

Optionen und Maßnahmen



UniNETZ –
Universitäten und Nachhaltige
Entwicklungsziele

Österreichs Handlungsoptionen
zur Umsetzung
der UN-Agenda 2030
für eine lebenswerte Zukunft.

Infrastruktur zum zeitlichen und räumlichen Ausgleich von Energieerzeugung und -verbrauch

07_03

Target 7.1

Autor_innen:

Lachner, Elisabeth (*Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik*); Prieler, Manuela (*Energieinstitut an der Johannes-Kepler-Universität*); Steinmüller, Horst (*Energieinstitut an der Johannes-Kepler-Universität*); Kienberger, Thomas (*Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik*)

Inhalt

3	Abbildungsverzeichnis
4	07_03.1 Ziele der Option
5	07_03.2 Hintergrund der Option
8	07_03.3 Optionenbeschreibung
8	07_03.3.1 Beschreibung der Option bzw. der zugehörigen Maßnahmen bzw. Maßnahmenkombinationen
12	07_03.3.2 Erwartete Wirkungsweise
12	07_03.3.3 Bisherige Erfahrungen mit dieser Option oder ähnlichen Optionen
13	07_03.3.4 Zeithorizont der Wirksamkeit
13	07_03.3.5 Vergleich mit anderen Optionen, mit denen das Ziel erreicht werden kann
14	Literatur

Abbildungsverzeichnis

- 6 **Abb. O_7.03_1** : Eignung verschiedener Speichertypen nach Anwendung. Quelle: Stadler (2014).
// **Fig. O_7.03_1**: Utility of various storage types by application. Source: Stadler (2014).

07_03.1 Ziele der Option

Die Versorgungssicherheit und -qualität des österreichischen Strom- bzw. Gasnetzes weist im internationalen Vergleich ein sehr hohes Niveau auf, wie die Ausfall- und Störungsstatistik zeigt (e-control, 2020). Die entsprechenden Indikatoren der *Vereinten Nationen* (UN) der *Statistik Austria* (7.1.1 und 7.1.2) beschreiben den Anteil der Bevölkerung mit Zugang zu Elektrizität und zu sauberer Energie und gehen von einer Erfüllung der Vorgaben aus (Statistik Austria, 2018; e-control, 2020). Dieses Niveau soll erhalten bleiben, auch wenn die Volatilität der erneuerbaren Energien abgefedert werden muss. Zum Lückenschluss in der Erzeugung müssen zuerst Speicher, in der längeren Frist aber auch Gas-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) eingesetzt werden. Als Energieträger ist in diesen Fällen erneuerbar erzeugtes Gas (H_2 , CH_4) vorzusehen.

Die Herausforderung bei erneuerbaren Energiequellen besteht darin, dass die Energieerzeugungspfade mit den größten Potentialen fast ausschließlich ins Stromnetz einspeisen. In diesem Netz bestehen allerdings verglichen mit anderen netzgebundenen Energieträgern die strengsten Einschränkungen zur Netzstabilität, sodass zeitliche Schwankungen hier zu einem hohen Bedarf an Regelung führen. Die erzeugte Energie soll gleichzeitig nicht als Überschuss abgeregelt und verworfen, sondern möglichst vollständig genutzt werden.

Zur Erhaltung der Stabilität im Stromnetz gibt es die Möglichkeit von Investitionen, z. B. in Netze und Speicher, etwa von staatlicher Seite oder mit der Setzung entsprechender Rahmenbedingungen durch rechtliche Rahmensetzung oder Bewusstseinsbildung, damit wegweisende Maßnahmen in Abstimmung mit der breiten Bevölkerung durchgeführt werden können.

Eine Einbindung des Gasnetzes über *Power-to-Gas* (PtG) wird in vielen Initiativen beforscht und ist bei einem hohen Anteil erneuerbar erzeugter Energie zum Ausgleich der saisonalen Schwankung eine zentrale Strategie (Jentsch, 2015; Rasmussen, Andresen & Greiner, 2012). Aus dem Vergleich der Wirkungsgradverluste verschiedener synthetisch erzeugter Gase soll hier vor allem auf grünen Wasserstoff gesetzt werden.

Die derzeitige Bedarfsstruktur im Jahresverbrauch von Erdgas hat einen Grundlastsockel, der primär für Prozessenergie aufgewendet wird und rund 5 TWh/Monat beträgt. Zusätzlich zeigt der Erdgasbedarf eine ‚Badewannenkurve‘, dies lässt auf Heizwärmeanwendungen schließen (e-control, 2020). Ein weiterer Punkt, der für die Entlastung der Stromnetze spricht, ist, die Wärmenetze stärker ausbauen und Erzeugungsspitzen des Stromsektors mittels *Power-to-Heat* einzusetzen. Sofern strombetriebene Wärmepumpen auf Basis von Umgebungswärme eingesetzt werden, erhöht dies die Gesamteffizienz der Wärmeanwendungen im Niedertemperaturbereich und verringert den Endenergiebedarf in Österreich, vor allem beim Bedarf von Erdgas.

Die Flexibilitätsoptionen der Lastverschiebungen über *demand side management* (DSM), z. B. bei industriellen Verbraucher_innen, ist ein weiterer Bestandteil der Strategie (Blasques & Pinho, 2012; Österreichische Akademie der Wissenschaften, Institut für Technikfolgenabschätzung & Austrian Institute of Technology., 2019; Palensky & Dietrich, 2011; Wietschel, Ullrich, Markewitz, Schulte & Genoese, 2015).

Ein rechtzeitiger Ausbau von Stromnetzen und Kopplungsoptionen zu multivalenten Systemen vermeidet Potentialverluste durch Abregelung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und verringert z. T. CO_2 intensive *Redispatch*-Maßnahmen und damit finanzielle Verluste durch Fehlinvestitionen.

titionen. Zudem dienen Investitionen in die Netzinfrastruktur der Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Diese stellt eine essentielle Randbedingung für einen zukunftsfähigen Wirtschaftsstandort Österreich dar.

Zu einer zukunftsfähigen Infrastrukturstrategie ist neben der Betrachtung des Einflusses der genannten Energieträger, -quellen und -verbraucher_innen und dem Import nachhaltiger Energieträger auch die Berücksichtigung von Geothermie, biogener Gase als Energiequellen, Wasserstoff und methanisierter Wasserstoff als zukünftiger Energieträger sowie Veränderungen beim Energieträgerbedarf sowie Verschiebungen beim Endenergieträgermix in allen Sektoren notwendig. Die Erzeugung der verschiedenen Energieträger wird in Option 7.1 untersucht.

07_03.2 Hintergrund der Option

Erneuerbare Energiequellen mit großem Potential liefern fast ausschließlich Strom, ihre Volatilität kann im Stromnetz nicht ausschließlich durch großräumige Transmission abgepuffert werden: Tagesschwankung und saisonale Schwankung in der Erzeugung werden ins Stromnetz eingespeist. Diese Schwankungen treten im gesamten europäischen Stromnetz gleichzeitig auf, so dass selbst bei einem perfekt ausgebauten Netz kein Ausgleich geschaffen werden kann. Diese Schwankung ist durch eine Anpassung des aktuellen Verbrauchs oder mit Speichern unterschiedlicher Technologien auszugleichen und nach Möglichkeit in bestehende Netze umzuverteilen. Gas- und Wärmenetze sind hier eine Möglichkeit. Auch die Mobilität, vor allem E-Mobilität, könnten hier genutzt werden. Zudem zeigt sich eine Entwicklung hin zu einer dezentralen Energieerzeugung mittels Photovoltaik (PV) und Windkraft.

Als eine dieser Strategien können bereits jetzt aufgrund kurzer Anfahrzeiten Gas- und Dampf- (GuD) Kraftwerke bei Angebotsengpässen eingesetzt werden. Diese sollen langfristig auf erneuerbares Gas umgestellt werden und in Nah- bzw. Fernwärme eingebunden werden.

Die genannten infrastrukturellen Herausforderungen sind im Hinblick einer verstärkt dezentralen Energieerzeugung zu lösen. Aufgrund sinkender Stückkosten bzw. einem verstärkten Klimabewusstsein sollen zukünftig viele bereits versiegelte Flächen für PV-Stromerzeugung genutzt werden, z. B. Dach- und Fassadenflächen. Solche PV-Anlagen speisen in der Regel in die Niederspannungsebene ein. Für einen stabilen Netzparallelbetrieb müssen Regelungsstrategien, z. B. zur Spannungshaltung, eingesetzt werden. Residuallasten¹, die nicht über lokale (Kurzzeit-)Stromspeicher ausgeglichen werden, werden zwangsweise in höhere Netzebenen gelangen. Dort sind geeignete Strategien für deren Ausgleich anzuwenden.

Abb. O_7.03_1 fasst aktuelle Speichertechnologie zusammen und zeigt klar auf, dass nur über die Kopplung unterschiedlicher Netzsysteme ein Ausgleich zwischen Verbrauch und zukünftiger, verstärkt volatiler Erzeugung erfolgen kann.

¹ Residuallast ist die Differenz zwischen Einspeisung und Abnahme von Strom ins Netz, eine positive Residuallast entspricht daher einem nicht gedeckten Bedarf.

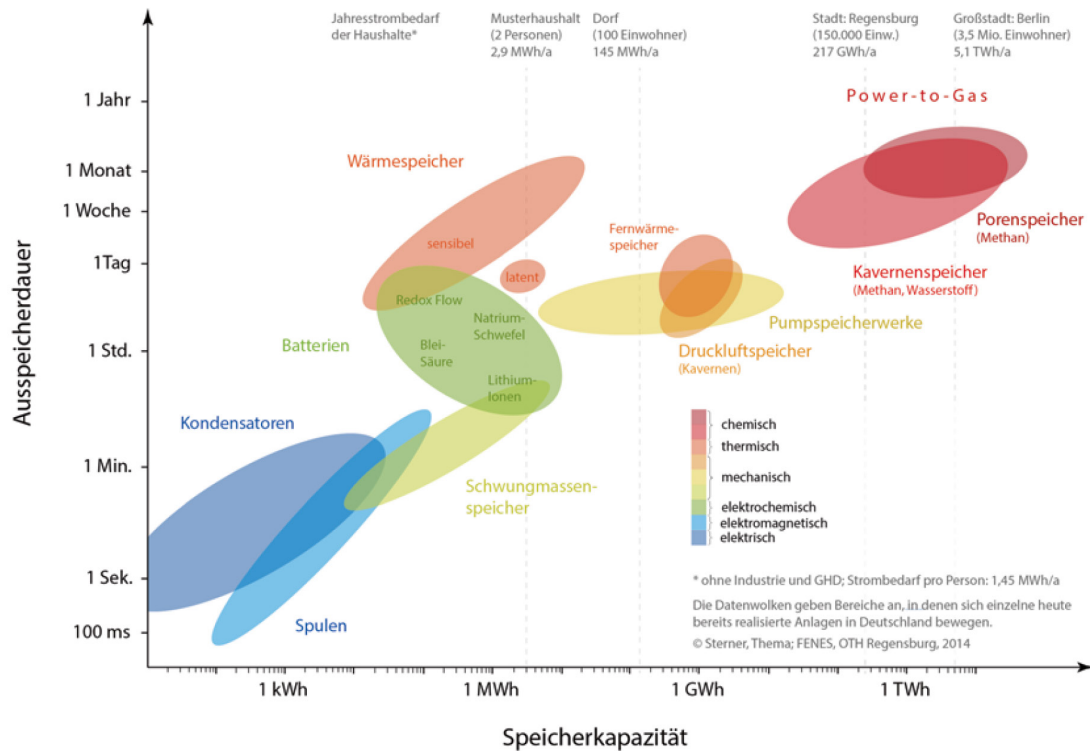


Abb. O_7.03_1: Eignung verschiedener Speichertypen nach Anwendung. Quelle: Stadler, 2014.

// Fig. O_7.03_1: Utility of various storage types by application. Source: Stadler, 2014

Im **Stromnetz** besteht aktuell ein guter Standard hinsichtlich der Versorgungssicherheit, der sich im Ländervergleich sowohl in der Ausfallhäufigkeit als auch der -dauer zeigt (*Average System Interruption Duration Index [e-control Störstatistik]*). Der Wiederbeschaffungswert der höchsten drei Netzebenen des österreichischen Stromnetzes liegt bei rund 3 Mrd. Euro (Frohner, 2020). Elektrische Netze sind ein volkswirtschaftlich relevanter Faktor. Die konkreten Daten lauten:

„Das österreichische Stromnetz umfasst 258.907 km Systemlänge und ist in mehrere Netzebenen unterteilt. Den größten Anteil nimmt mit 66,4 Prozent (171.892 km) des gesamten Leitungsnetzes die Niederspannungsebene (kleiner als 1 kV) ein. Über diese Netzebene werden beispielsweise Hauskunden mit Strom versorgt. Weitere 31 Prozent (80.287 km) des Stromnetzes entfallen auf die Mittel- und Hochspannungsebene (1kV bis 110 kV), wo die Versorgung größerer Abnehmer und bereits teilweise die Einspeisung von Strom über Kraftwerke erfolgt. Diese Netze müssen laufend gewartet und überprüft werden.“ (Oesterreichs Energie, 2017)

In Höchst- und Hochspannungsnetzen dominieren Freileitungen. Insbesondere im 380kV-System (Höchstspannung) sind erdverlegte Kabelstrecken derzeit statistisch vernachlässigbar. Ab der Mittelspannung überwiegen Kabelstrecken. Die Frequenz-Leistungsregelung erfolgt durch den bzw. die Übertragungsnetzbetreiber_in, diese wird durch Ausschreibung der Regelenergie sichergestellt und bei Abruf durch Unternehmen erbracht.

In einer Transition der Erzeugungsstruktur ergibt sich ein veränderter Bedarf an Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch: „*Bis zu einem Erneuerbare-Energien-Anteil von ca. 60 % überwiegt der räumliche Ausgleichsbedarf; bei höherem Erneuerbare-Energien-Anteil nimmt der zeitliche Ausgleichsbedarf deutlich zu – ein Langzeit-Ausgleichsbedarf besteht erst bei sehr hohem Erneuerbare-Energien-Anteil oder bei deutlich verzögertem Netzausbau.*“ (Jentsch, 2015). Dieser Ausgleich kann in unterschiedlichen Strategien bewältigt werden. In jedem Fall ist der Netzausbau bei Ausbau des erneuerbare-Energien-Potentials unerlässlich. Auch im europaweiten Stromnetz ist die Transmission zum Ausgleich der Residuallasten² zu betrachten.

In der regionalen Perspektive bei Anwendung von Sektorkopplung besteht eine Herausforderung im Stromtransport hin zu Gas- und Wärmeverbrauchern und -speichern.

Auch im **Gasnetz** findet sich ein sehr guter Standard – die entsprechende EU-Richtlinie wird klar erfüllt (VERORDNUNG (EU) 2017/1938 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010, 2017). Dennoch stellt man ein historisch gewachsenes Ost-West-Gefälle im Ausbau fest (Aissi, 2019)³. Der Infrastrukturstandard 132 % bedeutet: Sollte der größte Infrastrukturpunkt ausfallen, kann immer noch 132 % des Bedarfs gedeckt werden (n-1-Regel) gemäß Versorgungssicherheits-Verordnung (SoS VO) nach der Verordnung (EU) 2017/1938. Als Flexibilitätsoption für das dekarbonisierte Energiesystem der Zukunft ist die Erzeugung von grünem Gas notwendig. Da auch für den Fall einer sogenannten Dunkelflaute (eine längere Phase der deutlich zu geringen Verfügbarkeit von Strom aus Windkraft und PV) Maßnahmen zu treffen sind, soll die bestehende Infrastruktur von Gas- und Dampfkraftwerken genutzt werden. Bereits jetzt können aufgrund kurzer Anfahrzeiten GuD-Kraftwerke bei Angebotsengpässen eingesetzt werden. Diese sollen langfristig auf erneuerbares Gas umgestellt werden. Für die Anwendung von grünem Gas in Kraftwerken und im Gasnetz sind die technischen Grenzen der H₂-Beimischung zu ermitteln.

Die Gasspeicher sind ausreichend für Winterbedarf, beim aktuellen Durchschnittsverbrauch kann auch der Ganzjahresbedarf aus dem Speichervolumen gedeckt werden (Aissi, 2019).

25 % aller Haushalte werden derzeit mit **Fernwärme** versorgt, der energetische Anteil von Fernwärme beim Wärmebedarf der Haushalte liegt jedoch bei rund 17 % (Statistik Austria, 2021). 2018 wurden 46 %, mit holz-basierter Biomasse aufgebracht (Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen, 2018). Neben den Fernwärmenetzen im urbanen Bereich gibt es auch kleinere Netze, sogenannte Nahwärmenetze. Als Quelle der Wärme soll im Sinne der Energieeffizienz auch die industrielle Abwärme genutzt werden: Industrieprozesse mit unvermeidbaren, relevanten und gut fassbaren Abwärmeströmen sollen durch exergetische Nachnutzung ins Wärmenetz eingebunden werden. Auch der Einsatz von Wärmepumpen kann in diesem Zusammenhang verstärkt werden.

² Eine Residuallast ist die Differenz zwischen Energieverbrauch und -erzeugung. Ist der Verbrauch größer als die Erzeugung, spricht man von einer positiven Residuallast.

³ 15 Projekte zur Kapazitätserhöhung geplant, siehe S. 73.

07_03.3 Optionenbeschreibung

07_03.3.1 Beschreibung der Option bzw. der zugehörigen Maßnahmen bzw. Maßnahmenkombinationen

- Setzen von Rahmenbedingungen (technologieoffen);
- Investitionen in Netze;
- Sektorkopplung: *Power-to-Gas*, Wärmepumpen;
- Anerkennung von erneuerbarem Gas als Biokraftstoff oder als Energiespeicher;
- Lastmanagement (DSM);
- Anschubfinanzierung für Speicher in verschiedenen Energieformen: Erweiterung der Pumpspeicherkraftwerke, Großbatterien, Wärme, Elektromobilität.

Da die technischen Maßnahmen stark ineinandergreifen und voneinander abhängig sind, sind die Rahmenbedingungen technologieoffen zu gestalten. Als Netze sollen hier Strom-, Gas- und Wärmenetze betrachtet werden.

Diese Option ist als einer der drei Teile zu betrachten, die zusammen die Dekarbonisierung des Energiesektors beschreiben. Die beiden anderen Teile befassen sich mit Erzeugung erneuerbarer Energie und der Erhöhung der Effizienz und sind in Option 7_01 bzw. Option 7_02 beschrieben.

NETZAUSBAU/TRANSMISSION

Dieser Absatz beschäftigt sich vorrangig mit Strom-, Gas- und Wärmenetzen.

Im Stromsektor wird der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch, die vorrangig regional divergieren, über das Netz geregelt. Der Ausbau internationaler Transmissionsstrecken verringert dadurch den Bedarf an (Kurzzeit-)Speichern (Schlachtberger, Brown, Schramm, & Greiner, 2017). Der Bedarf an heizwärmebedingter Energie kann durch Effizienzbemühungen im Gebäudebereich verringert werden. Die saisonale Differenz der Residuallast muss dennoch über Speicher geregelt werden.

Langwierige Planungs- und Genehmigungsverfahren verzögern derzeit den Ausbau der Stromnetze (auf europäischer und österreichischer Ebene). Um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, müssen neue Transportleitungen gebaut und gleichzeitig Anreize für einen lokalen CO₂-freundlichen Energieausgleich geschaffen werden (Aissi, 2019; Austrian Power Grid, 2018). Außerdem muss das Marktdesign der verstärkten erneuerbaren Einspeisung angepasst werden, um Anreize für Flexibilität zu verstärken. Dies gilt sowohl im dezentralen Bereich als auch für zentrale Flexibilitätsbereitsteller. Ein geeignetes Strom-Marktdesign ist ein notwendiger Treiber für jegliche Sektorenkopplungen und muss netzdienliche Komponenten enthalten, um tatsächlich Stromnetzentlastungen zu erreichen. Wird diese Netzdienlichkeit vernachlässigt und z. B. Börsenpreise über flexible Tarife dynamisch an eine große Anzahl von Endkund_innen weitergegeben, besteht die Gefahr großer Gleichzeitigkeitsfaktoren. Dies kann dazu führen, dass zusätzliche Netzengpässe, insbesondere in den niederen Spannungsebenen, erzeugt werden. Geringerer Energiebezug in der Heizperiode durch energieeffiziente Gebäudemodernisierung und energieeffizientere Neubauten führen zu saisonaler Netzentlastung, welche ebenfalls im Sinne der Netzdienlichkeit zu honorieren sind, weil sie zur Reduktion kostenintensiver saisonaler Speicherlösungen beitragen.

Gasnetze sollen als saisonale Ausgleichsoption mit nachhaltig erzeugtem Gas anstatt Gas aus fossilen Quellen dienen. Hier wird in Zukunft ein geringerer Bedarf erwartet, da einerseits die gesamte Gasmenge fallen wird, andererseits viele Anwendungen wie Kleinfeuerungsanlagen auf andere Energieträger umgesetzt werden. Es sollte eine schrittweise Reduktion des Gasnetzes weg von Kleinkund_innen erfolgen, damit das Gasnetz eines Tages nur mehr die Kapazitäten trägt, die aufgrund der Verfügbarkeit von grünem Gas oder PtG vorhanden sind. Dieses mit hohen Kosten erzeugte Gas soll dann nur noch in Kraft-Wärmekopplung und nicht mehr zu reiner Heizanwendung eingesetzt werden.

Der Standard der Leitungen in den Gasnetzen ist derzeit sehr hoch, die zulässige Menge an H_2 im Gasgemisch ist aber anzupassen, also zu erhöhen. Hier sind regulatorische, aber auch technologische Anpassungen vorzunehmen. Dafür muss die Technologie der bestehenden Verbraucher_innenanlagen bedacht werden. Insbesondere Anlagen im industriellen Bereich, bzw. Verdichter- und Turbinenanlagen, sind zu adaptieren. Für die Entlastung des Stromnetzes sind an neuralgischen Punkten PtG-Anlagen einzusetzen, hier muss häufig die Infrastruktur sowohl auf der Stromnetzseite (z. B. durch Hochspannungsstichleitungen zu PtG-Anlagen) als auch durch Anschluss ans Gasnetz unter Einsatz von Kompressoren u. ä. errichtet werden (Schenuit, Heuke & Paschke, 2016).

Wärmenetze können zur Nutzung von KWK- und industrieller Abwärme, von *Power-to-Heat* sowie von Geothermie eingesetzt werden. Auf geringe Netzverluste ist zu achten. Hier kann zum Beispiel die Absenkung der Vorlauftemperatur im Wärmenetz angepasst werden. Darüber hinaus ist die derzeit verbaute Dämmstärke der Leitungen nicht mehr zeitgemäß, alle künftig verbauten Leitungen sollten mit deutlich verbesserter Wärmedämmung ausgeführt werden. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der zu erwartenden geringeren Energiedichten der zu versorgenden Gebiete von Bedeutung, weil sowohl Gebäudebestand als auch Neubau in besserem Standard ausgeführt bzw. saniert werden. Die Dimensionierung der Fernwärmeleitungen ist vorausschauend der zu erwartenden sinkenden Energiedichte zu planen und zu errichten. Dies ist selbst dann der Fall, wenn Siedlungsstrukturen durch Nachverdichtung flächenspezifisch intensiver genutzt werden, weil die Nachverdichtung durch die bessere Energieeffizienz gegenüber der Bestandsgebäude überkompensiert wird. Derzeit werden Fernwärmenetze noch immer auf die potenzielle Vollversorgung der Bestandswärmelast ausgelegt. Gehen die Nachrüstung der Fernwärmeanschlüsse und die energetische Sanierung simultan vonstatten, so ist diese Überdimensionierung zu keinem Zeitpunkt erforderlich. Damit werden überdimensionierte und stark verlustbehaftete Netze vermieden. Ein weiterer Punkt ist, die Monopolstellung der Wärmeversorger_innen zu kontrollieren, da die Abnehmer_innen normalerweise nicht den anbietenden Dienst wechseln können. Die Tarifstruktur der Fernwärmeanbieter ist so zu gestalten, dass sparsame Verbraucher_innen durch geringe Fixkosten belohnt, hohe Verbräuche aber durch hohe Energiebezugskosten ‚bestraft‘ werden. Die derzeitige Tarifstruktur ist in dieser Hinsicht kontraproduktiv, weil sie keine Anreize für Energieeffizienz bietet, die Fernwärme also für sparsame Siedlungsstrukturen unattraktiv macht. Zukünftig sind im Wärmebereich auch Wärmeübertragungsnetze, ähnlich denen im Gas- und Strombereich angedacht. Dies ermöglicht den Transport insbesondere industrieller Abwärme in Richtung bevölkerungsdichter Ballungsräume (Schmidt, Tichler, Amann, Schindler, 2015). Erste Priorität hat jedoch immer die Vermeidung von Abwärme und nicht deren Verteilung in Nah- bzw. Fernwärme. Diese sollte tatsächlich nur auf unvermeidliche Restwärme vorbehalten sein, um *carbon lock-in*-Effekte zu vermeiden.

SPEICHERUNG

In Bezug auf Kurzzeitspeicherung zur Aufnahme von negativen Residuallasten sind alle thermischen Massen und Warmwasserspeicher in Wohn- und Nichtwohnbauten zu priorisieren, weil sie hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit in absehbarer Zeit den Batteriespeichern noch weit überlegen sind. Pumpspeicherkraftwerke können mit hohem Wirkungsgrad bei hoher Anzahl von jährlichen Be- und Entladezyklen sehr wirtschaftlich arbeiten.

Stromspeicher in Form von Batterie- und Akkumulatormassenspeichern können als Tagesspeicher im dezentralen Bereich eingesetzt werden, vor allem auf Nieder- und Mittelspannungsebene zum Ausgleich im Zeitbereich von Stunden (Berger, 2017). Fallende Anschaffungspreise erhöhen hier die Wirtschaftlichkeit (eia - US Energy Information Administration, 2020), aber auch staatliche Beihilfen können hier zu einem Schub im Ausbau sorgen. Für diese Beihilfen ist zu berücksichtigen, dass es verschiedene Größen der Batteriespeicher gibt, dass sie privat oder von Unternehmen finanziert sein können und dass sie in verschiedenen Betriebsweisen verwendet werden können (Haber, 2020). Zu bevorzugen ist die Regelung des Speicherbetriebs in einer netzdienlichen Weise.

Österreich weist in Relation zu seinem Gasbedarf europaweit die größten Gasspeicherkapazitäten auf (Aissi, 2019). Die verfügbare Gesamtkapazität wird ständig erweitert und kann im Moment den aktuellen Jahresbedarf vorhalten (Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen, 2018). Eine zukünftige Verschiebung des Primärenergiebedarfs von Gas auf andere Energieträger stellt eine Herausforderung dar, da eine Umwandlung von Strom zu Gas einerseits mit einem verringerten Wirkungsgrad einhergeht, andererseits der Aufbau von insbesondere saisonalen Stromspeichern aus mehrerer Hinsicht sich nicht als zielführend darstellt. Ein übermäßiger Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken ist aus Potentialüberlegungen (Verhältnis zum Bedarf) nicht im Fokus und – wie bei Wasserkraft oftmals gegeben – durch Umweltschutzüberlegungen beschränkt. Als Kurzzeitspeicher sind diese, wie bereits erwähnt, hochwirtschaftlich, aber als Saisonspeicher, also für jährlich einmalige Be- bzw. Entladung, unwirtschaftlich. Andere Speichertechnologien (z. B. Druckluftspeicher, Batteriespeicher mit saisonaler Kapazität, etc.) sind technisch oder techno-ökonomisch nicht darstellbar. Als Speicheroption mit geringem Einsatz an seltenen Erden und weiterem Metall bieten sich Druckluftspeicher an. Hier können vorhandene geologische Kavitäten, z. B. bestehende Bunker- und Kavernenanlagen genutzt werden. Diese Technologie bietet hohe Kapazitäten bei vergleichsweise geringen Kosten (Gahleitner, 2013; Wietschel et al., 2015). Allerdings sind die Be- bzw. Entladewirkungsgrade äußerst gering.

In der Speicherung von Wasserstoff aus PtG-Anlagen gibt es abhängig von der Anwendung verschiedene Möglichkeiten: Für geringe Kapazitäten, wie sie beispielsweise für Mobilitätsanwendungen benötigt werden, bieten sich auch auf lange Sicht Metallhydride oder Hochdrucktanks an (Verkehrsclub Österreich (VCO), 2020), größere und langfristige Kapazitäten können mit Untergrundspeichern für Wasserstoff in geologischen Formationen (insbesondere Porenspeicher) realisiert werden.

Als Infrastruktur zur Umwandlung, Verteilung und Speicherung sind Anlagen wie Kompressoren, Leitungen und/oder Einspeisestationen aufzubauen. Die Entscheidung, ob mehrere dezentrale oder wenige zentrale Umwandlungsanlagen sinnvoll sind, ist im konkreten Einzelfall z. B. durch Modellierung und Simulation zu entscheiden (Mahnke & Mühlhoff, 2012; ÖAW et al., 2019).

In Bereichen mit Fernwärmenetzen können je nach geologischen Gegebenheiten auch unterirdische bzw. geologische Wärmespeicher für saisonale Wärmevorhaltung zukünftig zum Einsatz kommen. In Österreich sind derzeit keine saisonalen bzw. langfristigen Wärmespeicher realisiert. Generell ist anzumerken, dass die volumenbezogenen Baukosten mit ansteigender Kapazität des Speichers sinken, größere Speicher also aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten anzustreben sind.

SEKTORKOPPLUNG

Um die erzeugte elektrische Energie über Zeiträume im Bereich von Monaten speichern zu können, ist wie erwähnt eine Umwandlung in andere Energieträger notwendig. Der Umwandlungspfad, der zum größten verfügbaren Speichervolumen führt, ist der des PtG. Hier wird durch Elektrolyse H_2 erzeugt, das heute in einem Volumenanteil von <4 % ins Erdgasnetz eingespeist werden kann, wobei die technischen Voraussetzungen auch höhere Anteile ermöglichen würden. Andererseits kann der Wasserstoff auch als reines Gas gespeichert und für Anwendungen eingesetzt werden. Mobilität, wasserstoffbetriebene Industrieprozesse und Rückverstromung in Brennstoffzellen sind hier nur Beispiele. Der derzeitige Anteil von Wasserstoff aus der Elektrolyse liegt bei 2 % der Wasserstoffproduktion.

Der Wirkungsgrad der Produktion von H_2 über die Elektrolyseroute liegt je nach verwendeter Technologie bei ca. 52 %. In der Rückverstromung sind weitere Wirkungsgradverluste von ca. 50 % zu erwarten. (VCÖ, 2020)

Um Wasserstoff-Mischgrenzen nicht zu verletzen, kann H_2 in Verbindung mit CO_2 zu *Substitute Natural Gas (SNG)* methanisiert werden. Neben den dabei auftretenden Wirkungsgradverlusten ist die Frage der CO_2 -Quelle entscheidend. Um den apparativen Aufwand der CO_2 -Bereitstellung gering zu halten, bieten sich u. a. Biogas oder Industriegase mit hohem CO_2 -Partialdruck an. Die gespeicherten Gase können dann wieder KWK-Anlagen zugeführt werden, um Bedarfsspitzen zu bedienen. Als Nebennutzen entsteht bei der Herstellung des Gases auch Sauerstoff aus der Elektrolyse sowie auftretende Abwärme. SNG ist für die saisonale Speicherung gegenüber reinem Wasserstoff aufgrund der geringen Kosten für bereits verfügbare Speichervolumina zu bevorzugen.

Auch im Bereich der erneuerbaren Gase sind regulatorische Voraussetzungen wichtig, wie die Anerkennung als Biokraftstoff oder als Energiespeicher, um z. B. kurzfristige, regionale Überproduktion in Gas umzusetzen, statt die Produktion abzuregeln oder das Netz zu entlasten (Austrian Institute of Technology (AIT), 2018). Die Umwandlung erneuerbar erzeugten Stroms in H_2 oder SNG zeigt das Potential, durch Skaleneffekte ökonomischer zu werden. Hier können Investitionen im Mobilitätssektor wie z. B. durch wasserstoffbetriebene Öffis oder mit Biomethan betriebene LKW die Nachfrage in relevantem Maß erhöhen (IRENA, 2019; Schenuit et al., 2016; Wietschel et al., 2015). Die Entwicklung des Marktes ist hier aber zu berücksichtigen, damit z. B. Wasserstoff aus Erdgas oder durch Elektrolyse mit nicht nachhaltigem Strom nicht in einem umweltschädlichen Maß nachgefragt wird.

Neben den genannten Strategien gibt es auch *Power-to-Heat*: Tages- und saisonale Wärmespeicher werden in Zeiten hoher Stromproduktion aufgeheizt. Hier können etwa Wärmepumpen eingesetzt werden, oder der Einsatz erfolgt direkt mit Heizstäben aus negativer Residuallast. Letzteres führt zu hohen Verlusten an Exergie und ist daher zu vermeiden. Die räumliche Nähe zu einem Wärmenetz ist hier ein relevanter Faktor.

Zur Dekarbonisierung der Energie sollte eine Umstellung der Mittel- und Hochtemperaturprozesse von fossilen auf elektrische Quellen erfolgen. Bei Mitteltemperatur sind Wärmepumpen bis ca. 170°C in der Entwicklung (Jensen, Reinholdt, Markussen, & Elmegaard., 2014; Zühlsdorf, Bühler, Bantle & Elmegaard , 2019).

LASTMANAGEMENT

Das Stichwort der Netzeffizienz ist hier relevant – siehe Absatz zum Strommarktdesign weiter oben: Eine optimale Abstimmung zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch in zeitlicher und räumlicher Hinsicht können den Bedarf an Speicherkapazität erheblich verringern (Blasques & Pinho, 2012; Palensky & Dietrich, 2011). *Smart Grids* betrachten und steuern zu diesem Zweck das Zusammenwirken von Energie- und weiteren Versorgungsnetzen. Ein geeignetes Lastmanagement auf der Verbrauchsseite ist fähig, mittels flexibler Nachfrage zu reagieren und Überangebote an Energie z. B. mit Hilfe zeitlich flexibler Preisgestaltung in einem Produktionsschritt umzusetzen. Zu diesem Zweck ergibt sich auch ein Bedarf an Digitalisierung, damit Prozesse ohne Qualitätseinbußen netzdienlich gesteuert werden können. Geeignet sind hier Prozesse im industriellen Kontext ebenso wie bereits erwähnte Power to X (PtX)-Strategien.

Aggregierte Betriebsführungskonzepte, z. B. virtuelle Kraftwerke, die zentral gesteuert werden, etwa mit Sammelbefehlen über Funk, können auf der Erzeugungsseite die Residuallast nivellieren (Wietschel et al., 2015).

07_03.3.2 Erwartete Wirkungsweise

Durch den prophylaktischen Charakter der Maßnahmen im Hinblick auf die zukünftige Energieerzeugung, die den Stromsektor betreffen, sollte die Stromversorgung auch in Zukunft den gleichen Standard erfüllen, bzw. dieselbe Versorgungssicherheit wie sie heute besteht, garantieren.

Auch im Gassektor sind die Auswirkungen der obigen Maßnahmen als *Pull*-Effekt z. B. hinsichtlich der Erzeugung von erneuerbarem Gas zu erwarten.

Der Effekt der Stärkung von Wärmenetzen hat auf den Alltag am meisten Auswirkungen, da hier z. B. als Ersatz noch existierender Ölheizungen durch Fernwärme Umbauten erforderlich sind. Es ist darauf zu achten, im Sinne eines *Leave-no-one-behind*, die Investitionen dafür sozialverträglich aufzubringen und umzusetzen.

07_03.3.3 Bisherige Erfahrungen mit dieser Option oder ähnlichen Optionen

Länder mit einem hohen Anteil an erneuerbarer Stromproduktion haben diesen derzeit hauptsächlich auf Grund eines hohen Anteils von Wasserkraft. Wasserkraft, wo vorhanden, ist als Quelle sehr zuverlässig und bietet daher keinen Anhaltspunkt zur Einschätzung der Effekte des Ausbaus von Infrastruktur, wie er in Österreich beim vorhandenen Potential notwendig ist.⁴

4 Zusätzlich werden zwischen den Marktgebieten die im TYNDP 2018 angenommenen Handelskapazitäten (NTC) übernommen. Voraussetzung dafür ist die planmäßige Fertigstellung der Leitungsprojekte. Für Österreich bedeutet dies die Inbetriebnahme aller im APG-Netzentwicklungsplan 2017 bzw. 2018 definierten Projekte vor 2030. Die erfolgreiche Umsetzung der geplanten Leitungsprojekte ist also als Grundvoraussetzung für die Beurteilung der nachfolgend angeführten Ergebnisse zu sehen. – Heidinger Perez Linkenheil & Huneke (2019); Österreichische Akademie der Wissenschaften et al. (2019)

Durch die weltweite Steigerung des Ausbaus an volatilen Erneuerbaren – bei der 2019 weltweit neu installierten Stromerzeugungskapazität ist der Anteil an PV-Strom führend (Kost, Schlegel & Fraunhofer ISE, 2018) – sind Ertüchtigungen der Energieinfrastruktur weltweit vorzusehen. Für Technologie *made in Austria* besteht daher ein enormes Exportpotential.

Zur Sektorkopplung und Speicherung bestehen bereits einige Projekte (Zwischenspeicher der Zukunft, Store-Project, <https://nachhaltig-wirtschaften.at/de/edz/projekte/>, www.gigates.at). Die Technologien der Infrastruktur sind bereits gut erforscht, Skaleneffekte in Effizienz oder Preis sollten noch zu erzielen sein.

07_03.3.4 Zeithorizont der Wirksamkeit

Langfristig

Der volle Bedarf an der Ausrollung dieser Option wird mit dem endgültigen Ausstieg aus fossilen Energieträgern entstehen. Dennoch sind die Schritte zur Ertüchtigung des Energiesystems keineswegs hintanzustellen, da sonst Engpässe insbesondere im Stromnetz und Abregelungen in der Stromerzeugung auftreten werden (Zach, Auer, Lettner & Weiß, 2013)⁵. Dadurch können Verzögerungen im Ausbau der Erneuerbaren entstehen, die dem Erreichen der Klimaziele entgegenwirken.

07_03.3.5 Vergleich mit anderen Optionen, mit denen das Ziel erreicht werden kann

Eine Verteilung der Volatilität des Stroms über Import/Export müsste interkontinental aufgezogen werden, um die Wind- und Sonnenstunden zu ‚verteilen‘, regionale Engpässe müssen trotzdem mit obigen Methoden bewältigt werden, da die derzeitige Methode des *Redispatch* mit grundlastfähigen RES nur eingeschränktes Puffervolumen bietet. Auch Import/Export wird in gewissem Rahmen notwendig bleiben.

Dezentrale Erzeugung nur mit dezentralem Verbrauch zu kompensieren, würde folgendes bedeuten: DSM in kleinen Regionen, Methode zentraler Regelung mit Hilfe von *smart meters*. Eine Regelgröße für Verbraucher_innen über den Strompreis würde zu unfairer Bepreisung von Energie führen, da regionale Unterschiede in der Residuallast Preisdifferenzen bedingen würden.

⁵ z. B. im *store-project*, in Quelle Abb. 3: -15/+10GW und 7,6 TWh zurückgewiesener Energie im ‚GREEN‘-Szenario (Szenarien in Tab. 1 S. 8).

Literatur

- Aissi, S.-A. (2019). *Koordinierter Netzentwicklungsplan 2019: für die Gas-Fernleitungsinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2020 – 2029*. <https://www.aggm.at/netzinformationen/netzentwicklungsplaene/knep> [7.7.2022]
- Austrian Institute of Technology. (2018). *Technologie-Roadmap Energiespeichersysteme in und aus Österreich: Eine Studie erstellt im Auftrag des Klima- und Energiefonds*. Wien. <https://energieforschung.at/wp-content/uploads/sites/11/2020/11/Technologie-Roadmap.pdf> [7.7.2022]
- Austrian Power Grid (2018). *Austrian Power Grid - Öffentliche Version NEP 2018: Netzentwicklungsplan 2018*, Planungszeitraum 2019-2028.
- Berger, A. (2017). *Batteriespeicher als neues Betriebsmittel für den Verteilernetzbetreiber im österreichischen Marktmodell: Positionspapier 02/2017*. Technologieplattform Smart Grids Austria. https://www.smartgrids.at/files/smartgrids/Dateien/Dokumente/Dokumente/TP%20SGA-Positionspapier_02-2017_Speicher%20im%20Verteilernetz.pdf [7.7.2022]
- Blasques, L. & Pinho, J. T. (2012). Metering systems and demand-side management models applied to hybrid renewable energy systems in micro-grid configuration. *Energy Policy*, 45, 721–729. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.03.028>
- eia - US Energy Information Administration. (2020, 23. Oktober). *Utility-scale battery storage costs decreased nearly 70% between 2015 and 2018* [Press release]. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=45596> [7.7.2022]
- e-control (Hrsg.) (2020). *Ausfall und Störungsstatistik für Österreich 2020*
- Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen (Hrsg.). (2018). *Zukunft Fernwärme* [Sonderheft], 12. Wien.
- Frohner, K. (2020). *Das Übertragungsnetz im Zieldreieck 100% Erneuerbare Energie, neues Marktdesign und Versorgungssicherheit: Protokoll*. <https://www.wko.at/branchen/industrie/protokoll-uebertragungsnetz.pdf> [7.7.2022]
- Gahleitner, G. (2013). Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(5), 2039–2061. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.12.010>
- Haber, A. (2020). Batteriespeichersystemen im Vergleich – individualisiert und nach Optimierungsmethoden. 16. *Symposium Energieinnovation*. https://www.researchgate.net/publication/339292044_Batteriespeichersystemen_im_Vergleich_-_individualisiert_und_nach_Optimierungsmethoden [7.7.2022]
- Heidinger, P., Perez Linkenheil, C. & Huneke, F. (2019). Österreichs Weg in Richtung 100 % EE. Berlin. Energy Brainpool. https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2019-01-24_APG_Energy-Brainpool.pdf [7.7.2022]
- IRENA. (2019). *Innovation outlook: Smart charging for electric vehicles*. <https://irena.org/publications/2019/May/Innovation-Outlook-Smart-Charging> [7.7.2022]
- Jensen, J. K., Reinholdt, L., Markussen, W. B., & Elmegaard, B. (2014). Investigation of ammonia/water hybrid absorption/compression heat pumps for heat supply temperatures above 100 °C. *Proceedings of the International Sorption Heat Pump Conference (ISHPC 2014)*(Vol. 1), 311–320.
- Jentsch, M. (2015). *Potenziale von Power-to-Gas-Energiespeichern: Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem*. Zugl.: Kassel, Univ., Diss., 2014. Fraunhofer-Verl. <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-336756.html> [7.7.2022]
- Kost, C., Schlegl, T. & Fraunhofer ISE. (2018). *Stromgestehungskosten erneuerbare Energien*. FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf [7.7.2022]
- Mahnke, E. & Mühlenhoff, J. (2012). *Strom Speichern* (Renews Spezial Nr. 57). Berlin.
- Oesterreichs Energie. (2017, 11. August). *Hohe Versorgungssicherheit ist keine Selbstverständlichkeit* [Press release]. Wien. https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20170811_OTS0056/oesterreichs-energie-hohe-versorgungssicherheit-ist-keine-selbstverstaendlichkeit [7.7.2022]
- Österreichische Akademie der Wissenschaften, Institut für Technikfolgenabschätzung & Austrian Institute of Technology. (2019). *Energiespeicher-Parlament Zwi_Endbericht: Zwischenspeicher der Zukunft für elektrische Energie*. Wien.
- Palensky, P. & Dietrich, D. (2011). Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 7(3), 381–388. <https://doi.org/10.1109/TII.2011.2158841>
- Rasmussen, M. G., Andersen, G. B. & Greiner, M. (2012). Storage and balancing synergies in a fully or highly renewable pan-European power system I Elsevier Enhanced Reader // Storage and balancing synergies in a fully or highly renewable pan-European power system. *Energy Policy*, 51, 642–651. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.009>
- Schenuit, C., Heuke, R. & Paschke, J. (2016). *Potenzialatlas Power to Gas.: Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen*. Berlin. <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/potenzialatlas-power-to-gas/> [7.7.2022]
- Schlachberger, D. P., Brown, T., Schramm, S. & Greiner, M. (2017). The benefits of cooperation in a highly renewable European electricity network. *Energy*. doi: 10.1016/j.energy.2017.06.004
- Schmidt, R.-R., Tichler, R., Amann, C., Schindler, I. (2015). *F&E-Fahrplan Fernwärme und Fernkälte: Innovationen aus Österreich für eine zukunftsweisende Wärmeversorgung*. Wien. <https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/6/FEFahrplan-FernwaermeFernkaelte.pdf> [7.7.2022]
- Stadler, I. (2014). *Energiespeicher: Bedarf, technologien, integration*. Springer Vieweg. ISBN: 978-3-642-37380-0
- Statistik Austria, z. F. (2018). *Indikatoren von SDG7*. Wien. Statistik Austria.
- Statistik Austria. (2021). *Energieeinsatz der Haushalte*. Bundesanstalt Statistik Österreich. <https://www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/energieeinsatz-der-haushalte> [7.7.2022]
- Verkehrsclub Österreich. (2020). *Warum die E-Mobilität nicht auf den Wasserstoff-Durchbruch warten kann*. <https://www.vcoe.at/publikationen/blog/detail/warum-die-e-mobilitaet-nicht-auf-den-wasserstoff-durchbruch-warten-kann> [7.7.2022]
- VERORDNUNG (EU) 2017/1938 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 (2017).
- Wietschel, M., Ullrich, S. J., Markewitz, P., Schulte, F. & Genoese, F. (Hrsg.). (2015). *Energietechnologien der Zukunft: Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze*. Springer Vieweg.
- Zach, K., Auer, H., Lettner, G. & Weiß, T. (2013). *Abschätzung des zukünftigen Energiespeicherbedarfs in Österreich zur Integration variabler erneuerbarer Stromerzeugung* Store_Folder_Oesterreich_RZ.indd. https://www.store-project.eu/documents/target-country-results/en_GB/energy-storage-needs-in-austria-executive-summary-in-german [7.7.2022]
- Zühlsdorf, B., Bühler, F., Bantle, M. & Elmegaard, B. (2019). Analysis of technologies and potentials for heat pump-based process heat supply above 150 °C. *Energy Conversion and Management: X*, 2, 100011. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2019.100011>