

Gustav Resch

100 % erneuerbarer Strom in Österreich – so geht's

erschienen 10/2017 in der Broschüre „Energie.Versorgung.Sicherheit“ des ÖBMV



Dieser Beitrag basiert auf der Studie „Die Stromzukunft Österreich 2030 – Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien“. Die Studie gibt Aufschluss darüber, wie die Transformation hin zu einem nahezu allein auf erneuerbarer Erzeugung basierenden österreichischen Elektrizitätssystem aus technischer und ökonomischer Sicht funktionieren kann und welche Erfordernisse bestehen, um diesen Wandel zu erreichen. Dabei wurden insbesondere die technischen und ökonomischen Voraussetzungen identifiziert und analysiert, unter denen ein solcher Systemwandel gelingen kann. Die Studie kommt zu folgenden Kernaussagen:

- Der unterstellte substanzielle Erneuerbare-Energien-Erzeugungszuwachs von über 31 TWh bis 2030 gegenüber 2015 verursacht nur bedingt Mehrkosten. Im Mittel der kommenden Dekade liegen die erforderlichen Unterstützungsvolumina bei rund 511 Millionen Euro. Davon entfallen 209 Millionen Euro auf bis 2020 errichtete Bestandsanlagen und 302 Millionen Euro auf jene, die ab 2020 gebaut werden. Zum Vergleich: Der Förderbedarf für 2015 betrug in etwa 620 Millionen Euro. Nicht inbegriffen sind die aliquoten Aufwendungen für Verwaltung, Ausgleichsenergie und Technologieförderung. 2015 betragen diese rund 70 Millionen Euro [5]. Alle monetären Angaben in diesem Bericht sind in Euro 2010 angegeben.
- Ein ambitionierter Ausbau der erneuerbaren Energien senkt den durchschnitt-

lichen Strompreis am Spotmarkt. Beim Vergleich des Ausbauszenarios mit dem Referenzszenario beträgt die Differenz etwa 3 Euro/MWh.

- Der Merit-Order-Effekt reduziert die Gesamtstromkosten für Endkonsumenten im Zeitraum von 2021 bis 2030 um durchschnittlich 137 Millionen Euro. Bewertet man dezentrale Photovoltaikanlagen hinsichtlich der Wertigkeit des Stroms für Endkonsumenten, reduziert sich der Förderbedarf um weitere 207 Millionen Euro.
- Bezüglich des Instrumentenvergleichs erweisen sich gemäß den vorliegenden Ergebnissen technologiedifferenzierte Marktprämiensysteme als vorteilhaft. Bei der Windkraft führt die wettbewerbliche Festlegung der Prämien (Ausschreibung) aufgrund des steigenden Risikos für die Investoren im Vergleich zur administrativen Festlegung zu Mehrkosten; im Bereich der Photovoltaikanlagen würde sie zu Kostenvorteilen führen.
- Die Abschaltung von Biomasseanlagen vor der Beendigung der technischen Nutzungsdauer verursacht Mehrkosten von etwa 150 Millionen Euro kumulativ im Zeitraum von 2021 bis 2030.
- Der Ausbau der Wärmepumpen und der Elektromobilität führt zu erheblichen Spitzenlasten. Smarte Ladestrategien im Bereich der Elektromobilität können diese teilweise abfedern. Durch die erhöhte Nachfrage ist ein Anstieg des durchschnittlichen Strompreises zu erwarten. Gleichzeitig führt die Sektorkopplung zu einem erhöhten Marktwert

der erneuerbaren Energien und ermöglicht eine weitergehende Integration von Strom aus erneuerbaren Energien in das österreichische Netz.

- Wenn alle derzeit geplanten Stromnetzerweiterungen [1 und 3] implementiert sind, ist die Versorgungssicherheit in Österreich aufgrund der Simulationsergebnisse zu 100 % gegeben, das heißt, es gibt keine Stunde, in der die Stromnachfrage nicht zu 100 % gedeckt werden kann oder die Netzbelastung einen kritischen Wert erreicht.
- Die Integration Österreichs in das europäische Verbundnetz federt positive und negative Preisspitzen ab und sorgt verbunden mit der Sektorkopplung für ausreichend Flexibilität. Power to Gas wird nicht umgesetzt. Der Bedarf für einen weiteren Pumpspeicherausbau ist gering und liegt im Bereich von 140 bis 200 MW.
- Durch den verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien können CO₂-Einsparungen in Höhe von 13,5 Millionen Tonnen erzielt und die durch den Stromsektor bedingten Gesamtemissionen signifikant reduziert werden.

- 2021 bis 2030 ist mit einer jährlichen Bruttobeschäftigung in der Höhe von bis zu 53.000 Arbeitsplatz-Vollzeitäquivalenten durch Erneuerbare-Energien-Anlagen zu rechnen.

Mengengerüst im Stromsektor: 2010 und 2030

Als Ausgangsbasis der im Rahmen dieser Studie durchgeführten Untersuchungen dient das vom Umweltbundesamt (UBA) entwickelte Szenario „Erneuerbare Energie 2030 und 2050“ [4], welches den Erzeugungsmix und die Stromnachfrage für das Jahr 2030 in Österreich skizziert. Das darin aufgewiesene EE-Mengengerüst dient als Zielvorgabe für die Stromsystemanalyse sowie für die Identifikation erforderlicher Marktanreize.

In einem Konsultationsprozess wurden die Vorgaben einer kritischen Betrachtung unterzogen und im Einklang mit der gegenwärtigen und der in naher Zukunft absehbaren Entwicklung modifiziert (Tab. 1). Mit dem vorliegenden Szenario wird das Ziel 100 % erneuerbare Stromerzeugung bis 2030 praktisch umgesetzt.

Tab. 1: Stromproduktion und -verbrauch in Österreich 2010 und 2030

	2010 TWh	2030 TWh	Veränderung TWh	Veränderung %
Kohle	4,9	0,0	-4,9	-100
Kohlegase	1,8	0,0	-1,8	-100
Öl	1,3	0,0	-1,3	-100
Erdgas	14,4	6,0	-8,4	-59
Abfall (nicht-biogen)	0,6	0,7	0,1	8
Wasserkraft	38,4	46,0	7,6	20
Photovoltaik	0,1	11,3	11,2	11.200
Wind	2,1	17,5	15,4	733
Feste Biomasse	3,6	4,6	1,0	28
Biogas	0,6	1,7	1,1	183
Andere erneuerbare Energien	0,2	0,4	0,2	100
Summe	68,1	88,1	20,1	29
Import	2,3	-6,5		
Inlandsnachfrage	70,3	81,6	11,3	16
Anteil EE an Erzeugung	61,6 %	92,5 %		
Anteil EE am Verbrauch	64,2 %	99,8 %		

Biogas umfasst Direktverstromung sowie Einspeisung ins Gasnetz und Verwendung in GuD-Anlagen
Quelle: Statistik Austria; Energy Economics Group, TU Wien



Methodik

Die durchgeführten quantitativen Analysen fußen auf dem Einsatz dreier von der TU Wien entwickelter komplementärer Energiesystemmodelle:

- **HiREPs:** Das Kraftwerkseinsatzmodell HiREPs dient der detaillierten Modellierung des Einsatzes der konventionellen Energieträger sowie der Effekte der Kopplung der Strom- und Wärmeerzeugung mittels Power-to-Heat (P2H), des Ladens von Elektrofahrzeugen und des nötigen (Pump-)Speicherausbaus. Das Dargebot der erneuerbaren Energieträger sowie die Stromnachfrage finden gemäß Szenariovorgabe als stündliche (Einspeise-)Profile Eingang in das Modell.
- **EDisOn:** Das lineare Optimierungsmodell EDisOn dient der detaillierten Betrachtung des österreichischen und europäischen Netzes und der Versorgungssicherheit. Die Einspeisung erneuerbarer Energieträger in Österreich wird dazu geografisch verortet und in das Netzsimulationsmodell integriert.
- **Green-X:** Das Simulationsmodell Green-X dient der Identifikation von

erforderlichen Marktanreizen, Förderbedarf und Förderdesign und ermöglicht eine detaillierte Analyse der Wirkungsweise unterschiedlicher energiepolitischer Instrumente. Des Weiteren erlaubt Green-X eine qualitative Analyse der Rahmenbedingungen für unterschiedliche Förderdesigns und der Auswirkungen auf Förderkosten.

Die Modelle sind mittels Schnittstelle zwischen detaillierter Stromsystemmodellierung auf stündlicher Basis (HiREPs, EDisOn) und der Untersuchung der Marktentwicklung von heute bis 2030 (Green-X) gekoppelt. Die Ergebnisse des Green-X-Modells zum Ausbau erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten können als Input für die Optimierungsmodelle genutzt werden. An Green-X zurück übergeben werden wiederum die simulierten Strompreise und die Marktwertentwicklung von erneuerbaren Energien.

Die der Modellierung zugrundeliegenden Annahmen bezüglich Energiepreisen, EE-Potenzialen und technischen und wirtschaftlichen Spezifikationen basieren auf der UBA-Studie [4], den EU-Energie-

preisprognosen [2] und Datenbanken der TU Wien. Besonderes Augenmerk bei der Analyse der energiepolitischen Rahmenbedingungen und Instrumente liegt auf der Bestimmung der Finanzierungsparameter, die das Investitionsverhalten und die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien entscheidend beeinflussen. Der Schlüsselparameter Finanzierungsrisiko (Weighted Average Cost of Capital (WACC)) setzt sich aus dem Markt- und Politikrisiko sowie dem Technologierisiko zusammen. Ersteres bildet das Erlösrisiko für Investoren ab und variiert mit der Wahl der Förderinstrumente. Letzteres nimmt Bezug auf die Unsicherheit über den Erlös aufgrund unerwarteter Produktionspausen und technischer Probleme.

Den durchgeführten modellbasierten Analysen liegt eine gemeinsame Basiswelt hinsichtlich der künftigen Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Österreich sowie im europäischen Umfeld zugrunde. Zwei wesentliche Entwicklungspfade dienen als gemeinsame Grundlage aller durchgeführten Untersuchungen:

- Das Kernszenario der Untersuchungen dieser Studie bildet das EE-Zielszenario

bzw. Renewable (RES)-Szenario. Hierin wird das EE-Mengengerüst für das Jahr 2030 gemäß des UBA-Szenarios erreicht.

- Ein Referenzszenario (REF) bzw. No Policy-Szenario skizziert ein konservatives Bild der Stromzukunft Österreichs ohne Berücksichtigung klima- und energiepolitischer EU-Vorgaben für 2030. Dieses dient als Referenz zur Bewertung alternativer Pfade. Konkret wird ein Auslaufen jedweder Förderungen für Strom aus neu zu errichtenden EE-Anlagen nach 2020 unterstellt.

Stromproduktion

Abb. 1 und Abb. 2 stellen die stündliche Stromerzeugung dar. Stromerzeugungskomponenten sind als Flächen und die Stromnachfragekomponenten als Linien abgebildet, wobei z. B. die rote Stromnachfragelinie die „normale“ Stromnachfrage, den Strombezug durch Pumpspeicherkraftwerke sowie den Strombezug von Power-to-Heat (P2H)-Anlagen beinhaltet. Unter P2H-Anlagen sind sowohl Wärmepumpen als auch Elektrodenkessel oder sonstige

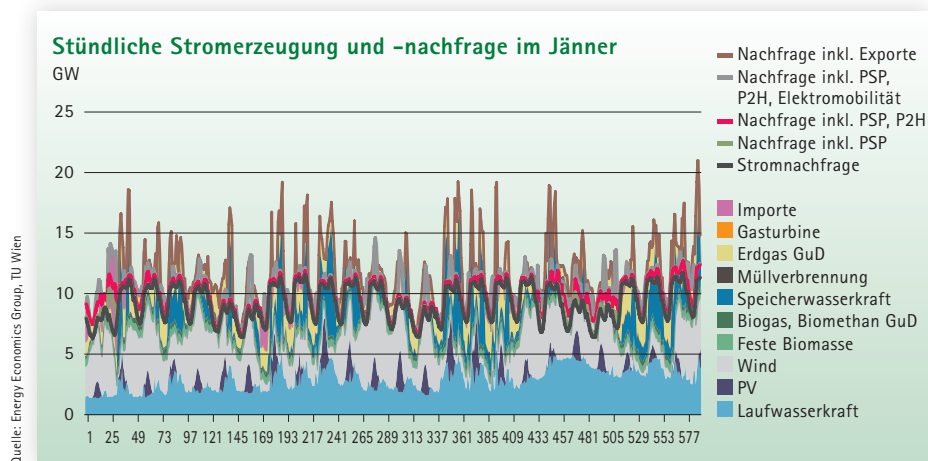


Abb. 1: Stündliche Stromerzeugung im Verlauf des Jänner – Stromerzeugungskomponenten sind als Flächen und Stromnachfragekomponenten als Linien abgebildet.

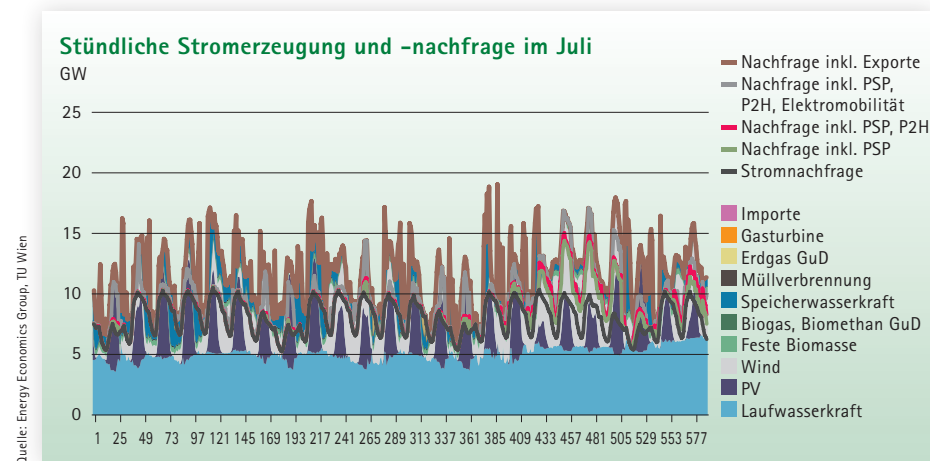


Abb. 2: Stündliche Stromerzeugung im Verlauf des Juli – Stromerzeugungskomponenten sind als Flächen und Stromnachfragekomponenten als Linien abgebildet.

Stromheizer zusammengefasst. Die Abbildungen verdeutlichen, dass die Elektromobilität und Exporte am häufigsten Erzeugungsüberschüsse verwerten. Pumpspeicher brauchen Strompreisdifferenzen von 30 bis 40 %, um die Pumpverluste auszugleichen, und sind seltener aktiv. Der Pumpspeicherausbau liegt in allen Szenarien mit und ohne die Flexibilitätsoptionen Elektromobilität und P2H im sehr niedrigen Bereich von 140 bis 200 MW. Die Pumpspitzen liegen bei 4 GW Stromaufnahme.

Power to Gas wird in keinem Szenario gebaut. Der Grund ist, dass die simulierten Exporte und Importe in die bzw. aus den Nachbarländern einen großen Teil der erforderlichen Flexibilität abdecken und kaum wirtschaftlicher Bedarf für weitere Flexibilitätsoptionen besteht. Es wurde angenommen, dass Biomethan teilweise in GuD-Anlagen verstromt wird. Die Biomethananlagen erzeugen dabei das Gas im Grundlastbetrieb, und das Produktgas wird im Erdgasnetz zwischengespeichert. Am 31. Dezember 2015 waren in Österreich

Erdgaskraftwerke mit einer installierten Leistung von 4,8 GW in Betrieb. Im simulierten Jahr 2030 werden nur 2,9 GW an Erdgaskraftwerken bei rund 3.300 Volllaststunden benötigt.

Sektorkopplung

Im Bereich der Fernwärme wird in Müllverbrennungsanlagen ganzjährig konstant Grundlast erzeugt. Die Biomasse wird im Sommer mit geringfügig reduzierter Leistung betrieben. Im Bereich des Erdgases werden je nach Strompreis entweder die GuD-Anlagen oder Gaskessel betrieben. Die Spitzenlast im aggregierten Fernwärmenetz wird durch Gaskessel bereitgestellt.

Fernwärmespeicher werden wirtschaftlich optimiert so ausgebaut, dass sie im Winter über drei Stunden die gesamte Last decken können; in der Übergangszeit und im Sommer entsprechend länger. Die simulierten Fernwärmespeicher werden also nur für einen kurzfristigen Ausgleich eingesetzt. Abb. 3 zeigt die Fernwärmeerzeugung in KWK-Fern-

wärmenetzen. Wärmenetze ohne Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen wurden nicht simuliert und folglich nicht dargestellt.

Mit dem Stromsystem interagiert nicht nur die Fernwärmeerzeugung, sondern auch Wärmepumpen und Stromheizer in Gebäuden, die nicht an die Fernwärme angeschlossen sind. Für 2030 ergibt sich aus der Gebäudesimulation mit Invert/EE-Lab für das verwandte Szenario WAMplus ein Wärmepumpenanteil bei Nicht-Fernwärmegebäuden von 10,3 %. Dieser wurde auch für die HiREPS-Simulationen des EE-Szenarios übernommen. Des Weiteren wurde vorausgesetzt, dass es sich zu 70 % um Luftwärmepumpen und zu 30 % um Grundwasserwärmepumpen handelt. Abb. 4 zeigt den Strombezug für Heizen und Warmwasseraufbereitung aller Gebäude mit Wärmepumpen.

Im Bereich der Mobilität wurde von einem Elektro-Pkw-Anteil von 31,7 % für das Jahr 2030 ausgegangen (Wert entstammt ebenfalls aus WAMplus). Es wurde angenommen, dass die Nutzer von Elekt-

roautos die Pkw immer an eine Ladesäule anschließen, wenn sie laden können. Das Aufladen wird kostenminimierend zu den Zeiten durchgeführt, wenn die Preise am Strommarkt günstig sind (strommarktgesteuertes Laden). Zudem wird das Auf-



© Tim Reckmann/pixelloade

Gesteuertes Laden von Elektro-Pkw reduziert Lastspitzen.

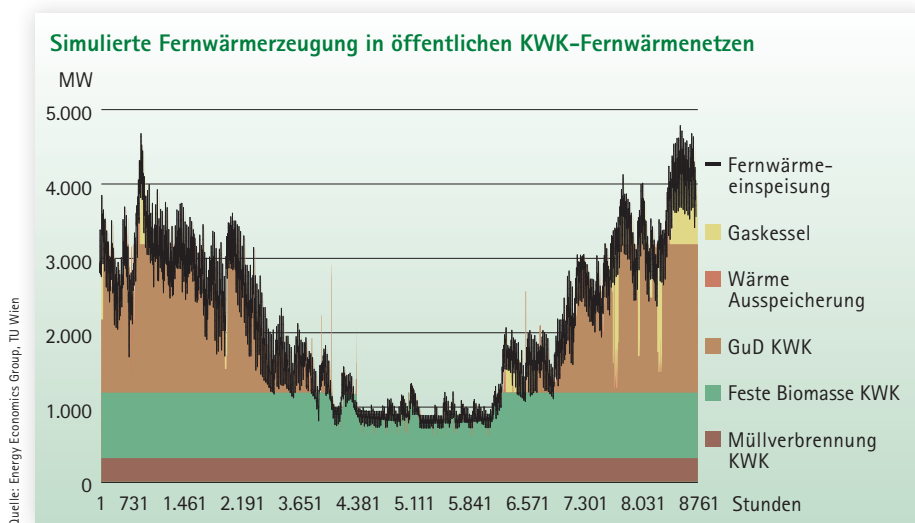


Abb. 3: Simulierte Fernwärmeerzeugung in öffentlichen KWK-Fernwärmenetzen, Wärmenetze ohne Kraftwärmekopplungsanlagen sind nicht dargestellt.

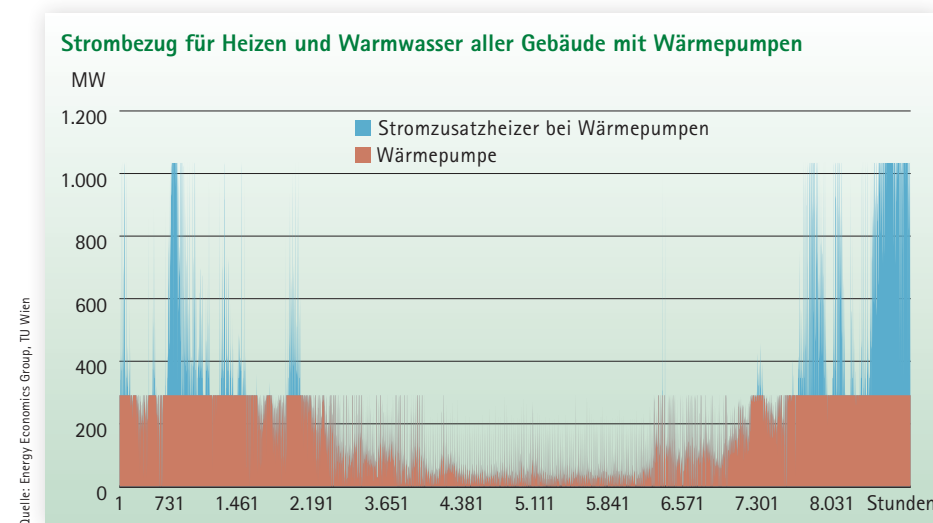


Abb. 4: Strombezug für Heizen und Warmwasser aller Gebäude, die mit Wärmepumpen ausgestattet sind (10 % der nicht mit Fernwärme beheizten Haushalte) für 2030



laden in Zeiten von Spitzenlasten (z.B. hoher Strombedarf durch Wärmepumpen) vermieden (gesteuertes Laden). Abb. 5 veranschaulicht den simulierten Ladestrombezug der Elektroautos.

Aus Abb. 5 kann man erkennen, dass die maximalen Lastspitzen der Elektromobilität in Österreich 2030 bei gesteuertem Laden bei 5 bis 6 GW liegen. Zur Maximallast des Strombedarfes aufgrund normaler Nachfrage plus Strombezug von Elektro-Pkw und Strom für Gebäude mit reinen Strom- und Wärmepumpenheizungen tragen Elektro-Pkw aber nur 3,2 GW bei, da die Autos gesteuert dann laden, wenn es für das Stromsystem günstig ist. Zum Vergleich: Bei einem Anteil der Elektro-Pkw von 50 % beträgt deren Beitrag an der so definierten Maximallast nur 4,3 GW. Im Sommer werden Elektroautos mithilfe der Photovoltaik vermehrt zur Mittagszeit geladen und stabilisieren somit die Strompreise während des PV-Peaks. Im Winter wird verstärkt in der Nacht geladen – man erreicht also auch einen Ausgleich der andernfalls auftretenden Schwankungen der Stromnachfrage.

Das gesteuerte Laden der Elektro-Pkw führt auch zu einer Reduktion der Last-

spitzen, die durch Strombezug von Gebäuden mit Luftwärmepumpen auftreten, auf 83 % im Vergleich zum Basiswert. Die Elektro-Pkw vermeiden es bei gesteuertem Laden, genau dann zu laden, wenn die Spitzenlast auftritt.

Stromverbrauch

Bei den Annahmen zum Stromverbrauch wurde vom aktuellen EU-Referenzszenario 2016 ausgegangen, welches mittels des PRIMES-Modells seitens der Technischen Universität in Athen entwickelt wurde [2]. Da dieses Szenario aber einen deutlich geringeren Zuwachs am Stromverbrauch im Sektor Transport (Elektromobilität) annimmt als WAMplus, wurden für die Analyse der Auswirkungen der Sektorkopplung die Szenario-Annahmen modifiziert. Haupttreiber sind der erhöhte Strombedarf der Elektromobilität, der Industrie und des Dienstleistungssektors (Tab. 2, Abb. 6).

Vollkostenvergleich zwischen erneuerbarem und fossilem Strom

Generell muss in der Diskussion über den benötigten Förderbedarf der erneuerbaren Energieträger beachtet werden, dass die

Differenz zwischen den Erzeugungskosten und den derzeitigen Marktpreisen nicht zwingend die tatsächlichen Mehrkosten widerspiegelt. Stattdessen stellt sie einen Vergleich zwischen den Grenzkosten eines (subventionierten) bereits abgeschriebenen Anlagenbestandes mit EE-Neuanlagen dar. Bei den gegenwärtig niedrigen Spotmarktpreisen können praktisch keine neuen Ökostrom-, aber auch keine neuen fossilen Anlagen gebaut werden. Ein reiner Vollkostenvergleich zwischen erneuerbaren und fossilen Energieträgern zeigt, dass manche

EE-Anlagenkonstellationen bereits jetzt günstigere Vollkosten aufweisen als fossile Anlagen oder nur geringfügig über den Kosten von Erdgas liegen.

Die Abbildungen 7, 8 und 9 wagen einen ersten Blick über den Tellerrand – hierin wird ein Vergleich der Stromgestehungskosten erneuerbarer und fossiler Stromerzeugungstechnologien aus heutiger Sicht (2017) angestellt. Konkret erfolgt gemäß der unteren typischen Kostenbandbreite – also im Falle idealer Anlagenstandorte bei Wind, Wasserkraft und Photovoltaik bzw.

Tab. 2: Steigerung des Stromverbrauchs von 2015 bis 2030

	EU-Referenzszenario GWh	RES- und REF-Szenario GWh
Stromverbrauch 2015	70.585	70.586
Zuwachs Industrie	3.272	2.718
Zuwachs Haushalte	1.704	1.415
Zuwachs Dienstleistungssektor	3.310	2.749
Zuwachs Transport	1.003	4.950
Zuwachs Energiesektor	1.379	1.145
Zuwachs Netzverluste	380	316
Stromverbrauch 2030	81.635	83.880

Quelle: Europäische Kommission; Energy Economics Group, TU Wien

Ladestrombezug für 31,7 % Elektroautos in Österreich

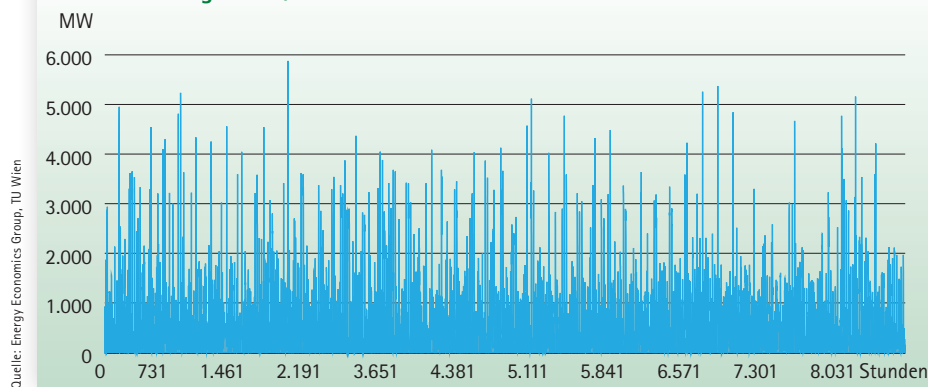


Abb. 5: Ladestrombezug bei einem Anteil der Elektroautos in Österreich von knapp 32 % – die Lastspitzen liegen zwischen 5.000 und 6.000 MW.

Stromverbrauchssteigerungen nach Sektoren von 2015 bis 2030

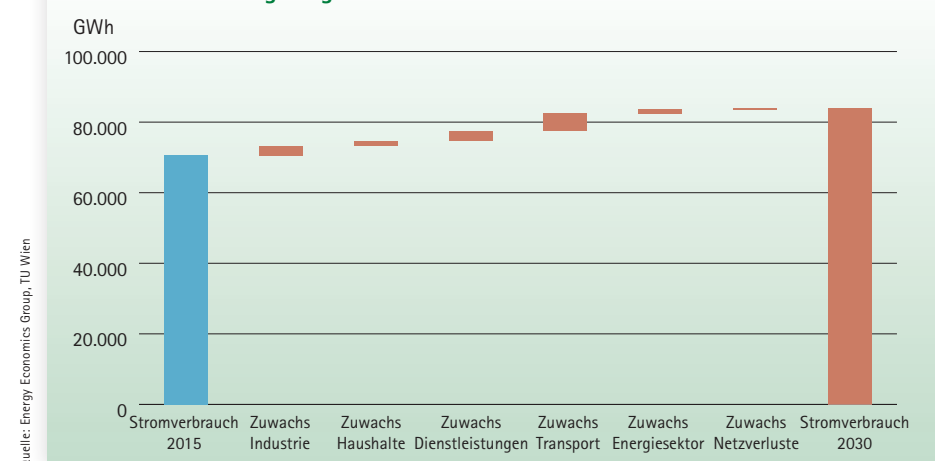


Abb. 6: Der größte Beitrag an der Steigerung des Stromverbrauchs bis 2030 entfällt auf die Elektromobilität.



kostengünstiger Anlagenkonfiguration im Falle thermischer Erzeugung – eine Aufschlüsselung der Gesteungskosten in einzelne Kostenelemente – gegliedert nach Investition, Betrieb und Wartung sowie

Brennstoff- und CO₂-Kosten (bei fossiler Erzeugung) unter Berücksichtigung von Wärmeerlösen im Falle von Kraft-Wärme-Kopplung. Ergänzt wird jeweilig auch die typische Kostenbandbreite skizziert. Die-

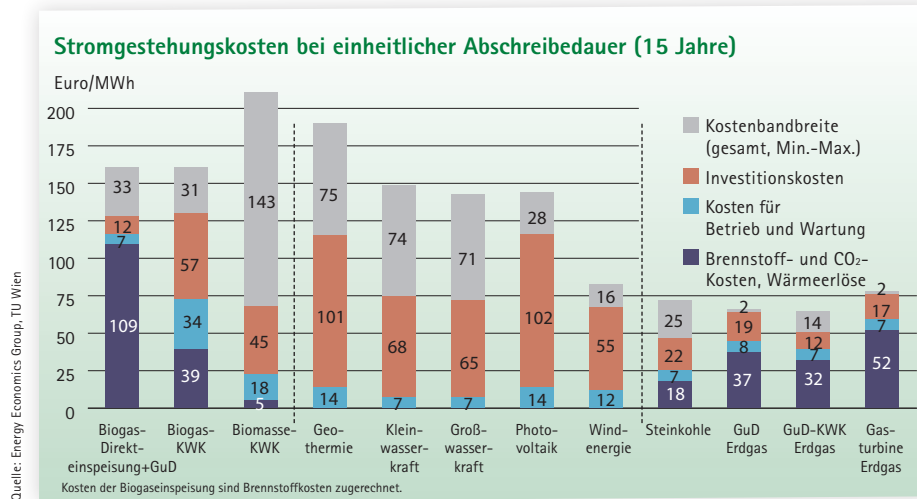


Abb. 7: Stromgestehungskosten aus heutiger Sicht (2017) für verschiedene Energieträger und Technologien bei einer einheitlichen Abschreibedauer von 15 Jahren

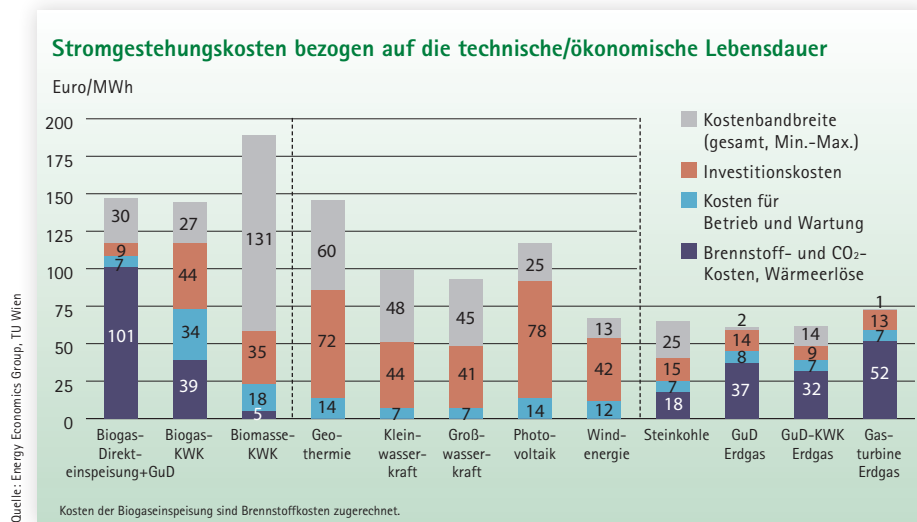


Abb. 8: Stromgestehungskosten aus heutiger Sicht (2017) für verschiedene Energieträger und Technologien unter Berücksichtigung der jeweiligen technischen/ökonomischen Lebensdauer

se Darstellung erfolgt gemäß dreierlei Varianten: unter Berücksichtigung einer einheitlichen Abschreibedauer von 15 Jahren (Abb. 7) bzw. der technischen Lebensdauer bei heutigen (Abb. 8) und künftig (2030) erwarteten Energiepreisen (Abb. 9). Die einheitliche Abschreibedauer spiegelt die in Österreich für Erneuerbare übliche Förderpraxis wider, gemäß derer eine finanzielle Unterstützung zeitlich begrenzt (auf 13 bzw. 15 Jahre) erfolgt, während die Lebensdauerbetrachtung dem in der Energiewirtschaft üblichen Standard entspricht. Von Interesse erscheint auch die Berücksichtigung künftiger Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklungen, was einen massiven Anstieg der Gesteungskosten thermischer Stromproduktion auf Basis fossiler Energieträger zur Folge haben wird und die Konkurrenzfähigkeit von EE-Technologien deutlich erhöht.

Für die beiden Szenarien (REF und RES) ergeben sich gemäß den getroffenen Vorgaben stark unterschiedliche Ausbaupfade

der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Österreich (Abb. 10). Bei einem Wegfall von Förderungen für erneuerbare Energien nach 2020, wie im Referenzszenario (No-Policy-Szenario) unterstellt, kommt es unmittelbar zu einem Rückgang der EE-Stromerzeugung. Beim proaktiven RES-Politikscenario dagegen würde die Stromerzeugung aus Erneuerbaren im Zeitfenster nach 2020 stetig anwachsen und der bisherige Wachstumspfad fortgeführt. Eine proaktive Energiepolitik stellt folglich eine notwendige Voraussetzung dar, um die unterstellten Ausbauziele für erneuerbare Energien zu erreichen. Politische Anreize sind insbesondere in Zeiten niedriger fossiler Energiepreise und marginaler Anreize seitens des europäischen Treibhausgasemissionshandels notwendig.

Detailergebnisse

Welche Auswirkungen sind aufgrund des forcierten Ausbaus erneuerbarer Energien

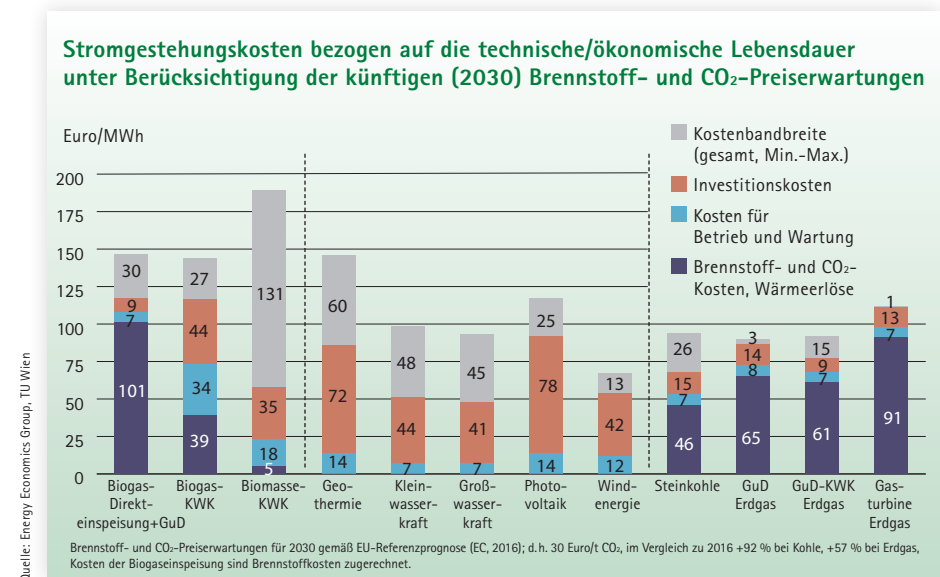


Abb. 9: Stromgestehungskosten aus heutiger Sicht (2017) unter Berücksichtigung der jeweiligen technischen/ökonomischen Lebensdauer sowie künftiger (2030) Brennstoff- und CO₂-Preiswartungen



in Österreichs Stromsektor zu erwarten hinsichtlich stündlicher Produktion, Speicherbedarf, Import/Export, Kosten, CO₂-Emissionen etc.?

Mit dem Kraftwerkseinsatzmodell HiREPS wurde der Einsatz von Erzeugungskapazitäten und jener von Flexibilitätsoptionen auf stündlicher Basis simuliert. Die Simulationsläufe liefern Ergebnisse zum stündlichen Einsatz der Bereitstellungs- und Speichertechnologien unter Berücksichtigung von Im- und Exporten sowie zum Anteil Erneuerbarer und dem Einfluss auf die Emissionen der Stromerzeugung. In einem von erneuerbaren Energien geprägten Elektrizitätssystem (2030-RES-Szenario) trägt die Wasserkraft in Österreich mehr als 50 % der Jahrerzeugung bei. Windkraft und Photovoltaik würden etwa 20 % respektive 15 % der benötigten Elektrizität erzeugen. Der forcierte Ausbau der erneuerbaren Energieträger führt im Vergleich zum Referenzszenario (2030-REF-Szenario) zu einer Reduktion der durchschnittlichen Spotmarktpreise in Höhe von 3,35 Euro/MWh. Durch den starken Ausbau an Erneuerbaren ist zudem absehbar, dass Österreich ein starker Nettostromexporteur wird. Die Anbindung an das europäische Übertra-

gungsnetz und die damit gegebene Möglichkeit zu Im- und Exporten bietet einen Großteil der benötigten Flexibilität, um Erneuerbare in das System zu integrieren. Die Eingliederung Österreichs in das europäische Verbundnetz federt Preisspitzen an den Spotmärkten ab, da etwaige Erzeugungseingänge durch Einfuhren ausgeglichen werden können. Die Exporte über das Übertragungsnetz tragen bis zu 11 GW und die Importe bis zu 7 GW zum Lastausgleich bei. Dementsprechend reduzieren sich der Bedarf nach und die Auswirkungen von weiteren Flexibilitätsoptionen.

Der Pumpspeicherausbau liegt in allen Szenarien – mit und ohne die Flexibilitätsoptionen Elektromobilität und P2H – im sehr niedrigen Bereich von 140 bis 200 MW. Die Kopplung des Stromsektors mit Verkehrs- und Wärmesektor führt zu signifikanten Stromspitzen. Nimmt man einen Ausbau der Elektromobilität auf etwa 30 % an, betragen deren maximale Ladespitzen 5,9 GW. Pumpstromspitzen liegen bei 4,3 GW und der maximale P2H-Strombezug bei 1,8 GW. Insgesamt führt die Sektorkopplung infolge der erhöhten Nachfrage bei den betrachteten Szenarien zu einem Anstieg der Spotmarktpreise von

10 Euro/MWh. Die größte Auswirkung der untersuchten Flexibilitätsoptionen ist eine Stabilisierung des PV-Marktwertes um 10 Prozentpunkte. Dabei spielt die Elektromobilität die bedeutendste Rolle, da P2H in Zeiten hoher Photovoltaikeinspeisung nur eine geringe Leistungsaufnahme hat.

Einsparungen von 13,5 Millionen Tonnen Treibhausgasen möglich

Die effektiven CO₂-Emissionen des österreichischen Kraftwerksparks im RES-Szenario des forcierten Ausbaus betragen im Jahr 2030 2,1 Millionen Tonnen, im Referenzszenario dagegen 15,6 Millionen Tonnen. Durch den verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien können also Einsparungen in Höhe von 13,5 Millionen Tonnen CO₂ erzielt werden und die durch die Elektrizitätsnachfrage bedingten Gesamtemissionen signifikant reduziert werden.

Der vermehrte EE-Ausbau zieht bedeutende Beschäftigungseffekte nach sich. Im Vergleich zwischen dem RES-Szenario – das heißt, dem unterstellten ambitionierten Ausbau erneuerbarer Energien nach 2020 – und dem konservativen Referenzszenario, in dem ein Wegfall jeglicher EE-Unterstützungen unterstellt wurde, ist im Mittel der Jahre 2021 bis 2030 eine Bruttobeschäftigung in Höhe von rund 36.000 bis 53.000 Arbeitsplatz-Vollzeitäquivalenten zu erwarten. Rund ein Drittel davon entfällt auf die Energiebereitstellung, während zwei Drittel der Investition zuzurechnen sind.

Welche Erkenntnisse liefert eine detaillierte Betrachtung des Stromnetzes und der Versorgungssicherheit?

Um dieser Frage nachzugehen, erfolgte mit dem Netzsimulationsmodell EDisOn eine Betrachtung des Stromnetzes und der Versorgungssicherheit auf Basis einer detaillierten Modellierung des Übertragungsnetzes in Österreich. Das österreichische Stromsystem ist hierbei in hohem Detaillier-

ungsgrad (auf Basis von mehr als 70 Knoten) im Modell abgebildet, ebenso erfolgt eine Betrachtung des benachbarten und umgebenden Auslands.

Mittels der Simulationsergebnisse können wichtige Leitungsabschnitte für die Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit Österreichs herausgefiltert werden, das sind:

- die Anbindungen der (Pump-)Speicherregionen in Süd- und Westösterreich
- die notwendige 380-kV-Einbindung der Windkraftanlagen in das Übertragungsnetz, situiert im Burgenland, Brucker Becken und Weinviertel
- die Donauschiene als Teil der Ost-West-Verbindung für Österreich, wichtig für die zu transportierenden Stromflüsse
- der bereits verstärkte Salzburgabschnitt stellt eine wichtige Nord-Süd-Verbindung und Anbindung an die Pumpspeicher-Standorte in West- und Südösterreich dar.

Das bedeutet schlussendlich, dass die geplante Schließung des 380-kV-Rings einen wichtigen Schritt für die zukünftige Versorgungssicherheit darstellt. Gleichzeitig gilt: Wenn alle derzeit geplanten Stromnetzerweiterungen [1, 3] implementiert sind, ist die Versorgungssicherheit in Österreich zu 100 % gegeben, das heißt, es gibt keine Stunde, in der die Stromnachfrage nicht zu 100 % gedeckt werden kann.

Wie kann ein kosteneffizienter Pfad bis zu diesem Zielwert 2030 aussehen und welche ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen müssen geschaffen werden, um diesen Pfad zu beschreiten?

Mit dem Simulationsmodell Green-X wurden zur Beantwortung dieser Fragestellung die erforderlichen Marktanzreize, Förderbedarf und Förderdesign identifiziert und analysiert. Es zeigte sich, dass bei einem Wegfall von Förderanreizen mit einem ä-

Szenarienvergleich: Erneuerbare-Energien-Ausbauszenario versus No-Policy-Szenario

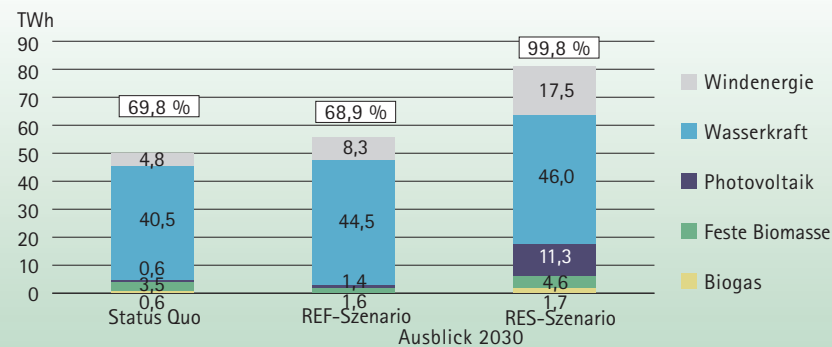


Abb. 10: Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Österreich heute (Status Quo 2015) und morgen (Ausblick 2030) gemäß untersuchten Szenarien; in Klammern der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromnachfrage

Berst verhaltenen Ausbau der erneuerbaren Energien von 2020 bis 2030 zu rechnen ist. Zur Erreichung der RES-Ziele dagegen bewegt sich der gesamte Förderbedarf im Rahmen von jährlich rund 250 bis 527 Millionen Euro, abhängig von Förderpolitik, Strompreisentwicklung und dem Marktwert dezentraler Photovoltaik. Der Merit-Order-Effekt hat für die Endkonsumenten eine ausgleichende Wirkung und verringert die Gesamtstromkosten; daraus resultiert ein um rund 137 Millionen Euro reduzierter Förderbedarf. Dabei ist aus Kostengesichtspunkten von entscheidender Bedeutung, „ideale“ Rahmenbedingungen zu schaffen. Eine Verminderung des Investitionsrisikos – wie unter idealen Rahmenbedingungen unterstellt – senkt die Finanzierungskosten von EE-Projekten und in Folge auch die Kostenbelastung. Unterlässt man derartige Reformvorhaben, so steigt die Kostenbelastung substantiell an – um rund ein Drittel, wie diesbezüglich durchgeführte Untersuchungen verdeutlichen.

Aus dem technologieneutralen Quotensystem resultiert ein ähnlicher Erzeugungsmix wie unter Berücksichtigung der technologiespezifischen Zielvorgaben. Es kommt aber zu leichten Verschiebungen hin zu Windenergie und Wasserkraft, auf Kosten von Photovoltaik und Biomasse/Biogas.

Die Green-X-Analysen weisen darüber hinaus darauf hin, dass aus einem Wegfall bzw. Nicht-Gewährleisten der Bestandssicherung von Biomasseanlagen mittels Ausdehnung der Förderdauer ein erhöhter Förderbedarf resultiert. Grund hierfür ist der verstärkte Neubau von Biomasseanlagen, um den Wegfall des Anlagenbestands entsprechend zu kompensieren. Die Kostenunterschiede zwischen den betrachteten Fällen im Zeitraum 2021 bis 2030 betragen kumulativ rund 150 Millionen Euro.

Bezüglich des Instrumentenvergleichs erweisen sich gemäß der Green-X-Ergebnisse Einspeiseprämiensysteme als vorteil-

haft, wobei eine technologiedifferenzierte Betrachtung zu den insgesamt effizientesten Ergebnissen führt. Etwaigen Vorteilen einer pauschal wettbewerblichen Festlegung der Förderhöhe stehen allerdings Nachteile aufgrund der Begrenztheit des heimischen Marktes und einer gegebenenfalls resultierenden Verminderung der Akteursvielfalt gegenüber. Ein Systemwechsel hin zu einer technologieneutralen Quotenverpflichtung kombiniert mit handelbaren Grünstromzertifikaten erwies sich hingegen als kostenmäßig höchst ineffizient.

Abschließend sei angemerkt, dass zur Ermittlung der Vor- und Nachteile unterschiedlicher Fördersysteme eine weiterführende differenzierte Bewertung auf Technologieebene dienlich erscheint, denn aufgrund struktureller Vor- und Nachteile von verschiedenen Technologien (Anbietersvielfalt, verfügbare Ressourcen) ergeben sich hier teils unterschiedliche Voraussetzungen.

Referenzen

- [1] APG (2016): Netzentwicklungsplan (NEP) 2016 für das Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG (APG), Version für die öffentliche Konsultation, Planungszeitraum 2017 – 2026, Planungsstand 15. Juni 2016.
- [2] Europäische Kommission (2016): EU energy, transport and GHG emissions trends to 2050: Reference Scenario 2016. Basierend auf PRIMES-Modellrechnungen, entwickelt seitens der Technischen Universität Athen (NTUA) im Auftrag der Europäischen Kommission. Juli 2016.
- [3] ENTSO-E (2015): ENTSO-E, TYNDP 2016 Scenario Development Report, 3. November 2015. Online verfügbar unter: www.entsoe.eu.
- [4] Umweltbundesamt (2016): Krutzler, T. et al.: Szenario erneuerbare Energie 2030 und 2050. Eine Kurzstudie seitens des Umweltbundesamts. Wien, 2016.
- [5] Proidl et al. (2016): Gutachten laut Ökostromgesetz zur Bestimmung der aliquoten Verwaltungs- und Technologieförderungsaufwendungen. Proidl, H., Sorger, M.; Energie-Control Austria, Wien, 30. März 2016. ■

**Dr. Gustav Resch, DI Bettina Burgholzer,
Dr. Gerhard Totschnig, M.Sc. Jasper Geipel**
*Energy Economics Group,
Technische Universität Wien*
resch@eeg.tuwien.ac.at

