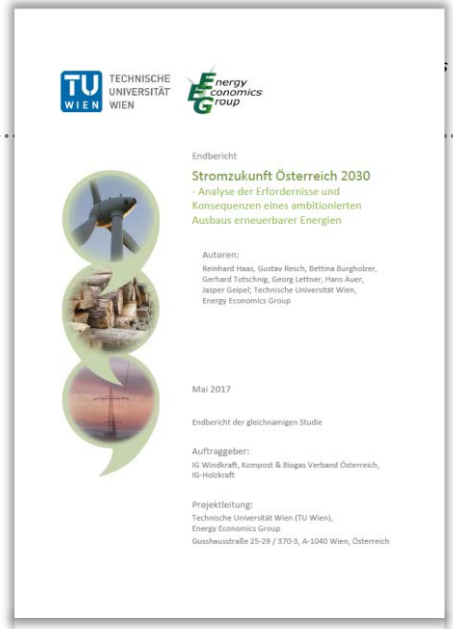
Stromzukunft Österreich 2030

- Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien

Gustav Resch, Bettina Burgholzer, Gerhard Totschnig, Reinhard Haas

TU Wien, Energy Economics Group
Email: resch@eeg.tuwien.ac.at
Web: http://eeg.tuwien.ac.at

Die Studie „Stromzukunft Österreich 2030“


TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN

Energy Economics Group

Endbericht

Stromzukunft Österreich 2030

- Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien

Autoren:

Reinhard Haas, Gustav Resch, Bettina Burgholzer, Gerhard Totschnig, Georg Lettner, Hans Auer, Jasper Geipel; Technische Universität Wien, Energy Economics Group

Mai 2017

Endbericht der gleichnamigen Studie

Auftraggeber:

IG Windkraft, Kompost & Biogas Verband Österreich, IG-Holzkraft

Projektleitung:

Technische Universität Wien (TU Wien), Energy Economics Group

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

- **Detaillierte Betrachtung des zukünftigen Stromsystems unter der Annahme eines forcierten Ausbaus erneuerbarer Energien in Österreich**

Im Fokus:

- **Wie kann die Transformation** hin zu einem nahezu alleinig auf erneuerbarer Erzeugung basierendem österreichischem Elektrizitätssystem **aus technischer und ökonomischer Sicht aussehen**?
- **Wie kann die Funktionalität** (- Versorgung / Sicherheit -) **gewährleistet werden?**
- **Welche Erfordernisse bestehen**, um diesen Wandel zu erreichen?

Eine Studie der **Technischen Universität Wien, Energy Economics Group**
im Auftrag von IG Windkraft, Kompost & Biogas Verband Österreich, IG-Holzkraft

Arbeitsschwerpunkte

Modellierung des Mengengerüsts in stündlicher Auflösung

- Das Dargebot der Erneuerbaren Energieträger sowie die Stromnachfrage aus den UBA-Szenarien werden in stündliche Einspeiseprofile transformiert
  (Stromsystemmodell (Dispatch) **HiREPs**)

Betrachtung des Netzes und der Versorgungssicherheit

- Detaillierte Modellierung des Übertragungsnetzes in Österreich
  (Stromsystemmodell **EDisOn**)

Marktanreize, Förderbedarf und Förderdesign

- Untersuchung der Wirkungsweise von Marktanreizsystemen – Analyse im Hinblick auf Kosten (Förderbedarf, Investitionsbedarf) und Nutzen (Vermeidung fossiler Energieimporte und von CO_2 Emissionen) plus qualitative Betrachtung weiterer Aspekte
  (Energiesystemmodell **Green-X**)

Eingangsparameter in der Modellierung

TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN

Energy Economics Group

KERNPARAMETER der techno-ökonomischen Bewertung: u.a. zur Entwicklung von Politikszenarien des Ausbaus Erneuerbarer unter Anwendung des Green-X Modells

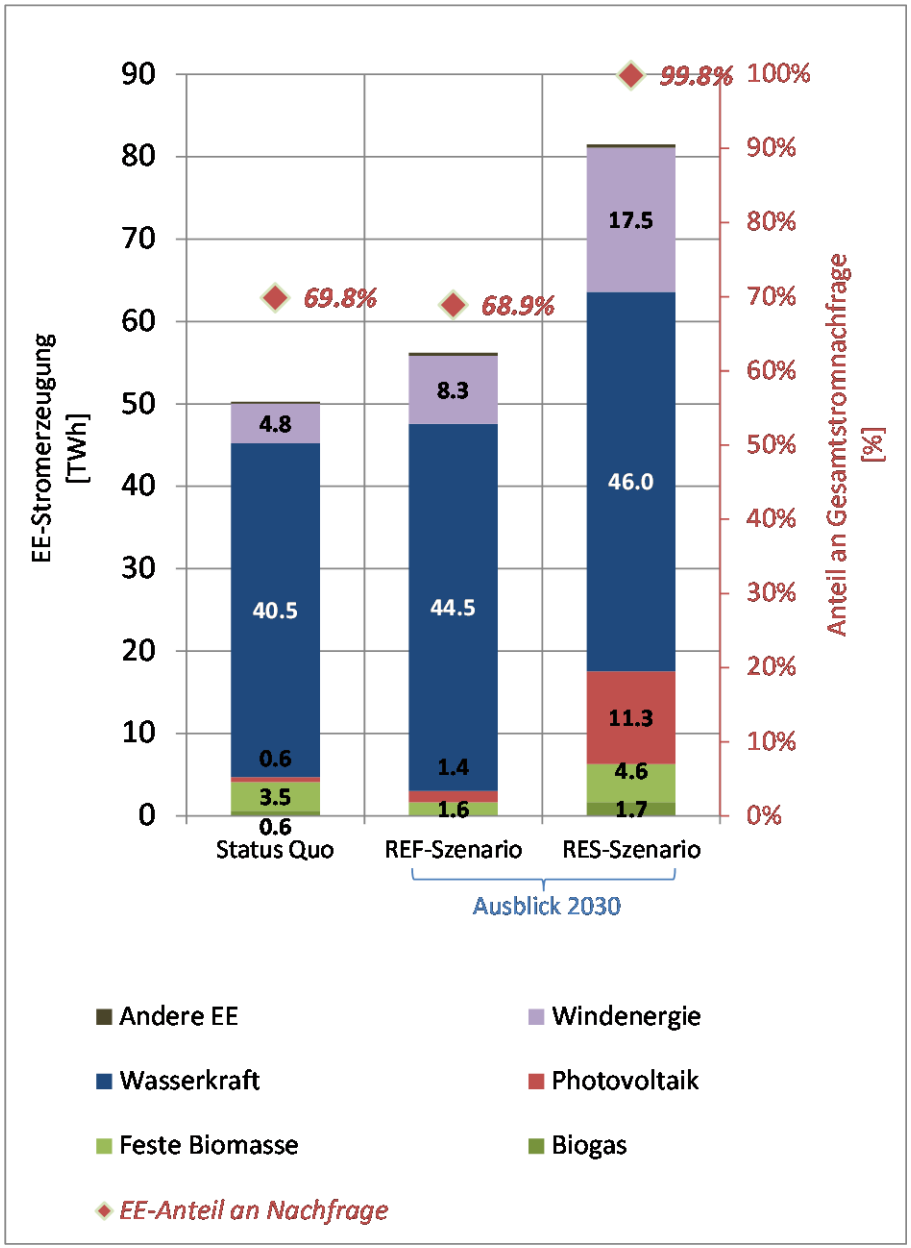
Ausbauziele für erneuerbare Energien in Österreich 2030:
Basierend auf UBA (2016): „Szenario Erneuerbare Energie 2030 und 2050“

Basierend auf PRIMES (EU-Energieprognosen)	Basierend auf der Green-X Datenbank (TU Wien)	Entwickelt für diese Untersuchung
Primärenergie- und CO_2-Preise	**Kosten Erneuerbarer (Investition, Brennstoff, O&M)**	**Förderpolitischer Rahmen für Erneuerbare**
Konventionelles Erzeugungsportfolio und Umwandlungseffizienz je Sektor und Land	**Potenziale Erneuerbarer**	**Strompreisentwicklung (basierend auf Nachfrage- und Energie/CO_2-Preistrends)**
CO_2 Intensität je Sektor und Land	Spezifikationen bzgl. Biomasse-Handel	Bewertung von Investitionsrisiken (auf WACC)
Energienachfrage je Sektor und Land	Technologiediffusion / Nicht-ökonomische Barrieren	
	Lernraten	

Szenarien im Überblick

- **Referenzszenario (REF) bzw. „No Policy“ Szenario:**
  - Auslaufen jedweder Förderungen für Strom aus neu zu errichtenden EE-Anlagen nach 2020
  - konservatives Bild, dient lediglich als Referenz für die techno-ökonomische und energie-politische Bewertung alternativer Pfade.
- **<u>EE-Zielszenario / Renewable (RES) Szenario</u>:**
  - (Bilanztechnisch) **Vollversorgung auf Basis Erneuerbarer im Jahr 2030***
  - Unterschiedliche Förderanreize zur Erreichung dieses Ziels werden untersucht

**im Einklang mit UBA-Szenario „Erneuerbare Energie 2030 und 2050“ (Krutzler et al., 2016).*



Quelle: UBA und Green-X Modell

Ergebnisse: *Stromerzeugung 2030 (vs. 2010)*

- (Bilanztechnisch) **Vollversorgung auf Basis Erneuerbarer im Jahr 2030**
- Substantielle Beiträge aller EE zur Deckung der Strom-nachfrage im Jahr 2030:
  - **Wasserkraft: 56%**
  - **Windenergie: 21%**
  - **Photovoltaik: 14%**
  - **Feste Biomasse: 6%***
  - **Biogas: 2%***

** Bioenergie: Substantielle Beiträge auch zur Deckung des Wärmebedarfs (dank KWK)*

	2010 [TWh]	2030 [TWh]
Kohle	4.9	0.0
Kohlegase	1.8	0.0
Öl	1.3	0.0
Erdgas	14.4	9.6
Wasserkraft	38.4	46.0
Photovoltaik	0.1	11.3
Wind	2.1	17.5
Feste Biomasse	3.6	4.6
Biogas	0.6	1.7
Andere EE	0.2	0.4
Summe	73.2	91.1
Import	2.3	-6.5
Inlandsnachfrage	70.3	81.6
Anteil EE an Erzeugung	61.6%	89.4%
Anteil EE an Verbrauch	64.2%	99.8%

RES Zielszenario: Stromerzeugung auf Technologieebene 2010 vs. 2030

Quelle: UBA und Green-X/EDisOn Modell

Arbeitsschwerpunkte

Modellierung des Mengengerüsts in stündlicher Auflösung

- Das Dargebot der Erneuerbaren Energieträger sowie die Stromnachfrage aus den UBA-Szenarien werden in stündliche Einspeiseprofile transformiert
  (Stromsystemmodell (Dispatch) **HiREPs**)

→ **IM FOKUS DER ANALYSE: FLEXIBILITÄT DURCH SEKTORKOPPLUNG**

Betrachtung des Netzes und der Versorgungssicherheit

- Detaillierte Modellierung des Übertragungsnetzes in Österreich
  (Stromsystemmodell EDisOn)

Marktanreize, Förderbedarf und Förderdesign

- Untersuchung der Wirkungsweise von Marktanreizsystemen – Analyse im Hinblick auf Kosten (Förderbedarf, Investitionsbedarf) und Nutzen (Vermeidung fossiler Energieimporte und von CO_2 Emissionen) plus qualitative Betrachtung weiterer Aspekte
  (Energiesystemmodell Green-X)

Ergebnisse: Stromerzeugung 2030 auf stündlicher Basis

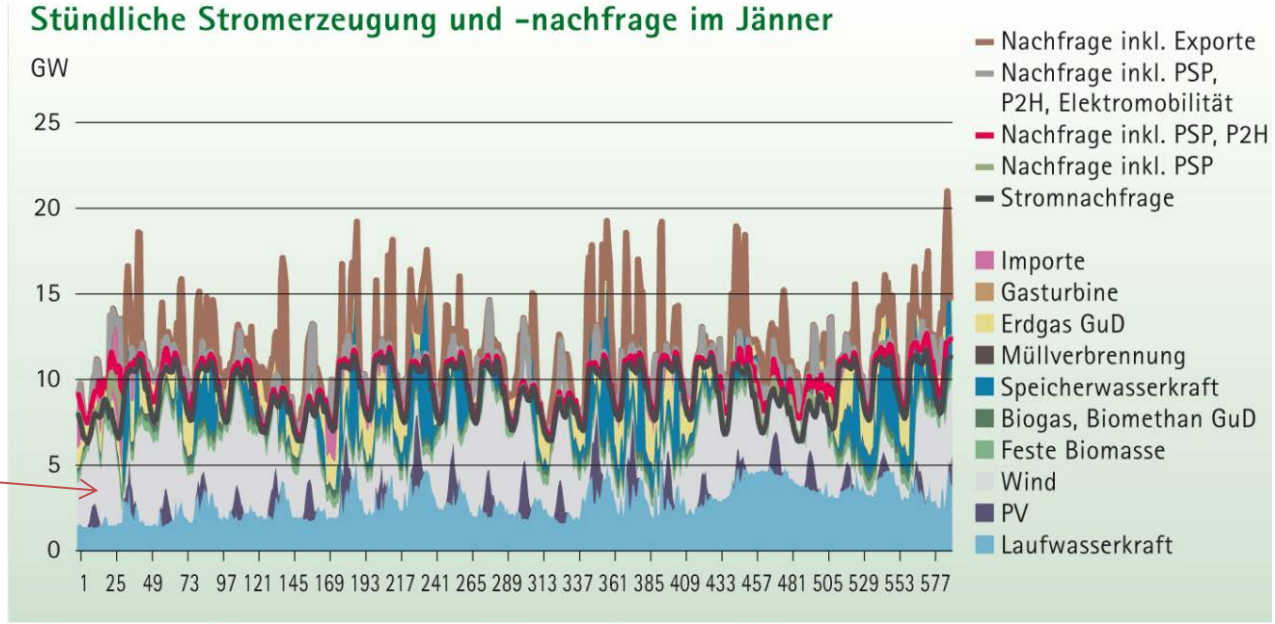
Winter (Jänner)
(rechts oben)

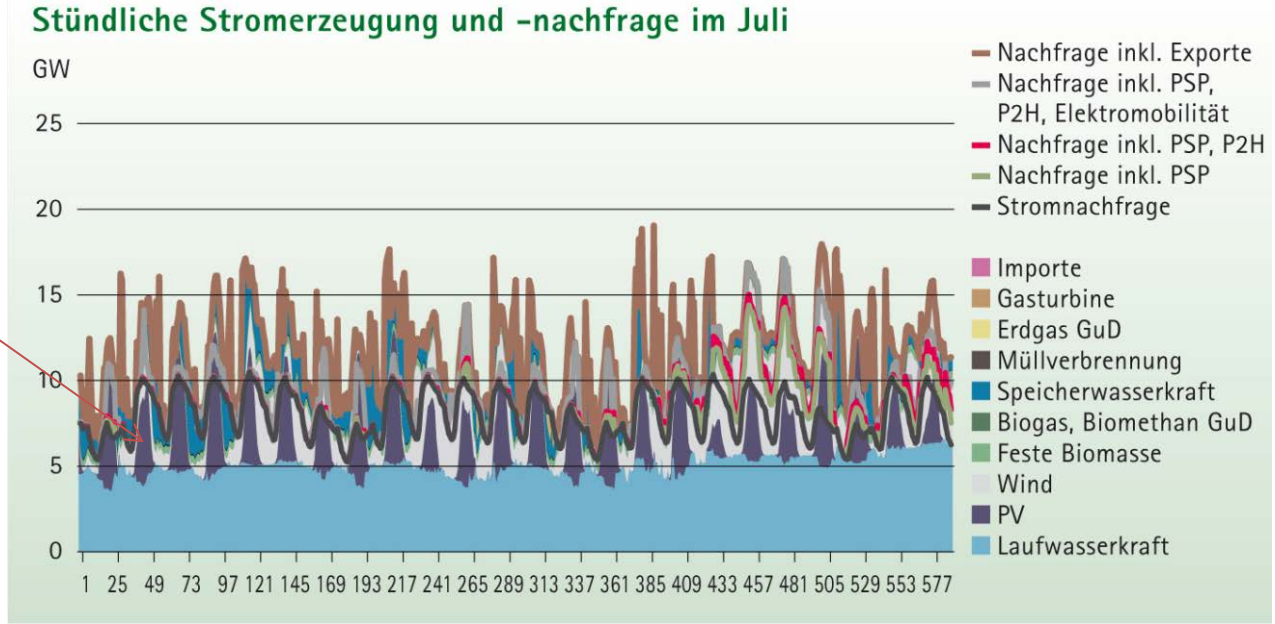
***Wind**, Biomasse, Wasserkraft (Speicher) signifikant*

vs.

***Photovoltaik** und Laufwasserkraft signifikant*

Sommer (Juli)
(rechts unten)





RES Zielszenario: Stromerzeugung in Österreich im Jänner und Juli 2030
Quelle: HiREPS Modell

Ergebnisse: Flexibilität durch Sektorkopplung

TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN

Energy Economics Group

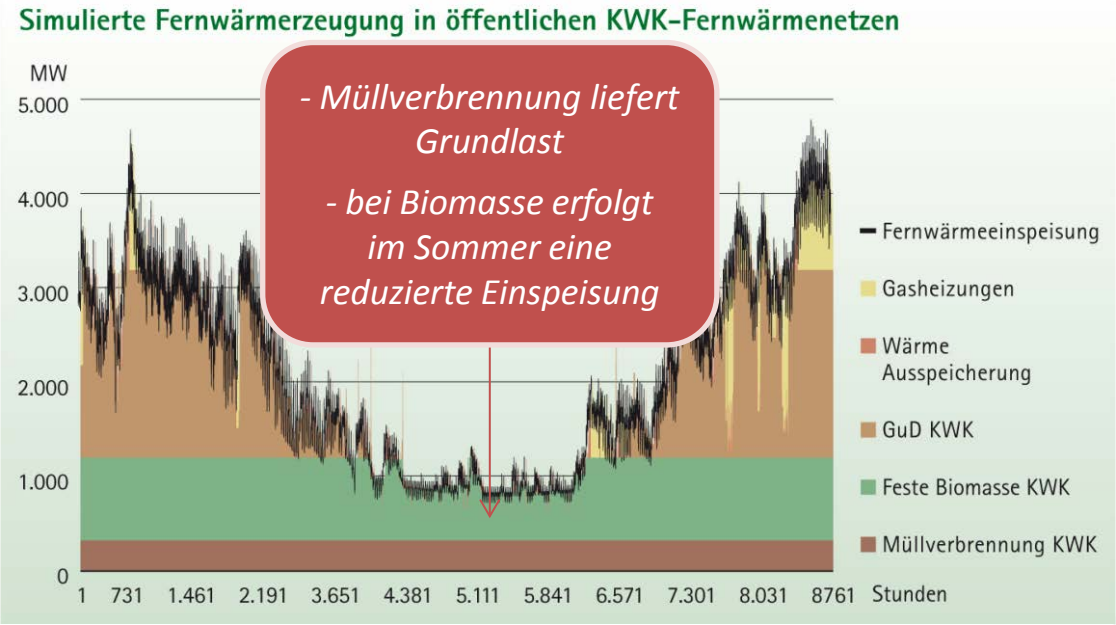
Kopplung mit Wärmesektor:

Fernwärmeerzeugung
(rechts oben)

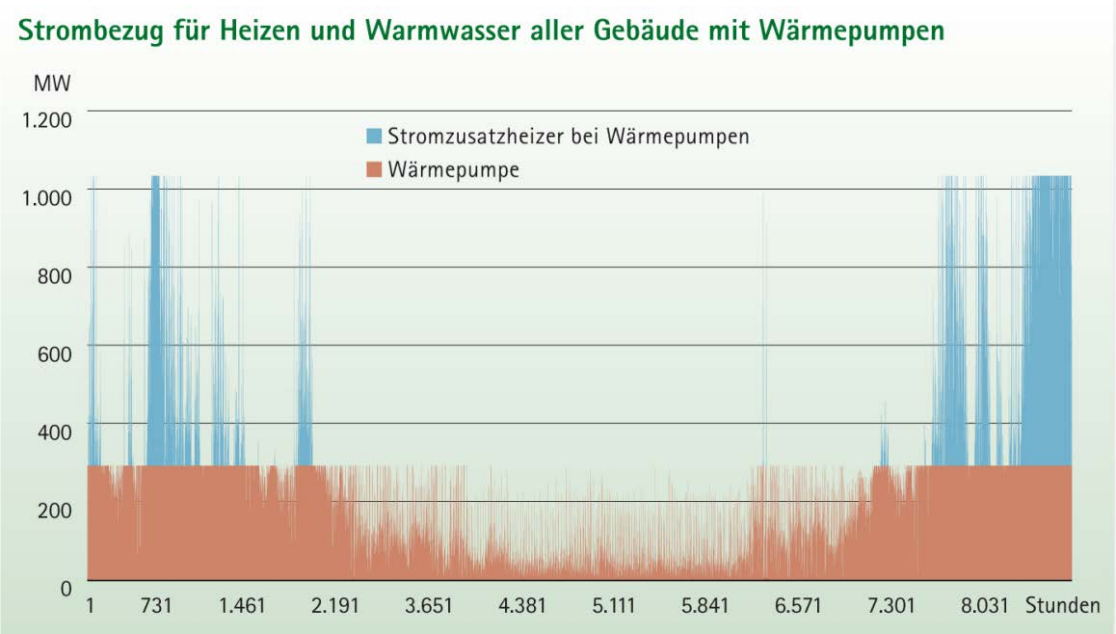
RES Zielszenario: Simulierte Fernwärmeerzeugung (in öffentlichen KWK-Fernwärmenetzen)
Quelle: HiREPS Modell

Strombezug für Heizen und Warmwasser in Gebäuden mit Wärmepumpen
(rechts unten)

RES Zielszenario: Strombezug für Heizen und Warmwasser in Gebäuden mit Wärmepumpen (10% aller nicht mit Fernwärme beheizten Gebäude)
Quelle: HiREPS Modell



- Müllverbrennung liefert Grundlast
- bei Biomasse erfolgt im Sommer eine reduzierte Einspeisung



Ergebnisse: Flexibilität durch Sektorkopplung

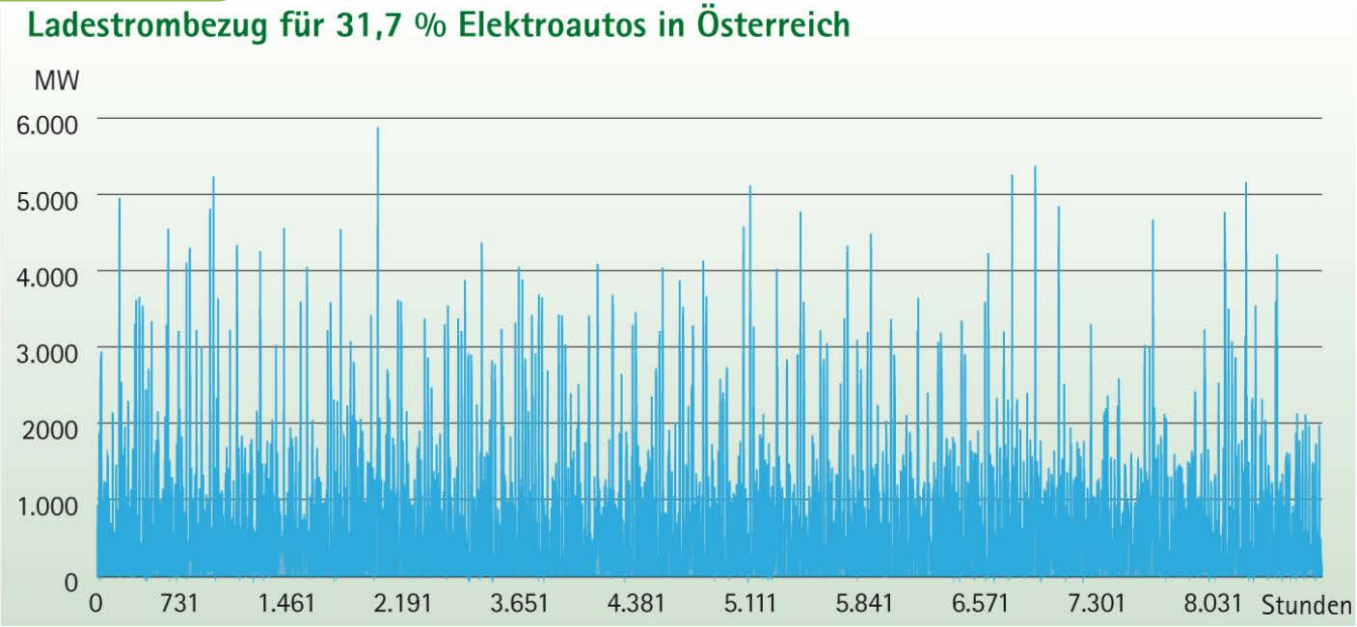
TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN

Energy Economics Group

Kopplung mit Transportsektor:

Elektromobilität
(rechts oben)

RES Zielszenario: Ladestrombezug bei rund ein Drittel Elektroautos im Jahr 2030
Quelle: HiREPS Modell



FAZIT zu Flexibilitätsoptionen & Sektorkopplung:

- Anhebung der Spotmarktpreise aufgrund höherer Nachfrage durch Elektromobilität und Wärmepumpen
  - ⇒ Smarte Ladestrategien im Bereich der E-Mobilität kompensieren dies teilweise
- Stabilisierung des PV Marktwerts durch Elektromobilität
- Pumpspeicherausbau < 200 MW
- Anbindung an das europäische Verbundnetz liefert Flexibilität, um volatile EE-Erzeugung auszugleichen - dies erwies sich als bedeutsame Flexibilitätsoption

Arbeitsschwerpunkte

TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN

Energy Economics Group

Modellierung des Mengengerüsts in stündlicher Auflösung

- Das Dargebot der Erneuerbaren Energieträger sowie die Stromnachfrage aus den UBA-Szenarien werden in stündliche Einspeiseprofile transformiert (Stromsystemmodell (Dispatch) HiREPs)

Betrachtung des Netzes und der Versorgungssicherheit

- Detaillierte Modellierung des Übertragungsnetzes in Österreich (Stromsystemmodell **EDisOn**)

→ **FOKUS DER ANALYSE: VERSORGUNGSSICHERHEIT & FLEXIBILITÄT**

Marktanreize, Förderbedarf und Förderdesign

- Untersuchung der Wirkungsweise von Marktanreizsystemen – Analyse im Hinblick auf Kosten (Förderbedarf, Investitionsbedarf) und Nutzen (Vermeidung fossiler Energieimporte und von CO_2 Emissionen) plus qualitative Betrachtung weiterer Aspekte
  (Energiesystemmodell Green-X)

Betrachtung des Netzes und der Versorgungssicherheit

Stromzukunft Österreich 2030

Bettina Burgholzer, Georg Lettner, Hans Auer
burgholzer@eeg.tuwien.ac.at
10. Juli 2017

Übersicht der Netzanalyse für das Jahr 2030

- Geographischer Umfang der Netzanalyse
  - Ausgangsnetz
  - Netzausbau bis 2030
- Fragestellungen
- Szenarien & Ergebnisse
- Bedarf an gesicherter Leistung – Versorgungssicherheit in Österreich
- Rolle dezentraler PV- und Biogasanlagen

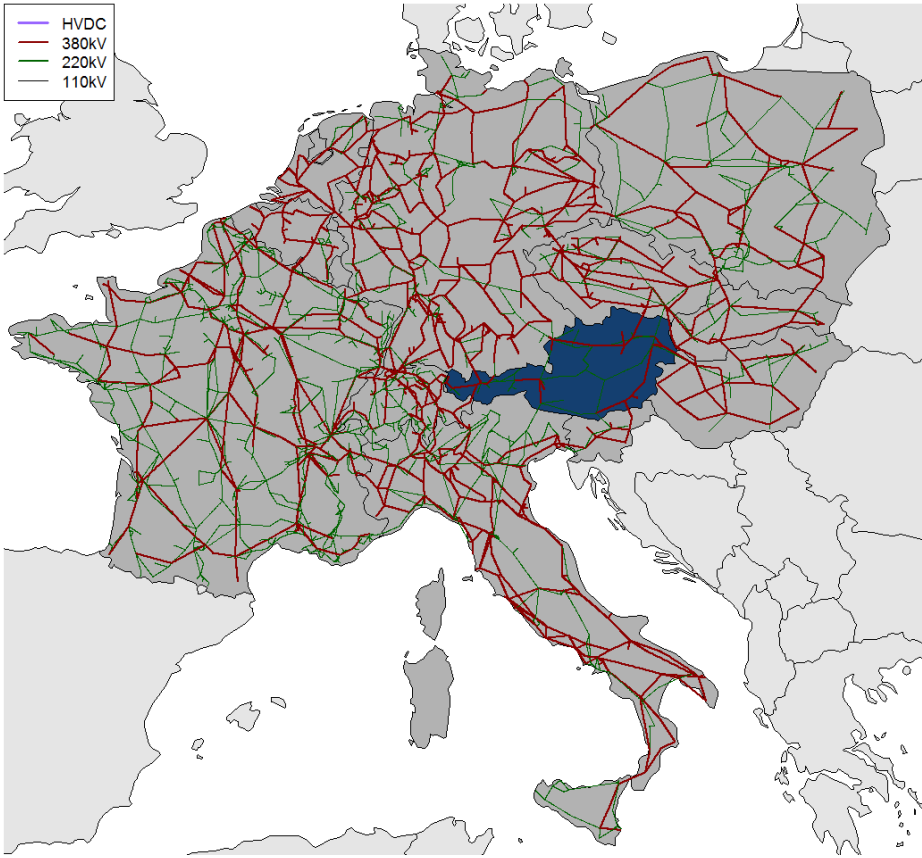
Geographischer Umfang - Stromnetz

- Verwendetes Modell: **EDisOn**
  = **E**lectricity **Dis**patch **O**ptimization
  → berechnet den lastflussbasierten Kraftwerkseinsatz, welcher zu minimalen Erzeugungskosten möglich ist!

- Ausgangsbasis:
  - ENTSO-E Referenznetz

- Berücksichtigte Netzerweiterungen:
  - TYNDP 2016, ENTSO-E
  - Netzentwicklungsplan 2016, APG
  - APG Masterplan 2030

	AT	Gesamt
Knoten	78	2269
Leitungen	88	3050



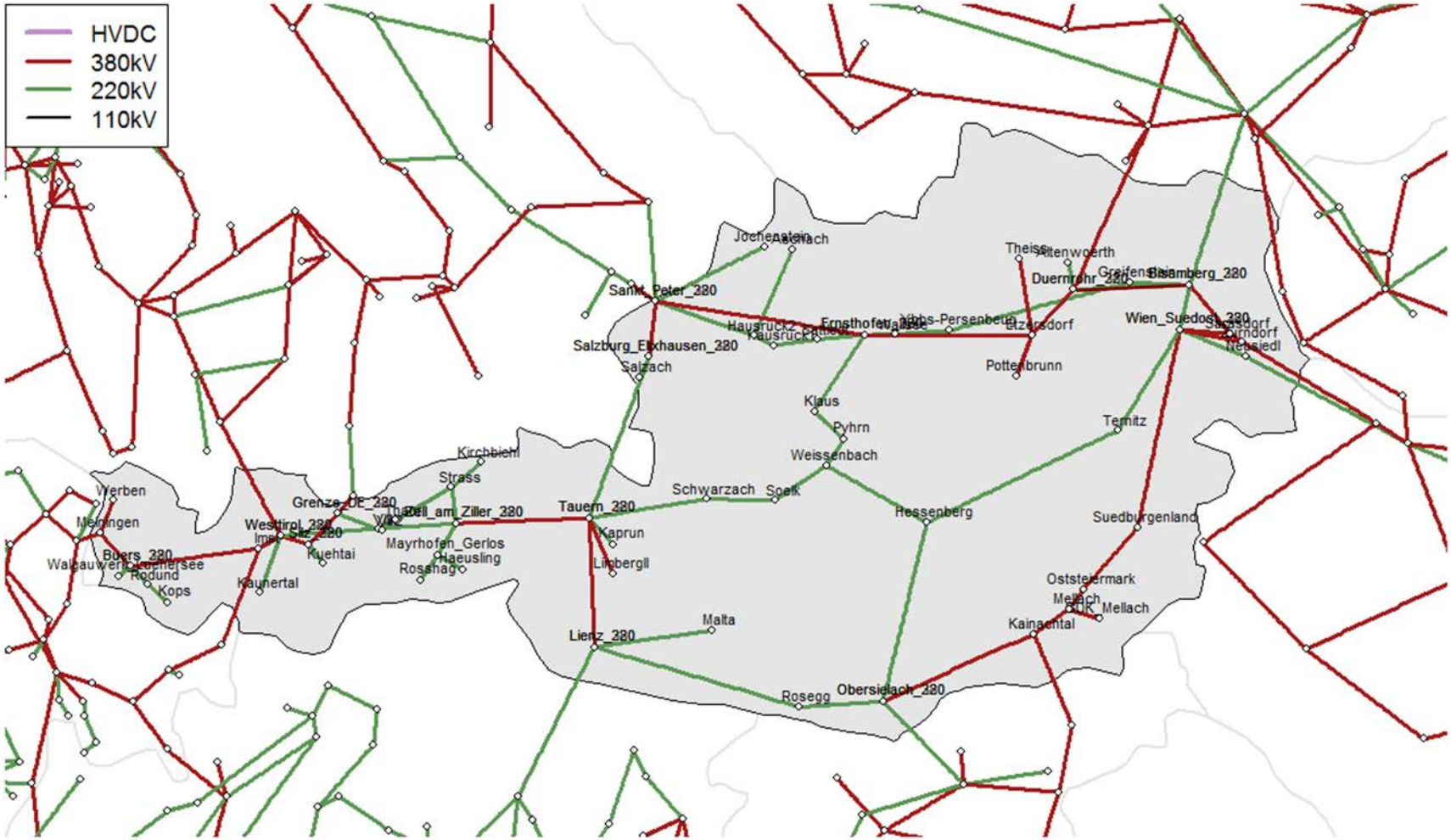
TYNDP = Ten-Year Network Development Plan
ENTSO-E = European Network of Transmission System Operators for Electricity

Quelle: Eigene Darstellung

Das österreichische Übertragungsnetz im Detail

AUSTRIA
Rheinau
Hüffenhardt
Neurott
Heilbronn
Kupferzell
Wiesloch
Neckarwestheim
Marbach DT3
Pulverdingen
Hoheneck
Winnenden
Endersbach
Altbach
Bünzwangen
Wendlingen
Metzingen
Laichingen
Engstlatt
Delmensingen
Vöhringen
Herbertingen
Waldshut
Stockach
Beuren
Grünkraut
Schlattingen
Weinfelden
Rauhenzell
Leupolz
Memmingen
Raitersaich
Goldshöfe
Ingolstadt
Gundremmingen
Rötensohl
Meitingen
Niederstotzingen
Gersthofen
Lechhausen
Oberbachern
Oberottmarshausen
Menzing
Oberbrunn
Ludersheim
Schwandorf
Irsching
Zolling
Föhring
Ottenhofen
Leitzachwerk
Regensburg
Sittling
Neufinsing
Marienberg
Rosenheim
Nußdorf
Walchenseewerk
Oberaudorf
Achensee
Kirchbichl
Strass
Zell/Ziller
Thaur
Vill
Krün
Langenegg
Werben
Meiningen
Imst
Westtirol
Walgauwerk
Bürs
Lünersee
Rodund I+II
Kops I+II
Kaunertal
Silz
Kühtai
Roßhag
Mayrhofen
Gerlos
Häusling
Sarelli
Mapragg
Vermunt
Bonaduz
Pradella
Ova Spin
Glorenza
Lana
Cardano
Tiefencastel
Tinzen
Campocologno
Premadio
Robbia
Löbbia
Mese
Lanzada
Poschiavino
Edolo
Grosio
Lavis
Soverzene
Pordenone
Udine
Plattling
Isar
Altheim
Kachlet
Egglfing
Ering
Simbach
Pirach
Braunau
Töging
Pleinting
Passau
Aschach
Jochenstein
Schärding
Ottensheim
St. Peter
Riedersbach
Salzach
Salzburg-
Elixhausen
Lenzing
Timelkam
Hausruck
Sattledt
Linz Mitte
Linz Süd
Voest Linz
Abwinden-
Asten
Wallsee
Ernsthofen
Ybbsfeld
Ybbs-P.
Melk
Lipno
Temelín
Kočín
Dasný
Dalešice
Dukovany
Slavětice
Sokolnice
Hodonin
Altenwörth
Theiß
Dürnrohr
Greifenstein
Korneuburg
Bisamberg
Leopoldau
Donaustadt
Freudenau
Simmering
Wien
Südost
Etzersdorf
Pottenbrunn
Sarasdorf
Stupava
Senica
Jaslovské
Bohunice
Křižovany
Bratisla
P. Biskupi
Neusiedl
Zurndorf
Schwechat
Ternitz
Großraming
Klaus
Pyhrn
Hieflau
Weißenbach
Sölk
Hessenberg
Südburgenland
Szombathely
Hintermuhr
Oststeiermark
Mellach
GDK Mellach
Werndorf
Kainachtal
Hévíz
Lenti
Schwarzach
Tauern
Kaprun
Limberg II
Hauptstufe
Oberstufe
Innerfragrant
Außerfragrant
Amlach
Lienz
Greuth
Malta
Reißeck
Schwabeck
Obersielach
Edling
Rosegg
Ferlach
Feistritz
Koralpe
Vuzenica
Ožbalt
M.Otok
Zlatoličje
Dravograd
Vuhred
Fala
Maribor
Formin
Varaždin
Cirkovce
Šoštanj
Nedeljanec
Dubrava
Čakovec
Moste
Medvode
Podlog
Trbovlje
Vrhovo
Okroglo
Mavčiče
Doblar
Buia
Somplago
Avče
Kleče
Plave
Brestanica
Soazza
Magadino
Fillisur
Sils
Sedrun
Lavorgo
Iragna
Ferrera
Soprana
Aathal
Wittenwil
Tössi
Montlingen
Obermooweiler
Grynau
Siebnen
Benken
Erfend
Breite
Winkeln
Meinfeld
Hausen
Limdorf
Erjettingen
Neckarwestheim
Kupferzell
Ludersheim
Schwandorf
Regensburg
Sittling
Plattling
Pleinting
Passau
Aschach
Linz Mitte
Linz Süd
Voest Linz
Abwinden-
Asten
Wallsee
Ybbs-P.
Melk
Ernsthofen
Ybbsfeld
Etzersdorf
Pottenbrunn
Sarasdorf
Simmering
Wien
Südost
Neusiedl
Zurndorf
Schwechat
Ternitz
Szombathely
Hévíz
Lenti
Nedeljanec
Dubrava
Čakovec
Brestanica
Kleče
Avče
Plave
Udine
Pordenone
Soverzene
Lavis
Grosio
Edolo
Poschiavino
Lanzada
Mese
Cardano
Floriano
Lana
Pradella
Ova Spin
Glorenza
Campocologno
Premadio
Robbia
Tinzen
Tiefencastel
Löbbia
Bonaduz
Mapragg
Sarelli
Kaunertal
Kops I+II
Rodund I+II
Lünersee
Silz
Kühtai
Roßhag
Mayrhofen
Gerlos
Häusling
Hauptstufe
Oberstufe
Kaprun
Limberg II
Innerfragrant
Außerfragrant
Amlach
Lienz
Greuth
Malta
Reißeck
Schwabeck
Obersielach
Edling
Rosegg
Ferlach
Feistritz
Koralpe
Vuzenica
Ožbalt
M.Otok
Zlatoličje
Dravograd
Vuhred
Fala
Maribor
Formin
Varaždin
Cirkovce
Šoštanj
Moste
Medvode
Podlog
Trbovlje
Vrhovo
Okroglo
Mavčiče
Doblar
Buia
Somplago
Avče
Kleče
Plave
Brestanica

Das aktuelle österreichische Übertragungsnetz



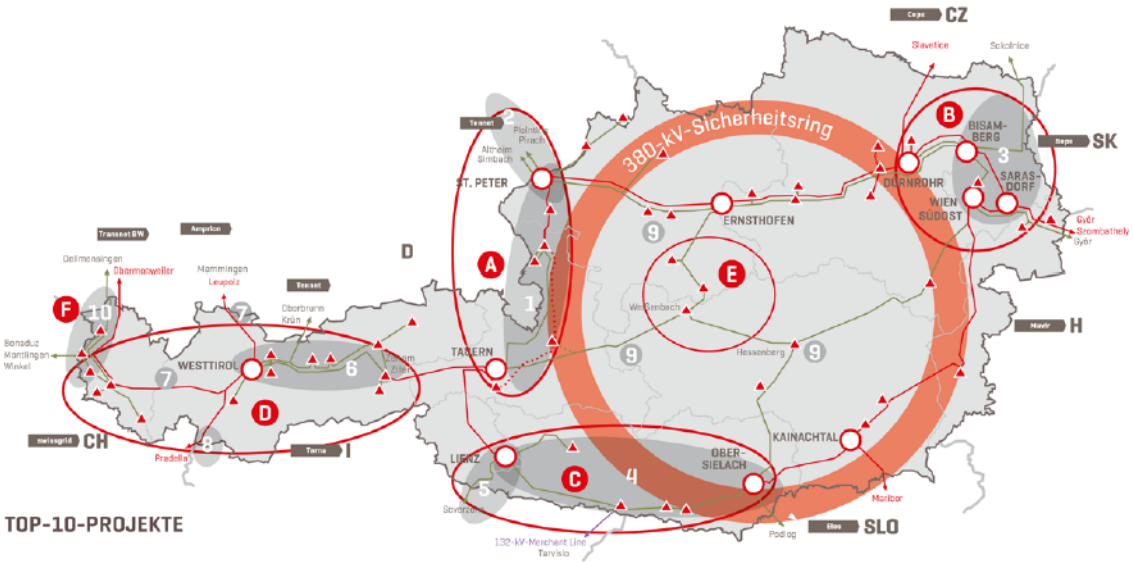
Darstellung der Modelldaten basierend auf ENTSO-E; Ist-Ausbauzustand

Angenommener Netzausbau bis 2030

- Als Grundlage für die folgenden Analysen dient das Übertragungsnetz in 2030. Folgende Annahmen wurden dabei berücksichtigt:
  - APG Masterplan und Netzentwicklungsplan bereits vollständig umgesetzt
  - Europaweit wurden die Projekte des ENTSO-E TYNDPs gemäß Zeitplan als realisiert angenommen

- Die Analyse soll notwendige Netzausbauten über das derzeitige Zielnetz 2030 hinaus identifizieren

TOP-10-Projekte des APG-Masterplan 2030



A Salzburgleitung und Deutschlandleitung, 380-kV-Ring, EE-Integration und Marktkopplung

1 Salzburgleitung
2 Deutschlandleitung (Kuppelleitung St. Peter – Deutschland)

B Netzintegration EE (v.a. Windkraft) im Netzraum Ost

3 Netzraum Ost Windintegration

C 380-kV-Ringschluss Österreich Süd, EE-Integration und Marktkopplung

4 Netzraum Kärnten (380-kV-Ringschluss)
5 Italienleitung (Kuppelleitung Lienz – Veneto Region)

D West Österreich, Netzintegration EE und Pumpspeicher, Marktintegration

6 Netzraum Tirol (Netzverstärkung Westtirol – Zell/Ziller)
7 Umstellung auf 380-kV-Betrieb (Systeme Westtirol – Memmingen/Bürs)
8 Reschenpass (Kuppelleitung Italien)

E Innerösterreichische 220-kV-Leitungen, (General-) Erneuerungen

9 Generalerneuerungen 220-kV-Leitungen

F EE-Integration, Marktkopplung Bodensee-Raum

10 Netzverstärkung Bodensee-Raum

Abbildung 3: Die TOP-10-Projekte des APG-Masterplan 2030

Berücksichtigte Projekte des NEP 2016

Netzentwicklungsplan 2016 für die Regelzone APG - Konsultationsversion

Nr.	Projekte im nationalen/europäischen Interesse	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
12-15	Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter - UW Salzburg											
15-1	UW St. Peter: 3. 380/220-kV-Umspanner	◊										
12-1	Netzraum Kaprun: 380-kV-Ausbau UW Kaprun - NK Tauern	◊										
13-1	UW Obersielach: 3. 380/220-kV-Umspanner		◊									
14-1	110-kV-Leitung Steinach - Staatsgrenze (Prati di Vizze / IT) TINETZ			◊								
15-3	UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner				◊							
15-2	UW Hessenberg: 220-kV-Blindleistungskompensation				◊							
15-6	Staatsgrenze AT-CZ: Phasenschiebertransformatoren				◊							
11-7	380-kV-Leitung St. Peter - Staatsgrenze (Isar/Altheim/Ottenhofen)				◊							
14-2	220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Generalerneuerung					◊						
11-8	Netzraum Weinviertel (Anschluss Windkraft)					◊						
11-12	Reschenpassprojekt					◊						
13-2	UW Westtirol: Umstellung Ltgs.system Memmingen (DE) auf 380 kV					◊						
11-9	UW Westtirol: 2. 380/220-kV-Umspanner						◊					
11-10	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter - NK Tauern							◊				
11-11	Zentralraum Oberösterreich								◊			
14-3	220-kV-Leitung Westtirol - Zell am Ziller: Leitungsverstärkung								◊			
11-14	Netzraum Kärnten										◊	
11-13	380-kV-Leitung Lienz - Staatsgrenze (Veneto Region/IT)											◊

Nr.	Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
13-3	UW Bisamberg: 4. 380/110-kV-Umspanner *Netz NÖ* (Anschluss Windkraft)	◊										
15-4	UW Ranshofen: 4. 110/20-kV-Umspanner *AMAG*		◊									
15-5	UW Zeltweg: 2. 220/110-kV-Umspanner *Energienetze Steiermark*		◊									
11-22	UW Jochenstein: 220/110-kV-Netzabstützung *Netz OÖ*		◊									
13-7	UW Neusiedl/Zaya: Netzabstützung *Netz NÖ* 220/110-kV-Erstausbau (Anschluss Windkraft)			◊								
16-1	UW Gerlos/Zell-Ziller: 110/25-kV-Netzabstützung und Funsingau *TINETZ*			◊								
16-2	UW Ternitz: 4. 220/110-kV-Umspanner			◊								
13-9	UW Zurndorf: 4. 380/110-kV-Umspanner *Netz Burgenland* (Anschluss Windkraft)				◊							
16-3	UW Bisamberg: 4. 220/110-kV-Umspanner				◊							
11-23	UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung *KNG-Kärnten Netz*				◊							
16-4	UW Matrei: 380/110-kV-Netzabstützung *TINETZ*					◊						
12-9	UW Hadersdorf/Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung *Energienetze Steiermark*								◊			
13-6	UW Wien Südost: 380-kV-Netzanschluss *Wiener Netze*									◊		

Nr.	Netzanschlussprojekte für Kraftwerke und Merchant Lines	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
12-7	UW Dürnrohr: 380-kV-Einbindung KW Dürnrohr EVN (Anschluss Windkraft)		◊									
14-4	UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe (Anschluss Windkraft)			◊								
14-5	110-kV-Leitung Obersielach - Schwabeck: Leitungsverstärkung (Anschluss Windkraft)					◊						
11-24	UW Molln: Einbindung KW Energiespeicher Bernegger						◊					

Tabelle 3: Übersicht der Umsetzungsprojekte; die Raute markiert das geplante Jahr der Inbetriebnahme; grün gekennzeichnet: neue Projekte im NEP 2016

Fragestellungen

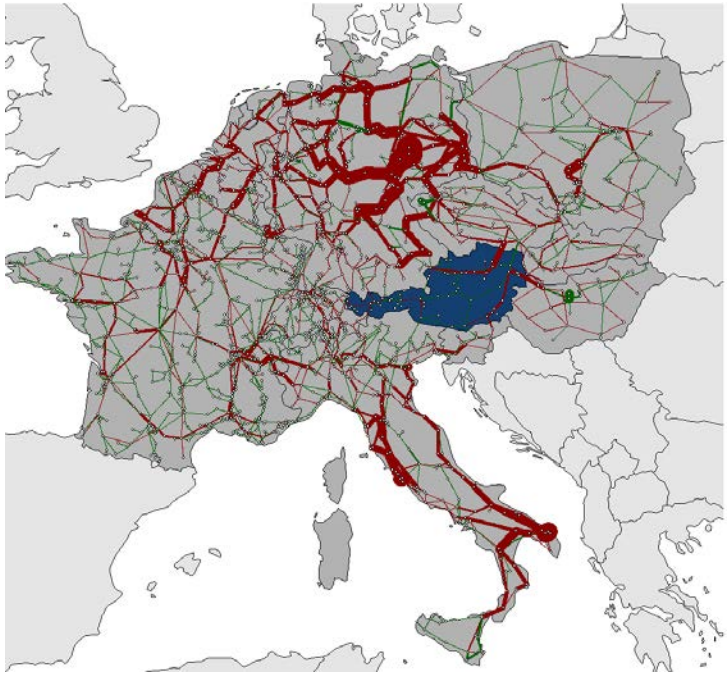
- Sind durch die Umsetzung des forcierten Ausbaus erneuerbarer Energien in Österreich (bzw. in Europa) signifikante Engpässe im österreichischen Übertragungsnetz zu erwarten?

- Welche Veränderungen des Netzes sind durch die Entwicklungen in Österreich bedingt bzw. welche aufgrund der Entwicklungen im umgebenden Ausland?

- Welche Erweiterungen des Leitungsnetzes sind erforderlich, um die Versorgungssicherheit in Österreich zu gewährleisten?

- Wie hoch ist der Bedarf an gesicherter Leistung im Jahr 2030 und ist die Abdeckung der jährlichen Spitzen(residual)lasten ausreichend sicher gestellt?

- Welche Rolle spielen dezentrale PV- und Biogasanlagen?



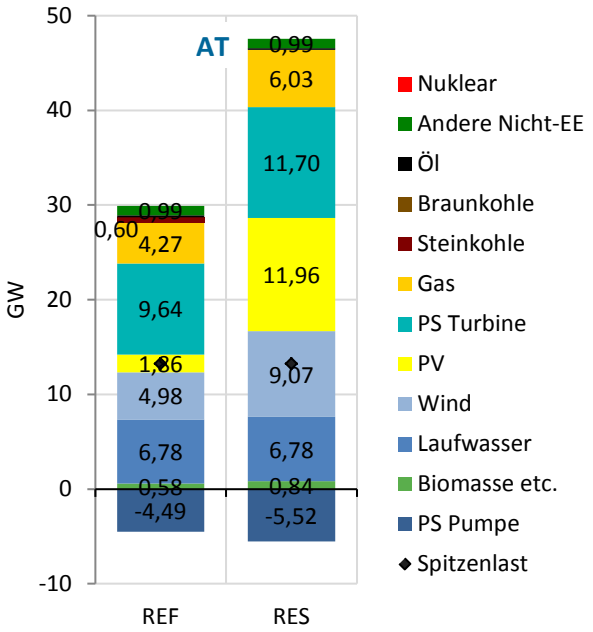
Quelle: Eigene Darstellung, Exemplarischer Testlauf.

Übersicht der betrachteten Szenarien

- Analysiert wurden vier verschiedene Szenarien,
  - REF = konservativer Ausbau erneuerbarer Energiequellen (EE)
  - RES = ambitionierter Ausbau EE
  - SensREF & SensRES = gegenläufige Entwicklungen in Österreich und den Nachbarländern

Szenarien	AT	Rest EU
Standard Baseline **(2030-REF)**	Baseline	Baseline (2030-Vision 1)*
Standard RES **(2030-RES)**	RES	RES (2030-Vision 3)*
Sens Baseline **(2030-Sensitivität REF)**	Baseline	RES (2030-Vision 3)*
Sens RES **(2030-Sensitivität RES)**	RES	Baseline (2030-Vision 1)*

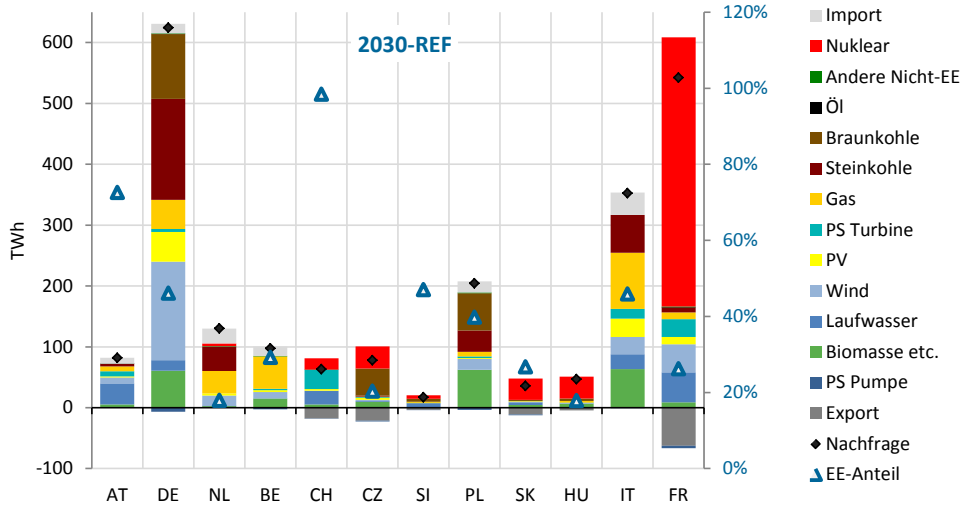
Installierte Kapazitäten in Österreich

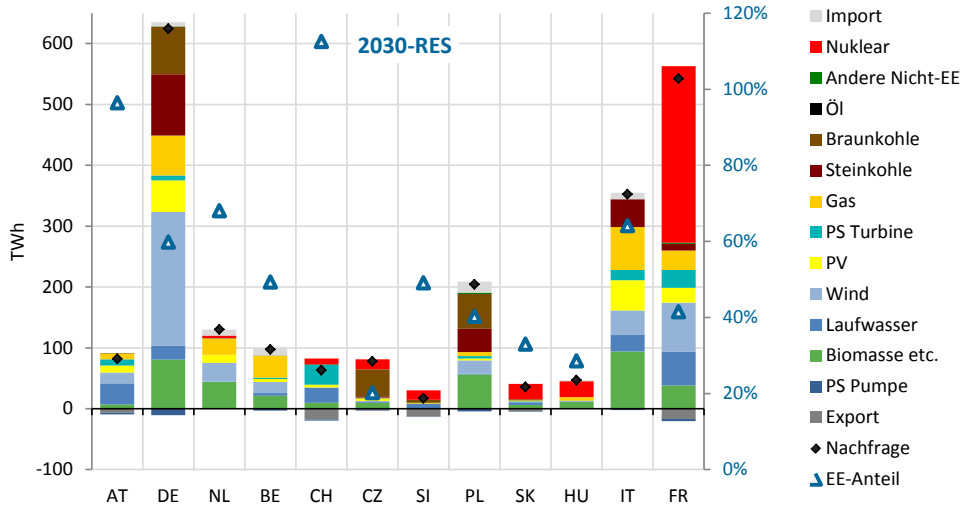


* Quelle: ENTSO-E, Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2016.

Stromerzeugungsstruktur & Kraftwerksmix

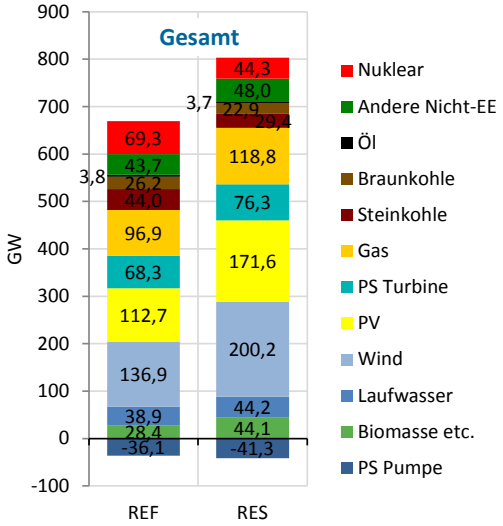
(alle Technologien in der Gesamtregion)





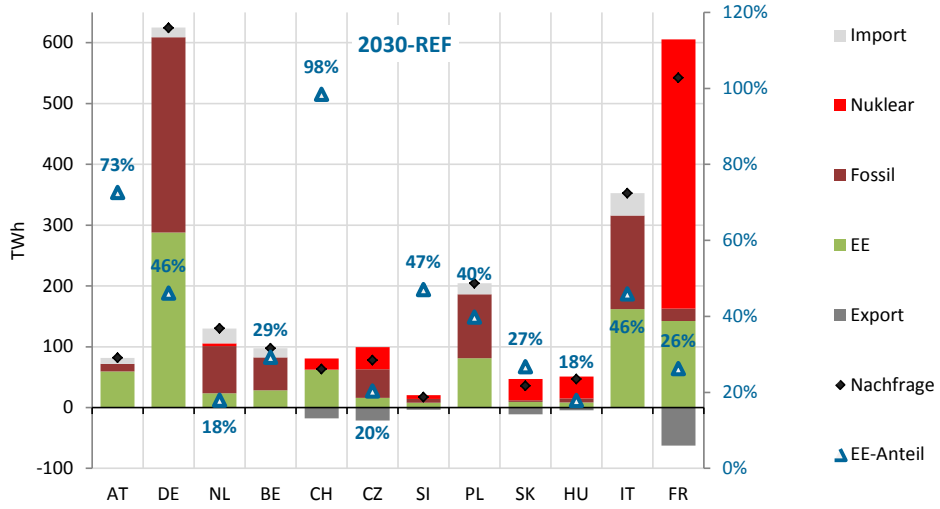
- REF: fossile und nukleare Stromerzeugung übersteigt Erzeugung Erneuerbarer
- RES: PV und Wind liefern den Großteil des “Grünen” Stromes

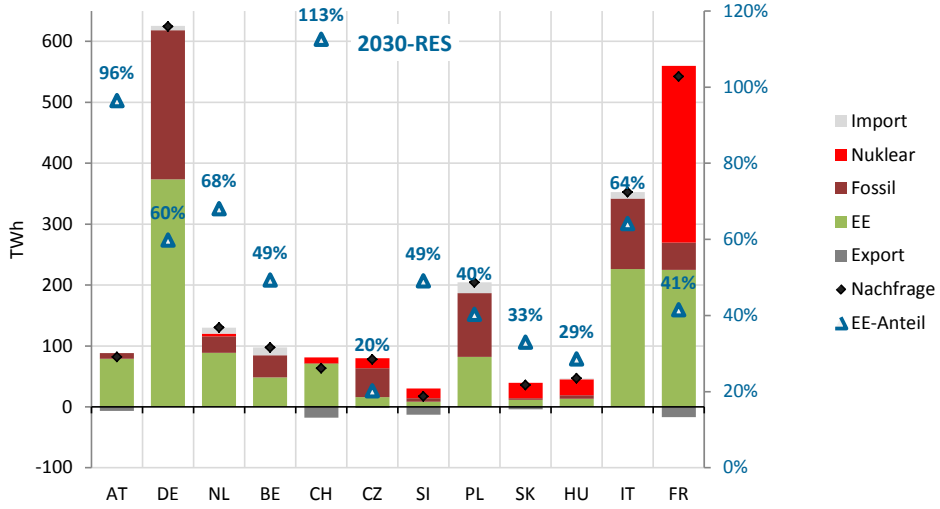
Installierte Kapazitäten Gesamt



Stromerzeugungsstruktur & Kraftwerksmix

(erneuerbar, fossil und nuklear in der Gesamtregion)

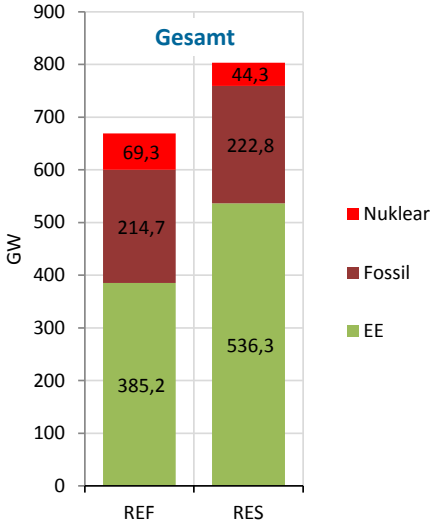




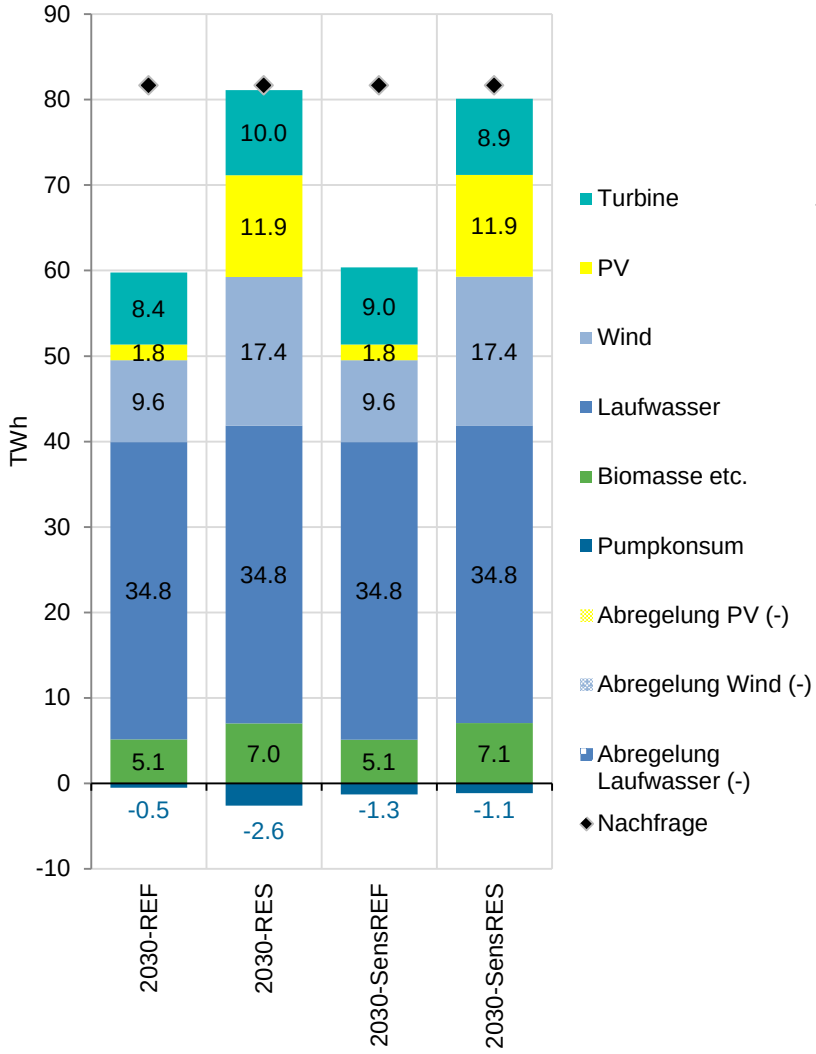
- EE-Anteil gemessen an der Stromendnachfrage in der Gesamtregion:
  - REF = 41%
  - RES = 57%

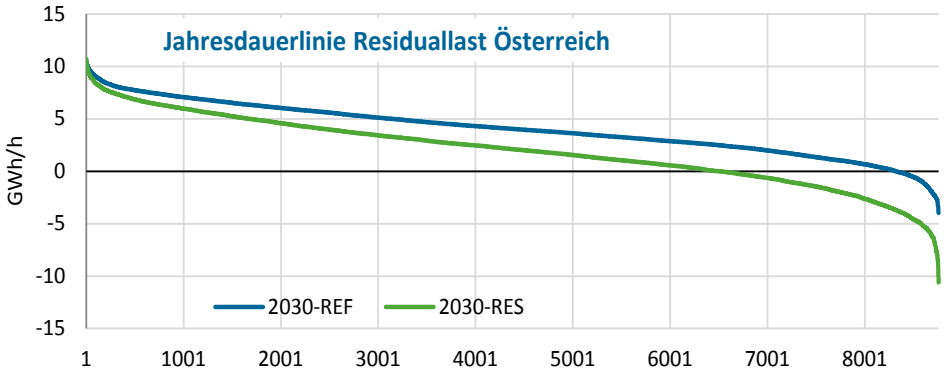
$$\text{EEAnteil} = \frac{\text{PV} + \text{Wind} + \text{Laufwasser} + \text{Bio} + \text{PS}^{\text{Erz}} - \text{PS}^{\text{Verbr}} \cdot \eta}{\text{Stromendnachfrage}}$$

Installierte Kapazitäten Gesamt



Stromerzeugung Erneuerbarer in Österreich und die Jahresdauerlinie der Residuallast



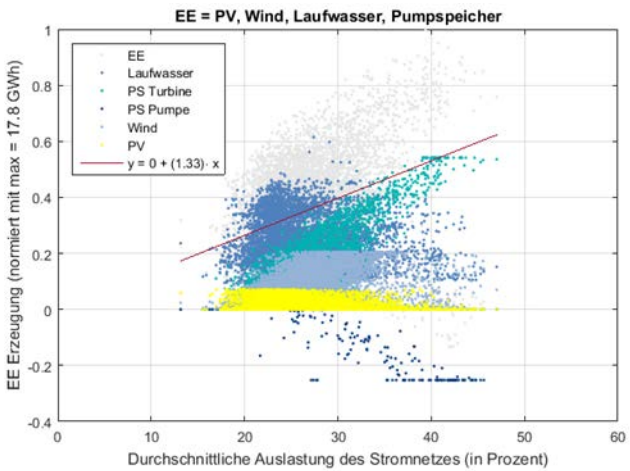


Aufgrund der höheren Einspeisung erneuerbarer Energiequellen im Szenario 2030-RES verschiebt sich die Residuallastkurve nach unten.
In mehr als 2000 Stunden des Jahres ist die Residuallast* daher negativ, d.h. Erzeugung Erneuerbarer übersteigt die Nachfrage → Exporte steigen

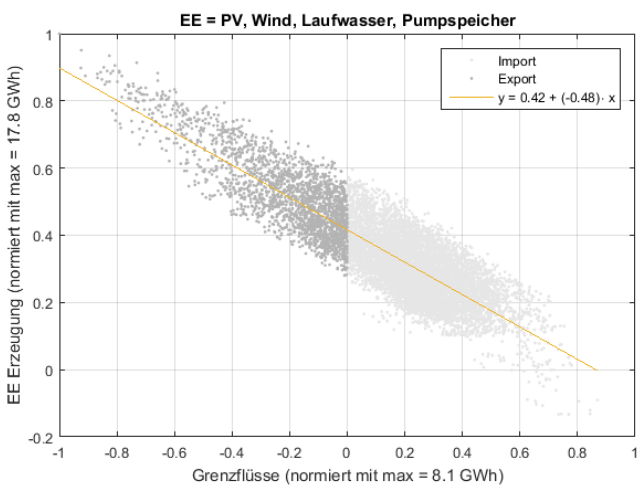
* Residuallast = Last – PV – Wind – Laufwasser

Linearer Zusammenhang der EE Stromerzeugung und der Leitungsauslastung bzw. Grenzflüsse

2030-REF

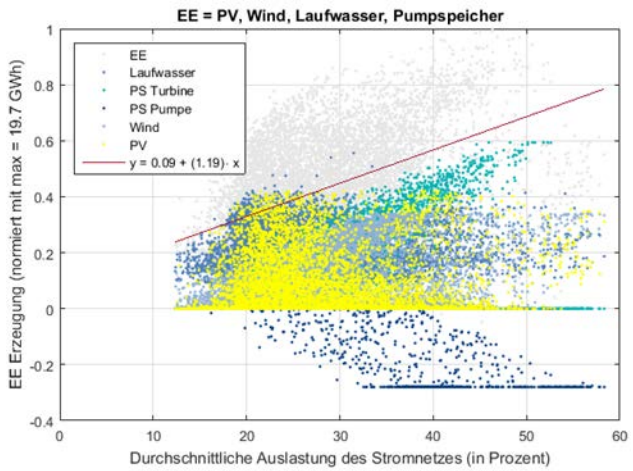


$EE \sim 1{,}33 \cdot \text{Auslastung}$

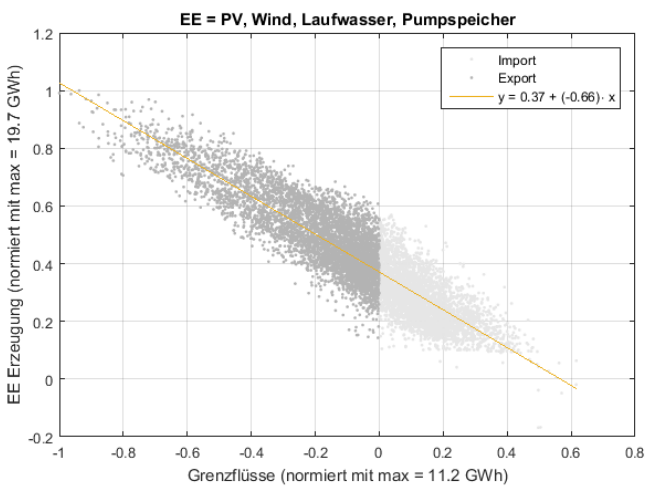


$EE \sim 0{,}42 - 0{,}48 \cdot \text{Transportbedarf}$

2030-RES



$EE \sim 0{,}09 + 1{,}19 \cdot \text{Auslastung}$



$EE \sim 0{,}37 + 0{,}66 \cdot \text{Transportbedarf}$

Für alle vier Analysen ergibt sich ein signifikanter linearer Zusammenhang, wobei für das Szenario 2030-RES jeweils eine näher bei 1 bzw. -1 liegende Korrelation beobachtet werden kann, d.h.

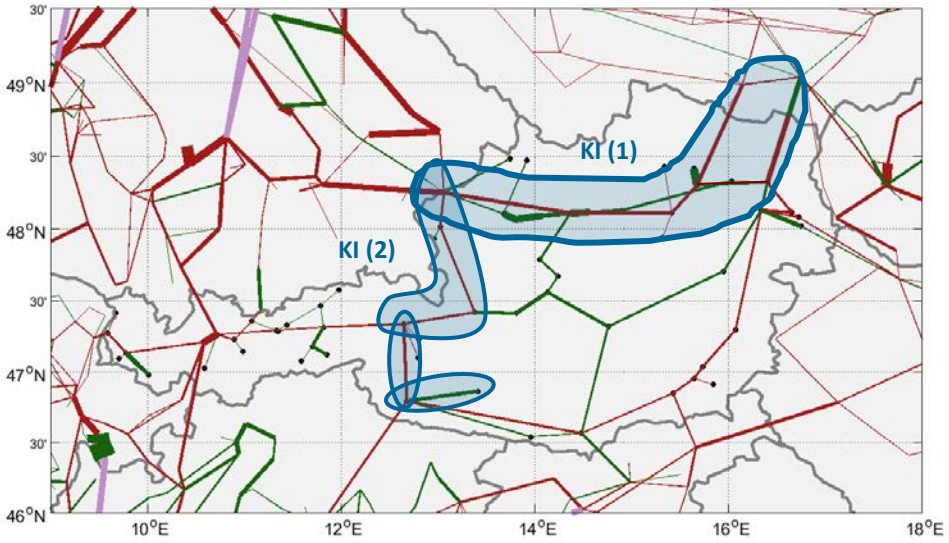
- die durchschnittliche Auslastung des Stromnetzes wird durch die Erzeugung aus EE beeinflusst,
- bei hoher Erzeugung aus EE steigt der Transportbedarf.

Kategorie I: Netzengpässe bedingt durch Entwicklungen in Nachbarländern

1) 380 kV Donauschiene (W-O) und 380 kV Weinviertelleitung zeigen in den Szenarien 2030 REF und 2030 SensRES (konservativer Ausbau EE in Nachbarländern) die gewünschte Wirkung und verhindern übermäßige Überlastungen (keine 80%-Überschreitung thermischer Limits)
Über die bereits als realisiert angenommenen Projekte hinaus ist bis 2030 kein weiterer Netzausbau notwendig

2) Lienz-Tauern, Lienz-Malta und Salzburgabschnitt sind in den Szenarien 2030 RES und 2030 SensREF (optimistischer Ausbau EE in Nachbarländern) zu 50% ausgelastet und in 20% des Jahres mit 80%-Überschreitung
Dies bestätigt, dass durch die bereits realisierten Netzprojekte eine starke Interaktion der Pumpspeicherkraftwerke mit den EE über das Übertragungsnetz erfolgt. Einzelne Kraftwerksleitungen sind tlw. stark ausgelastet.

Insgesamt kann die Wirksamkeit der bis 2030 realisierten Projekte nachgewiesen werden. Es zeigen sich bei starkem Pumpspeicher-ausbau hohe Auslastungen an den Anbindungen der bestehenden Standorte.



Kategorie II: Netzengpässe bedingt durch Entwicklungen in Österreich

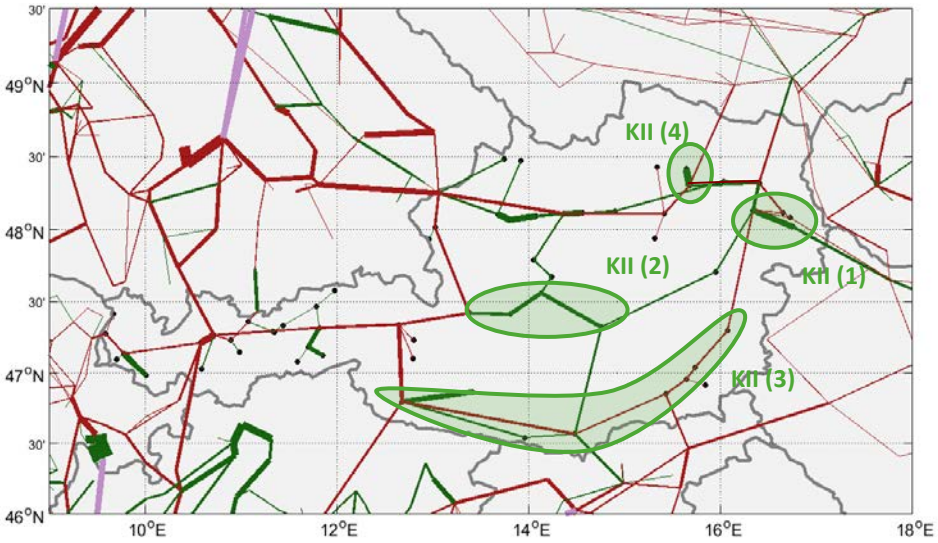
1) Starke Einbindung der Windkraft in das Übertragungsnetz (Wind-Umspannwerke im 380kV Netz in NÖ und Bgld.) ermöglichen hohe Windintegration bei nur geringen 80%-Überschreitungen

2) Die innerösterreichischen 220kV-Leitungen sind in den Szenarien 2030 RES und 2030 SensRES geringfügig überlastet (9-19% des Jahres 80%-Überschreitung)
→ Das Netzkonzept 380 kV Ring + Ertüchtigung der innerösterreichischen 220kV Leitungen ermöglicht starke Interaktion EE (Ost) – Speicher (West)

3) Steiermark – Kärnten: leichte 80%-Überschreitung im EE Szenario (bis 1% des Jahres)
→ vermehrte O-W-Flüsse aufgrund hoher Interaktion EE - Speicher

4) Einzelne Überlastungen von Kraftwerksleitungen (keine netzbetriebliche n-1 Verletzungen)

Die Lastflüsse können mit dem Netzkonzept 2030 gut übertragen werden. Durch den Anschluss von großen Pumpspeicher- und Windleistungen können lokale Überlastungen identifiziert werden, die zum Teil mit betriebliche Maßnahmen gelöst werden können.



Kategorie I+II: Einfluss der internationalen (Int) Entwicklungen stärker als nationale (Nat)

1) UW Bürs – Rodund – Kops: Zuleitungen zu den großen Pumpspeichern und Speichern in Vorarlberg, den Rodund- und Kopswerken mit einer installierten Turbinen- und Pumpleistung von über 1 GW.

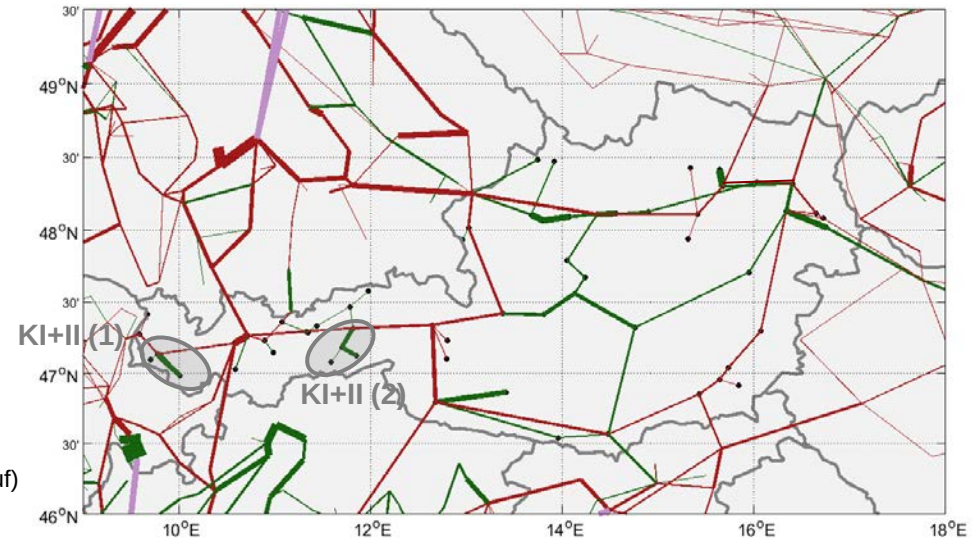
2) Zell am Ziller – Mayrhofen – Häusling: Zuleitung zu den großen Pumpspeichern und Speichern in Tirol, Roßhag, Häusling, Mayrhofen und Gerlos.

Bei Erweiterung der bestehenden Kraftwerke zeigen sich hohe Auslastungen der Kraftwerksleitungen; ggf. sind Verstärkungen notwendig

80%-Überschreitung:

			Nat & Int		Int > Nat	
Kat.	*Leitung*	*Spannung (kV)*	*2030 – REF*	*2030 – RES*	*2030 – SensREF*	*2030 – SensRES*
KI+II (1)	UW Bürs	220 - 380	4,4%	11,9%	7,8%	6,7%
KI+II (1)	Bürs - Rodund	220	12,2%	20,6%	16,0%	15,1%
KI+II (1)	Rodund - Kops	220	6,4%	15,4%	10,2%	9,8%
KI+II (2)	Zell am Ziller - Mayrhofen	220	6,3%	15,0%	10,0%	9,6%
KI+II (2)	Mayrhofen - Häusling	220	6,4%	15,2%	10,1%	9,7%

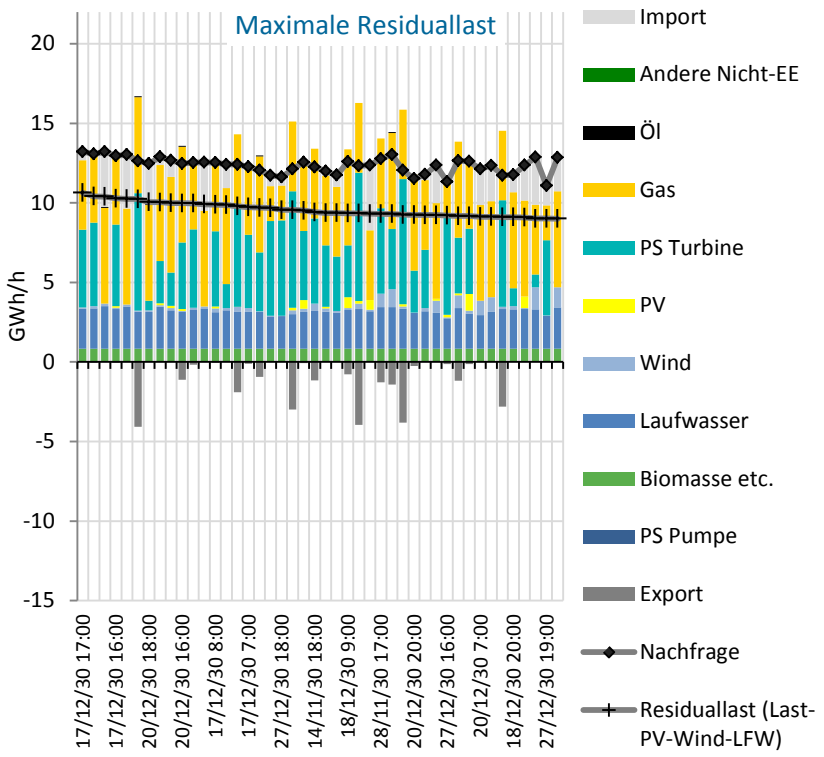
(in Prozent dargestellt, z.B. 10 % = in 876 Stunden tritt eine 80%-Überschreitung auf)



Bedarf an gesicherter Leistung zur Abdeckung der Spitzen(residual)lasten

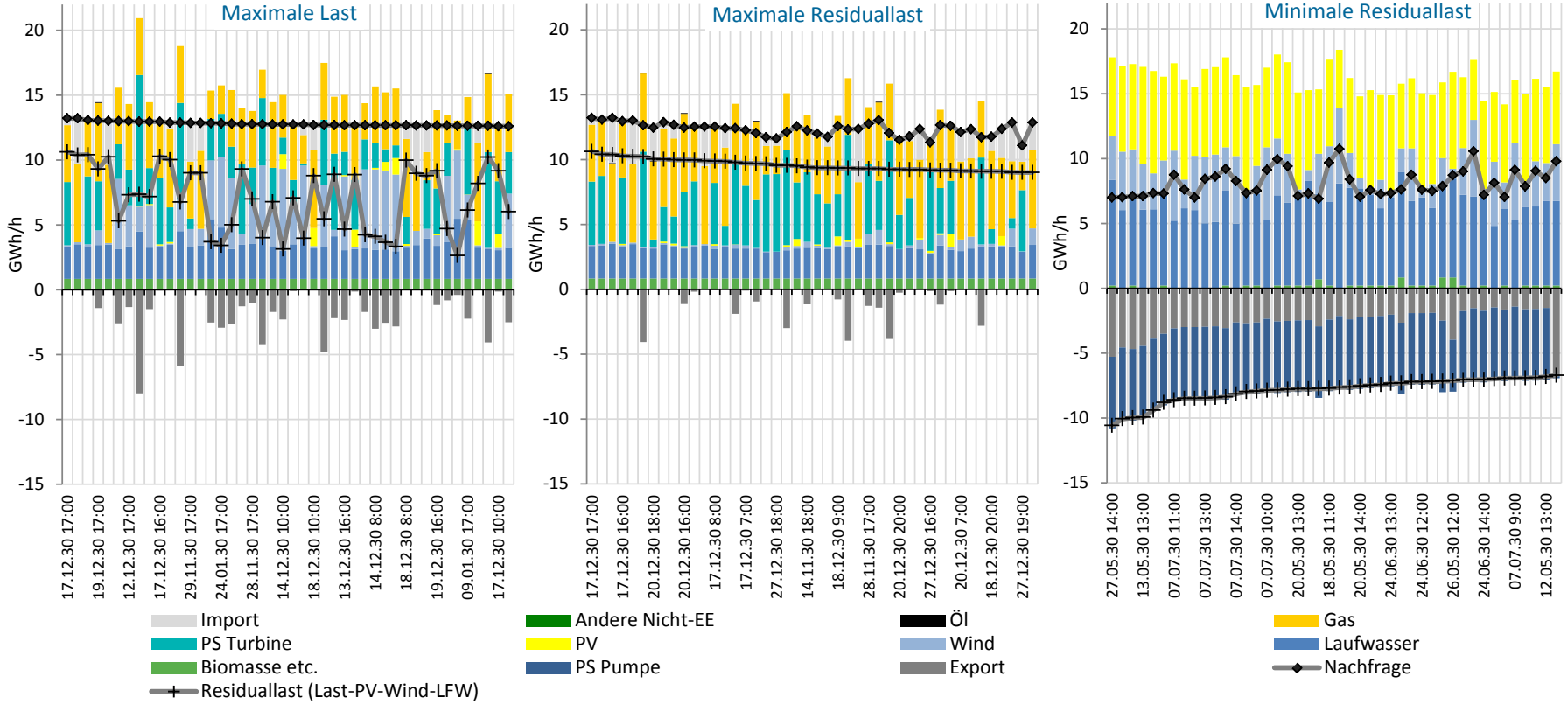
- Deckung der 0,5% Spitzenresiduallasten (=Last-PV-Wind-Laufwasser) durch die verschiedenen Erzeugungseinheiten ist in Österreich gewährleistet.

- Wichtige Größen* sind:
  - **„Energy Not Supplied“** (ENS), wird in MWh/Jahr gemessen.
    d.h. ENS=0 → Bedarf an gesicherter Leistung ausreichend
  - **„Loss Of Load Expectation“** (LOLE) dieser Wert wird an der Stundenanzahl pro Jahr ermittelt, in welcher die Stromnachfrage nicht zur Gänze durch die Erzeugung und durch Importe gedeckt werden kann.



* Quelle: ENTSO-E, „Mid-term Adequacy Forecast 2016“ (MAF).

Bedarf an gesicherter Leistung zur Abdeckung der Spitzen(residual)lasten



Sortierung/Typ	**Nachfrage / Residuallast (in GWh)**	**Export (in GWh)**	**Laufwasser**	**Biomasse**	**Wind**	**PV**	**PS Turbine**	**Gas**	**Import**
Max Residuallast	544 / 421	28	18%	6%	2%	1%	27%	38%	7%
Max Last	563 / 313	70	19%	6%	19%	2%	21%	30%	4%

Rolle dezentraler PV-Anlagen

- Technische und ökonomische Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber:
  - Durch die vermehrte Eigenverbrauchsabdeckung von dezentralen PV-Anlagen direkt beim Kunden („Prosumer“) sinkt der jährliche „Fremdstrombezug“ und somit ist der Verteilnetzbetreiber mit einem unmittelbaren „Umsatzproblem“ (d.h. reduzierten Umsatz), zumindest innerhalb einer Regulierungsperiode, konfrontiert.
  - Des Weiteren kommt es zu unterschiedlichen Netzfinanzierungsverteilungen der unterschiedlichen Netzkunden mit gleichen Anschlussbedingungen (Prosumer vs. Nicht-Prosumer).
  - Um diese Dilemma zumindest teilweise zu mildern, könnte z.B. im Netztarif die Leistungskomponente zu Lasten der verbrauchsabhängigen Komponente erhöht werden. Hierdurch würden aber auch ökonomische Anreize für Energieeffizienzmaßnahmen vermindert werden.
  - Aus technischer Sicht stehen die Verteilnetzbetreiber vor allem durch die Überschusseinspeisung - im Wesentlichen durch ein Anheben der Spannung bemerkbar - der dezentralen PV-Anlagen vor großen Herausforderungen.

Rolle dezentraler PV-Anlagen

- Möglichkeiten um Spannungsbandverletzungen und weitere technische Probleme zu verhindern sind:
  - Blindleistungsregelung: entweder direkt am Wechselrichter oder auf der Verteilnetzebene
  - Spannungsregelung: kann übergeordnet zusammengefasst werden in Form von Last- und Erzeugungsmanagements
  - Phasen-Asymmetrien: Durch zukünftige Verwendung von ausschließlich dreiphasigen Wechselrichtern auch in kleinen PV-Leistungsklassen können Schieflasten im Verteilnetz verhindert werden.
  - Investition in Komponenten/Betriebsmittel des Verteilnetzbetreibers:
    - konventionelle Transformatoren: 250-400-630 kVA → 6.750-8.250-11.250 €
    - regelbare Transformatoren: 250-400-630 kVA → 18.750-20.250-23.250 €

Dezentralität von Biogasanlagen

Biogasanlagen können in vielfältiger Weise als unterstützende erneuerbare Technologie angesehen werden, die die Photovoltaikintegration forciert.

- Die wichtigsten netzdienlichen und sonstigen Energiedienstleistungen von Biogasanlagen in diesem Zusammenhang sind:
  - Lieferung von Blindleistung
  - Lieferung von Momentanreserve
  - Lieferung von Ausgleichsenergie bzw. der gesicherten Grundlastversorgung
  - Möglichkeit dezentraler Netzentlastung in den Verteilnetzen
  - Geringere Ausbaunotwendigkeit von Ortsnetz-Transformatoren
  - Möglichkeit des Schwarzstarts
  - Energieübertragung/Zwischenspeicherung von Biomethan via Gasnetz

TECHNISCHE UNIVERSITÄT WIEN

Energy Economics Group

DIPL.-ING. BETTINA BURGHOLZER

Technische Universität Wien
Institut für Energysysteme und elektrische Antriebe
Energy Economics Group – EEG

Gußhausstraße 25-29 / E370-3
1040 Wien, Austria

[T] +43 1 58801 370 366
[F] +43 1 58801 370 397
[E] burgholzer@eeg.tuwien.ac.at
[W] www.eeg.tuwien.ac.at

Arbeitsschwerpunkte

Modellierung des Mengengerüsts in stündlicher Auflösung

- Das Dargebot der Erneuerbaren Energieträger sowie die Stromnachfrage aus den UBA-Szenarien werden in stündliche Einspeiseprofile transformiert
  (Stromsystemmodell (Dispatch) HiREPs)

Betrachtung des Netzes und der Versorgungssicherheit

- Detaillierte Modellierung des Übertragungsnetzes in Österreich
  (Stromsystemmodell EDisOn)

Marktanreize, Förderbedarf und Förderdesign

- Untersuchung der Wirkungsweise von Marktanreizsystemen – Analyse im Hinblick auf Kosten (Förderbedarf, Investitionsbedarf) und Nutzen (Vermeidung fossiler Energieimporte und von CO_2 Emissionen) plus qualitative Betrachtung weiterer Aspekte
  (Energiesystemmodell **Green-X**)

Fördersysteme im Vergleich:

Szenarien im Überblick

Betrachtete Szenarien:

- **No Policy: Keine dezidierten EE Förderpolitiken** nach 2020 (keine EE-Zielerreichung), *dient als Referenz für RES-Zielszenarien*

RES-Zielszenario: 3 Politikvarianten

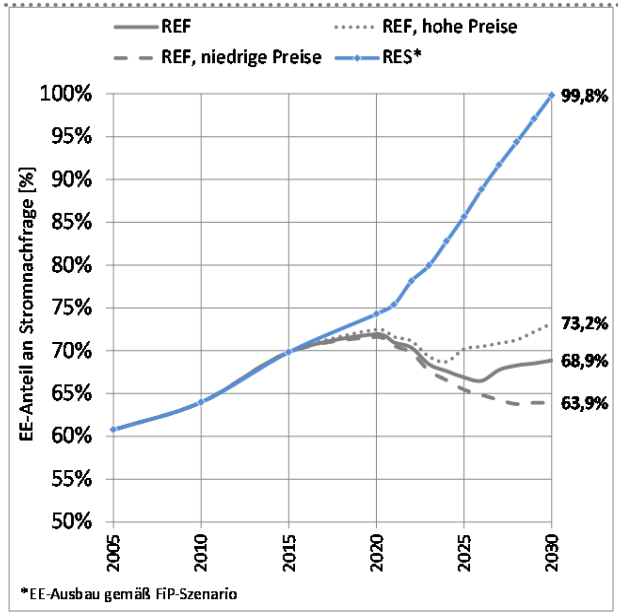
- **QUO: „Least Cost" EE-Ausbau bei technologieneutraler Förderung** – Förderung auf Basis von Grünstromzertifikaten (Zielerreichung bei EE-Gesamt vorausgesetzt)
- **TEN: Ausschreibungen für EE Anlagen nach 2020** - Förderung auf Basis von gleitenden Marktprämien, wettbewerbliche Preisfestlegung (Zielerreichung auf EE-Technologieebene vorausgesetzt)
- **FiP: Marktprämien für EE Anlagen nach 2020** - Förderung auf Basis von gleitenden Marktprämien, administrative Preisfestlegung (Zielerreichung auf EE-Technologieebene vorausgesetzt)

Anmerkung: Alle nachfolgenden Kostenangaben in $€_{2010}$ (real)

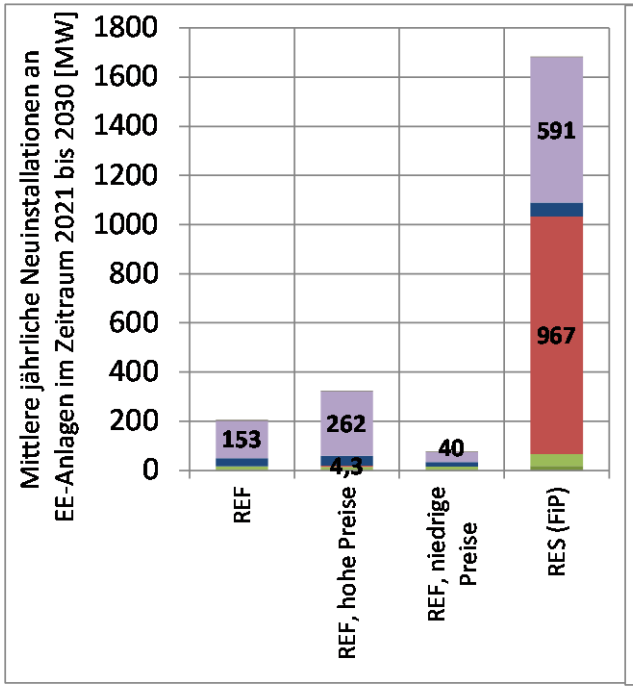
Der Einfluss dezidierter Förderanreize auf EE-Ausbau und Investitionen

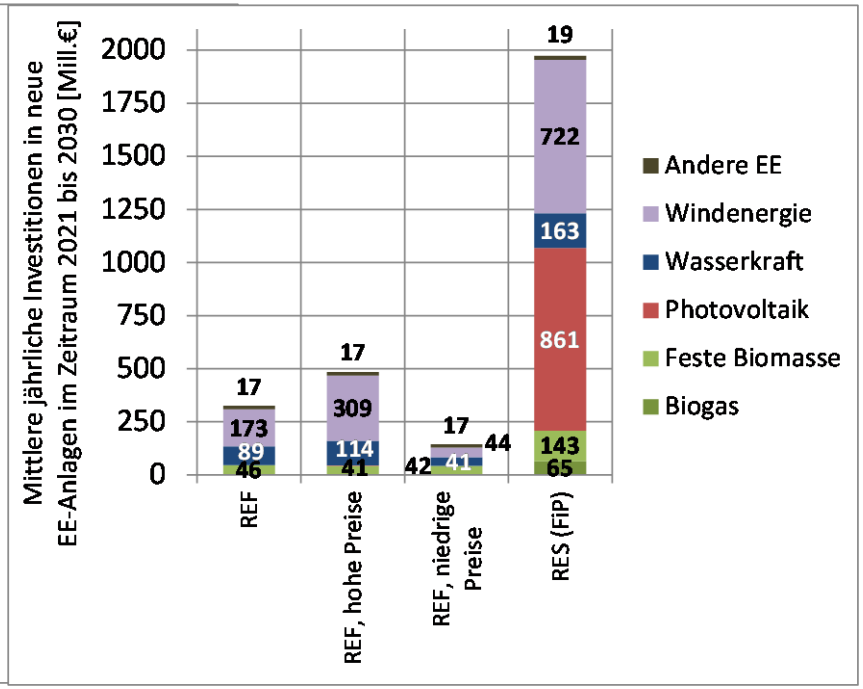
RES (FiP) vs. No-Policy (REF) Szenario:

- bei einem Wegfall von Förderanreizen (REF-Szenario): äußerst verhaltener Ausbau der Erneuerbaren bis 2030
- Investitionen brechen in Folge massiv ein, was negative Auswirkungen auf Beschäftigung und Wertschöpfung zur Folge hat



(OBEN) Künftige Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 – relativ (als Anteil an Gesamtstromnachfrage)
Quelle: Green-X Modell





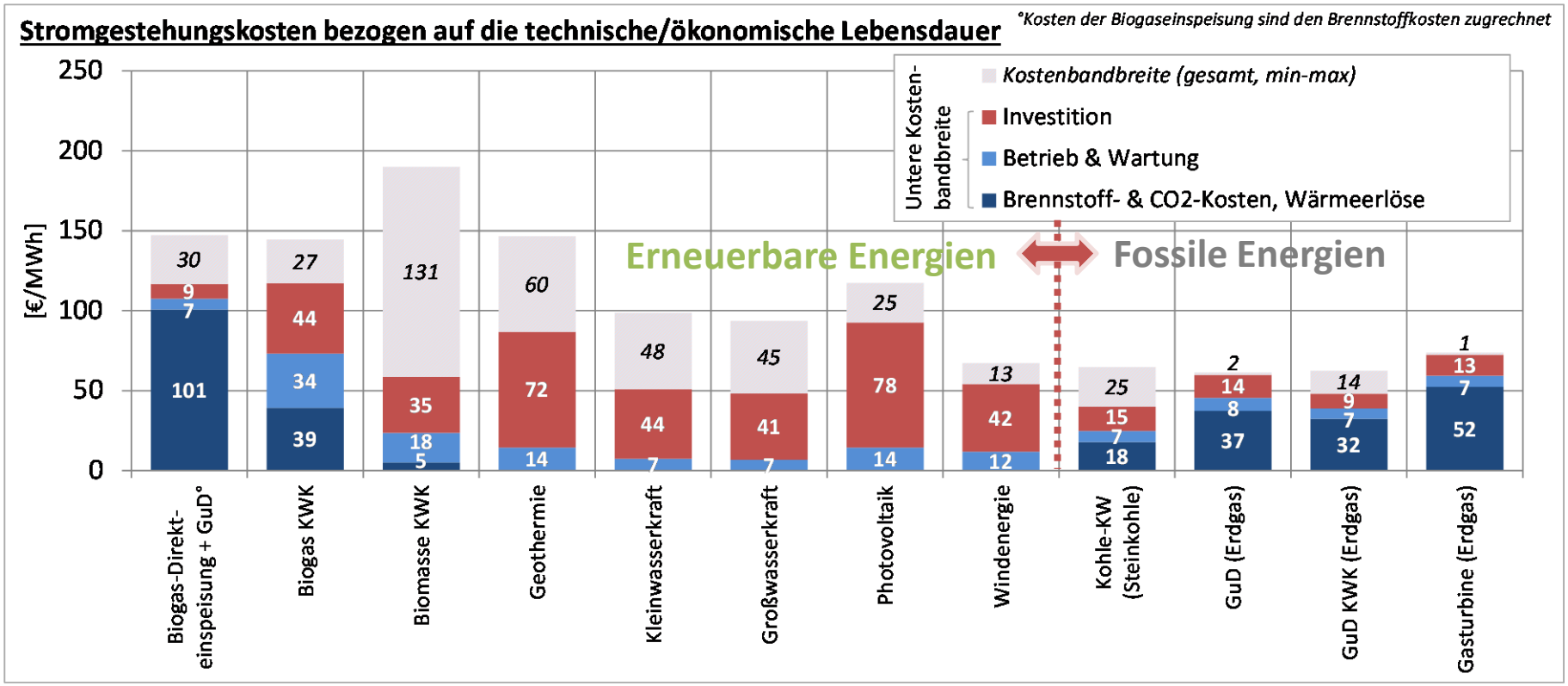
(LINKS) Mittlere (2021-2030) Neuinstallationen und korrespondierende Investitionen
Quelle: Green-X Modell

Der resultierende Förderbedarf: Zentrale Eingangsgrößen …

Stromgestehungskosten

erneuerbarer vs. fossiler Erzeugung

Status Quo (2017)



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

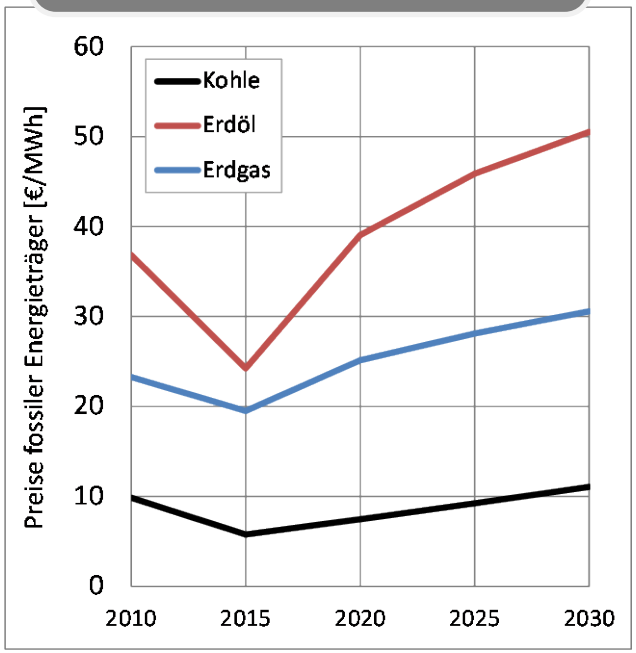
Quelle: Green-X Datenbank

Der resultierende Förderbedarf: Zentrale Eingangsgrößen …

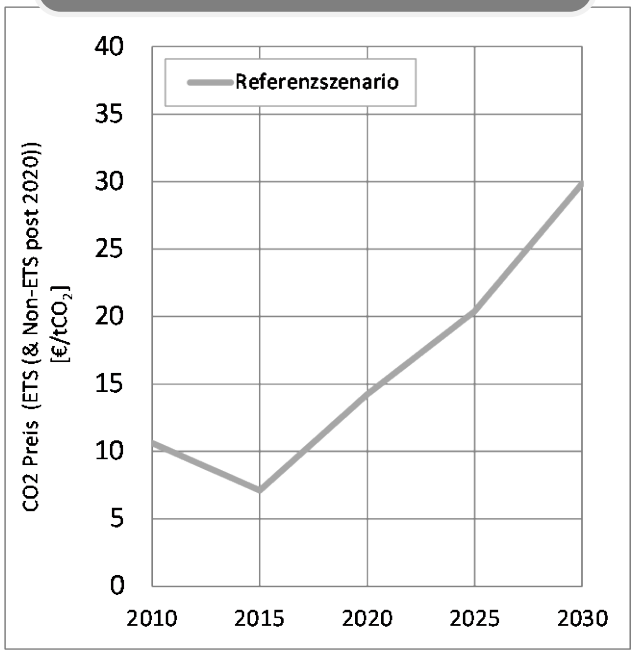
Künftige Energiepreisentwicklung

Trends bis 2030

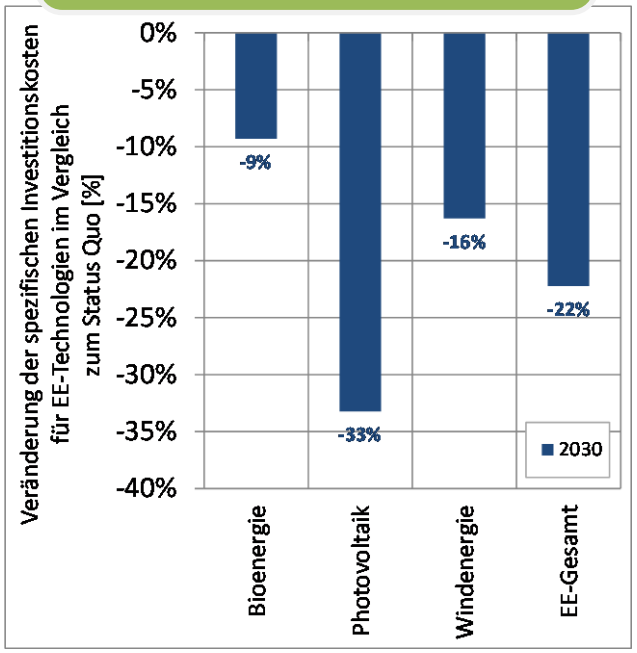
Preise fossiler Energien



Preise von Emissionsrechten (EU ETS)



EE-Anlagenkosten



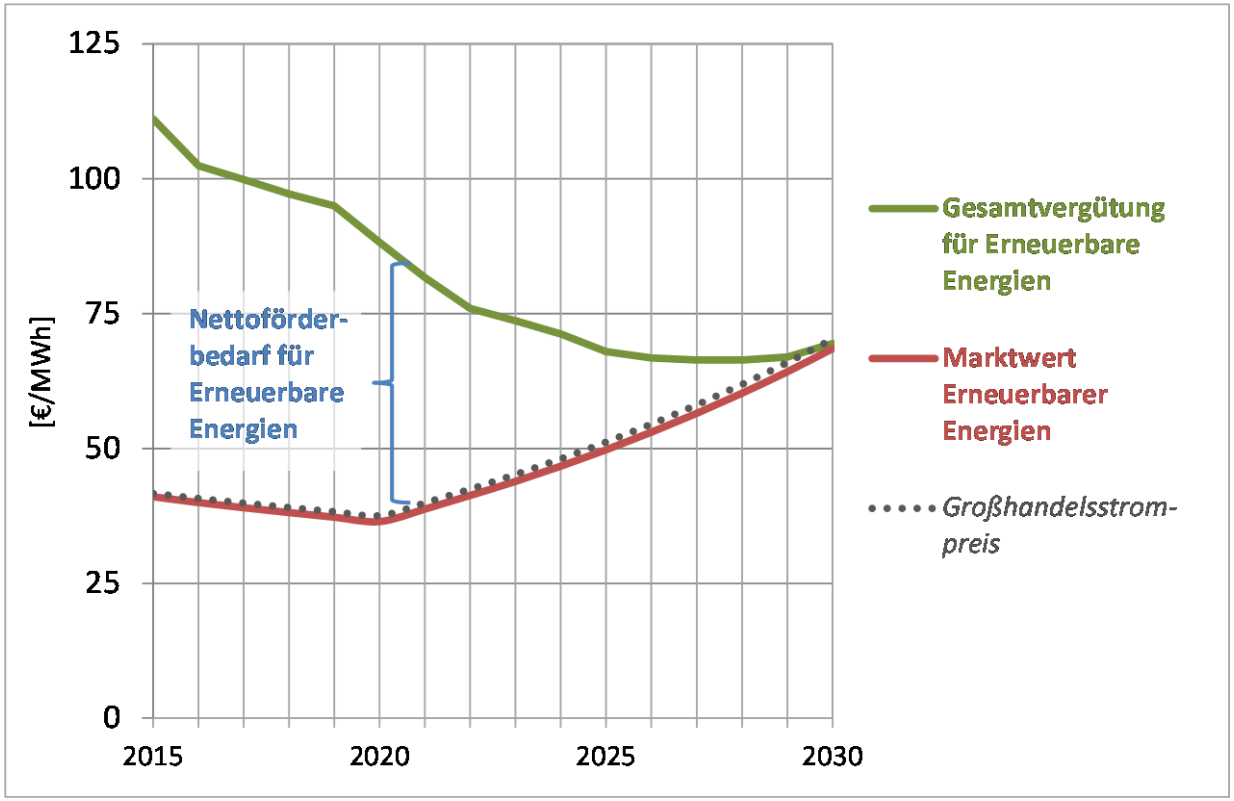
(OBEN-LINKS) Internationale Energiepreisentwicklung & (OBEN-MITTE) CO2 Preisentwicklung (EU ETS)
Quelle: EU Referenzszenario zu Energie & Transport bis 2050 (2016)

(OBEN-RECHTS) Spezifische Investitionskosten von EE-Anlagen 2030 im Vergleich zum Status Quo
Quelle: Green-X – Towards2030-dialogue Projekt (www.towards2030.eu)

Der resultierende Förderbedarf: Zentrale Eingangsgrößen …

Erforderliche Anreize für neue EE-Anlagen

Trends bis 2030



(OBEN) Spezifischer Förderbedarf für neue EE-Anlagen auf EU-Ebene
Quelle: Green-X – Towards2030-dialogue Projekt (www.towards2030.eu)

Erwartete Trends:

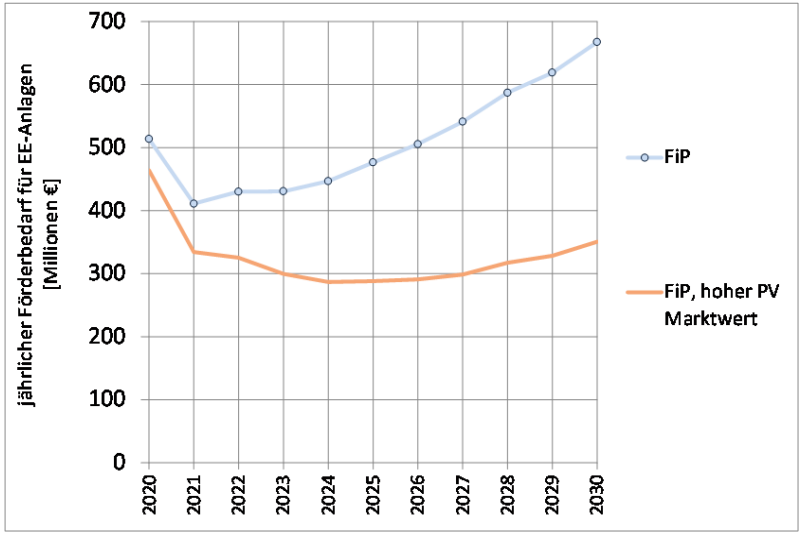
- Steigende Energie- und CO_2-Preise
- Sinkende Kosten erneuerbarer Energien
- Sinkender Marktwert variabler Erneuerbarer (Wind, PV), bedingt durch forcierten Ausbau

Der resultierende Förderbedarf

- **Der gesamte Förderbedarf zur Erreichung der EE-Ausbauziele bewegt sich im Mittel der kommenden Dekade** im Rahmen von rund **250 bis hin zu 527* Millionen €** jährlich, abhängig von *Förderpolitik, Strompreisentwicklung und dem Marktwert dezentraler Photovoltaik*.

- **Strom aus dezentralen Photovoltaikanlagen** hat **aufgrund der Eigenbedarfsdeckung eine andere Wertigkeit**, da das Preisniveau auf Haushaltskundenebene deutlich höher ist als jenes am Großhandelsmarkt.
  → Es resultiert für diese Technologie ein **um knapp 80% (!!!) verminderter Förderbedarf.**

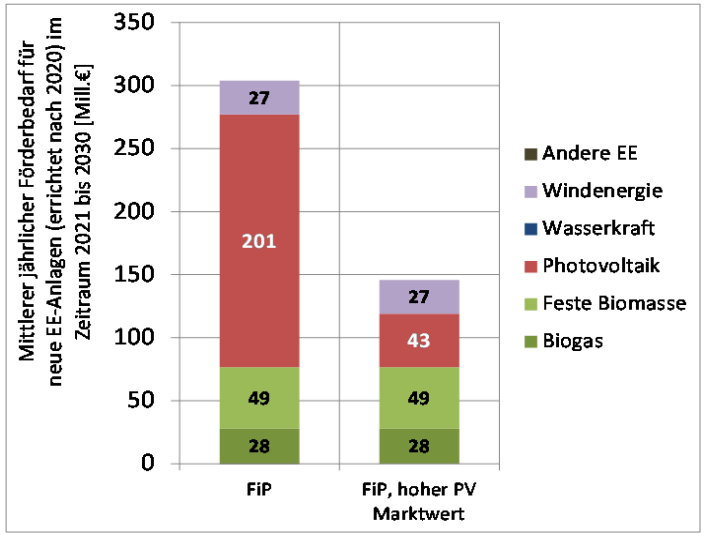
**ausgeklammert werden hier ineffiziente Anreizsysteme – konkret der technologieneutrale Grünstromzertifikatshandel*



(OBEN) Zeitliche Entwicklung des gesamten jährlichen Förderbedarf (Bestand + Neubau)

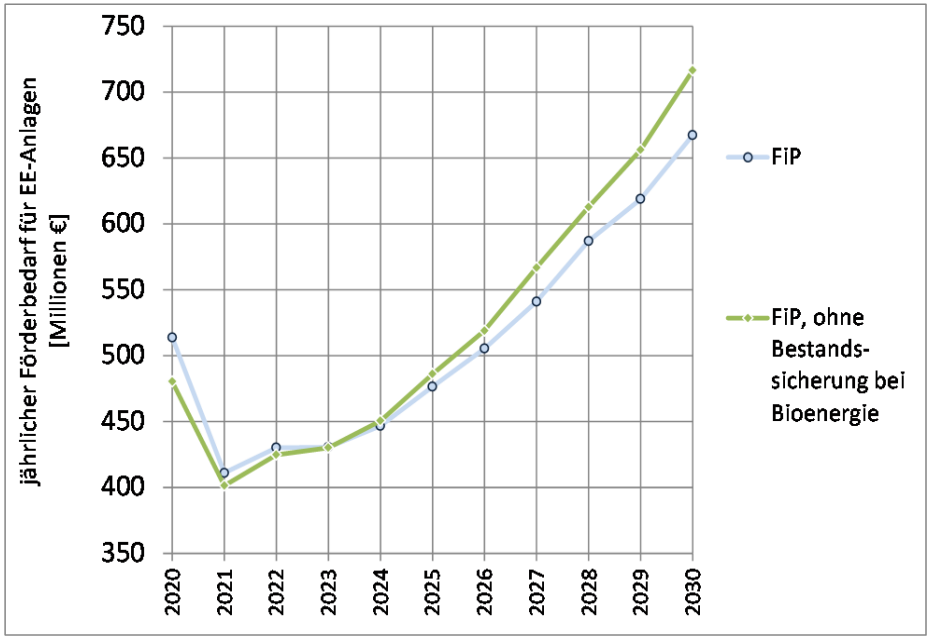
(UNTEN) Mittlerer (2021-2030) jährlicher Förderbedarf für neue EE-Anlagen (Errichtung nach 2020)

Quelle: Green-X Modell



Der resultierende Förderbedarf: Biomasse im Fokus

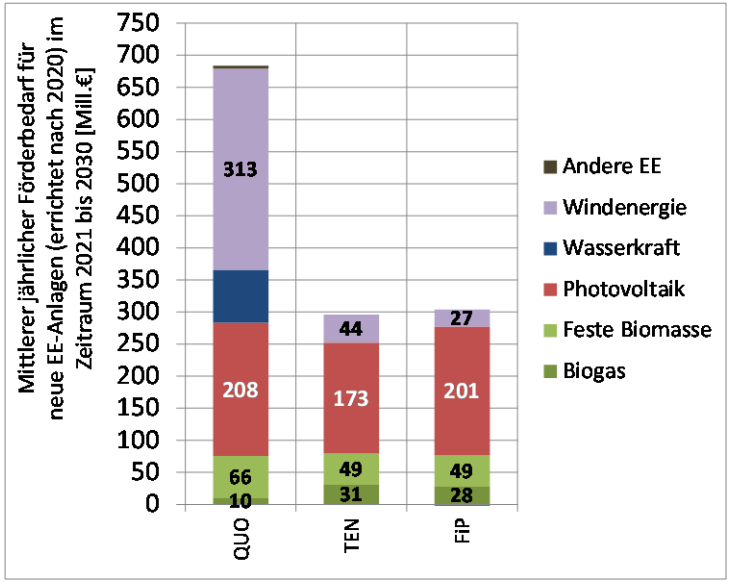
- Die Green-X Analysen weisen darüber hinaus darauf hin, dass **bei einem Wegfall bzw. Nicht-Gewährleisten der Bestandssicherung von Biomasse-Anlagen mittels Ausdehnung der Förderdauer ein erhöhter Förderbedarf resultiert**.
- Grund hierfür ist der verstärkte Neubau von Biomasse-Anlagen, um den Wegfall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



(OBEN) Zeitliche Entwicklung des gesamten jährlichen Förderbedarfs (Bestand + Neubau)
Quelle: Green-X Modell

Fördersysteme: Instrumentenvergleich

- **Technologiespezifische Einspeiseprämien-systeme erweisen sich als vorteilhaft**, 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.**



(OBEN) Mittlerer (2021-2030) jährlicher Förderbedarf für neue EE-Anlagen (Errichtung nach 2020)
Quelle: Green-X Modell

Nutzwerte im Einklang mit dem EE-Ausbau

- **Einsparung fossiler Energien und resultierende Treibhausgasreduktion**
  - Emissionen stark reduziert: von 15,6 Mt CO_2 im REF auf 2,1 Mt CO_2 im RES Szenario.
  - Nettoreduktion in Höhe von **13.5 Mt. CO_2** (im Jahr 2030)

- **Beschäftigungseffekte**
  - Bruttobeschäftigung in Höhe von bis zu **53.000 Vollzeitäquivalenten**
  - Davon 1/3 Energiebereitstellung 2/3 durch Investitionen

- **Merit Order Effekt:**

Zusätzlich zu den offensichtlich erscheinenden Einspareffekten bei fossilen Energien (mit Auswirkung auf die Handelsbilanz aufgrund verminderter Energieimporte) und bei den hiermit verbundenen Emissionen kommt ein weiterer Nutzwert zu tragen. **Stromkunden können Energieausgaben einsparen**, denn durch den ***Merit-Order-Effekt*** sinken die Großhandelsstrompreise.

Merit Order Effekt

Strombezugskosten, jährlich (Großhandelsmarkt)		2020	2025	2030	Mittelwert 21-30
No Policy / Referenzszenario	M€	3.959,5	4.695,1	5.604,2	4.809,2
RES Szenario	M€	3.959,5	4.579,0	5.330,6	4.672,4
Differenz (REF-RES)	M€	0,0	116,0	**273,6**	**136,8**

Fazit …

- *Ein Umstieg auf ein gänzlich auf erneuerbaren Energien basierendes Stromsystem ist aus technischer und ökonomischer Sicht für Österreich möglich*
- *Zentrale technische Erfordernisse sind hier die Netzintegration und der Netzausbau – innerösterreichisch, aber auch im europäischen Netzverbund … also die reale Umsetzung der Ausbaupläne des europäischen Übertragungsnetzes*
- *Die Sektorkopplung (Wärme & Verkehr) erweist sich im Allgemeinen als positiv im Hinblick auf die Wertigkeit von EE-Strom (insbes. PV), aber sie bringt auch ihre Tücken mit sich…*
- *Die resultierenden Mehrkosten sind vergleichsweise gering - trotz des substantiellen Ausbaus erneuerbarer Energien sollte aufgrund des zu erwartenden Anstiegs von Energie- und CO_2 Preisen die Kostenbelastung für Stromkonsumenten im Vergleich zu heute sinken*
- *Es bedarf massiver politischer Anstrengungen, um diesen Energiewandel auch tatsächlich zu erreichen*

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Dr. Gustav Resch

Kontaktdaten:

resch@eeg.tuwien.ac.at

+43-1-58801-370354

platform towards 2030

Stromzukunft 2030