



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN



Mission#Impact

- Ökonomische Neubewertung
des Ausbaus und des resultierenden
Investitions- und Förderbedarfs
erneuerbarer Energien in Österreich

Autoren:

Gustav Resch, Lukas Liebmann,
Franziska Schöniger, TU Wien

17 Jänner 2019

Abschlussbericht der gleichnamigen Studie
(Endfassung)

Auftraggeber:

Oesterreichs Energie

Impressum:

Dr. Gustav Resch, MSc. Lukas Liebmann,
MSc. Franziska Schöniger

Technische Universität Wien (TU Wien),
Energy Economics Group

Gusshausstraße 25-29 / 370-3, A-1040 Wien, Österreich

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Ausgangslage und Auftrag

In der vorliegenden Kurzstudie wurde eine **ökonomische Neubewertung des künftigen Ausbaus und des resultierenden Investitions- und Förderbedarfs erneuerbarer Energien in Österreich** vorgenommen. Konkret werden hierbei relevante Aspekte der Umsetzung des #mission2030-Ziels für erneuerbare Energien in Österreichs Stromsektor untersucht.

Der Ausbaubedarf für Erneuerbare bis 2030 liegt gemäß Kernszenario bei 30 TWh

So wird eingangs der **Ausbaubedarf für erneuerbare Energien** bis zum Jahr 2030 aufgezeigt, der mit dem Anheben des Erneuerbaren-Anteils von heute bilanziell 72,6 % (Stand 2016 gemäß Eurostat (2017)) auf 100 %¹ bis zum Jahr 2030 einher gehen würde. Aufgrund der Art der Zielfestlegung ist folglich die Stromnachfrage ein zentraler Parameter zur Bestimmung des Erneuerbaren-Ausbaubedarfs. Steigt die Stromnachfrage gemäß OE Kernszenario von rund 72,4 TWh (2018) auf 88 TWh im Jahr 2030², so impliziert dies bei Berücksichtigung der vordefinierten Ausnahmeregelungen einen Zuwachs der Erneuerbaren-Stromproduktion von derzeit (2016) 52,6 TWh auf rund 81,1 TWh 2030. Berücksichtigt man des Weiteren einen Rückgang der Stromerzeugung aus anderen Erneuerbaren (um ca. 1,5 TWh)³, so bedingt dies einen Nettozuwachs von rund 30 TWh bei Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik. Dieser Zuwachs kann, wie in der vorliegenden Studie unterstellt, beispielsweise durch einen Ausbau der Wasserkraft um 6 TWh sowie der Windenergie und Photovoltaik um je 12 TWh erreicht werden.

Der durch den Ausbau Erneuerbarer induzierte Investitionsbedarf ist erheblich (2,6 Mrd.€ pro Jahr gemäß Kernszenario)

Der massive Ausbau erfordert ebenso erhebliche **Investitionen in erneuerbare Energietechnologien**. Im Einklang mit dem Nettozuwachs der Stromerzeugung aus Wasserkraft, Windenergie und PV um rund 30 TWh stehen jährliche Investitionen in Höhe von rund 2,6 Mrd. € im Mittel der kommenden Dekade. Der Investitionsbedarf korreliert mit der Erneuerbaren-Ambition – steigt diese aufgrund eines verstärkten

¹ Das 100 % Ziel ist unter bestimmten Einschränkungen zu verstehen: Gemäß der österreichischen Klima- und Energiestrategie #mission2030 vom Juni 2018 sollen Ausgleichs- und Regelenergie, netzbetriebsnotwendige Flexibilität sowie die Bereithaltung gesicherter Leistung weiterhin entsprechend der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zur Verfügung gestellt werden. Regel- und Ausgleichsenergie zur Stabilisierung des Netzbetriebs sind für die Berechnung der zu 100 % erneuerbaren Stromversorgung folglich nicht einzubeziehen. Des Weiteren soll ebenso die Eigenstromerzeugung aus fossilen Energieträgern in der Sachgüterproduktion aus Gründen der Ressourceneffizienz weiterhin möglich sein – und auch diese wird somit in die Berechnung des Erneuerbaren-Anteils zur Zielerreichung nicht eingerechnet.

² Bei genauerer Analyse entpuppt sich das vergleichsweise hohe Nachfragewachstum gemäß OE Kernszenario als äußerst realistisch, vor allem, wenn man neue Verbräuche in Betracht zieht. Hauptgrund ist hier der rasante Anstieg der E-Mobilität, also der Ersatz von Verbrennungsmotoren auf Basis fossiler Treibstoffe durch moderne elektrische Antriebe. Eine derartige Entwicklung erscheint zur Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems und speziell des Mobilitätssektors dienlich bzw. aus heutiger Sicht beinahe alternativlos. Die Sektorkopplung zwischen Strom und Verkehr allein bedingt folglich einen Zuwachs der Stromnachfrage um rund 7 TWh im Zeitraum 2016 bis 2030. Für die Entwicklung der Verbräuche in den anderen Sektoren wird im OE-Kernszenario hingegen ein konservativer Trend fortgeschrieben – demgemäß werden hierfür im allgemeinen Wachstumsraten im Einklang mit der Historie (6-Jahresmittel) unterstellt.

³ Insbesondere bei Biogas und gemäß der modellhaften Analyse auch bei industrieller Biomassennutzung ist teils aufgrund auslaufender Förderungen sowie bedingt durch das unterstellte anhaltend niedrige Energiepreinsniveau ein deutlicher Rückgang der Erzeugung im Vergleich zu heute zu erwarten. Dies umfasst in Summe besagte 1,5 TWh vergleicht man die Stromerzeugung aus anderen Erneuerbaren (d.h. Biogas, Klärgas, Deponiegas, Geothermie, Biogener Anteil von Haushaltsmüll und industrielle Biomassennutzung) 2016 und 2030.

Nachfragewachstums beispielsweise von 30 auf 35 TWh, so bedingt dies einen Anstieg des Investitionsbedarfs auf rund 3 Mrd. € und vice versa.

Der Förderbedarf liegt gemäß Kernszenario in einer Bandbreite von 0,4 bis 1,3 Mrd. € pro Jahr – abhängig von der generellen Strompreisentwicklung

Der analysierte **Förderbedarf zeigt den aus Konsumentensicht relevanten Unterstützungsbedarf für Erneuerbare-Anlagen**, also im Falle der (im Regelfall) betrachteten Förderung mittels gleitender Marktprämien die Differenz zwischen dem (wettbewerblich bestimmten) anzulegendem Preis und dem Marktwert des eingespeisten Stroms.

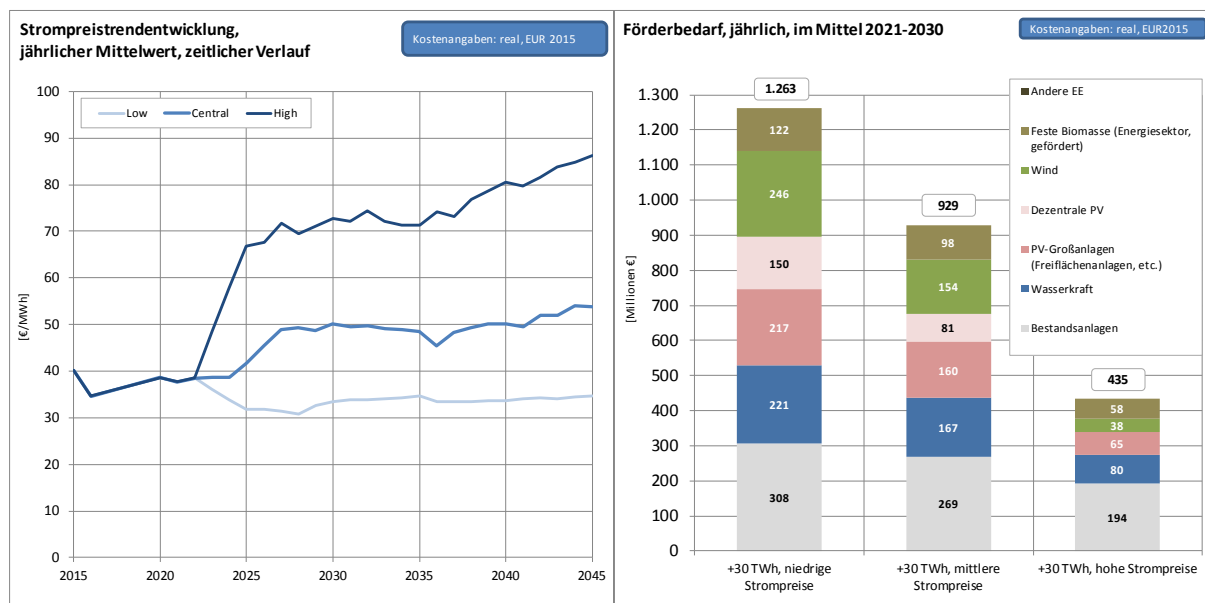


Abbildung Z1: Strompreistrendscenarien (links) und Aufschlüsselung des resultierenden Förderbedarfs für Strom aus EE-Anlagen nach Errichtungsperiode und Technologie gemäß den entwickelten OE Kernszenarien (niedriger, mittlerer und hoher Strompreise) im Mittel der Jahre 2021 bis 2030 (rechts) (Quellen: OE Expertenbeirat (2018) (links) und Green-X (rechts))

Da der Marktwert von Erneuerbaren-Strom die Erlössituation am Großhandelsstrommarkt widerspiegelt, ist hier die klare Abhängigkeit von der generellen Strompreisentwicklung gegeben. Wie obige Abbildung Z1 (links) veranschaulicht, wurden im Rahmen der Modellierung hierzu drei Trendszenarien betrachtet. Gemäß dem mittleren Trendszenario, wo ein moderater Strompreisanstieg postuliert wird, auf rund 50 €/MWh bis 2030, resultiert im Mittel der kommenden Dekade ein jährlicher Förderbedarf von rund 929 Mio. € (vgl. Abbildung Z1, rechts). (Deutlich) niedrigere Strompreise, wie im Niedrigpreisszenario postuliert, würden einen deutlichen Anstieg des Förderbedarfs um rund 36 % bedingen. Analoges gilt für das Hochpreisszenario – folgen Strommärkte diesem Trend, so hätte dies ein Absenken der Förderkosten um beachtliche 53% im Vergleich zum Kernszenario mittlerer Preise zur Folge.

Der Förderbedarf reagiert sensitiv auf das Ambitionsniveau des Erneuerbaren-Ausbaus

Andererseits erweist sich auch das *Ambitionsniveau hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien* als maßgeblich. Müssen beispielsweise aufgrund einer geringeren Zunahme des Stromverbrauchs (als im Vergleich zum OE Kernszenario) Erneuerbaren-Anlagen im Ausmaß von lediglich 25 anstelle von 30 TWh netto bis 2030 zugebaut werden, so würde dies den mittleren Förderbedarf um rund 11 % verringern. Eine analoge Aussage (mit umgekehrtem Vorzeichen) gilt naturgemäß aber auch im Falle eines stärkeren Erneuerbaren-Ausbaus im Vergleich zum als Referenz dienenden OE Kernszenario.

Weitere Sensitivitäten geben Aufschluss über den Einfluss der Ausgestaltung der Förderinstrumente

Im Rahmen der Studie wurden aber auch weitere relevante Aspekte mit Einfluss auf den resultierenden Förderbedarf eingehend untersucht:

- *Strategisches Bieterverhalten*⁴ bei Auktionen als erwartete Folge von unzureichendem Wettbewerb bedingt gemäß den Modellrechnungen einen Anstieg des Förderbedarfs um im Schnitt 9% im Vergleich zum jeweiligen Vergleichsszenario, wo perfekter Wettbewerb unterstellt wurde.
- Eine verkürzte Vergütungsdauer gemäß der derzeit üblichen Praxis, also von im Regelfall 13 anstelle von 20 Jahren, führt zu einem deutlichen Anstieg der Fördervolumina in der kommenden Dekade. Der mittlere jährliche Förderbedarf im Zeitraum 2021 bis 2030 würde gemäß den Modellrechnungen im Vergleich zum OE Kernszenario um rund 10 % ansteigen. Hier handelt es sich teilweise um ein Vorziehen von andernfalls in späterer Folge anfallenden Förderbeträgen. Angesichts des erwarteten Anstiegs der Strompreise in späteren Jahren, aber auch um selbst im Falle niedriger Strompreise den Betrieb der Erneuerbaren-Anlagen über einen längeren Zeitraum zu gewährleisten, erscheint eine Ausweitung der Förderdauer folglich äußerst empfehlenswert.

Abschließend ist festzuhalten, dass das #mission2030 Ziel hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien zwar als äußerst ambitioniert, aber dennoch als umsetzbar zu klassifizieren wäre. Massive Investitionen in Erneuerbaren-Technologien wären die Folge und selbst bei einem nur moderaten Anstieg der Strompreise bliebe die aus Konsumentensicht relevante Förderkostenbelastung im Rahmen des politisch und wohl auch gesellschaftlich Akzeptablen. Rasches politisches Handeln ist erforderlich, um den ambitionierten Pfad zeitgerecht beschreiten zu können und somit die vorgesehenen Erzeugungszuwächse sowohl in den Anfangsjahren nach 2020 als auch in späterer Folge zur Verfügung stehen.

⁴ Strategisches Bieterverhalten kennzeichnet hierbei den Fall, dass aufgrund von nicht hinreichendem Wettbewerb bei Auktionen, marktkundige Akteure ihre Gebote gemäß der zu erwartenden (technologiespezifischen) marginalen Option legen.

Die Standardannahme im Rahmen der Modellierung von Auktionen im Zuge dieser Studie ist hingegen, dass aufgrund von perfektem Wettbewerb (bedingt durch optimales Auktionsdesign) die Gebotslegung auf Basis der realen (erwarteten) Kosten erfolgt.

Inhalt

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	3
1. Einleitung	7
1.1 Ziel und Aufbau der Studie	7
2. Methodische Vorgehensweise und Kernannahmen.....	9
3. Ergebnisbetrachtung	19
3.1 OE Kernszenario: ein Entwicklungspfad des Ausbaus erneuerbare Energien in Österreich im Einklang mit dem Mission2030-Ziel	19
3.2 Sensitivitätsanalysen I: der Einfluss der Erneuerbaren-Ambition auf den Investitions- und Förderbedarf	24
3.3 Sensitivitätsanalysen II: Weitere Sensitivitätsanalysen inkl. Gesamtüberblick aller betrachteten Szenarien.....	26
4. Referenzen.....	32

1. Einleitung

Die österreichische Bundesregierung postulierte im Juni 2018 in der Endfassung der Klima- und Energiestrategie⁵ ein ambitioniertes Ziel hinsichtlich des heimischen Ausbaus erneuerbarer Energien (EE): Man hat sich zum Ziel gesetzt, dass bis zum Jahr 2030 Strom in dem Ausmaß erzeugt wird, dass der nationale Gesamtstromverbrauch zu 100 % (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt ist.

In den Jahren davor erfolgten in diesem thematischen Kontext weichenstellende Untersuchungen:

- So hatte im November 2015 Oesterreichs Energie die Stromstrategie „Empowering Austria“ veröffentlicht. Sie geht über das Jahr 2020 hinaus und sieht vor, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 um 20 TWh pro Jahr im Vergleich zur aktuellen erneuerbaren Stromerzeugung (2015) zu erhöhen. Die Produktion aus Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik soll demnach im Jahr 2030 um 6 - 8 TWh pro Jahr zugenommen haben und der Bestand an Stromproduktion aus Biomasse-KWK (2 TWh) gesichert werden. Im Jahr 2030 soll der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung 85 % betragen (Oesterreichs Energie 2015).
- Im April 2016 hatte Oesterreichs Energie Ecofys und die Technische Universität Wien beauftragt zu untersuchen, durch welche Fördersysteme die in der Stromstrategie genannten Ziele am kostengünstigsten erreicht werden können. Dabei sollten die machbaren Ausbaupotentiale in Österreich berücksichtigt, europäische Vorgaben eingehalten sowie auf Trends in anderen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union Bezug genommen werden. Es erfolgte eine aus damaliger Sicht umfangreiche Bewertung und Analyse des Ausbaus erneuerbarer Energien und des resultierenden Investitions- und Förderbedarfs.
- In der nachfolgend durchgeführten Kurzstudie „Empowering Austria – ein Szenario des künftigen Ausbaus erneuerbarer Energien in Österreich im Einklang mit der Stromstrategie“ wurde im Auftrag Oesterreichs Energie seitens der TU Wien ein Erneuerbaren-Ausbauszenario bis 2030 entwickelt und ökonomische Folgewirkungen in kompakter Form dargestellt.

Angesichts der aktuellen politischen Vorgaben erscheint eine umfangreiche ökonomische Neubewertung des Ausbaus erneuerbarer Energien in Österreich bis 2030 und des hiermit im Einklang stehenden Investitions- und Förderbedarfs der politischen Diskussion dienlich. All dies erfolgte im Rahmen der vorliegenden Studie.

1.1 Ziel und Aufbau der Studie

Die vorliegende Studie zeigt eine **ökonomische Neubewertung des künftigen Ausbaus und des resultierenden Investitions- und Förderbedarfs erneuerbarer Energien in Österreich**. Konkret werden hierbei relevante Aspekte der Umsetzung des #mission2030-Ziels für erneuerbare Energien in Österreichs Stromsektor untersucht. So wird eingangs der Ausbaubedarf für erneuerbare Energien bis zum Jahr 2030 aufgezeigt, der mit dem Anheben des Erneuerbaren-Anteils von heute bilanziell 72,6 % (Stand 2016 gemäß Eurostat (2017)) auf 100 %⁶ bis zum Jahr 2030 einher gehen würde. In weiterer Folge wird modellbasiert der hiermit

⁵ #mission2030. Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, Juni 2018, siehe www.mission2030.bmnt.gv.at

⁶ Das 100 % Ziel ist unter bestimmten Einschränkung zu verstehen: Gemäß der österreichischen Klima- und Energiestrategie #mission2030 vom Juni 2018 sollen Ausgleichs- und Regelenergie, netzbetriebsnotwendige Flexibilität sowie die Bereithaltung gesicherter Leistung weiterhin entsprechend der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zur Verfügung gestellt werden. Regel- und Ausgleichsenergie zur Stabilisierung des Netzbetriebs sind für die Berechnung der zu 100 % erneuerbaren Stromversorgung folglich nicht einzubeziehen. Des Weiteren soll ebenso die Eigenstromerzeugung aus fossilen Energieträgern in der Sachgüterproduktion aus Gründen der Ressourceneffizienz weiterhin möglich sein – und auch diese wird somit in die Berechnung des EE-Anteils zur Zielerreichung nicht eingerechnet.

im Einklang stehende Investitions- und Förderbedarf für erneuerbare Energien in Österreich abgeschätzt. Wesentliche Einflussgrößen hierauf werden eingehend beleuchtet bzw. anhand von Parametervariation deren Einfluss transparent dargestellt. Zentrale Stellgrößen sind hierbei:

- die Entwicklung der künftigen Preise am Strommarkt, da dies wesentlich die Mehrkosten und folglich den Förderbedarf für erneuerbare Energien bestimmt.
- das Ambitionsniveau hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien, welches seinerseits von der künftigen Entwicklung der Stromnachfrage und des Weiteren auch von der Höhe der gemäß #mission2030 vordefinierten Einschränkungen bei der Bestimmung des angestrebten Erneuerbaren - Anteils (d.h. 100% bilanztechnisch, aber gemessen an einer im Vergleich zur Gesamtstromnachfrage reduzierten Nachfrage) abhängt.
- die detaillierte Ausgestaltung des energiepolitischen Rahmens, speziell des Förderinstruments für erneuerbare Energien in Österreichs Stromsektor.

Der vorliegende Kurzbericht folgt einer klassischen Struktur: Nachfolgend (Kapitel 2) werden die hierfür gewählte Methodik und Kernannahmen dargestellt. Es folgt die ausführliche Ergebnisdiskussion (Kapitel 3), während Schlussfolgerungen und Politikempfehlungen sich bereits in der an den Anfang des Berichts gestellten Zusammenfassung wiederfinden.

2. Methodische Vorgehensweise und Kernannahmen

Die gewählte Methodik im Überblick

Unter Anwendung des seitens der TU Wien entwickelten Modells Green-X, welches den Einfluss energiepolitischer Instrumente auf den Markt für erneuerbare Energien bzw. deren Akteure in hohem Detail abbildet (siehe TextBox 1), erfolgte im Rahmen dieser Studie eine ökonomische Neubewertung des Ausbaus erneuerbarer Energien in Österreichs Stromsektor – auf Basis aktueller politischer Ziele und Vorgaben, wie etwa die gemäß aktueller österreichischer Klima- und Energiestrategie geforderte bilanztechnische Vollversorgung auf Basis erneuerbarer Energien im Jahr 2030.

TextBox 1: Kurzbeschreibung des Analysemodells Green-X (©TU Wien)

Green-X ist ein Simulationsmodell für energiepolitische Instrumente im Bereich erneuerbarer Energien, welches während des gleichnamigen EU-Forschungsprojekts an der TU Wien, Energy Economics Group in den Jahren 2002 bis 2004 in seinen Grundzügen entwickelt und seit an vielfach erweitert und modifiziert wurde. Dieses Modell erlaubt eine vergleichende und quantitative Analyse der Interaktion des Ausbaus erneuerbarer Energien in allen Energiesektoren (d.h. Strom, Wärme, Verkehr) mit Energieeffizienz- und CO₂-Reduktionsmassnahmen, sowohl für die gesamte EU, als auch für die einzelnen Mitgliedsstaaten sowie angrenzende Länder. Das Modell errechnet die Entwicklung des Einsatzes von Energietechnologien auf Basis erneuerbarer Energien szenarienhaft bis zum Jahr 2050 in Abhängigkeit von den unterstellten energiepolitischen Rahmenbedingungen – von Förderpolitiken über Ressourcenverfügbarkeit bis hin zur angenommenen Entwicklung der Energiepreise oder der -nachfrage. Innerhalb des Modells werden die wichtigsten regenerativen Erzeugungstechnologien in den betrachteten Energiesektoren auf Länderebene mit Hilfe von dynamischen Kosten-Potenzialkurven abgebildet. Dieser neu entwickelte Ansatz im Bereich der Modellierung stellt einen Brückenschlag zwischen bestehenden Methoden dar. Dies umfasst:

- die formale Beschreibung von Kosten und Potenzialen erneuerbarer Energien mittels statischer Kosten-Potenzialkurven;
- die Modellierung technologischen Wandels, d.h. der dynamischen Kosten- und Effizienzentwicklung, wie beispielsweise mittels Lernkurven beschrieben;
- Aspekte der Technologiediffusion durch Berücksichtigung nicht-ökonomischer dynamischer Barrieren.

Um realistische Szenarien generieren zu können, ist es notwendig, verschiedene Portfolien von Förderstrategien auswählen zu können. Das Modell ist so aufgebaut, dass sowohl preisorientierte (z.B. Einspeisetarife, Einspeiseprämien, Investitionszuschüsse, Steueranreize) als auch mengenorientierte Strategien (z.B. Quotensystem in Kombination mit handelbaren Grünstromzertifikaten, Auktionsverfahren (zur Preisbestimmung bei preisorientierten Instrumenten)) analysiert werden können. Darüber hinaus lässt das Modell entsprechende Kosten- und Nutzenanalysen sowohl aus Produzenten- als auch aus Konsumentensicht zu. Für eine detaillierte Beschreibung des Modells sei auf www.green-x.at verwiesen.

Die ökonomische Bewertung fußt hierbei auf einer transparenten Darstellung der im Zusammenhang mit der Zielerreichung stehenden Investitionen und des Förderbedarfs sowie der zugrundeliegenden Annahmen. Wie im nachfolgenden Abschnitt 3 im Zuge der Ergebnisbetrachtung beschrieben, wird ein Kernszenario entwickelt sowie komplementäre Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

Die Quellen der Modellannahmen werden in Tabelle 1 dargestellt. Sie basieren zu wesentlichen Teilen auf den eingangs erwähnten thematisch relevanten Vorstudien seitens Österreichs Energie und bestehenden Datenbanken der TU Wien – speziell hinsichtlich Kosten und dynamisch verfügbarer Ausbau-Potenziale erneuerbare Energien in Österreich. Einzelne Elemente wie etwa die detaillierte Ausgestaltung des förderpolitischen Rahmens für erneuerbare Energien wurden speziell für diese Untersuchung angepasst.

Tabelle 1: Quellen der Modellannahmen

Basierend auf Vorstudien seitens Oesterreichs Energie	Basierend auf der Green-X Datenbank	Entwickelt für diese Untersuchung
Förderpolitischer Rahmen für erneuerbare Energien	Kosten für Erneuerbare Energietechnologien (spez. Investition, Brennstoff, O&M) – mit Ausnahme der Wasserkraft und fester Biomasse-KWK	Strompreisentwicklung (gemäß Experteneinschätzung seitens des OE Studienbeirats)
Bewertung von Investitionsrisiken (auf WACC)	Potenziale Erneuerbarer Energien	Detaillierte Ausgestaltung der Förderinstrumente für erneuerbare Energien
Stromnachfrage (Trend der künftigen Entwicklung)	Technologiediffusion / Nicht-ökonomische Barrieren	
Zielvorgaben für erneuerbare Energien im Einklang mit dem #mission2030 Ziel	Lernraten	
Kostenannahmen bzgl. Wasserkraft und fester Biomasse-KWK		

Relevante Kernannahmen werden nachfolgend, untergliedert nach Themenblöcken, im Detail beschrieben.

Der unterstellte energiepolitische Rahmen

- Umstieg auf ein Marktprämiensystem mit wettbewerblicher Preisbestimmung:** Es wird unterstellt, dass der Ausbau erneuerbarer Energien in Österreichs Stromsektor künftig im Regelfall⁷ durch eine *gleitende wettbewerblich bestimmte Marktprämie* erfolgt. Technologiespezifische Ausschreibungen der zu errichtenden Kapazitäten dienen hier der wettbewerblichen Preisbestimmung. Des Weiteren wird von einer Verlängerung der Vergütungsdauer im Vergleich zum Status Quo auf 20 Jahre ausgegangen, da der internationale Vergleich dies als übliche Praxis nahelegt und da hierdurch auch der Betrieb von Erneuerbaren-Anlagen selbst im Falle niedriger Strompreise über einen längeren Zeitraum gewährleistet würde.

Konkret wird in der Modellierung angenommen, dass ein Systemwechsel, also ein Umstieg vom derzeitigen Fördersystem auf ein zu untersuchendes neues Förderregime, nach 2020 erfolgt. Mit anderen Worten, der Ausbau erneuerbarer Energien ist bis 2020 durch das bestehende Fördersystem auf Basis fester Einspeisetarife bestimmt, während ein etwaiger Ausbau nach 2020 entsprechend des neuen energiepolitischen Rahmens erfolgt.

Im Rahmen der zugrundeliegenden Studie wurden neben dem Marktprämiensystem mit wettbewerblicher Preisbestimmung auch andere Fördersysteme untersucht und relevante Aspekte hinsichtlich der Ausgestaltung analysiert (siehe Tiedemann et al. (2017)). Ein kurzes Resümee zu zentralen Fragen der Fördersystemwahl bzw. der Ausgestaltung liefert nachfolgend TextBox 2. Des Wei-

⁷ Ausnahme hiervon bildet das Segment der dezentralen Photovoltaik, also der PV-Kleinanlagen, welche auf Dach oder vollständig gebäudeintegriert zumeist im Haushaltsbereich Anwendung finden. Hierfür ist im Einklang mit den Ankündigungen zum gemäß #Mission2020 proklamierten „100.000 Dächer-Programms“ eine Förderung mittels Investitionszuschüssen unterstellt.

Eine weitere Ausnahmeregelung, die allerdings in der modellhaften Abbildung vernachlässigt werden musste, ist für ein Teilsegment der Kleinwasserkraft vorgesehen – auch erscheint die Förderung mittels Investitionszuschüssen sinnvoll – wie etwa die gelebte energiepolitische Praxis zeigt.

teren sei angemerkt, dass im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtung Detailspekte bei der Ausgestaltung eines Marktprämiensystems hinsichtlich der Folgewirkungen (auf den resultierenden Förderbedarf) untersucht werden – dies umfasst die Dauer der Vergütung und eine gegebenenfalls einzuführende Inflationsbereinigung der Vergütungshöhe (siehe Abschnitt 3.3)

TextBox 2: Resümee zu zentralen Fragen der Fördersystemwahl und deren Ausgestaltung (basierend auf Tiedemann et al. (2017))

Verstärkte Marktintegration als zentrale Prämisse

Der Übergang von festen Einspeisetarifen auf z.B. Marktprämien ist mit den Erwartungen verknüpft, dass einerseits Erneuerbare bedarfsgerechter ins Netz einspeisen und sie andererseits bewegt werden sollen, ihre Produktion besser zu prognostizieren, am Intraday-Markt teilzunehmen und damit Ausgleichsenergiekosten zu senken. Marktprämiensysteme übertragen die Vermarktungsverantwortung und - je nach Ausgestaltung - Teile des kurzfristigen Strompreisisikos an die Betreiber. Die im Rahmen von Tiedemann et al. (2017) durchgeführten Fallstudie zur gleitenden Marktprämie haben gezeigt, dass fluktuierende Erneuerbare den Anreiz zur bedarfsgerechten Erzeugung schlecht nutzen können und bei flexiblen Anlagen wie Biomasse-Anlagen die Kosten einer Flexibilisierung oft hoch sind.⁸ Eine bedarfsgerechtere Erzeugung durch die Einführung einer gleitenden Marktprämie ist also unwahrscheinlich. Allerdings können durch die Übertragung der Vermarktungs- und Bilanzierungsverantwortung auf die Betreiber die Ausgleichsenergiekosten im Regelfall gesenkt werden. Internationale Erfahrungen zeigen, dass die Einspeiseprognosen durch eine Direktvermarktung verbessert werden und Händler Abweichungen der erneuerbaren Energien auf dem Intraday-Markt gut ausgleichen können. Darüber hinaus würde im Vergleich zur derzeitigen österreichischen Regelung die Größe der Bilanzgruppe deutlich sinken, wodurch falsche Prognosen einen geringeren Einfluss auf die gesamte Regelzone haben. Durch den Übertrag der Vermarktungs- und Bilanzierungsverantwortung nehmen die Ausgestaltung des Strommarktes im Allgemeinen und die Ausgestaltung des Regelenergiemarktes und der Vorlaufzeiten im Besonderen an Relevanz zu. Durch ein auf die Integration von erneuerbaren Energien ausgerichtetes Strommarktdesign können zusätzliche Effizienzpotentiale gehoben und dadurch die Gesamtkosten gesenkt werden.

Fördersysteme im Vergleich: die Ergebnisse der modellbasierten Analyse zeigen klare Kostenvorteile für eine Einspeiseprämie mit wettbewerblicher Bestimmung der Vergütungssätze.

Untersucht wurden anhand des (auch in der hier vorliegenden Studie eingesetzten) Modells Green-X der TU Wien unterschiedliche Förderinstrumente zur Umsetzung des OE-Ausbauziels im Einklang mit der Studie „Empowering Austria“ (OE, 2015), wo ein Zubau der EE-Technologien Wasserkraft, Windkraft und PV in Höhe von 20 TWh bis 2030 (im Vergleich zu 2015) unterstellt wurde. So wurde ein Vergleich zwischen einem technologieneutralen Quotenmodell mit drei technologiespezifischen Fördersystemen angestellt - konkret umfasste dies eine administrativ bestimmte gleitende Marktprämie, eine wettbewerblich bestimmte gleitende Marktprämie und eine Investitionsförderung. Darüber hinaus wurden mehrere Sensitivitäten mit unterschiedlichen Annahmen für Primärenergiepreise und andere Rahmenbedingungen betrachtet. Der Bestand der Biomasse wird (analog zur vorliegenden Studie) in allen vier Fördersystemen durch Förderung gesichert und laufende Förderkosten sowie notwendige Neuinvestitionen sind in die Berechnung eingeflossen. Die zentralen Ergebnisse im Hinblick auf den resultierenden künftigen Förderbedarf für Strom aus erneuerbaren Energien fasst Abbildung 1 zusammen. Hierin wird neben dem zu erwartenden Förderbedarf im Zeitraum 2021 bis 2030 auch der residuale Förderbedarf nach 2030, also nach Errichtung der Erneuerbaren-Anlagen, ausgewiesen – diese in hellgrau dargestellten Balken sind vor allem im Falle niedriger Energiepreise von Relevanz.

Es sei angemerkt, dass die Kostendarstellung hierin in realen € auf Preisbasis 2010 erfolgte. Dies unterscheidet sich von der vorliegenden Studie, in der als Preisbasis 2015 gewählt wurde. Des Weiteren liegen

⁸⁸ Ein flexibler Betrieb von Biomasse-Anlagen würde bedingen, dass die Anlagen nicht zur Grundlastdeckung eingesetzt werden, sondern nur im Spitzenlastfall. Das würde die Einsatzdauer drastisch absenken und folglich auch die spezifischen Kosten (inkl. Investitionsteil) der Stromerzeugung erhöhen. Die Wirtschaftlichkeit wäre daher noch schwerer zu erreichen, analog zu manchen Gas KWK Anlagen.

den Berechnungen andere Strompreistrendentwicklungen zugrunde, was einen direkten Ergebnisvergleich des resultierenden Förderbedarfs, also der Mehrkosten im Vergleich zu Strommarkterlösen, erschwert.

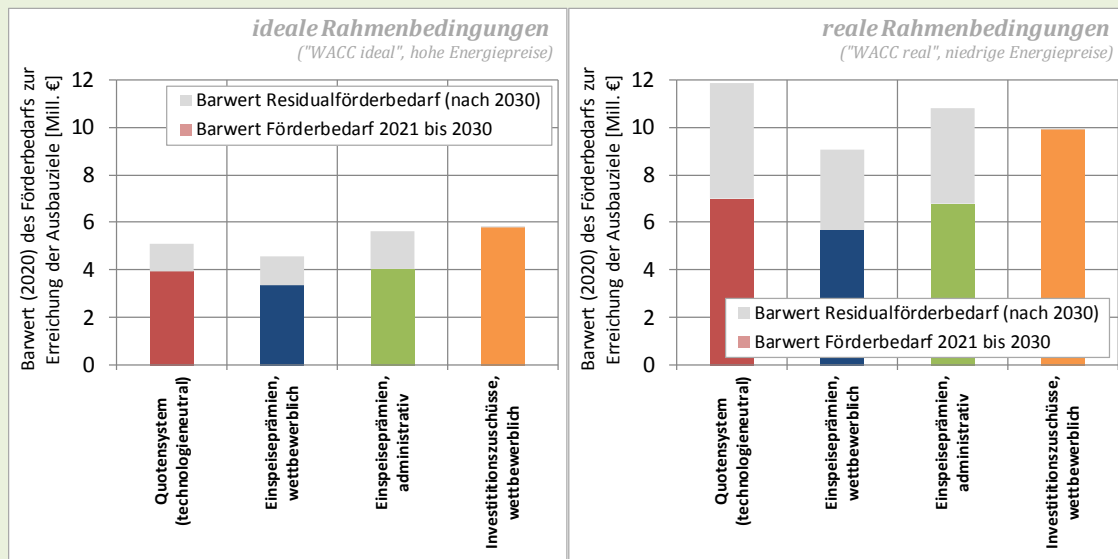


Abbildung 1: Barwert (2020) des Förderbedarfs zur Erreichung der EE-Ausbauziele (+20 TWh zu 2015 gemäß „Empowering Austria“) für alle EE-Technologien (inkl. Residualförderbedarf nach 2030) gemäß unterschiedlichen Politikszenarien im Falle idealer (links) und realer (rechts) Rahmenbedingungen (Quelle: Green-X bzw. Tiedemann et al., 2017)

Zentrale Ergebnisse und hieraus abgeleitete Erkenntnisse:

- **Bei allen betrachteten Sensitivitäten erweist sich eine auktionierte, technologiespezifische gleitende Marktprämie als vorteilhaft.** Der Kostenvorteil liegt gegenüber dem Quotenmodell stets bei über 20%. In der Modellrechnung sind die Förderkosten der auktionierten gleitenden Marktprämie auch geringer als für die Kosten der anderen technologiespezifischen Fördersysteme, d.h. günstiger als die administrativ bestimmte gleitende Marktprämie und die Investitionsförderung. Wie die im Rahmen der Studie durchgeführte Fallstudie zu Auktionssystemen gezeigt hat, hängt dieser Kostenvorteil in der Praxis jedoch wesentlich vom Ausschreibungsdesign und den Wettbewerbsbedingungen ab.
- **Technologieneutrale Systeme führen in der Theorie zu kostengünstigen Ergebnissen, die Realität und auch die Modellierung zeigen aber vielfach ein anderes Bild.** Technologieneutrale Fördersysteme können zwar in der Theorie statisch effizienter sein, da im Grundsatz nur die kostengünstigsten Technologien bezuschlagt würden und damit der Erneuerbaren-Anteil am Strombedarf kurzfristig zu geringeren Kosten erhöht werden könnte, als im Fall von technologiespezifischer Förderung. Die theoretischen Vorteile werden allerdings keineswegs von der Modellierung bestätigt. Es zeigt sich hier klar, dass eine technologiespezifische Förderung durchaus eine kostengünstige Alternative in Bezug auf die Förderkosten sein kann, wie die Überlegungen zur technologieneutralen Quotenregelung zeigen: Wird die Höhe der Zertifikatspreise für Grünstrom wettbewerblich durch Nachfrage und Angebot bestimmt, setzt die Grenztechnologie den Preis. Die Grenztechnologie ist die marginale Erzeugungseinheit, die zur Bedienung der Nachfrage benötigt wird. Bei einer steilen Angebotskostenkurve kommt es in der Regel zu Mitnahmeeffekten und zu einer Überförderung kostengünstiger Technologien. Des Weiteren bevorzugt eine technologieneutrale Förderung meist einzelne Technologien und - speziell bei Wind - zusätzlich bestimmte Regionen. Für die anderen Technologien kann sie zu Unsicherheiten und einer diskontinuierlichen Projektentwicklung führen. Wenn ein Großteil der verfügbaren Potentiale zur Erreichung der Ziele gebraucht wird, kann eine kontinuierliche Förderung dynamisch effizienter, d.h. langfristig kostengünstiger sein. Bei einer technologieneutralen Ausschreibung der Förderung können Systemintegrationskosten wie beispielsweise Netzausbaukosten, die zwischen den einzelnen Technologien variieren, die aus System Sicht effiziente Technologieauswahl und Marktpenetration verzerren.
- **Durch technologiespezifische Systeme kann auf die unterschiedlichen regulatorischen Vorgängersysteme besser Bezug genommen werden.** Eine Kombination der unterschiedlichen Anreizsysteme

kann energiepolitisch und ökonomisch sinnvoll sein. Beispielsweise stellen Investitionszuschüsse ein sinnvolles Instrument zur Forcierung des Eigenverbrauchs bei dezentraler (kleinster und kleiner) PV-Systemen dar, während Produktionsförderungen etabliert im Bereich der Windenergienutzung sind. Technologieneutrale oder gruppierte Fördersysteme stellen damit gegenüber dem gegenwärtig existierenden Fördersystem eine größere Systemumstellung dar und sind per se schwieriger zu gestalten.

- **Eine Umstellung auf Investitionsförderungen bedingt temporär, also in den Jahren 2020 bis 2030, eine deutliche Erhöhung des Förderbedarfs im Vergleich zur Produktionsförderung.** Es handelt sich dabei teils um einen temporären Verlagerungseffekt: Da bei Investitionsförderung die Kosten im Jahr der Anlagenerrichtung anfallen, erhöht sich entsprechend auch die jährliche Umlage im Zeitfenster 2021 bis 2030. Unter „idealen“ Rahmenbedingungen und der Möglichkeit den Strompreis perfekt vorherzusagen, nähert sich der Förderbedarf (für Windenergie und Wasserkraft) dem der wettbewerblich festgelegten Einspeiseprämie an. Unter „realen“ Rahmenbedingungen erweist sich jedoch eine reine Investitionsförderung angesichts der niedrigen Energiepreise und der hohen Strompreissicherheit als risikoreicher als manche produktionsbasierten Fördermodelle, was in den Anfangsjahren nach Systemumstellung einen vergleichsweise zögerlichen Ausbau bedingen kann.

Marktprämiensysteme – gleitend oder fix?

Eine fixe Marktprämie würde zwar die Marktintegration erneuerbarer Energien im Grundsatz noch mehr verstärken als im Vergleich zu einer Gleitenden, da hier Preissignale noch stärker an den Stromerzeuger weitergegeben werden. Dies impliziert aber gleichermaßen ein verstärktes Risiko (auf Erzeugerseite) und folglich auch, da dieses eingepreist werden würde, einen höheren Förderbedarf. Dafür müssten in Folge die Konsumenten tiefer in die Tasche greifen, um die gleiche Menge an Erneuerbaren-Strom konsumieren zu können.

Ein weiterer Aspekt hierbei ist auch, längerfristig betrachtet, die ausgleichende/regulierende und in Folge auch Risiko-minimierende Wirkung einer gleitenden anstelle einer fixen Marktprämie. Steigen künftig die Preise am Großhandelsstrommarkt (aufgrund steigender Preise von Gas, Kohle und CO₂), so würde für Konsumenten im Falle einer fixen Marktprämie eine Doppelbelastung resultieren. Der Förderbedarf bliebe unverändert, obgleich real betrachtet, die Mehrkosten für Strom aus Wind, Sonne und Wasser (im Vergleich zu den Konventionellen) eigentlich sinken. Bei einer gleitenden Marktprämie wird dieser Effekt vollständig ausgeglichen: bei steigenden Strompreisen sinkt der Förderbedarf. Somit hätte eine gleitende Prämie eine regulierende/stabilisierende Wirkung. Und dies trotz hinreichender Anreize zur verbesserten Marktintegration, denn es gilt (wie allgemein für Prämienfördermodelle), diejenigen, die den Strom besser vermarkten, also in den Markt integrieren, werden auch "belohnt".

- **Schaffung idealer Rahmenbedingungen für Investitionen in erneuerbare Energien:** Im Kernszenario wird die Annahme getroffen, dass mittels *gezielter administrativer und regulativer Maßnahmen eine Verbesserung der Rahmenbedingungen für Investitionen erreicht werden kann*. Im österreichischen Kontext bedeutet dies konkret eine Verbesserung der Netznutzungs- und Netzzugangsbedingungen (wie etwa der Wegfall der Kostenumlage auf Stromerzeuger mittels G-Komponente), eine Vereinfachung des Genehmigungs- und Umweltrechts, die Bereitstellung günstiger Kredite sowie Maßnahmen zur Steigerung der Akzeptanz von erneuerbaren Energien (beispielsweise mittels aktiver Bürgerbeteiligungen an EE-Projekten). Konkret wird im Rahmen der Modellierung unterstellt, dass diese begleitenden Maßnahmen das Investorenrisiko künftig vermindern. Sie senken dadurch den Risikoaufschlag und verringern somit die Finanzierungskosten für Projekte. Modelltechnisch umgesetzt wird ihr Effekt mittels einer Verminderung der Weighted Average Cost of Capital (WACC) vom Basiswert in Höhe von 6,5% (nominal, nach Steuern) um 1,6 Prozentpunkte auf

4,9% (nominal, nach Steuern). Gleichzeitig wird in der Modellierung davon ausgegangen, dass verbesserte Rahmenbedingungen die Kosten für Ausgleichsenergie bei Betreibern von Wind- und Photovoltaikanlagen senken⁹.

Der zielkonforme Ausbau erneuerbarer Energien bis 2030

- **Die künftige Entwicklung der Stromnachfrage bestimmt maßgeblich den zielkonformen Erneuerbaren-Ausbau:** Da seitens der österreichischen Bundesregierung ein relatives Erneuerbaren-Stromziel für das Jahr 2030 postuliert wurde, hängt das hiermit im Einklang stehende Ausbauniveau für erneuerbare Energien von der künftigen Stromnachfrageentwicklung ab. Die Bandbreite der möglichen Entwicklung wird in Abbildung 2 (links) anhand von drei zentralen Entwicklungstrendszenarien aufgezeigt:
 - Zwei konzeptionell unterschiedliche Szenarien gemäß der aktuellen (2017) Fassung der UBA-Studie „Energie- und Treibhausgas-Szenarien im Hinblick auf 2030 und 2050“¹⁰ (Umweltbundesamt, 2017) erscheinen hierfür relevant:
 - Das Szenario *WEM (with existing measures)* widerspiegelt einen Referenzentwicklungspfad auf Basis bestehender (energie- und umweltpolitischer) Maßnahmen. Für die Stromnachfrage wird hierbei ein moderates Wachstum ausgewiesen – demgemäß steigt der Verbrauch von 72,4 TWh im Jahr 2016 auf 75,9 TWh bis 2030, was einer mittleren jährlichen Wachstumsrate von lediglich 0,3% entspricht.¹¹
 - Das Szenario *Transition* veranschaulicht für Österreich einen möglichen Transformationspfad zu einem kohlenstofffreien Energiesystem. Hierin wird trotz proaktiver Vorgaben zur Energieeffizienzsteigerung aufgrund neuer Verbräuche (insbesondere Elektromobilität und Wärmepumpen), die für eine Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems dienlich erscheinen, ein stärkeres Stromnachfragewachstum unterstellt (0,6% p.a.). Die Bruttostromnachfrage im Jahr 2030 kommt folglich bei 78,5 TWh zu liegen.
 - Die obere Bandbreite der künftigen Nachfrageentwicklung spannt das aktuelle Trendszenario von Österreichs Energie zur künftigen Entwicklung des österreichischen Stromsystems auf (vgl. OE, 2018). Das *OE-Kernszenario* prognostiziert einen Anstieg der Gesamtstromnachfrage auf 88 TWh bis 2030, was einer mittleren Wachstumsrate von 1,4% p.a. entspricht.

Das OE Kernszenario dient als Basistrend für die weiterführenden Analysen im Rahmen dieser Studie und somit auch zur Ableitung der zielkonformen Zubaumengen für erneuerbare Energien bis

⁹ Generell findet im Rahmen der modellhaften Analyse keine Abbildung des Ausgleichsenergiemarkts statt. Die gemäß den derzeitigen „realen“ Rahmenbedingungen vergleichsweise hohen Aufwände für Ausgleichsenergie von Wind- und künftig auch Photovoltaikanlagenbetreibern werden mittels einer Verminderung der Markterlöse, konkret der Marktwertfaktoren, welche die relative Vergütung von Wind- und PV-Strom im Vergleich zum Grundlastpreis im Modell Green-X beschreiben, abgeschätzt.

¹⁰ Eine Studie im Auftrag des österreichischen BMLFUW, erstellt unter der Leitung des Umweltbundesamts von einer breiten Palette an österreichischen Institutionen und Fachexperten.

¹¹ Im Vergleich hierzu wuchs die Stromnachfrage im Zeitraum 2005 bis 2016 um jährlich 0,7%.

2030. Die weiteren Szenarien geringerer Stromnachfrage finden Eingang in die Sensitivitätsanalysen, wo auf Basis derer eine verringerte (bzw. auch eine verstärkte) Erneuerbaren-Ambition für 2030 analysiert wird.

Bei genauerer Analyse entpuppt sich nämlich das vergleichsweise hohe Nachfragewachstum gemäß *OE Kernszenario* als äußerst realistisch, vor allem, wenn man neue Verbräuche, analog zum UBA-Transition Szenario, in Betracht zieht. Hauptgrund ist hier der rasante Anstieg der E-Mobilität, also der Ersatz von Verbrennungsmotoren auf Basis fossiler Treibstoffe durch moderne elektrische Antriebe. Eine derartige Entwicklung erscheint zur Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems und speziell des Mobilitätssektors dienlich bzw. aus heutiger Sicht beinahe alternativlos. Die Sektorenkopplung zwischen Strom und Verkehr allein bedingt folglich einen Zuwachs der Stromnachfrage um rund 7 TWh im Zeitraum 2016 bis 2030 gemäß UBA-Transition bzw. OE-Kernszenario. Für die Entwicklung der Verbräuche in den anderen Sektoren wird im OE-Kernszenario ein konservativer Trend fortgeschrieben – demgemäß werden hierfür im allgemeinen Wachstumsraten im Einklang mit der Historie (6-Jahresmittel) unterstellt.¹²

- **Vordefinierte Einschränkungen für das Erneuerbaren-Stromziel vermindern die Erneuerbaren-Ambition:** Als weiterer Schritt zur Bestimmung des zielkonformen Erneuerbaren-Ausbaus wird ein genauerer Blick auf die gemäß der Endfassung (Stand Juni 2018) der österreichischen Klima- und Energiestrategie *vordefinierten Einschränkungen für das Ökostromziel* einer bilanztechnischen Vollversorgung auf Basis erneuerbarer Energien geworfen: Demgemäß sollen Ausgleichs- und Regelenergie, netzbetriebsnotwendige Flexibilität sowie die Bereithaltung gesicherter Leistung weiterhin entsprechend der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zur Verfügung gestellt werden. Regel- und Ausgleichsenergie zur Stabilisierung des Netzbetriebs sollen folglich für die Berechnung der zu 100 % erneuerbaren Stromversorgung nicht einbezogen werden. Selbiges gilt auch aus Gründen der Ressourceneffizienz für fossil erzeugten Strom zur Eigenversorgung in der Sachgüterproduktion.

Eine Abschätzung dieser Restriktionen erfolgte jüngst im Rahmen der Kurzstudie „100% erneuerbarer Strom laut #mission2030“ (Österreichische Energieagentur, 2018), welche im Auftrag Österreichs Energie von der österreichischen Energieagentur durchgeführt wurde. Demgemäß führen die obig angeführten Einschränkungen zu einer Verminderung der Stromverbrauchs-Bemessungsgrundlage um rund 6,9 TWh.

¹² Dies entspricht für den Haushaltssektor einem Wachstum von 0,1% und für den Landwirtschaftssektor einem Anstieg von 0,2%. Im Industriesektor dagegen wird ein stärkeres Wachstum als im historischen Mittel angenommen (0,8% statt -0,1%), da eine Verbrauchssteigerung durch neue Verbräuche erwartet wird. Des Weiteren wird bei den Dienstleistungen von einem Wachstum von 0,1% ausgegangen, welches dem des Haushaltssektors entspricht und deutlich niedriger ist als das historische Mittel von 2,7%.

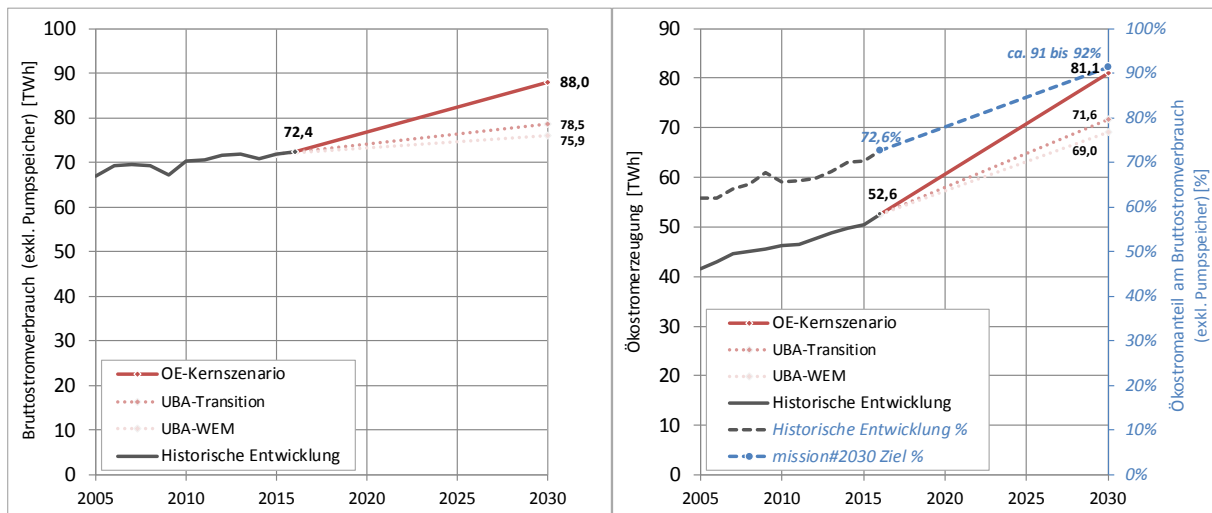


Abbildung 2: Szenarien der Stromnachfrage (links) und der Ökostromerzeugung (rechts) bis 2030 gemäß #Mission2030-Ziel (Quelle: UBA (2017), OE (2018), Eigene Berechnungen)

- Der resultierende zielkonforme Erneuerbaren-Ausbau:** Wie in Abbildung 2 (rechts) dargestellt, resultiert dies in einer Bandbreite der 2030 zielkonformen Erneuerbaren Erzeugung von rund 69,0 bis 81,1 TWh, wobei der Höchstwert im Einklang mit dem OE Kernszenario der Nachfrageentwicklung steht. Dies entspricht im Vergleich zu heute (2016) einem Nettozuwachs der Erneuerbaren-Erzeugung um ca. 16,4 bis 28,5 TWh. Die hohe Bandbreite ist hierbei ein Resultat der obig skizzierten Unsicherheit hinsichtlich der künftigen Nachfrageentwicklung. Gemessen an der laut EUROSTAT standardmäßigen Nachfragedefinition (d.h. Bruttostromnachfrage exkl. Pumpspeicher) entspricht dies einem Erneuerbaren Anteil von rund 91 bis 92 % im Jahr 2030.
- Der mögliche Beitrag der einzelnen erneuerbaren Energietechnologien:** Die Ableitung von technologiespezifischen Mengengerüsten zur Erfüllung des #mission2030 Ziels steht im Fokus der nachfolgenden Ausführungen. Im Rahmen aktueller Positionspapiere seitens Oesterreichs Energie (vgl. OE, 2018) wurde hierfür bereits ein gangbarer Weg skizziert, der auch Basis für die im Rahmen dieser Studie durchgeführten Analysen bildet:

 - Für die *Biomassennutzung im Energiesektor, also typischerweise in modernen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, wird eine Bestandssicherung unterstellt.* Die Stromerzeugung im Jahr 2030 käme demgemäß analog zu heute (2016) bei rund 2 TWh zu liegen.
 - Wie durchgeführte Modellrechnungen im Rahmen dieser Studie zeigen, ist bei niedrigen Energiepreisen im Bereich der industriellen festen Biomassennutzung und bei Biogas (bedingt durch das Auslaufen der Förderungen) ein deutlicher Rückgang der Stromerzeugung zu erwarten – dies kann bis zu 2 TWh betragen.
 - Unterstellt man ein Stromnachfragewachstum gemäß OE Kernszenario so resultiert *für die Fokustechnologien Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik ein Nettoerzeugungszuwachs von in Summe +30 TWh bis 2030* (im Vergleich zum Basisjahr 2016). Die Aufteilung auf die einzelnen Erneuerbaren-Fokustechnologien orientiert sich an seitens OE publizierten aktuellen Positionspapieren, worin zur Umsetzung des #mission2030 Ziels ein Nettozuwachs von rund 6 TWh bei der Wasserkraft und ein gleichmäßiger Ausbau der Photovoltaik und der Windenergie als zweckdienlich angesehen wird. Der Nettozubau der beiden Technologien Photovoltaik und Windenergie liegt im Falle eines Gesamtzuwachses von 30 TWh folglich bei jeweils rund 12 TWh im Vergleich zur Ausgangslage (2016).

Kostentrends – Strompreise und Kosten der Erneuerbaren-Technologien

- Die Entwicklung der Strompreise am Großhandelsmarkt:

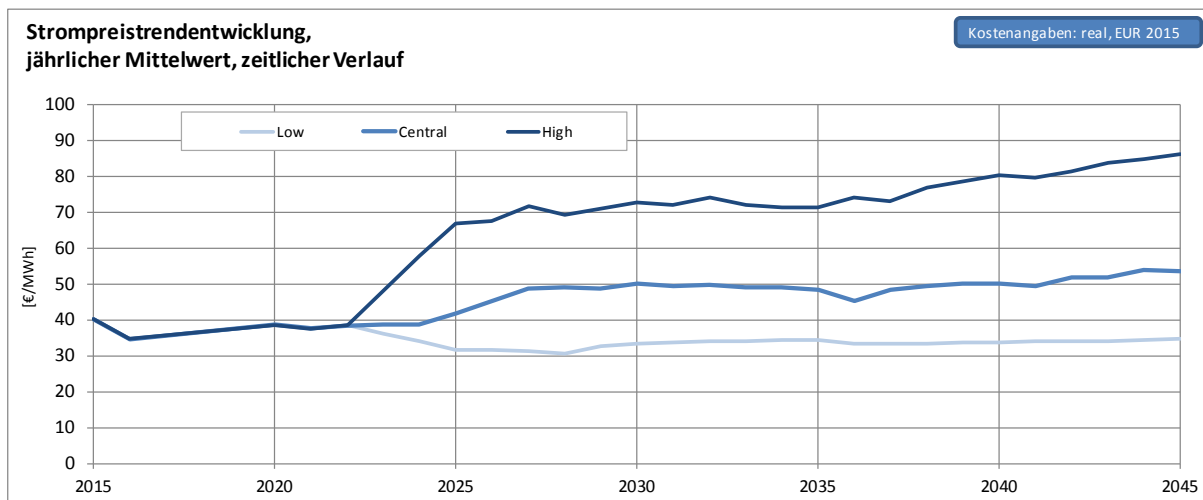


Abbildung 3: Strompreistrendszzenarien (Quelle: OE Expertenbeirat (Stand 09-2018))

Die künftige Entwicklung der Strompreise am Großhandelsmarkt bestimmt bei gleitenden Marktprämien wesentlich den Förderbedarf für Erneuerbaren-Technologien, da die (Netto)Förderung den Mehrkosten im Vergleich zu den Strommarkterlösen entspricht. Eine fachkundige Einschätzung, wie sich die Preise angesichts der Unsicherheiten hinsichtlich Strommarktdesign und Energiepreis-trends auf den Strommärkten entwickeln, erscheint folglich sehr zweckdienlich.

Demgemäß wurde diesbezüglich im Rahmen dieser Studie auf eine Experteneinschätzung seitens des OE Studienbeirats zurückgegriffen. Konkret wurden seitens des Studienbeirats im Sommer 2018, konkret mit Stand 6. September 2018, drei Trendszenarien, wie in Abbildung 3 dargestellt, abgeleitet (d.h. Low, Central und High), welche die Bandbreite möglicher Entwicklungen am heimischen und europäischen Strommarkt gut aufzeigen. Dieser Korridor dient im Rahmen der Modellierung zum Aufzeigen der Bandbreiten des Förderbedarfs für Erneuerbaren-Technologien, der bei einem Erneuerbaren-Ausbau im Einklang mit dem OE Kernszenario resultieren würde. Das mittlere Preisszenario (Central) bildet hingegen die zentrale Basis für weiterführende Sensitivitätsanalysen, worin speziell das Erneuerbaren-Ambitionsniveau und das Förderinstrumentendesign näher untersucht wurden.

Bis 2022 verlaufen alle drei Trendszenarien gleich – demgemäß wird ein minimaler Anstieg der Strompreise in den Jahren bis 2020 erwartet und danach eine weitere Stagnation, wobei ein Preisniveau von ca. 38 - 39 €/MWh erreicht wird. Nach 2022 zeigt das *mittlere Preisszenario* ein Fortbestehen dieses Trends, gefolgt von einem Anstieg, der sich bis 2027 fortsetzt – bis schließlich ein Wert von rund 50 €/MWh erreicht wird. In den Jahren danach wird von einer weiteren Stagnation ausgegangen, mit geringfügigen Ausschlägen nach unten und oben. Erst knapp vor 2045 wird schließlich ein weiteres, wenn auch geringfügiges Anziehen der Preise unterstellt. Im *Niedrigpreisszenario* hingegen wird von einem Absinken der Strompreise nach 2022 ausgegangen. Die Talsohle ist hier 2028 bei einem Tiefstwert von ca. 31 €/MWh. In den Jahren danach folgt ein geringfügiger Anstieg, mit ebenso gering ausfallenden Ausschlägen nach oben oder unten. Der Endwert 2045 liegt hier bei knapp unter 35 €/MWh. Das *Hochpreisszenario* zeigt einen gegenläufigen Trend: hier wird ein rascher Anstieg der Strompreise bis 2025 unterstellt, auf beachtliche 67 €/MWh. In den Folgejahren wird von einem geringeren, aber bis auf manch kurzfristige Ausschläge stetigen weiteren Anziehen der Preise ausgegangen. Der Endwert 2045 liegt hier bei knapp über 85 €/MWh.

- Die Entwicklung der Kosten von Erneuerbaren-Technologien:** Abschließend werden die Kostenannahmen bzgl. Der Erneuerbaren-Technologien skizziert. Abbildung 4 zeigt die prognostizierte Entwicklung der spezifischen Investitionskosten der Fokustechnologien Windkraft, Wasserkraft und Photovoltaik für die Periode 2021 bis 2030, wie sie im Modell hinterlegt worden sind bzw. wie sie konkret gemäß der Entwicklung laut OE Kernszenario resultieren. An dieser Abbildung lässt sich ablesen, dass die Kostenentwicklung für Investitionen in Windenergie ein nur minimal abflachendes Plateau erreicht hat. Konkret bewegen sich die Investitionskosten für Wind anfangs noch im Bereich 1.450 €/kW und flachen auf rund 1.340 €/kW in 2030 ab.

Für die Photovoltaik lässt sich im Mittel aller hier zu Grunde liegenden Anlagenkategorien (d.h. große, zentrale Freiflächen-Anlagen und dezentrale PV-Kleinanlagen) ein ähnlicher Trend ablesen, der sich im Bereich 1.000 bis rund 860 €/kW bewegt.

Bei der der Wasserkraft zeigt sich jedoch ein etwas anderes Bild – dort wird von einem geringfügigen Ansteigen der Investitionskosten über den betrachteten Zeitraum ausgegangen, bedingt durch die zunehmende Ausschöpfung kostengünstigster Standorte.

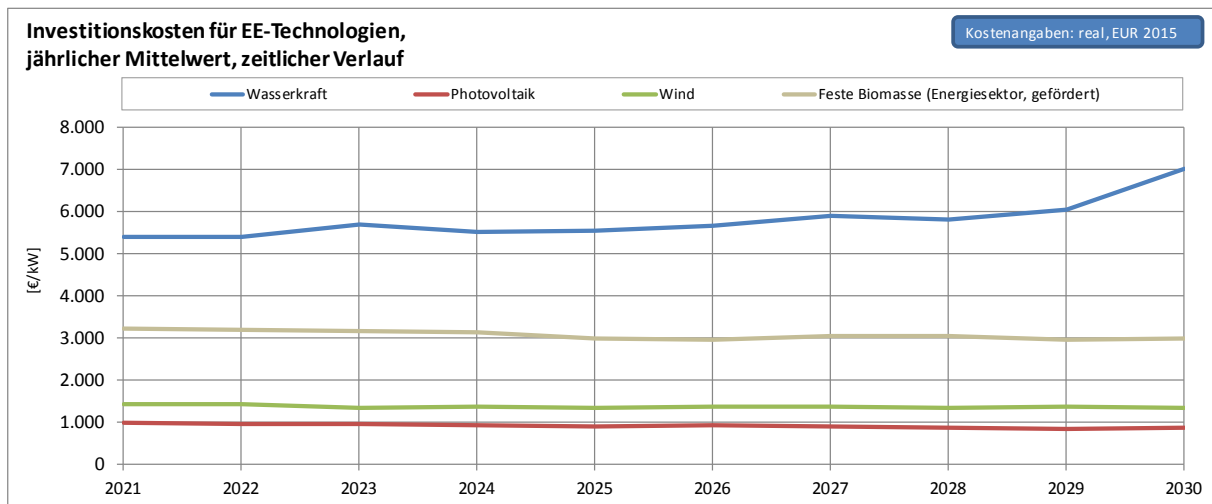


Abbildung 4: Entwicklung der Investitionskosten von EE-Technologien gemäß OE-Kernszenario (Quelle: Green-X, OE Expertenbeirat (Stand 09-2018))

3. Ergebnisbetrachtung

Nachfolgend werden die Ergebnisse der modellbasierten Analyse des Ausbaus erneuerbarer Energien in Österreich im Einklang mit dem #mission2030 Ziel sowie, gemäß dem Fokus der Studie, der hiermit im Einklang stehende Investitions- und Förderbedarf vorgestellt. Das OE Kernszenario, bei dem eine hohe Stromnachfrage aufgrund zunehmender Verschränkung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr im Vordergrund steht, bildet hierbei das Herzstück der Analyse.

Eine Sensitivität zeigt den Effekt eines wesentlichen Einflussparameters, die künftige Strompreisentwicklung, auf die Bandbreite des erforderlichen Förderbedarfs. Weitere Sensitivitätsuntersuchungen zu anderen Kernparametern wie etwa die Erneuerbare-Ambition, also die erforderlichen bzw. politisch gewünschten Erneuerbaren-Ausbaumengen bis 2030, oder die detaillierte Ausgestaltung der Erneuerbaren-Förderpolitiken (z.B. hinsichtlich der Förderdauer oder einer möglichen Inflationsbereinigung der Förderhöhen) sowie damit verbundener Effekte (z.B. strategischem Bieterverhalten bei Auktionen) werden im Nachgang hierzu eingehend untersucht.

3.1 OE Kernszenario: ein Entwicklungspfad des Ausbaus erneuerbare Energien in Österreich im Einklang mit dem Mission2030-Ziel

Definition der untersuchten Szenarien

Die im Rahmen dieses Abschnitts untersuchten Szenarien werden eingangs hinsichtlich der unterstellten Charakteristika in Tabelle 2 vorgestellt. Wie aus dieser Übersicht ersichtlich fußen alle Szenarien mit Ausnahme der künftigen Strompreisentwicklung auf einem identen Annahmen-Gerüst. Konkret werden hier für die als OE Kernszenarien bezeichneten Szenarien folgenden Annahmen getroffen:

- **Erneuerbaren-Ambition bzw. Erneuerbaren-Ausbauziel 2030:** Bei den Fokustechnologien Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik wird ein Nettoerzeugungszuwachs von in Summe +30 TWh bis 2030 im Vergleich zum Basisjahr 2016 unterstellt. Die technologiespezifischen Beiträge orientieren sich an seitens OE publizierten aktuellen Positionspapieren, worin zur Umsetzung des #mission2030 Ziels ein Nettozuwachs von rund 6 TWh bei der Wasserkraft und ein gleichmäßiger Ausbau der Photovoltaik und der Windenergie als zweckdienlich angesehen wird. Der Nettozubau dieser beiden letzteren Technologien liegt im Falle eines Gesamtzuwachses von 30 TWh bei jeweils rund 12 TWh im Vergleich zur Ausgangslage (2016).
- **Der energiepolitische Rahmen für die Erneuerbaren:** Es wird ein identer energiepolitischer Rahmen unterstellt. Dies umfasst die Förderpolitik für Erneuerbare Energien, bei der die Einführung gleitender Einspeiseprämiensysteme mit wettbewerblicher Festlegung der Gesamtvergütungshöhe für Wasser größer 1 MW sowie für Biomasse, Wind und Photovoltaikanlagen größer 500 kW angenommen wird. Somit regeln variable Marktprämien künftig den Großteil des Erneuerbaren-Ausbaus, ausgenommen hiervon sind kleine dezentrale PV-Anlagen, wo Investitionszuschüsse zur Incentivierung insbesondere auch des Eigenverbrauchs adäquat erscheinen. Eine Anhebung der Vergütungsdauer auf 20 Jahre wird postuliert, sowie das Ergreifen begleitender Maßnahmen zur Minderung des Investitionsrisikos und die Beibehaltung von indirekten Anreizen zur Eigenverbrauchsmaximierung, beispielsweise über Fortführung der bestehenden Netztarifierung auf Endkundenebene. Des Weiteren wird ein Auktionsdesign unterstellt, das strategisches Bieterverhalten seitens der Investoren ausschließt.

- **Der Einfluss der künftigen Strompreisentwicklung auf Investitions- und Förderbedarf steht im Fokus dieser Analyse.** Es werden die im Abschnitt 2 vorgestellten drei unterschiedlichen Strompreistrendentwicklungen betrachtet (d.h. Low, Central und High), welche die Bandbreite möglicher Entwicklungen am heimischen und europäischen Strommarkt gut aufzeigen. Der Einfluss auf den Förderbedarf wird aus der nachfolgenden Ergebnisbetrachtung offensichtlich, während die erforderlichen Investitionen hiervon unbeeinflusst bleiben (siehe Abschnitt 3.2).

Tabelle 2: Definition der OE Kernszenarien (bei Strompreistrendvariation)

		Kernszenarien (+30 TWh mit Strompreisvariation)		
		+30 TWh, niedrige Strompreise	+30 TWh, mittlere Strompreise	+30 TWh, hohe Strompreise
Förderpolitik für Erneuerbare Energien (Stromsektor)	Einspeiseprämien, wettbewerblich festgelegt; Investförderung für dezentrale PV	Einspeiseprämien, wettbewerblich festgelegt; Investförderung für dezentrale PV	Einspeiseprämien, wettbewerblich festgelegt; Investförderung für dezentrale PV	
Strategisches Bietverhalten bei Ausschreibungen	Nein	Nein	Nein	
EE Ausbauziel 2030 (bei Fokustechnologien, im Vgl. zu 2016)	30 TWh	30 TWh	30 TWh	
Begleitende Maßnahmen (Minderung des Investitionsrisikos, Abbau von nicht-ökonomischen Hemmnissen)	Ja	Ja	Ja	
Energiepreistrend	Low	Central	High	
Vergütungsdauer	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre	
Incentivierung des Eigenverbrauchs bei dezentraler PV	Ja	Ja	Ja	

Der künftige Ausbau erneuerbarer Energien

Eingangs sei erwähnt, dass sich die technologiespezifischen Mengengerüste hinsichtlich des Erneuerbaren-Ausbau zwischen den Szenarien nur minimal unterscheiden. Dies ist vor allem bedingt durch die klare Zielvorgabe, also dem Erreichen eines Nettoerzeugungszuwachses von in Summe 30 TWh bis 2030 bei den Fokustechnologien Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik. Die Variation der Strompreistrendannahmen bedingt zwar Unterschiede beim Anlagenbestand in den Folgejahren bis 2030 – bei niedrigen Preisen ist beispielsweise zu erwarten, dass Altanlagen nach Ende der Förderunterstützung früher aus dem Betrieb gehen bzw. durch Neuanlagen ersetzt werden. Ebenso zeigen sich Unterschiede in der Erzeugung von Anlagen zur Nutzung industrieller Biomasse und anderer Erneuerbaren-Technologien. Gemessen am Gesamtausbauziel ist dieser Effekt aber vernachlässigbar. Nachfolgend wird deshalb das OE Kernszenario bei mittleren Strompreisen repräsentativ für die anderen Szenarienvarianten im Detail vorgestellt.

Abbildung 5 veranschaulicht die Ergebnisse des modellierten OE Kernszenarios zur zukünftigen Entwicklung der **Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien** in Österreich bis 2030. Es erfolgt ein ambitionierter Ausbau der Erneuerbaren in den Jahren bis 2030. Dies stellt eine klare Steigerung der Erneuerbaren-Ambition im Vergleich zur Historie dar – dies betrifft insbesondere das Tempo des angestrebten Systemwandels, hin zu einem klimafreundlichen Stromsystem. Das Erneuerbaren-Ambitionsniveau erscheint hierbei in den Jahren nach 2020 massiv höher als im Vergleich zum Zeitraum bis 2020. Bei manchen Technologien, insbesondere bei Biogas und gemäß der modellhaften Analyse auch bei industrieller Biomassenutzung, ist jedoch teils aufgrund auslaufender Förderungen sowie bedingt durch das unterstellte anhaltend niedrige Energiepreinsniveau ein deutlicher Rückgang der Erzeugung im Vergleich zu heute zu erwarten.

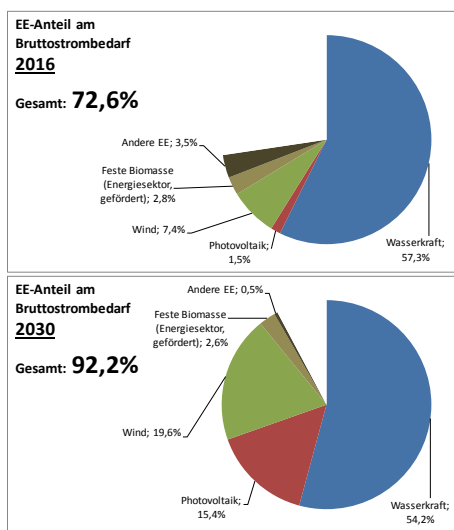
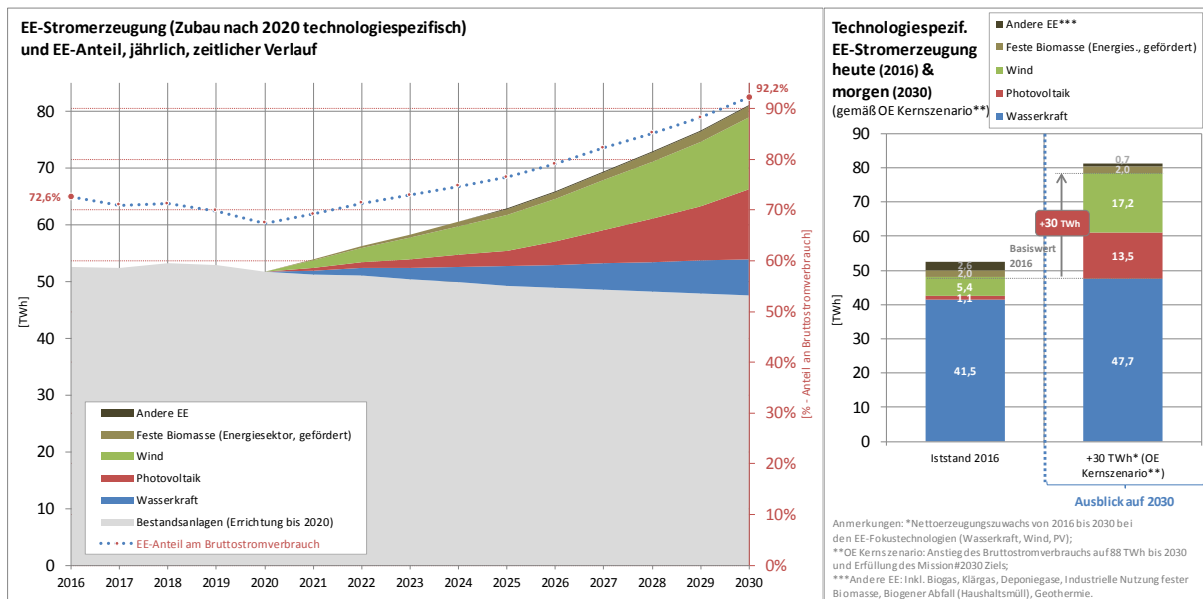


Abbildung 6: Erneuerbaren-Anteil an der Gesamtstromnachfrage 2016 und 2030, aufgeschlüsselt nach Technologie gemäß dem entwickelten OE Kernszenario (Quellen: Eurostat (2018) und Green-X)

Abbildung 5 (rechts) erlaubt einen Vergleich der Erneuerbaren-Erzeugung im Basisjahr 2016 mit jener im Jahr 2030 gemäß dem entwickelten Szenario. Es zeigt sich, dass im OE Kernszenario ein Nettozuwachs an Erneuerbaren-Jahresstromproduktion von 30 TWh erreicht wird. Die Erneuerbaren-Erzeugung im Jahr 2030 steht hierbei im Einklang mit dem #mission2030-Ziel, verknüpft mit einer Stromverbrauchsentwicklung gemäß Österreichs Energie Stromstrategie „Empowering Austria“.

Wasserkraft (+6 TWh Nettoerzeugungszuwachs von 2016 bis 2030), Windkraft und Photovoltaik (beide je +12 TWh) sind hierbei die tragenden Säulen zur fortschreitenden Dekarbonisierung des österreichischen Stromsystems, während der Bestand an Stromproduktion aus fester Biomasse gesichert wird.

Im Jahr 2030 würde folglich Erneuerbaren-Strom in Höhe von rund 81 TWh ins österreichische Stromnetz eingespeist werden, was einem Erneuerbaren-Anteil an der Gesamtstromnachfrage von ca. 92% entspricht. Wie in Abbildung 6 veranschaulicht, stellt dies eine deutliche Steigerung im Vergleich zur Ausgangslage dar: 2016 betrug der Erneuerbaren-Anteil gemessen an der Gesamtstromnachfrage 72,6% (Eurostat, 2018).

Eine umfangreiche Analyse unterschiedlicher energiepolitischer Rahmenbedingungen, wie im Zuge von Vorstudien durchgeführt (siehe insbesondere Tiedemann et al. (2017)), zeigt, dass ohne Fortführung von Förderungen nach 2020 der Erneuerbaren-Anteil bis 2030 deutlich absinken würde, gemäß damaligen Berechnungen auf 63% bis 67% (Tiedemann et al. (2017)). Wie aus obigen Ausführungen ersichtlich wird, beeinflusst der energiepolitische Rahmen den Ausbau erneuerbarer Energien wesentlich. Politische Anreize sind insbesondere in Zeiten niedriger fossiler Energiepreise und geringer Anreize seitens des Europäischen Treibhausgasemissionshandels notwendig. Der künftige Ausbau erneuerbarer Energien in Österreich ist folglich als politikgetrieben zu klassifizieren.

Der Förderbedarf erneuerbarer Energien

Nachfolgend wird ein Blick auf den aus Konsumentensicht relevanten **Erneuerbaren-Förderbedarf** geworfen. Hierbei werden allerdings im Gegensatz zur Betrachtung der Energiemengen alle analysierten Kernszenarien betrachtet, also inklusive der Variation der Annahmen zur künftigen Strompreisentwicklung. Der analysierte Nettoförderbedarf zeigt den aus Konsumentensicht relevanten Unterstützungsbedarf für Erneuerbaren-Anlagen, also bei der betrachteten Förderung mittels gleitender Marktprämien die Differenz zwischen dem (wettbewerblich bestimmten) anzulegendem Preis und dem Marktwert des eingespeisten Stroms. Da der Marktwert von Erneuerbaren-Strom die Erlössituation am Großhandelsstrommarkt widerspiegelt, ist hier die klare Abhängigkeit von der generellen Strompreisentwicklung gegeben. Neben dem mittleren Strompreistrend werden deshalb auch die alternativen Trendentwicklungen niedriger und hoher Strompreise betrachtet.

Abbildung 7 (links) veranschaulicht hierzu die erwartete zeitliche Entwicklung des (Netto)Förderbedarfs, also der erforderlichen gesamten Unterstützungsvolumina für Erneuerbaren-Anlagen im Zeitraum bis 2045. Der Zeitraum nach 2030 wurde hierbei in die Betrachtung mit aufgenommen, da auch in den Folgejahren aufgrund der Produktionsförderungen, bei der für den eingespeisten Strom bis zu 20 Jahren nach Errichtung eine Förderung gewährt wird und folglich auch ein Förderbedarf besteht – trotz des unterstellten Auslaufens von Förderanreizen für (in den Jahren nach 2030) neu zu errichtende Anlagen. Separat dargestellt wird hierbei auch der Gesamtförderbedarf ohne Berücksichtigung von Investitionsförderungen, wie in der Modellierung für dezentrale Photovoltaikanlagen unterstellt.

Grundsätzlich gilt, dass im Falle *hoher Strompreise* ein stark rückläufiger Förderbedarf resultiert. Ebenso zeigt Abbildung 7 (links), dass im Szenario „hohe Strompreise“ bei dezentralen PV-Anlagen nur aufgrund der derzeit gewährten indirekten Anreize zur Incentivierung des Eigenverbrauchs¹³ eine beachtliche Marktentwicklung erreicht werden kann.¹⁴ Die Stromerzeugung aus dezentralen PV-Anlagen im Jahr 2030 käme hier bei rund 6,9 TWh zu liegen. Dies ist rund 2,2 bis 2,5 TWh höher als in den anderen Kernszenario-Varianten, worin mittlere bzw. niedrige Strompreistrends zugrunde liegen und folglich Investitionsförderungen von Nöten sind, um den angestrebten Zuwachs der Erzeugung aus dezentraler PV auf gesamt rund 4,3 bis 4,7 TWh im Jahr 2030 zu erreichen.

Bei *mittleren und niedrigen Strompreisen* zeigt Abbildung 7 (links) ein stetiges Anwachsen des Erneuerbaren-Förderbedarfs bis 2030, im Einklang mit dem massiven Erneuerbaren-Ausbau in diesen Jahren. In den Jahren nach 2030 kommt es im Gegenzug zu einem ebenso gleichmäßigen Rückgang des Förderbedarfs, da einerseits von Jahr zu Jahr weitere Bestandsanlagen aus dem Förderregime herausfallen und da andererseits auch gemäß der Strompreistrends ein (langsamer) Preisanstieg in den weiteren Jahren bis 2045 unterstellt wird. Im Niedrigpreisszenario erfolgt dieser Anstieg allerdings von einem sehr tiefen Sockelwert ausgehend, demgemäß wird hier in den Jahren bis 2025 ein doch deutlicher Rückgang der Großhandelspreise angenommen. Unstetigkeiten im Verlauf des Förderbedarfs treten insbesondere im Zeitraum 2030 bis 2031 auf – hier kommt es generell zur Trendumkehr aufgrund des unterstellten Auslaufens jeglicher Förderanreize für in späteren Jahren neu zu errichtende Erneuerbaren-Anlagen. Dies bedingt, dass keine zusätzlichen Fördervolumina in den Folgejahren dazukommen. Der massive Knick im Übergang 2030 auf 2031 im Falle

¹³ Eine Incentivierung des Eigenverbrauchs ist hier aufgrund des erhöhten Marktwerts des Eigenverbrauchs aus Endkunden-/Investorensicht unter derzeitigen Rahmenbedingungen gegeben. Relevant ist hierbei die energiebezogene Tarifierung des Haushaltsstromverbrauchs (inkl. Energieabgabe), welche somit den Referenzpreis für dezentrale Erzeugung und Eigenverbrauch derer bildet.

¹⁴ Dies wird offensichtlich da im Falle hoher Strompreise mit und ohne Berücksichtigung von Investitionsförderungen für PV-Kleinanlagen ein identer Gesamtförderbedarf besteht.

niedriger und mittlerer Strompreise ist aber auch durch den Wegfall der Investitionszuschüsse für dezentrale Photovoltaik (< 500 Kw) bedingt.¹⁵

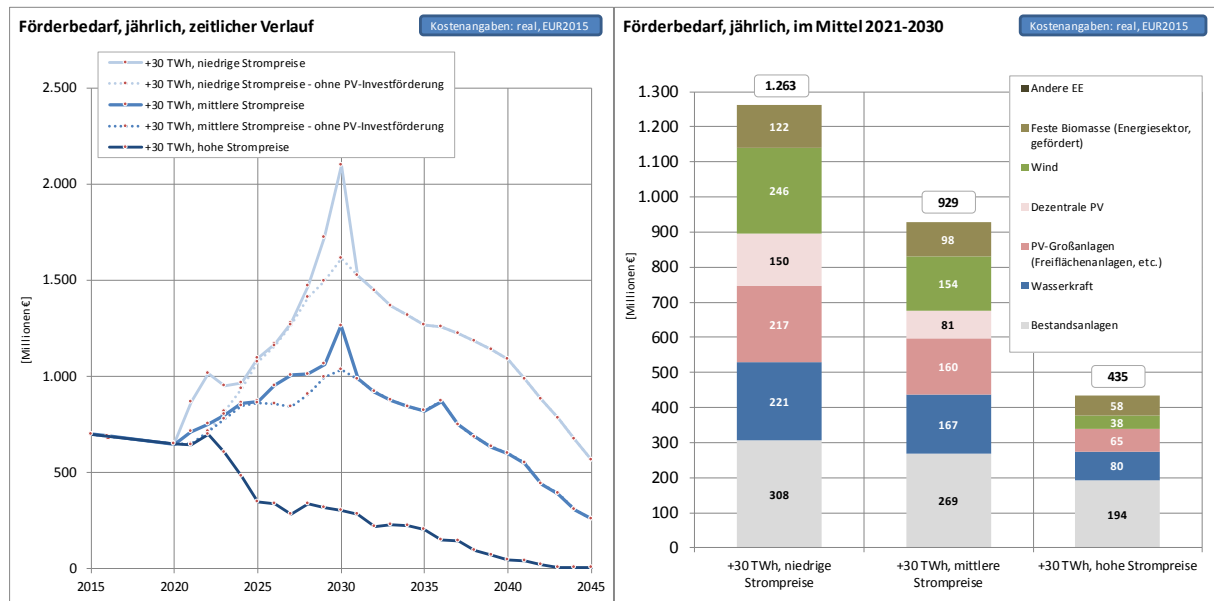


Abbildung 7: Der resultierende Förderbedarfs in Abhängigkeit der Strompreisentwicklung für Strom aus EE-Anlagen gemäß den entwickelten OE Kernszenarien (niedriger, mittlerer und hoher Strompreise) – gesamt, im zeitlichen Verlauf bis 2045 (links) bzw. aufgeschlüsselt nach Technologien und Errichtung im Mittel der Jahre 2021 bis 2030 (rechts) (Quelle: Green-X)

Ergänzend zur Darstellung des zeitlichen Verlaufs des Gesamtförderbedarfs für Erneuerbaren-Strom zeigt Abbildung 7 (rechts) einen Vergleich des im Mittel der Jahre 2021 bis 2030 auftretenden jährlichen Förderbedarfs. Auch hier erfolgt analog zur Stromerzeugungsbilanzierung eine Aufschlüsselung nach Anlagenerichtungszeitraum. Ebenso erfolgt für Erneuerbaren-Neuanlagen im Zeitraum 2021 bis 2030 – also jene Anlagen, die bereits gemäß dem untersuchten neuen Fördersystem eine Unterstützung erhalten würden – eine detaillierte Darstellung der Ergebnisse auf Technologieebene.

Gemäß Ökostrombericht 2018 (E-Control, 2018) betrug der Förderbedarf (ohne Ausgleichsenergieaufwendungen) im Jahr 2016 776 Million € und für 2018 wurde ein Rückgang auf rund 725 Millionen € prognostiziert.¹⁶ Ein Vergleich zum künftig erwarteten Förderbedarf (Abbildung 7) veranschaulicht, dass der unterstellte substantielle Erneuerbaren-Erzeugungszuwachs von rund 30 TWh nur bedingt Mehrkosten verursachen würde: Im Falle mittlerer Strompreise kommt der Förderbedarf im Mittel der kommenden Dekade bei

¹⁵ Im Falle von Investitionsförderungen fallen die gesamten Förderkosten im Errichtungsjahr der Anlage an. Bei Produktionsförderungen hingegen verteilt sich im Allgemeinen der Förderbedarf auf die gesamte Periode, in der eine entsprechende Förderung der Energieproduktion gewährt wird – gemäß den hier getroffenen Annahmen sind dies 20 Jahre (nach Inbetriebnahme).

¹⁶ Gemäß Ökostrombericht 2018 (E-Control, 2018) betrug der Förderbedarf im Jahr 2016 820 Million € (nominal), wovon 43 Millionen € (nominal) als Aufwendungen für Ausgleichsenergie deklariert wurden. Für das Jahr 2018 wurde ein Rückgang auf 771 Millionen € (nominal) prognostiziert, was bei gleichbleibendem Ausgleichsenergiekosten einem Förderbedarf ohne derlei Aufwendungen in Höhe von rund 728 Millionen € (nominal) entspricht. Da im Rahmen der Modellierung der Ausgleichsenergiemarkt nicht explizit berücksichtigt werden konnte, sind für einen Vergleich zum prognostizierten künftigen Förderbedarf Aufwendungen für Ausgleichsenergie abzuziehen.

Des Weiteren erfolgte eine Umrechnung von den oben zitierten nominalen Angaben auf reale Werte (€ mit Preisbasis 2015 – im Einklang mit dem Startzeitpunkt der modellhaften Zukunftsbetrachtung). Ein Vergleich der somit ermittelten realen Werten mit den modellierten Ergebnissen offenbart, dass die Modellrechnung diese Kosten um rund 11 Millionen € im Basisjahr 2016 unterschätzt, was einem Fehler von ca. 1,5% entspricht. Es wird offensichtlich, dass die modellierungstechnisch ermittelten Ergebnisse eine gute Übereinstimmung mit den real auftretenden Werten haben.

rund 929 Millionen € zu liegen, wobei der Höchstwert für 2030 zu erwarten ist. Im Falle hoher Strompreise ist ein deutliches Absinken der erforderlichen Fördervolumina zu erwarten, demgemäß beträgt der mittlere Förderbedarf lediglich 435 Millionen €. Ein deutlicher Anstieg der Kostenbelastung ergibt sich ausschließlich im Fall niedriger Strompreise: hier steigt der Förderbedarf aufgrund des unterstellten Absinkens der Strompreise in den Jahren bis 2025 auf im Mittel der Jahre 2021 bis 2030 rund 1.263 Millionen € an.

3.2 Sensitivitätsanalysen I: der Einfluss der Erneuerbaren-Ambition auf den Investitions- und Förderbedarf

Definition der untersuchten Szenarien

(Sensitivitätsanalyse zum Einfluss der Erneuerbaren-Ambition)

Tabelle 3: Definition der untersuchten Szenarien (Sensitivitätsanalyse zum Einfluss der Erneuerbaren-Ambition)

Themeblock:		Sensitivität: EE Ambition (bei mittleren Strompreisen)			
		+35 TWh, mittlere Strompreise	+30 TWh, mittlere Strompreise	+25 TWh, mittlere Strompreise	+20 TWh, mittlere Strompreise
Förderpolitik für Erneuerbare Energien (Stromsektor)		Einspeiseprämien, wettbewerblich festgelegt; Investförderung dezentrale PV	Einspeiseprämien, wettbewerblich festgelegt; Investförderung für dezentrale PV	Einspeiseprämien, wettbewerblich festgelegt; Investförderung dezentrale PV	Einspeiseprämien, wettbewerblich festgelegt; Investförderung dezentrale PV
Strategisches Bietverhalten bei Ausschreibungen		Nein	Nein	Nein	Nein
EE Ausbauziel 2030 (bei Fokustechnologien, im Vgl. zu 2016)		35 TWh	30 TWh	25 TWh	20 TWh
Begleitende Maßnahmen (Minderung des Investitionsrisikos, Abbau von nicht-ökonomischen Hemmnissen)		Ja	Ja	Ja	Ja
Energiepreistrend		Central	Central	Central	Central
Vergütungsdauer		20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre
Incentivierung des Eigenverbrauchs bei dezentraler PV		Ja	Ja	Ja	Ja

Analog zum vorigen Abschnitt werden eingangs die im Rahmen dieser Sensitivitätsbetrachtung untersuchten Szenarien im Hinblick auf die unterstellten Charakteristika in Tabelle 3 vorgestellt. Die Überblicksdarstellung zeigt, dass alle Szenarien mit Ausnahme der künftigen Erneuerbaren-Ambition auf einem identen Satz von Annahmen fußen.

Der variierende Parameter im Rahmen dieser Sensitivitätsuntersuchung stellt das künftige Ambitionsniveau bezüglich des Ausbaus erneuerbarer Energien dar – *die Erneuerbaren-Ambition bzw. das Erneuerbaren-Ausbauziel 2030*: Bei den Fokustechnologien Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik wird ein variierender Nettoerzeugungszuwachs jeweils im Zeitraum 2016 bis 2030 von in Summe +20 TWh bis hin zu +35 TWh unterstellt. Die technologiespezifischen Beiträge orientieren sich an seitens OE publizierten aktuellen Positionspapieren, worin zur Umsetzung des #mission2030 Ziels ein Nettozuwachs von rund 6 TWh bei der Wasserkraft und ein gleichmäßiger Ausbau der Photovoltaik und der Windenergie als zweckdienlich angesehen wird. Der Nettozubau der beiden letzteren Technologien wird folglich dem Gesamterfordernis angepasst und liegt im Falle eines Gesamtzuwachses von 20 TWh bei jeweils rund 7 TWh im Vergleich zur Ausgangslage (2016), während bei einem ambitionierten EE-Ausbau von +35 TWh der Zuwachs dieser Technologien je rund 14 bis 15 TWh beträgt.

*Der künftige Ausbau erneuerbarer Energien
(Sensitivitätsanalyse zum Einfluss der Erneuerbaren-Ambition)*

Abbildung 8 (links) bietet einen Vergleich der heutigen (2016) und künftigen (2030) Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf Technologieebene gemäß den entwickelten Sensitivitätsszenarien zur Erneuerbaren-Ambition. Die technologiespezifischen Mengengerüste werden hierbei in transparenter Form dargestellt und folgen den zuvor erläuterten Prinzipien (vgl. Abschnitt zur Szenariendefinition). Während bei der Wasserkraft ein stets konstanter Nettozuwachs von rund 6 TWh unterstellt wird, wird der Zubau der Photovoltaik und der Windenergie dem Gesamterfordernis angepasst. So ist beispielsweise im Falle eines Gesamtnettozuwachses von +25 TWh eine Erhöhung der PV- und Windstromerzeugung um rund je 9 bis 10 TWh im Zeitraum 2016 bis 2030 erforderlich.

Ergänzend zum Vergleich der technologiespezifischen Mengengerüste zeigt Abbildung 8 (rechts) den zeitlichen Verlauf der Erneuerbaren-Stromerzeugung bis 2030 gemäß der entwickelten Sensitivitätsszenarien zur Erneuerbaren-Ambition. Es offenbart sich die hohe Ambition des #mission2030-Ziels speziell im Falle eines hohen Stromnachfrageanstiegs und in Folge eines hohen erforderlichen Erneuerbaren-Ausbaus bzw. einer demgemäß hohen Erneuerbaren-Ambition.

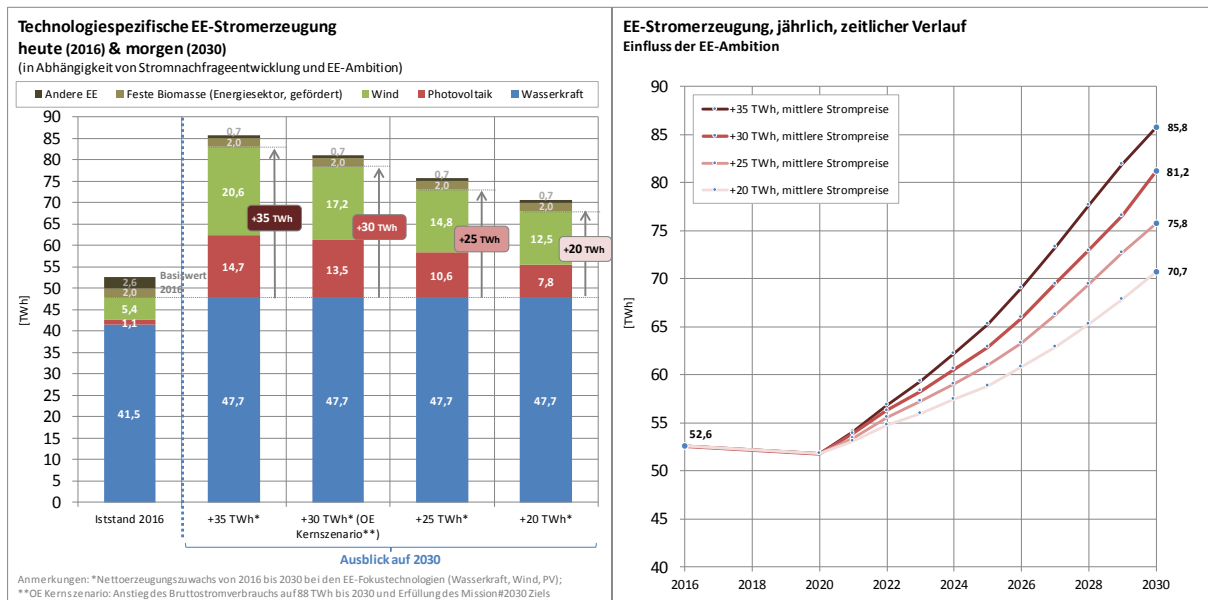


Abbildung 8: Vergleich der heutigen (2016) und künftigen (2030) Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf Technologieebene (links) sowie Entwicklung der gesamten Erneuerbaren-Stromerzeugung im zeitlichen Verlauf (bis 2030) (rechts) gemäß den entwickelten Sensitivitätsszenarien zur Erneuerbaren-Ambition (Quelle: Green-X)

*Der resultierende Investitions- und Förderbedarf
(Sensitivitätsanalyse zum Einfluss der Erneuerbaren-Ambition)*

Abbildung 9 veranschaulicht, wie sich der künftige Investitions- (links) und Förderbedarf (rechts) gemäß der hier betrachteten Sensitivitätsanalyse, also in Abhängigkeit der Erneuerbaren-Ambition verändern würde. Konkret bietet Abbildung 9 (links) eine Aufschlüsselung des mittleren jährlichen Investitionsbedarfs in der kommenden Dekade (2021 bis 2030) nach Technologie, während auf der rechten Seite der Abbildung der technologiespezifische mittlere jährliche Förderbedarf dargestellt wird. Bei Letzterem wird zusätzlich auch der Bestand bzw. die dafür anfallenden Förderungen mitbetrachtet.

In Abbildung 9 ist ersichtlich, dass beide Kenngrößen erwartungsgemäß maßgeblich von der zugrundeliegenden EE-Ambition beeinflusst werden. Der Investitionsbedarf erscheint hierbei, speziell bei Verminderung der EE-Ambition im Vergleich zum OE-Kernszenario (+30 TWh), allerdings sensibler. So sinkt der Investitionsbedarf im Falle eines Nettozuwachses der EE-Erzeugung von +20 TWh um mehr als 32% im Vergleich

zum Kernszenario (+30 TWh), während der Förderbedarf aber lediglich um ca. 23 % vermindert werden würde. Dies ist vor allem durch den vergleichsweise hohen Sockelbetrag an Fördergeldern bedingt, welche in der kommenden Dekade für Bestandsanlagen reserviert sind – also für Erneuerbare-Anlagen, die derzeit schon errichtet bzw. bis 2020 in Betrieb gehen sollen. Vergleicht man dies nun beispielsweise mit der Szenariovariante +35 TWh, also jene, wo eine im Vergleich zum Kernszenario ambitionierterer Ausbaupfad beschritten wird, so sind sowohl bei Investitionen als auch beim Förderbedarf nahezu idente prozentuale Erhöhungen bemerkbar: ca. +14 % bei Investitionen, und rund +13 % beim Förderbedarf. Hier ist einerseits der Sockel an Fördergeldern anteilmäßig weniger relevant und ebenso bei Investitionen der erforderliche Ersatz von Altanlagen, also das notwendige Repowern.

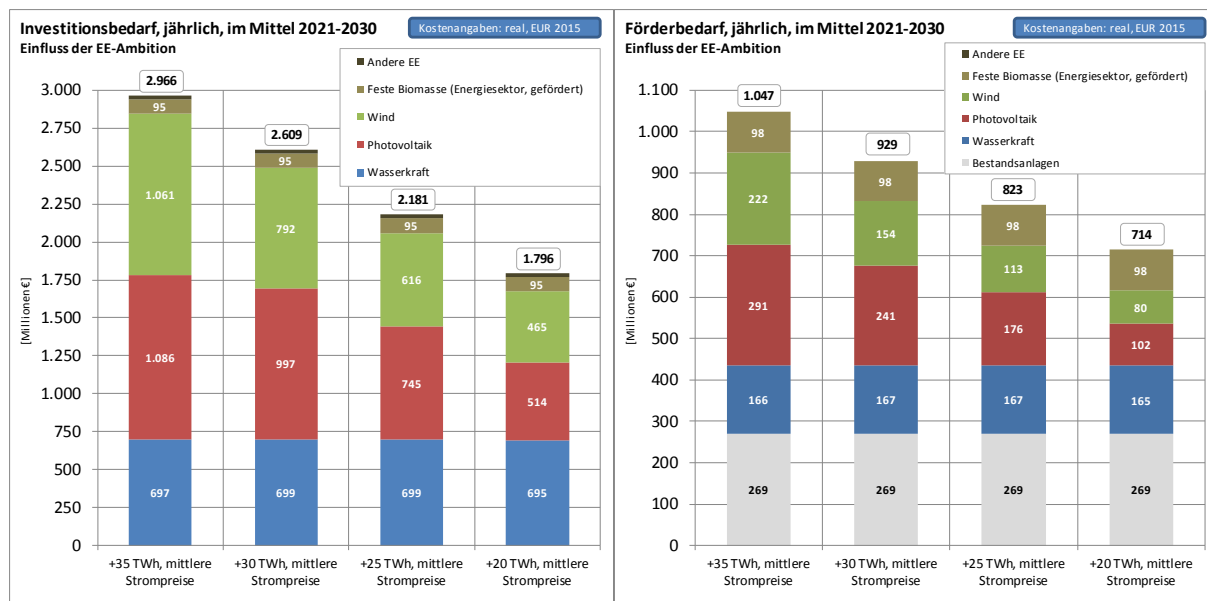


Abbildung 9: Aufschlüsselung des mittleren (2021 bis 2030) jährlichen Investitions- (links) und Förderbedarfs für Strom aus Erneuerbaren-Anlagen (rechts) nach Errichtungsperiode und Technologie gemäß den entwickelten Sensitivitätsszenarien zur Erneuerbaren-Ambition (Quelle: Green-X)

3.3 Sensitivitätsanalysen II: Weitere Sensitivitätsanalysen inkl. Gesamtüberblick aller betrachteten Szenarien

Definition der untersuchten Szenarien

(Weitere Sensitivitätsanalysen: Strategisches Bieterverhalten bei Auktionen & Detailspekte zur Ausgestaltung der Erneuerbaren-Förderinstrumente)

In Analogie zur bisherigen thematischen Einführung in die jeweiligen Abschnitte werden auch hier eingangs die im Rahmen dieser weiterführenden Sensitivitätsbetrachtungen untersuchten Szenarien im Hinblick auf die unterstellten Charakteristika in Tabelle 4 vorgestellt.

Die Überblicksdarstellung zeigt, dass alle Szenarien auf einem identen Satz von Annahmen aufbauen:

- Dies umfasst einerseits den *allgemeinen energiepolitischen Rahmen für Erneuerbare Energien*, welcher analog zu den OE Kernszenarien zur Förderung des Erneuerbaren-Ausbaus nach 2020 die Einführung gleitender Einspeiseprämiensysteme mit wettbewerblicher Festlegung der Gesamtvergütungshöhe als Kerninstrument unterstellt.
- Ebenso ident ist das *Erneuerbaren-Ambitionsniveau* – hier wird im Einklang mit dem OE Kernszenario für die Stromerzeugung aus den Fokustechnologien Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik ein Nettozuwachs von +30 TWh ausgehend vom Basisjahr 2016 bis zum Jahr 2030 unterstellt.

Die technologiespezifischen Mengengerüste, also die Aufteilung dieser Gesamtmenge auf den Beitrag einzelner Fokustechnologien erfolgt ebenso analog zum Kernszenario (d.h. ca. +6 TWh bei Wasserkraft und je +12 TWh bei Wind und PV).

Tabelle 4: Definition der untersuchten Szenarien (Weitere Sensitivitätsanalysen: Strategisches Bieterverhalten bei Auktionen & Detailspekte zur Ausgestaltung der Erneuerbaren-Förderinstrumente)

		Sensitivität: Einfluss von stragischem Bieterverhalten bei Auktionen (+30 TWh mit Strompreisvariation)		
		+30 TWh, niedrige Strompreise, SB	+30 TWh, mittlere Strompreise, SB	+30 TWh, hohe Strompreise, SB
Förderpolitik für Erneuerbare Energien (Stromsektor)		Einspeiseprämien, wettbewerblich festgelegt; Investförderung für dezentrale PV	Einspeiseprämien, wettbewerblich festgelegt; Investförderung für dezentrale PV	Einspeiseprämien, wettbewerblich festgelegt; Investförderung für dezentrale PV
Strategisches Bieterverhalten bei Ausschreibungen		Ja	Ja	Ja
EE Ausbauziel 2030 (bei Fokustechnologien, im Vgl. zu 2016)		30 TWh	30 TWh	30 TWh
Begleitende Maßnahmen (Minderung des Investitionsrisikos, Abbau von nicht-ökonomischen Hemmnissen)		Ja	Ja	Ja
Energiepreistrend		Low	Central	High
Vergütungsdauer		20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre
Incentivierung des Eigenverbrauchs bei dezentraler PV		Ja	Ja	Ja

		Sensitivität: Inflationsanpassung der Vergütung (+30 TWh bei mittleren Strompreisen)			
		Sensitivität: Vergütungsdauer (+30 TWh bei mittleren Strompreisen)	+30 TWh, mittlere Strompreise	+30 TWh, mittlere Strompreise, kurze Vergütungsdauer	+30 TWh, mittlere Strompreise, Inflationsanpassung der Vergütung
Förderpolitik für Erneuerbare Energien (Stromsektor)		Einspeiseprämien, wettbewerblich festgelegt; Investförderung für dezentrale PV	Einspeiseprämien, wettbewerblich festgelegt; Investförderung für dezentrale PV	Einspeiseprämien, wettbewerblich festgelegt; Investförderung für dezentrale PV	Einspeiseprämien, wettbewerblich festgelegt; Investförderung für dezentrale PV
Strategisches Bieterverhalten bei Ausschreibungen		Nein	Nein	Nein	Nein
EE Ausbauziel 2030 (bei Fokustechnologien, im Vgl. zu 2016)		30 TWh	30 TWh	30 TWh	30 TWh
Begleitende Maßnahmen (Minderung des Investitionsrisikos, Abbau von nicht-ökonomischen Hemmnissen)		Ja	Ja	Ja	Ja
Energiepreistrend		Central	Central	Central	Central
Vergütungsdauer		20 Jahre	13(15) Jahre	20 Jahre	20 Jahre
Incentivierung des Eigenverbrauchs bei dezentraler PV		Ja	Ja	Ja	Ja

Weitere Annahmen variieren hingegen je nach dem betrachteten Themenfeld:

- So werden für die Analyse des Einflusses von *strategischem Bieterverhalten*¹⁷ im Falle von Auktionen zur Preisbestimmung bei technologiespezifischen Einspeiseprämienssystemen die Strompreise variiert, analog zu den eingehenden Analysen des Förderbedarfs gemäß OE Kernszenarios (vgl. Abschnitt 3.1).

¹⁷ Strategisches Bieterverhalten kennzeichnet hierbei den Fall, dass aufgrund von nicht hinreichendem Wettbewerb bei Auktionen, markt-kundige Akteure ihre Gebote gemäß der zu erwartenden (technologiespezifischen) marginalen Option legen.

Die Standardannahme im Rahmen der Modellierung von Auktionen im Zuge dieser Studie ist hingegen, dass aufgrund von perfektem Wettbewerb (bedingt durch optimales Auktionsdesign) die Gebotslegung auf Basis der realen (erwarteten) Kosten erfolgt.

- Bei den anderen Sensitivitätsuntersuchungen zur detaillierten Ausgestaltung der technologiespezifischen gleitenden Marktprämiensysteme, also der Untersuchung des Einflusses der Vergütungsdauer und bzgl. einer automatisierten Inflationsanpassung¹⁸ der Vergütungshöhen, wird hingegen auf eine derartige Variation verzichtet. Hierbei wird hinsichtlich der Entwicklung künftiger Strompreise auf das mittlere Trendszenario (d.h. Strompreistrend „Central“) zurückgegriffen, da der Einfluss der Parametervariation auch hierbei offensichtlich wird.

*Der resultierende Investitions- und Förderbedarf
(Weitere Sensitivitätsanalysen inkl. Gesamtüberblick aller betrachteten Szenarien)*

Abbildung 10 veranschaulicht, wie sich der künftige **Investitionsbedarf** in neue Erneuerbaren-Stromerzeugungsanlagen gemäß der hier betrachteten Sensitivitätsanalysen verändert. Die Abbildung beinhaltet aber weitaus mehr an Daten - konkret erlaubt diese Darstellung einen Gesamtvergleich aller entwickelten Szenarien, also inklusiver der Kernszenarien und der im vorigen Abschnitt diskutierten Sensitivitätsuntersuchung zum Einfluss der Erneuerbaren-Ambition.

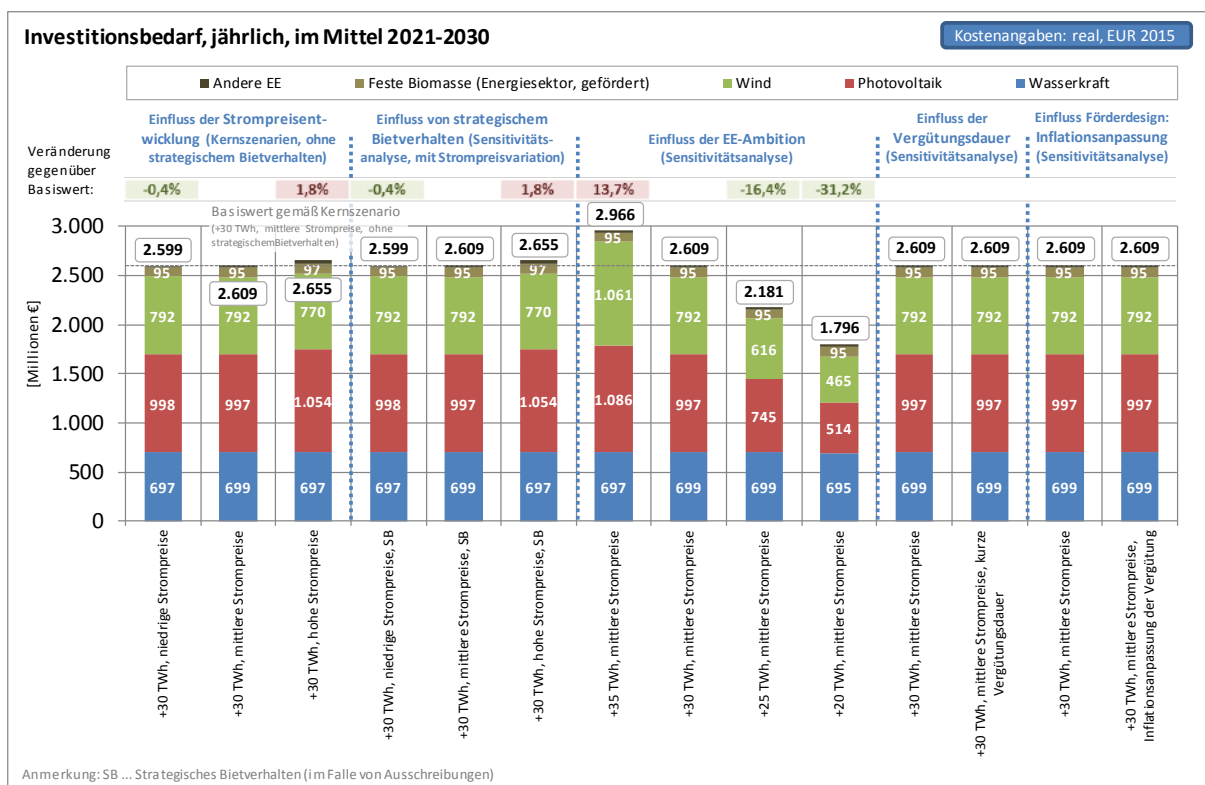


Abbildung 10: Aufschlüsselung des mittleren (2021 bis 2030) jährlichen Investitionsbedarfs für EE-Anlagen nach Technologie gemäß aller analysierten Szenarien (Kern- plus Sensitivitätsszenarien) (Quelle: Green-X)

Es zeigt sich, dass der Investitionsbedarf nur marginal von den hier untersuchten Parametern abhängig ist. Dies ist nicht überraschend angesichts der generell nahezu identen Erneuerbaren-Ausbaumengen im Vergleich zum zugrundeliegenden OE Kernszenario. Der Erneuerbaren-Ausbau ist aber nur nahezu ident, da im Falle höherer oder niedriger Strompreise im Vergleich zum mittleren Trend sowohl der Ausbau anderer

¹⁸ In manchen europäischen Ländern wie etwa Frankreich oder Ungarn ist im Rahmen der Förderprogramme, beispielsweise bei Einspeisetarif- oder Einspeiseprämien systemen, eine übliche Praxis, die Vergütungshöhen jährlich der realen Inflation anzupassen. Es erfolgt ergo eine automatisierte Inflationsanpassung. Dies senkt das Risiko seitens der Anlagenbetreiber, da somit eine Wertstabilisierung der förderbedingten Erlöse gewährleistet werden kann.

Erneuerbaren-Technologien als auch das Repowering der Fokustechnologien geringfügig beeinflusst wird. So resultiert im Fall hoher Strompreise eine erhöhte Marktaktivität auch bei jenen Technologien, die keine Förderung erhalten (z.B. industrielle Biomassenutzung und die hier anstehenden Anlagenersatzinvestitionen). Gegenläufiges wird im Falle niedriger Strompreise offenbart. Die gesamten Investitionen sinken folglich im Fall niedriger Strompreise um marginale 0,4%, während bei hohen Strompreise ein um rund 1,8% erhöhter Investitionsbedarf resultiert.

Im Gesamtresümee ist festzuhalten, dass der Investitionsbedarf im wesentlichen von der zugrundeliegenden Erneuerbaren-Ambition, also dem angestrebten Ausbau erneuerbarer Energien beeinflusst wird. Hier kommt es, wie in Abschnitt 3.2 erläutert, bei einer Steigerung der Erneuerbaren-Ambition von +30 TWh auf +35 TWh (Nettozuwachs 2016 bis 2030) zu einer Erhöhung des Investitionsbedarfs um rund 13,7%, während bei einer Verringerung der Erneuerbaren-Zubaus auf beispielsweise +25 TWh Investitionen im Vergleich zum Kernszenario um ca. 16,4% sinken würden.

Eine gleichartige Darstellung wie obig für den Investitionsbedarf bietet Abbildung 11 hinsichtlich des resultierenden mittleren jährlichen **Förderbedarfs** für Strom aus Erneuerbaren-Anlagen gemäß der hier betrachteten Sensitivitätsanalysen. Ebenso erlaubt aber auch diese Darstellung einen Gesamtvergleich aller entwickelten Szenarien, also inklusiver der Kernszenarien und der im vorigen Abschnitt diskutierten Sensitivitätsuntersuchung zum Einfluss der Erneuerbaren-Ambition. Neben Details zu technologiespezifischen Anteilen hieran zeigt die Abbildung 11 aber auch die Förderaufwände für (bis 2020 gemäß bisheriger Förderpolitik errichtete) Bestandsanlagen.

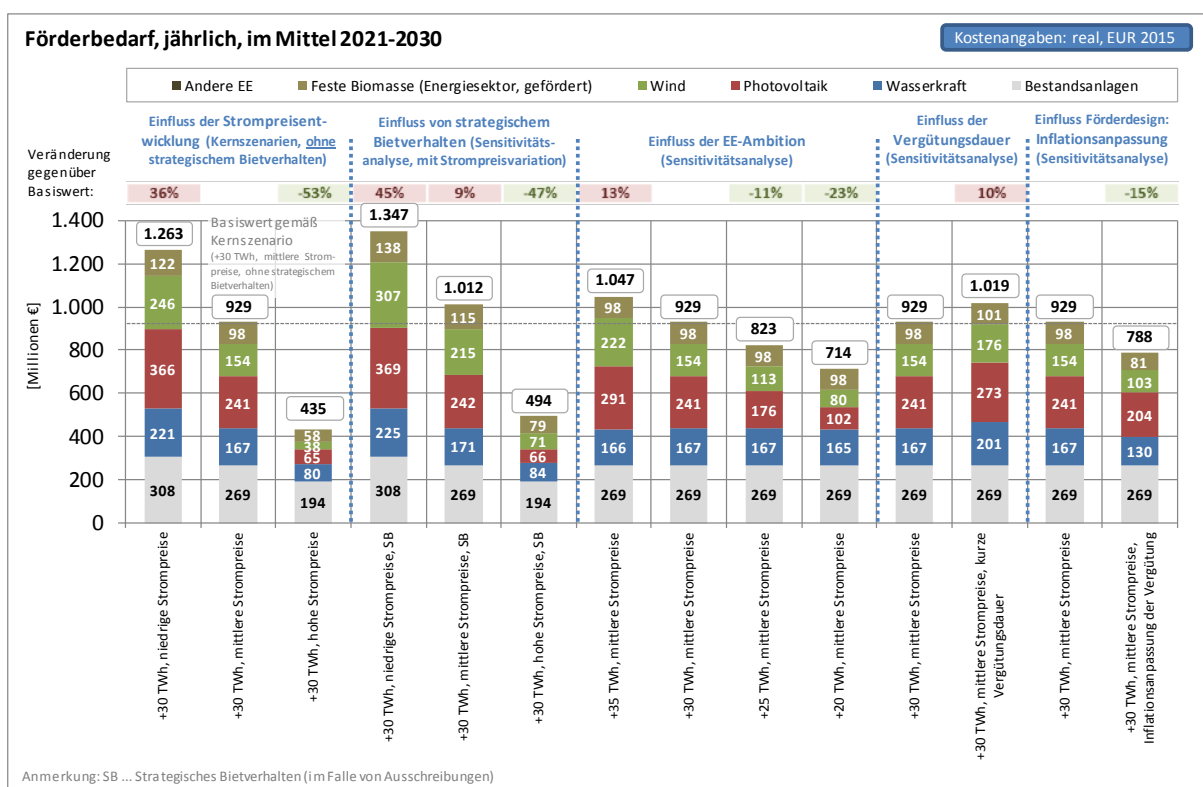


Abbildung 11: Aufschlüsselung des mittleren (2021 bis 2030) jährlichen Förderbedarfs für Strom aus EE-Anlagen nach Errichtungsperiode bzw. bei Neuanlagen (nach 2020) nach Technologie gemäß aller analysierten Szenarien (Kern- plus Sensitivitätsszenarien) (Quelle: Green-X)

Abbildung 11 zeigt weiter, dass der Förderbedarf im Unterschied zum Investitionsbedarf doch maßgeblich von den im Rahmen dieser Sensitivitätsanalysen untersuchten Parametern abhängig ist:

- *Strategisches Bieterverhalten*¹⁹ bei Auktionen als erwartete Folge von unzureichendem Wettbewerb bedingt gemäß den Modellrechnungen einen Anstieg des Förderbedarfs um im Schnitt 9% im Vergleich zum jeweiligen Vergleichsszenario, wo perfekter Wettbewerb unterstellt wurde.
- Eine *verkürzte Vergütungsdauer* gemäß der derzeit üblichen Praxis, also von im Regelfall 13 anstelle von 20 Jahren, führt zu einem deutlichen Anstieg der jährlichen Fördervolumina. Der mittlere jährliche Förderbedarf im Zeitraum 2021 bis 2030 würde gemäß den Modellrechnungen im Vergleich zum OE Kernszenario um rund 10 % ansteigen. Hier handelt es sich teilweise um ein Vorziehen von andernfalls in späterer Folge anfallenden Förderbeträgen. Angesichts des erwarteten Anstiegs der Strompreise in späteren Jahren, aber auch um selbst im Falle niedriger Strompreise den Betrieb der Erneuerbaren-Anlagen über einen längeren Zeitraum zu gewährleisten, erscheint eine Ausweitung der Förderdauer folglich äußerst empfehlenswert.
- Ebenso signifikant erscheint zwecks Risikominimierung seitens der Investoren eine automatisierte Inflationsanpassung der Vergütungssätze. Wie die Modellrechnung zeigt, könnte somit bei gleichbleibendem Erneuerbaren-Ausbau die Förderbeträge in der kommenden Dekade um rund 15 % gesenkt werden. Auch hier ist dies ein Verlagerungseffekt, also ein Verschieben der anfallenden Förderbeträge auf einen späteren Zeitpunkt und, analog zu oben, kann dies als sinnvoll im Falle steigender Strompreise erachtet werden. Derartige Regelungen sind übliche Praxis in manchen europäischen Ländern (wie etwa Frankreich oder Ungarn), aber sie entsprechen dennoch nicht der gängigen und vor allem der hieszulande üblichen Praxis. Eine Einführung einer derartigen Regelung würde auch eventuell die Komplexität in der Ausgestaltung erhöhen.

Im Gesamtresümee ist festzuhalten, dass der jährliche Förderbedarf für Strom aus Erneuerbaren-Anlagen in der kommenden Dekade im wesentlichen von zwei Parametern bestimmt wird:

- Künftige Strompreisentwicklung – steigen die Großhandelsstrompreise, so sinkt der Unterstützungsbedarf und vice versa.
- Ambitionsniveau hinsichtlich des Zubaus erneuerbarer Energien – müssen beispielsweise aufgrund eines geringeren Anwachsens des Stromverbrauchs (als im Vergleich zum OE Kernszenario) Erneuerbaren-Anlagen im Ausmaß von lediglich 25 anstelle von 30 TWh netto bis 2030 zugebaut werden, so würde dies den Förderbedarf um rund 11% verringern. Eine analoge Aussage (mit umgekehrtem Vorzeichen) gilt naturgemäß aber auch im Falle eines stärkeren Erneuerbaren-Ausbau im Vergleich zum als Referenz dienenden OE Kernszenario.

Abschließend ist anzumerken, dass das #mission2030 Ziel hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien zwar als äußerst ambitioniert, aber dennoch als umsetzbar zu klassifizieren wäre. Massive Investitionen in Erneuerbaren-Technologien wären die Folge und selbst bei einem nur moderaten Anstieg der Strompreise bliebe die aus Konsumentensicht relevante Förderkostenbelastung im Rahmen des politisch und wohl auch gesellschaftlich Akzeptablen.

Rasches politischen Handeln ist erforderlich, um den angestrebten Wandel im Zeitraum bis 2030 zu werkstelligen. Die insbesondere in den Jahren 2021 und 2022 vorgesehenen Stromerzeugungszuwächse

¹⁹ Strategisches Bieterverhalten kennzeichnet hierbei den Fall, dass aufgrund von nicht hinreichendem Wettbewerb bei Auktionen, markt-kundige Akteure ihre Gebote gemäß der zu erwartenden (technologiespezifischen) marginalen Option legen.

Die Standardannahme im Rahmen der Modellierung von Auktionen im Zuge dieser Studie ist hingegen, dass aufgrund von perfektem Wettbewerb (bedingt durch optimales Auktionsdesign) die Gebotslegung auf Basis der realen (erwarteten) Kosten erfolgt.

durch neue Anlagen können demgemäß nur realisiert werden, wenn es im Hinblick auf die Projektvorlaufzeiten²⁰ bereits deutlich vor 2020/2021 entsprechende Zusagen der benötigten Fördermittel gäbe.

²⁰ Entsprechende Vorlaufzeiten umfassen hier die gesamte Projektentwicklungskette, inkl. z.B. Förderausschreibung, Förderzusage, Ausschreibung der Gewerke, Baubeschluss, Lieferzeiten und Bauausführung,

4. Referenzen

Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus. 2018. #Mission2030 – Endfassung der österreichischen Energie- und Klimastrategie 2030. Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, Juni 2018, www.mission2030.bmnt.gv.at/#Mission2020.

Eurostat. 2018. EUROSTAT SHARES tool 2016 – SHORT Assessment of Renewable Energy Sources. Version v2016.71130.

Österreichische Energieagentur. 2018. 100% erneuerbarer Strom laut #mission2030 - Erstevaluierung der Zieldefinition der österreichischen Klima- und Energiestrategie. Eine Studie der österreichischen Energieagentur im Auftrag von Oesterreichs Energie. Wien, 2018.

Resch, Gustav, Lukas Liebmann, 2017. Empowering Austria - ein Szenario des künftigen Ausbaus erneuerbarer Energien in Österreich im Einklang mit der Stromstrategie von Oesterreichs Energie. Eine Studie der Technischen Universität Wien, Energy Economics Group im Auftrag von Oesterreichs Energie. Wien, 2017.

Tiedemann, Silvana (Ecofys), Corinna Klessmann, Tarik El-Laboudy, Gustav Resch, Gerhard Totschnig, Marijke Welisch, Lukas Liebmann, Albert Hiesl, 2017: Fördersysteme für erneuerbare Energien in Österreich (Endbericht). Eine Studie im Auftrag von Oesterreichs Energie, durchgeführt von Ecofys und TU Wien, Berlin, Wien, 2017.

Umweltbundesamt. 2017. Energie- und Treibhausgas-Szenarien im Hinblick auf 2030 und 2050 - Synthesebericht 2017.