und zu betreiben.“
- Umsetzungshilfe u. a. von § 120 EIWG-Entwurf, nachdem Flexibilitätsleistungen durch Verteilernetzbetreiber marktbasierend beschafft werden müssen, sowie pot. §121 EIWG-Entwurf, mit dem das Engpassmanagement des ÜNB geregelt wird (muss nicht marktbasierend sein, aber „als Basis die wirtschaftlichen Nachteile und Kosten der Erzeuger:innen“ berücksichtigen).
- Verpflichtende österreichweite Plattform (aus Sicht des ÜNB) gekoppelt mit lokalen Plattformen (aus Sicht der Verteilernetzbetreiber), d. h. Aufschlüsselung lokaler Flexibilitätsbedürfnisse in Angebote und Nachfrage (des Verteilernetzbetreibers)
 - Nach außen nur eine Plattform („One-Stop-Shop“)
 - Zentrale Stelle betreibt Backend (Vorbild GoPacs-Plattform in den Niederlanden), Netznutzer:innen stellen Gebote für Flexibilitäten
 - Verteilernetzbetreiber bestimmt Backend zu Leistungslimitierung, bestimmt lokalen Einsatz von Flexibilitäten!

Pro und Kontra:

Pro: Effiziente Flexibilitätsbeschaffungsanreize

Kontra:

- Komplex und unklare Ausrollbarkeit über Verteilernetzbetreiber
- Definition von belastbaren Baselines als zentrale Herausforderung
- Fragmentierung führt potenziell zu marktbeherrschenden Stellungen u. ä. Problemen
- Genaue Abgrenzung zwischen netzdienlichen und marktgetriebenen Flexibilitätseinsätzen schwierig
- Zweigt man dem Großhandels- oder Regelleistungsmarkt Flexibilitäten ab?

- Henne-Ei-Problem: Die Vorgaben zu den Netzentwicklungsplänen und zur marktbasierter Beschaffung von Flexibilitäten adressieren die gleiche Fragestellung. Die wechselseitige, optimale Berücksichtigung ist kein einfaches Problem.

Zeitraum: Durch die Umsetzungsfristen des ElWG maßgeblich bestimmt, voraussichtlich in den nächsten Jahren. Größere Wirkung bis 2030 zu erwarten.

3.4.4 Handlungsoption: Leistungsbepreisende Netztarife

Beschreibung: Netztarife auch für Haushalte mit einem hohen Gewicht auf der Leistungspreiskomponente und auf zeitvariablen Leistungstarifen

Ziel/Wirkung: Die Netztarife bei Prosumer sollen die Netzsituation besser reflektieren und bessere Anreize zur Lastverschiebung bzw. netzdienlicheren Ladestrategien für Speicher nach sich ziehen.

- **Wesentliche Inhalte:**

Bislang erreichen die Verbraucher (mit Ausnahme weniger industrieller Großverbraucher, die direkt am Großhandel teilnehmen) in den meisten Fällen nur fixe Netztarife, die die Kosten der Vergangenheit in die Jetztzeit umlegen.

Ansatz: Dynamische Leistungspreise

- Höheres Gewicht der Leistungspreise
- Häufigere Änderungen der Leistungspreise
- Bemessung in Abhängigkeit des Ausmaßes der Netzinanspruchnahme (verursachergerecht), idealerweise mit feinerer Netzauflösung und Berücksichtigung der Situation von Verteilernetzen

Alle nachfolgenden Varianten haben für einen breiten Rollout einen vergleichbaren Standard in Bezug auf den Smart-Meter-Einsatz und viertelstundenscharf gelieferte Daten mit Möglichkeiten zu einer entsprechenden Datenverarbeitung und – daraus folgend – eine Prognosefähigkeit als Vorbedingung.

- Preisliche Anreize, die ein Netztarifsystem liefern kann
 - Dynamische Leistungspreise auf Basis von Tageszeitblöcken, auch auf niederen Netzebenen
 - Allgemeine Anreize, die Verbrauchsspitzen zu glätten und daraus erwachsend: ein gewisser Verschiebeanreiz
- Preisliche Anreize über ein Netztarifsystem mit Berücksichtigung von (Überschuss-) Einspeisung
 - Adaption der Netztarifstruktur: Die Kostentragung und der Kostenbeitrag muss im Ausmaß der Netzinanspruchnahme erfolgen
 - Dynamische Leistungspreise auf Viertelstunden-Basis, auch für Einspeisung auf niederen Netzebenen
 - Liefert allgemeine Anreize die Verbrauchs- und Erzeugungsspitzen zu glätten und daher größeren Verschiebeanreiz
 - Wäre größerer regulatorischer Anpassungsbedarf
 - Dagegen spricht: Einspeiser zahlen lassen ist unpopulär. System müsste so ausgestaltet werden, dass in Summe keine starke Benachteiligung gegenüber dem Status quo entsteht, zum Beispiel durch deutliche Erhöhung der Förderung in Morgen- und Abendstunden oder deutliche Senkung von Netzbezugskosten zur Mittagszeit.

- In Netzanschlussverträgen Engpassmanagement-Maßnahmen einfordern

Pro und Kontra:

Pro:

- „Warum nicht nur dynamische Stromtarife?“
Die Dynamisierung der Netztarife bietet Handlungsoptionen, die dynamische Stromtarife (Stand heute) allein nicht abbilden können
 - Das Großhandelspreissignal gilt für die gesamte österreichische Gebotszone.
 - Netzüberlastungen treten lokal auf.
 - Dynamische Tarife, z. B. auf Basis von Day-Ahead-Preisen können neben unbestrittenen positiven Effekten auf das Gesamtsystem lokale Netzengpässe daher auch verstärken
 - Ähnliches gilt für die Möglichkeit dynamischer Einspeisetarife/Marktprämien
- Dynamische Leistungsentgelte sind ein zu dynamischen Stromtarifen komplementäres Instrument; kein Entweder-oder
- Gegensätzliche Anreize durch verschiedene Preissignale müssen bei Ausgestaltung mitbedacht werden

Kontra:

- Kurzfristige Netztarife auf Verteilernetzebene müssen erst einmal sinnvoll festgelegt werden (welche Daten liegen vor, welche Modelle können auf verschiedene Topologien gleich und am besten tagesscharf angewendet werden?)
- Unterschiedliche Preissignale aus dem Großhandel und dem Netztarif können widersprüchlich sein bzw. selbstverstärkende Effekte bewirken.

Zeitraum:

Leistungsbepreisende Netztarife benötigen grundsätzliche regulatorische Anpassungen (siehe Argumentarium Kapitel 4.4), kurzfristig möglich

3.4.5 Handlungsoption: Pumpspeicher zubauen

Beschreibung: Zubau von großen Pumpspeichern im Westen

Ziel/Wirkung: Stromüberschüsse durch PV- und Windanlagen im Osten Österreichs können in den Pumpspeichern im Westen gespeichert werden

Wesentliche Inhalte: nicht im Scope dieses Projekts

Zeitraum: langfristig wirksam

3.5 Roadmap zur PV-Integration in die Netze

Die ausgearbeiteten Handlungsoptionen werden in der Folge zu einer Roadmap zusammengefasst, die die prioritären Handlungen chronologisch wiedergibt, um die bis 2040 notwendige PV-Integration in die Netze zu ermöglichen. Dazu wurden die 15 Handlungsoptionen nach den Zeiten geordnet, ab denen sie eine wesentliche Wirkung zeigen können, sowie nach den drei Kategorien „Netze ausbauen und digitalisieren“, „PV-Anlagen netzdienlich machen“ und „Flexibilitäten nutzbar machen“. Daraus ergibt sich eine Roadmap mit den Handlungsoptionen für die PV-Integration in die Netze, bei der vier Schritte identifiziert werden können:

Schritt 1: Netzsicherheit als Basis

Als ersten Schritt ist es notwendig, die Netzsicherheit weiterhin in höchster Qualität zu gewährleisten. Dazu dienen bereits heute ein beschleunigter Netzausbau und eine kontinuierliche Optimierung der vorhandenen Netzkapazitäten. Dies könnte kurzfristig durch den zumindest temporären Einsatz von zentralen Batteriespeichern zur Netzstabilisierung unterstützt werden. Ebenfalls dringlich ist die Erweiterung der Möglichkeiten für Verteilernetzbetreiber, PV-Einspeisespitzen statisch zu begrenzen und die Möglichkeit leistungspreisender Netztarife, um netzdienlicheres Verhalten der Endkund:innen anzureizen. Diese Handlungsoptionen sollten innerhalb von kurzer Zeit umgesetzt werden.

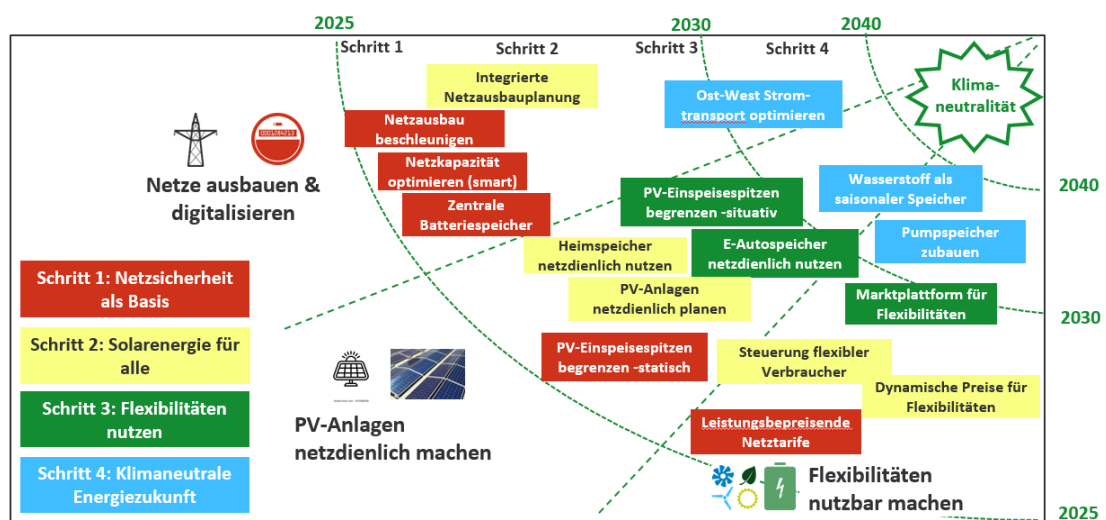


Abbildung 11: Roadmap zur PV-Integration in die Netze mit den 15 Handlungsoptionen („PV-Einspeisespitzen begrenzen“ wird in Schritt 1 und 3 zu Teilen umgesetzt) in 3 Kategorien

Schritt 2: Solarenergie für alle

Um in den Jahren bis 2030 hohe PV-Ausbauraten von 1 GW bis 2 GW pro Jahr weiter zu erhalten und gleichzeitig die Netze nicht zu überlasten, sollte ein neues Paradigma der PV-Nutzung ermöglicht und kommuniziert werden: Die PV-Anlage der Zukunft wird schon netzdienlich geplant und wird standardmäßig mithilfe einer netz- und marktoptimierten Speicherbewirtschaftung für jede Anlagengröße rentabel betrieben. Dazu ist ein neues Angebot von zeitlich flexiblen Einspeisevergütungen notwendig, die über wirtschaftliche Anreize aus heute nur eigenverbrauchsoptimierten PV-Anlagen aktive Tagesrand-Einspeiser macht. Durch die auch in Zukunft hohen Einnahmen zu Tagesrandzeiten bleibt Sonnenenergie rentabel und damit nutzbar für alle. Sowohl neue als auch bestehende PV-Anlagen können mittels smarter Technologie und günstigen Heimspeichern so zu vollwertigen Teilnehmern am Energie- und Regelenergiemarkt umgerüstet werden. Unterstützt wird dieser Schritt durch eine proaktive, integrierte Netzausbauplanung sowie durch die technische

und regulatorische Möglichkeit für Verteilernetzbetreiber, flexible Verbraucher wie Wärmepumpen und E-Autos netzdienlich zu steuern.

Schritt 3: Flexibilitäten nutzen

Um 2030 sollten sich aufgrund verbesserter technischer und regulatorischer Möglichkeiten neue Handlungsoptionen ergeben. Eine situative Abregelung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen aufgrund von Engpässen im Verteilernetz ermöglicht weiteren PV-Ausbau. Eine bis 2030 auf 20 % des Bestands gewachsene E-Autoflotte bedeutet eine schrittweise größer werdende Menge von nutzbaren dezentralen Speichern, die über Vehicle-to-grid-Technologie netz- und systemdienlich einspeisen kann. Alle neuen und in den vorhergehenden Schritten genutzten Flexibilitäten wie Heimspeicher, E-Autospeicher, Wärmepumpen und E-Autos sollten bis 2030 über eine österreichweite Marktplattform sowohl in den Strom- als auch den Regelenergiemarkt eingebunden werden. Dadurch können elektrische Verbraucher ebenfalls Profit generieren und dabei auch das Netz entlasten.

Schritt 4: Klimaneutrale Zukunft

In der Zeit bis 2040 folgen weitere Handlungsoptionen, um das für die Erreichung der Energie- und Klimaziele notwendige Stromsystem fertigzustellen. Das sind neue zusätzliche Pumpspeicherkapazitäten vor allem im Westen Österreichs, verbunden mit einem deutlich ausgebauten Ost-West-Übertragungsnetz, das die PV- und Wind-Überschüsse aus dem Osten Österreichs zu den Pumpspeichern bringt. Als letzte notwendige Handlungsoption wird mit der Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff durch Elektrolyse die Möglichkeit einer saisonalen Speicherung von Strom gewährleistet. Wasserstoff erzeugt durch Elektrolyse bietet dem Stromsystem sowohl die Flexibilität, kurzfristige Last- und Erzeugungsschwankungen auszugleichen als auch Energie saisonal zu verlagern und sichert eine Energieversorgung aus 100 % Erneuerbaren. Bei allen vier Schritten schaffen der Ausbau und die Modernisierung unserer Netze sowie die stark steigende erneuerbare Energieproduktion zahlreiche Green Jobs sowie Wertschöpfung in Österreich.

4 Argumentarien für regulatorische Maßnahmen

4.1 Einleitung

Einige der beschriebenen Handlungsoptionen liegen im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber wie z. B. die Optimierung der Netzkapazitäten. Andere Handlungsoptionen sind abhängig von neuen oder modifizierten Regularien und Vorgaben der Politik. In diesem Kapitel wird ein Argumentarium für regulatorische Maßnahmen sowie Fördermaßnahmen erstellt, die für die PV-Integration in die Netze notwendig sind und ohne die die Energie- und Klimaziele kaum erreichbar sind.

4.2 Regulierungsumfeld für beschleunigten Netzausbau

4.2.1 Regulierungswende passend zu den Zielen der Energiewende

Stromnetzbetreiber mit einer Abgabemenge von über 50 GWh an Endkunden (Stichjahr 2008) oder einem eigenen gesetzlich zugeordneten Netzbereich unterliegen dem nationalen Anreizregulierungssystem. Dabei werden den österreichischen Strom-Verteilernetzbetreibern, welche ein natürliches Monopol darstellen, Anreize zur Kostensenkung und Effizienzsteigerung gegeben.

Während der Netzausbau in der Vergangenheit dem Liberalisierungs-Paradigma der Kosteneffizienz folgte, sind die Verteilernetzbetreiber zur Umsetzung der Energiewende mit neuen Herausforderungen konfrontiert. Sowohl der steigende Trend an elektrischen Lasten (E-Mobilität und Wärmepumpen) als auch die rapide Zunahme an PV-Einspeisung im niederrangigen Stromnetz erfordern ein schnelles Handeln und stellen die Netzplanung vor neue Herausforderungen. Diesen Umständen wurde in der aktuellen Regulierungsperiode der E-Control Rechnung getragen.

Am 1.1.2024 hat die fünfte Regulierungsperiode für Stromverteilernetzbetreiber begonnen. Die dafür festgelegte Regulierungssystematik gilt bis Ende 2028 und versucht, den geänderten Rahmenbedingungen für den Netzausbau und -umbau Rechnung zu tragen. Es wurden insbesondere Möglichkeiten geschaffen, um auf veränderliche Einflussfaktoren während der Regulierungsperiode reagieren zu können, z. B. durch die Einführung potenziell veränderlicher Parameter in der Regulierungssystematik. Dazu gehören beispielsweise Instrumente zur Abgeltung von gestiegenen Betriebskosten aufgrund veränderter rechtlicher Verpflichtungen (z. B. IT Security) oder auch ein Plan-Ist-Abgleich zur Abgeltung veränderter Kapitalkosten.

Bereits umgesetzt mit der 5. Regulierungsperiode:

Senkung der generellen Produktivitätsvorgabe von 0,95 % auf 0,4 %

Berücksichtigung eines Innovationsbudgets in der Höhe von 0,6 % der beeinflussbaren Betriebskosten

Verzinsung neuer Investitionen unter Berücksichtigung des gestiegenen Zinsniveaus

Darüber hinaus wurden auch Anpassungen von nicht veränderlichen Parametern in der Regulierungssystematik vorgenommen, beispielsweise wurde die allgemeine Effizienzvorgabe von 0,95 % auf 0,4 % gesenkt und ein eigener WACC für Neuinvestitionen eingeführt. Dies sind Schritte in die richtige Richtung, die aber noch deutlich verstärkt werden sollten.

Um dem künftig hohen Investitionsbedarf der Stromverteilernetzbetreiber Rechnung tragen zu können, wird von der E-Control erwogen, die Kapitalkosten im Vorhinein anhand von geplanten Investitionen anzuerkennen. Ex-post sollen diese dann aufgerollt und im Rahmen des o. a. Plan-Ist-Abgleichs bewertet und abgegolten werden.

Vorausschauender Netzausbau darf nicht zu Benachteiligungen beim Regulierungs-Benchmarking führen. Höhere Investitionen in einer Periode, die erst in der nächsten Periode zu entsprechender Netzauslastung führen, müssen im Benchmarking angemessen berücksichtigt werden. Dadurch können in Zukunft auch Investitionen ggf. regulierungsperiodenübergreifend abgestimmt werden.

Transparentere Investitionsplanung und Kostenanerkennung durch über eine Regulierungsperiode hinausgehende Betrachtung

4.2.2 Testung zentraler Batteriespeicher für die Netze

Der Betrieb von zentralen Batteriespeichern durch den Netzbetreiber ist aufgrund der europäischen Unbundling-Vorgaben unzulässig. Daher ist es für Verteilernetzbetreiber nicht möglich, eigene Speicher zu besitzen und zu betreiben. Der Betrieb eines solchen Speichers durch Dritte wäre aber grundsätzlich möglich. Diese Speicher könnten zum Engpassmanagement in den jeweiligen Stromverteilernetzen eingesetzt werden und so die Netzausbau und -umbauerfordernisse verringern. Lt. EIWG-Entwurf dürfen Netzbetreiber Energiespeicheranlagen weder errichten noch betreiben, sofern keine Ausnahmegenehmigung vorliegt oder es sich um eine vollintegrierte Netzkomponente handelt. Als vollintegrierte Netzkomponenten zählen auch Energiespeicheranlagen, die [...] *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*“.

Netzbetreiber können daher nur in Ausnahmefällen eine Speicherbewirtschaftung vornehmen. Dazu soll innerhalb von „Regulatory Sandboxes“ eine Speicherbewirtschaftung durch den Netzbetreiber getestet werden. Sinnvoll wäre es hier, die Rahmenbedingungen zur Testung einer Speicherbewirtschaftung innerhalb der „Regulatory Sandboxes“ in technischer und tariflicher Hinsicht möglichst flexibel zu gestalten, damit die Praxistauglichkeit solcher zentraler Energiespeicher genauer geprüft werden kann und möglichst viele Praxisbeispiele getestet werden können.

Flexiblere Rahmenbedingungen für „Regulatory Sandboxes“ zur Testung der Praxistauglichkeit zentraler Energiespeicher für Netzbetreiber

4.2.3 Vorrang für Netzausbau im Rahmen der RED III-Umsetzung

In der RED III ist vorgesehen, dass der Ausbau erneuerbarer Energien und der Netzinfrastruktur beschleunigt werden soll. Um dies zu erreichen, sollen die Mitgliedstaaten bis zum Februar 2026 verpflichtend Beschleunigungsgebiete für erneuerbare Energien ausweisen. Sie können in diesem Zusammenhang auch Pläne zur Ausweisung spezieller Infrastrukturprojekte für die Umsetzung von Netz- und Speicherprojekten annehmen, die für die Integration von erneuerbaren Energien in das Stromnetz erforderlich sind.

Die nationale Umsetzung dieser Regelungen wird in Österreich in Form eines Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetzes (EABG) vorbereitet. Dieses soll laut Ministerratsvortrag vom 11.01.2023 „zu einer Verfahrensbeschleunigung für Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen, elektrische Leitungs- und Speicheranlagen, Fernwärme- und Kältenetze sowie Wasserstoffnetze führen.“ Anlagen, die in das UVP-Regime und das WRG Regime fallen, sind nicht erfasst.

Im integrierten österreichischen Netzinfrasturkturplan (ÖNIP) wurde seitens des BMK erstmals schriftlich festgehalten, dass es sich bei den Netzentwicklungsmaßnahmen zur Deckung der im ÖNIP identifizierten Transporterfordernisse um „no-regret“-Maßnahmen und um Infrastrukturerfordernisse mit überragendem öffentlichem Interesse handelt. Da der ÖNIP nur für die Übertragungsnetzebene gilt und auch keine unmittelbare Rechtsverbindlichkeit besitzt, sollte folgendes regulatorisch umgesetzt werden:

Im EABG sollte sowohl für den Ausbau der erneuerbaren Energien als auch der Übertragungs- und Verteilernetzinfrastruktur gesetzlich vorgesehen werden, dass diese im überragenden öffentlichen Interesse stehen.

Diese Klarstellung würde die Grundlage schaffen, dass Fragen des öffentlichen Interesses nicht mehr in einzelnen Genehmigungsverfahren behandelt und entschieden werden müssten, was einen wichtigen Beitrag zur Beschleunigung der Verfahren leisten würde.

4.2.4 Gerechte und soziale Netzkostenverteilung

Der Netzausbau und -umbau kann sich von Verteilernetzgebiet zu Verteilernetzgebiet deutlich unterscheiden. Der Ausbau erneuerbarer Erzeugungstechnologien stellte einen wichtigen Treiber für Netzkosten dar, der insbesondere von den Verbrauchern innerhalb des Netzgebietes eines Verteilernetzbetreibers getragen wird.

Es stellt sich die Frage, wie die in den nächsten Jahren stark ansteigenden Investitionen in die Netze fair auf Netzkund:innen aufgeteilt werden können, ohne zu sozialen Problemen zu führen. Stark steigende Netzkosten könnten in der Bevölkerung eine Verringerung der Akzeptanz der notwendigen Energiewende hervorrufen.

Wie in [Frontier 24] ausgeführt, sind dazu mehrere Instrumente geeignet, die finanzielle Belastung der Netzbutzer:innen in den Jahren des großen Netzausbaus zu dämpfen und gerechter zu verteilen. Dazu zählen u. a.:

Einführung eines Amortisationskontos für die Verteilung zwischen den Generationen

Zuschuss für Netzentgelte für einkommensschwache Haushalte

Die Grundidee des Amortisationskontos ist die finanzielle Belastung des Generationenprojekts der Energiewende auch zwischen den Generationen fair zu verteilen, indem die starksteigenden Netzkosten der nächsten Jahre auf mehrere Jahrzehnte verteilt und damit sozial verträglich gestaltet werden.

Eine zielgerichtete Maßnahme, um einkommensschwache Haushalte vor steigenden Netzkosten zu schützen, wäre eine Verlängerung des Netzkostenzuschusses für bestimmte Einkommensgruppen, der im Rahmen der Energiekrise bis Juni 2024 bestand [Frontier 24].

4.3 PV-Einspeisespitzen begrenzen wo nötig

4.3.1 Statische Begrenzung der maximalen netzwirksamen Leistung bei PV-Anlagen

So rasch wie möglich sollte eine statische Begrenzung der maximalen netzwirksamen Leistung bei neuen PV-Anlagen für Verteilernetzbetreiber gesetzlich erlaubt sein. Dies sollte im neuen EIWG § 85 Absatz 4 mit einer Möglichkeit der statischen Begrenzung auf 70 % ohne zeitliche Begrenzung definiert sein:

„(4) Die gemäß Abs. 1 vorgegebene netzwirksame Leistung darf für Photovoltaik- und Windkraftanlagen, einschließlich Kraftwerksparks, mit einer Maximalkapazität bis 5 MW, die auf den Netzebenen 4 bis 7 angeschlossen sind, folgende Werte nicht unterschreiten:

1. für Photovoltaikanlagen 70 % der Maximalkapazität
2. ...“

4.3.2 Situative Abregelung von PV-Anlagen bei Engpässen im Verteilernetz

Eine (situative) Abregelung (Istwertbasierte Eingriffe) von erneuerbaren Erzeugungsanlagen aufgrund von Engpässen im Verteilernetz sollte nicht nur für Übertragungsnetzbetreiber, sondern auch für Verteilernetzbetreiber möglich sein. Derzeit sind in §23 (2) EIWOG bzw. § 121 (1) EIWG-Entwurf nur Engpässe im Übertragungsnetz, nicht aber im Verteilernetz betroffen. Aufgrund von technischen Voraussetzungen wird diese Eingriffs-Möglichkeit erst in wenigen Jahren zur Verfügung stehen.

Regulatorisch sollte dazu eine Übernahme folgenden EU Rechts in nationales Recht (EIWG) erfolgen:

Abregelung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen aufgrund von Engpässen im Verteilernetz (gemäß Verordnung (EU) Art 13 (7) - Elektrizitätsbinnenmarkt) und der Möglichkeit der Berücksichtigung von Redispatch in der Netzplanung der Verteilernetzbetreiber (gemäß Art 13 (5) a) Verordnung (EU) 2019/943 (Elektrizitätsbinnenmarkt)).

4.3.3 Weitere Möglichkeiten der Begrenzung von netzwirksamen Leistungen

Um nicht genutzte, aber reservierte Netzkapazitäten wieder freizubekommen und vertraglich vereinbarte Einspeiseleistungen neu zu verteilen, sind folgende Rechte für Netzbetreiber sinnvoll:

Verfall nicht genutzter Einspeiseleistungen

Rückkaufmöglichkeit von vertraglich vereinbarten Einspeiseleistungen für Netzbetreiber

4.4 Leistungsbepreisende Netztarife einführen

Die Kosten für Netzsteuerung erhöhen sich vor allem durch die steigenden momentanen Erzeugungs- und Nachfragespitzen, nicht durch die in Summe transportierte Energie. Leistungsbepreisende, zeitvariable Netztarife führen daher zu einer gerechteren Kostentragung – ein gleichmäßiges Profil für eine Entnahme wird belohnt: Die Leistungskomponente wird aufgewertet. Dies brächte folgende Vorteile mit sich:

- Akteure, die die meiste Zeit des Jahres Eigenversorgung betreiben (und so seltener Arbeitspreise für die Netznutzung zahlen), zahlen dennoch das öffentliche Netz im angemessenen Umfang mit.
- Einkommensschwächere Haushalte und Mieter, für die keine Möglichkeit der Eigenversorgung besteht, werden so nicht stetig mehr belastet.
- Die Anreize für netzdienliches Verhalten von Teilnehmer:innen an Erneuerbaren Energiegemeinschaften (die geringere Arbeitspreise für die Netznutzung zahlen) werden erhalten.
- Leistungsbepreisende Netztarife unterstützen die verursachergerechte Weitergabe von Netzkosten
- Leistungsbepreisende, zeitvariable Netztarife beanreizen gleichmäßigere Bezugsprofile und entlasten das Netz.

Ziel: Flexibilitäten werden netzdienlicher betrieben!

Vorschläge für die Ausgestaltung:

Allgemein höheres Gewicht der Leistungspreiskomponente im Vergleich zur Arbeitspreiskomponente, als es beim heutigen Grundpreis der Fall ist (siehe Ideen bzgl. Tarife 2.1 E-Control)

Zeitvariable Leistungstarife nach Jahreszeiten; zu Beginn mit geringerer Anzahl von Abstufungen (z. B. nicht mehr als drei pro Tag) zur Erprobung der Maßnahme

Saisonale Absenkung der verrechneten Leistungs- und Arbeitspreise für Verbraucher:innen auf Null in Zeitscheiben mit sehr häufig eintretenden lokalen Einspeiseüberschüssen, um eine Verlagerung des Verbrauchs in die Mittagsstunden (und damit eine bessere Speichernutzung vormittags und nachmittags) zu beanreizen: Fokus auf „steuerbare Verbrauchseinrichtungen“ (WP, E-Auto laden)

Wichtig wäre dabei eine einfache Verständlichkeit der Anwendung: z. B. „von Mai bis Oktober fallen an Wochenenden zwischen 11 Uhr und 14 Uhr keine Netznutzungsentgelte für den Verbrauch an“.

Eine detailliertere Ausgestaltung ist erst bei Vorliegen einer breiteren Datenbasis sinnvoll.

4.5 Die PV-Anlage der Zukunft wird netzdienlich

4.5.1 Ausgangslage

In den Jahren der Energiekrise wurden PV-Anlagen nicht eigenverbrauchsoptimiert geplant, sondern die maximal nutzbare Dachfläche ausgenutzt, um im Sinne der Versorgungssicherheit möglichst viel eigenen Strom zu erzeugen. Zusammen mit hohen Strompreisen und exzellenten Einspeisetarifen, die hohe Renditen versprachen, wurde ein beispielloser Ausbau ausgelöst– allein im Jahr 2023 wurden über 2 GW PV zugebaut.

Die hohen Ausbauraten haben zu einem Stromüberschuss zu Zeiten hoher Sonneneinstrahlung geführt, was zu niedrigen, teilweise negativen Strompreisen zur sommerlichen Mittagsspitze führt. Deswegen ist davon auszugehen, dass fixe Einspeisevergütungen in Zukunft deutlich niedriger ausfallen werden als vor der Energiekrise: Erste Energielieferantenversorger kündigen Verträge und bieten nur noch 1 bis 2 Cent pro kWh an.

Kurz zusammengefasst: PV-Strom ist in den Sommermonaten zu einem großen Teil am Energiemarkt praktisch wertlos!

Bereits errichtete PV-Anlagen, die nicht auf Eigenverbrauch optimiert sind, werden daher in Zukunft nicht mehr rentabel sein, und bei Neuanlagen wird dies dazu führen, dass nur noch deutlich weniger und deutlich kleinere eigenverbrauchsoptimierte Anlagen gebaut werden. Damit wären die Ausbauziele bis 2030/40 kaum erreichbar.

Damit PV-Anlagen auch in Zukunft wirtschaftlich sind und ein weiterer Ausbau ermöglicht wird, wird hier die PV-Anlage der Zukunft beschrieben und regulatorische Maßnahmen dafür vorgeschlagen.

4.5.2 Eigenschaften der PV-Anlage der Zukunft

Übergeordnetes Ziel:

Eine PV-Anlage bleibt auch in Zukunft profitabel, indem sie netz- und marktdienlich betrieben wird.

Notwendige Eigenschaften:

- Die PV-Anlage wird so ausgelegt, dass sie die Versorgung des Haushalts mit Strom für Geräte, zum Heizen mit einer Wärmepumpe, sowie für die Mobilität mit einem Elektroauto oder E-Bike auch in Zukunft erbringen kann.
- Überschüsse werden ins Netz eingespeist, wenn es in Bezug auf Netz- und Energieversorgungssituation sinnvoll ist.
- Dazu ist eine Zwischenspeicherung des Stroms nötig: Heimspeicher, E-Autospeicher oder die gemeinsame Nutzung eines Großspeichers in einer Energiegemeinschaft sind dafür bei größerer Auslegung der PV-Anlage notwendig.
- Die Ein- und Ausspeicherung erfolgt netz- und systemdienlich durch die Nutzung einer prognosebasierten, marktoptimierten Speicherbewirtschaftungsstrategie: Das heißt, im Normalfall wird während der PV-Erzeugungsspitze um die Mittagszeit der gesamte Überschuss eingespeichert und zu profitablen Tagesrandzeiten in den Haushalt sowie ins Netz ausgespeichert. Dadurch wird auch das Netz während der Erzeugungsspitze entlastet und es ergibt sich eine netzdienliche Wirkung (zu 90 % netzoptimiert).

Betreiber:innen von Speicheranlagen bekommen das Recht, ihren eigenen erzeugten erneuerbaren Strom zu speichern und auch danach noch als erneuerbaren Strom zu verkaufen. (Weiterhin) keine zusätzlichen Kosten für den Netzanschluss von PV-Heimspeichern, Umsetzung der EU-Richtlinie Artikel 21 Absatz 2 aus RED III:

„Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität individuell oder über Aggregatoren berechtigt sind,

a) erneuerbare Energie einschließlich für die Eigenversorgung zu erzeugen und die Überschussproduktion von erneuerbarer Elektrizität zu speichern und, auch mittels Verträgen über den Bezug von erneuerbarem Strom, Liefervereinbarungen mit Elektrizitätsversorgern und Peer-to-Peer-Geschäftsvereinbarungen, zu verkaufen, ohne dass

i) die von ihnen verbrauchte, aus dem Netz bezogene Elektrizität oder die von ihnen in das Netz eingespeiste Elektrizität diskriminierenden oder unverhältnismäßigen Verfahren, Umlagen und Abgaben sowie Netzentgelten unterworfen ist, die nicht kostenorientiert sind;

ii) die eigenerzeugte Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, die an Ort und Stelle verbleibt, diskriminierenden oder unverhältnismäßigen Verfahren und jeglichen Abgaben, Umlagen oder Gebühren unterworfen ist;

b) mit Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Elektrizität für die Eigenversorgung zusammenschaltete Stromspeichersysteme zu installieren und zu betreiben, ohne doppelten Umlagen und Abgaben einschließlich Netzentgelten für gespeicherte Elektrizität, die an Ort und Stelle verbleibt, unterworfen zu sein ...“

Bis zu 25 % der jährlich gespeicherten Energie sollte im Heimspeicher Strom aus dem Netz verwendet und wieder eingespeist werden können, wie in den entsprechenden EU-Regelungen vorgesehen

Nach Art. 41 Abs. 1a GBER (General Block Exemption Regulation) sollten die Förderbedingungen für Strom aus dem eigenen Speicher mindestens 75 % seiner jährlichen Energie durch selbst erzeugten PV-Strom voraussetzen:

„1a. Investitionsbeihilfen für Stromspeichervorhaben nach diesem Artikel sind von der Anmeldepflicht nach Artikel 108 Absatz 3 AEUV nur insoweit freigestellt, als sie für kombinierte Vorhaben für erneuerbare Energien und Speicherung (nach dem Zähler) gewährt werden, bei denen beide Elemente Teile ein und derselben Investition sind oder bei denen der Speicher an eine bestehende Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energie angeschlossen wird. Der Speicher muss mindestens 75 % seiner jährlichen Energie aus der direkt angeschlossenen Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energie beziehen“

Um ein „Ergrauen des Grünstroms“ zu vermeiden, sollte daher rechtlich definiert werden, dass Stromspeicher nicht ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien nutzen müssen.

Netz- und systemdienliche Nutzung eines Großspeichers in einer lokalen Energiegemeinschaft

Ein lokaler Großspeicher kann ebenfalls zur Zwischenspeicherung der PV-Überschüsse verwendet werden. Dabei gibt es zusätzliche Vorteile, die z. B. im Rahmen einer lokalen Energiegemeinschaft genutzt werden können. Durch eine bessere Ausnutzung der Gleichzeitigkeiten der Verbräuche mehrerer Haushalte kann ein gemeinsam lokal genutzter Großspeicher wirtschaftliche Vorteile bringen. Außerdem kann die Positionierung

im Verteilnetz in Abstimmung mit dem Netzbetreiber optimiert sowie der Zugriff für den Netzbetreiber einfacher sein als bei vielen verteilten Speichern.

Daher sollte die netz- und systemdienliche Nutzung eines Großspeichers gegenüber dem Status quo wirtschaftlich verbessert werden. Analog zum eigenen (Heim)-Speicher sollte auch hier gelten:

Kein Netzentgelt für Ein- oder Ausspeichern des in der lokalen Energiegemeinschaft erzeugten PV-Stroms in bzw. aus dem Großspeicher

In Deutschland gilt diese Befreiung für Großspeicher bereits (§118 Absatz 6 ENnWG).

4.5.4 Anreize für die Netzdienlichkeit der PV-Anlage der Zukunft

Förderung für PV und Speicher bei Reduktion der PV-Einspeiseleistung um 50 %

Eine Förderung von PV und Speicher dient in Zukunft dazu, den Übergang von einer rein eigenverbrauchsoptimierten zu einer netz- und systemdienlichen Nutzung zu unterstützen. Bedingung für eine Förderung sollte daher eine deutliche Reduktion der Einspeiseleistung am Wechselrichter durch einen Professionisten oder eine Professionistin sein – dabei entstehen kaum Verluste bei der Nutzung einer prognosebasierten Bewirtschaftungsstrategie: Eine netzoptimierte Ladung verzögert die Einspeicherung, sodass die im Tagesverlauf auftretende Erzeugungsspitze zu 100 % eingespeichert werden kann (siehe Abbildung 12).

Verpflichtende Reduktion der PV-Einspeiseleistung am Wechselrichter um 50 % durch einen Professionisten oder eine Professionistin als Bedingung für die Inanspruchnahme einer Förderung für PV und Heimspeicher (auch MWSt-Reduktion).

Die Studie „Effekte der 50 %-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für Photovoltaik-Speichersysteme“ zeigt, dass eine vorausschauende Batteriebewirtschaftung unter Einbeziehung von Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen zu Abregelungsverlusten von ca. 1 % der Jahrerzeugung führt und gleichzeitig eine 50-prozentige Reduktion der PV-Einspeiseleistung und damit Netzbelastung erreicht [Weniger 2016]. Mit konventioneller Speicherung betragen die jährlichen Abregelungsverluste ca. 8 % und damit kaum weniger als ohne Nutzung eines Batteriespeichers.

Heute gibt es in Österreich keine energietechnisch bzw. volkswirtschaftlich sinnvollen Auflagen bei der Inanspruchnahme von Förderungen für PV-Speichersysteme. Die baldige Einführung netzdienlicher Fördermechanismen hat daher sehr positive Auswirkungen auf das Stromnetz (im Idealfall Verdoppelung der PV-Hosting-Capacity) und minimale Auswirkungen auf PV-Nutzer:innen (1 % bis 8 % Ertragsverlust).

Zusätzlich werden durch diese Maßnahme auch Hersteller von prognosebasierten Produkten und deren Produkte gefördert.

Die Umsetzung ist technisch einfach und unbürokratisch: Eine Bestätigung des Professionisten oder der Professionistin, dass die max. Einspeiseleistung am Wechselrichter auf 50 % der Modulleistung reduziert worden ist, ist das wesentliche Kriterium zum Erhalt der Förderung. Daneben sollte es auch eine Vorgabe zur Speichergröße geben (z.B. 2 Vollaststunden).

Bonus/Malus bei Verzicht auf Einspeiseleistung

Bei Neuanlagen sollten generell deutlich reduzierte Einspeiseleistungen angereizt werden. Dazu könnte ein

Bonus/Malus System in Größenordnung der eingesparten Netzausbaukosten

dienen. Wenn jemand 100 % der Modulleistung will, ist dafür ein Entgelt zu zahlen. Wenn jemand bereit ist, seine maximale Einspeiseleistung auf 50 % der Modulleistung zu reduzieren, könnte ein Bonus (reduziertes Anschlussentgelt) ausgezahlt werden. Der neue Standard bei Neueinspeisern liegt dann bei 70 %.

Der Bonus könnte auch bei Bestandsanlagen dazu motivieren, die Einspeiseleistung freiwillig zu reduzieren, und dadurch auch prognosebasierte Speichersysteme zu forcieren ohne eigene PV/Speicherförderung.

Gemeinsame Ausschreibung von Wind-PV-Speicher an einem Netzanschlusspunkt mit Einspeisebegrenzung

Dies kann umgesetzt werden, indem nach dem Ausbau der Windenergie die Zonen für den PV-Freiflächenausbau geschaffen werden, die denselben Netzanschlusspunkt nutzen können. Es sollte darauf geachtet werden, dass zuerst die Windenergie und danach bei entsprechend geeigneten Netzanschlusspunkten die PV ausgebaut wird. Andernfalls kann es aufgrund kürzerer Projektentwicklungszeiten und Flächenverdrängungseffekten dazu kommen, dass die PV-Anlagen die Windkraftanlagen verdrängen.

Instrument:

Ausschreibungen für Wind- und PV-Speicher an einem Netzanschlusspunkt in Geboten gegeneinander. Dabei Vorgaben für eine Einspeisebegrenzung von 40%/50% der Summe der Einzelleistungen.

Dadurch wird die Kombination mit Speichern und Windkraft verpflichtend bei Neuanträgen.

4.5.5 Marktdienlichkeit für PV-Anlagen

Erhöhter bzw. zeitlich differenzierter Einspeisetarif des Energieversorgers

Energieversorger könnten einen zusätzlichen Anreiz für eine prognosebasierte Speicherbewirtschaftung anbieten, da diese auch system- bzw. marktdienlich ist: Ein signifikant höherer Einspeisetarif durch Energieversorger für eine netz- UND versorgungsdienliche Speicherbewirtschaftung könnte eine solche Anerkennung sein. Dies macht auch für Energieversorger Sinn, da zu den Zeiten, wo die Marktpreise am tiefsten sind (Mittagspitze an heißen Tagen) keine Einspeisung erfolgt, dafür vermehrt zu den Zeiten mit besseren Marktpreisen. Dieser bessere Ertrag kann an die PV-Anlagenbesitzer:innen teilweise weitergegeben werden.

Neben einem höheren Einspeisetarif bei Nutzung einer prognosebasierte Speicherbewirtschaftung kann der Energieversorger auch dynamische bzw. zeitlich differenzierte Einspeisetarife anbieten. Dadurch wird sowohl die netz- als auch marktdienliche Einspeisung angereizt. Parallel zu in der Zukunft stark sinkenden Flat-rate-Einspeisetarifen sind dies Instrumente, die auch für Bestandsanlagen den Umstieg auf netz- und systemdienliche Speicherbewirtschaftung forcieren. Dadurch sollten in der weiteren Zukunft mindestens die Hälfte aller PV-Anlagen mit Speichersystemen intelligent bewirtschaftet werden können. [Fechner 2024]

Förderung von Ost-West-ausgerichteten PV-Anlagen, nachgeführte PV-Anlagen, Anlagen mit steiler Südausrichtung

Auch in Österreich können durch Ost-West ausgerichtete PV-Anlagen, nachgeführte PV-Anlagen oder Anlagen mit steiler Südausrichtung die Erzeugungskurven geglättet werden und so eine geringere Stromerzeugung in der Mittagsspitze oder im Sommer bei gleichzeitig besserer Erzeugung zu nicht Mittagsspitzen- oder Nicht-Sommer-Zeiten.

Dies könnte rechtlich z. B. durch eine

Aufhebung des Abschlags für PV-Freiflächenanlagen (minus 25 % auf den Zuschlagswert, gemäß §33 EAG)

oder durch einen separaten Aufschlag, um weiterhin Agri-PV, Gebäude-PV, Wasserspeicher/Damm, Deponiefläche, Bergbau- oder Infrastrukturstandort oder militärische Fläche stärker zu fördern, erreicht werden.

5 Positive Botschaften zur Kommunikation

5.1 Methodik

Die Roadmap mit den Handlungsoptionen sowie das Argumentarium für regulatorische Maßnahmen dienen dazu, Grundlagen für die Netzbetreiber bereitzustellen, um von einer reaktiven in eine proaktive Handlungsweise überzugehen. Der Prozess der Entwicklung von Positivbotschaften zielt darauf ab, das Image der Netzbetreiber zu verbessern, indem sie als Ermöglicher und Unterstützer der Energiewende dargestellt werden, anstatt als Hindernis. Diese Botschaften sollen die Öffentlichkeit auf bevorstehende Investitionen vorbereiten, die Politik auf notwendige politische Anpassungen hinweisen und die Regulierungsbehörden zu proaktiver Kommunikation sowie einem verstärkten Handlungsbedarf motivieren.

Dazu wurden zunächst die relevanten Zielgruppen identifiziert, darunter Medien, Regulatoren, Energieversorgungsunternehmen, politische Akteure auf Bundes- und Landesebene, die Öffentlichkeit (Energiegemeinschaften, Prosumer, Netzkund:innen) sowie Fachgruppen und Stakeholder aus verschiedenen Branchen. Daraufhin wurden spezifische Ziele und Argumente für jede Botschaft erarbeitet. Die finalen Botschaften wurden in enger Abstimmung mit den Expert:innen der Energieagentur aus unterschiedlichen Fachbereichen ausgearbeitet. Anschließend wurden die Botschaften mit dem Lenkungsausschuss Netze von Österreichs Energie und mit einer Kommunikationsexpertin eines Netzbetreibers final abgestimmt.

Die Positivbotschaften wurden entsprechend der Phasen der Roadmap in vier Cluster eingeteilt, die insgesamt 15 Botschaften umfassen. Diese werden den Kommunikationsabteilungen der Netzbetreiber zur weiteren Verwendung vorgelegt.

Zusätzlich ist es für die weitere Kommunikation wichtig, den Kontext, in dem die Netzbetreiber in den nächsten Jahren agieren, zu berücksichtigen. Dieser Kontext wird im Folgenden aus der Perspektive der Netzbetreiber kurz zusammengefasst und dient ebenfalls als Input für die weitere Kommunikation.

5.2 Kontext: Die Herausforderung aus der Sicht der Netzbetreiber

Die Energie-, Mobilitäts- und Wärmewende bewirkt einen Totalumbau im Energie- und Stromsystem. Zum Erreichen der Klima- und Energieziele muss Österreich die Stromproduktion bis 2040 verdoppeln, die installierte Leistung der Erzeugungsanlagen wird sogar verdreifacht! Die installierte Kraftwerksleistung bestimmt den erforderlichen Netzausbau. Nachdem diese Entwicklung flächendeckend passiert, müssen die Netze nun auch flächendeckend ausgebaut werden.

Die Verteilernetze wurden in der Vergangenheit quasi als „Einbahnstraßen“ errichtet, mit einem Stromfluss vor allem von zentralen, größeren Kraftwerken zu den Betrieben und Haushalten. Mit der Energiewende und den neuen, dezentralen Einspeisern fließt der Strom nun auch in die andere Richtung – als „Gegenverkehr“.

Wir Netzbetreiber planen für die neuen Anforderungen Rekordbudgets bis 2040. Wir investieren 2024 bereits das Zwei- bis Dreifache des Volumens im Vergleich zu 2021. Bis Ende 2024 werden bereits bis zu 30 % mehr an

Personalstellen aufgebaut, um all dies auch umsetzen zu können. Unsere Investitionen ermöglichen damit überwiegend Wertschöpfung in Österreich.

An der Energiewende wird seit Jahren intensiv gearbeitet, und der Umbau wird uns alle noch die nächsten 15 bis 20 Jahre begleiten und fordern. Diese Anstrengung ist allerdings mit einem Marathonlauf vergleichbar und nicht mit einem Sprint. Leider kann dabei die Erwartungshaltung mancher Menschen nicht erfüllt werden, dass das alles „zeitgleich, flächendeckend und sofort“ passiert.

Wichtig ist, dass wir das gemeinsame Ziel nicht aus den Augen verlieren und uns auf dem Weg dorthin immer wieder abstimmen und optimieren, um „den Energiewende-Marathon gut und bis zum Ende durchlaufen zu können“. Wir – das sind alle: Von politischen Entscheidungsträgern, Energieversorgern, Erzeugern, Netzbetreibern, Herstellern und Lieferfirmen, NGOs, Gemeinden ... und natürlich auch alle Bürgerinnen und Bürger.“

5.3 Positive Botschaften für die proaktive Kommunikation der Netzbetreiber

Die zentrale Botschaft für eine proaktive Kommunikation lautet: Netzbetreiber sind die Wegbereiter der Energiewende!

Diese zentrale Botschaft wird im Folgenden mit positiven Kernbotschaften untermauert. Diese werden aus Sicht der Netzbetreiber betrachtet und jeweils einem der vier Schritte in der Roadmap mit den Handlungsoptionen bis 2040 zugeordnet.

5.3.1 Netzsicherheit als Basis

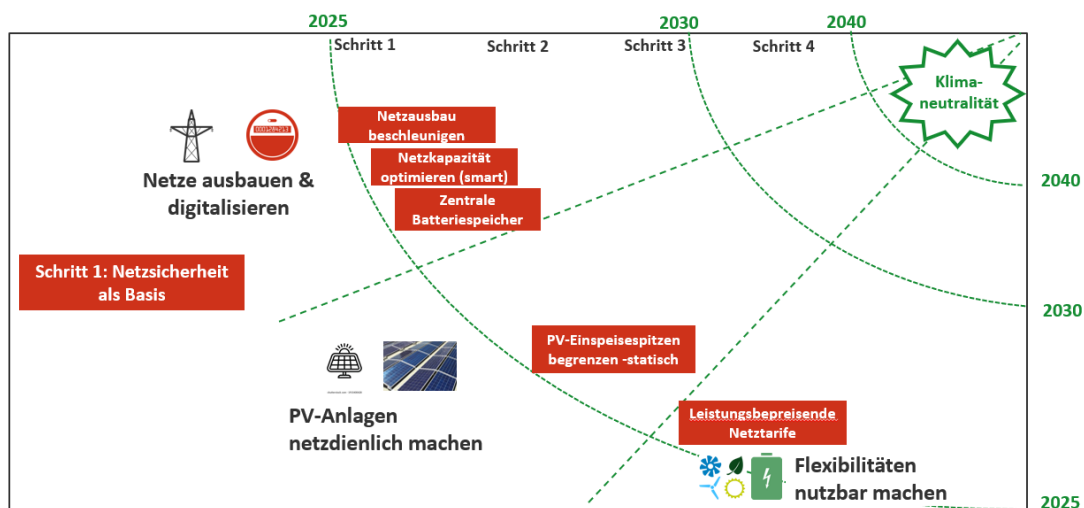


Abbildung 13: Netzsicherheit als Basis mit den zugeordneten Handlungsoptionen als ersten Schritt

Kernbotschaften zu Schritt „Netzsicherheit als Basis“:

- I. Aufgrund unserer vorausschauenden Planung in der Vergangenheit war es möglich, den starken PV-Ausbau netzseitig zu integrieren.
- II. Auch in Zeiten des Klimawandels bleibt die Versorgungssicherheit durch unsere Netze garantiert. Wir sorgen dafür, dass Strom immer zuverlässig ankommt.

- III. Investitionen in den Netzausbau sind Investitionen in Österreichs Zukunft. Sie sichern nicht nur die Energieversorgung, sondern ermöglichen den Zugang zu günstigem, erneuerbarem Strom.
- IV. Unser gezielter Netzausbau vermeidet Engpässe und sorgt dafür, dass alle fairen Zugang zu leistbarem, erneuerbarem Strom erhalten – effizient und sozial gerecht gestaltet.

5.3.2 Solarenergie für alle

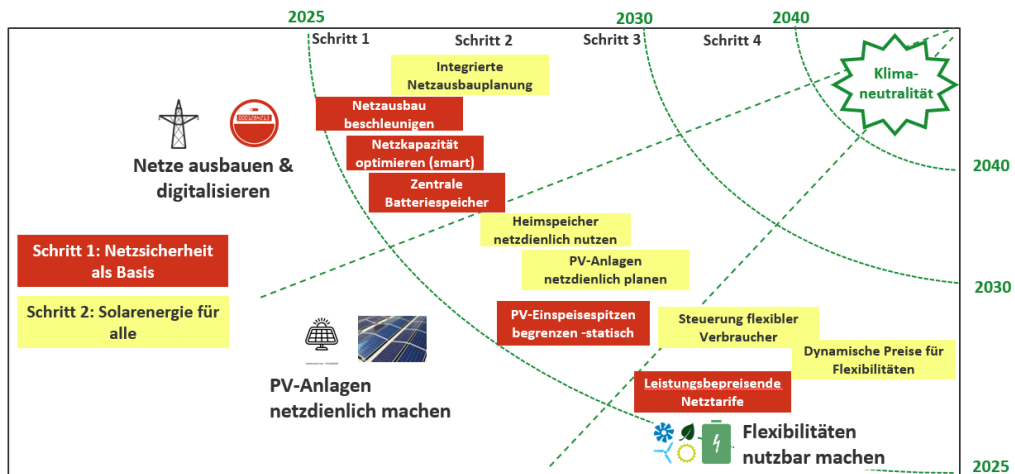


Abbildung 14: Solarenergie für alle mit den zugeordneten Handlungsoptionen als zweiten Schritt

Kernbotschaften zu Schritt „Solarenergie für alle“:

- V. Unsere Entscheidungen sind transparent und nachvollziehbar. Wir informieren aktiv darüber, wo und wie Anschlusspunkte genutzt werden können.
- VI. Durch den Ausbau der Verteilernetze in Kombination mit einer intelligenten Leistungsbegrenzung ermöglichen wir die Integration der für die Energiewende erforderlichen PV-Anlagen.
- VII. Wir ermöglichen auch in Zukunft die Profitabilität Ihrer PV-Anlage, indem wir Ihren netz- und marktdienlich ausgespeicherten Strom weiterleiten, wodurch Sie zum erfolgreichen aktiven Energiemarktteilnehmer werden.

5.3.3 Flexibilitäten nutzen

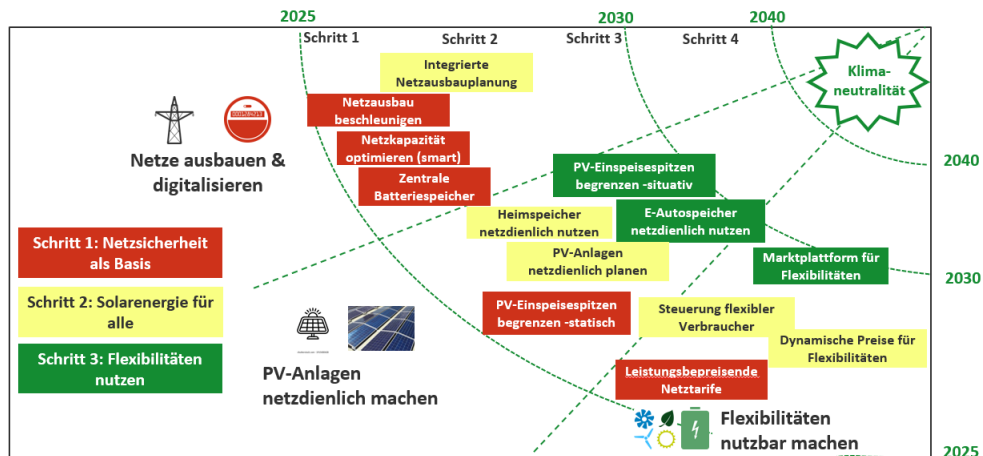


Abbildung 15: Flexibilitäten nutzen mit den zugeordneten Handlungsoptionen als dritten Schritt

Kernbotschaften zu Schritt „Flexibilitäten nutzen“:

- VIII. Durch den Einsatz modernster Technologien entwickeln wir Netzbetreiber uns zu zentralen Drehscheiben für Energiedienstleistungen, ermöglichen flexible Netze und treiben neue Geschäftsmodelle voran.
- IX. Mit der fortschreitenden Elektrifizierung aller Sektoren werden unsere Netze zum Hauptweg der Energieversorgung und ermöglichen Energie-, Mobilitäts- und Wärmewende.
- X. Unsere Netze ermöglichen die Integration großer elektrischer Verbraucher, wie E-Autos und Wärmepumpen, in den Alltag.
- XI. Wir ermöglichen Ihnen in Zukunft finanziellen Nutzen aus Ihren flexiblen Verbräuchen zu generieren und dabei auch das Netz zu entlasten.

5.3.4 Klimaneutrale Energiezukunft

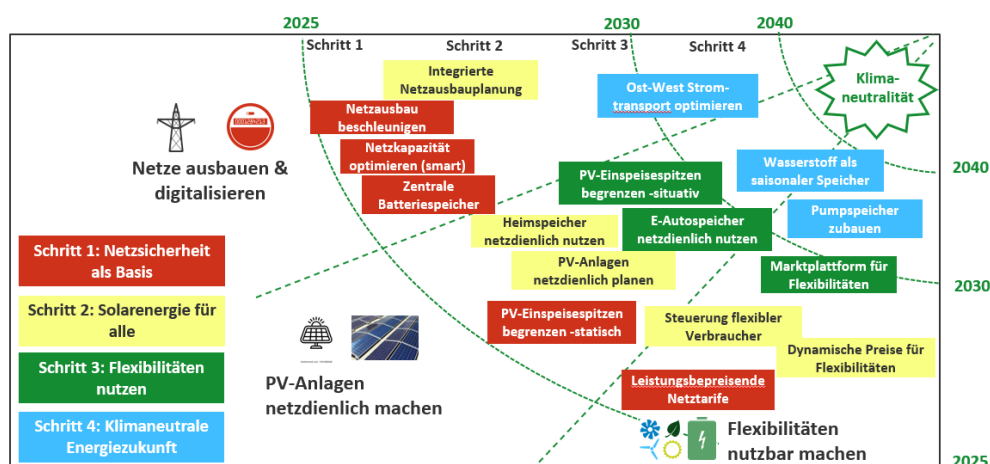


Abbildung 16: Klimaneutrale Energiezukunft mit den zugeordneten Handlungsoptionen als vierten Schritt

Kernbotschaften zu Schritt „Klimaneutrale Energiezukunft“:

- XII. Durch unsere zukunftsorientierten Netze sorgen wir dafür, dass erneuerbare Energien effizient genutzt und Erzeugung und Verbrauch optimal aufeinander abgestimmt werden. Damit wird die Energiewende möglich gemacht!
- XIII. Wir Netzbetreiber sind Schlüsselakteure, um Österreichs Klimaziele zu erreichen und eine nachhaltige Zukunft zu sichern.
- XIV. Durch die Integration erneuerbarer Energieträger in das Energiesystem löst Österreich sich von externen Abhängigkeiten und erhält nachhaltiges Wirtschaftswachstum. Das macht Österreich als Wirtschaftsstandort der Zukunft besonders attraktiv!
- XV. Durch den Ausbau und die Modernisierung unserer Netze schaffen wir Wertschöpfung in Österreich, zahlreiche Green Jobs und fördern die Ausbildung neuer Fachkräfte.

Literatur

567: Brunner, Helfried (2023), „Projekt 567 –Methoden und Zukunftsszenarien für die strategische Netzentwicklung in den Verteilernetzebenen 5, 6 und 7“, AIT, Wien, 2023

AIT 19: „Netzdienlicher Einsatz von Elektrischen Speichersystemen“, AIT, Wien, 2019

AIT 22: „Flexibilitätsangebot und -nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/30“, AIT, TU Wien, FFE, Wien 2022

AIT 24: Schwalbe, Roman (2024), Aktualisierung der Netzberechnungen der Studie „Volkswirtschaftlicher Wert der Stromverteilernetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich“, AIT, Wien, 2024

Agora 23: „Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen“, Agora Energiewende, Berlin, 2023

BEE 24: „Netzverknüpfungspunkte-Studie“, BEE, BBH und Fraunhofer IEE, Berlin, 2024

BSW 2013: www.solarwirtschaft.de/datawall/uploads/2015/12/BSW_ISE_Speicher_130125_final_2.pdf

DENA 17: Seidl, Hannes (2017), „Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung“, Dena, Berlin

E-Bridge 2014: „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie), Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Bonn, 2014

e-Control: Regulierungssystematik für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1.Jänner 2024 - 31. Dezember 2028

Fechner 24: Fechner, Hubert (2024), „Photovoltaik-Potentiale im Gebäudesektor in Österreich bis 2040 und Abschätzung der Photovoltaik-Potentiale auf weiteren Infrastrukturen“, Österreichs Energie, Wien

Frontier 24: Frontier Economics (2024), Infrastrukturfonds Energie als Baustein für den Stromnetzausbau, Bericht für Erneuerbare Energie Österreich

OE 22: Österreichs Weg in eine klimaneutrale Energiezukunft. Österreichs Energie, Wien, 2022.

OE 24: Modellierung der Stromstrategie. Compass Lexecon im Auftrag von Österreichs Energie, Wien, 2024.

Weniger 16: HTW Berlin 2016, Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für Photovoltaik-Speichersysteme Neue technische Rahmenbedingungen bereiten höheren PV-Ausbau vor, Johannes Weniger Joseph Bergner Tjarko Tjaden Prof. Dr. Volker Quaschnig, 2016

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Steigerung des österreichischen Strombedarfs um 90% bis 2040 [OE 22]	11
Abbildung 2: Steigerung der installierten Leistung um 180 % bis 2040 [OE 22]	12
Abbildung 3: Investitionsbedarf in die Netze bis 2040 [OE 22]	13
Abbildung 4: PV-Stromerzeugungs-Szenarien, in GW; Quelle: [EAG 21], [NEKP 24], [APG 23] und [OE 22].....	14
Abbildung 5: PV-Stromerzeugungs-Szenarien, in TWh; Quelle: [EAG 21], [NEKP 24], [APG 23] und [OE 22]	15
Abbildung 6: Hochrechnung Netzwirksame- und Modulspitzen-Leistung für Österreich, in GW (NWL = Netzwirksame Leistung; MSL = Modulspitzenleistung); Quelle: Eigene Erhebung und Hochrechnung.....	17
Abbildung 7: Hochrechnung Stromerzeugung gesamt für Österreich, in GW; Quelle: Eigene Erhebung und Hochrechnung	17
Abbildung 8: Netzausbau (Baseline & Minimum-Szenario) vs. Erzeugungsszenarien Leistung, in GW; Quelle: [EAG 21], [NEKP 24], [APG 23], [OE 22] sowie eigene Erhebung und Hochrechnung	18
Abbildung 9: Netzausbau (Baseline & Minimum-Szenario) vs. Erzeugungsszenarien Arbeit, in TWh; Quelle: [EAG 21], [NEKP 24], [APG 23], [OE 22] sowie eigene Erhebung und Hochrechnung.....	19
Abbildung 10: Übersicht über die 15 Handlungsoptionen in den 3 Kategorien	20
Abbildung 11: Roadmap zur PV-Integration in die Netze mit den 15 Handlungsoptionen („PV-Einspeisespitzen begrenzen“ wird in Schritt 1 und 3 zu Teilen umgesetzt) in 3 Kategorien	35
Abbildung 12: Netz- und marktoptimierte Speicherbewirtschaftung im Gegensatz zu einer konventionellen Speicherung [BSW 2013]	43
Abbildung 13: Netzsicherheit als Basis mit den zugeordneten Handlungsoptionen als ersten Schritt.....	49
Abbildung 14: Solarenergie für alle mit den zugeordneten Handlungsoptionen als zweiten Schritt	50
Abbildung 15: Flexibilitäten nutzen mit den zugeordneten Handlungsoptionen als dritten Schritt.....	51
Abbildung 16: Klimaneutrale Energiezukunft mit den zugeordneten Handlungsoptionen als vierten Schritt	51

Abkürzungsverzeichnis

AEA	Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency
APG	Austrian Power Grid
DE	Decentralized Energy
EAG	Erneuerbare-Ausbau-Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
GA	Global Ambition
NVP	Netzverknüpfungspunkt
NT	National Trend
ÖNIP	Integrierten österreichischer Netzinfrastrukturplan
PV	Photovoltaik
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WAM	With Additional Measures (WAM) Szenario

Über die Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency (AEA)

Die Österreichische Energieagentur liefert Antworten für die klimaneutrale Zukunft: Ziel ist es, unser Leben und Wirtschaften so auszurichten, dass kein Einfluss mehr auf unser Klima gegeben ist. Neue Technologien, Effizienz sowie die Nutzung von natürlichen Ressourcen wie Sonne, Wasser, Wind und Wald stehen im Mittelpunkt der Lösungen. Dadurch wird für uns und unsere Kinder das Leben in einer intakten Umwelt gesichert und die ökologische Vielfalt erhalten, ohne dabei von Kohle, Öl, Erdgas oder Atomkraft abhängig zu sein.

Das ist die missionzero der Österreichischen Energieagentur.

Mehr als 100 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter aus vielfältigen Fachrichtungen beraten auf wissenschaftlicher Basis Politik, Wirtschaft, Verwaltung sowie internationale Organisationen. Sie unterstützen diese beim Umbau des Energiesystems sowie bei der Umsetzung von Maßnahmen zur Bewältigung der Klimakrise.

Die Österreichische Energieagentur setzt zudem im Auftrag des Bundes die Klimaschutzinitiative klima**aktiv** um. Der Bund, alle Bundesländer, bedeutende Unternehmen der Energiewirtschaft und der Transportbranche, Interessenverbände sowie wissenschaftliche Organisationen sind Mitglieder dieser Agentur.

Die **Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency GmbH** ist eine 100-prozentige Tochter des Vereins Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency.

Besuchen Sie uns auf unserer Webseite: energyagency.at.



AUSTRIAN ENERGY AGENCY

energyagency.at