

Energiezukunft in Österreich Aktuelle Trends und Ansätze für Innovationen

Ergebnisse der YEP – Arbeitsgruppe 2 | 2017

VORWORT

Österreichs Energiewirtschaft muss sich in Zukunft vielen neuen Herausforderungen stellen. Zum einen müssen von der EU vorgegebene Richtlinien umgesetzt, bzw. das eigene Geschäftsmodell darauf abgestimmt werden, zum anderen darf man hinsichtlich globaler und nicht aufhaltbarer Trends nicht den Anschluss in technologischer Hinsicht verlieren.

Aus diesem Grund analysieren die Experten des YEP-Programms in diesem Arbeitspapier nicht nur die aktuelle Situation der österreichischen Energiewirtschaft, sondern stellen auch neue Ideen und Konzepte vor, die selbst wegweisend für internationale Energieunternehmen werden könnten und somit der österr. Energiewirtschaft einen Wettbewerbsvorteil verschaffen könnte.

Im Konkreten werden die Einflüsse des Klimawandels auf Österreichs Energiewirtschaft beleuchtet, der Gebäudesektor, sowie die zukünftige Energierversorgung unter die Lupe genommen, und zu guter Letzt die Herausforderungen für Österreichs Energierversorgungsunternehmen dargestellt.

Prof Dr. Stephan Unger

INHALTSVERZEICHNIS

Vorwort	1
EINLEITUNG	3
Einleitung	4
KAPITEL 1	5
PHYSIKALISCHE AUSWIRKUNGEN DES KLIMAWANDELS AUF DIE ENERGIEWIRTSCHAFT ÖSTERREICHS	5
1. PHYSIKALISCHE AUSWIRKUNGEN DES KLIMAWANDELS AUF DIE ENERGIEWIRTSCHAFT ÖSTERREICHS	6
KAPITEL 2	10
BEDEUTUNG DES GEBÄUDESEKTORS	10
2. Bedeutung des Gebäudesektors	11
2.1 Energieautonomes Smart Home	13
KAPITEL 3	14
ZUKÜNFTIGE ENERGIE-VERSORGUNG UND ÜBERTRAGUNG	14
3. Zukünftige Energieversorgung und Übertragung	15
3.1 Ansätze zur Bewertung von Energieerzeugungstechnologien	15
3.2 Energienetze	16
KAPITEL 4	22
ENERGIEMARKT UND -WIRTSCHAFT	22
4. Energiemarkt und -wirtschaft	23
4.1 Strommarkt	23
4.2 Energiearmut, Tarifierung, Versorgungssicherheit	24
4.3 Herausforderungen für Energieversorgungsunternehmen	25
ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK	26
Zusammenfassung	27
Ausblick	28
Abbildungsverzeichnis	29
Literaturverzeichnis	30
YEP – Arbeitsgruppe 2	33
World Energy Council	34

Einleitung

EINLEITUNG

Die von der EU 2008 gesetzten Ziele für 2020, welche die kurzfristige Energie- und Klimapolitik darstellen, können aller Voraussicht nach nicht erreicht werden. Diese wurden bereits durch die mittelfristigen Ziele der EU für das Jahr 2030 erweitert. Sie werden durch die Schlussfolgerungen des Europäischen Rates zum Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 bestimmt, die im Oktober 2014 beschlossen wurden. Demnach sollen die Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 40 % im Vergleich zu 1990 reduziert werden. Der zu erreichende Anteil der erneuerbaren Energien am Energieverbrauch der EU wird mit mindestens 27 % festgesetzt. Zur Verbesserung der Energieeffizienz wird auf EU-Ebene auf Basis des zukünftigen prognostizierten Energieverbrauchs ein indikatives Ziel von 27 % vorgegeben.

Die langfristigen energie- und klimapolitischen Ziele der Kommission sehen eine Reduktion der Treibhausgase in der EU von minus 80 bis 95 % bis 2050 vor (2050 Low-Carbon Roadmap¹). Die europäische Energie- und Klimapolitik stützt sich auf die drei Themenbereiche Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit. An Hand der bisher gesetzten Ziele und der komplementär entwickelten Instrumente des Emissionshandelssystems (ETS) und der Energieeffizienz-Richtlinie, ist ersichtlich, dass bisher die Säule Klimaschutz andere Aspekte des Zieldreiecks, unter Benachteiligung der kostenseitigen Wettbewerbsfähigkeit, dominierte. Die Industrie gehört zu jenen Sektoren, die bislang den größten Beitrag dazu leisteten, Europa zu einer der energieeffizientesten Regionen der Welt zu machen. Untersuchungen der Europäischen Kommission aus dem Jahr 2014 folgend, konnte die europäische Industrie ihre Energieintensität im Zeitraum 2001 bis 2011 um nahezu 19 % steigern (gegenüber nur 9 % in den USA). Während zwischen 1990 und 2012 die Wertschöpfung der österreichischen Industrie um 51 % gestiegen ist, sind die CO₂ Emissionen im selben Zeitraum nur um 24 % gestiegen.

Aufgrund der bereits getätigten Investitionen in Energieeffizienz durch die Industrie, liegen die größten Potenziale für weitere Energieeinsparungen in anderen Sektoren. Das größte Potenzial weist der Gebäudesektor mit 61 % gefolgt vom Verkehrs- und Transportwesen mit 41 % und dem Dienstleistungssektor mit 38 % auf. Die Industrie besitzt demgegenüber nur Einsparungspotenziale von 26 % (Fraunhofer 2012). Gerade durch eine beschleunigte Gebäuderenovierung (thermische Sanierung) und die Umstellung auf alternative Mobilitätskonzepte kann der Energieverbrauch deutlich gesenkt werden (vgl. Industriellenvereinigung 2016).

In diesem Zusammenhang ergeben sich folgende drei priorisierte Themenbereiche, die im Rahmen des gegenständlichen Beitrags detaillierter behandelt werden

- Auswirkungen des Klimawandels auf die Energiewirtschaft in Österreich
- Energieeffizienzpotentiale im Gebäudesektor
- Wie könnte ein mögliches zukünftiges Energiesystem (in Österreich) aussehen

Dieser Beitrag soll einen Überblick über die Energiewende und deren Auswirkungen auf die österreichische Energiewirtschaft ermöglichen.

¹ Die Ziele der *Low Carbon Roadmap* haben keine politische Unterstützung durch den Rat der Europäischen Union erfahren und sind somit rechtlich nicht verbindlich.

Kapitel 1

Physikalische Auswirkungen des Klimawandels auf die Energiewirt- schaft Österreichs

1. PHYSIKALISCHE AUSWIRKUNGEN DES KLIMAWANDELS AUF DIE ENERGIEWIRTSCHAFT ÖSTERREICHS

Seit Beginn des industriellen Zeitalters ist der Anteil an Treibhausgasen in der Atmosphäre stark gestiegen. Diese haben einen Einfluss auf die klimatischen Bedingungen und werden diesen künftig noch verstärkt beeinflussen. Eine Ursache dieser Entwicklung sind Kohlendioxid-Emissionen durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe. Im Zusammenhang mit dem Klimawandel spielt der Energiesektor daher eine entscheidende Rolle, ist er doch Mitverursacher des Problems und gleichzeitig ein wichtiger Teil der Lösung (Energiewende). Der Energiesektor steht damit vor Herausforderungen, die durch die Zielsetzungen zur Klimaschönung geprägt und durch Auswirkungen des Klimawandels beeinflusst werden. Im Folgenden sollen die wesentlichen Einflüsse des Klimawandels auf das österreichische Energiesystem beschrieben werden.

Allgemeine Auswirkungen des Klimawandels und warum die Energiewende so wichtig ist:

Der Klimawandel ist ein globales Phänomen und kann nicht nur mit Fokus auf Österreich betrachtet werden. Folgen wie Temperaturanstieg, Änderungen im Niederschlagsregime, Zunahme von Extremereignissen, insbesondere Trocken- und Hitzeperioden, Bodenerosion, Anstieg des Meeresspiegels und Gletscherschmelze verändern die Lebensumstände für Menschen, Tiere und Pflanzen weltweit. Durch den Verlust des Lebens-, Arbeits- und Wohnraums entsteht auch ein großes Potential für Migrationsbewegungen, die nur schwer abgeschätzt werden können (BMLFWU 2016).

Energiewirtschaftlich relevante und durch den Klimawandel veränderte Parameter:

Die Energiewirtschaft ist durch verschiedene hydro-meteorologische Parameter bestimmt, wie:

- Temperatur
- Niederschlag und Abfluss
- Extremereignisse (Starkniederschläge, Hochwasser etc.)
- Sonneneinstrahlung
- Wind

Diese beeinflussen die Erzeugung und den Verbrauch von Energie in unterschiedlichen Sektoren (Wärmebedarf und Elektrizitätswirtschaft). Die Parameter sind natürlichen Prozessen zugeordnet und werden als Teil der Natur durch den Klimawandel verändert.

Aus dem österreichischen Sachstandsbericht Klimawandel (2014) geht hervor, dass die Temperatur in Österreich in der Periode seit 1880 um nahezu 2 °C angestiegen ist (Vergleich: globaler Anstieg 0,85 °C). Besonders stark ist der Temperaturanstieg für die Zeit ab 1980 zu beobachten. Ein Anstieg in Österreich um ca. 1 °C gilt als abgesichert. Für die erste Hälfte des 21. Jahrhunderts kann auf der Grundlage von Klimamodellrechnungen ein weiterer Anstieg von etwa 1,4 °C erwartet werden. Dieser ist aufgrund der Trägheit des Klimasystems sehr wahrscheinlich und zufolge bereits ausgestoßener Treibhausgasemissionen nicht umkehrbar. Die zukünftige Entwicklung der Temperatur ist mit dem Verhalten des Menschen verbunden und damit im Wesentlichen noch beeinflussbar.

Temperaturextreme haben sich in der Beobachtungsperiode deutlich verändert. Die Anzahl an kalten Nächten hat abgenommen, heiße Tage sind häufiger geworden. Es wird angenommen, dass sich diese Entwicklung im 21. Jahrhundert fortsetzen und Hitzeperioden vermehrt auftreten werden.

Daraus entstehen neue Anforderungen im Energiesektor denn die Temperaturänderung wirkt sich besonders auf den Energiebedarf von Gebäuden aus. Durch den Temperaturanstieg geht der Heizwärmebedarf zurück und der Kühlbedarf wird steigen. Kranzl et al. (2010) skizzieren, dass im Maximal-Szenario der Kühlenergiebedarf von derzeit 0.5 TWhel auf knapp 12 TWhel im Jahr 2050 ansteigen wird. Zusätzlich würde sich die Lastspitze vom Winter in den Sommer verlagern. Durch entsprechende Anpassungsmaßnahmen kann diese Entwicklung gedämpft und der elektrische Energieverbrauch auf 2 TWh/Jahr begrenzt werden. Im Vergleich dazu zeichnet sich im Raumwärmesektor ein anderes Bild ab: Der Anstieg der Temperatur alleine führt zu einer Reduktion des Energiebedarfs um etwa 3-6 %. Anpassungen des Gebäudesektors durch thermische Sanierung und energieeffizientes Bauen hat vergleichsweise viel stärkeren Einfluss auf die Energiereduktion. Das Referenzszenario zeigt ein Einsparungspotential von rund 61 %. Auf den Gebäudesektor wird in Kapitel 2 näher eingegangen.

Auf Erzeugungsseite hat der Temperaturanstieg negative Einflüsse auf die Wirkungsgrade von thermischen Kraftwerken. Mideksa und Kallbekken (2010) erwähnen in ihrer Review-Studie Effizienzverluste zwischen 0,45 % und 0,8 % je 1 °C Temperaturanstieg bei thermischen Kraftwerken. Außerdem muss berücksichtigt werden, dass durch die Ausleitung von Kühlwasser Grenzwerte der Wassertemperatur nicht überschritten werden dürfen. Durch den Temperaturanstieg sind auch die österreichischen Schigebiete besonders stark betroffen. Aktuell werden bereits 67 % von Österreichs Pisten künstlich beschneit. Dieser Bedarf wird vermutlich noch steigen.

Ein weiterer Faktor für die Messbarkeit des Klimawandels ist die jährliche Sonneneinstrahlung. Sie hat in den letzten 130 Jahren an verschiedenen Bergstationen in den Alpen um 20 % (mehr als 300 Stunden) zugenommen. Dabei war die Einstrahlung im Sommer stärker als im Winter, was die Gletscherschmelze begünstigt.

Deutliche Trends in extremen Niederschlägen ebenso wie Zunahme an Sturmereignissen können für die Vergangenheit nicht nachgewiesen werden. Jedoch zeigen Klimamodelle, dass Starkregenereignisse von Herbst bis Frühling und damit verbundene Folgeerscheinungen in Zukunft wahrscheinlich zunehmen werden (Kromp-Kolb et al. 2014).

Sonneneinstrahlung und Wind sind die Energiequellen der „neuen“ erneuerbaren Energieträger und spielen in der Energiewende eine gewichtige Rolle. Leider liegen im Moment noch kaum Ergebnisse zu den erwarteten Entwicklungen in diesem Bereich vor. In diesem Zusammenhang gilt es zu beachten, dass die Erzeugung aus Windkraft mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit anwächst, wodurch die Windkrafterzeugung sehr sensibel auf Veränderungen der Windverhältnisse reagiert. Extreme Windaufkommen können zu vermehrten Abschaltungen von Windparks führen, was wiederum das Elektrizitätsnetz belastet.

Fürst et al. (2010) haben in einer Trendanalyse der monatlichen Niederschlagsmessdaten in Kombination mit einem Wasserbilanzmodell zur Abschätzung der Abflussverhältnisse in Österreichs Flüssen gezeigt, dass bei einer differenzierten räumlichen und zeitlichen Betrachtung der Daten deutliche Trends in der Vergangenheit zu beobachten sind. Der Alpenhauptkamm bildet dabei eine klare räumliche Grenze. Eindeutig positive Niederschlagstrends im Herbst/Winter nördlich des Alpenhauptkammes stehen negativen Trends im Süden gegenüber. Das Bundesland Kärnten ist davon ganzjährig betroffen und speziell im Sommerhalbjahr durch negative Trends geprägt. Der Klimasachstandsbericht geht davon aus, dass die

Niederschlagsmengen in den letzten 150 Jahren in Westösterreich um 10-15 % gestiegen sind, während im Südosten Österreichs eine Abnahme in ähnlicher Größenordnung zu beobachten war.

Neben diesen bereits beobachteten Veränderungen zeigen Nachtnebel et al. (2010) mittels einer Wasserbilanzmodellierung auf der Grundlage von Klimamodelldaten, dass die erwartete Abnahme der jährlichen Wasserfracht für den Zeitraum bis 2075 zwischen 7 % und 16 % liegt. Veränderungen im saisonalen Verlauf des Abflusses wirken sich insofern aus, dass die Abflüsse im Sommerhalbjahr zurückgehen und jene im Winterhalbjahr steigen. Die saisonalen Änderungen werden dabei zum Teil von Änderungen im Niederschlagsregime, vor allem aber durch Änderungen bei der Schneeakkumulation und Schneeschmelze aufgrund der steigenden Temperatur beeinflusst. Die erwartenden Auswirkungen sind in den alpinen Regionen, deren Abflussgeschehen stärker von diesen Prozessen bestimmt wird, besonders deutlich.

Die Wasserkraft ist Österreichs wichtigster Produzent elektrischer Energie. 60 % des benötigten Stromes werden derzeit durch Wasserkraftwerke gedeckt. Stanzel et al. (2010) haben berechnet, dass die zukünftigen Veränderungen in den Niederschlags- und Abflussverhältnissen wahrscheinlich negativen Einfluss auf die hydroelektrische Stromerzeugung haben wird. Abhängig von hinterlegten Klimaszenarien ergeben sich mögliche Rückgänge bis zum Ende dieses Jahrhunderts zwischen 6 % und 15 %, wobei der Anteil der Produktion im Sommerhalbjahr abnimmt und im Winterhalbjahr zunimmt. Ähnliche Ergebnisse wurden für die Schweiz berechnet.

Der Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung erfordert hohe Flexibilität im Stromnetz sowie den Ausbau vorhandener Speicherkapazitäten (Europäische Kommission, Energy Roadmap 2050). Speicherkraftwerke bieten die Möglichkeit Schwankungen und Prognosefehler der Wind- und Sonnenstromerzeugung auszugleichen und Flexibilität für das Stromnetz bereitzustellen. Zusätzlich bieten sie den Vorteil, im Gegensatz zu Pump- oder Batteriespeicher, dass erneuerbare Energie durch erneuerbare Energie ausgeregelt wird. Das schwankende Angebot von Wind- und Solarstrom hat bereits Einfluss auf die Preisbildung an der Strombörse. Somit hat sich der Einsatz von Speicherkraftwerken, abhängig an welchen Markt es vermarktet wird, verändert. Kraftwerke die am Day-Ahead-Markt teilnehmen, zeigten in der Vergangenheit eine dominante Erzeugungsspitze in den Mittagsstunden. Diese wurde in Richtung einer Morgen- bzw. Abendspitze verschoben. Speicherkraftwerke die am Sekundärregelmarkt partizipieren weisen aufgrund des zufälligen Aufrufes von Regelernergie zwar im mittleren Tagesverlauf eine ausgeglichene Energieerzeugung auf, unterliegen jedoch hohen Schwankungen. Unabhängig vom Einsatzgebiet kommt es durch den flexiblen Betrieb von Speicherkraftwerken zu Abflussschwankungen in den Gewässern. Der Anstieg (Schwall) sowie der Abflussrückgang (Sunk) stellen eine Belastung für das Ökosystem „Fluss“ dar. Insbesondere Strandrungsphänomene und Drift von Makrozoobenthos, Fischlarven und Juvenilstadien werden als Hemmnis für den Biomasseaufbau gesehen. Der österreichische nationale Gewässerbewirtschaftungsplan 2015 weist 881 km Fließstrecke als signifikant schwallbelastet aus. Somit zeigt sich ein Dilemma für Speicherkraftwerke. Einerseits gelten sie als systemrelevant für die stabile Energieversorgung, andererseits ergibt sich durch den Betrieb eine ökologische Beeinträchtigung welche sich nicht mit der europäischen Wasserrahmenrichtlinie vereinbaren lässt. Greimel et. al. versuchen im Sinne einer nachhaltigen Wasserkraftnutzung sich dieser Herausforderung zu stellen. Das Forschungsprojekt SuREmMa erarbeitet eine Methode die ökologische Auswirkungen bzw. das ökologische Verbesserungspotential einzelner schwalldämpfender Maßnahmen den entsprechenden systemrelevanten sowie volks- und betriebswirtschaftlichen Auswirkungen gegenüber stellt. Untersucht werden betriebliche Einschränkungen, Schwallausgleichsbecken und Schwallausleitungskraftwerke. Wesentliche Schlussfolgerungen sind, dass alle drei Maßnahmen zu positiven ökologischen Auswirkungen führen, wobei betriebliche Einschränkungen „aus volks- und betriebswirtschaftlicher Sicht diese Maßnahme durch erhöhte CO₂-Emissionen und höhere Kosten im Versorgungssystem, durch die Gefährdung der sicheren Bahnstromversorgung, den Verlust an flexibler Leistung und Erzeugungsmengen, sowie einer betriebswirtschaftlichen Entwertung der Speicherkraftwerke in Abhängigkeit

des Maßnahmenumfangs zu deutlich negativen Auswirkungen führen“. Weiters wird angeführt, dass Schwallausleitungskraftwerke oft nicht wirtschaftlich darstellbar sind und Schwallausleitungskraftwerke topografische Gegebenheiten zur Errichtung eines Beckens voraussetzen. Diese Maßnahme hat zudem nur geringe betriebswirtschaftliche und keine systemrelevanten bzw. volkswirtschaftlichen Auswirkungen. Generell wird darauf hingewiesen, dass eine Kombination von Maßnahmen den größten Beitrag zur Verbesserung der ökologischen Situation liefert, sowie dass eine detaillierte Einzelfallbeurteilung erforderlich ist; vgl. Greimel et al. (2017).

Kapitel 2

Bedeutung des Gebäudesektors

2. BEDEUTUNG DES GEBÄUDESEKTORS

Die Bauwirtschaft ist eine der ressourcen- und energieintensivsten Industrien. 50 % des gesamten Ressourcenverbrauchs und 40 % des Energieverbrauchs werden in der Europäischen Union durch den Bausektor verursacht. Ungefähr ein Drittel des Energieeinsatzes fließt in den Gebäudebereich: in die Raumwärme und Raumkühlung sowie in die Warmwasserbereitung in Gebäuden (BMFWF, 2016). Dies verdeutlicht das Potential und damit verbundene Innovationen des nachhaltigen Bauens (vgl. RL 2010/31/EU; RL 2012/27/EU; COM (2012) 433 final). Energieeffizientes nachhaltiges Bauen wurde in den letzten Jahren durch entsprechende Richtlinien und Strategien immer mehr zu einem wesentlichen Bestandteil der Bauwirtschaft.

Auf europäischer Ebene sind zwei Richtlinien wesentlich für die Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudesektor.

- Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz hat zum Ziel, bis 2020 20 % des Primärenergieverbrauchs in der EU einzusparen. Dabei sollen die Aspekte des Energieeffizienzplans in verbindliche Maßnahmen überführt werden. Die Mitgliedstaaten sind verpflichtet, einen Fortschrittsbericht betreffend der Erfüllung der nationalen Energieeffizienzziele vorzulegen (vgl. <http://www.buildup.eu>).
- Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (<http://www.epbd-ca.eu>). Dabei werden energetische Mindestanforderungen für neue und bestehende Gebäude festgelegt. Ab 2020 dürfen nur mehr Niedrigstenergiegebäude errichtet werden. Für Behörden als Eigentümer von Gebäuden gilt diese Zielsetzung bereits bis Ende 2018. Dies erfolgt unter dem Schlüsselkriterium des Kostenoptimums und der Vorbildfunktion öffentlicher Stellen (z.B. Sanierungsrate von 3 %). Für die Umsetzung ist in Österreich das Österreichische Institut für Bautechnik (OIB) als Koordinierungsplattform verantwortlich.

Besonders öffentliche Auftraggeber können durch ihr Beschaffungsvolumen einen wesentlichen Beitrag zur Energieeffizienz leisten. In Österreich beträgt dieser Anteil rund 17 % des Bruttoinlandsprodukts. Davon entfällt ein nicht unwesentlicher Teil auf den Gebäudesektor.

Für die Umsetzung zukünftiger Maßnahmen sind entsprechende Werkzeuge notwendig, um den Einfluss der einzelnen Optimierungen darzustellen. Hinsichtlich der Vergleichbarkeit der jeweiligen Energieeffizienz sind Werkzeuge für eine Entscheidungsfindung notwendig. Dazu bedarf es einer einheitlichen Bewertungsgrundlage (Verbindlichkeit von Energieausweisen), um den jeweiligen Energieverbrauch berechnen zu können. Für die flächendeckende Umsetzung sind weitere Anreizsysteme anzudenken und bestehende wie beispielsweise die Wohnbauförderung zu überarbeiten.

Im Sinne einer ganzheitlichen Entwicklung sollen zukünftig nicht nur die rein energetischen Aspekte betrachtet werden, sondern eine Forcierung der nachhaltigen Entwicklung unter der Berücksichtigung der ökologischen, ökonomischen und soziokulturellen Dimension erfolgen.

Die notwendige Umsetzung energieeffizienten und nachhaltigen Bauens betrifft zunehmend vermehrt die Energieraumplanung in Form der energetischen Betrachtung der Stadtquartiersebene (Smart Cities). Dabei bietet die Erschließung oder Modernisierung von Stadtteilen die Chance, auch die Energieversorgung umweltfreundlicher zu gestalten. Durch die Umsetzung einer lokalen Strom- und Wärmeversorgung kann ein aktiver Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden. Dafür sind neue Ansätze notwendig, welche auch verstärkt dezentrale Lösungen beinhalten. Die Bedarfsregelung wird zukünftig durch eine verstärkte Vernetzung in Form eines Austausches von Strom und Wärme zwischen den Gebäuden und auf Stadtquartiers-ebene erfolgen (vgl. Smart City Graz, Wien Aspern). Damit verbunden sind gesellschaftliche Zielsetzungen wie beispielsweise die 2.000-Watt-Gesellschaft in der Schweiz.

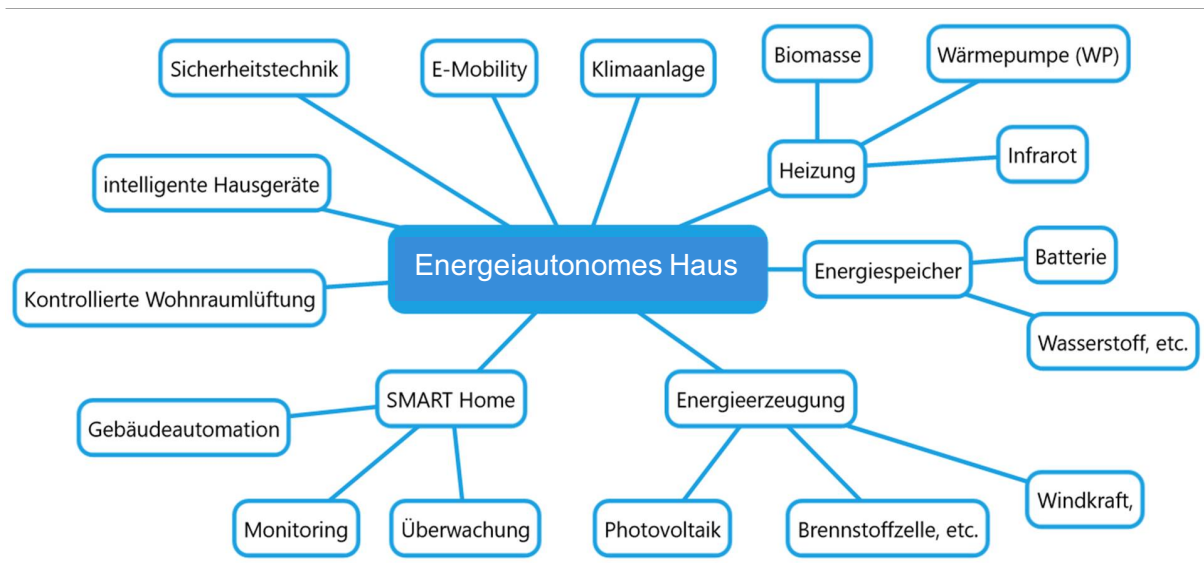
In diesem Zusammenhang tritt auch eine Veränderung des Verhaltens von Energiekunden in Erscheinung. Im Rahmen der Studie „Der österreichische Energiekunde 2020“ befragte Deloitte Österreich (2015) 1.000 Konsument/innen zu ihren Bedürfnissen und Erwartungen im Energiebereich: Die Befragten sehen Strom, Heizen und Mobilität immer mehr als ein Gesamtpaket. Der Umfrage zufolge gehören Strom, Licht, Wärme, Photovoltaik und Akkus bereits heute untrennbar zusammen, wenn über Energie gesprochen wird. Aus den umfassenden Daten der Studie lassen sich drei zentrale Trends ableiten:

- Der Konsument wird zum Produzent: 75 % möchten im Jahr 2020 Strom selbst produzieren oder zumindest miterzeugen und eine produktive Rolle einnehmen. Dabei ist für 82 % der Hauseigentümer das „Eigenheim als Kraftwerk“ erstrebenswert, während dies nur auf 69 % der Wohnungseigentümer zutrifft. 53 % der Österreicher würden außerdem bevorzugt Strom aus Sonnenenergie nutzen.
- Erneuerbare Energien sind die Heizmittel der Zukunft: 90 % würden am liebsten ausschließlich mit erneuerbarer Energie heizen. Angeführt werden die präferierten Heizmethoden beginnend bei Solarthermie mit 43 %, gefolgt von Luft/Erdwärme mit 28 % und Strom/Wärmepumpe mit 11 %.
- Integration von e-Mobilität: Fast drei Viertel der Befragten wollen sich 2020 mit alternativen Antrieben fortbewegen. Die präferierten Antriebsvarianten sind hier mit je 21 % Wasserstoff und Strom, gefolgt vom Diesel/Elektro-Hybridantrieb mit 19 %. Reine Diesel- und Benzinmotoren spielen, gleichwertige Alternativen hinsichtlich Preis und Geschwindigkeit vorausgesetzt, 2020 nur eine untergeordnete Rolle.

2.1 ENERGIEAUTONOMES SMART HOME

Der Begriff „Smart Home“ bezeichnet die Vernetzung und intelligente Steuerung in der Gebäudetechnik. Der durch die Photovoltaik erzeugte Strom wird in Batterien gespeichert und durch sensorgesteuerte Elemente und Bauteile wird auf die jeweiligen Witterungsbedingungen reagiert und diese mit den aktuellen Nutzungsanforderungen in den Gebäuden abgestimmt. In Abbildung 1 ist die Vernetzung in einem Smart Home schematisch dargestellt.

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Vernetzung in einem energieautonomen Haus



Quelle: eigene Darstellung

Durch die zunehmende Vernetzung sind „Rebound-Effekte“ der Energieeffizienzmaßnahmen zu beachten ebenso wie eine zunehmende Abhängigkeit von elektrischer Energie.

Kapitel 3

Zukünftige Energie-versorgung und Übertragung

3. ZUKÜNFTIGE ENERGIEVERSORGUNG UND ÜBERTRAGUNG

Der derzeitige Energie-Jahresverbrauch in Österreich liegt bei ~1100 PJ davon entfallen 34 % auf Mobilität, 30 % auf Klimatisierung inkl. Kochen, 14 % auf Industrieöfen, 11 % auf Standmotoren, 8 % auf Dampferzeugung, 3 % auf Beleuchtung und EDV (BMFWF 2015). Es soll nicht darüber hinwegtäuschen, dass von der gesamten verbrauchten Energie mittlerweile 20 % elektrisch (~220 PJ) zur Verfügung gestellt werden. Erweitert man dies um die 34 %, die für eine totale Umstellung des Verkehrs auf Elektromobilität notwendig wären (davon macht Elektrizität bereits jetzt 1,8 % aus), so wird dieser Wert mehr als verdoppelt. Neben einem Ausbau der Transportkapazität würde dies auch einen erhöhten Speicherbedarf bedeuten. Da jedoch das Ausbaupotential an Pumpspeichern begrenzt ist, lokal Batterien und Elektrofahrzeuge nur bedingt verfügbar sind, bedarf es hier neuer Ansätze.

Strom spielt in den nächsten Jahrzehnten eine immer zentralere Rolle in der Energieversorgung. Um die Klimaziele zu erfüllen, muss der energetische Endverbrauch von 311 TWh (2005) auf 251 TWh (2030) reduziert werden. Bis zum Jahr 2030 wird der globale Stromverbrauch voraussichtlich um 2,5 % pro Jahr wachsen. Aus dem Bericht Stromstrategie Österreich 2015-2030 von Österreichs Energie geht hervor, dass der Stromverbrauch in Österreich bis 2030 um 18 % ansteigen wird. Der Anteil von Strom am energetischen Endverbrauch wird von 20 % auf 33 % steigen, unter der Voraussetzung, dass effizienzsteigernde Maßnahmen erfolgreich umgesetzt werden. Der Stromverbrauch wird eine Steigerung von 67,4 auf 88,3 TWh angenommen. Um die nationale Versorgungssicherheit zu gewährleisten, soll die erneuerbare Stromproduktion in Österreich um 20 TWh jährlich steigen und dabei zu je einem Drittel aus Photovoltaik, Wasserkraft und Windenergie abgedeckt werden (vgl. Österreichs Energie 2016).

Durch den Umbau des Stromerzeugungssystems stellt sich die Frage, welche Stromerzeugungstechnik aus gesellschaftlicher Sicht in einem zukünftigen Stromerzeugungssystem bevorzugt eingesetzt und gefördert werden sollte. Eine ganzheitliche Bewertung der verschiedenen Erzeugungsoptionen hilft, die optimale Zusammensetzung zu finden. Neben den Stromerzeugungskosten sind auch Umweltbelastungen von entscheidender Bedeutung.

3.1 ANSÄTZE ZUR BEWERTUNG VON ENERGIEERZEUGUNGSTECHNOLOGIEN

Neben der Ermittlung der Umweltwirkungen zufolge der ÖNORM EN ISO 14040:2006 im Rahmen der Ökobilanzierung können aufbauend auf die Ergebnisse der Ökobilanz die Erntefaktoren berechnet werden.

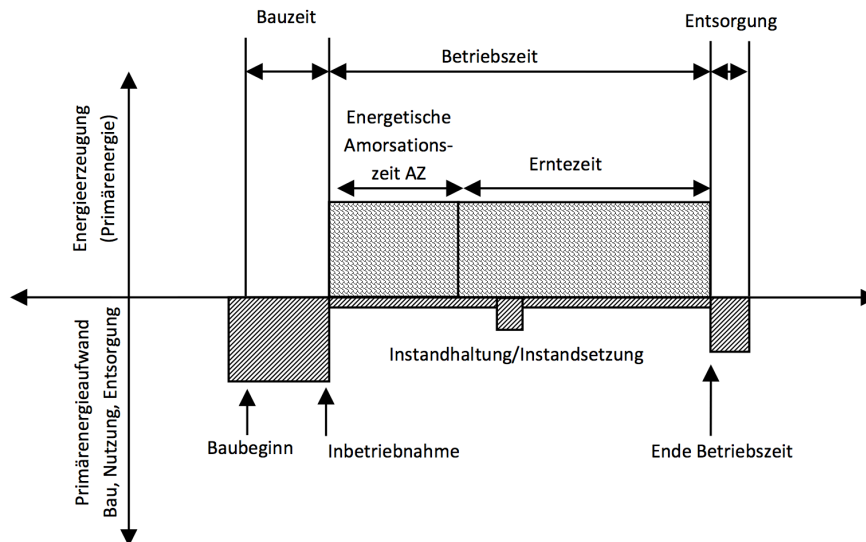
Erntefaktor

Der Erntefaktor ermöglicht eine Darstellung des Verhältnisses der über die Nutzungsdauer erzeugten Energie zu jenen kumulierten Energieaufwendungen, welche für die Herstellung, Betrieb und Rückbau des Kraftwerks aufzubringen sind (Unger & Hurtado 2014, Giesecke et al. 2014). Die Ernte oder der Ertrag einer Stromerzeugungstechnologie wird durch die erzeugte elektrische Energie dargestellt. Diese Vorgehensweise ist mit Konzepten des Öko-Controllings oder der ökologischen Rentabilität (Giegrich et al. 2014) vergleichbar.

Anhand der Berechnung der kumulierten Energieaufwendungen wird eine Auswertung des „Erntefaktors“ ermöglicht. Der Erntefaktor kann Auskunft über die Energieeffizienz einer Energieerzeugungstechnologie geben. In Abbildung 2 ist die Ermittlung des Erntefaktors grafisch dargestellt. Ein hoher Erntefaktor bedeutet eine gute energetische Performance, welche aber nicht zwingend eine ebenso gute ökologische Performance impliziert. Ist der Erntefaktor größer als 1, wird durch das System mehr Energie erzeugt, als für Her-

stellung, Betrieb und Rückbau desselbigen aufgewendet werden muss (auch als „graue Energie“ bezeichnet).

Abbildung 2: Schematische Darstellung des Erntefaktors



Quelle: Wall (2011), Erntefaktor in der Wasserkraft.

Für einen Vergleich von verschiedenen Energieerzeugungstechnologien sind die betrachteten Systemgrenzen und der betrachtete Lebenszyklus zu berücksichtigen, da diese wesentlich die damit verbundenen Energie- und Materialströme beeinflussen (vgl. Wall 2016).

Neben der Energieerzeugung leistet auch die Verteilung einen wesentlichen Beitrag zu einer effizienten Nutzung.

3.2 ENERGIEKETZE

Generell können drei Arten von Energienetzen unterschieden werden: das elektrische Netz, das Gasnetz und die Wärmenetze. Im weltweiten Vergleich sind die europäischen Energienetze sehr gut ausgebaut und haben dank vieler Redundanzen eine hohe Ausfallsicherheit. Über die unterschiedlichen Energienetze kann folgendes gesagt werden:

Gasnetze werden in Europa seit den späten 1900er Jahre gebaut. Großflächige Gasnetze wurden bis zur Mitte des 20. Jahrhunderts errichtet. Hochdruckleitungen, die das heutige Europa mit Erdgas versorgen, wurden erst Ende des 20. Jahrhunderts gebaut und sind entsprechend modern. Damit zählt das europäische Gasnetzwerk sowohl auf der Hoch- als auch der Niederdruckschiene zu den am besten ausgebauten weltweit. Insgesamt sind etwa 50 % der Haushalte in der EU an das Gasnetz angeschlossen. Hinzu kommen noch Industriebetriebe, welche ebenso mit etwa 6 Millionen Anschlüssen zu berücksichtigen sind. Zusätzlich ist noch zu bemerken, dass weitere 25 % von Europas Einwohnern in unmittelbarer Nähe von Gasleitungen leben und eine Anbindung an diese prinzipiell kein Problem darstellt. Zusätzlich verfügt das europäische Gasnetz noch über Reserven, um weitere Anschlüsse zu versorgen. Lokal sind allerdings Engpässe vorhanden. So ist die Verbindung zwischen Österreich und Deutschland aufgrund politischer Uneinigkeiten noch nicht voll ausgebaut, weswegen bis jetzt nur eine Verbindungspipeline mit einer Kapazität von ~2 m³/h besteht. Zusätzlicher Ausbaubedarf ist auch beim Gasknoten Baumgarten an der March

(Niederösterreich) gegeben, wie in den Jahren nach der Ukraine-Krise 2014 zu sehen war. Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Versorgungssicherheit mit einer größeren Diversifizierung der Anbieter sicherzustellen. Momentan wird Europa primär aus der Nordsee und von Russland mit Gas versorgt. Die instabile politische Lage in Nordafrika macht eine Abschätzung der Versorgungssicherheit durch diese Region schwierig. Am vielversprechendsten erscheint der Ausbau der LNG-Infrastruktur, wodurch die Abhängigkeit von lokalen Anbietern verringert würde, da dann eine Versorgung aus allen Quellen weltweit möglich wird (vgl. Ratner et al. 2013).

Der Ausbau der Stromnetze wurde Mitte des 20. Jahrhunderts massiv vorangetrieben. Im westeuropäischen Raum kann praktisch von einer 100%igen Netzabdeckung ausgegangen werden, was sich auch darin niederschlägt, dass Strom als Energieträger weiterhin einen sehr starken Zuwachs verzeichnet. Allerdings steht Strom wie auch Gas vor dem Problem, dass ein Ausbau der Netze in der Bevölkerung auf starken Widerstand stößt (Anmerkung: beispielsweise Schließung des Hochspannungs-Sicherheitsrings um Salzburg). Die Kapazität des Stromnetzes ist derzeit jedoch noch immer ausreichend, um eine sichere Versorgung zu gewährleisten. Trotzdem stößt auch das Stromnetz für manche Anwendungen bereits an seine Grenzen wie es z.B. bei Lastspitzen durch erhöhte Windstromproduktion in Norddeutschland bereits zu sehen ist. Dies wird auch bei weiterem Ausbau der erneuerbaren Energieträger noch häufiger zu spüren sein.

Im Unterschied zu den beiden zuvor beschriebenen Netzen gibt es keine überregionalen Wärmenetze. Dies liegt vor allem daran, dass die Weiterleitung von Wärme nur mit hohen Verlusten möglich ist. Wärmenetze sind ebenfalls bereits seit dem frühen 20. Jahrhundert in Europa etabliert. Einzig die verwendeten Medien haben sich geändert. Wurde in den ersten Netzen noch Dampf verwendet, so werden die heutigen Netze aus Effizienz- und Sicherheitsgründen mit Flüssigkeit betrieben. Durch viele Fallbeispiele hat sich gezeigt, dass ein Wärmenetz das effizienteste System zur Beheizung von Wohn- und Arbeitsraum im urbanen Bereich ist. So kann bereits ab einer Anzahl von 400 Anschlüssen ein solches System wirtschaftlich betrieben werden.

Ausbauszenarien

Generell ist bei allen Energienetzen ein zwingender Ausbau notwendig: Einerseits unter dem Gesichtspunkt der steigenden Einwohnerzahl und andererseits um den Vormarsch der erneuerbaren Energien im Energiemix zu forcieren. Da Europa sehr dicht besiedelt ist, gilt es für diesen Ausbau technisch innovative Wege zu finden. Dies ist mit einer reinen Fokussierung auf das jeweilige Netz nicht zu schaffen. Vielmehr müssen alle Disziplinen als ein Ganzes betrachten, was zum Begriff des „Smart Grid“ führt.

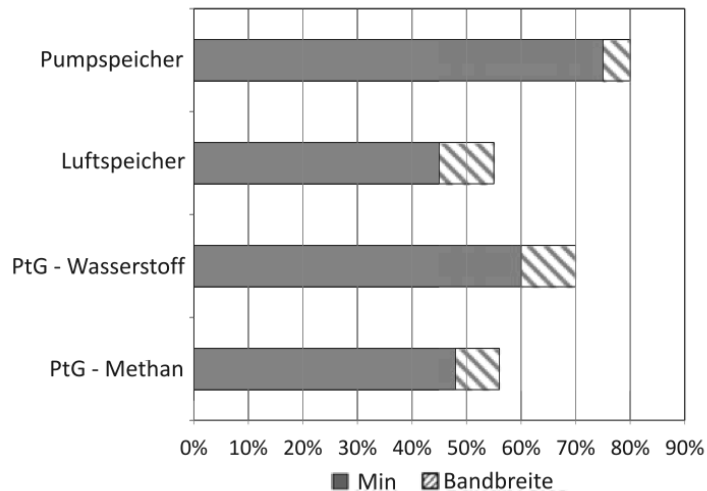
Beim Ausbau der Netze geht es um die effizienteste Nutzung der bereits vorhandenen Infrastruktur, um den Ausbau möglichst gering zu halten. Dies beginnt schon bei der Auswahl der passenden Energieform für die jeweilige Anwendung. So kann in dicht besiedelten Gebieten ein Großteil des Energieverbrauchs mit regenerativem Gas und Wärme wirtschaftlich (Heizen, Warmwasser, Mobilität, etc.) abgedeckt werden, wohingegen in abgelegenen Regionen Elektrizität als Hauptenergieform einfacher zu etablieren ist.

Einer Fallstudie der Österreichischen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach zufolge kommt es bereits bei der elektrischen Stromübertragung und insbesondere bei der Speicherung von erneuerbarer Energie zu Engpässen. Die Studie betrachtet eine einwöchige Windspitze im Burgenland, bei der ein Teil der Windkraftanlagen wegen der Überproduktion abgestellt werden musste. Um diese Windspitze elektrisch vollständig zu nutzen, wäre eine 8-mal größere Transportkapazität des Stromnetzes und eine Verdreifachung des Speichervolumens der österreichischen Pumpspeicher notwendig. In diesem Fall könnte das österreichische Gasnetz, sofern entsprechende Infrastrukturmaßnahmen getroffen werden, Abhilfe schaffen.

Speicherung

Bei der Speicherung von Energie wird zwischen kurzfristiger und langfristiger Speicherung unterschieden. In Österreich haben sich Pumpspeicherkraftwerke, aufgrund ihrer kurzen Reaktionszeiten, als geeignetste Technologie zur Bewältigung von Lastspitzen erwiesen. Für die langfristige Anwendung sind die Entladungsdauer und die Speicherkapazität entscheidend, wobei hier Gasspeicher wegen ihres großen Speichervolumens besonders geeignet sind (Tzimas et al. 2006).

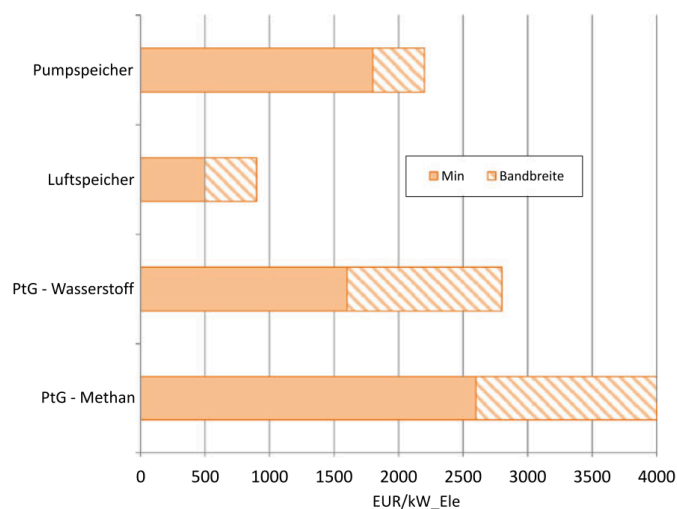
Abbildung 3: Bandbreiten der Wirkungsgrade von Langzeitspeichern



Quelle: Haas & Ajanovic (2013), Wirtschaftlich und energetische Aspekte von Langzeitspeichertechnologien.

Eine wichtige Kenngröße von Speichern ist auch ihr Wirkungsgrad. In Abbildung 3 ist dieser für ausgewählte Technologien (Pumpspeicher, Luftspeicher, Power to Gas – PtG Wasserstoff und Methan) dargestellt. In diesem Zusammenhang gilt es auch die Investitionskosten zu berücksichtigen. In Abbildung 4 sind diese für Langzeitspeichertechnologien dargestellt (vgl. Haas & Ajanovic 2013).

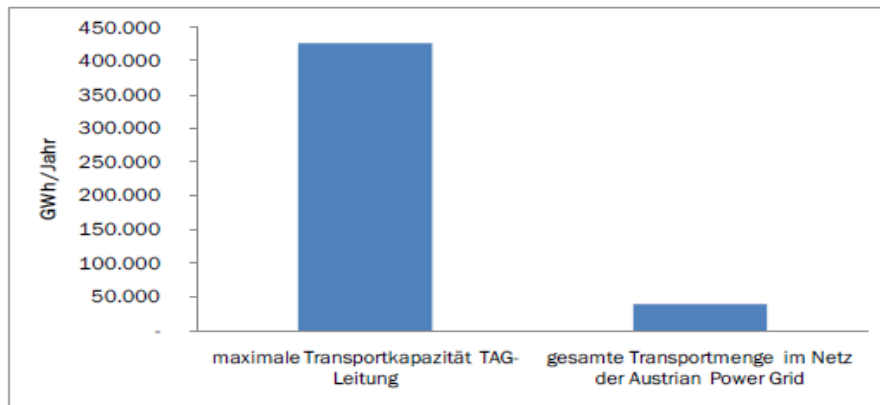
Abbildung 4: Bandbreiten der Investitionskosten in EUR/kw_Ele inkl. Speicher



Quelle: Haas & Ajanovic (2013), Wirtschaftlich und energetische Aspekte von Langzeitspeichertechnologien.

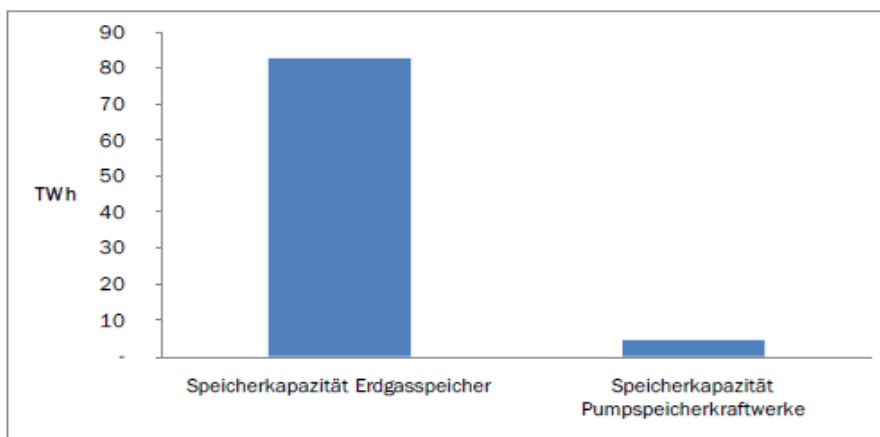
Letztlich muss, auch um Neuinvestitionen möglichst gering zu halten, ebenso noch die vorhandene Energie-Infrastruktur bezüglich Speicherung und Transportkapazität betrachtet werden. In Abbildung 5 und 6 sind diese als Vergleich zwischen Strom und Gas dargestellt.

Abbildung 5: Vergleich der Transportkapazitäten der TAG Erdgasleitung mit der gesamten Transportmenge im Übertragungsnetz der APG



Source: E-Control (2012)

Abbildung 6: Vergleich der Speicherkapazitäten der Erdgasspeicher und Pumpspeicherkraftwerke in Österreich



Quelle: E-Control (2012)

Eine Studie des London Electrical College sagt bis 2050 eine Verdreifachung der benötigten Kapazitäten im Bereich elektrische Energie voraus, um mit dem Verbrauch vor allem in Spitzenzeiten mithalten zu können (Pudjianto et al. 2013). Wie sich allerdings immer wieder zeigt, stößt der Ausbau vor allem der Hochspannungsnetze in der Bevölkerung auf großen Widerstand. Hier gibt es den Ansatz, mit kombinierten Netzen bestmöglich die schon gegebenen Transportkapazitäten zu nutzen und diese nur wo es notwendig ist zu erweitern. Ein wichtiger Punkt hierbei sind auch innovative Speicherlösungen, die für die Regelung des Energienetzes unabkömmlich sind. Dies beginnt dezentral bei Einzellösungen für Haushalte wie Kleinstwärmespeicher oder Batterien und setzt sich auf staatenübergreifender Ebene mit Gas- und Pumpspeichern fort.

Besonders der Power to Gas Speichertechnologie wird hinsichtlich der zukünftigen Entwicklungen eine Wirkungsgradsteigerung zugetraut, da im Überkapazitätsfall durch erneuerbare Energien diese in Power to

Gas überführt werden können. Weiters ist eine Adaptierung der bisherigen Dampfturbinen auf den Brennwert von Wasserstoff mit Wirkungsgradsteigerungen verbunden. Hinsichtlich einer ganzheitlichen Betrachtung kann durch Substitution von Strom durch Gas auch Elektromobilität anhand von Power to Gas gefördert werden. Durch die Einspeisung des Wasserstoffs in das Erdgasnetz wird dieser auch überall verfügbar und kann mittels Membranabscheider einfach aus dem Erdgas abgetrennt werden. Aber auch hier gilt, dass eine Mischanwendung aller Netze am effizientesten ist. Nicht zu vernachlässigen sind die Aufwendungen für einen rein Wasserstoff geeigneten Ausbau der Netze. Eine entsprechende Studie der Europäischen Union kommt in diesem Zusammenhang auf ein Investitionsvolumen von 700-2.200 Milliarden Euro (Tzimas et al. 2006). Bei einer Nutzung der gegebenen Gas-Infrastruktur und der Einbindung der Idee eines Hybridnetzes kann dieses Investitionsvolumen auf etwa 20 % reduziert werden. Allerdings sind dann in diesen 20 % auch schon der Ausbau von Elektrizität und Wärme enthalten. Der Wasserstoff muss demnach auch nicht zwingend gespeichert werden, sondern kann auch lokal direkt dem Verbraucher zugeführt werden, um das Erdgasnetz zu entlasten. Dadurch wird auch indirekt Energie gespart, da das sonst aus dem Erdgasspeicher aufzuspeichernde Gas im Speicher belassen werden kann (Ratner et al. 2013). Zur einfacheren Erklärung ist an dieser Stelle das Beispiel dienlich, dass das Ausspeichern und das Prozessieren des Gases mittels Trocknung und Verdichtung Energie verbraucht. Nimmt man dann noch den Energieaufwand für Transport und Verteilung hinzu, so können diese durch den lokalen Verbrauch von Wasserstoff gespart werden.

Aufgrund der zukünftigen Anforderungen durch die verstärkte Integration von erneuerbaren Energieträgern sind entsprechende Speicherungsüberlegungen notwendig. Dies wird jedoch nicht nur aufgrund der derzeitigen Technologien erfolgen, sondern auch verstärkt die ausgleichende Wirkung der Netze beinhalten.

Gas und Elektrizität können international verschoben und an den jeweils benötigten Punkten angebracht werden. Wärmenetzwerke sind aufgrund des schnellen Energieverlustes des Transportmediums lokal begrenzt. Es ist jedoch auch hier ein Ausbau sinnvoll, da bei einer dezentralen Wärmeversorgung schon bei geringer Anzahl an Anschlüssen wirtschaftliche Vorteile zu erwarten sind. Ein zusätzlicher Vorteil bei der Installation von Wärmespeichern ist auch, dass diese mittels P-t-H (Power to Heat) Regelenergie zur Verfügung stellen können. So kann eine Solarthermie-Anlage durchaus auch Strom verbrauchen anstatt ihn einzuspeisen und den Überschuss in Form von Wärme speichern. Hier bietet sich ein paralleles Wärmesystem an, in dem die einzelnen Speicher mit verschiedenen Temperaturen beladen werden können. Man unterscheidet zwischen parallelen und seriellen Wärmespeichern, wobei in einem parallelen Wärmespeicher verschiedene Temperaturen und Medien verwendet werden können. Es liegt auf der Hand, dass die serielle Anwendung sich eher für große Projekte eignet, wo viel Energie (also Wärme) benötigt wird. Die parallele Anwendung wiederum kann für einen sehr diversifizierten Markt genutzt werden, wo z.B. latent Wärme und Wärme nebeneinander gebraucht werden (z.B. Gebäudeheizung, Landwirtschaft, Prozesswärme) (vgl. Rezaie 2013).

Lokal müssen optimale Insellösungen gefunden werden, wobei hier Kraft-Wärme-Kopplungs-Lösungen am effizientesten erscheinen. Ausgestattet mit entsprechenden Wärmespeichern können diese eine Grundversorgung von abgelegenen Gemeinden sicherstellen. Die Ansätze reichen hier von Biomasse und solarthermischen Anlagen bis hin zu geothermischen Kraftwerken, die je nach Einsatzgebiet eine langfristig günstigere Wärme- und Energieversorgung sicherstellen. Spitzenlasten können und werden aufgrund ihrer hohen Flexibilität nur von Elektrizität abgedeckt werden. Ein größeres Problem stellt die saisonale Schwankung bei der Bereitstellung von Wärme dar. Klarerweise wird im Sommer keine Wärme benötigt und in den langen Kaltperioden des Winters muss auf Spitzenleistungen geachtet werden. Hier wäre als Lösung ein Flachwärmespeicher denkbar, der über den Sommer Wärme speichert und diese im Winter wieder aus-speichert (Rezaie und Rosen 2012).

Weiterer Forschungsbedarf ergibt sich in diesem Zusammenhang bei der Wärmeversorgung mit Latentwärme zum Beheizen von Wohn- und Büroflächen sowie bei der Bereitstellung von Warmwasser (Lund et al. 2014). Ebenso stellt die Verringerung der Wärmeverluste im Verteilernetzwerk durch Verwendung besserer Isolierungen und moderner Verlegungstechniken (z.B. Tonbett) eine neue Herausforderung dar. Hinsichtlich der jeweiligen Nutzeranforderungen ist es notwendig, eine ganzheitliche Betrachtung zu forcieren, um auf die jeweilige Bedarfs- und Ausgangssituation der Verbraucher mit den gegebenen Erzeugungsmöglichkeiten zu reagieren (z.B. Einbindung von Abwärme der Industrie). Damit verbunden ist auch die Schaffung von Hybridnetzen und effizienter Zusammenarbeit der verschiedenen Disziplinen, um Kapazitäten noch besser zu nutzen (z.B. Kälte aus dem Kanal, Heizen mit Gas/Wasser). Dies unterstreicht verstärkt die Notwendigkeit von regulativen Maßnahmen, um die Implementierung dieser Technologie zu ermöglichen.

Kapitel 4

Energiemarkt und -wirtschaft

4. ENERGIEMARKT UND -WIRTSCHAFT

4.1 STROMMARKT

Auf Basis der EU-Stromhandelsverordnung 1228/2003 wurde der europäische Energiemarkt liberalisiert, um einen europaweiten Marktplatz für den freien Stromhandel umzusetzen. Übergeordnetes Ziel ist es, den Strom vor allem dort zu erzeugen, wo dies besonders wirtschaftlich und umweltschonend möglich ist. Die daraus resultierende Ersparnis soll entsprechend den Konsumenten aus Industrie und Haushalten zugutekommen bzw. zur Verbesserung der Erzeugungs- und Versorgungssituation beitragen. Ebenso soll es z.B. der Förderung erneuerbarer Energie für den Klimaschutz oder Netzausbau dienen. Auf dem liberalisierten europäischen Strommarkt erzeugte Energie wird demnach über freie Handelsmärkte den Interessenten angeboten. Damit entsteht ein europaweites, transparentes und diskriminierungsfreies Handelssystem.

Im Jahr 2001 wurde der Strommarkt in Österreich in Folge des Beitrittes zur europäischen Union vollständig liberalisiert. Das bedeutet, dass Kunden in der Wahl ihres Stromlieferanten frei sind und mit Lieferanten frei gestaltbare Lieferverträge abschließen können. Während die Netze und Netztarife unter der Aufsicht der Regulierungsbehörde E-Control sind, stehen die Lieferanten in Wettbewerb zueinander und können die Preise selbst festsetzen. Während der Großteil des elektrischen Stroms direkt zwischen Erzeugern und Abnehmern gehandelt wird, können Zwischenhändler als Vermittler fungieren (OTC-Handel = "Over the Counter"-Handel). Im Wachsen begriffen ist der Börsenhandel, wo die Börsen Nachfrage- und Angebotskurven in Deckung bringen (Clearing) und so Preise und Liefermengen ermittelt werden. Erzeuger und Abnehmer sind in so genannten Bilanzgruppen zusammengefasst, wobei jede Bilanzgruppe verpflichtet ist, Energieverbrauch und Erzeugung für eine notwendige Frequenz- und Spannungsstabilität in ihrer Bilanzgruppe auszugleichen. Treten unvorhergesehene Schwankungen bei der Erzeugung (z. B. durch wechselnde Windgeschwindigkeiten bei der Windkraft) oder beim prognostizierten Verbrauch auf, muss die Energiebilanz im Netz vom Regelzonenführer durch Zuschaltung oder Abschaltung von Erzeugungseinheiten (z. B. von speziellen Regelkraftwerken) gewährleistet werden (APG 2016). Die Kosten für Regelleistung lagen in Österreich 2015 bei rund 143 Millionen Euro, 2014 waren es noch über 200 Millionen Euro (APA 2016).

Im Stromaustausch mit den Nachbarländern ist Österreich immer stärker auf Importe angewiesen. Im Jahr 2013 beliefen sich die Stromimporten auf 24,9 TWh, die Exporte auf 17,7 TWh. Die Gründe dafür sind in einem geringeren Ausbau der heimischen Wasserkraft und der aktuellen Situation an den Strombörsen zu suchen, durch die selbst der Einsatz von hocheffizienten Gaskraftwerken unwirtschaftlich wird. So ist der Börsenwert der Stromproduktion eines Jahres in Österreich 4,7 Mrd. Euro (2011) aufgrund des Verfalls der Strompreise auf 2,7 Mrd. Euro gesunken. Der Strompreis, der vom Endverbraucher in Österreich zu entrichten ist, enthält u.a. auch einen Betrag für die Finanzierung der Ökostromförderung (8,9 Prozent). Der größte Anteil aus der Ökostromförderung geht mit rund 371 Mio. Euro an den Biomasse-Sektor, während die Windkraft, die den meisten und am wirtschaftlichsten Ökostrom produziert, weniger als ein Drittel des Fördergelds bekommt. Weit kleinere Anteile erhalten Kleinwasserkraft und Photovoltaik (Österreichs Energie 2016).

Im Jahr 2002 wurde ebenso der deutsch-österreichisch-luxemburgische Strommarkt etabliert, der seitdem die größte zusammenhängende Strompreiszone innerhalb Europas darstellt und durch einheitliche Großhandelspreise gekennzeichnet wird. Derzeit ist der Erhalt dieser Preiszone in Diskussion, da sich die Behörde ACER in einer Stellungnahme für deren Abschaffung ausgesprochen hat. Sowohl die Branchenvertretung Österreichs Energie, wie auch die Regulierungsbehörde E-Control Austria sprechen sich dagegen aus. Aus ihrer Sicht sei das Problem der Netzengpässe, das der Diskussion zugrunde liegt, „durch bewährte kosteneffiziente und EU-rechtskonforme Lösungen zu lösen – notwendige Netzausbaumaßnahmen, insbesondere innerhalb Deutschlands, Polens und der Tschechischen Republik, sind zu forcieren“. Ebenso

seien auch die mit dem Ziel der Etablierung eines freien, unbeschränkten europäischen Energiebinnenmarktes fortzuführen und aktiv zu verfolgen. Konsequenzen wären u.a. unterschiedlich hohe Großhandelspreise für Strom zwischen Deutschland und Österreich und deutlich höhere Energiepreise, mit allen damit verbundenen standortpolitischen Nachteilen (ÖGFE 2016).

4.2 ENERGIEARMUT, TARIFIERUNG, VERSORGUNGSSICHERHEIT

Neben der Versorgungssicherheit in technischer Hinsicht und der Berücksichtigung ökologischer Aspekte ist auch die Versorgung energiearmer Haushalte eine Notwendigkeit für deren gesellschaftliche Integration und Teilhabe. Diese Herausforderung gewinnt, vor dem Hintergrund steigender Investitionskosten, für die sichere und nachhaltige Versorgung, bei gleichzeitig sinkenden Margen und zunehmendem Ausschüttungsdruck in der Energiebranche, zusätzlich an Brisanz.

4.2.1 Versorgungssicherheit

Im österreichischen Stromnetz wurden für das Jahr 2014 eine durchschnittliche Ausfallszeit von 68 Minuten ausgewiesen, wovon 18 Minuten durch regional außergewöhnliche Ereignisse hervorgerufen wurden (E-Control 2015). Neben der Verfügbarkeit wird die Versorgungssicherheit allerdings auch durch die Versorgungsqualität (technisch wie kommerziell) definiert. Während für einen Haushalt mit geringem Einkommen oft flexible Zahlungsbedingungen einen höheren Stellenwert einnehmen als die unbedingte Netzverfügbarkeit, liegt diese Gewichtung im produzierenden Gewerbe meist anders.

Der der Energiewende inne liegende Trend hin zu Prosumern geht mit einer weiteren Verschiebung der Ansprüche an die Versorgungssicherheit einher. Während Netzausfälle nun fallweise durch dezentrale Speicher ausgeglichen werden können, belastet der zum Produzent gewordene Konsument die Netze stärker als reine Verbraucher (Gähns et al. 2014). Auch eine Stromtankstelle für einen elektrifizierten Firmenfuhrpark erfordert eine geänderte Infrastruktur und ist möglicherweise ein erster Schritt hin zu einem Micro-Smart-Grid für eine mittlere oder größere Unternehmung (Fraunhofer 2014).

Hinsichtlich der weitgreifenden Änderungen der Rahmenbedingungen und neuer Möglichkeiten ergibt sich ein erhöhter Investitionsbedarf (Fraunhofer 2012) - nicht nur für die Betreiber der Netze, sondern auch für deren Kunden. Finanzschwache Akteure laufen in dieser Situation Gefahr, den Anschluss zu verlieren und möglicherweise mit der wirtschaftlichen Existenz bedrohend hohen Energiekosten konfrontiert zu sein.

Energie wird allgemein als notwendiges Gut gesehen. Als energiearm gilt, wer sein Zuhause nicht angemessen beheizen kann und seine Strom- und Heizkostenrechnungen nicht oder kaum bezahlen kann (bifa Umweltinstitut 2015). In Österreich trifft dies jedenfalls auf mehr als 30.000 Haushalte zu (Zahl der Stromabschaltungen auf Grund von ausbleibenden Zahlungen im Jahr 2013 (Die Presse 2014)). Haushalte mit niedrigen Einkommen aber verhältnismäßig hohen Energiekosten, gab es nach einer Erhebung für das Jahr 2014, sogar 117.000. Während Haushalte durchschnittlich 4,6 % ihres Einkommens für Strom und Heizen ausgeben liegt dieser Anteil bei energiearmen Haushalten demnach bei 22,8 % (Statistik Austria 2017). Der Energieverbrauch ärmerer Haushalte hebt sich nicht entscheidend vom Energieverbrauch reicherer Haushalte ab (bifa Umweltinstitut 2015). Daraus resultiert, dass ärmere Haushalte einen höheren Anteil ihres Haushaltsbudgets für Energie aufwenden müssen.

Während einige die nötigen Mittel aufbringen, um in stromsparende Maßnahmen oder Eigenerzeugung zu investieren (Raho 2013), müssen andere immer größere Teile ihres geringen Einkommens dafür aufbringen, bei den durch die Energiewende bedingt steigenden Preisen (IWR 2016), ihre unmittelbaren Bedürfnisse nach Strom und Wärme zu erfüllen (Die Presse 2014).

4.2.3 Tarifierung

Die Frage, warum private oder teilstaatliche Energieversorgungsunternehmen sozial und ökologisch handeln sollen, und wie (Energie-) arme Haushalte vor einem Irrkreis aus steigenden Energiekosten und der Kompensation mit günstigerem aber energetisch schlechterem Wohnraum, bewahrt werden können, ist jedenfalls auch auf tariflicher Ebene zu beantworten. Dabei ist der Tarif als Gesamtheit der regulatorischen Vorgaben, Handelsbestimmungen, gewährten Förderungen und umwelt- wie mietrechtlicher Bestimmungen zu sehen.

Eine in Österreich bestehende umweltrechtliche Bestimmung ist die Befreiung von den Ökostromförderkosten für einkommensschwache Haushalte. Diese Befreiung betrifft allerdings nur einen Aufschlag auf die Stromnetzentgelte und hat keinen Einfluss auf die relativ höheren Heizkosten (E-Control 2017) (GIS 2017).

In diesem Zusammenhang stellt sich auch die Frage nach dem Umfang des öffentlichen Auftrags hinsichtlich der Energieversorgung und einer zukunftsweisenden Strukturierung der öffentlichen und privaten Akteure bzw. deren Aufgaben. Welcher Teil der Infrastruktur soll zu welchen Anteilen in staatlichem Eigentum stehen oder durch staatliche Vorgaben geregelt werden und wie föderal oder zentral gesteuert kann die Versorgung, unter Beachtung der oben genannten Kriterien, am effizientesten gewährleistet werden? Welche Aspekte der Versorgungsqualität (technisch/kommerziell) können durch wirtschaftliche Anreize, staatliche Verwaltung oder regulatorische Vorgaben am besten gesichert werden? Soll Energiearmut durch staatliche Transferleistungen oder gesetzliche Regelungen und Tarifstrukturen bekämpft werden? Oder sind unterstützende Maßnahmen zur Senkung des Energieverbrauchs von einkommensschwachen Haushalten, dafür ausreichend?

4.3 HERAUSFORDERUNGEN FÜR ENERGIEVERSORGUNGSUNTERNEHMEN

Energieversorgungsunternehmen begegnen diesen Herausforderungen bisher hauptsächlich durch effizienzsteigernde Maßnahmen, Energieberatung und freiwillige soziale Leistungen. Eine Profilierung

im Sinne der Corporate Identity und möglicher politischer Druck durch EigentümervertreterInnen, können die zu Grunde liegende Motivation für solche Angebote sein. Für neue, kreative Ansätze in dieser Richtung wäre beispielsweise eine Einbeziehung der Kunden („aufrunden bitte“) oder auch eine Spezialisierung einzelner Versorger auf die Zusammenarbeit mit sozialen Diensten und staatlichen Stellen denkbar, um einen One-Stop-Shop für einkommensschwache Haushalte anzubieten. Weitere Ansatzpunkte könnten die Ausbildung von SozialarbeiterInnen zu EnergieberaterInnen (Energyagency 2017) oder neue, kreative Formen des Energiesparcontractings für armutsgefährdete Haushalte sein. Dabei gälte es, neben der möglichen Erweiterung von Geschäftsfeldern, auch gewinnneutrale Maßnahmen, im Sinne der CSR, umzusetzen.

Zusammen- fassung und Ausblick

ZUSAMMENFASSUNG

Die Energiezukunft in Österreich wird durch die Folgen des Klimawandels beeinflusst werden. Temperatur, Niederschlag und Abfluss, extreme Wetterereignisse, Windgeschwindigkeit und Sonneneinstrahlung haben direkten und indirekten Einfluss auf die Erzeugung sowie den Verbrauch von Energie. Auch die Struktur der Energiewirtschaft wird voraussichtlich starke Änderung erfahren. Gründe dafür sind, dass die Integration von erneuerbaren Energieträgern in das Energiesystem, sowie die Erhöhung des Elektrizitätsanteils in der Energiewirtschaft besondere Herausforderungen mit sich bringen. Diese werden durch den Klimawandel verstärkt bzw. sind überhaupt erst durch den Klimawandel entstanden. Eine Besonderheit liegt in der Volatilität der erneuerbaren Energieträger: Je mehr Windparks oder PV-Anlagen existieren, umso größer werden die Auswirkungen für die Netze und die Marktteilnehmer sein. In diesem Zusammenhang werden ein höherer Bedarf an ökologisch verträglichen Speicherkapazitäten für Elektrizität und Wärme, sowie erhöhte Netzflexibilität notwendig werden. Mögliche Technologien sind dabei Pump- sowie Gasspeicherkraftwerke und flexible Grundlastkraftwerke (vgl. Pöyry 2012).

Zunehmende Bedeutung wird auch Energienetzwerken zuteilwerden. Die für die Umsetzung der Energiewende notwendige Verteilungsstruktur wird noch von mehreren Engpässen beschränkt.

Grundsätzlich zeichnen sich zwei Szenarien ab, wobei Ballungsräume durch smarte Energienetze mit entsprechenden Speichertechnologien für eine gute Verteilung der Last und eine sichere Versorgung der Spitzenzeiten adaptiert werden. Für ländliche dünn besiedelte Gebiete scheinen Insellösungen mit kombinierter Energieproduktion (KWK, Biogas + Abwärme) für die Grundlastversorgung am effizientesten zu sein. Für Lastspitzen ist jedoch ein Ausbau des Stromnetzes zur Anbindung dieser Gemeinden zwingend notwendig.

In Summe dürfen die Energienetze (Gas, Strom, Wärme) nicht mehr getrennt voneinander betrachtet werden sondern ihre Synergien müssen genutzt werden, um die Energieversorgung mit möglichst wenig Ausbau sicherzustellen.

Um dieses Ziel zu erreichen, ist auch ein Umdenken und Eingreifen von Seiten der Politik notwendig. Zahlreiche Maßnahmen werden bereits im Rahmen der aktuellen EU-Energiestrategie 2020 verfolgt. Einzellösungen, bei welchen nur spezifische Energieformen für eine Anwendung zur Verfügung gestellt werden, müssen durch kombinierte Systeme, an denen mehrere Verbraucher unterschiedlichster Energieformen angebunden sind, ersetzt werden (vgl. UNEP 2016). Dies erfordert ein hohes Maß an Koordination und auch investiertem Kapital und kann entsprechend nur von überregionalen Institutionen (EU, Regierung) verwirklicht werden (vgl. Lund et al. 2014). Als letzter Punkt muss auch eine Steuer- und Regelunggebung geschaffen werden, die Investition sowie den Ausbau solcher Anlagen fördert und durch steuerliche Anreizsysteme vorantreibt.

AUSBLICK

Die im Rahmen der Arbeitsgruppe bearbeiten Themenfelder verdeutlichen die großen Herausforderungen nicht nur für die österreichische sondern auch für die europäische Energie- und Elektrizitätswirtschaft. Diese sind Gegenstand aktueller Forschungsmaßnahmen in den unterschiedlichsten Disziplinen. Hervorzuheben ist hier der Bereich der Elektrizitätswirtschaft welcher aufgrund der Besonderheiten der elektrischen Energie (z.B. eingeschränkte Speicherbarkeit, Netzgebundenheit, Lebensdauer und Kapitalintensität), gesamtsystemische Wirkungen entfalten. Im Rahmen des Simulationsmodells ATLANTIS² wird an der TU Graz an einer realitätsnahen Abbildung der europäischen Elektrizitätswirtschaft in realwirtschaftlicher, nominalwirtschaftlicher und organisatorischer Dimension geforscht, vgl. Stigler et al. (2016).

In Anbetracht der Diskussion um die österreichische Energie- und Klimastrategie würden sich hier eine neue Sichtweise anbieten. Schleicher (2017) führt dazu die Vokabeln Inversion, Integration und Innovation des I-Mindsets an. Dies bedeutet eine Umkehrung der Sichtweise nicht den Input sondern die wohlfstandsrelevanten Dienstleistungen (zB Temperierung der Gebäude) zu sehen. Eine derartige Ansicht ist in weiterer Folge nicht mehr ohne Einbeziehung aller Komponenten des Energiesystems möglich, eine ganzheitliche Betrachtung unter Einbeziehung der damit verbundenen Synergien ist notwendig. Daraus resultieren Innovationen, wie die zunehmende Digitalisierung welche in alle Bereiche des Energiesystems Einzug finden wird (z.B. blockchain, smart contracts).³

² Weitere Informationen online unter: <https://www.tugraz.at/institute/iee/atlantis/>; Datum des Zugriffs: 11.08.2017

³ Diese Themen und ähnliche Fragestellungen werden u.a. in einer eigenen Arbeitsgruppe im Rahmen des YEP-Programms bearbeitet.

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

ABBILDUNGEN

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Vernetzung in einem Energieautonomen Haus	Seite 13.
Abbildung 2: Schematische Darstellung des Erntefaktors	Seite 16.
Abbildung 3: Bandbreiten der Wirkungsgrade von Langzeitspeichern.	Seite 18.
Abbildung 4: Bandbreiten der Investitionskosten in EUR/kw_Ele inkl. Speicher.	Seite 18.
Abbildung 5: Vergleich der Transportkapazitäten der TAG Erdgasleitung mit der gesamten Transportmenge im Übertragungsnetz der APG	Seite 19.
Abbildung 6: Vergleich der Speicherkapazitäten der Erdgasspeicher und Pumpspeicherkraftwerke in Österreich	Seite 19.

LITERATURVERZEICHNIS

- APA (2016): http://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20160129_OTS0144/e-control-und-apg-kosten-fuer-stabilisierung-des-stromnetzes-2015-deutlich-gesunken abgerufen am 8.5.2016
- APCC (2014): Zusammenfassung für Entscheidungstragende (ZfE). In: Österreichischer Sachstandsbericht Klimawandel 2014 (AAR14). Austrian Panel on Climate Change (APCC), Verlag der Österreichischen Akademie der Wissenschaften, Wien, Österreich.
- APG (2016): Strommarkt. <https://www.apg.at/de/markt/strommarkt> abgerufen am 8.5.2016
- bifa Umweltinstitut (2015): Energiearmut – die soziale Dimension der Energiewende; http://www.lokale-passung.de/wp-content/uploads/2015/06/bifa_Einblick_Energiearmut_s.pdf; abgerufen am 02.03.2016
- BMLFUW (2016): Der Klimawandel und seine Folgen
<https://www.help.gv.at/Portal.Node/hlpd/public/content/100/Seite.1000200.html> abgerufen am 6.3.2016
- BMWFW (2015): Energiestatus Österreich Endbericht 2015- Betrachtung der Entwicklung bis 2013,
<http://www.bmwfw.gv.at/EnergieUndBergbau/Energiebericht/Documents/Energiestatus%20Österreich%202015.pdf> abgerufen am 6.3.2016
- BMWFW (2016): Energieeffizienz bei Gebäuden,
<http://www.bmwfw.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieeffizienz/Seiten/Gebaeude.aspx> abgerufen am 23.3.2016
- Deloitte (2015): Der österreichische Energiekunde 2020
<http://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/at/Documents/energy-resources/energiekunde-2020.pdf> abgerufen am 15.4.2016
- Development of the European Gas Network, Harriet Griffin Low Carbon Future Report 2010
- Die Presse (2014): 30.000 Haushalten wurde im Vorjahr der Strom abgedreht;
<http://diepresse.com/home/panorama/oesterreich/3839860/30000-Haushalten-wurde-im-Vorjahr-der-Strom-abgedreht?from=simarchiv>; abgerufen am 06.03.2016
- E-Control (2015): Ausfalls- und Störungsstatistik für Österreich 2014; http://www.e-control.at/documents/20903/388512/2015_08_25_AuSD_Ver%C3%B6ffentlichung2015_v1.0.pdf/2f65dc6e-d1e0-446a-9607-d6472dd12650; abgerufen am 02.03.2016
- E-Control (2017): Ökostromförderbetrag; <https://www.e-control.at/konsumenten/oeko-energie/kosten-und-foerderungen/oekostromfoerderbeitrag>; abgerufen am 19.02.2017
- Energyagency (2017): Pilotprojekt gegen Energiearmut;
https://www.energyagency.at/fileadmin/dam/pdf/projekte/energiewirtschaft/Endbericht_PilotprojektGegenEnergiearmut.pdf; abgerufen am 29.01.2017
- Felberbauer et al (2012): Energiespeicher der Zukunft- Energiespeicher als Schlüssel – Technologie für zukünftige Energiesysteme, Endbericht NEUE ENRGIE 2020
- Fraunhofer Gesellschaft (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global;
http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_anderer/12.03.29.BMU_Leitstudie2011/BMU_Leitstudie2011.pdf; abgerufen am 06.03.2016
- Fraunhofer Gesellschaft (2014): Intelligentes Stromnetz für Elektro-Fuhrpark
<https://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2014/Maerz/intelligentes-stromnetz-fuer-elektrofuhrpark.html> abgerufen am 02.03.2016

- Fürst et al. (2010): Beobachtete Veränderungen in der Wasserbilanz Österreichs. In: Auswirkungen des Klimawandels auf Hydrologie und Wasserwirtschaft in Österreich, Österreichischer Wasser- und Abfallwirtschaftsverband, 2010
- Gähns et al. (2014): Private Haushalte als neue Schlüsselakteure einer Transformation des Energiesystems; http://www.prosumer-haushalte.de/data/prohaus/user_upload/Dateien/Arbeitspapier-AP3_Simulation-von-Prosumer-Haushalten.pdf; abgerufen am 02.03.2016
- Giegrich et al. (2014): Ökologische Rentabilität der Metallrückgewinnung – Grenzbetrachtungen bei metallhaltigen mineralischen Abfällen, *uwf UmweltWirtschaftsForum* (22)2 S.187-194 DOI 10.1007/s00550-014-0328-1
- Giesecke et al. (2014): Wasserkraftanlagen – Planung, Bau und Betrieb. Springer Berlin Heidelberg, S. 20-23 DOI 10.1007/978-3-642-53871-1
- GIS (2017) Voraussetzung für die Ökostrom-Befreiung bzw. Deckelung der Ökostrom-Förderkosten; <https://www.gis.at/befreien/oekostrompauschale/>; abgerufen am 19.02.2017
- Greimel, F., Neubarth J., Fuhrmann, M., Führer, S., Habersack H., Haslauer, M., Hauer, C., Holzapfel, P., Auer, S., Pfleger, M., Schmutz, S. & Zeiringer, B. (2017): SuREmMa, Sustainable River Management - Energiewirtschaftliche und umweltrelevante Bewertung möglicher schwalldämpfender Maßnahmen. Forschungsbericht, Wien
- Haas R. und Ajanovic A. (2013): Wirtschaftlich und energetische Aspekte von Langzeitspeichertechnologien in Elektrotechnik & Informationstechnik DOI 10.1007/s00502-013-0150-4
- Industriellenvereinigung (2016) Factsheet Europäische Energie- und Klimapolitik; <https://www.iv-net.at/de/themen/ressourcen-infrastruktur-innovation-technologie> abgerufen am 06.03.2016
- IWR (2016): Strompreise für Verbraucher steigen; <http://www.iwr-institut.de/de/presse/presseinfos-energiewende/strompreise-fuer-verbraucher-steigen-boersen-strompreise-sinken-auf-rekordtiefs>; abgerufen am 06.03.2016
- Kranzl et al. (2010): Energie der Zukunft - Endbericht KlimAdapt, Ableitung von prioritären Maßnahmen zur Adaption des Energiesystems an den Klimawandel, Wien, Österreich
- Kromp-Kolb et al. (2014): Österreichischer Sachstandsbericht Klimawandel 2014 ISBN-13: 978-3-7001-7699-2 ISBN-13 Online: 978-3-7001-7723-4
- Lund et al. (2014): 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems; *Energy* 68 (2014)
- Mideksa T. und Kallbekken S. (2010): The impact of climate change on the electricity market: a review, *Energy Policy* 38, 3579–3585
- Nachtnebel H. P. und Stanzel P. (2010): Auswirkungen von möglichen Klimaänderungen auf den Wasserhaushalt und Extremwerte. In: Auswirkungen des Klimawandels auf Hydrologie und Wasserwirtschaft in Österreich, Österreichischer Wasser- und Abfallwirtschaftsverband, 2010
- Nationaler Bericht an die europäische Kommission, E-Control 2012
- Oesterreichs Energie (2016): Stromstrategie <http://oesterreichsenergie.at/energiepolitik/positionspapiere/empowering-austria-stromstrategie-von-oesterreichs-energie.html> abgerufen am 8.5.2016
- ÖGFE – Österreichische Gesellschaft für Europapolitik (Graf, M./Irschik Ph.) (2016) : Die deutsch-österreichische Strompreiszone. <http://oegfe.at/wordpress/blog/2016/02/22/die-deutsch-oesterreichische-strompreiszone/> abgerufen am 8.5.2016
- ÖNORM EN ISO 14040:2006 – Norm – Umweltmanagement – Ökobilanz Grundsätze und Rahmenbedingungen

- Österreichs Energie (2016): Fakten zum österreichischen Strommarkt.
<http://oesterreichsenergie.at/branche/stromhandel-und-stromvertrieb/fakten-zum-oesterreichischen-strommarkt.html> abgerufen am 8.5.2016
- Pöyry (2012): Pumpspeicher als Beitrag zu einem klimafreundlichen Energiesystem. In: Energieinitiative der Alpenländer, Wien
- Pudjianto et al. (2013): Smart control for minimizing distribution network reinforcement cost due to electrification; Energy Policy 52 (2013) 76-84
- Raho B.A. (2013): Energiearmut und die soziale Dimension der Energiewende. Was muss getan werden?; http://momentum-kongress.org/cms/uploads/ABSTRACT_Raho-Benedict_Energiearmut-und-die-soziale-Dimension-der-Energiewende.-Was-muss-in-%C3%96sterreich-getan-werden.pdf; abgerufen am 06.03.2016
- Ratner et al. (2013): Europes Energy Security: Options and Challenges to Natural Gas Supply Diversification; Congressional Research Service; 08.2013
- Rezaie B. (2013): Assessing District Energy Systems Performance Integrated with Multiple Thermal Energy Stroages; Master Thesis University of Ontario Institute of Technology; 08.21013
- Rezaie B. und Rosen M.A. (2012): District heating and cooling: Review of technology and potential enhancement; University of Ontario: Faculty of Engineering and Applied Science; Applied Energy 93 (2012) 2-10
- Stanzel P. und Nachtnebel H.P. (2010): Mögliche Auswirkungen der Klimawandels auf den Wasserhaushalt und die Wasserkraftnutzung in Österreich, Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft 62/9 180-187
- Statistik Austria (2017): K. Pesendorfer, A. Wegscheider-Pichler; Haushaltsenergie und Einkommen – mit Fokus Energiearmut – Pressegespräch am 02.02.2017; http://www.statistik.at/wcm/idc/idcplg?IdcService=GET_PDF_FILE&RevisionSelectionMethod=LatestRelease&dDocName=111424
- Schleicher S. (2017): Energie 2.0: Was versäumt Österreich? In AEE INTEC Nachhaltige Technologien-2017-2 S. 4-5
- Stigler, H., Bachhiesl, U., Nischler, G. et al. (2016): ATLANTIS: techno-economic model of the European electricity sector in Central European Journal of Operations Research Volume 24, Issue 4, S. 965–988.
<https://doi.org/10.1007/s10100-015-0413-8>
- Tzimas et al. (2006): The evolution of size and cost of a hydrogen delivery infrastructure in Europe in the medium and long term; DG Joint Research Centre; 11.2006
- UNEP (2016): Green Energy Choices: The benefits, risks and trade-offs of low carbon technologies for electricity production; Report of the International Resource Panel. Hertwich, E., de Lardereel, J.A., Arvesen, A., Bayer, P., Bergesen, J., Bouman, E., Gibon, T., Heath, G., Peña, C., Purohit, P., Ramirez, A. and Suh, S. ISBN: 978-92-807-3490-4
- Unger J, Hurtado A (2014) Energetische Beurteilungskriterien. In Alternative Energietechnik. Springer Fachmedien Wiesbaden, S. 81-87 DOI 10.1007/978-3-658-06740-3_2
- Wall J. (2011): Erntefaktor in der Wasserkraft. Masterarbeit, Technische Universität Graz
- Wall J. (2016): Erntefaktor in der Wasserkraft – mögliche Schlussfolgerungen für die Bauwirtschaft; uwf Umwelt-WirtschaftsForum Mai 2016 DOI: 10.1007/s00550-016-0392-9

YEP – ARBEITSGRUPPE 2

Dipl.-Ing. Christoph Libisch (Pöyry Energy GmbH)

MMag. Raphaela Reinfeld-Spadt, BA (Energie Burgenland AG)

Ing. Dipl.-Ing. (FH) Daniel Nauschnegg (Energietechnik Nauschnegg GmbH)

Dipl.-Ing. Dr. Michael Fuchs, MBA (Industriellenvereinigung)

Dipl.-Ing. Markus Pichler (RAG Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft)

Dipl.-Ing. Peter Macher (KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft)

Dipl.-Ing. Dr. Birgit Lemmerer, BA MA (Universität Graz)

DDipl.-Ing. Johannes Wall, BSc. (Technische Universität Graz)

WORLD ENERGY COUNCIL

Algeria	Hong Kong, China	Paraguay
Argentina	Hungary	Peru
Armenia	Iceland	Poland
Austria	India	Portugal
Bahrain	Indonesia	Romania
Belgium	Iran (Islamic Rep.)	Russian Federation
Bolivia	Iraq	Saudi Arabia
Botswana	Ireland	Senegal
Brazil	Israel	Serbia
Bulgaria	Italy	Singapore
Cameroon	Japan	Slovakia
Canada	Jordan	Slovenia
Chad	Kazakhstan	South Africa
Chile	Kenya	Spain
China	Korea (Rep.)	Sri Lanka
Colombia	Latvia	Swaziland
Congo (Dem. Rep.)	Lebanon	Sweden
Côte d'Ivoire	Libya	Switzerland
Croatia	Lithuania	Syria (Arab Rep.)
Cyprus	Luxembourg	Tanzania
Czech Republic	Malaysia	Thailand
Denmark	Mexico	Trinidad & Tobago
Ecuador	Monaco	Tunisia
Egypt (Arab Rep.)	Mongolia	Turkey
Estonia	Morocco	Ukraine
Ethiopia	Namibia	United Arab Emirates
Finland	Nepal	United Kingdom
France	Netherlands	United States
Germany	New Zealand	Uruguay
Ghana	Niger	Yemen
Greece	Nigeria	Zimbabwe
	Pakistan	

World Energy Council Austria

Brahmsplatz 4, 1040 Vienna

Austria

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

fax : +43- (0) 1-5047186

mail: office@wec-austria.at

www.wec-austria.at