



BERICHT

FLEXIBILITÄTSANGEBOT UND -NACHFRAGE IM ELEKTRIZITÄTS- SYSTEM ÖSTERREICHS 2020/2030

Diese Studie wurde durchgeführt von:

AIT Austrian Institute of Technology GmbH: Tara Esterl, Antony Zegers, Johanna Spreitzhofer, Gerhard Totschnig, Sophie Knöttner, Stefan Strömer, Stefan Übermasser, Fabian Leimgruber, Helfried Brunner, Roman Schwalbe, Demet Suna

Technische Universität Wien (TU Wien), Energy Economics Group: Gustav Resch, Franziska Schöniger

Forschungsstelle für Energiewirtschaft FfE: Serafin von Roon, Tobias Hübner, Kirstin Ganz, Frank Veitengruber, Leona Freiberger, Alexander Djamali

Diese Studie wurde durchgeführt im Auftrag von:

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)



07.02.2022

INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis	3
Abkürzungsverzeichnis	5
1 Einleitung	7
1.1 Hintergrund und Zielsetzung	7
1.2 Beschreibung des Flexibilitätsbegriffs	7
1.3 Vorgehensweise	10
2 Flexibilitätsangebot	11
2.1 Erzeuger	11
2.1.1 Definition & Systembeschreibung	11
2.1.2 Technisches Potential 2020 & 2030	11
2.1.3 Tatsächlich nutzbares Potential 2020 & 2030	19
2.2 Import & Export	23
2.2.1 Definition & Systembeschreibung	23
2.2.2 Technisches Potential 2020 & 2030	24
2.2.3 Tatsächlich nutzbares Potential 2020 & 2030	27
2.3 Verbraucher (Wärmepumpen & Boiler)	29
2.3.1 Definition & Systembeschreibung	29
2.3.2 Technisches Potential 2020 & 2030	29
2.3.3 Tatsächlich nutzbares Potential 2020 & 2030	33
2.4 Verbraucher (E-Mobilität)	35
2.4.1 Definition & Systembeschreibung	35
2.4.2 Technisches Potential 2020 & 2030	37
2.4.3 Tatsächlich nutzbares Potential 2020 & 2030	41
2.5 Verbraucher (Industrie)	43
2.5.1 Definition & Systembeschreibung	43
2.5.2 Technisches Potential 2020/2030	51
2.5.3 Tatsächlich nutzbares Potential 2020 & 2030	58
2.6 Verbraucher (Gewerbe)	64
2.6.1 Definition & Systembeschreibung	64
2.6.2 Technisches Potential 2020 & 2030	64
2.6.3 Tatsächlich nutzbares Potential 2020 & 2030	71
2.7 Verbraucher (Wasserstoff)	73
2.7.1 Definition & Systembeschreibung	73
2.7.2 Technisches Potential 2020 & 2030	73
2.7.3 Tatsächlich nutzbares Potential 2020 & 2030	74
2.8 Speicher (Wasserkraft)	76
2.8.1 Definition & Systembeschreibung	76
2.8.2 Technisches Potential 2020 & 2030	77
2.8.3 Tatsächlich nutzbares Potential 2020 & 2030	78
2.9 Speicher (Batterien)	80

2.9.1	Definition & Systembeschreibung.....	80
2.9.2	Technisches Potential 2020 & 2030	80
2.9.3	Tatsächlich nutzbares Potential 2020 & 2030	83
2.10	Zusammenfassung Flexibilitätsangebot	85
2.10.1	Flexibilitätsangebot 2020	85
2.10.2	Flexibilitätsangebot 2030	86
2.10.3	Flexibilitätsangebot je Netzebene.....	88
3	Flexibilitätsnachfrage.....	90
3.1	Energiemarkt	90
3.1.1	Beschreibung der Flexibilitäts-Nachfrage.....	90
3.1.2	Beschreibung der Methode.....	90
3.1.3	Annahmen.....	97
3.1.4	Beschreibung der Ergebnisse.....	102
3.1.5	Conclusio	129
3.2	Redispatch.....	131
3.2.1	Beschreibung der Flexibilitäts-Nachfrage.....	131
3.2.2	Beschreibung der Methode.....	131
3.2.3	Annahmen.....	132
3.2.4	Beschreibung der Ergebnisse.....	135
3.2.5	Conclusio	137
3.3	Verteilernetzapplikationen.....	140
3.3.1	Beschreibung der Ausgangssituation	140
3.3.2	Methoden zur Bewertung von Flexibilität.....	140
3.3.3	Anwendungsfälle für Flexibilität auf den einzelnen Spannungsebenen	145
3.3.4	Zusammenfassung der Bewertung einer Wirkung von Flexibilitätsmaßnahmen	157
3.4	Kurzfristige Windportfolio-Vermarktung.....	159
3.4.1	Beschreibung der Flexibilitäts-Nachfrage.....	159
3.4.2	Beschreibung der Methode.....	160
3.4.3	Annahmen.....	160
3.4.4	Beschreibung der Ergebnisse.....	161
3.4.5	Conclusio	164
3.5	Regelreservebedarf	165
3.5.1	Beschreibung der Flexibilitäts-Nachfrage.....	165
3.5.2	Beschreibung der Methode.....	165
3.5.3	Qualitative Betrachtung und historische Entwicklung für aFRR und mFRR	167
3.5.4	Beschreibung der Ergebnisse.....	171
3.5.5	Conclusio	171
4	Interaktion zwischen den Flexibilitätsnachfragern.....	173
5	Zusammenfassung	177
	Literaturverzeichnis.....	191
	Anhang	200

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abkürzung	Beschreibung
AEL	alkalische Elektrolysetechnik
aFRR	automatic Frequency Restoration Reserve (Sekundärregelreserve)
BAT & BREF	Best available techniques reference
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management
CAN	Controller Area Network
CAPEX	Capital Expenditures
CP	Control Pilot
CWE	Central Western Europe
d.h.	das heißt
DSO	Distribution System Operator
EAG	Erneuerbaren Ausbau Gesetz
EBGL	Electricity Balancing Guideline
EFR	Enhanced Frequency Response
EHS	Emissionshandelssystem
ELBO	Elektrolichtbogenofen
etc.	etcetera
EU	Europäische Union
EV	E-Auto
EVSE	Ladesäule
FCR	Frequency Containment Reserve (Primärregelreserve)
Flex	Flexibilität
G2V	Grid to Vehicle
KFZ	Kraftfahrzeug
KTN	Kärnten
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
max.	Maximal
mFRR	manual Frequency Restoration Reserve (Tertiärregelreserve)
NE	Netzebene
NEKP	Nationaler Energie- und Klimaplan
NÖ/NOE	Niederösterreich
NTC	Net Transfer Capacity
OCPP	Open Charge Point Protocoll
OEM	Original Equipment Manufacturer
OÖ/OOE	Oberösterreich
OPEX	Operational Expenditures
OSCA	Open Smart Charging Alliance
OSCP	Open Smart Charging Protokoll
PEM	Proton Exchange Membrane
PKW	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik
PWM	Pulsweitenmodulation
RA	Remedial Actions
RAV	Regelarbeitsvermögen
RES	Renewable Energy Source
SBG	Salzburg
Stmk	Steiermark
TOR	Technischen Regeln für Erzeuger in Österreich

TSO	Transmission System Operator
TRL	Tirol
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
u.a.	unter anderem
v.a.	vor allem
V2G	Vehicle to Grid
VBG	Vorarlberg
vEE	volatile erneuerbare Erzeugung
VLS	Volllaststunden
z.B.	zum Beispiel

1 EINLEITUNG

1.1 Hintergrund und Zielsetzung

Die optimale Verwendung von Flexibilität ist einer der Kernaspekte der künftigen Elektrizitätsversorgung, um den zukünftigen Ausbau an Erneuerbaren Energien voranzutreiben. Da die Flexibilität sowohl durch die Erzeugung als auch durch den Verbrauch und durch Speicher erbracht werden kann und die verschiedenen Märkte und Netze beeinflusst, umfasst die Analyse der Flexibilität einen Großteil des Energiesystems. In dieser gesamtheitlichen Betrachtung müssen beispielsweise bei Änderungen im Regulativ auch die Zusammenhänge zwischen den verschiedenen Flexibilitätsnachfragern berücksichtigt werden. Solche Anpassungen des regulatorischen Regelwerks für Flexibilität sind in Österreich aufgrund internationaler und nationaler rechtlicher Neuerungen in den nächsten Jahren erforderlich. Beispielsweise fordert das Clean Energy Package, konkret die EU-Richtlinie 2019/944 in Artikel 32, dass Anreize für die Nutzung von Flexibilität im Verteilernetz gesetzt werden. In dieser Studie soll daher untersucht werden, welches Flexibilitätspotential aktuell (2020) und künftig (2030) in Österreich vorhanden sein wird. Ebenso soll für diesen Zeitraum abgeschätzt werden, wie hoch die Nachfrage nach Flexibilität bzw. wie viel Flexibilität für die einzelnen Flexibilitätsnachfrage-Optionen erforderlich sein wird.

1.2 Beschreibung des Flexibilitätsbegriffs

Da sich der Begriff der Flexibilität durch den ganzen Bericht zieht, wird er an dieser Stelle einleitend näher definiert. Dabei wird zunächst der Begriff des Flexibilitätspotenzials beschrieben, wie auch die wesentlichen Merkmale der Flexibilität. Im Anschluss daran wird ein Überblick über das berücksichtigte Flexibilitätsangebot gegeben, insbesondere über die Erzeugungs- und Verbrauchstechnologien, die grundsätzlich in der Lage wären Flexibilität zu liefern. Da alle Nachfrager nach Flexibilität, wie die Energie- und Regelreservemärkte, aber auch das Netz, unterschiedliche Anforderungen an die Flexibilität stellen, werden anschließend diese Spezifika sowie die verwendete Flexibilitätsdefinition beschrieben.

Eines der Ziele dieser Studie ist es, dass tatsächlich nutzbare Flexibilitätspotential der verschiedenen Erzeugungs- und Verbrauchstechnologien zu ermitteln. Dabei wurde pro Technologie, wie in Abbildung 1 gezeigt, als erstes das technische Potential ermittelt. Da es oft begrenzende Hürden für die Flexibilität gibt, ergibt sich das *tatsächlich nutzbare Potential* aus dem *technischen Potential*, das von technischen, regulatorischen, wirtschaftlichen und politischen Hemmnissen eingeschränkt wird. Bei den verwendeten Definitionen der Flexibilität wurden bereits bestehende Definitionen berücksichtigt, wie beispielsweise von (Directorate-General for Research and Innovation, 2017). Die in dieser Studie verwendeten Begriffe sind in Tabelle 1 beschrieben.

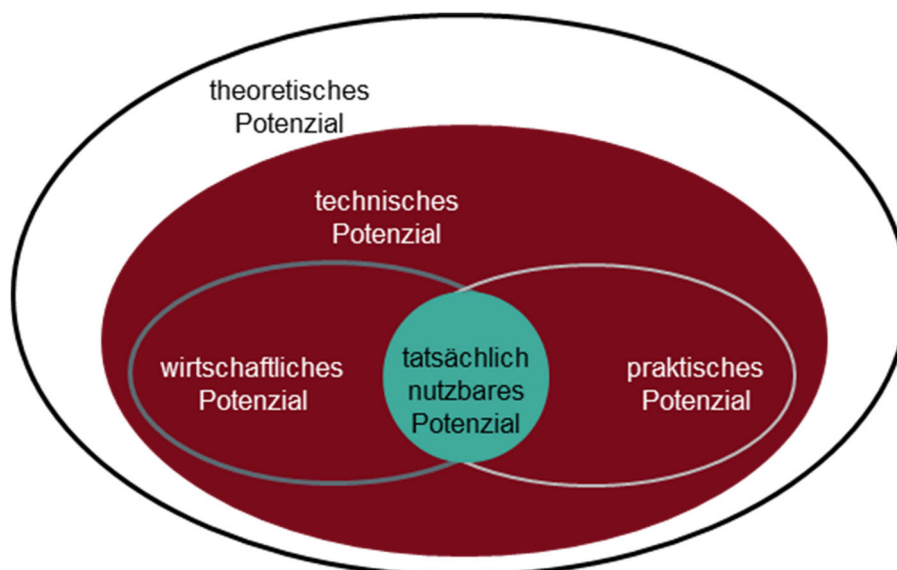


Abbildung 1: Unterschiedliche Arten von Flexibilitätspotentialen, je nach Quelle (Quelle: (Directorate-General for Research and Innovation, 2017))

Unter *Flexibilität* versteht man die Fähigkeit, die elektrische Leistung auf Anforderung zu erhöhen oder zu verringern. Bei der Flexibilität wird die *negative Flexibilität*, also die Reduktion der elektrischen Leistung bzw. die Erhöhung des Verbrauchs, von der *positiven Flexibilität* unterschieden, bei der die Erzeugung erhöht bzw.

der Verbrauch gesenkt wird. Diese Flexibilität kann über das *Flexibilitätsangebot*, also unterschiedliche Technologien wie Erzeuger, Verbraucher oder Speicher erbracht werden. Die Flexibilität kann ab dem Zeitpunkt des Aktivierungswunsches innerhalb der *Aktivierungszeit* hochgefahren werden und für eine gewisse Dauer, innerhalb der maximal möglichen Abrufdauer aktiviert werden. Die *Regenerationszeit* beschreibt den Zeitraum, in dem die Flexibilität nach einer Aktivierung nicht mehr eingesetzt werden kann. Die *Anzahl der Aktivierungen* beschreibt die jeweilige maximale Aktivierungshäufigkeit innerhalb einer gegebenen Zeitspanne.

Tabelle 1: Beschreibung der in dieser Studie verwendeten Begriffe

Begriff	Begriffsbeschreibung
Flexibilität	Flexibilität ist die Möglichkeit, an einem definierten Netzknoten des Stromsystems über die zeitnahe Veränderung - durch eine externe Vorgabe - die Einspeise- oder Bezugsleistung zu ändern. Die Vorgaben können von außen über Aggregatoren, definierte Schnittstellen oder andere Systemanforderungen erfolgen und somit die erbringenden Anlagen netz-, markt-, kunden-, systemdienlich eingesetzt werden.
Flexibilitätsangebot	Fähigkeit eines Erzeugers, Verbrauchers oder Speichers, die elektrische Leistung bei Bedarf zu erhöhen oder zu verringern.
Flexibilitätsnachfrage	= Flexibilitätsbedarf; Bedarf an einer Erhöhung oder Verringerung der elektrischen Leistung für verschiedene Anforderungen (Energiemarkt, Redispatch, Verteilernetz, Portfoliooptimierung, Regelreserve)
Kurzfristiger Flexibilitätsbedarf	Benötigte Flexibilität zum Ausgleich stündlicher Schwankungen innerhalb eines Tages (= „tägliches Flexibilitätsbedarf“)
Mittelfristiger Flexibilitätsbedarf	Benötigte Flexibilität zum Ausgleich täglicher Schwankungen innerhalb einer Woche (= „wöchentlicher Flexibilitätsbedarf“) bzw. benötigte Flexibilität zum Ausgleich wöchentlicher Schwankungen innerhalb eines Monats (= „monatlicher Flexibilitätsbedarf“)
Langfristiger Flexibilitätsbedarf	Benötigte Flexibilität zum Ausgleich monatlicher Schwankungen innerhalb eines Jahres (= „jährlicher Flexibilitätsbedarf“)
Technisches Potential	Flexibilitätsangebot unter Berücksichtigung der physikalischen, technischen und topologischen Systemgrenzen
Tatsächlich nutzbares Potential	Technisches Flexibilitätspotential unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen und der praktischen (politischen bzw. regulatorischen) Restriktionen
Positive flexible Leistung	Erhöhung der elektrischen Leistung bei Erzeugern bzw. Reduktion der elektrischen Leistung bei Verbrauchern
Negative flexible Leistung	Reduktion der elektrischen Leistung bei Erzeugern bzw. Erhöhung der elektrischen Leistung bei Verbrauchern
Maximal mögliche Abrufdauer	Maximale Zeitspanne von der vollständigen Änderung der Erzeugung oder des Verbrauchs bis zur Deaktivierung der Flexibilität. Dabei wird kein Pooling bzw. hintereinander Aktivieren einzelner Komponenten berücksichtigt.
Aktivierungszeit	Zeitspanne vom Eingang eines Flexibilitätsabrufs bis zur vollständigen Änderung der Erzeugung oder des Verbrauchs.
Regenerationszeit	Zeitspanne nach der Deaktivierung einer Flexibilität, bis eine nächste Aktivierung möglich ist.
Residuallast	Differenz aus Last und volatiler, erneuerbarer Stromeinspeisung (d.h. aus Laufwasserkraft, Photovoltaik und Wind).
Anzahl an Aktivierungen	Maximal mögliche Anzahl an Flexibilitätsaktivierung je angegebener Zeitspanne.

Das Flexibilitätsangebot kann unterschiedliche *Flexibilitätsnachfragen* decken, wobei alle relevanten Flexibilitäten im Energiesystem berücksichtigt werden. Als Flexibilitätsnachfrage-Optionen wird der Energiemarkt mit einem Energiesystem-Modell, die Regelreserve, Redispatch, das Verteilernetz sowie die kurzfristige Portfolio-Optimierung innerhalb eines Tages berücksichtigt. Energiegemeinschaften werden im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt.

Jede dieser Flexibilitätsnachfrage-Optionen hat unterschiedliche Anforderungen an das Flexibilitätsangebot:

- Die Flexibilität in den *Energiemärkten* ist neben den technischen Rahmenbedingungen bestimmt durch die Nachfrage und die volatile erneuerbare Stromerzeugung bzw. deren zeitliche Veränderung. Dabei ist im Rahmen dieser Studie die gesamte Erzeugung und Verbrauch gemeint und im Energiesystem-Modell so abgebildet. Dies kommt dem Day-ahead Spot-Markt am nächsten. Die Residuallast, wie in Tabelle 1 beschrieben, kennzeichnet den Flexibilitätsbedarf, zu dessen Deckung verschiedene Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen, sowohl erzeuger- und verbraucherseitig als auch in Bezug auf Energiespeicher. Typischerweise werden an den Energiemärkten Stunden- oder Viertelstundenprodukte gehandelt, die auch noch weiter zu Block-Angeboten kombiniert werden können. Die Aktivierungszeit ist beim Day-ahead Spot-Markt weniger kritisch als bei anderen Flexibilitätsnachfrageoptionen.
- Bei der *Regelreserve* sind die Anforderungen an die Flexibilität, wie in Tabelle 60 dargestellt, sehr exakt definiert und abhängig vom Typ der Regelreserve. Derzeit sind die typischen Produkte 4 Stunden, es ist aber von einer Verkürzung der Dauer auf 15 Minuten geplant. Außerdem hat die Regelreserve sehr hohe Anforderungen an die tatsächliche Verfügbarkeit sowie an die Aktivierungsdauer der Flexibilitäten.
- Die Anforderungen an die Flexibilität für die *kurzfristige Portfolio-Optimierung* (in dieser Studie am Beispiel Winderzeugung, im Folgenden auch „Portfolio-Optimierung“ genannt) sind vielfältig und weniger exakt definiert als beispielsweise die Regelreserve-Produkte. Die typischen Anforderungen ist eine Ausregelung der Fahrpläne im 15-Minutenraster. Auf der einen Seite werden schnelle Flexibilitäten benötigt, um die kurzfristigen Abweichungen rasch ausgleichen zu können, wie beispielsweise Abweichungen, die kurzfristig innerhalb einer Viertelstunde entstehen. Auf der anderen Seite können diese Abweichungen auch länger andauern, wodurch zusätzliche Flexibilitäten benötigt werden, die über einen längeren Zeitraum Energie auf- oder abgeben können, die jedoch nicht unbedingt auch so schnell reagieren müssen, da verschiedene Flexibilitäten auch kombiniert werden können, um die Abweichungen in Summe auszugleichen. Der typische Zeitraum beläuft sich auf 15 Minuten, da dies die Zeitdauer ist, über die die Fahrpläne abgerechnet werden (Imbalance Settlement Period), bzw. 60 Minuten, da dieser Zeitraum derzeit die höchste Liquidität am Intraday-Markt aufweist.
- *Redispatch* kann vom Übertragungsnetzbetreiber vom Zeitpunkt des Market-Clearings bis zum Zeitpunkt der Lieferung abgerufen werden, da auch kurzfristige Veränderungen (zum Beispiel im Intraday Markt) Überlastungen auslösen können. Die Anforderungen von Redispatch für die Flexibilitäten sind noch weniger genau definiert, was gerade im Forschungsprojekt Industry4Redispatch von der APG gemeinsam mit anderen Partnern untersucht wird.
- Im *Verteilernetz* wird die Flexibilität zur Spannungsregelung und zur Vermeidung von Engpässen eingesetzt. In der DIN EN 50160 werden die Anforderungen an die Spannungshaltung im Verteilernetz definiert. Dort werden 10 Minuten als typische Zeiträume verwendet, um die Spannungsqualität zu definieren. Kritische Netzsituationen können auch den Einsatz von längeren Zeitintervallen notwendig machen.

Basierend auf diesen Anforderungen der Flexibilitätsnachfrage-Optionen wurden die folgenden typischen Anforderungen an die Flexibilität definiert, um das Flexibilitätsangebot einheitlich zu beschreiben und das Angebot in weiterer Folge der Flexibilitätsnachfrage gegenüberstellen zu können. Typischerweise wird Flexibilität für Produktscheiben von 15 Minuten, 1 bzw. 4 Stunden benötigt. Daher wurde die maximale positive und negative Leistung für jeweils diese Zeiträume bestimmt. Außerdem wurde die typische Aktivierungszeit für die Flexibilitätsangebote beschrieben.

1.3 Vorgehensweise

Es wurde das *Flexibilitätsangebot* für die Jahre 2020 und 2030 erhoben, wobei sowohl das technische als auch das tatsächlich nutzbare Flexibilitätspotential ermittelt wurde. Dabei wurden alle Erzeugungs-, Nachfrage- und Speichertechnologien sowie auch der Im- und Export berücksichtigt.

Als Flexibilitätsnachfrage wurde der Energiemarkt (mit einem Energiesystem-Modell), die Regelreserve, Redispatch, das Verteilernetz sowie die kurzfristige Portfolio-Optimierung für den Ausgleich der Fahrpläne einer Wind-Bilanzgruppe berücksichtigt (siehe Kapitel 3):

- Die Untersuchung des künftigen (2030) Flexibilitätsbedarfs im *österreichischen Energiemarkt* sowie für *Redispatch* erfolgt im Rahmen dieser Studie modellbasiert mit einem Energiesystemmodell, während die Darstellung des Status Quo (2020) auf statistischen Daten fußt.
- Für das Verteilernetz wurde der Flexibilitätsbedarf verschiedener internationaler und nationaler Fallstudien analysiert, auf Österreich, soweit basierend auf den Daten möglich, hochgerechnet und Handlungsempfehlungen abgeleitet.
- Für die Portfolio-Optimierung wurde das Österreich-Portfolio einer reinen Wind-Bilanzgruppe statistisch analysiert und qualitativ für 2030 abgeschätzt.
- Die Flexibilitätsnachfrage von Regelreserve wurde für das Jahr 2020 zusammengefasst. Die Abschätzung des zukünftigen Regelleistungsbedarfs für 2030 wurde für Primärregelleistung und schnelle Regelleistung analysiert und für Sekundär- und Tertiärregelreserve (aFRR bzw. mFRR) qualitativ analysiert.



Abbildung 2: Überblick über die Vorgehensweise bei der Erstellung dieser Studie

Basierend auf diesen Ergebnissen werden abschließend die Ergebnisse zusammengeführt. Dort wird die Interaktion zwischen den Nachfrage-Optionen analysiert, wobei auch die jeweilige Verfügbarkeit des Flexibilitätsangebots für die jeweilige Nachfrage-Option berücksichtigt wird.

2 FLEXIBILITÄTSANGEBOT

2.1 Erzeuger

Stromerzeugungsanlagen können neben der prognostizierten Verbrauchsdeckung auch zur Bereitstellung von Flexibilität im Stromsystem bei nicht vorhergesehenen Ereignissen genutzt werden. Das Ausmaß und die Art und Weise dieser Bereitstellung hängt von vielerlei techno-ökonomischen Rahmenbedingungen ab, die sich je nach Technologie unterscheiden und auf die in diesem Kapitel eingegangen wird.

2.1.1 Definition & Systembeschreibung

Die vorliegende Analyse umfasst das Flexibilitätspotential, das durch thermische Kraftwerke (Erdgas, Biogas, Biomasse, Müllverbrennung), Wasserkraftwerke (Laufwasser; Speicherwasserkraft wird separat in Kapitel 2.8 abgehandelt), Photovoltaik und Windkraft bereitgestellt werden kann.

Während viele Flexibilitätsoptionen erst in den Anfängen ihrer Nutzung sind, nahmen die Erzeuger historisch gesehen eine zentrale Rolle zur Bereitstellung der erforderlichen Systemflexibilität ein, und auch in Zukunft wird ihnen eine wichtige Bedeutung zukommen. Neben langfristigen Handelsformen und dem Day-Ahead-Markt ist die Teilnahme an Regelenergie- und Intradaymärkten sowie Redispatch und damit die Vermarktung von Flexibilität für Erzeuger bereits seit dem Bestehen der jeweiligen Marktumfelder Realität. Gewisse Unterscheidungen sind allerdings im Hinblick auf die Erzeugungstechnologien zu treffen:

- Hinsichtlich der grundsätzlichen Eignung ist zwischen regelbaren, im Normalfall thermischen Kraftwerken, und Anlagen auf Basis variabler erneuerbarer Energien zu unterscheiden. Während regelbare, thermische Kraftwerke in ihrer Flexibilitätserstellung größtenteils von der gewählten Vermarktungsstrategie in Abhängigkeit der Kosten- und Erlössituation auf den verschiedenen Märkten abhängen, sind erneuerbare Erzeuger wie Wind, Photovoltaik und Laufwasserkraft zusätzlich von der Verfügbarkeit der natürlichen Ressourcen abhängig.
- Darüber hinaus gibt es auch bei thermischen Kraftwerken gewisse Einschränkungen, die deren Flexibilitätspotential beeinflussen. Dazu gehören technische Restriktionen wie Rampenfähigkeit und Sicherstellung von Wärmeversorgung bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.
- Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal betrifft ggf. anfallende Zusatzkosten verbunden mit der tatsächlichen Nutzung der Flexibilitätspotentiale: Hier ist zwischen Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien, die aktuell (Tarifförderung) bzw. auch künftig (marktbasierter Prämienförderung) eine Betriebsförderung erhalten und dem verbleibenden Kraftwerkspark (d.h. fossile thermische Kraftwerke sowie Erneuerbare ohne Betriebsförderung) zu unterscheiden. Betriebsförderungen setzen per se Anreize zum Fortbetrieb der Anlagen und schränken somit das tatsächlich nutzbare negative Flexibilitätspotential der betroffenen Anlagen ein, bzw. bedingen damit verbunden Zusatzkosten wie nachfolgend im Detail erläutert (siehe entsprechende Ausführungen in Abschnitt 2.1.3).

In der Strommarktmodellierung im Rahmen dieses Projekts wird das öffentliche Stromnetz in Österreich (österreichisches Staatsgebiet) mit allen daran angeschlossenen Erzeugern betrachtet. Das bedeutet, dass bei der Erhebung der Flexibilitätspotentiale auch Erzeuger, die nicht in der Regelzone APG, aber auf österreichischem Staatsgebiet liegen (v.a. (Pump-)Speicherwerke der Illwerke und Sellrain-Silz Gruppe), berücksichtigt werden.¹ Darüber hinaus wird das europäische Verbundnetz und somit auch die Erzeuger in den anderen europäischen Ländern abgebildet (detaillierte Beschreibung siehe Kapitel 3.1).

2.1.2 Technisches Potential 2020 & 2030

Das technische Potential der Erzeuger entspricht den installierten Kapazitäten der jeweiligen Erzeugungstechnologie in Österreich. Für das Jahr 2020 wurden dafür die Daten des Übertragungsnetzbetreibers APG verwendet (APG, 2021a) und für das Jahr 2030 die Kapazitäten, wie sie im WAM Szenario des Nationalen Energie- und Klimaplan von Österreich vorgesehen sind (Umweltbundesamt, 2019).

In Abhängigkeit von verschiedenen Faktoren, wie z.B. der Verfügbarkeit der natürlichen Ressourcen, Bevölkerungsdichte oder Standorten von Schwerindustrie und damit Nachfragekonzentration sind die Kraftwerke unterschiedlich regional verteilt. Tabelle 2 zeigt diesbezüglich auf Bundesländerebene je Technologie die aktuell (2019) installierte kumulierte Kraftwerksleistung von am Verteilernetz

¹ In der Strommarktmodellierung sind diese Kraftwerke dem deutschen Marktgebiet zugeordnet, bei der Erhebung der Flexibilitätspotentiale für Österreich aber inkludiert. Für eine detaillierte Erklärung zur Modellierung der deutsch-österreichischen Markttrennung, siehe Abschnitt 3.1.3.

angeschlossenen Anlagen. Die Bundesländer Niederösterreich, Steiermark und Oberösterreich sind jene mit der höchsten installierten Kapazität einspeisender Stromerzeuger. Blickt man auf die einzelnen Technologien, zeigen sich geografische Besonderheiten: Während sich die installierten Kapazitäten bei der Wasserkraft auf die Bundesländer Tirol, Steiermark, Kärnten Salzburg, Niederösterreich und Oberösterreich konzentrieren, liegen die bisher gehobenen Potentiale der Windenergie hauptsächlich in den östlichen Bundesländern Niederösterreich und Burgenland.

Tabelle 2: Installierte Kapazität der einspeisenden Erzeuger auf Verteilernetzebene pro Bundesland im Jahr 2019 (letzter verfügbare Daten) in MW (Quelle: (E-Control, 2021))

	Burgenland	Kärnten	Niederösterreich	Oberösterreich	Salzburg	Steiermark	Tirol	Vorarlberg	Wien	Summe
Wasserkraft ²	2	889	159	521	793	904	1091	327	199	4885
Biomasse, Biogas, Deponie- und Klärgas	46	117	8	63	51	40	41	9	46	420
Fossile Brennstoffe, Derivate und sonstige Wärmekraftwerke	12	21	5	1987	99	990	92	5	1775	4986
Windenergie	1134		1566	48		253			113	3113
Photovoltaik	63	132	307	339	97	334	104	94	103	1573
Geothermie und sonstige Erneuerbare			103	1		0,2				104
Sonstige		3	910	34	8	61	0,1	1	0,2	1018
Summe	1256	1163	3057	2993	1049	2582	1328	436	2236	16100

Zusätzlich zu den in Tabelle 2 angeführten Kraftwerken auf Verteilernetzebene finden sich in Österreich auch einige Großkraftwerke (z.B. große Donauwasserkraftwerke, einige Gaskraftwerke), die direkt am Übertragungsnetz angeschlossen sind. Diese sind in dieser Tabelle nicht dargestellt, wurden bei der Regionalisierung im Rahmen der Modellierung des Redispatch aber ebenso berücksichtigt. Eine detaillierte Liste mit den für die Regionalisierung zusätzlich recherchierten Gas- und Laufwasserkraftwerken befindet sich im Anhang dieses Berichts (siehe Tabelle A-5).

Für die Strommarktmodellierung im Rahmen dieses Projekts, konkret für die Modellierung von Redispatch, werden die Kapazitäten für 2030 im Regelfall nach dem Netzentwicklungsplan der APG (APG, 2020b) regional verortet. Eine Ausnahme hiervon bildet die Windenergie und die Stromerzeugung mittels Photovoltaik, da hierfür auf eine aktuellere, eigene Modellierung zur Regionalverortung (auf Bundesländerebene) zurückgegriffen werden konnte, in die detaillierte Annahmen zu Flächenpotentialen, Bevölkerungsdichte und den aktuellen politischen Ausbauzielen (Standortdifferenzierung) eingeflossen sind und deren Annahmen den AutorInnen dieser Studie bekannt sind. In dieser Modellierung wurde beim künftigen Windkraftausbau der Einfluss der geplanten Standortdifferenzierung der künftigen Windkraftförderung im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG³) berücksichtigt⁴, während zur Regionalisierung des künftigen Photovoltaikausbaus auf verfügbare Flächenpotentiale und die Bevölkerungsgröße Bedacht genommen

² Nicht unterschieden nach Art der Wasserkraft

³ Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (am 7. Juli 2021 im Nationalrat beschlossen und am 28. Juli 2021 in Kraft getreten)

⁴ Es ist zu erwarten, dass die geplante Standortdifferenzierung der Windkraftförderung eine ausgewogenere Bundesländerverteilung des künftigen Windkraftausbaus bedingt, da somit künftig Anreize gesetzt werden, nicht ausschließlich die besten Standorte (im Regelfall im Osten des Landes) zu erschließen. Zur Abschätzung dieses Effekts wurde zur Regionalisierung des künftigen Zubaus zu gleichen Teilen die regional verfügbaren Potentialflächen berücksichtigt, als auch deren Wirtschaftlichkeit.

wurde.⁵ Abbildung 3 zeigt die angenommene Regionalisierung von Wind und PV im Jahr 2030 im Vergleich zur Regionalisierung im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2020 (National Trends Szenario) (APG, 2020b).

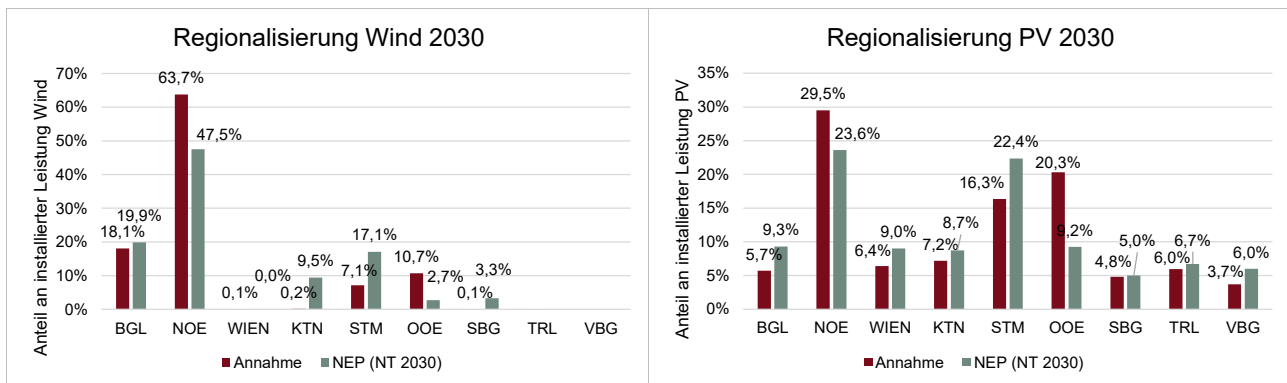


Abbildung 3: Vergleich der angenommenen Regionalisierung im Rahmen dieser Studie im Vergleich zur Regionalisierung im Netzentwicklungsplan (NEP) 2020 (National Trends Szenario NT 2030) (Quelle: (APG, 2020b))

Betrachtet man die Technologien und die Netzebenen, auf denen die Erzeuger auf Verteilernetzebene ihre Erzeugung einspeisen und damit verbundene Flexibilität bereitstellen können, so ergibt sich ein differenziertes Bild. Die mit Abstand größte installierte Gesamtkapazität ist auf Netzebene 3 verortet, da hier auch der Großteil der großen fossilen thermischen Kraftwerke angeschlossen ist (siehe Abbildung 4). Die Windenergie verteilt sich auf die Netzebenen 2 bis 5 und der Großteil der Photovoltaik-Kapazität ist auf Netzebene 7 angeschlossen. Hier ist zu beachten, dass Kapazitäten auf Übertragungsnetzebene nicht dargestellt sind, was vor allem fossile und Wasserkraftkapazitäten auf den höheren Netzebenen betrifft. Die Gesamtübersichten des technischen Potentials für 2020 und 2030 in Tabelle 3 bis Tabelle 6 enthalten dagegen auch die in das Übertragungsnetz einspeisenden Erzeuger und deren Verteilung auf die verschiedenen Netzebenen.

⁵ Zur Abschätzung der Regionalverteilung des Photovoltaikausbaus bis zum Jahr 2030 wurde der bisherige PV-Anlagenbestand (mit 25 % Gewichtung), die Bevölkerungsgröße (deren Einfluss ebenso mit 25 % gewichtet wurde) sowie die verfügbaren Potentialflächen (mit 50 %iger Gewichtung) berücksichtigt.

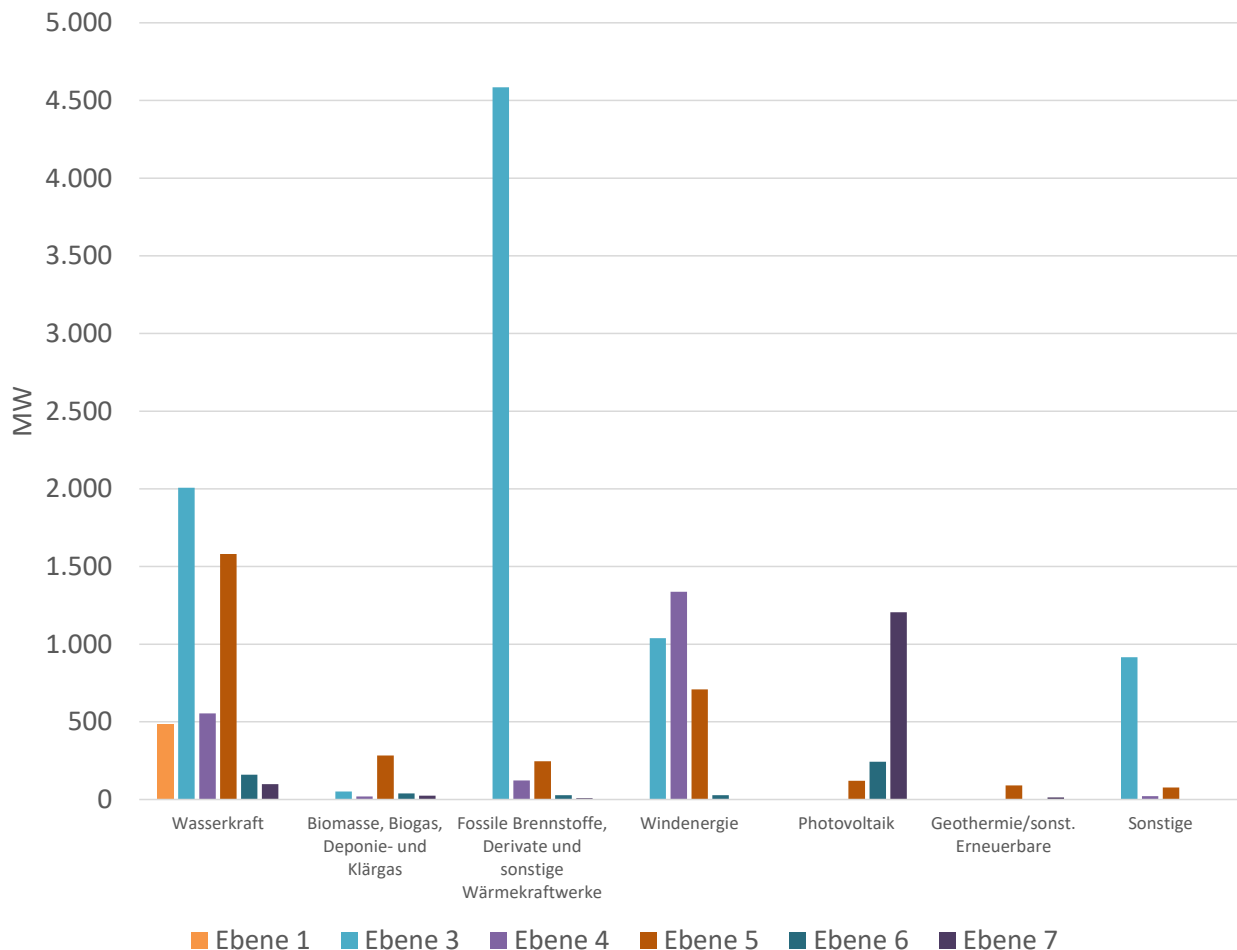


Abbildung 4: Installierte Kapazität der einspeisenden Erzeuger auf Verteilernetzebene pro Netzebene im Jahr 2019 (letzverfügbare Daten) in MW. Die Summe der installierten Kapazitäten entspricht jenen in Tabelle 2 (Quelle: (E-Control, 2021)).

Für das technische Potential der Flexibilitätsbereitstellung durch Erzeuger spielen die technischen Restriktionen, denen die einzelnen Technologien unterliegen, eine entscheidende Rolle. Je nach Technologie müssen andere Minimallasten im Teillastbetrieb, sowie Rampen gewährleistet werden, welche von der dänischen Energieagentur in detaillierter Weise aufbereitet wurden und für die Berechnung des theoretischen Potentials herangezogen wurden (DEA, 2016). Bei den Gaskraftwerken ist die Flexibilität abhängig davon, welche Technologie zum Einsatz kommt (Dampfturbine, Gasturbine, Combined-cycle). Die minimal zu erbringende Leistung im Teillastbetrieb liegt im Durchschnitt über diese Technologien bei ca. 30 %, welche als untere Grenze für die Ableitung des technischen Potentials der Technologie Gas herangezogen wurde. Bei der Biomasse beträgt die Minimallastanforderung im Durchschnitt 35 %, allerdings sind nur 4 % pro Minute Laständerung möglich, womit im 15-Minuten-Horizont nur maximal ca. 60 % der verfügbaren Leistung zur Verfügung gestellt werden können. Für Müllverbrennungsanlagen wird eine Minimallastanforderung von 20 % genannt, was in der Möglichkeit begründet liegt, dass die meisten Müllverbrennungsanlagen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen sind, die durch eine By-Pass-Steuerung die Stromerzeugung relativ flexibel gestalten können. Für Steinkohlekraftwerke gilt eine Minimallastanforderung von 15 %. Kraftwerke, die mit Öl betrieben werden, gehören zu den flexibelsten, die auch kaum Anforderungen an die Minimallast haben. Alle Kraftwerkstypen mit festen Brennstoffen haben allerdings das Problem, dass die Brennstoffzufuhr eine gewisse Vorlaufzeit erfordert, was Mindestanschalt- bzw. Ausschaltzeiten mit sich bringt.

Eine weitere Einschränkung für die Flexibilisierung der Erzeugung stellt die Fernwärmebereitstellung bei KWK-Anlagen dar. Grundsätzlich ist der Einsatz der KWK-Anlagen im Winterhalbjahr höher, da dort auch die Wärmenachfrage gedeckt werden muss, und somit auch das Flexibilitätspotential im Stromsystem, das durch sie bereitgestellt werden kann. Eine Ausnahme davon ist gegeben, wenn KWK-Anlagen im Vollastbetrieb fahren müssen, um die Wärmenachfrage zu decken und somit wenig bis keinen Spielraum haben, ihre Flexibilität anzubieten. Biomasse- und Müllverbrennungsanlagen erzeugen typischerweise Strom und Wärme und auch laut UBA WAM Szenario (Umweltbundesamt, 2019) wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2030

alle stromerzeugenden Biomasse- und Müllverbrennungsanlagen in Österreich KWK-Anlagen sind. Dies ergibt sich bei der Biomasse durch die Anforderungen an den Brennstoffnutzungsgrad, welcher nur durch KWK-Anlagen erreicht werden kann (vgl. EAG § 10 Abs. 1). Auch bei den Gaskraftwerken ist ein deutlich überwiegender Anteil von KWK-Anlagen am stromerzeugenden Kraftwerksbestand prognostiziert. Das bedeutet, dass das Flexibilitätspotential dieser Technologien stark von der Fernwärmebereitstellung beeinflusst ist. Dabei ist zwischen Gegendruck- und Entnahmedampfturbinen zu unterscheiden, wobei letztere ein variables Verhältnis von Strom- und Wärmeerzeugung ermöglichen und damit mehr Spielraum für die Flexibilität bereitstellung im Stromsektor unabhängig von der Wärmenachfrage besitzen. In der Strommarktmodellierung im Rahmen dieses Projekts wird davon ausgegangen, dass sämtliche Müllverbrennungs- und die Mehrheit der Biomasse- und Gas-KWK-Anlagen im Jahr 2030 Gegendruckturbinen sind⁶. In Abbildung 5 ist der typische Erzeugungsverlauf der thermischen Erzeuger Biomasse, Müllverbrennung und Gas über das Jahr 2020 dargestellt (ENTSO-E, 2021a). Daraus ist ersichtlich, dass die Biomasse und Müllverbrennung ein mehr oder weniger starres Erzeugungsprofil an der oberen Leistungsgrenze zeigen. Die Gaskraftwerke zeigen dagegen ein deutlich höheres Flexibilitätspotential, welches vor allem im Winterhalbjahr zur Verfügung steht, weil sie dort mehr Strom produzieren.

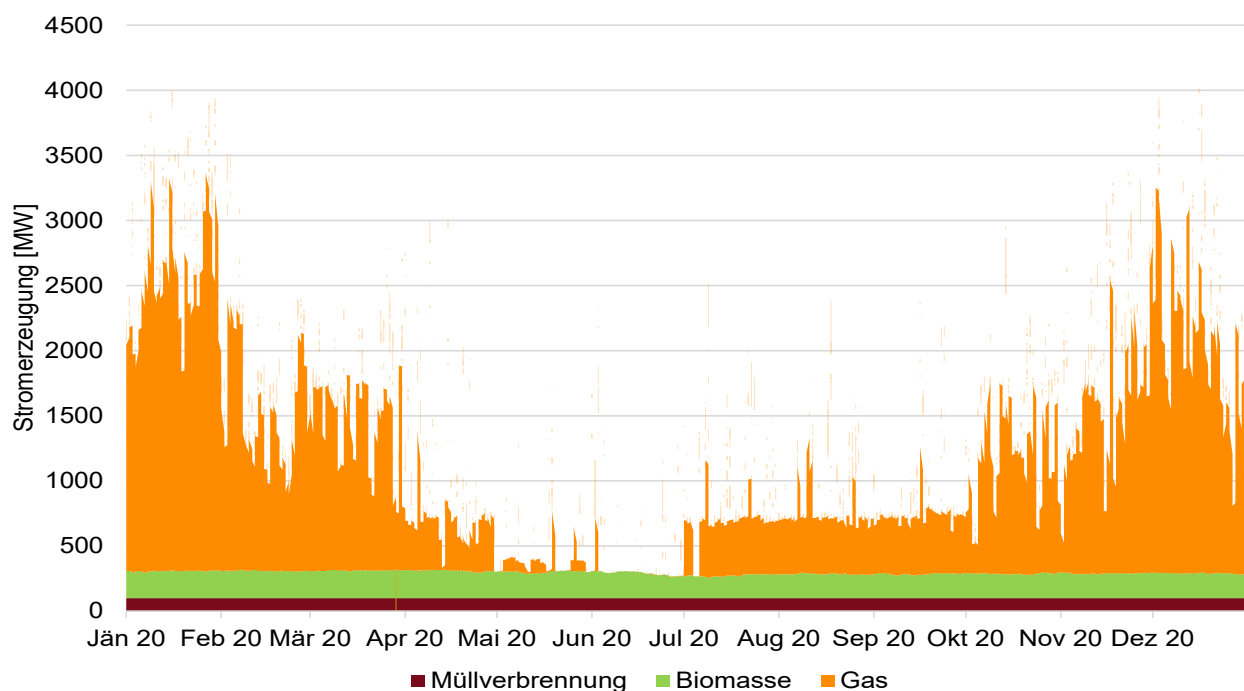


Abbildung 5: Stromerzeugung durch die thermischen Erzeuger Müllverbrennung, Biomasse und Gas im Jahr 2020 in Österreich (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (ENTSO-E, 2021a))

Als Aktivierungszeit wird bei den Erzeugern die Zeit betrachtet, die das Kraftwerk bei einem Kalt- oder Warmstart benötigt, um die Flexibilität bereitzustellen, was Großteils von der Technologie abhängt. Sie schwankt zwischen wenigen Sekunden bis Minuten bei Öl bis zu 12 Stunden bei großen Biomassekraftwerken im Kaltstart (DEA, 2016). Die daraus resultierenden technischen Potentiale für thermische Erzeuger in Österreich und deren Charakteristika für 2020 und 2030 sind in Tabelle 3 und Tabelle 4 ersichtlich. Da die thermischen Kraftwerke in ihrer Technologie bereits sehr weit entwickelt sind, wird nicht davon ausgegangen, dass sich die Rampenfähigkeit in den nächsten zehn Jahren signifikant verändert.

Thermische Kraftwerke sind fähig, Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung, Frequenzhaltung und Blindleistungsregelung sowie Primär- Sekundär- und Tertiärregelreserve bereitzustellen.

⁶ Basierend auf ExpertInneninterviews aus Energieversorgungsunternehmen, sowie modellendogener Optimierung.

Tabelle 3: Beschreibung des technischen Potentials für thermische Erzeuger 2020 für Gesamtösterreich

	Biomasse	Gas	Steinkohle	Müllverbrennung	Öl
Gesamte installierte Leistung ⁷	497 MW	4015 MW	246 MW	150 MW	178 MW
Netzebene	NE 3 (16 %) NE 4 (6 %) NE 5 (71 %) NE 6 (3 %) NE 7 (4 %)	NE 3 (91 %) NE 4 (3 %) NE 5 (5 %) NE 6 (1 %)	NE 3 (100 %)	NE 3 (95 %) NE 4 (1 %) NE 5 (4 %)	NE 3 (91 %) NE 4 (3 %) NE 5 (5 %) NE 6 (1 %)
Max. positive & negative flexible Leistung für 15 min	298 MW	2810 MW	209 MW	120 MW	178 MW
Max. positive & negative flexible Leistung für 1 h	323 MW	2810 MW	209 MW	120 MW	178 MW
Max. positive & negative flexible Leistung für 4 h	323 MW	2810 MW	209 MW	120 MW	178 MW
Maximal mögliche Abrufdauer	-				
Zeitliche Verfügbarkeit (Jahreszeit, Wochentag, Tageszeit)	Ganzjährig und -tägig Grundsätzlich höhere Verfügbarkeit im Winter, außer bei Vollauslastung Einschränkungen durch evtl. Fernwärmebereitstellung (v.a. bei Biomasse und Müll)				
Aktivierungszeit	0,25-12 h	0,25-2,5 h	0,5-8 h	0,5-8 h	0-5 min
Regenerationszeit	Abhängig von evtl. Fernwärme, bei kompletter Abschaltung mind. 4 h				
Max. Anzahl an Aktivierungen	-				
Möglichkeit zur Blindleistungsregelung	Ja				
Einflussgrößen für tatsächlich nutzbares Potential	Wirtschaftlichkeit, technische Restriktionen, Verknüpfung mit Fernwärme				

⁷ Quelle: (APG, 2021a)

Tabelle 4: Beschreibung des technischen Potentials für thermische Erzeuger 2030 für Gesamtösterreich

	Biomasse	Gas	Kohle	Müllverbrennung	Öl
Gesamte installierte Leistung ⁸	349 MW ⁹	3349 MW	0 MW	150 MW	15 MW
Netzebene	NE 3 (16 %) NE 4 (6 %) NE 5 (71 %) NE 6 (3 %) NE 7 (4 %)	NE 3 (91 %) NE 4 (3 %) NE 5 (5 %) NE 6 (1 %)		NE 3 (95 %) NE 4 (1 %) NE 5 (4 %)	NE 3 (91 %) NE 4 (3 %) NE 5 (5 %) NE 6 (1 %)
Max. positive & negative flexible Leistung für 15 min	209 MW	2344 MW		120 MW	15 MW
Max. positive & negative flexible Leistung für 1 h	226 MW	2344 MW		120 MW	15 MW
Max. positive & negative flexible Leistung für 4 h	226 MW	2344 MW		120 MW	15 MW
Maximal mögliche Abrufdauer	-				
Zeitliche Verfügbarkeit (Jahreszeit, Wochentag, Tageszeit)	Ganzjährig und -tägig Grundsätzlich höhere Verfügbarkeit im Winter, außer bei Vollauslastung Einschränkungen durch evtl. Fernwärmebereitstellung (v.a. bei Biomasse und Müll)				
Aktivierungszeit	0,25-12 h	0,25-2,5 h	0,5-8 h	0,5-8 h	0-5 min
Regenerationszeit	Abhängig von evtl. Fernwärme, bei kompletter Abschaltung mind. 4 h				
Max. Anzahl an Aktivierungen	-				
Möglichkeit zur Blindleistungsregelung	Ja				
Einflussgrößen für tatsächlich nutzbares Potential	Wirtschaftlichkeit, technische Restriktionen, Verknüpfung mit Fernwärme				

Wasserkraft-, Windkraft- und Photovoltaikanlagen können grundsätzlich Systemdienstleistungen, die zur Frequenzhaltung, Spannungshaltung und für bestimmte Funktionen des Versorgungswiederaufbaus dienen, sowie Blindleistungsregelung und Primär- Sekundär- und Tertiärregelreserve bereitstellen. Diese Technologien erfüllen die meisten technischen Anforderungen für die Erbringung derartiger Dienstleistungen bzw. gibt es bereits technische Lösungen für die Bereiche, in denen das noch nicht der Fall ist. Abseits von der technischen Möglichkeit ist dann aber vor allem für das tatsächlich nutzbare Potential die Wirtschaftlichkeit und der regulatorische Rahmen des Einsatzes entscheidend (REserviceS, 2014). Für die erneuerbaren Erzeuger ist ebenfalls die installierte Kapazität, welche abhängig vom Dargebot der natürlichen Ressourcen reduziert wird, als theoretisch maximal verfügbare negative Leistung aufgeführt (siehe Tabelle 5) worauf im folgenden Abschnitt näher eingegangen wird. Die Flexibilität ist generell negativ, da vorhandene Erzeugung nur reduziert werden kann. In Kapitel 2.1.3 wird anhand von Analysen des Jahres 2020 noch genauer darauf eingegangen, welche Erzeugung aus Wind, Photovoltaik und Lauf- und Schwellwasserkraft und damit welches negative Flexibilitätspotential im Jahr 2020 tatsächlich zur Verfügung standen.

⁸ Quelle: WAM NEKP Szenario (Umweltbundesamt, 2019)

⁹ Das UBA WAM NEKP Szenario weist gleichbleibende Biomassekapazitäten von 349 MW zwischen 2020 und 2030 aus (Umweltbundesamt, 2019), welche unter den Werten der (APG, 2021a) für 2020 liegen. Dabei ist zu beachten, dass das WAM NEKP Szenario aus dem Jahr 2019 stammt und bereits das Jahr 2020 ein Wissensdefizit im Vergleich zu den Realzahlen darstellt. Eine mögliche Erklärung für die Differenz ist die abweichende Behandlung von unternehmenseigenen Anlagen und/oder Zuordnung zu Wärme/Strom in der Statistik.

Tabelle 5: Beschreibung des technischen Potentials für erneuerbare Erzeuger Photovoltaik, Windenergie und Wasserkraft 2020 für Gesamtösterreich

	Photovoltaik	Windenergie	Wasserkraft (Lauf- und Schwellwasser)
Anzahl / Standorte	Kein geografischer Schwerpunkt	Hauptsächlich Niederösterreich und Burgenland	Hauptsächlich Tirol, Steiermark, Kärnten und Salzburg
Gesamte installierte Leistung ¹⁰	1333 MW	3133 MW	5724 MW
Netzebene	NE 5 (8 %) NE 6 (15 %) NE 7 (77 %)	NE 3 (33 %) NE 4 (43 %) NE 5 (23 %) NE 6 (1 %)	NE 1 (27 %) NE 3 (39 %) NE 4 (8 %) NE 5 (23 %) NE 6 (2 %) NE 7 (1 %)
Max. negative flexible Leistung für 15 min	neg: Abhängig von den natürlichen Ressourcen (Abregelung) Max. zwischen 66 % ¹¹ (PV), 96 % (Wind) und 95 % (Lauf- und Schwellwasser) der installierten Leistung		
Max. negative flexible Leistung für 1 h	neg: Abhängig von den natürlichen Ressourcen (Abregelung) Max. zwischen 65 % ¹² (PV) und 95 % (Wind) und 94 % (Lauf- und Schwellwasser) der installierten Leistung		
Max. negative flexible Leistung für 4 h	neg: Abhängig von den natürlichen Ressourcen (Abregelung) Max. zwischen 33 % ¹³ (PV) und 93 % (Wind) und 91 % (Lauf- und Schwellwasser) der installierten Leistung		
Maximal mögliche Abrufdauer	Abhängig von den natürlichen Ressourcen		
Zeitliche Verfügbarkeit (Jahreszeit, Wochentag, Tageszeit)	Ganzjährig und -täglich, abhängig von den natürlichen Ressourcen		
Aktivierungszeit	Sekunden - wenige Minuten		
Regenerationszeit	-	-	Abhängig von Pegelstand
Max. Anzahl an Aktivierungen	-	-	-
Möglichkeit zur Blindleistungsregelung	Grundsätzlich möglich	Grundsätzlich möglich	Ja
Einflussgrößen für tatsächlich nutzbares Potential	Wirtschaftlichkeit der Abregelung, Marktdesign	Wirtschaftlichkeit der Abregelung, Marktdesign	Wirtschaftlichkeit der Abregelung, Marktdesign

Die Verortung auf den Netzebenen wird im Jahr 2020 und 2030 als gleich angenommen. Bei der Photovoltaik wird davon ausgegangen, dass der prozentuelle Anteil der installierten Leistung auf höheren Netzebenen zwischen 2020 und 2030 ansteigt, da bisher Freiflächenanlagen in Österreich kaum eine Rolle spielen. Mit zunehmender Erschließung dieser Potentiale wird aber gerechnet, um die nationalen Energie- und Klimaziele erreichen zu können. Das WAM NEKP Szenario gibt für das Jahr 2030 eine jährliche Erzeugung von 11,6 TWh durch Photovoltaik und 16,7 TWh durch Wind und die in Tabelle 6 dargestellten installierten Leistungen an. Dies entspricht der Annahme von 1.007 (Photovoltaik) bzw. 2.436 (Wind) Volllaststunden. In der Strommarktmodellierung im Rahmen dieses Projektes wurden die Stromerzeugungsmengen von Photovoltaik, Wind, Laufwasser und Müll und Öl in Einklang mit dem WAM NEKP Szenario vorgegeben.¹⁴

¹⁰ Quelle: (APG, 2021a); Photovoltaikanlagen sind nur im Sinne österreichischer Richtlinien anerkannte Anlagen, die tatsächliche installierte Leistung kann daher höher sein.

¹¹ Im öffentlichen Netz, ohne Eigenverbrauchsberücksichtigung

¹² Im öffentlichen Netz, ohne Eigenverbrauchsberücksichtigung

¹³ Im öffentlichen Netz, ohne Eigenverbrauchsberücksichtigung

¹⁴ Die daraus resultierenden installierten Kapazitäten (vgl. Annahmen im Abschnitt 3.1.3) können daher leicht von den im WAM NEKP angegebenen und hier aufgeführten abweichen.

Tabelle 6: Beschreibung des technischen Potentials für erneuerbare Erzeuger Photovoltaik, Windenergie und Wasserkraft 2030 für Gesamtösterreich

	Photovoltaik	Windenergie	Wasserkraft (Lauf- und Schwellwasser)
Anzahl / Standorte	Kein geografischer Schwerpunkt	Hauptsächlich Niederösterreich und Burgenland	Hauptsächlich Tirol, Steiermark, Kärnten und Salzburg
Gesamte installierte Leistung ¹⁵	11527 MW	6870 MW	6807 MW
Netzebene	NE 5 (15 %) NE 6 (20 %) NE 7 (65 %)	NE 3 (33 %) NE 4 (43 %) NE 5 (23 %) NE 6 (1 %)	NE 1 (27 %) NE 3 (39 %) NE 4 (8 %) NE 5 (23 %) NE 6 (2 %) NE 7 (1 %)
Max. negative flexible Leistung für 15 min	neg: Abhängig von den natürlichen Ressourcen (Abregelung) Max. zwischen 66 % ¹⁶ (PV), 96 % (Wind) und 95 % (Lauf- und Schwellwasser) der installierten Leistung		
Max. negative flexible Leistung für 1 h	neg: Abhängig von den natürlichen Ressourcen (Abregelung) Max. zwischen 65 % ¹⁷ (PV) und 95 % (Wind) und 94 % (Lauf- und Schwellwasser) der installierten Leistung		
Max. negative flexible Leistung für 4 h	neg: Abhängig von den natürlichen Ressourcen (Abregelung) Max. zwischen 33 % ¹⁸ (PV) und 93 % (Wind) und 91 % (Lauf- und Schwellwasser) der installierten Leistung		
Maximal mögliche Abrufdauer	Abhängig von den natürlichen Ressourcen		
Zeitliche Verfügbarkeit (Jahreszeit, Wochentag, Tageszeit)	Ganzjährig und -täglich, abhängig von den natürlichen Ressourcen		
Aktivierungszeit	Sekunden - wenige Minuten		
Regenerationszeit	-	-	Abhängig von Pegelstand
Max. Anzahl an Aktivierungen	-	-	-
Möglichkeit zur Blindleistungsregelung	Grundsätzlich möglich	Grundsätzlich möglich	Ja
Einflussgrößen für tatsächlich nutzbares Potential	Wirtschaftlichkeit der Abregelung, Marktdesign	Wirtschaftlichkeit der Abregelung, Marktdesign	Wirtschaftlichkeit der Abregelung, Marktdesign

2.1.3 Tatsächlich nutzbares Potential 2020 & 2030

Das tatsächlich nutzbare Potential der Erzeuger hängt von verschiedenen Faktoren ab, welche sich wieder von Technologie zu Technologie unterscheiden. Bei allen Erzeugungsarten ist zunächst einmal maßgeblich, inwieweit die Flexibilität wirtschaftlich einsetzbar ist, d.h. welchen Wert sie an den entsprechenden Märkten erzielen kann. Dies bestimmt dann, ob Erzeuger ihre Anlagen flexibel betreiben oder nicht. Dafür stehen den Erzeugern verschiedene Märkte zur Verfügung, auf denen sie den Einsatz optimieren können, z.B. Teilnahme am Intradaymarkt oder Bereitstellung von Regelreserve. Des Weiteren sind die technischen Restriktionen (z.B. Rampenfähigkeit, Mindestleistung, etc...) zu beachten, welche für einen reibungslosen Betrieb der Anlagen erfüllt sein müssen und welche im vorherigen Kapitel beschrieben wurden. Darüber hinaus gibt es bei den thermischen Kraftwerken zum Teil Abhängigkeiten von der Wärmeproduktion (z.B. Fernwärme), welche das tatsächlich nutzbare Flexibilitätspotential einschränken. Da aus Abbildung 5 ersichtlich wird, dass die Biomasse- und Müllverbrennungsanlagen überwiegend in Volllast operieren, wird davon ausgegangen, dass

¹⁵ Quelle: WAM NEKP Szenario (Umweltbundesamt, 2019)

¹⁶ Im öffentlichen Netz, ohne Eigenverbrauchsberücksichtigung

¹⁷ Im öffentlichen Netz, ohne Eigenverbrauchsberücksichtigung

¹⁸ Im öffentlichen Netz, ohne Eigenverbrauchsberücksichtigung

diese zum ganz überwiegenden Teil nur negative Flexibilität zur Verfügung stellen und ihr tatsächlich nutzbares Potential an positiver Flexibilität daher mit 0 angenommen.

Für die Kosten, welche für das Stromsystem für die Flexibilitätsbereitstellung der Erzeuger anfallen, sind die Preise, welche die Erzeuger am jeweiligen Flexibilitätsmarkt erzielen können, maßgeblich. Dafür ausschlaggebend ist das Marktdesign, das Marktumfeld und die Wettbewerbssituation am entsprechenden Markt (Day-Ahead-, Intraday-, Regelreservemarkt, ...). Im Falle der Abregelung von Anlagen auf Basis Erneuerbarer ist das Förderdesign mitentscheidend dafür, ob Abregelung angewandt wird und welche Kosten dafür anfallen. Bei Anwendung der sogenannten 6-Stunden-Regel, wie im EAG vorgesehen, haben erneuerbare Einspeiser, die eine Marktprämie erhalten, selbst in Zeiten negativer Strompreise, solange diese unter sechs Stunden am Stück auftreten und die negativen Strompreise vom Betrag her kleiner als die Marktprämie wären, keinen Anreiz ihre Einspeisung zu stoppen, da die Prämie weiter ausbezahlt wird. Im Zuge der Strommarktmodellierung wurde dies in vereinfachter Form berücksichtigt – konkret wurde bei erneuerbaren Erzeugern der Abruf negativer Flexibilität, also das Abregeln, mit 20 €/MWh bepreist, was im Mittel über alle Technologien der Höhe, der für 2030 erwartbaren Förderprämie, entspricht. Diese Prämie ergibt sich aus der Annahme einer Differenz von 70 €/MWh Stromgestehungskosten und 50 €/MWh Marktpreis bzw. Marktwert über alle betriebsgeförderten, erneuerbaren Technologien hinweg (generalisierende Berechnung basierend auf (Resch, et al., 2021)).

Das Potential der negativen flexiblen Leistung (Abregelung) der Erneuerbaren hängt neben deren Wirtschaftlichkeit hauptsächlich vom natürlichen Dargebot der Ressourcen ab. Während bei der Photovoltaik nur tagsüber die Stromproduktion (und damit negatives Flexibilitätspotential) möglich ist und im Sommer deutlich höhere Leistungen aufgrund höherer solarer Erträge erzielt werden, schwankt das jährliche Erzeugungsprofil der Windkraft weniger bzw. zeigt eine zur Photovoltaik gegenläufige Charakteristik – demnach ist die Stromerzeugung der Windkraft im Winterhalbjahr im Regelfall höher als im Sommer. Einzelne Tage in der Windkrafterzeugung können dafür deutlich größere Unterschiede in der verfügbaren Leistung aufweisen als die Photovoltaik. Abbildung 6 zeigt die Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik im Jahr 2020 in Österreich. Daraus lässt sich erkennen, welches negative Flexibilitätspotential wann zur Verfügung stand. Hier ist zu beachten, dass bei der Stromerzeugung aus Photovoltaik der Eigenverbrauch nicht dargestellt ist und somit die eigentliche Erzeugung aus Photovoltaik höher lag.

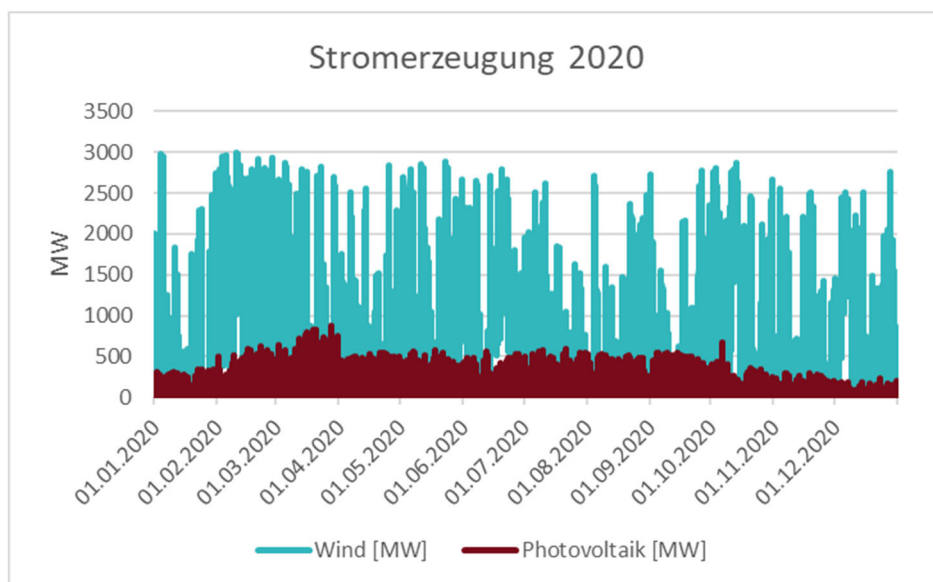


Abbildung 6: Stromeerzeugungsprofil aus Wind und Photovoltaik in Österreich im Jahr 2020 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (ENTSO-E, 2021a))

Im Jahr 2020 war die maximale Erzeugungsleistung¹⁹ (= maximale negative flexible Leistung) im 15-Minuten-Fenster 876 MW bei der Photovoltaik und 2.992 MW bei der Windkraft (siehe Abbildung 7). Die maximale Erzeugungsleistung, die über eine Stunde zur Verfügung stand, waren 872 MW (Photovoltaik) und 2.960 MW (Windkraft). Die maximale Leistung über vier Stunden betrug 444 MW (Photovoltaik) und 2.916 MW (Wind).

¹⁹ Im öffentlichen Netz

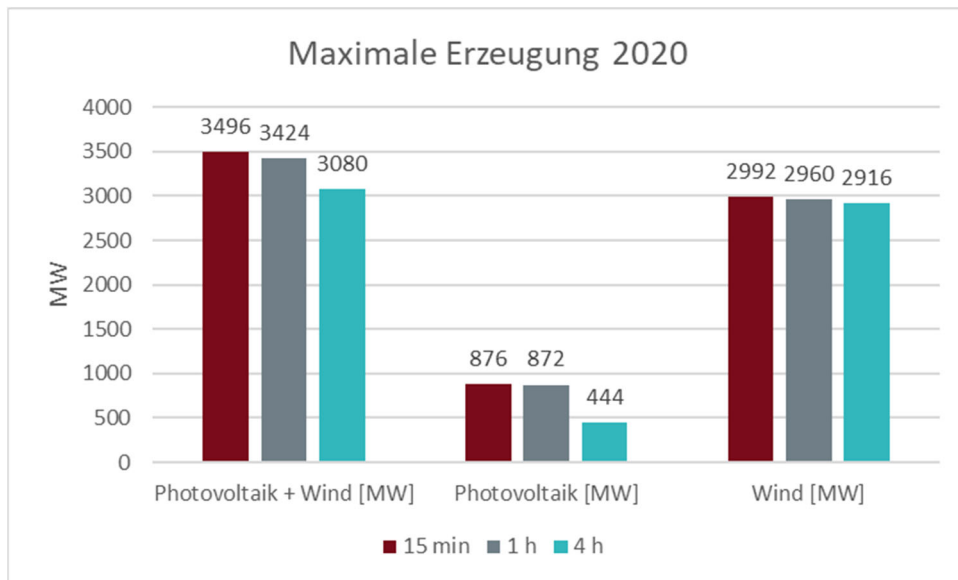


Abbildung 7: Maximale Erzeugungsleistung von Wind und Photovoltaik in Österreich über 15 Minuten, eine Stunde und vier Stunden im Jahr 2020 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (ENTSO-E, 2021a))

Der zeitliche Verlauf der maximalen Erzeugungsleistung über 15 Minuten, eine oder vier Stunden folgt damit im Wesentlichen dem Jahresprofil (siehe Beispiel der 4 h-Verfügbarkeit in Abbildung 8). Dadurch, dass als Flexibilität über vier Stunden aber nur die Leistung zur Verfügung gestellt werden kann, die die ganzen vier Stunden garantiert ist, verringert sich die als Flexibilität nutzbare Leistung dementsprechend. Dies ist z.B. bei der Photovoltaik in den Wintermonaten deutlich erkennbar.

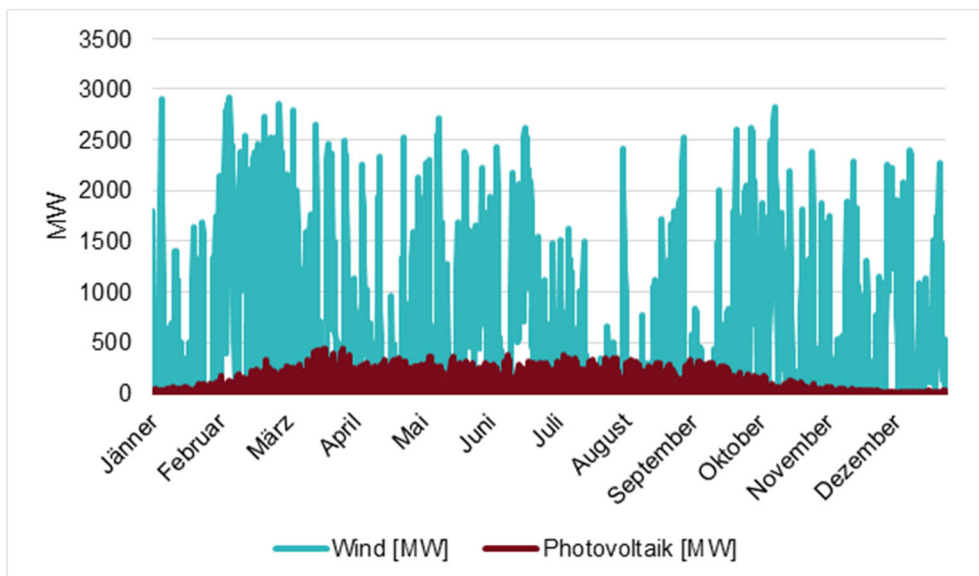


Abbildung 8: Zeitlicher Verlauf der maximalen Erzeugungsleistung, die über vier Stunden zur Verfügung gestellt werden kann, am Beispiel des Jahres 2020 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (ENTSO-E, 2021a))

Im Gegensatz zu diesen maximal zur Verfügung stehenden Leistungen gibt es viele Stunden mit deutlich geringeren Leistungen, und bei der Photovoltaik die nächtlichen Unterbrechungen. Die minimale Erzeugungsleistung der Photovoltaik betrug folglich 0 MW. Aber auch bei der Windkraft war die minimale Erzeugungsleistung niedrig und betrug 4 MW (siehe Abbildung 9). Die mittlere Erzeugung, die von Windenergieanlagen und Photovoltaik gemeinsam über einen Zeitraum von 15 Minuten, eine Stunde oder vier Stunden zur Verfügung gestellt werden konnte, betrug zwischen 930 MW und 725 MW.

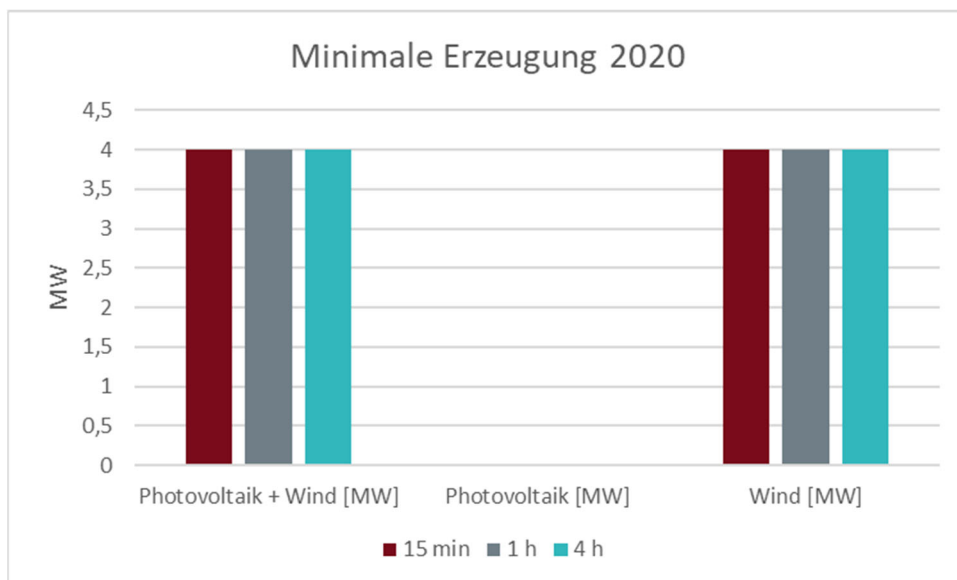


Abbildung 9: Minimale Erzeugungsleistung von Wind und Photovoltaik in Österreich über 15 Minuten, eine Stunde und vier Stunden im Jahr 2020 (Quelle: (ENTSO-E, 2021a))

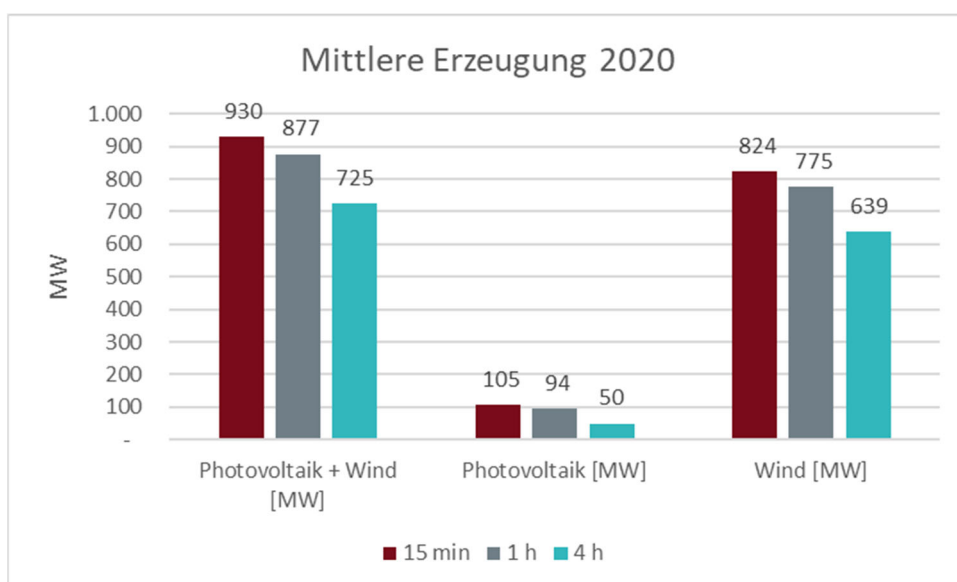


Abbildung 10: Mittlere Erzeugungsleistung von Wind und Photovoltaik in Österreich über 15 Minuten, eine Stunde und vier Stunden im Jahr 2020 (Quelle: (ENTSO-E, 2021a))

Dies zeigt die große Schwankungsbreite der Erzeugungsleistung der beiden Technologien Wind und PV. Hier sei aber angemerkt, dass die Verfügbarkeit der Flexibilitätsoption der Abregelung natürlicherweise meist mit Zeiten hoher (erneuerbarer) Erzeugung zusammenfällt, wo dieses negative Flexibilitätspotential dann auch zur Verfügung steht. Wie eingangs erwähnt wird auch das Regulierungs-, Markt- und Förderdesign (6-h-Regel, Förderung bei negativen Spotpreisen, etc...) entscheiden, inwieweit Abregelung als negatives Flexibilitätspotential tatsächlich genutzt werden kann.

Die Verfügbarkeit der (Lauf- und Schwell-)Wasserkraft wurde analog zur in diesem Abschnitt am Beispiel von Wind und PV dargestellten Methode bewertet, allerdings aus Darstellungsgründen nicht in den Grafiken inkludiert. Die Erzeugung der Lauf- und Schwellwasserkraft hat ihren Schwerpunkt im Sommerhalbjahr, unterliegt also einer saisonalen Schwankung im Erzeugungsprofil. Im Unterschied zu Wind und Photovoltaik unterliegt sie aber geringeren stündlichen Schwankungen. Von den installierten 5.724 MW im Jahr 2020 (vgl. Tabelle 5) war die maximale Erzeugungsleistung über 15 Minuten 5.456 MW, über eine Stunde 5.354 MW und über vier Stunden 5.227 MW. Die minimale Erzeugungsleistung im 15-Minuten-Zeitraum betrug 1.393 MW.

2.2 Import & Export

Grenzüberschreitende Stromflüsse im Übertragungsnetz sind eine Möglichkeit, regionale Unterschiede in Erzeugung und Verbrauch im Stromsystem auszugleichen und stellen damit eine wesentliche Flexibilitätsoption dar.

2.2.1 Definition & Systembeschreibung

Österreich hat grenzüberschreitende Übertragungsnetzkapazitäten zu sechs Nachbarländern: Deutschland, Tschechien, Ungarn, Italien, Schweiz und Slowenien. In Abbildung 11 sind die grenzüberschreitenden Lastflüsse (= gemessener Austausch von elektrischer Energie) zwischen der Regelzone APG und den Nachbarländern beispielhaft für den 16. Juni 2021 dargestellt.

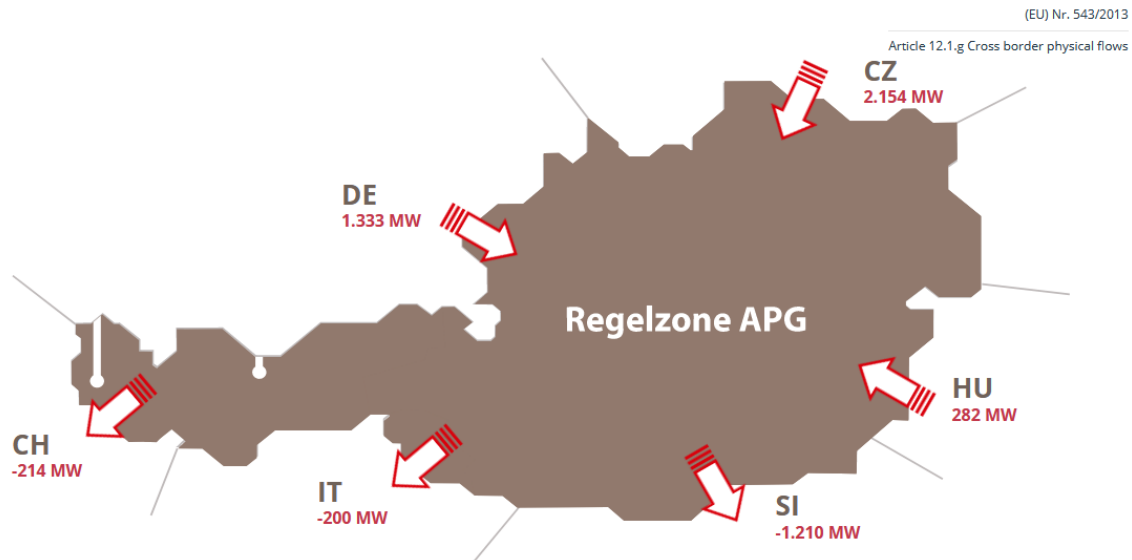


Abbildung 11: Grenzüberschreitende Lastflüsse an den Grenzen der Regelzone APG beispielhaft dargestellt für den 16. Juni 2021, 12:30-12:45 Uhr (Quelle: (APG, 2021b))

Grundsätzlich ist bei den Grenzkapazitäten zwischen den technischen und den für den Handel zur Verfügung stehenden Grenzkapazitäten zu unterscheiden²⁰. Die handelbaren Kapazitäten werden in verschiedenen Zeithorizonten als Jahres-, Monats-, Tages- und Intradayprodukte vergeben (finanzielle Langfristkapazitäten bzw. nominierbare Kurzfristkapazitäten). Für Grenzen mit deklariertem Engpass müssen die grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten den Marktteilnehmern mit marktbasierenden Verfahren zugänglich gemacht werden²¹. Bei der Allokation gibt es grundsätzlich momentan zwei Vergabeformen, nämlich explizite (getrennte Vergabe von Leitungskapazitäten und Energie) und implizite (gemeinsame, zeitgleiche Vergabe von Leitungskapazitäten und Energie) Vergabe. An den Grenzen des APG-Übertragungsnetzes zu den jeweiligen Regelzonen in Deutschland, Italien, Slowenien, Ungarn und Tschechien ist für den Day-Ahead-Horizont eine implizite Vergabe implementiert. Die für den Markt verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten werden dabei derzeit in der Regel gemäß Net Transfer Capacity (NTC) Ansatz ermittelt, im Rahmen der Central Western Europe (CWE²²) Strommarktregion ist Österreich dagegen mit lastflussbasierter Kapazitätsberechnung integriert. An der Grenze zur Schweiz werden auch die Day-Ahead-Kapazitäten nach wie vor explizit vergeben. Die im Rahmen dieses Projekts betrachteten Export- und Importkapazitäten, die dann auch Eingang in die Strommarktmodellierung finden, entsprechen den für den Handel zur Verfügung stehenden Grenzkapazitäten.

²⁰ Nach der Strompreiszonentrennung 2018 betrug die technische Grenzkapazität zu Deutschland beispielsweise 10,7 GW, die handelbare Kapazität 4,9 GW.

²¹ Basierend auf Europäische Verordnung (EG) 2019/943 sowie dem europäischen Zielmodell laut CACM (Capacity Allocation and Congestion Management) Verordnung (EU) 2015/1222

²² Belgien, Deutschland, Österreich, Frankreich, Luxemburg und Niederlande

2.2.2 Technisches Potential 2020 & 2030

Blickt man rein auf die grenzüberschreitenden Lastflüsse, so wird ein saisonaler Verlauf deutlich, in welchem mehr Importe nach Österreich im Winterhalbjahr und mehr Exporte im Sommerhalbjahr stattfinden (siehe Abbildung 12). Neben der Möglichkeit des Ausgleichs täglicher Schwankungen wird das grenzüberschreitende Stromnetz also aktuell auch als Flexibilitätsoption für saisonale Unterschiede in der Erzeugung in Österreich genutzt.

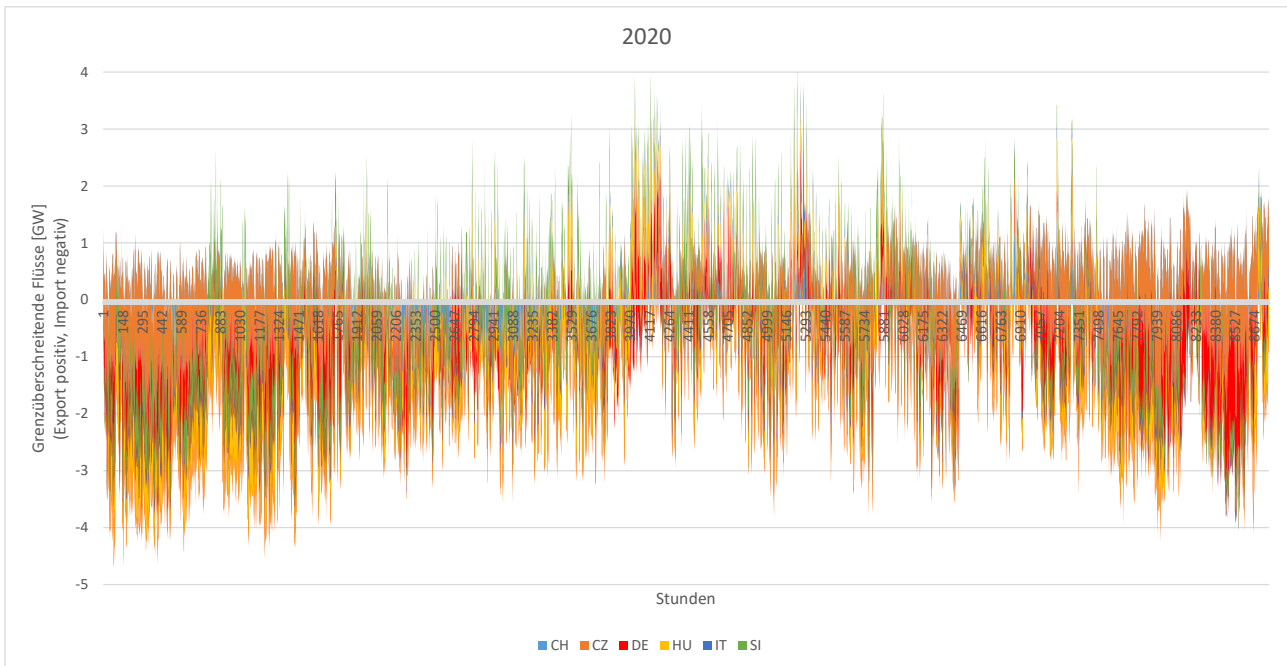


Abbildung 12: Grenzüberschreitende Flüsse (Export positiv, Import negativ) in Österreich im stündlichen Verlauf im Jahr 2020 (Quelle: (ENTSO-E, 2021a))

Grenzüberschreitende Übertragungsnetzkapazitäten können grundsätzlich als Flexibilitätsoption für die verschiedensten Märkte bzw. Operationen genutzt werden. Sämtliche grenzüberschreitenden physikalischen Stromflüsse, die aus Elektrizitätshandel (Langfrist-, Day-Ahead-, oder Intradayhandel), aber auch anderen Anwendungen, wie dem Einsatz von Regelreserve resultieren, nutzen die begrenzt zur Verfügung stehende Übertragungsnetzkapazitäten. Blickt man auf die Export-/Importfahrpläne der reinen Handelstätigkeiten (Scheduled Commercial Exchanges), zeigt sich ein ähnliches Bild und es lässt sich ebenso ein saisonaler Verlauf neben den Tagesschwankungen erkennen (siehe Abbildung 13).

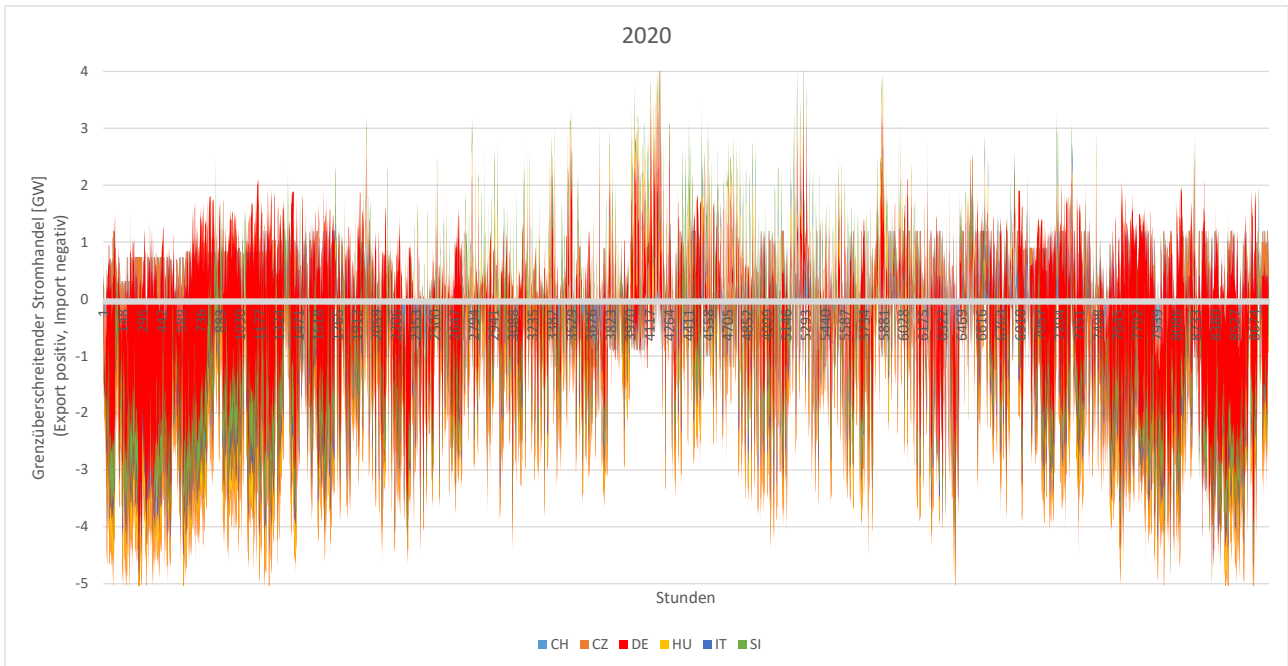


Abbildung 13: Grenzüberschreitender Stromhandel in Österreich (Export positiv, Import negativ) in Österreich im stündlichen Verlauf im Jahr 2020 (Quelle: (ENTSO-E, 2021a))

In der jährlichen Bilanz war Österreich in der Vergangenheit ein Nettostromimportland. Abbildung 14 zeigt die Bilanz der jährlichen grenzüberschreitenden Stromhandelstätigkeiten mit Österreichs Nachbarländern. Daraus wird deutlich, dass der wichtigste Handelspartner für Österreich Deutschland ist, das als Hauptimportland für Österreich fungiert.

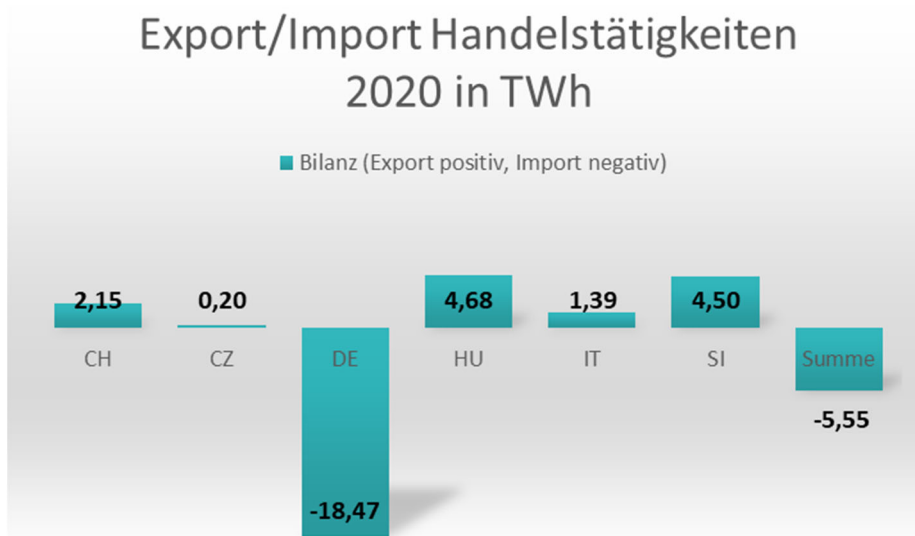


Abbildung 14: Jährliche Bilanz 2020 an Export/Import Handelstätigkeiten (Quelle: (ENTSO-E, 2021a))

Auch für die Regelreserve werden teilweise grenzüberschreitende Netzkapazitäten verwendet, wobei hier die grenzüberschreitenden Kooperationen noch deutlich weniger ausgereift sind als im Day-Ahead- oder Intraday-Handel. Dennoch ist es ein erklärtes Ziel, Synergien auch im Regelreservebereich länderübergreifend zu nutzen. Die gesetzliche Grundlage dafür ist unter anderem in der Electricity Balancing Guideline (EBGL)²³ gelegt. Während die Primärregelreserve im europäischen Verbundnetz solidarisch aktiviert wird, soll die Kooperation im Bereich Sekundär- und Tertiärregelreserve primär durch europäische Plattformen der

²³ Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem Art. 19 bis Art. 22

ENTSO-E für den Austausch von Regelarbeit erreicht werden: MARI für mFRR, PICASSO für aFRR sowie IGCC für das Imbalance Netting Verfahren.

Im Bereich der Regelreserve besteht zwischen Österreich und Deutschland außerdem eine bilaterale Kooperation, welche europaweiten Kooperationsbestrebungen im Bereich der Regelreserve vorgreift. Seit 2016 kooperiert die APG mit den entsprechenden deutschen regelzonenverantwortlichen ÜNB bei der gemeinsamen kostenoptimalen aFRR-Aktivierung. Darüber hinaus gibt es seit Februar 2020 auch eine Kooperation bei der Ausschreibung für die Beschaffung von aFRR (Leistung), wofür basierend auf den zugeschlagenen Geboten grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten zugewiesen werden. Seit Dezember 2019 wird außerdem eine gemeinsame kostenoptimale Aktivierung von mFRR umgesetzt. Voraussetzung für derartige Kooperationen ist neben der Verfügbarkeit ausreichender und verlässlicher grenzüberschreitender Übertragungsnetzkapazitäten immer die Harmonisierung der entsprechenden Regelleistungsprodukte, welche zwischen Deutschland und Österreich im Jahr 2018 erfolgte. Für die momentane Anfangsphase der Kooperation zwischen Deutschland und Österreich ist die vorgehaltene grenzüberschreitende Übertragungsnetzkapazität für den Austausch von aFRR auf 80 MW begrenzt worden (Consentec, 2020).

Die handelbaren Grenzkapazitäten (NTC) betragen im Jahr 2020 in Summe zu allen Nachbarländern 9.100 MW (Export) bzw. 8.855 MW (Import) (ENTSO-E, 2018). Diese Werte wurden auch im Rahmen der TYNDP Modellierung der ENTSO-E verwendet. Sie sind in Hinblick auf einen sicheren Netzbetrieb deutlich kleiner als die thermische Übertragungsleistung der grenzüberschreitenden Leitungen. Hierbei handelt es sich um ein theoretisches Potential, das nicht unbedingt gleichzeitig abgerufen werden kann, da das n-1 Kriterium über diese NTC Berechnung zwar vereinfacht dargestellt wird, es aber keine Garantie für dessen Einhaltung auf der grenzüberschreitenden Leitung und in den angrenzenden Gebotszonen ist (z.B. Ringflüsse, Zuverlässigkeitsmarge). Dafür sind lastflussbasierte Berechnungen nötig, welche z.B. im Day-Ahead-Marktsegment zum Einsatz kommen. Für die Marktmodellierung im Rahmen dieses Projekts, welche eine physikalische Lastflussmodellierung mit etwa einem Knoten pro Land beinhaltet, wurden daher die für das Jahr 2030 prognostizierten NTC Werte der (ENTSO-E, 2021) mit einem Abschlag von 20% verwendet und für Österreich eine Redispatch-Simulation nachgelagert (siehe Abschnitt 3.1). Für die Grenzkapazitäten zwischen Österreich und Deutschland sieht der TYNDP 2020 eine Steigerung auf 5.400 MW (NTC) bis 2030 vor (ENTSO-E, 2021). Auf diese wurde in der Strommarktmodellierung im Gegensatz zu den anderen grenzüberschreitenden Kapazitäten kein weiterer Abschlag von 20 % angewandt, da die Strompreiszonentrennung zwischen diesen beiden Ländern eine vornehmlich politische Entscheidung war und daher davon ausgegangen wird, dass diese Kapazität voll genutzt werden kann. Diese Nutzung unterliegt stets praktischen Einschränkungen, welche das theoretische auf das tatsächlich nutzbare Potential verringern und auf die in Kapitel 2.2.3 nochmals genauer eingegangen wird.

Tabelle 7: Beschreibung des technischen Potentials für handelbare Export- und Importkapazitäten 2020 für Österreich

	Grenzüberschreitende handelbare Übertragungsnetzkapazitäten (NTC)					
Anzahl / Standorte	AT - CH	AT - CZ	AT - DE	AT - HU	AT - IT	AT - SI
Net Transfer Capacity ²⁴	1200 MW	900 MW (Export)/ 800 MW (Import)	4900 MW	800 MW	350 MW (Export)/ 145 MW (Import)	950 MW
Netzebene	NE 1 (100 %)					
Max. positive & negative flexible Leistung für 15 min	Gesamtkapazität (vorbehaltlich praktischer Einschränkungen zur Gleichzeitigkeit der Abrufbarkeit und Verfügbarkeit der Flexibilität in Nachbarmärkten)					
Max. positive & negative flexible Leistung für 1 h	Gesamtkapazität (vorbehaltlich praktischer Einschränkungen zur Gleichzeitigkeit der Abrufbarkeit und Verfügbarkeit der Flexibilität in Nachbarmärkten)					
Max. positive & negative flexible Leistung für 4 h	Gesamtkapazität (vorbehaltlich praktischer Einschränkungen zur Gleichzeitigkeit der Abrufbarkeit und Verfügbarkeit der Flexibilität in Nachbarmärkten)					

²⁴ Ex- und Import, sofern nicht explizit unterschieden; (Quelle: TYNDP 2018 (ENTSO-E, 2018))

Maximal mögliche Abrufdauer	-
Zeitliche Verfügbarkeit (Jahreszeit, Wochentag, Tageszeit)	Ganzjährig und -täglich
Aktivierungszeit	Kontinuierlicher Prozess
Regenerationszeit	Keine
Max. Anzahl an Aktivierungen	Kontinuierlicher Prozess
Möglichkeit zur Blindleistungsregelung	Ja (mittels entsprechender Komponenten auf Seiten d. Netzbetreiber)

Tabelle 8: Beschreibung des technischen Potentials für handelbare Export- und Importkapazitäten 2030 für Österreich

Grenzüberschreitende handelbare Übertragungsnetzkapazitäten (NTC)						
Anzahl / Standorte	AT - CH	AT - CZ	AT - DE	AT - HU	AT - IT	AT - SI
Net Transfer Capacity ²⁵	1200 MW	900 MW	5400 MW	800 MW	680 MW (Export)/ 500 MW (Import)	950 MW
Netzebene	NE 1 (100 %)					
Max. positive & negative flexible Leistung für 15 min	Gesamtkapazität (vorbehaltlich praktischer Einschränkungen zur Gleichzeitigkeit der Abrufbarkeit und Verfügbarkeit der Flexibilität in Nachbarmärkten)					
Max. positive & negative flexible Leistung für 1 h	Gesamtkapazität (vorbehaltlich praktischer Einschränkungen zur Gleichzeitigkeit der Abrufbarkeit und Verfügbarkeit der Flexibilität in Nachbarmärkten)					
Max. positive & negative flexible Leistung für 4 h	Gesamtkapazität (vorbehaltlich praktischer Einschränkungen zur Gleichzeitigkeit der Abrufbarkeit und Verfügbarkeit der Flexibilität in Nachbarmärkten)					
Maximal mögliche Abrufdauer	-					
Zeitliche Verfügbarkeit (Jahreszeit, Wochentag, Tageszeit)	Ganzjährig und -täglich					
Aktivierungszeit	Kontinuierlicher Prozess					
Regenerationszeit	Keine					
Max. Anzahl an Aktivierungen	Kontinuierlicher Prozess					
Möglichkeit zur Blindleistungsregelung	Ja (mittels entsprechender Komponenten auf Seiten d. Netzbetreiber)					
Einflussgrößen für tatsächlich nutzbares Potential	Netzausbau, Behebung von (inländischen) Engpässen, Gebotszonenkonfigurationen					

2.2.3 Tatsächlich nutzbares Potential 2020 & 2030

Das in Kapitel 2.2.2 dargestellte theoretische Potential an Flexibilität, das durch Vorhandensein der Stromaustauschkapazitäten mit Österreichs Nachbarländern zur Verfügung steht, wird in der Praxis um verschiedene Faktoren verringert, welche das tatsächlich nutzbare Potential bedingen. Hier sei erwähnt, dass das theoretische Potential praktischen netz- und systemtechnischen Einschränkungen (z.B. Ringflüsse,

²⁵ Ex- und Import, sofern nicht explizit unterschieden; (Quelle: TYNDP 2020 (ENTSO-E, 2021))

Berücksichtigung bereits vergebener Kapazitäten, Gleichzeitigkeit) unterliegt, welche die Abrufbarkeit der grenzüberschreitenden Kapazitäten verringern. Ebenso bedeutet das Vorhandensein der grenzüberschreitenden Transportkapazitäten noch nicht, dass zum konkreten Zeitpunkt auch die benötigte Flexibilität in den benachbarten Strommärkten zur Verfügung gestellt werden kann. Obwohl grenzüberschreitende Day-Ahead-, Intraday-, und Regelenenergiemärkte auf EU-Ebene politisch im Sinne eines europäischen Binnenmarktes forciert werden (z.B. durch die CACM-Verordnung²⁶ im kurzfristigen Handelsbereich), gibt es Unsicherheitsfaktoren, welche die tatsächliche Geschwindigkeit dieses Ausbaus beeinflussen. Zum einen stehen dem EU-Ziel oft nationale politische und auch wirtschaftliche Interessen entgegen. Schwierig abzuschätzen sind außerdem eventuelle Konfigurationen oder Adaptierungen von Strompreiszonen. Dies wurde unter anderem bei der Strompreiszonentrennung zwischen Österreich und Deutschland im Oktober 2018 deutlich. Voraussetzung für realisierte grenzüberschreitende Übertragungsnetzprojekte und grenzüberschreitenden Handel ist auch die Beseitigung von internen Netzengpässen in Nachbarländern, worauf Österreich nur sehr limitierten politischen Einfluss nehmen kann. Des Weiteren gibt es auch bei vorhandenem politischem Willen zahlreiche Faktoren, die zu Verzögerungen beim grenzüberschreitenden Netzausbau führen können, wie z.B. Probleme im Genehmigungsverfahren oder bei der Bautätigkeit. Laut Strombinnenmarktverordnung (EU) 2019/943 müssen mindestens 70% der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität (NTC Ansatz) bzw. eines kritischen Netzelements (Flow-Based Market Coupling Ansatz) dem Stromhandel zur Verfügung gestellt werden. Da dies aufgrund technischer Einschränkungen und strukturellen Problemen im heimischen Übertragungsnetz momentan an keiner österreichischen Grenze der Fall ist, hat Österreich einen Aktionsplan nach Artikel 15 der Strombinnenmarkt-VO erlassen, mit dem das 70 % -Ziel einem linearen Zielpfad folgend bis spätestens 2025 erreicht werden soll (BMK, 2021).

Im Allgemeinen wird erwartet, dass die Bedeutung von Export und Import in Zukunft zunehmen wird. Dies liegt daran, dass das nationale Ziel, bis 2030 100 % Erneuerbare im Stromsystem (national bilanziell) zu erreichen, einen massiven Ausbau an erneuerbarer Erzeugung, und Österreichs Entwicklung vom Netto-Importeur zum Netto-Exporteur von Strom, bedeutet (Resch, et al., 2017). Die erwarteten erneuerbaren Überschüsse werden dabei vor allem im Sommerhalbjahr auftreten, womit Export und Import im Jahresverlauf wichtige Flexibilitätsoptionen für Österreich darstellen werden. Das tatsächlich nutzbare Potential der Flexibilitätsbereitstellung im Strommarkt wird im Zuge dieses Projektes in der Marktmodellierung eruiert.

²⁶ VO (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement

2.3 Verbraucher (Wärmepumpen & Boiler)

Neben Erzeugern werden auch Verbraucher zunehmend zur Bereitstellung von Flexibilität für das Energiesystem genutzt. Aufgrund ihrer effizienten Kopplung des Wärme- und Stromsektors spielen hier vor allem Wärmepumpen und in geringerem Maße Elektroboiler eine besondere Rolle.

2.3.1 Definition & Systembeschreibung

Wärmepumpen und Elektroboiler sind als Technologien sehr gut geeignet, um Flexibilitäten für das Stromsystem bereitzustellen. Sie ermöglichen eine effiziente Umwandlung elektrischer Energie in thermische Energie, die meist günstiger und über längere Zeit gespeichert werden kann. Im Haushalts- und Gewerbesektor werden diese beiden Technologien für die Raumheizung und Brauchwassererwärmung genutzt. Dafür sind Brauchwasserspeicher und oft auch Pufferspeicher installiert, die als Flexibilitäten genutzt werden. Zusätzlich kann auch das Gebäude selbst als Speicher genutzt werden, indem die thermische Trägheit der Gebäudemasse ausgenutzt wird. So können Verschiebezeiten von mehreren Stunden erreicht werden.

Ein weiterer großer Vorteil bei der Nutzung dieser Technologien ist, dass eine weitgehend automatisierbare Ansteuerung möglich ist. Es sind wenig bis keine Interaktionen mit den EndnutzerInnen notwendig, um ihre Flexibilität nutzen zu können. Immer mehr Anlagen verfügen über eine Steuerung, auf die auch von Extern, z.B. über ein Cloudsystem des Komponentenherstellers, zugegriffen werden kann. Derzeit wird dies genutzt, um beispielsweise den Eigenverbrauch einer Photovoltaikanlage zu erhöhen, oder auch um stündlich variable Stromtarife zu nutzen. Die österreichischen Wärmepumpenhersteller iDM und KNV/Nibe bieten hierfür schon geeignete Geräte an, die beispielsweise mit den variablen Tarifen von aWATTar oder der Energie AG angesteuert werden können. Für Elektroboiler gibt es bereits mehrere laufende Feldtests mit Geräten des Herstellers Austria Email für die flexible Ansteuerung der Geräte. Darüber hinaus wird im Forschungsprojekt Flex+ (AIT, 2021) derzeit die Teilnahme an Regelenergie- und Intradaymärkten von u.a. Wärmepumpen und Boilern demonstriert.

2.3.2 Technisches Potential 2020 & 2030

Wärmepumpen

Die Erhebung der derzeit installierten Leistungen und Stückzahlen an Wärmepumpen wurde in einer eigenen Vorstudie vom AIT durchgeführt. Als Grundlage dafür wurde vorrangig die „Österreichische Technologie Roadmap für Wärmepumpen“ (Hartl, et al., 2016) sowie die Erhebungen der aktuellen Marktentwicklungen von Peter Biermayr et al. (Biermayr, et al., 2020) verwendet. Dabei wurden sowohl Heizungs- als auch Brauchwasser und Kombiwärmepumpen inkludiert. Industrierärmepumpen wurden für diese Studie nicht berücksichtigt, da sie eine geringe Stückzahl aufweisen (< 6.000 im Jahr 2020) und üblicherweise mit konstanter Leistung betrieben werden und somit keine Flexibilität bereitstellen können. Derzeit sind in Österreich etwa 350.000 Wärmepumpen mit einem Gesamtjahresenergieverbrauch von etwas über 2 TWh installiert. Die Branche hat in den letzten Jahren starke Zuwächse erlebt, von denen erwartet wird, dass sie auch die nächsten Jahre anhalten. Es wird davon ausgegangen, dass bis 2030 etwa 650.000 Wärmepumpen mit einem Gesamtjahresenergieverbrauch von über 3,5 TWh in Österreich installiert sein werden.

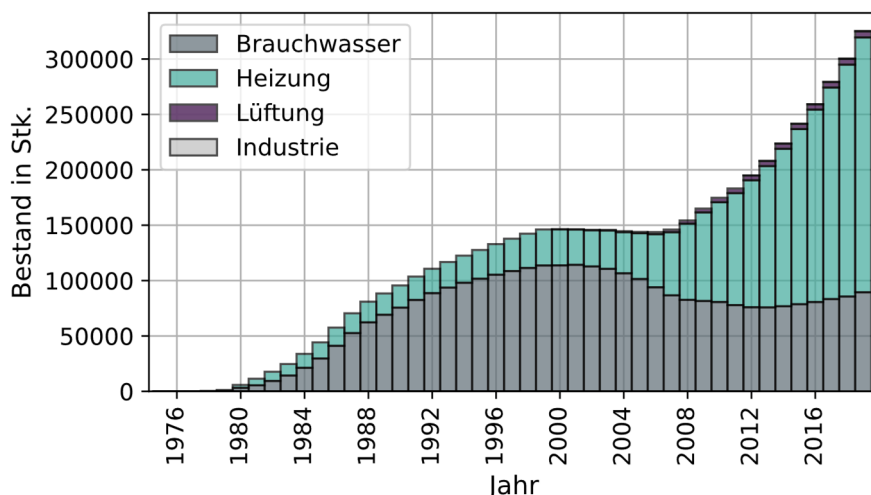


Abbildung 15: Kumulierter Bestand an Wärmepumpen in Österreich von 1976 - 2019. (Daten: (Biermayr, et al., 2020))

Die installierte Leistung wird bei Wärmepumpen üblicherweise in thermischer Leistung angegeben. Zur Ermittlung der installierten elektrischen Leistung (Tabelle 11) wurde die elektrische Jahresspitzenleistung des gesamten Wärmepumpenbestandes bei einem typischen Wetterjahr herangezogen. Die Werte wurden genauso wie die Stückzahl, der Jahresenergieverbrauch und die Wirkungsgrade in der Vorstudie vom AIT ermittelt.

Die vorhandene Literatur zum Flexibilitätspotential von Wärmepumpen ist stark divergent. Die Studie LoadShift (Moser, et al., 2015), die Potentiale für eine Vielzahl an Technologien und Sektoren erhoben hat, gibt für Wärmepumpen ein maximales Verschiebepotential von 1 h an. Dagegen sind in der Dissertationsarbeit von Tobias Weiß (Weiß, 2019) Lastmanagementdauern von zum Teil mehr als 24 h genannt, wobei hier eine starke Abhängigkeit vom Alter und Typ des Gebäudes angegeben wird. Im Projekt iWPP-Flex (Esterl, 2016) und anderen internen Vorstudien des AIT wird von Verschiebedauern zwischen diesen beiden „Extremwerten“ ausgegangen. Je nach Typ des Gebäudes und Zusatzspeichers und je nach Jahreszeit gehen die AIT-Studien von flexiblen Zeiten von 2 h bis 15 h aus. Dies wurde mittels detaillierter thermischer Simulationsmodelle der verschiedenen Gebäudetypen ermittelt.

Für die vorliegende Studie wurde ein vereinfachter, leicht nachvollziehbarer Ansatz für die Bestimmung der Lastverschiebepotentiale gewählt. Die Verschiebezeiten wurden über die typische Wirkwärmekapazität von Gebäuden ($90 \text{ Wh/m}^2/\text{K}$) nach DIN EN ISO 13786 bzw. (Weiß, 2019) und über die spezifische Verlustwärme von Neubauten ($47 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$) bzw. sanierten Gebäuden ($90 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$) (AEA - Austrian Energy Agency, 2015) ermittelt. Es wurde angenommen, dass eine Variation der Raumtemperatur von 2°C erlaubt ist. Für den Brauchwasserspeicher wurden typische Parameter in Anlehnung an (Esterl, 2016) herangezogen, nämlich eine erlaubte Variation der Temperatur um 10°C und eine Speichergröße von 250 Liter. Damit ergeben sich je nach Gebäudetyp und Anlagenkonfiguration mögliche Verschiebezeiten von 3 bis 11 h. Diese Zeiten decken sich sehr gut mit den in detaillierten Vorstudien simulierten Ergebnissen (Esterl, 2016). Die größte Flexibilität steht dabei während der Heizperiode und bei Kombigeräten (Warmwasser und Heizung) zur Verfügung. Neubauten haben aufgrund ihrer Bauweise typischerweise längere Verschiebezeiten aber geringere maximale Leistungen als sanierte Gebäude. Die Ergebnisse der Flexibilitätserhebung sind in Tabelle 11 für 2020 und in Tabelle 12 für 2030 zusammengefasst.

Für die Erhebung des tatsächlich nutzbaren Potentials wurde außerdem berücksichtigt, wie viele Anlagen über die technischen Möglichkeiten zur externen, automatisierbaren Ansteuerung verfügen. Dafür wurden Anfragen an jene Wärmepumpenhersteller gemacht, die bereits entsprechende Geräte am Markt anbieten. Basierend darauf wird angenommen, dass max. 1 % der derzeit in Betrieb befindlichen Wärmepumpen in Österreich strompreisgeführt betrieben werden. Allerdings gibt es einen größeren Anteil an Anlagen, der aus technischer Sicht grundsätzlich flexibilisiert werden könnte. So sind beispielsweise beim österreichischen Wärmepumpenhersteller iDM seit fast 10 Jahren alle Geräte mit geeigneten Schnittstellen ausgestattet. Es wird angenommen, dass dieser Anteil zukünftig stark steigen wird, da immer mehr Energielieferanten entsprechende Tarife anbieten. Durch die Erschließung weiterer Märkte für HaushaltskundInnen (z.B. Regelenergie und Intraday im Forschungsprojekt Flex+ (AIT, 2021)) bietet die Flexibilisierung des KundInnenverhaltens vermehrt attraktive Vermarktungsmöglichkeiten. Auch das fortschreitende Smart Meter Rollout und die Möglichkeit, HaushaltskundInnen mit 15 min Werten abzurechnen tragen dazu bei, dass zukünftig von einem höheren Anteil an nutzbarer Flexibilität im Haushaltsbereich ausgegangen wird. Basierend auf diesen Entwicklungen werden folgende ExpertInnenabschätzungen getroffen: Für 2020 wird angenommen, dass 10 % der Wärmepumpen flexibel über ein externes Vermarktungssignal gesteuert werden können (= technisches Potential). Da derzeit noch nicht alle Wärmepumpenhersteller steuerbare Geräte auf den Markt bringen, wird von den bis 2030 zugebauten Wärmepumpen angenommen, dass 50 % gesteuert werden können, womit sich der Gesamtanteil der flexiblen Wärmepumpen auf etwa 30 % erhöhen würde. Da aufgrund von Gleichzeitigkeitseffekten und der jeweiligen Wettersituation nicht alle Wärmepumpen zur selben Zeit in Betrieb sind, wird die maximale positive und negative flexible Leistung nicht basierend auf der installierten, sondern der durchschnittlichen Leistung im jeweiligen Jahr berechnet. Die darauf resultierenden Flexibilitätspotentiale für 2020 und 2030 sind in Tabelle 11 und Tabelle 12 dargestellt.

Bezüglich der Aufteilung zwischen dem Haushalts- und Gewerbesektor werden die Ergebnisse aus der Studie Wärmезukunft 2050 (Kranzl, et al., 2018) herangezogen. Die jeweiligen Anteile für 2020 und 2030 sind in Tabelle 9 zusammengefasst.

Tabelle 9: Verteilung der Wärmepumpen und Boiler auf den Haushalts- und Gewerbebereich (Quelle: (Kranzl, et al., 2018))

	2020	2030
WP (ges) Wohngebäude	83 %	81 %
WP (ges) Nicht-WG	17 %	19 %
WP (Heizen) Wohngebäude	80 %	77 %
WP (Heizen) Nicht-WG	20 %	23 %
WP (Warmwasser) Wohngebäude	93 %	92 %
WP (Warmwasser) Nicht-WG	7 %	8 %
Boiler Wohngebäude	86 %	86 %
Boiler Nicht-WG	14 %	14 %

Boiler

Neben der Heizung und Warmwasseraufbereitung mittels Wärmepumpen wird in Österreich auch ein erheblicher Anteil des Warmwassers über elektrische Direktheizung erwärmt. Hier ist die Studienlage jedoch wesentlich dünner als bei den Wärmepumpen, weshalb eigene Annahmen für die Erhebung des Flexibilitätspotentials getroffen werden mussten.

Im Haushaltsbereich sind derzeit etwa 650.000 Warmwasserboiler installiert (Der österreichische Installateur, 2020). Diese Zahl beruht auf dem von Statistik Austria ausgewiesenen Anteil an Direktstromheizung für die Warmwasseraufbereitung in österreichischen Haushalten, welche für 2017/18 25 % betrug (Statistik Austria, 2019/2020). Bei knapp 4 Millionen Haushalten in Österreich entspricht dies einem Anteil von 1 Million Haushalten, die Warmwasser mit Strom produzieren. Laut dem Hersteller Austria Email beträgt der Anteil an Warmwasserboilern an der Direktheizung 65 %, womit sich die Stückanzahl von 650.000 ergibt.

Um die installierte Leistung der Elektroboiler zu berechnen wird von einer typischen Anlagenkonfiguration mit einer Nennleistung von 2 kW elektrisch (Moser, et al., 2015), bei einem Wirkungsgrad von 0,98 % ausgegangen. Diese Anlage entspricht einem typischen Boilervolumen von 120 Litern. Als gesamte installierte elektrische Leistung ergeben sich damit 1.300 MW für den Haushaltsbereich. Der Gesamtjahresenergieverbrauch wurde direkt von Statistik Austria (Statistik Austria, 2019/2020) entnommen und beläuft sich für den Haushaltsbereich auf 2.909 GWh.

Für die Hebung des Flexibilitätspotentials werden die Boiler variabel in einem Temperaturbereich von 45° C – 65° C beladen. Damit ergibt sich eine elektrische Speicherkapazität von 2,8 kWh je Gerät. Die mögliche Abrufdauer bei maximaler Leistung beträgt somit 1,4 h, wobei dies durch Pooling entsprechend verlängert werden kann. 2020 ist jedoch erst ein sehr geringer Anteil an Geräten tatsächlich in der Lage dieses Flexibilitätspotential zu nutzen, da zumeist noch die entsprechende Ansteuerungsmöglichkeit fehlt. In Rücksprache mit dem österreichischen Marktführer im Bereich der Warmwasserboiler, Austria Email, wird davon ausgegangen, dass derzeit maximal 1 % der Geräte technisch dazu ausgerüstet sind, flexibel betrieben zu werden. Damit ergibt sich für den Haushaltsbereich eine flexible Leistung von maximal 13 MW, bei einer Gesamtspeichergroße von 18 MWh.

Zusätzlich zum Haushaltsbereich wird auch die elektrische Warmwasseraufbereitung im Gewerbebereich mitbetrachtet. Dazu werden die Ergebnisse der Studie Wärmezukunft 2050 (Kranzl, et al., 2018) herangezogen. Aus dieser geht hervor, dass bei der Warmwasseraufbereitung mittels elektrischer Direktheizung 86 % auf Wohngebäude und 14 % auf Nicht-Wohngebäude entfallen. Damit kann die installierte Leistung sowie der Jahresenergieverbrauch der Haushaltsgeräte auf den Gewerbesektor umgerechnet werden. Für die Stückzahl wird die zusätzliche Annahme getroffen, dass die Gewerbegeräte im Durchschnitt doppelt so groß sind, wie die Haushaltsgeräte. Die Ergebniswerte für Haushalte, Gewerbe sowie die Gesamtzahlen sind in Tabelle 10 zusammengefasst.

Tabelle 10: Anzahl, installierte Leistung und Jahresenergieverbrauch für die Elektroboiler in den verschiedenen Sektoren für 2020 (Quelle: eigene Berechnung)

	Haushalte	Gewerbe	Gesamt
Anzahl	650000	52000	702000
Gesamte installierte Leistung [MW]	1300	208	1508
Jahresenergieverbrauch [GWh]	2909	465	3375
Flexible Leistung [MW]	13	2	15
Gesamtspeichergroße [MWh]	18	3	21

Zukünftig wird von einem Rückgang der elektrischen Direktheizung, zugunsten anderer effizienterer Technologien (z.B. Wärmepumpen) ausgegangen. Laut den Ergebnissen aus den UBA-WAM/NEKP-Szenarien wird mit einem Rückgang des Stromverbrauchs elektrischer Direktheizung für den Haushalts und Dienstleistungssektor von 2020 bis 2030 von -22 % gerechnet. Andererseits wird davon ausgegangen, dass der Anteil an flexibilisierbaren Anlagen durch die aktuelle Forschungs- und Entwicklungsarbeit erhöht wird und sich bis 2030 auf 10 % beläuft. Somit kommt es insgesamt zwar zu einer Verringerung der installierten Leistung, jedoch dennoch zu einer Erhöhung des Flexibilitätspotentials.

Die Gesamtergebnisse der Flexibilitätserhebung sind in Tabelle 11 für 2020 und in Tabelle 12 für 2030 zusammengefasst.

Tabelle 11: Beschreibung des technischen Potentials für Wärmepumpen & Elektroboiler in 2020 für Gesamtösterreich

	Wärmepumpen	Elektroboiler
Anzahl	350000	700000
Gesamte installierte Leistung	1400 MW	1500 MW
Gesamtjahresenergieverbrauch	2180 GWh	3375 GWh
Netzebene	Annahme: NE 7 (80 %) NE 6 (20 %)	Annahme: NE 7 (80 %) NE 6 (20 %)
Max. positive & negative flexible Leistung für 15 min	pos 104 MW neg 104 MW	pos 15 MW neg 15 MW
Max. positive & negative flexible Leistung für 1 h	pos 104 MW neg 104 MW	pos 15 MW neg 15 MW
Max. positive & negative flexible Leistung für 4 h	pos 104 MW neg 104 MW	pos 5,25 MW neg 5,25 MW
Maximal mögliche Abrufdauer	3-11 h, je nach Jahreszeit & Gebäudetyp, mit Pooling erweiterbar	1,4 h bei max. Leistung, mit Pooling erweiterbar
Zeitliche Verfügbarkeit (Jahreszeit, Wochentag, Tageszeit)	mehr Flex in der Heizperiode	Ganzjährig und -tägig
Aktivierungszeit	wenige sec.	wenige sec.
Regenerationszeit	= ca. Abrufdauer	= ca. Abrufdauer
Max. Anzahl an Aktivierungen	-	-
Möglichkeit zur Blindleistungsregelung	Nein	Nein

Tabelle 12: Beschreibung des technischen Potentials für Wärmepumpen & Elektroboiler in 2030 für Gesamtösterreich

	Wärmepumpen	Elektroboiler
Anzahl	650000	550000
Gesamte installierte Leistung	3040 MW	1180 MW
Gesamtjahresenergieverbrauch	3640 GWh	2630 GWh
Netzebene	Annahme: NE 7 (80 %) NE 6 (20 %)	Annahme: NE 7 (80 %) NE 6 (20 %)
Max. positive & negative flexible Leistung für 15 min	pos 526 MW neg 526 MW	pos 118 MW neg 118 MW
Max. positive & negative flexible Leistung für 1 h	pos 526 MW neg 526 MW	pos 118 MW neg 118 MW
Max. positive & negative flexible Leistung für 4 h	pos 526 MW neg 526 MW	pos 41 MW neg 41 MW
Maximal mögliche Abrufdauer	4-11 h, je nach Jahreszeit & Gebäudetyp, mit Pooling erweiterbar	1,4 h bei max. Leistung, mit Pooling erweiterbar
Zeitliche Verfügbarkeit (Jahreszeit, Wochentag, Tageszeit)	mehr Flex in der Heizperiode	Ganzjährig und -tägig
Aktivierungszeit	wenige sec.	wenige sec.
Regenerationszeit	= ca. Abrufdauer	= ca. Abrufdauer

Max. Anzahl an Aktivierungen	-	-
Möglichkeit zur Blindleistungsregelung	Nein	Nein

2.3.3 Tatsächlich nutzbares Potential 2020 & 2030

Die größte Herausforderung für die Hebung des Flexibilitätspotentials im Bereich der Wärmepumpen und Elektroboiler ist die Teilnahmebereitschaft der EndkundInnen. Diese müssen eine gewisse Kontrolle über ihre Komponente abgeben, bei nur mäßigen finanziellen Einsparungen durch die Lastverschiebung (z.B. Spot- oder Regelenenergiemarktteilnahme). Hier sind entsprechende zusätzliche Anreize notwendig, z.B. die Motivation mehr erneuerbare Energieträger zu ermöglichen. Außerdem muss sichergestellt sein, dass die Eigeninteressen der EndkundInnen zu jedem Zeitpunkt gewährt sind, d.h. dass sie keine nachteiligen Auswirkungen auf ihren Komfort (z.B. niedrigere Raumtemperatur) erfahren.

Um kleinteilige Flexibilitäten wirtschaftlich nutzen zu können, muss ein hoher Grad an Automatisierung gewährleistet sein und vorhandene Strukturen (z.B. für die Ansteuerung und IT-Infrastruktur) synergetisch sinnvoll genutzt werden. Außerdem muss die Poolgröße der Anlagen ausreichend groß sein, um an den verschiedenen Märkten tatsächlich teilnehmen zu können und um die Wirtschaftlichkeit sicherzustellen. Das Pooling der Anlagen kann entweder vom Lieferanten selbst oder auch von einem unabhängigen Aggregator durchgeführt werden. Außerdem sei zu erwähnen, dass die Pools für die Marktteilnahme nicht technologierein sein müssen, sondern auch größere Anlagen oder Erzeuger mit dabei sein können, um z.B. erforderliche Mindestleistungen zu erreichen oder um als Back-up zu dienen. Einige dieser Punkte wurden im Forschungsprojekt Flex+ (AIT, 2021) detailliert analysiert:

Um vorhandene Strukturen bestmöglich zu nutzen, wird in Flex+ davon ausgegangen, dass die Abrechnung der HaushaltskundInnen über den Stromlieferanten erfolgt. Dies hat den Vorteil, dass die KundInnen weiterhin einen zentralen, ihnen bekannten Ansprechpartner haben und keine separaten Rechnungen und Verträge mit den unterschiedlichen Flexibilitätsanbietern (z.B. bei gleichzeitiger Regelenenergie und Spot Markt Teilnahme) haben müssen. Der Lieferant hätte dann wiederum eine vertragliche Beziehung zu einem Regelenenergieanbieter. Gegenüber den HaushaltskundInnen tritt aber weiterhin nur der Lieferant auf. Somit sind die Transaktionen und Rechnungen für die HaushaltskundInnen grundsätzlich die gleichen, wie auch jetzt schon. Natürlich entstehen trotzdem Aufwände für Lieferanten und Regelenenergieanbieter. Allerdings wird davon ausgegangen, dass bei einer ausreichenden Automatisierung der Prozesse viele der Aufwände für die Umstellung des Systems beim Lieferanten in Bezug auf die Abrechnung einmalig sind (Ayoub, et al., 2020). Bei einer ausreichend großen TeilnehmerInnenzahl würde sich so eine Wirtschaftlichkeit darstellen lassen.

Ein weiterer wichtiger Punkt für die tatsächliche Hebung des Flexibilitätspotentials ist die KundInnenakquise. EndkundInnen haben selbst oft wenig Hintergrundwissen oder auch Interesse zur Nutzung ihrer Flexibilität. Hier kann es sinnvoll sein, dass die Nutzer der Flexibilität (Lieferanten, Aggregatoren) eng mit den jeweiligen KomponentenherstellerInnen zusammenarbeiten. Es könnte beispielsweise der Installateur oder die Installateurin einer Wärmepumpe vor Ort auch direkt einen zum Produkt passenden Energietarif vorschlagen, mit welchem die Komponente kostenoptimal betrieben werden kann. Auch jetzt gibt es hier schon Kooperationen, bei denen LieferantInnen jene Komponenten bewerben, die bereits strompreisgesteuert betrieben werden können und umgekehrt HerstellerInnen ihre KundInnen explizit auf LieferantInnen hinweisen, die stündlich variable Tarife anbieten (z.B. aWATTar mit der iDM Wärmepumpe).

Auch bezüglich der IT-Kosten ist ein wesentlicher Punkt vorhandene Infrastrukturen zu nutzen. Wenn ein separates Energiemanagementsystem vor Ort installiert werden muss, ist eine Wirtschaftlichkeit oft schwer darstellbar. Allerdings gehen hier bereits jetzt einige Komponentenhersteller in die Richtung, dass alle verkauften Komponenten standardmäßig eine Möglichkeit zur intelligenten Ansteuerung integriert haben. D.h. diese Komponenten können fast ohne hardwarebedingte Zusatzkosten direkt angesteuert werden.

Mehrkosten entstehen primär dann, wenn die Services noch nicht ausgereift genug sind und beispielsweise durch schlechte Forecasts und unzureichende Abbildung des realen Gebäudeverhaltens die Raumtemperatur bei der Wärmepumpenheizung zu niedrig ist. Dies würde zu Beschwerden der KundInnen, und somit zu übermäßig notwendigem Customer Support führen. Durch ausreichende vorab-Untersuchungen in Forschungs- und Demoprojekten kann dies zu weiten Teilen verhindert werden.

Zusammengefasst kann angenommen werden, dass zwar gewisse einmalige Kosten und Fixkosten anfallen, diese aber durch ausreichende Automatisierung, Nutzung von Synergieeffekten und vorausgehenden Forschungsarbeiten im laufenden Betrieb geringgehalten werden können. Variable Kosten, die abhängig von

der vorgehaltenen Leistung bzw. abgerufenen Flexibilität sind, fallen für Wärmepumpen und Boiler keine an, wenn die Flexibilitätsabrufe so gestaltet sind, dass die KundInnen dadurch keine Komfortverluste erleiden. Für diese Flexibilitätsstudie bedeutet das, dass in der Marktmodellierung keine Kosten für den Flexibilitätsabruf berücksichtigt werden und direkt das nutzbare Flexibilitätspotential ermittelt und dem Modell übergeben wird.

Für 2020 werden laut Herstellerangaben maximal 1 % der Wärmepumpen tatsächlich flexibel betrieben und nutzen beispielsweise stündlich variable Strompreise. Bei den Boilern kann das Potential derzeit noch vernachlässigt werden, nur Einzelanlagen (meist im Rahmen von Forschungsprojekten) werden derzeit flexibel betrieben. Bis 2030 wird für die weitere Marktmodellierung angenommen, dass durch Forschungs- und Entwicklungsarbeit die derzeit noch bestehenden Hemmnisse und Barrieren abgebaut werden können und das technische Potential auch tatsächlich gehoben werden kann. Daher wird in der weiteren Marktmodellierung für 2030 das abgebildete tatsächliche Flexibilitätspotential mit dem technischen Potential gleichgesetzt.

2.4 Verbraucher (E-Mobilität)

Die folgende Systembeschreibung und Potentialanalyse bezieht sich auf die batterieelektrische E-Mobilität des motorisierten individuellen Personenverkehrs ohne Berücksichtigung von eventuellen Anteilen von Plug-In-Hybriden²⁷ oder wasserstoffgetriebener E-Mobilität an der Gesamtflotte.

2.4.1 Definition & Systembeschreibung

Die batterieelektrische Elektromobilität hat sich als Technologienachfolger für konventionelle Verbrennungsmotoren im PKW-Sektor über die letzten Jahre etabliert. Die dafür verwendete Batterietechnologie basiert überwiegend auf Lithium. Als wesentliche Komponente neben dem Fahrzeug muss auch die verwendete Ladeinfrastruktur, als Schnittstelle zum Netz, besonders beachtet werden.

Steckertypen, Standards und Protokolle haben sich über die vergangenen Jahrzehnte stetig weiterentwickelt und sind global nicht einheitlich. Um Flexibilitäten ladender, bzw. netzgekoppelter (angesteckter) E-Autos nutzen zu können, bedarf es geeigneter Kommunikationsprotokolle, wobei die Steuerung immer über die Ladeinfrastruktur erfolgt. Ungeregeltes Laden ist derzeit die häufigste Form der Wiederaufladung eines E-Autos, gesteuertes Laden (on/off oder moduliert, wird als Grid-to-Vehicle [G2V] bezeichnet) ist bereits auf Technology Readiness Level 9 und wird mancherorts bereits eingesetzt. Das Rückspeisen von Energie aus dem Auto in das Netz (Vehicle-to-Grid V2G) ist technisch zwar bereits entwickelt und erprobt, findet in der Realität abseits von Pilotprojekten oder Feldtests²⁸ aber noch keinen Einsatz. Im Gegensatz zu G2V ist ein künftiger flächendeckender und massentauglicher Einsatz von V2G derzeit noch nicht absehbar. Die technische Umsetzung ist zwar möglich, jedoch gibt es in Bezug auf Service Level Agreements zwischen Herstellern und Endnutzer, Garantie und Gewährleistung, Alterung der Batterien aufgrund zusätzlicher Zyklen sowie eventueller "Rebound"-Effekte im Netz noch viele offene Fragestellungen.

2.4.1.1 Übersicht Steckertypen

- Die **Schuko** Steckdose erlaubt eine Ladeleistung von bis zu 2,3 kW in AC. Die Verwendung der Schuko Steckdose ist in den meisten Fällen auf Notladegeräte reduziert. Da haushaltsübliche Schuko Steckdosen nicht auf eine Dauerbelastung von 16 A ausgelegt sind wird der Ladestrom auf 10 A reduziert was in 2,3 kW Ladeleistung resultiert.
- **Typ-1**-Stecker mit einer Ladeleistung von bis zu 7,4 kW findet man vor allen in älteren Modellen. Der Typ-1-Stecker wurde mittlerweile zum Größten Teil durch den Typ-2-Stecker ersetzt, ist aber bei Fahrzeugen als auch Ladestellen noch zu finden.
- Der **Typ-2**-Stecker mit einer AC-Ladeleistung von bis zu 43 kW ist der derzeit gängigste Stecker für EVs die am europäischen Markt verkauft werden.
- **CCS Combo 2** ist eine Erweiterung vom Typ-2-Stecker, die das Laden mit DC mit bis zu 350 kW erlaubt. Im Wesentlichen werden hier unterhalb der AC-Kontaktierungen zwei weitere Kontaktierungen für DC konstruktiv erweitert. Die Kommunikation sowie die Erdung werden weiterhin durch dieselben Kontakte wie beim Typ-2-Stecker sichergestellt.
- **CHAdeMO** erlaubt eine Ladeleistung bis zu 100 kW und ist derzeit auf dem Europäischen Markt von geringer Relevanz. Es wird jedoch an einer Überarbeitung von CHAdeMO (CHAdeMO 2.0) gearbeitet, die auch auf dem heimischen Markt Anwendung (Durchdringung) finden könnte Diese Version 2.0 wird sich aber voraussichtlich auch geometrisch von der derzeitigen CHAdeMO Version unterscheiden.

2.4.1.2 Übersicht Ladeleistungen und Eignung von Fahrzeugklassen zur Flexibilitätsbereitstellung

Die maximale AC Ladeleistung unter den derzeit gängigsten Modellen liegt bei 22 kW. Der Großteil der AC Ladeleistungen bei 7,2 bis 11 kW.

Die Bereitstellung von Flexibilität mittels E-Autos hängt im Allgemeinen von zwei Faktoren ab:

- **Der Verfügbarkeit des Fahrzeuges:** Für die Bereitstellung von Flexibilität ist es notwendig, dass das E-Auto mit dem Netz gekoppelt ist. Zudem muss das Fahrzeug lange genug abgestellt und

²⁷ Obwohl die Anzahl an Hybridfahrzeugen in Österreich mit 1,5 % höher ist als jene von reinen E-Autos, machen Plug-In Hybride nur einen Bruchteil dieser 1,5 % aus. Zusätzlich weisen sowohl Batteriekapazitäten als auch Ladeleistungen (oftmals nur 1-phasig) der Plug-In-Modelle deutlich geringere Werte als reine Elektrofahrzeuge auf und sind somit für die Bereitstellung von Flexibilität kaum geeignet.

²⁸ Übersicht zu europäischen Pilotprojekten und Feldtests teilweise mit V2G Ansätzen: (Marinelli, 2020)

netzgekoppelt sein, um die Flexibilitätsleistung erbringen und ein verzögertes Nachladen der Energie ermöglichen zu können.

- **„State-of-Charge“ (SOC):** Für die Bereitstellung von Flexibilität (G2V) kommen nur netzgekoppelte Fahrzeuge in Frage, welche auch einen Ladebedarf haben (SOC < 100 %).

Fahrzeugklasse L:

Ladeleistungen für einspurige E-Autos der Klasse L (vor allem E-Mopeds und E-Bikes) können aufgrund ihrer geringen Ladeleistung (< 1 kW) in Bezug auf eventuelle Netzauswirkungen oder der Bereitstellung von Flexibilität vernachlässigt werden. Gemessene Modelle zeigten einen Leistungsbedarf von 100 bis 200 Watt und boten zudem die Möglichkeit diese durch tragbare Akkus im Wohnbereich zu laden. E-Motorräder könnten technisch die notwendigen Voraussetzungen bieten, um Flexibilitätsleistungen zu erbringen, allerdings gibt es zu wenige Informationen zu deren Einsatzprofilen, um eine Aussage dahingehend ableiten zu können. Diese Fahrzeugklasse wird in der folgenden Untersuchung nicht berücksichtigt.

Fahrzeugklasse M:

PKWs (M1) eignen sich aufgrund ihres Einsatzprofils im Unterschied zu anderen Fahrzeugtypen besser um ggf. Flexibilität bereitzustellen zu können, da diese im Schnitt pro Tag nur rund 50 km gefahren werden und den Rest der Zeit abgestellt sind. Zusätzlich stellen PKWs den absoluten Großteil der Fahrzeuge und wohl auch künftiger E-Autos was wiederum die Wahrscheinlichkeit für passende Fahrprofile und Bewegungstypen zur potenziellen Bereitstellung von Flexibilität erhöht.

Batterieelektrische Busse weisen genug Ladeleistung als auch Batteriekapazität auf, um ggf. Flexibilität bereitzustellen zu können. Allerdings spricht das Einsatzprofil solcher Fahrzeuge eher gegen eine Verfügbarkeit für solche Dienstleistungen (strikte Fahrpläne, Maximierung der Betriebsstunden). Daher wird die Fahrzeugklassen M2 und M3 in der folgenden Untersuchung nicht berücksichtigt.

Fahrzeugklasse N:

Für LKWs ist die Nachfolgetechnologie noch nicht völlig entschieden. Neben der batterieelektrischen Technologie wird derzeit auch noch die wasserstoffelektrische Mobilität als Option gehandelt. Während zweitens für die Bereitstellung von Netz- bzw. Energiedienstleistungen ungeeignet ist, würden Leistungen und Batteriekapazitäten von E-LKWs das technisch notwendige Potential für Flexibilität aufweisen. Allerdings ist das Einsatzprofil von LKWs, ähnlich zu Bussen, eher ungeeignet für derartige Dienstleistungen. Als Betriebsmittel bringen LKWs die höchste Rendite im Einsatz und nicht im geparkten Zustand. Daher wird diese Fahrzeugklasse in der folgenden Untersuchung nicht berücksichtigt.

Anmerkung zu Schnellladestellen (DC Leistung > 50 kW):

Die Aufgabe von Schnellladestationen ist das möglichst rasche Wiederaufladen von E-Autos zu gewährleisten, um eine rasche Weiterfahrt zu ermöglichen. Für diese Dienstleistung bezahlt der Kunde im Verhältnis zum „Normalladen“ auch einen Aufpreis (zusätzlich wird die Fahrzeugbatterie erhöhten Belastungen ausgesetzt). Das Geschäftsmodell von Schnellladestationen beruht auf der Maximierung von durchgeführten Ladevorgängen. Daher stehen an Schnellladestellen ladende E-Autos für die Bereitstellung von Flexibilität nicht zur Verfügung. Mit Schnellladestationen gekoppelte Großbatterien zur Netzanschlussleistungsreduzierung und Lademanagement Optimierung könnten ggf. für Flexibilität abseits der Stoßzeiten im Verkehr zur Verfügung stehen, was zeitlich jedoch diametral zum Bedarf an Flexibilität stehen dürfte.

Die Hauptaufgabe von mit Schnellladestationen gekoppelten Großbatterien ist das Lastmanagement, um die Summenladeleistung unter der vertraglichen (oder technischen) maximalen Netzanschlussleistung zu halten, bei gleichzeitiger Maximierung der verfügbaren Ladeleistung für jedes ladende Fahrzeug (um deren Ladezeit so kurz als möglich zu halten). Der Freiheitsgrad für zusätzliche Dienstleistungen ist daher sehr gering und wird mit steigender Anzahl an E-Autos in der Gesamtflotte noch weiter sinken. Aus diesem Grund wird für diesen Typ von Großbatterien die Annahme getroffen, dass kein verfügbares Potential für Flexibilität vorhanden ist.

Anmerkung zu den Annahmen bezüglich der Ladeleistung in diesem Bericht:

Obwohl ein Großteil der E-Autos im Jahr 2030 voraussichtlich bis zu 11 kW Ladeleistung beziehen wird können, wird für die Berechnung des Flexibilitätspotentials mit einer durchschnittlichen Ladeleistung von 7,5 kW ausgegangen. Die Gründe für diese Annahme sind wie folgt:

- Ein Teil der Fahrzeuge (vor allem ältere E-Autos) in der Flotte werden nach wie vor geringere Ladeleistungen als 11 kW aufweisen. Siehe (Mobilityhouse, 2021): Die durchschnittliche Ladeleistung basiert auf einer Auswertung der max. Ladeleistungen verfügbarer E-Autos in Europa. Der Großteil der Fahrzeuge liegt hier zwischen 4 und 11 kW.
- Das vorherrschende Lademanagement (Constant Current Constant Voltage (CCCV)) von E-Autos zeigt bei Ladeaktivitäten ab einem SoC von ca. über 80 % (Modellabhängig) eine reduzierte Ladeleistung, die mit steigendem SoC weiter abnimmt. Aufgrund der eher kurzen Tageswegstrecken von PKWs und dem daraus resultierenden geringen Ladebedarf, bzw. eher hohen SoC der E-Autos ist die Wahrscheinlichkeit sehr hoch, dass die Flexibilitätsbereitstellung der E-Autos bereits in die leistungsreduzierte CV-Phase des Lademanagements des E-Autos fällt und die maximale Ladeleistung nicht oder nur teilweise zur Verfügung steht.
- Aus Sicht des Betreibers eine Flexibilitätspools von E-Autos kann es operativ Sinn machen, nicht die maximale Ladeleistung für Flexibilität abzurufen. Dies hätte zum einen den Vorteil, dass die abgerufene Leistung länger zur Verfügung steht (da die Energiemenge dahinter Großteils eher gering sein wird) und zum anderen, dass ein (potenziell möglicher) Ausfall dieser Leistung einfacher kompensiert werden kann.

2.4.1.3 Übersicht Standards und Normen (Kommunikation)

Die Kommunikationsstandards für das Laden von Fahrzeugen lassen sich in zwei Kategorien unterteilen, der Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladepunkt, sowie der Kommunikation zwischen dem Ladepunkt und den übergeordneten Einheiten, z.B. Aggregator oder Ladesäulen-Betreiber.

Kommunikation zwischen Ladesäule und E-Auto: Über die Kommunikation zwischen E-Auto und Ladesäulen werden z.B. die Anwesenheit eines Fahrzeuges oder auch die Identifikation für die Abrechnung übermittelt:

- **IEC/EN 61851:** Weit verbreitete „low level“ Kommunikation zwischen Ladesäulen-Betreiber und E-Auto mittels PWM Signal am CP Kontakt. Eine Steuerung bzw. Modulation des Ladevorgangs ist möglich, jedoch nur in 1 A-Schritten. Zudem sind die minimalen Ladeleistungen zu beachten, die je nach Hersteller und Fahrzeug unterschiedlich sein können.
- **IEC 15118:** „High Level“-Kommunikationsstandard für den Austausch erweiterter Daten (Departure Time, Charging Schedule, Smart Charging, etc...) zwischen Ladesäulen-Betreiber und E-Auto. Geringe Verbreitung heute, starke Verbreitung in „naher“ Zukunft erwartet, daher große Relevanz für den Zeitraum 2030 sowie 2040.
- **CHAdEMO und CHAdEMO 2.0:** High Level Kommunikationsstandard, starke Ähnlichkeit mit 15118, technisch deutlich einfacher implementiert (Kommunikation via CAN anstelle von PLC). Derzeit wird CHAdEMO 2.0 in Asien entwickelt (Kooperation CHAdEMO Vereinigung und GB/T). Sehr vielversprechender Standard, voraussichtlich eher für den Zeitraum 2040 als 2030.
- **GB/T:** Low Level Communication Standard aus China (alias: Chinesische IEC 61851), heute keine Relevanz in Europa, zukünftige Änderungen der Relevanz durch chinesische Modelle in Europa möglich.

Kommunikation zwischen Ladesäule und Aggregator/Ladesäulen-Betreiber: Über die Kommunikation zwischen Ladesäule und dem Aggregator oder Ladesäulen-Betreiber werden der aktuelle Status und ggf. Vorgaben zur Ladesteuerung übermittelt:

- **OCPP:** Open Charge Point Protocol – Derzeitiger „de-facto“ Standard für die Kommunikation zwischen EVSE und EVSE Operator. Entwickelt von Open Smart Charging Alliance (OSCA). Ermöglicht primär Datenauslesung und Update-Prozesse.
- **IEC 63110:** IEC Standardisierung von OSCP. Starke Kooperation von OSCA und IEC 15118. Marktdurchdringung für Zeitraum 2030 möglich, für 2040 wahrscheinlich.

2.4.2 Technisches Potential 2020 & 2030

Der Technologiesplit im PKW-Bereich (KFZ-Klasse M1) setzte sich mit Ende 2020 wie folgt zusammen²⁹:

²⁹ Die Daten umfassen sämtliche PKWs der österreichischen Flotte inkl. PKWs in Firmenbesitz.

Tabelle 13: Technologiesplit Autos im Jahr 2020 (Quelle: (Statistik Austria, 2020))

Technologietyp	Anzahl	Anteil
Verbrenner	5005443	97,6 %
Hybrid	83361	1,5 %
Elektro	44507	0,9 %
Wasserstoff	45	0,0 %

Tabelle 14: Beschreibung des technischen Potentials für den E-Mobilität-Sektor 2020 für Gesamtösterreich

	E-Autos in Österreich
Anzahl	44507
Gesamte installierte Leistung (PKW mit ~7,5 kW) ³⁰	333 MW
Gleichzeitigkeitsfaktor 0,2	67 MW
Netzebene	Annahme: NE 7 (80 %) NE 6 (20 %)
Max. positive & negative flexible Leistung für 15 min	0
Max. positive & negative flexible Leistung für 1 h	0
Max. positive & negative flexible Leistung für 4 h	0
Maximal mögliche Abrufdauer	0
Zeitliche Verfügbarkeit (Jahreszeit, Wochentag, Tageszeit)	0
Aktivierungszeit	0
Regenerationszeit	= Abrufdauer
Max. Anzahl an Aktivierungen	0
Möglichkeit zur Blindleistungsregelung	Nein

Abgesehen von Feldversuchen und Pilotanwendungen im Rahmen von Forschungsprojekten, gibt es im Jahr 2020 noch kein erschlossenes technisches und somit auch kein tatsächlich nutzbares Potential von Flexibilität von E-Autos.

Geografische Verteilung

Die folgende Tabelle zeigt die Verteilung des E-Auto Bestandes je nach Bundesland:

Tabelle 15: E-Auto-Bestand 2020 nach Bundesländern (Quelle: (BEÖ, 2020))

Bundesland	NÖ	OÖ	Stmk	Wien	Tirol	Salzburg	Vbg	Kärnten	Bgld
E-Autos	9369	8229	6393	6245	4348	3600	2931	2241	1151
In Prozent	21 %	18 %	14 %	14 %	10 %	8 %	7 %	5 %	3 %

Tagespeak der Ladeleistung

Basierend auf Simulationen mit 1.000 E-Autos (AIT, 2021) wurde ein Gleichzeitigkeitsfaktor für das Ladeverhalten von ca. 0,2 ermittelt (Basierend auf statistischen Daten von (BMVIT, 2016)). Dies deckt sich mit entsprechenden Quellen aus der Literatur. Z.B. Österreichs Energie hat für 300 E-Autos für unregelmäßiges Ladeverhalten auch einen Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,2 festgestellt (und für die Trafo- und Netzbemessung auf NE 6 und 7 knapp 0,4) (Österreichs Energie, 2020) und (Österreichs Energie, 2018). Somit ergibt sich ein zu erwartender Peak aus den Summen der Ladeaktivitäten aller E-Autos in Österreich von 66,8 MW, bei durchschnittlich 7,5 kW pro Ladevorgang.

Für das Jahr 2030 wird von einem Anteil von 20 % an E-Autos in der österreichischen PKW-Flotte ausgegangen. Diese Annahme bezieht sich auf die globalen COP21-Ziele (Pariser Klimaabkommen), welche auch Österreich ratifiziert hat, sowie dem IEA-2DS-Ziel (IEA, 2016). Die Erreichung dieser Ziele entspricht in etwa 1 Mio. Fahrzeugen. Es wird die Annahme getroffen, dass zukünftiges Fahrverhalten und Fahrzeugcharakteristika nicht wesentlich vom derzeitigen Status abweichen werden.

Ein E-Auto lässt sich technisch für positive als auch negative Flexibilitätsbereitstellung einsetzen.

³⁰ Begründung zur Annahme unter Punkt 2.4.1.2

- Smart Charging: Durch Verringerung der Ladeleistung bzw. dem Unterbrechen des Ladevorganges kann die Last im Netz für einen begrenzten Zeitraum reduziert werden. Der Ladevorgang muss dann zu einem späteren Zeitpunkt fortgesetzt werden.
- Vehicle to Grid: Die erforderlichen technischen Rahmenbedingungen vorausgesetzt, kann das E-Auto auch dazu genutzt werden, um kurzfristig Energie aus der Batterie an das Netz abzugeben. Dieser Vorgang verursacht zusätzliche Ladezyklen der Ladeelektronik und Batterie, was wiederum die Lebensdauer der Komponenten verringert bzw. Kosten verursacht. Dieser Modus bedarf aus derzeitiger Sicht eines besonderen Service Level Agreements zwischen Fahrzeughersteller und Eigentümer. Die abgegebene Energie muss zu einem späteren Zeitpunkt wieder geladen werden.

Aufgrund der zu diesem Zeitpunkt sehr fraglichen Umsetzung eines Vehicle-to-Grid-Konzepts für Serienfahrzeuge, wird für das tatsächlich nutzbare Potential nur der „Smart Charging“ Modus betrachtet.

Ladebedarf E-Autos

Für die Feststellung des Ladebedarfs der E-Autos wird die mittlere Tagesweglänge für Werktage, Samstage sowie Sonn- und Feiertage herangezogen. Für den Energieverbrauch pro Kilometer wird ein Durchschnittswert von 200 Wh angenommen. Die folgende Tabelle zeigt neben dem angenommenen durchschnittlichen Energieverbrauch von E-Autos, die zu erwartenden Ladedauern in Abhängigkeit von der Ladeleistung.

Tabelle 16: Durchschn. Ladeprofil basierend auf durchschn. Mobilitätsverhalten (Quelle: (BMVIT, 2016))

	Werktage	Samstage	Sonn- und Feiertage
Mittlere Tagesweglänge (mobil)	43,1	48,7	52,7
Energieverbrauch (Annahme basierend auf Messungen: 0,2 kWh/km)	8,6	9,7	10,5
Ladeleistung	Ladedauer [h]		
3,6 kW	2,4	2,7	2,9
7,5 kW	1,1	1,3	1,4
11 kW	0,8	0,9	1,0

Für die weitere Abschätzung des Flexibilitätspotentials wird mit einer durchschnittlichen Ladeleistung von 7,5 kW gerechnet³¹. Somit ergibt sich ein zeitliches Potential von ca. 1 h (pro Fahrzeug), im Zuge derer aktive Ladevorgänge unterbrochen oder verschoben werden können.

Für die Berechnung des Summen-Peak-Wertes der Ladeleistung aller E-Autos im Jahr 2030 werden folgende Parameter berücksichtigt:

- Theoretischer Summen-Peak-Wert: Summe der durchschnittlichen Ladeleistung (e.g. 7,5 kW) aller E-Autos der Flotte
- Außerhausanteil: Anteil jener Personen/Fahrzeuge, die pro Tag ihr Zuhause mit dem Fahrzeug verlassen. Basierend auf dem Ergebnisbericht zur österreichweiten Mobilitätsbefragung „Österreich unterwegs 2013/2014“ wird ein Außerhausanteil von 82 % verwendet (BMVIT, 2016).
- Gleichzeitigkeitsfaktor: Statistische zeitliche Verteilung aktiver Ladevorgänge. Basierend auf eigenen Simulationen und (Österreichs Energie, 2018) wird von einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 20 % ausgegangen.

$$\text{Berechnungsformel: } P_{\text{peak}} = \sum \text{E-Autos} * 7,5 * 0,82 * 0,2$$

³¹ Schnellladestellen werden nicht berücksichtigt, da deren Aufgabengebiet für die Bereitstellung von Flexibilität nicht geeignet ist. Generell kann für 2030 für einen Großteil der E-Autos in der Gesamtflotte von einer max. Ladeleistung von 11 kW ausgegangen werden. Um jedoch auch ältere E-Autos zu berücksichtigen, und im Sinne einer „Worst-Case“ Abschätzung, wird von einer durchschnittlichen max. Ladeleistung von 7,5 kW ausgegangen.

Folgende Tabelle zeigt die ermittelten Werte:

Tabelle 17: Prognose E-Auto Bestand 2030 basierend auf den IEA 2DS Zielen

Verteilung nach Bundesländern										
	NÖ	OÖ	Stmk	Wien	Tirol	Szbg	Vbg	Ktn	Bgld	AT gesamt
E-Auto Anteil	22 %	19 %	15 %	14 %	8 %	6 %	4 %	7 %	4 %	5.091.827
IEA 2DS Ziel: 20 % E-Autos										
Anzahl E-Autos (in 1000)	219	188	15	141	82	63	43	72	40	1.000
Peak-Ladeleistung [MW]	269	231	187	173	101	77	53	89	49	1230

Tageszeitliche Verteilung

Für die zeitliche Verteilung des Flexibilitätspotentials von E-Autos sind ausschließlich jene Zeiten interessant, an denen E-Autos an das Netz angeschlossen sind und Ladeaktivitäten stattfinden. Je nach Fahrzweck weichen diese Zeiten voneinander ab. Es wird zwischen drei grundlegenden Ladeorten unterschieden, die sich von den Wegzwecken ableiten:

HOME: Umfasst sämtliche Ladeaktivitäten im Heimbereich (Einfamilienhäuser, Garagen von Wohnanlagen)

WORK: Umfasst sämtliche Ladeaktivitäten im Arbeitsbereich (Parkplätze am Arbeitsplatz)

SHOP: Umfasst sämtliche Ladeaktivitäten im Bereich von Einkaufsmöglichkeiten (Geschäfte, Shoppingcenter)

Tabelle 18: Aufteilung der Ladeorte nach Wegzweck und Wochentag (Quelle: (BMVIT, 2016))

Ladeort	Werktage	Samstage	Sonn- und Feiertage
Home	58 %	64 %	97 %
Work	26 %	7 %	0 %
Shop	16 %	29 %	3 %

Annahme: Für die Berechnung der max. technisch verfügbaren Leistung wird pro Zeitfenster von 50 % der Spitzenleistung ausgegangen. Als Grund für diese Verringerung können fehlende technische Voraussetzungen auf E-Auto, als auch Ladeinfrastrukturseite gesehen werden (veraltete Protokolle, nicht kompatible Hardware).

Tabelle 19: Beschreibung des technischen Potentials für E-Mobilität 2030 für Gesamtösterreich basierend auf 1 Mio. E-Autos (Quelle: (IEA, 2016))

	E-Auto Flotte Österreich gesamt 2030 - Home	E-Auto Flotte Österreich gesamt 2030 - Work	E-Auto Flotte Österreich gesamt 2030 - Shop
Gesamte installierte Leistung (7,5 kW / EV)	Werktag: 713 MW Samstag: 787 MW Sonntag: 1193 MW	Werktag: 320 MW Samstag: 86 MW Sonntag: 0 MW	Werktag: 197 MW Samstag: 357 MW Sonntag: 37 MW
Netzebene	Annahme: NE 7 (80 %) NE 6 (20 %)	Annahme: NE 7 (70 %) NE 6 (20 %) NE 5 (10 %)	Annahme: NE 7 (50 %) NE 6 (40 %) NE 5 (10 %)

Max. positive & negative flexible Leistung für 15 min	Werktag: 292 MW Samstag: 323 MW Sonntag: 489 MW	Werktag: 131 MW Samstag: 35 MW Sonntag: 0 MW	Werktag: 81 MW Samstag: 146 MW Sonntag: 15 MW
Max. positive & negative flexible Leistung für 1 h	Werktag: 292 MW Samstag: 323 MW Sonntag: 489 MW	Werktag: 131 MW Samstag: 35 MW Sonntag: 0 MW	Werktag: 81 MW Samstag: 146 MW Sonntag: 15 MW
Max. positive & negative flexible Leistung für 4 h ³²	Über Pooling ggf. verfügbar	Über Pooling ggf. verfügbar	Über Pooling ggf. verfügbar
Maximal mögliche Abrufdauer (pro E-Auto)	3,6 kW: < 2,5 h 7,5 kW: ~ 1 h 11 kW: < 1 h	3,6 kW: < 2,5 h 7,5 kW: ~ 1 h 11 kW: < 1 h	3,6 kW: < 2,5 h 7,5 kW: ~ 1 h 11 kW: < 1 h
Zeitliche Verfügbarkeit (Jahreszeit, Wochentag, Tageszeit)	Täglich 13:00 - 19:00	Werktags 06:30 - 09:30	Werktags/Samstag (peak) 08:30 - 12:00 (base) 12:00 - 18:00
Aktivierungszeit	< 1 min	< 1 min	< 1 min
Regenerationszeit	= Abrufdauer	= Abrufdauer	= Abrufdauer
Max. Anzahl an Aktivierungen	-	-	-
Möglichkeit zur Blindleistungsregelung	Technisch Ja	Technisch Ja	Technisch Ja

Anmerkung: Die Leistungswerte in dieser Tabelle wurden anhand der verfügbaren statistischen Werte und Annahmen errechnet und sind als Tages-Peak Werte zu interpretieren.

2.4.3 Tatsächlich nutzbares Potential 2020 & 2030

Abgesehen von Feldversuchen und Pilotanwendungen im Rahmen von Forschungsprojekten, gibt es im Jahr 2020 noch kein erschlossenes technisches und somit auch kein tatsächlich nutzbares Potential von Flexibilität von E-Autos.

Als Voraussetzung für die künftige Nutzung des technischen Potentials sind folgende Parameter relevant:

- Implementierung von "Smart Charging" (z.B. IEC 15118) im Fahrzeug als auch der Ladestelle
- Service Level Agreement zwischen Original Equipment Manufacturer (OEM) und E-Auto-BesitzerInnen
- Entsprechende Produkte od. Services (Tarifgesteuert oder ähnlich)
- Pooling von E-Autos für den zuverlässigen Abruf von Flexibilität

Positive Flexibilität (Vehicle to grid):

Ein reales Potential für eine Bereitstellung von "Vehicle-to-Grid" Services wird für 2030 noch nicht angenommen bzw. erwartet. Obwohl rein technisch das Rückspeisen von Energie in das Netz möglich wäre, sprechen fehlende Protokolle, entsprechende Herstellergarantien und vor allem noch nicht existente Service Level Agreements zwischen Hersteller und Endnutzer gegen eine Verbreitung bis 2030.

Negative Flexibilität (Smart Charging bzw. G2V):

Derzeit wird Smart Charging über die Veränderung bzw. Begrenzung des maximal zulässigen Ladestroms am Ladepunkt realisiert. Die daraus resultierende Lade-Wirkleistung wird dabei hauptsächlich von den technischen Komponenten im Fahrzeug bestimmt und kann zudem abhängig vom State-of-Charge der Batterie sein. Jedoch erfüllen E-Autos generell die notwendigen Vorgaben in Bezug auf die Netzverträglichkeit. Die Möglichkeit zur Blindleistungsregelung (durch ladende E-Autos) ist technisch gegeben. Regulatorisch wurden z.B. in Dänemark bereits erste Grundlagen geschaffen.

³² Mittels Pooling von E-Autos sind technisch Flexibilitäten von 4 h durchaus möglich. Allerdings ist dabei ein "Rebound"-Effekt zu beachten. D.h. Die genutzte Flexibilität einzelner E-Autos, wie das Verschieben des Ladens, lässt sich nicht endlos fortsetzen. Betroffene E-Autos setzen den verschobenen Ladevorgang fort, gegebenenfalls innerhalb des Flexibilitätsfensters und sorgen damit für eine doppelte Verringerung der abgerufenen Flexibilität.

Für die Berechnung des tatsächlich nutzbaren Potentials wurden folgende Annahmen getroffen:

- Anteil von Personen außer Haus: 82 % (BMVIT, 2016)
- Gleichzeitigkeitsfaktor: 20 %
- Anteil verfügbarer E-Autos für Smart Charging: 25 % (Annahme basierend auf mehreren Faktoren, z.B. technisch nicht verfügbar, E-Auto nicht angesteckt, keine Teilnahme an Smart Charging gewünscht)

Basierend auf dem technischen Potential und den genannten Faktoren ergibt sich nachstehendes Potential für 2030 pro Bundesland, Ladeort und Tagestyp. Dabei ist wichtig anzumerken, dass dieses Potential den Peak Wert für Flexibilität darstellt, welcher nur zum jeweiligen Tagesspitzenwert zur Verfügung steht und nicht über 24 Stunden. Für die zeitliche Verteilung gilt im Wesentlichen die Tagesgangkurve des motorisierten Individualverkehrs (basierend auf (BMVIT, 2016)).

Anmerkung: Die Ergebnisse in den folgenden drei Tabellen zeigen eine Größenordnung für Flexibilität von E-Autos. Die Werte repräsentieren je nach Tages Typ einen Peak-Wert. Die räumliche Aussage der Berechnung muss etwas relativiert werden.

Tabelle 20: Tatsächliches Potential 2030 werktags

Verteilung nach Bundesländern - Werktag										
	NÖ	OÖ	Stmk	Wien	Tirol	Salzburg	Vbg	Kärnten	Bgld	Österreich gesamt
IEA 2DS Ziel: 20 % E-Autos										
Home [MW]	39	34	27	25	15	11	8	13	7	178
Work [MW]	18	15	12	11	7	5	3	6	3	80
Shop [MW]	11	9	7	7	4	3	2	4	2	49

Tabelle 21: Tatsächliches Potential 2030 samstags

Verteilung nach Bundesländern - Samstag										
	NÖ	OÖ	Stmk	Wien	Tirol	Salzburg	Vbg	Kärnten	Bgld	Österreich gesamt
IEA 2DS Ziel: 20 % E-Autos										
Home [MW]	43	37	30	28	16	12	8	14	8	197
Work [MW]	5	4	3	3	2	1	1	2	1	22
Shop [MW]	20	17	14	13	7	6	4	6	4	89

Tabelle 22: Tatsächliches Potential 2030 sonn-/feiertags

Verteilung nach Bundesländern – Sonn- Feiertag										
	NÖ	OÖ	Stmk	Wien	Tirol	Salzburg	Vbg	Kärnten	Bgld	Österreich gesamt
IEA 2DS Ziel: 20 % E-Autos										
Home [MW]	65	56	45	42	24	19	13	21	12	298
Work [MW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Shop [MW]	2	2	1	1	1	1	0	1	0	9

2.5 Verbraucher (Industrie)

In diesem Kapitel wird das Lastflexibilitätpotential auf Verbraucherseite der Industrie in Österreich analysiert. Im Rahmen der Systembeschreibung und Potentialanalyse werden dabei ausschließlich prozessseitige, industrielle Flexibilitätsoptionen für Prozesse mit elektrischem Energiebedarf betrachtet.

2.5.1 Definition & Systembeschreibung

Nachfolgend werden flexibilitätsrelevante Prozesse für nachstehende Branchen einer detaillierteren Betrachtung unterzogen.

- Papier- und Zellstoff
- Chemie und Petrochemie
- Eisen und Stahl
- Steine, Erden und Zement
- Querschnittstechnologien

Die Branchenvorauswahl basiert dabei auf ExpertInnenwissen, Vorprojekten und Vorstudien, sowie auf einer Analyse des industriellen Energieeinsatzes in Österreich. Sowohl in österreichischen Vorstudien, u.a. *Loadshift* (Schmidthaler, et al., 2014), *Renewables for Industry* (Moser, et al., 2018), aber auch deutschen Projekten, wie *Kopernikus* (Ausfelder, et al., 2018), (Sauer, et al., 2019), wurden spezifischen Kernprozessen der Papierherstellung, Chlorherstellung, Luftzerlegung, Aluminiumelektrolyse, Elektrostahlerzeugung sowie Mühlen und Brechern in der mineralverarbeitenden Industrie ein relevantes Flexibilisierungspotential zugesprochen. Darüber hinaus zeigt die österreichische Nutzenergieanalyse, dass den vier oben angeführten Sektoren über 60 % des industriellen Endenergieverbrauchs zugeordnet werden können und diese somit einen signifikanten Anteil am industriellen österreichischen Energieeinsatz darstellen (Stand 2019) (Austria, 2020b). Weitere Sektoren werden im Rahmen der Querschnittstechnologien betrachtet.

Unter dem Begriff Querschnittstechnologien werden zusammenfassend Anlagen und Systeme der Produktionsinfrastruktur verstanden, die branchenübergreifend zum Einsatz kommen. Vor allem in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie, dem Maschinenbau, der Nichteisenmetallindustrie, sowie dem Fahrzeugbau, sind hier oftmals größere Flexibilitätspotentiale anzutreffen als für den eigentlichen Produktionsprozess selbst.

Für jede Branche werden die flexibilitätsrelevanten Prozesse und korrespondierenden Prozessanlagen beschrieben und das technische Potential in Abschnitt 2.5.2 ausgewiesen. Für das tatsächlich nutzbare Potenzial werden zusammenfassend in Kapitel 2.5.3 aus heutiger Sicht sowohl technische, regulatorische, wirtschaftliche als auch kulturelle Hemmnisse beschrieben, die dem verstärkten Einsatz von Lastflexibilität auf Verbraucherseite gegenüberstehen bzw. die es perspektivisch noch zu überwinden gilt. Abschließend wird eine literaturbasierte Abschätzung der Kosten für Lastflexibilisierung angeführt, bzw. die Herausforderung bei der Ableitung solcher Kosten aufgezeigt.

Papier und Zellstoff

Die Unternehmen in diesem Sektor können in folgende drei Gruppen eingeteilt werden:

- Halbstoffhersteller
- Papierfabriken (Bezug: fertiger Halbstoff und Altpapier, Weiterverarbeitung zu Papier)
- Integrierte Papierfabriken (Halbstoff- und Papierherstellung an einem Standort)

Der Produktionsprozess bei der integrierten Erzeugung besteht aus vier Teilschritten (siehe Abbildung 16). Wird nur Halbstoff hergestellt, setzt sich die Produktion aus den ersten zwei Teilprozessen mit anschließender Trocknung zusammen. In einer reinen Papierfabrik folgen auf die Stoffaufbereitung von fertig bezogenem Halbstoff (Zell- oder Holzstoff) und Altpapier die Papierherstellung und etwaige Nachbehandlungsschritte. Bei Halbstofffasern unterscheidet man zwischen mechanisch hergestelltem Holzstoff und chemisch aufgeschlossenem Zellstoff. Zur Faserherstellung wird auch Altpapier eingesetzt.

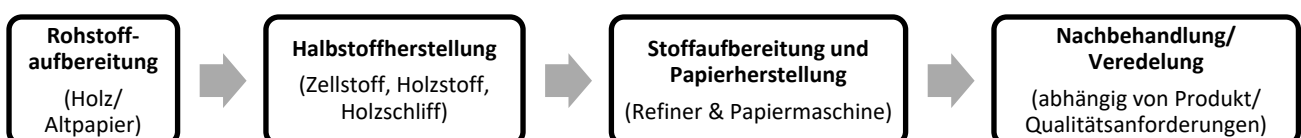


Abbildung 16: Übersicht der Teilprozesse der Papierproduktion

Allgemein wurden 2019 in Österreich an 24 Standorten³³ ca. $5 \cdot 10^6$ t Papier und $2,1 \cdot 10^6$ t Zellstoff produziert. In Summe wurden für beide Produkte 4,6 TWh Strom und 11,8 TWh Wärme eingesetzt. Für die Energiebereitstellung werden ca. 15 bis 20 % der gesamten Kosten aufgewendet. Die Eigenerzeugung betrug 2019 18,6 TWh, davon sind 60 % der Energieträger biogenen Ursprungs. Diese umfasst neben der Deckung von 95 % des Sektorbedarfs auch die Ausspeisung von ca. 2.000 GWh Fernwärme und 300 GWh Strom. Knapp die Hälfte der Standorte werden vom Branchenverband als große Erzeuger – mit einer Produktion von mehr als 10^5 t Papier pro Jahr – angegeben. In Österreich wurde gemäß Branchenverbandangaben 2019 in zwölf Fabriken Altpapier recycelt, sowie teilweise Zellstoff zugekauft. Die inländische Halbstoffherstellung umfasst in acht Betrieben Zell- bzw. in drei Betrieben Holzstofferzeugung von ca. 300.000 Tonnen (Austropapier, 2020).

Flexibilisierbare Prozesse

Um flexibilisierbare Prozesse zu ermitteln, wurde der Herstellungsprozess zunächst nach „stromintensiven Prozessschritten“ gefiltert. Beispiele dafür gibt es in der Papier- und Zellstoffherzeugung, die sich vor allem durch hohe thermische Energieverbräuche auszeichnen (Langrock, et al., 2015):

- Stofferzeugung und -aufbereitung: Es eignen sich Anlagen mit elektrischen Antrieben, wie Pulper, Refiner und Holzschleifer, die nicht kontinuierlich im Betrieb sind, für positives Lastmanagement (sprich Reduktion der Last) bzw. für Lastverschiebungen (Gruber, et al., 2016).
- Weitere Anlagen mit hoher elektrischer Anschlussleistung, die zwischenzeitlich zumindest reduziert oder sogar abgeschaltet werden kann, wie zum Beispiel Papiermaschinen, dabei insbesondere die Pressenpartie, Streichmaschine und Kalandr.

Im Rahmen von vorangegangenen Analysen wurde in erster Linie den Prozessen der Stoffaufbereitung Potential für Lastmanagement bzw. Flexibilität zugeordnet (u.a. (Langrock, et al., 2015), (Moser, et al., 2018), (Berger, et al., 2011), (Schmidthaler, et al., 2014)). Für die Analyse in dieser Arbeit wurden auch Flexibilitätspotentiale von Papiermaschinen untersucht. Diese Einzelprozesse werden im Folgenden charakterisiert, näher beschrieben und das Flexibilitätspotential für den Standort Österreich qualitativ beschrieben sowie quantifiziert.

Prozess **Stoffaufbereitung** von Altpapier bzw. zugekauftem Marktzellstoff

Anlage Pulper-Rührwerk bzw. Refiner

Beschreibung Die Rohstoffe werden in speziellen Anlagen zerkleinert und im Anschluss in Refinern aufgelöst. Dazu ist ein für die Papierherstellung hoher spezifischer Stromeinsatz mit vergleichsweise großen Anschlussleistungen erforderlich. Kontinuierliche Pulper zur Altpapierzerkleinerung haben dabei einen spezifischen Energieeinsatz von 20 bis 40 kWh/t aufbereitetem Sekundärrohstoff, in Batch-Anlagen ist dieser Wert etwas höher (Suhr, et al., 2015). Der spezifische elektrische Stromverbrauch für die gesamte Stoffaufbereitung von Altpapier (inkl. Refiner und Pulper) wird je nach Produkt mit 150 bis 600 kWh/t Endprodukt (Suhr, et al., 2015). Für die Zerkleinerung von trockenem Marktzellstoff werden ca. 30 kWh/t trockener Zellstoff aufgewandt, die nachgeschalteten Refiner haben einen spezifischen Strombedarf von 50 bis 400 kWh/t, teilweise sogar bis zu 3.000 kWh/t (Suhr, et al., 2015).

Prozess **Holzstofferzeugung**

Anlagen Grinder bzw. Holzschleifer

Beschreibung Hohe elektrische Anschlussleistungen der Einzelanlagen, wobei ein Schleifer üblicherweise einige MW hat (vgl. Angaben bei (Berger, et al., 2011)) und die Gesamtleistung in großen Anlagen oft auch im Bereich von 30 bis 40 MW (Gutschi & Stigler, 2008) liegt sowie der batchartige Betrieb, stellen ein großes Lastverschiebepotential für diese Anlagen dar. Limitierend ist vor allem die begrenzte Speicherbarkeit des erzeugten Zwischenprodukts (Klobasa, 2007) mit einigen Stunden bis zu maximal einem Tag (Stigler, et al., 2013). Apel et al. schreiben Holzschleifern Teillastbetrieb zu, wobei die Last in MW-Schritten reduzierbar ist (Apel, et al., 2012). Gemäß Unternehmensangaben kann diese Dauer jedoch durch Beheizen der Zwischenspeicher verlängert werden. Der spezifische elektrische Energieeinsatz ist stark vom Prozess abhängig und kann zwischen 1,1 bis 4,3 MWh/t liegen (Suhr, et al., 2015).

³³ An einem dieser Standorte wurde im September 2020 die Produktion eingestellt.

Prozess	Papierherstellung
Anlagen	Pressenpartie der Papiermaschine, Vakuumpumpen
Beschreibung	In einer deutschen Studie zur Bewertung von Lastflexibilisierungspotentialen für die Pressenpartie der Papiermaschine wird ein mögliches Lastflexibilitätspotential von $\pm 10\%$ angegeben, sofern diese nicht bei Volllast, sondern durchschnittlich bei 85 % Auslastung betrieben werden (Klobasa, 2007). Durch vor- und nachgelagerte Prozesse ergibt sich allerdings eine hohe Komplexität, die die Flexibilitätsnutzung herausfordernd macht (Berger, et al., 2011). Der spezifische elektrische Energieeinsatz in der Pressenpartie wird mit ca. 550 kWh/t Papier angegeben (Suhr, et al., 2015).

Chemie und Petrochemie

Der Sektor Chemie und Petrochemie umfasst eine hohe Produktvielfalt und heterogene Prozesse. Eine allgemeine Analyse der Prozesse und Hochrechnung für den Standort Österreich wie zuvor für die Papierindustrie ist demnach nicht sinnvoll möglich. Im Folgenden wird eine Vorauswahl der betrachteten Prozesse durchgeführt und zum Vergleich das in Vorstudien ermittelte Potential angeführt. Frühere Abschätzungen ergaben für den gesamten Sektor in Österreich:

- 30 MW (Berger, et al., 2011)
- 58 MW (Klobasa, et al., 2009)
- 64 MW (Gutschi & Stigler, 2008)
- 36 MW (Moser, et al., 2018)

Flexibilisierbare Prozesse

Die Analyse zur Lastverschiebung geeigneter Prozesse in Österreich wurde basierend auf Vorprojekten in Österreich und Deutschland und der Berücksichtigung von hergestellten Produkten in Österreich durchgeführt. Dabei wurden folgende Prozesse identifiziert:

- Chlorelektrolyse mittels Membranverfahren Elektrolyse (1 Standort),
- Luftzerlegung und -verflüssigung (3 Unternehmen, 6 Standorte),
- Herstellung von Calciumcarbid im Elektrolichtbogenofen (ELBO) (1 Standort).

Chlor

Der Prozess zur Chlorherstellung mittels Membranverfahren läuft wie folgt ab: Kathode und Anode werden durch eine ionendurchlässige komplexe Membran auf Basis von perfluorierten Polymeren getrennt, die es den Natrium-Ionen und Wassermolekülen bei angelegter Spannung ermöglichen, von der Kathodenseite zur Anodenseite zu wandern. Anodenseitig wird das Chlorid zum Chlor oxidiert, während kathodenseitig Wasser zu Wasserstoff und OH-Ionen reduziert wird. Es werden je nach Anlagengröße mehrere Elektrolysezellen zu einem Modul verschaltet. Die aktive Fläche beträgt pro Zelle bis zu 5 m² und wird mit einer elektrischen Stromdichte zwischen 3 und 7 kA/m² beaufschlagt, im Mittelwert ca. 4 bis 5 kA/m². Günstig ist der Betrieb bei einer möglichst hohen Stromdichte, da dann die erzeugte Lauge eine höhere Produktqualität aufweist (geringerer NaCl-Gehalt). Durchschnittlich werden zwischen 2,1 und 2,6 MWh elektrische Energie je Tonne Chlor zur Produktion eingesetzt (Ausfelder, et al., 2018).

In Vorprojekten wurde das Flexibilitätspotential der Chloralkalielektrolyse analysiert, die in Österreich nur an einem einzigen Standort durchgeführt wird. Es wird das zuvor beschriebene, im Vergleich zu Konkurrenztechnologien energieeffiziente Membranverfahren eingesetzt. In den Vorstudien wurde die Nennlast dieses Standortes mit 20 bis 22 MW bei fünf Elektrolyseblöcken angegeben (Berger, et al., 2011), (Schmidthaler, et al., 2014). Gemäß Unternehmensangaben- bzw. Veröffentlichungen wurde die Anlage ausgebaut und die Jahresproduktionskapazität um 40 %, bzw. um 30.000 t von 70.000 auf 100.000 t gehoben (Annahme: heute 7 bis 8 Elektrolyseblöcke).

Luftzerlegung

In Österreich wurde in den letzten Jahren großtechnisch an sechs Standorten (drei Unternehmen) Luft zerlegt und in Summe zwischen 700 bis 900 Millionen m³ Sauerstoff hergestellt (Eurostat, 2021). Die größte Einzelanlage hat dabei gemäß Unternehmensangabe eine Produktionskapazität von bis zu knapp 400 Millionen m³ pro Jahr, was bei einer Annahme von 7.500 Volllaststunden und einem spezifischen elektrischen Energieeinsatz von 0,45 kWh/m³ knapp 25 MW elektrischer Anschlussleistung entspricht. Übliche elektrische Einzelanlagenleistungen sind 10 bis 15 MW (Stigler, et al., 2013).



Abbildung 17: Übersicht der Teilprozesse der Luftzerlegung

Prozess Luftzerlegung

Anlagen Lastreduktion der Verdichter, Abschalten der Luftverflüssigung

Beschreibung Einfaches Potential zur Lastanpassung bieten die Verdichter (Schmidthaler, et al., 2014), sowie die Luftverflüssiger, die oft elektrische Hauptverbraucher sind und einfach abgestellt werden können (Ausfelder, et al., 2018). Zur Bewertung der tatsächlich verfügbaren Lastflexibilität muss zwischen Anlagentypen unterschieden werden, insbesondere zwischen der Flüssigkeitsproduktion (Bulk-Produktion: Lagerung in Tanks, Transport per LKW) und der Gasproduktion für Großabnehmer (On-site-Produktion: Transport per Pipeline). Bulk-Produktion ist durch eine aktive Nutzung der Produkttanks als Pufferspeicher verhältnismäßig einfach zu flexibilisieren. Bei der On-site-Produktion ist es jedoch erforderlich, dass der Abnehmer ebenfalls eine gewisse Flexibilität in seinem Gasbedarf aufweist (Sauer, et al., 2019).

Calciumcarbid

In Österreich wird Calciumcarbid an einem Standort produziert, wobei die Anschlussleistung des flexibilisierbaren Elektrolichtbogenofens an diesem Standort gemäß Unternehmensangaben 19 MW beträgt. Es werden in 7.500 Stunden 38.000 Tonnen Calciumcarbid pro Jahr erzeugt und dazu 130 GWh Strom eingesetzt. Dadurch ergibt sich ein spezifischer Stromeinsatz von 3,4 MWh/t. Gemäß Angaben in den zugehörigen *Best available techniques reference document* (BAT & BREF Dokument (European Commission Joint Research Centre, 2007b)) ist der spezifische Stromeinsatz zur Calciumcarbidproduktion in Österreich 3,2 MWh/t (European Commission Joint Research Centre, 2007).

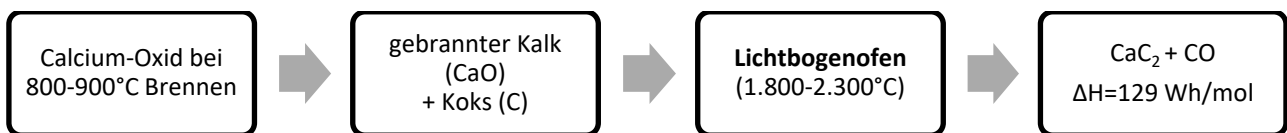


Abbildung 18: Schematische Abbildung der Calciumcarbidproduktion

Eisen und Stahl

In Österreich werden an zwei Standorten, in Linz und Donawitz, Hochöfen zur Roheisenerzeugung betrieben. Da diese Anlagen mit fossilen Brennstoffen energetisch versorgt werden, kann für diese Herstellungsrouten prozessbedingt kein (elektrisches) Lastflexibilisierungspotential ermittelt werden. Aufgrund der voranschreitenden Notwendigkeit, industrielle Prozesse zu dekarbonisieren, wird diese Prozessroute in den nächsten Jahrzehnten (> 2030) nach und nach durch andere Prozesse substituiert werden. Allerdings sind zum aktuellen Zeitpunkt keine detaillierten Angaben für die alternativen Technologien an diesen zwei Standorten möglich.

Eine Analyse des Flexibilisierungspotentials erfolgt in dieser Arbeit somit nur für jene Standorte (3), an denen großtechnisch Elektrostahl produziert wird. Elektrostahl wird durch Einschmelzen von Stahlschrott im Elektrolichtbogenofen hergestellt. Das zentrale Aggregat eines Elektrostahlwerks ist der Elektrolichtbogenofen (in Österreich beträgt die installierte elektrische Leistung solcher Anlagen in Summe ca. 100 MW), in dem der Elektrostahl chargenweise hergestellt wird. In der Prozessroute zur Herstellung von Elektrostahl folgen dem Einschmelzvorgang im Elektrolichtbogenofen weitere metallurgische Prozessschritte, bevor der Stahl in den Gießanlagen zu Zwischenprodukten, wie Strangguss oder Blockguss, verarbeitet werden kann, vgl. Abbildung 19.



Abbildung 19: Übersicht der Prozessschritte zur Elektrostahlherstellung (Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an (Ausfelder, et al., 2018))

Flexibilisierbarer Prozess

Dem Elektrolichtbogenofen werden meist mehrere Körbe an Schrott zugeführt. Der anschließende Einschmelzvorgang, bei dem Temperaturen bis zu 3.500 °C entstehen, benötigt einen elektrischen Energiebedarf zwischen 350 und 500 kWh/t Rohstahl und dauert üblicherweise ca. 40 bis 60 Minuten. Unter Berücksichtigung der geplanten Jahresrevision liegt die Betriebszeit eines Elektrolichtbogenofens bei ca. 88 %. Die eigentliche Laufzeit wird wiederum durch unvorhergesehene Störungen und Instandsetzungsarbeiten um ca. 14 % verringert. Prozessbedingt wird durch notwendiges Chargieren, Abstechen, etc. die eigentliche Power-On-Zeit um weitere 22 % verringert, sodass der Prozess ca. die Hälfte des Jahres effektiv betrieben wird (Ausfelder, et al., 2018).

Steine, Erden und Zement

Produktionsprozesse in diesem Sektor sind u. a. die Herstellung von Zement, Kalk, Glas, sowie keramischen und Ziegelprodukten. Im Folgenden wird auf die einzelnen Sub-Sektoren mit unterschiedlich hohem Flexibilisierungspotential eingegangen.

Zement

Die Zementherstellung erfolgt primär in drei Abschnitten – der Rohstoffgewinnung, inklusive -aufbereitung, dem Ofenprozess und der Fertigstellung (vgl. Abbildung 20). Die abgebauten Rohstoffe Kalkstein, Ton und Quarz werden in einem ersten Schritt zerkleinert und für eine vordefinierte Zusammensetzung homogenisiert. Nach einem weiteren Zerkleinerungsschritt des Rohmaterials zu Rohmehl folgt der Ofenprozess, bzw. das Brennen des Zementklinkers. Hierzu wird das Rohmehl über mehrere Zyklonstufen meist mit heißem Ofenabgas vorgewärmt, gegebenenfalls in einem Calcinator vorentsäuert und anschließend im Drehrohrföfen zu sogenanntem Klinker gebrannt. Im Anschluss folgt die Klinkerkühlung mittels konvektiver Luftkühlung. In einem letzten Schritt wird der gebrannte Klinker in einem abschließenden Mahl- und Mischprozess zu Zement fertiggestellt (Blesl & Kessler, 2013).

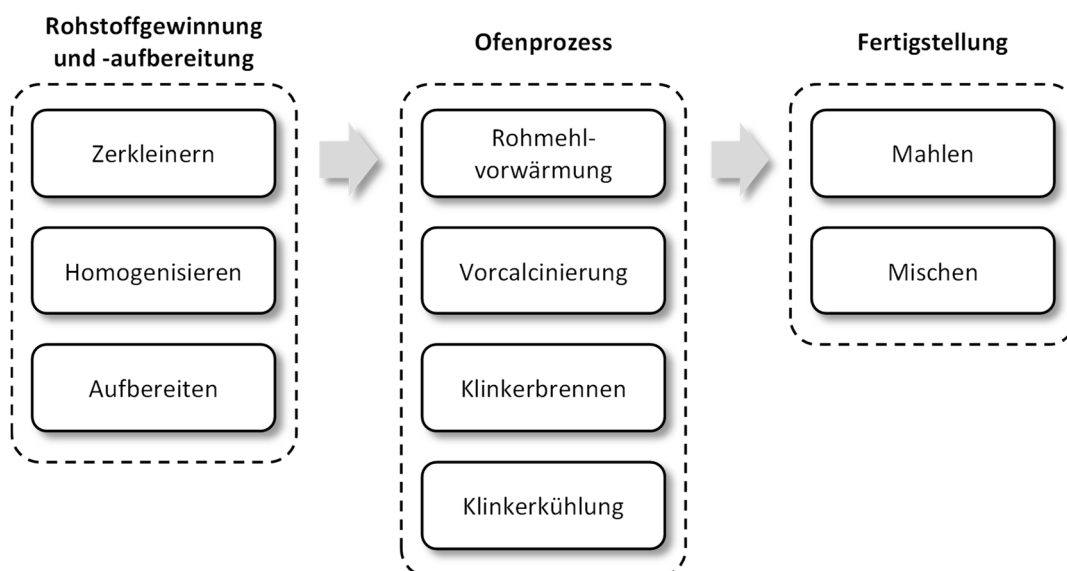


Abbildung 20: Übersicht der Prozessschritte zur Zementproduktion (Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an (VDZ e.V., 2008), (Schneider, 2016), (Blesl & Kessler, 2013))

Flexibilisierbare Prozesse

Das Brennen des vorgetrockneten und -entsäuerten Rohmehls im Drehrohrföfen findet bei Temperaturen von ca. 1.450 °C statt. Der Durchmesser des feuerfest ausgekleideten Drehrohrs beträgt bis zu 6 m bei einem Länge-Durchmesserverhältnis von 10 bis 17. Durch die kontinuierliche Drehbewegung und einer Neigung von

3° bis 4° findet ein stationärer Massentransport vom Ofeneinlauf in Richtung des am Ofenauslauf installierten Brenners statt. Gemäß (Mauschitz, 2021) werden in dem Bericht zu den Emissionen aus Anlagen der österreichischen Zementindustrie neun österreichische Zementwerke mit betriebsbereiten Ofenanlagen erfasst, welche 2019 ca. 5,2 Mio. Tonnen Zement produzierten. Für diese lag der mittlere spezifische Energieeinsatz bei knapp 837 kWh pro Tonne Zement. Davon entfallen ca. 113 kWh pro Tonne Zement auf den elektrischen und ca. 724 kWh pro Tonne Zement auf den thermischen Energieeinsatz (Mauschitz, 2021). Während ca. 23 % des elektrischen Energiebedarfs auf den Klinkerbrennprozess entfallen, benötigt die Zementmahlung etwa 45 %, und die Rohmahlung etwa 20 % (Ausfelder, et al., 2018). Der Prozess der Rohmahlung bzw. -aufbereitung ist auch für die 9 kalkerzeugenden Standorte in Österreich flexibilisierbar.

Prozess Rohmahlung

Anlagen Rohstoffaufbereitung

Beschreibung Sowohl der Betrieb als auch die Auslegung der Rohmühle sind in den meisten Fällen stark an den Drehrohrofen im Werk angelehnt. Dennoch schwanken die Kennzahlen der Anlagen standortbedingt stark. Die installierte Leistung von Rohmühlen liegt bei durchschnittlich etwa 3.000 kW und die Kapazität bei 166 t/h. Die durchschnittliche Betriebszeit einer Rohmühle liegt bei ca. 7.000 h/a. Die Rohmahlung zeigt keine starke saisonale Abhängigkeit, da die Rohmahlung direkt mit der kontinuierlichen Klinkerproduktion im Drehrohrofen verknüpft ist. In der Regel wird ein ca. einmonatiger Stillstand der Klinkerproduktion für eine Revision innerhalb der Saison mit schwacher Nachfrage im Winter eingeplant (Ausfelder, et al., 2018).

Prozess Zementmahlung

Anlagen Fertigstellung

Beschreibung In den österreichischen Zementwerken sind nach (Mauschitz, 2021) 19 Kugelmöhlen und zwei Rollenpressen vorhanden. Bei Kugelmöhlen liegt die Betriebstemperatur in der Regel bei 95 bis 125 °C im Mühlenausstrag (Müller-Pfeiffer, et al., 2017). Abschaltungen von bis zu 2 Stunden erscheinen technisch ohne zu große Auskühlung und Beeinträchtigungen der Produktqualitäten möglich. Eine kontinuierliche Betriebszeit von mindestens 4 Stunden ist aber in jedem Fall nötig. Auf das ganze Jahr gesehen sind Zementmühlen durchschnittlich zu über 50 % in Betrieb, wobei die Auslastung einzelner Mühlen im Bereich von 1.000 bis 7.000 h/a schwanken kann. Die installierte Leistung des Hauptantriebs von Zementmühlen liegt bei durchschnittlich 2.250 kW (Fleiger, et al., 2015). Tatsächlich abgerufen werden etwa 2.050 kW (Verein Deutscher Zementwerke, 2017) inklusive Nebenantrieben. Abhängig von der Mühlengröße und -konfiguration sind hierin etwa 17 % Antriebsleistung von Nebenaggregaten beinhaltet (Duda, 1977). Ein Teillastbetrieb ist in den meisten Fällen nicht möglich. Die Kapazität einer durchschnittlichen Anlage liegt bei ca. 40 t/h. Die Zementproduktion zeigt eine deutliche Abhängigkeit von der Saisonalität der Baubranche. Der Betrieb der Zementmühlen wird dieser Saisonalität angepasst. Im Sommer wird die Produktionskapazität der Zementmühlen zur Herstellung absatzstarker Produkte oft vollständig ausgenutzt (Ausfelder, et al., 2018).

Glas

Inputfaktoren in der Glasherstellung sind Rohstoffe (Quarzsand, Kalk, Soda sowie weitere Mineralien) bzw. recyceltes Altglas, Energie, Wasser und Hilfsstoffe (Chemikalien, Reinigungsmittel, etc.). Energieträgerseitig werden hauptsächlich Erdöl, Erdgas (steigende Tendenz) und elektrischer Strom eingesetzt. Der theoretisch minimale Endenergieeinsatz zur Schmelze beträgt $\approx 0,6$ MWh/t Schmelze. In der Realität liegt dieser Wert allerdings zwischen 0,9 und 11 MWh/t Schmelze, wobei der tatsächliche Wert von vielen Faktoren wie Alter und Größe der Anlage, Recyclinganteil, Produktqualität, Anteil der elektrischen Zuheizung, etc. abhängt. Üblicherweise ist aus wirtschaftlichen Gründen nur ein geringer Anteil der eingesetzten Energie elektrischer Strom, z.B. für Luftverdichter und Ventilatoren in der Produktion (Scalet, et al., 2013).

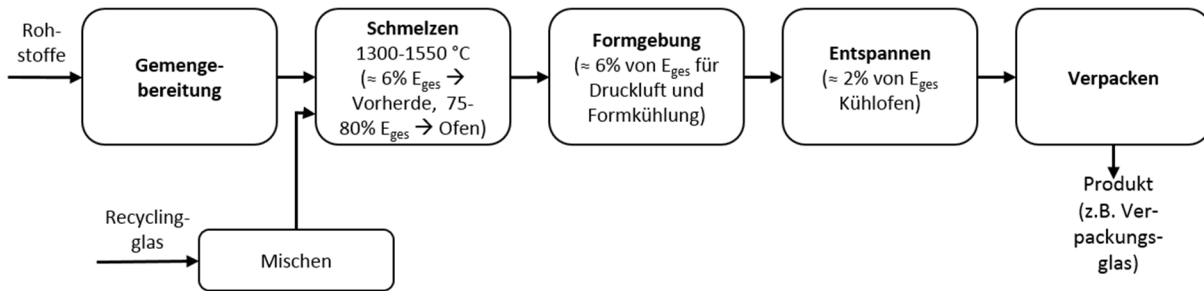


Abbildung 21: Prozessschritte der Glasherstellung (Quelle: Eigene Darstellung nach (Toro & Jochem, 2013) unter Angabe von Anteilen der eingesetzten Endenergie am Beispiel von Behälterglas gemäß (Scalet, et al., 2013))

2019 wurden in Österreich 550.575 Tonnen Glas erzeugt. Den größten Anteil machten Verpackungsgläser (80,9 %) aus. Weitere Kategorien sind Produkte aus der glasbe- und glasverarbeitenden Industrie (10,3 %), sonstige Gläser wie Beleuchtungsglas oder Dämmmaterialien (8,6 %) und Wirtschaftsglas (0,3 %). Dazu wurden 235.700 Tonnen Altglas eingesetzt (Fachverband der Glasindustrie, 2020).

Flexibilisierbarer Prozess

Verpackungsgläser werden in gasbefeuerten Glaswannen produziert, während für andere Produktkategorien überwiegend (teil-) elektrisch beheizte Glaswannen mit Kapazitäten zwischen 15 bis 104 Tonnen pro Tag eingesetzt werden (Krutzler, et al., 2008). Der spezifische Stromeinsatz zur Glasschmelze für Blei- und Kristallglas in elektrisch beheizten Glaswannen wird mit 1,2 bis 2 MWh/t angegeben (Krutzler, et al., 2008).

Prozess	Einschmelzen
Anlagen	Elektrisch beheizte Glaswannen

Beschreibung Die Häufigkeit des Abrufs ist stark von der Anlagenfahrweise abhängig. Die Abrufdauer wird mit bis zu einer Stunde abgeschätzt, da ein Abkühlen der Glaswanne vermieden werden soll. Die Leistungsänderung ist von Lastpunkt und Verschiebedauer abhängig. Durch zunehmende Hybridisierung von traditionell gasbefeuerten Glaswannen ist in Zukunft ein höheres Potential zu erwarten.

Keramik

2015 wurden in Österreich u.a. folgende Produkte hergestellt (Fachverband der Stein- und keramischen Industrie, 2020):

- 206.221 t feuerfeste Steine, Platten, Fliesen, o.ä. mit Mg, Ca oder Cr-Gehalt > 50 %
- 211.717 t feuerfester Zement, Mörtel, Beton und ähnliche feuerfeste Mischungen
- 1.750.410 t Ziegelteile und -Ziegelfertigteile.

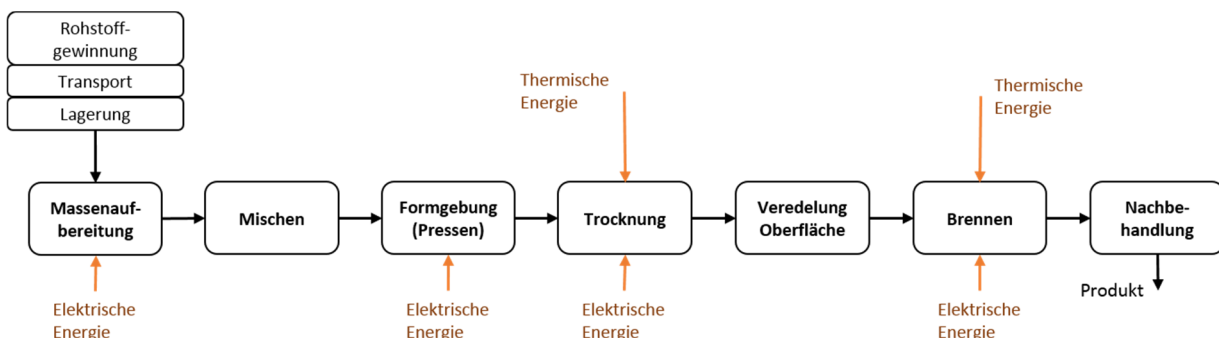


Abbildung 22: Herstellung von keramischen Produkten (Quelle: Eigene Darstellung nach (Toro und Jochem, 2013) und (Reitze & Jochem, 2013))

Flexibilisierbare Prozesse

Die Prozessschritte mit dem höchsten Anteil an elektrischem Energieeinsatz in der Ziegelproduktion sind vor allem die Formgebung mit ca. 30 % (Reitze & Jochem, 2013), gefolgt von den auch thermisch energieintensiven Prozessschritten *Trocknung* und *Brennen* mit je knapp 18 % (Reitze & Jochem, 2013). Ein weiterer großer Verbraucher ist die Rohmaterialzerkleinerung mit ca. 15 % (Reitze & Jochem, 2013), die bei der Ziegelproduktion unter anderem im Walzwerk stattfindet, sowie vorgelagerte Rohmaterialaufbereitungsschritte. Gemäß des relevanten BAT und BREF Dokuments (European Commission

Joint Research Centre, 2007b) ist der elektrische Energieeinsatz zur Ziegelherstellung mit 22 bis 114 kWh_{el}/t angegeben.

Prozess Aufbrechen und Zerkleinerung von Rohmaterial

Anlagen Brecher und Mühlen

Beschreibung Die Anschlussleistung pro Zerkleinerungsaggregat, das sich im Steinbruch oder Produktionswerk befinden kann, beträgt meist hundert bis einige hundert Kilowatt (Berger, et al., 2011). Durchschnittliche Betriebe haben eine Gesamtanschlussleistung zwischen 0,5 und 2 MW (Gutschi & Stigler, 2008). Gemäß Angaben eines Unternehmens bei Berger et al. liegt die Abrufdauer unter eine Stunde, die Häufigkeit bei mehrmals wöchentlich bis zu einmal je Werktag (Berger, et al., 2011).

Prozess Formgebung Keramik

Anlagen Pressen

Beschreibung Die Anschlussleistungen pro Einzelanlage liegt bei circa 100 kW, in großen Unternehmen beträgt die gesamte installierte Leistung von Steinpressen 2 bis 3 MW.

Querschnittstechnologien

(Lebensmittel- & Getränkeindustrie / Maschinenbau, Nichteisenmetalle und Fahrzeugbau)

Neben den Produktionsprozessen ist insbesondere die Produktionsinfrastruktur für den Energiebedarf einer Fabrik verantwortlich (Haag, 2013). Vor allem in nicht-energieintensiven Branchen wie dem Maschinen- und Anlagenbau, der Lebensmittel- und Getränkeindustrie, der Nichteisenmetallindustrie oder der Automobilindustrie weist der Bereich der Produktionsinfrastruktur oft ein größeres Energieflexibilitätspotential als der eigentliche Produktionsprozess auf. Unter dem Begriff Produktionsinfrastruktur werden sowohl die Gebäudehülle und die Versorgungstechnik als auch die in der Versorgungstechnik genutzten Querschnittstechnologien zusammengefasst, welche branchenübergreifend zum Einsatz kommen (Sauer, et al., 2019). Folgende Technologien kommen für einen energieflexiblen Betrieb in Frage:

Prozess Energie- und Medienversorgung

- Technologien**
- Druckluft
 - Hydraulik
 - Elektromechanische Antriebe
 - Klima- und Lüftungstechnik
 - Kälte
 - Raumwärme
 - Bereitstellung und Aufbereitung von Medien
-

Beschreibung Der Anwendungsbereich Raumwärme weist aufgrund des verhältnismäßig trägen Systems ein gewisses Lastflexibilisierungspotential auf. Zur Aufheizung eines Gebäudes wird zunächst die benötigte Wärme erzeugt, anschließend wird sie zu den einzelnen Abnahmestellen transportiert. Letztendlich dient der aufgeheizte Raum als Speichermasse. Dieser Speichereffekt sowie die Trägheit der Wärmeverteilung sind die Ursachen dafür, dass eine Flexibilisierung der Wärmeerzeugung keine direkten Auswirkungen auf den Verbraucher hat. Generell werden bereits vereinzelt elektrisch betriebene Technologien wie Wärmepumpen (werden unter Abschnitt 2.3 gesondert betrachtet), Heizschwert oder Elektrokessel zur Raum- und Prozesswärmeerzeugung eingesetzt, wenn sie das benötigte Temperaturniveau abdecken können. Zudem können perspektivisch auch Elektrodenkessel (Prinzip direkter Widerstandserwärmung) zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden (Gruber & Biedermann, 2016).

Ein Vorteil der Produktionsinfrastruktur hinsichtlich der Hebung des vorhandenen Energieflexibilitätspotentials liegt in der Möglichkeit der Entkopplung des Energiebezugs vom Produktionsprozess, z. B. durch die Nutzung bereits vorhandener Speicherkapazitäten (Wärme-/Kältespeicher, Druckluftpuffer etc.), die in Zeiten hoher bzw. geringer Primärenergieproduktion durch Erneuerbare Energien geladen bzw. entladen werden können (Flum, et al., 2018). Zusätzlich ist die Hemmschwelle für Unternehmen geringer, die Produktionsinfrastruktur energieflexibel zu betreiben, da der eigentliche Produktionsprozess nicht beeinflusst wird, solange die vorgegebenen Parameter wie Druck oder Temperatur eingehalten werden (Sauer, et al., 2019). Ein energieflexibler Betrieb von Querschnittstechnologien kommt aktuell insbesondere zur Spitzenlastreduktion und demzufolge zur Kostenreduktion zum Einsatz.

2.5.2 Technisches Potential 2020/2030

Im Folgenden wird beschrieben, wie für die oben identifizierten Sektoren, Prozesse und Anlagen das Flexibilitätspotential in Österreich abgeschätzt werden kann. Die Ergebnisse werden abschließend in Tabelle 23 zusammengefasst.

Aufgrund der hohen Lebensdauer bzw. Stand- und Nutzungszeit von Industrieanlagen, ist mit keinen wesentlichen technologischen Änderungen in den Produktionsprozessen bis 2030 zu rechnen. Vielmehr lässt sich aus internen Vorstudien erkennen, dass oftmals der Trend Richtung *Kapazitätserhöhung in Bestandanlagen* geht, was das Flexibilitätspotential, das ohne Produktausfall möglich ist, reduziert. Im Zeitraum bis 2050 ist jedoch durch den Druck zu Dekarbonisieren, von neuen Anlagen und Technologien in der Industrie auszugehen. Da die Elektrifizierung industrieller Prozesse mitunter auch als wichtige Maßnahmengruppe zur industriellen Dekarbonisierung zählt, darf dadurch zukünftig auch mit neuen Flexibilitätspotentialen gerechnet werden.

Papier und Zellstoff

Zur **Verortung** der installierten Leistung der Prozessanlagen der Papier- und Zellstoffhersteller bzw. zur Verortung des Flexibilitätspotentials wurde folgender Ansatz gewählt.

1. Aus veröffentlichten Daten des Branchen-Fachverbandes (Austropapier) wurden folgende Informationen herangezogen:
 - a. Standorte der Unternehmen in Österreich (23) inkl. Postleitzahl und Zahl der Standorte mit Holzschliffproduktion (3)
 - b. Art des Endprodukts (Papier oder Halbstoff oder beides) und erzeugte Gesamtproduktmenge je Standort in Österreich m_{loc} in t
2. Für diese Standorte wurde mittels Literaturrecherche (Homepage, Umweltberichte, etc.) das Verhältnis der eingesetzten Halbstoffe zueinander (z.B.: 40 % Holzschliff und 60 % Zellstoff) ermittelt.
3. Für jeden Standort wurde unter Berücksichtigung der folgenden Parameter (diese werden in den folgenden Tabellen konkretisiert) die gesamte installierte elektrische Leistung je Technologie (P_{loc}^{Tech}) sowie die flexibilisierbare Leistung (ΔP_{loc}^{Tech}) in MW abgeschätzt:
 - a. Spezifischer elektrischer Energieeinsatz der Technologie je Tonne Papier: e in MWh/t
 - b. Anteil der Technologie an der Gesamtproduktion am Standort: r_{Tech} in %
 - c. Volllaststunden je Technologie: h_{VL} in h/a
 - d. Zeitlich verschiebbarer Anteil: Δ_T

$$P_{loc}^{Tech} = \frac{m_{loc} \cdot e \cdot r_{Tech}}{h_{VL}}$$

$$\Delta P_{loc}^{Tech} = P_{loc}^{Tech} \cdot \Delta_T$$

Mittels automatisierter Zuweisung zwischen Postleitzahlen und NUTS3-Ebenen wurde das Gesamtpotential je Technologie aggregiert.

Nicht berücksichtigt wurde:

- Tatsächliche Auslastung der einzelnen Anlagen (gemäß Angaben von Einzelunternehmen ist diese aktuell mitunter sehr hoch, wodurch die Volllaststunden im Vergleich zu den unten angeführten Berechnungen höher sein können und das tatsächliche Flexibilitätspotential in Häufigkeit oder Höhe geringer ausfallen kann als im Folgenden ermittelt)
- Standortunterschiede bei den spezifischen Energieeinsätzen

Ein ähnlicher Ansatz wurde für die Zuordnung der **Netzebenen** gewählt. Anlagen, die mehr als 50.000 t/a produzieren, werden Netzebene 3 zugeordnet. Produzenten mit geringeren Produktionsmengen und jene, von denen diese Information explizit bekannt ist, werden Netzebene 5 zugeordnet.

Prozess	Stoffaufbereitung von Altpapier bzw. zugekaufter Marktzellstoff
Anlage	Pulper-Rührwerk bzw. Refiner
Abschätzung technisches Potential	Bei Interviews auf Standortebene wurden 2011 (Berger, et al., 2011) folgende Detailangaben für Pulper berichtet: Anschlussleistung Einzelanlage: 90 bis 400 kW (oft > 1 Anlage je Standort) mit einem Reduktionspotential von bis zu 100 % für 15 Minuten bis max. 3 Stunden mehrmals wöchentlich. Die

Auslastung variierte zwischen 4.000 bis 8.500 Volllaststunden. Refiner haben höhere Anschlussleistungen von oft einigen MW. Die Bekanntgabe der Bereitschaft am Vortag mit einer Vorlaufzeit für die Aktivierung von mind. 15 Minuten wurde von den Unternehmen als möglich angesehen. Die durchschnittliche, installierte Leistung der Anlagen für diese Prozesse wurde konservativ, ohne Berücksichtigung von Gleichzeitigkeits-Effekten, unter Einbezug der folgenden Größen abgeschätzt: produzierte Mengen, eingesetzte Rohstoffe, spezifischer elektrischer Energieeinsatz von 250 kWh/t, angenommene Volllaststunden von 5000 h/a. Dadurch ergab sich eine installierte Leistung von ca. 126 MW für die 23 Standorte. (Klobasa, 2007) gibt das Lastmanagementpotential mit > 50 % an. Dies würde für Österreich einem Verschiebepotential von etwa 60 MW entsprechen.

Aktuelle Nutzung

Aktuell ist keine Nutzung von Flexibilität bei diesen Anlagen bekannt.

Limitationen

Gute Auftragslage (hohe Volllaststunden und Risiko von Produktausfällen), begrenzte Zwischenspeicherkapazität, hohe Komplexität (keine Automatisierung für Lastverschiebung installiert)

Prozess Holzstofferzeugung

Anlagen Grinder bzw. Holzschleifer

Abschätzung technisches Potential Die durchschnittlich installierte Leistung der Anlagen für diese Prozesse wurde ohne Berücksichtigung von Gleichzeitigkeits-Effekten, unter Einbezug der folgenden Größen abgeschätzt: produzierte Mengen Holzschliff, spezifischer elektrischer Energieeinsatz 1.200 kWh/t, angenommene Volllaststunden von 5000 h/a (aktuell sind bei hoher Auslastung der Anlagen aber auch höhere Volllaststunden realistisch, wodurch die berechnete installierte Leistung und das Lastverschiebepotential geringer ausfallen). Mit diesen Annahmen ergibt sich eine installierte Leistung von ca. 104 MW, die bei entsprechender Auslastung der Anlage (< 100%) zu 100 % reduzierbar ist.

Aktuelle Nutzung

Gemäß Unternehmensangaben in internen Vorstudien mit diesem Sektor werden Holzschleifer, sofern es die Auftragslage zulässt, so betrieben, dass Zeiträume mit niedrigen Strompreisen stärker genutzt werden.

Limitationen

Gute Auftragslage (hohe Volllaststunden und Risiko von Produktausfällen), begrenzte Zwischenspeicherkapazität

Die aggregierte installierte Leistung für Stoffaufbereitungsanlagen in der Papierindustrie beträgt mit den oben angeführten Schätzungen 230 MW_{el}, wovon gemäß Literatur- und ExpertInnenangaben bis zu 160 MW_{el} technisch flexibilisierbar sind.

Prozess Papierherstellung

Anlagen Pressenpartie der Papiermaschine, Vakuumpumpen

Abschätzung technisches Potential Aufgrund der großen Zahl der Papiermaschinen bzw. der Relevanz des Sektors in Österreich ergibt sich mit den Annahmen von durchschnittlich 6.500 Volllaststunden, einem spezifischen elektrischen Energieeinsatz von 550 kWh_{el}/t und einer durchschnittlichen Auslastung von 85 bis 90 % eine gesamte installierte Leistung von ca. 430 MW_{el} bzw. eine abgeschätzte, verschiebbare Leistung von 40 bis 45 MW_{el}. Trotz hoher Komplexität ist das Flexibilitätspotential dieses Prozesses somit als attraktiv einzustufen. Ein geringes Flexibilitätspotential wird auch den Vakuumpumpen in der Papierindustrie, die zu- bzw. abschaltbar sind, zugerechnet (Berger, et al., 2011).

Aktuelle Nutzung

Gemäß Unternehmensangaben in internen Vorstudien mit diesem Sektor werden Sorten mit hohen Grammaturen und somit höherem stündlichen Energieeinsatz (da mehr t/h erzeugt werden), sofern es die Auftragslage zulässt, so erzeugt, dass Zeiträume mit niedrigen Strompreisen genutzt werden können.

Limitationen

Gute Auftragslage (hohe Volllaststunden und Risiko von Produktausfällen), hohe Anlagenkomplexität, Risiken bei Qualitätssicherung (Papierriss) bei flexibler Fahrweise der Anlagen

Chemie

Die Verortung der flexibilisierbaren Anlagen wurde in dieser Arbeit wie folgt vorgenommen:

1. Auswahl der relevanten Herstellungsprozesse (Chlor, Luftzerlegung und Calciumcarbid)
2. Recherche zu den Herstellern dieser Produkte in Österreich inkl. Postleitzahl
3. Recherche und Abschätzung der erzeugten Produktmengen je Standort
4. Berechnung der installierten Leistung je Standort mit Produktmenge, spezifischem Stromeinsatz und Volllaststunden
5. Aggregation der installierten und flexibilisierbaren Leistung auf NUTS3-Ebene

Für die Zuordnung der Netzebenen wurde für alle Standorte mit einer installierten elektrischen Leistung der identifizierten Einzelanlage > 5 MW Netzebene 3 angenommen und Netzebene 5 für die weiteren Standorte.

Prozess	Chlorherstellung
Anlagen	Membranverfahren
Abschätzung technisches Potential	Bei einer jährlichen Produktionsmenge von 100.000 t mit einem spezifischen elektrischen Energieeinsatz von 2,1 MWh/t und 7000 Volllaststunden, wird die installierte Leistung zu 30 MW _{el} abgeschätzt. Technisch lassen sich die Elektrolyseure des Membran-Verfahrens relativ gut dynamisch zwischen 50 und 100 % der Maximallast betreiben, was einer flexiblen Leistung von 15 MW _{el} entspricht.
Aktuelle Nutzung	Aktuell ist keine Nutzung von Flexibilität bei diesen Anlagen bekannt.
Limitationen	<p>Das reale Potential reduziert sich allerdings, da viele Anlagen, u.a. der österreichische Standort (Berger, et al., 2011), sehr hohe Volllaststunden aufweisen. Für Deutschland liegt die Auslastung bei $\geq 95\%$ (Ausfelder, et al., 2018). Dadurch sind Lasterhöhung und -verschiebung kaum möglich. Eine Leistungsreduktion ist technisch möglich, käme aber bald einem Produktionsausfall gleich. Als nutzbarer Wert für die Dynamik können 15 bis 30 min für die Variation zwischen halber Last, unter der zunehmend Chlorid-Verunreinigungen in der produzierten Natronlauge auftreten, und Volllast angenommen werden (Ausfelder, et al., 2018).</p> <p>Für Österreich wurde in der Studie <i>Demand Response Potential of the Austrian industrial and commerce sector</i> (Berger, et al., 2011) a priori die Annahme getroffen, dass man von 100 Jahresstunden für Lastverschiebungen ausgehen kann. Die Information über die Bereitschaft kann auf day-ahead Basis stattfinden, für die eigentliche Benachrichtigung wären nur einige Minuten notwendig, um die erforderlichen Maßnahmen zu setzen.</p>
Prozess	Luftzerlegung
Anlagen	Lastreduktion der Verdichter, Abschalten der Luftverflüssigung
Abschätzung technisches Potential	Die installierte Erzeugungsleistung für Österreich wurde mit 50 bis 55 MW abgeschätzt. Für die folgende Simulation wurde (ohne weitere Detailangaben der Betreiber) die Annahme getroffen, dass die Auslastung durchschnittlich 75 bis 100 % beträgt und bis zu 100 % flexibilisierbar ist. Die flexibilisierbare Leistung beträgt somit ohne Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitseffekten bis zu 55 MW _{el} für den Fall der Leistungsreduktion ausgehend von Vollaustattung und 13,5 MW _{el} für den Fall von Leistungserhöhung bei minimaler Auslastung im Betrieb. Für die Modellierung wurde die Annahme getroffen, dass die Speicherkapazitäten für Vorproduktion von bis zu 48 Stunden reichen, was eine Abschaltung und Nachholung der Produktion zu einem späteren Zeitpunkt technisch zulässt.
Aktuelle Nutzung	Aktuell ist keine Nutzung von Flexibilität bei diesen Anlagen bekannt
Limitationen	<p>Einschränkungen können durch folgende Aspekte auftreten (Sauer, et al., 2019):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wirtschaftlich, z.B. Lieferverpflichtungen, hohe Produktionsauslastung, mangelnde Anreize aus dem Energiemarkt • Betrieblich, z.B. unflexible Gasabnahme der On-site-Kunden, fehlende Akzeptanz und Mentalität der Betreiber der Luftzerlegungsanlagen • Technisch, z.B. Lastwechselgeschwindigkeiten, Lastwechselrobustheit, Automatisierungsgrad, Tankgrößen • Regulatorisch, z.B. Definition von netzdienlichem Verhalten bzw. Vorgaben für Rabatte bei den Netzentgelten.
Prozess	Calciumcarbidproduktion
Anlagen	Elektrolichtbogenofen
Abschätzung technisches Potential	Kurzfristige Lastreduktionen des Elektrolichtbogenofens von knapp 50 % der Maximallast in einer halben Stunde wurden in Vorstudien von einzelnen Unternehmen als realisierbar eingeschätzt (Gutschi & Stigler, 2008). Bei einer installierten Anschlussleistung von 19 MW _{el} (gemäß Unternehmensangaben) ergibt das eine flexibilisierbare Leistung von maximal knapp 10 MW _{el} .
Aktuelle Nutzung	Aktuell ist keine Nutzung von Flexibilität bei diesen Anlagen bekannt
Limitationen	Weitere, allgemein gültige Angaben zu Häufigkeit und Dauer der Flexibilitätsabrufe in der Calciumcarbidproduktion, konnten nicht ermittelt werden. Geht man von ähnlichen

Betriebscharakteristika wie im Elektrolichtbogenofen zur Edeltahlerzeugung aus, reduziert sich das tatsächlich nutzbare Potential durch die Betriebscharakteristik des Prozesses und die hohen Volllaststunden gemäß Unternehmensangaben. Daher wird das nutzbare Potential für diesen Sektor für die Simulation nicht weiter berücksichtigt.

Eisen und Stahl

Die Verortung der flexibilisierbaren Anlagen wurde in dieser Arbeit wie folgt vorgenommen:

1. Recherche zu den Unternehmen mit großen Elektrolichtbogenöfen in Österreich inkl. Postleitzahl (vgl. Angaben in (Schmidthaler, et al., 2014).
2. Recherche und Abschätzung der erzeugten Produktmengen je Standort
3. Berechnen der installierten Leistung je Standort mit Produktmenge, spezifischem Stromeinsatz und Volllaststunden
4. Aggregation der installierten und flexibilisierbaren Leistung auf NUTS3-Ebene

Für die Zuordnung der Netzebenen wurde für alle Standorte aufgrund der hohen installierten elektrischen Leistung der identifizierten Einzelanlage Netzebene 3 angenommen.

Prozess	Einschmelzen
Anlagen	Elektrolichtbogenofen
Abschätzung technisches Potential	Da der Ofen aus Effizienzgründen in der Regel mit maximaler Leistung betrieben wird, ist im Betrieb ein Flexibilitätpotential theoretisch nur in Form einer Leistungsreduktion möglich. Der Arbeitspunkt des Elektrolichtbogenofens ist zudem nicht beliebig wählbar, da in einem zu starken Teillastbetrieb Beschädigungen am Aggregat und der Peripherie entstehen können. Demzufolge ist das Flexibilitätpotential auf eine Lastabsenkung durch Unterbrechen des Prozesses, d.h. Ausschalten des Lichtbogens, limitiert und ergibt sich dadurch technisch maximal zu ca. 100 MW _{el} . Die Unterbrechung darf nicht zum Ende der Chargenzeit erfolgen und ist nur in Form einer kompletten Deaktivierung des Lichtbogens möglich. Die prozessbedingte Unterbrechung zum Chargieren von neuem Schrott ermöglicht potenziell die Bereitstellung eines Flexibilitätpotentials durch Verlängerung der Ausschaltzeiten und einer kurzzeitigen Verschiebung der Zykluszeit. Ein Nachholen der Produktion mit erhöhter Leistung ist bei Elektrostahlwerken meist nicht möglich, da der Ofen nicht mit Überlast betrieben werden kann. (Ausfelder, et al., 2018)
Aktuelle Nutzung	Aktuell ist keine Nutzung von Flexibilität bei diesen Anlagen bekannt.
Limitationen	Bei Vollaustastung kann keine Flexibilität dieser Angaben bereitgestellt werden (betrifft gemäß Unternehmensangaben einen der drei Standorte). Für Standorte, die eine geringere Volllaststundenzahl haben, kann durch Verschieben der Produktionszeiten im Vergleich zum geplanten Prozesszeitpunkt ein Absenken oder Erhöhen um in Summe (für beide Standorte) ca. 65 MW _{el} erfolgen. Aktuell sind jedoch keine passenden (regulatorischen) Voraussetzungen geschaffen, um dieses Potential nutzen zu können.

Steine, Erden und Glas

Die Verortung der flexibilisierbaren Anlagen wurde in dieser Arbeit für den Sektor Zement wie folgt vorgenommen:

1. Recherche zu den Unternehmen mit Zementproduktion gemäß in Österreich inkl. Postleitzahl (Mauschitz, 2021)
2. Berechnen der installierten Leistung je Standort gemäß Zahl der Mühlen (siehe unten)
3. Aggregation der installierten und flexibilisierbaren Leistung auf NUTS3-Ebene

Für die Zuordnung der Netzebenen wurde für alle Standorte aufgrund der hohen installierten elektrischen Leistung der identifizierten Einzelanlagen Netzebene 3 angenommen.

Prozess	Zementherstellung
Anlagen	Rohstoffaufbereitung und Zementmahlung
Abschätzung technisches Potential	Die installierte Leistung in der Zementindustrie wurde mit folgenden Annahmen abgeschätzt: <ul style="list-style-type: none"> • 1 Rohmehlmühle mit einer Abrufleistung von knapp 3 MW_{el} je Standort • Zahl der Zementmühlen je Standort (2-3) gemäß (Mauschitz, 2021) mit je rund 2 MW_{el} • Summenbildung für die elektrische Leistung für alle Mühlen je Standort

Aktuelle Nutzung	<p>Mit diesen Annahmen ergibt sich eine installierte Leistung von ca. 65 MW_{el}. Technisch kann maximal diese Leistung reduziert, bzw. bei Stillständen der Mühlen erhöht werden.</p> <p>Aktuell ist keine Nutzung von Flexibilität bei diesen Anlagen bekannt. Im Projekt Loadshift wurde allerdings eine flexible Fahrweise der Anlagen getestet, wobei festgestellt wurde, dass diese die Lebensdauer der Mühlen negativ beeinflussen kann.</p>
Limitationen	<p>Sowohl der Betrieb als auch die Auslegung der Mühlen sind in den meisten Fällen stark an den Drehrohrofen im Werk angelehnt. Die durchschnittliche Betriebszeit liegt bei bis zu 7.000 h/a. Die saisonale Abhängigkeit ist direkt mit der kontinuierlichen Klinkerproduktion im Drehrohrofen verknüpft. I.d.R. wird ein ca. einmonatiger Stillstand der Klinkerproduktion für eine Revision innerhalb der Saison mit schwacher Nachfrage im Winter eingeplant (Ausfelder, et al., 2018).</p>

Für die weiteren Produktgruppen wurde folgendes Gesamtpotential abgeschätzt:

- **Keramik:** Die durchschnittliche, installierte Leistung der Anlagen für diese Prozesse wurde konservativ, ohne Berücksichtigung von Gleichzeitigkeits-Effekten, unter Einbezug der folgenden Größen abgeschätzt: produzierte Mengen (ca. 2 Mio t), spezifischer elektrischer Energieeinsatz für Rohmaterialaufbrechen und Formgebung von 45 kWh/t, angenommene Volllaststunden von 4000 h/a. Dadurch ergab sich eine installierte Leistung von ca. 22 MW
- **Glas:** Die durchschnittliche, installierte Leistung der Anlagen für diese Prozesse wurde konservativ, ohne Berücksichtigung von Gleichzeitigkeits-Effekten, unter Einbezug der folgenden Größen abgeschätzt: produzierte Mengen (ca. 20 % von 550.000 t), spezifischer elektrischer 1,5 MWh/t, angenommene Volllaststunden von 8000 h/a. Dadurch ergab sich eine installierte Leistung von ca. 22 MW, die nur für kurze Zeit reduziert werden kann, um ein Abkühlen der Glaswanne zu verhindern.

Aufgrund der im Vergleich zu anderen Produktkategorien geringeren Gesamtleistungen sowie der nicht explizit zuordenbaren Verortung, wurden diese Leistungen in der weiteren Simulation nicht berücksichtigt.

Querschnittstechnologien

Die Verortung der flexibilisierbaren Anlagen erfolgt über die Verteilung des Energieeinsatzes der einzelnen Sektoren in den Bundesländern gemäß Nutzenergieanalyse der Statistik Austria. Abbildung 23 zeigt die Methodik, die zur Herleitung der flexibilisierbaren Leistung je Querschnittstechnologie und Branchengruppe angewandt wurde. Anhand des Gesamtstromverbrauchs und der spezifischen installierten Leistung je Querschnittstechnologie wird die installierte Leistung je Querschnittstechnologie bestimmt. Durch Kenntnis des Betriebszustands wird die mittlere Last errechnet. Die flexibilisierbare Leistung ergibt sich durch Multiplikation der mittleren Last mit einem Flexibilitätsfaktor. Berücksichtigung findet auch die Abrufdauer, welche stark mindernd auf das vorhandene Potenzial wirkt.

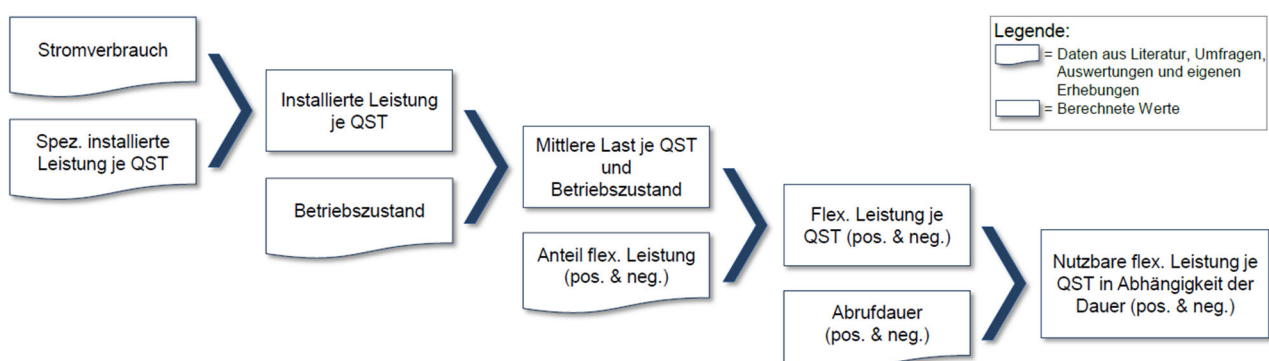


Abbildung 23: Methodik zur Ermittlung des akzeptierten Lastflexibilisierungspotenzials von Querschnittstechnologien je Branchengruppe (Quelle: (Gruber, 2017))

Anhand der beschriebenen Methodik (vgl. Abbildung 23) resultiert für die Querschnittstechnologien der betrachteten Branchen ein Flexibilitätspotenzial im Fall des Lastverzichts in Höhe von rund 222 MW und im Fall der Lasterhöhung von 175 MW bei einer Abrufdauer von 15 Minuten. Die berechneten Flexibilitätspotenziale sind für die abschaltbare Leistung nach Branchen und Technologien im Anhang in den Abbildung A-2 und A-3 und analog für die zuschaltbare Leistung in Abbildung A-4 sowie Abbildung A-5 in ausführlicher Form dargestellt. Die korrespondierenden Werte sind zudem in Tabelle A-3 und Tabelle A-4 im Anhang aufgelistet.

Tabelle 23: Beschreibung des technischen Potentials für den Industriesektor 2020/2030 für Gesamtösterreich

	Papier & Zellstoff	Chemie & Petrochemie	Eisen und Stahl	Steine, Erden & Glas	Querschnittstechnologien³⁴
Anzahl der Prozesse ³⁵	3	3	1	3	7
Art der Prozesse ³⁶	<ul style="list-style-type: none"> - Halbstoffaufbereitung - Mechanischer Holzaufschluss - Presse in Papiermaschine 	<ul style="list-style-type: none"> - Chlorelektrolyse - Luftzerlegung - Elektrolichtbogenofen (ELBO) für Calciumcarbid 	<ul style="list-style-type: none"> - Stahlerzeugung im Elektrolichtbogenofen (ELBO) 	<ul style="list-style-type: none"> - Mühlen - Pressen - Elektrische Glaswanne 	<ul style="list-style-type: none"> - Druckluft - Hydraulik - Antriebe - Klima- & Lüftungstechnik - Kälte - Bereitstellung & Aufbereitung von Medien
Anzahl Unternehmen bzw. Standorte mit diesen Prozessen ³⁷	Summe: 23 Halbstoffaufbereitung: 23 Mechanischer Aufschluss: 3 Papiermaschinen: 20	Summe: 8 Chlorelektrolyse: 1 Luftzerlegung: 6 Calciumcarbid-ELBO: 1	Summe: 3 Stahl-ELBO: 3	Summe: 9 Mühlen (Zementwerke): 9 Pressen (Keramik): --- El. Glaswanne: ---	---
Gesamte installierte Leistung ³⁸	Summe ≈ 665 MW Stoffaufbereitung ≈ 230 MW Papiermaschine 435 MW	Summe ≈ 100 MW Chlor ≈ 30 MW Luftzerlegung ≈ 50 MW Ca-Carbid-ELBO ≈ 19 MW	Summe ≈ 100 MW	Summe ≈ 105 MW Mühlen 60-65 MW Pressen ≈ 20 MW El. Glaswanne ≈ 20 MW	Summe ≈ 2730 MW
Netzebene	NE 3 (97%)	NE 3 (94%)	NE 3 (100%)	NE 3 (100%)	NE 5 (100%)

³⁴ Umfasst das Flexibilitätspotential von Querschnittstechnologien in den Industriezweigen Papier, Chemie, Eisen & Stahl, NE-Metalle, Lebensmittel sowie Maschinen- und Fahrzeugbau. Quelle: (Gruber & Biedermann, 2016)

³⁵ Bezogen auf die Anzahl der flexibilisierbaren Prozesse. Aufgrund der Heterogenität der Sektoren und Prozesse je Sektor ist auf diesem aggregierten Level keine Zahl der Einzelanlagen angebar.

³⁶ Nicht alle dieser Prozesse sind im Kapitel 3.1 im Marktmodell berücksichtigt, da die technischen Einschränkungen zu keinem realisierbaren Potential in der gewählten zeitlichen Auflösung führen. Die ursächlichen Gründe sind ebendort für die ausgeschlossenen Prozesse angeführt.

³⁷ Hier wird die Zahl der Unternehmen bzw. Standorte angegeben, nicht die Zahl der Einzelanlagen. Speziell im Sektor Papier und Zellstoff hat ein Standort oft > 1 Aufschlussanlage oder auch 2 bis 3 Papiermaschinen

³⁸ Bezogen auf die gesamte installierte Leistung der Anlagen, in denen flexibilisierbaren Prozesse im jeweiligen Sektor betrieben werden (in Kapitel 3.1 als maximal aktivierbare Leistung beschrieben)

	NE 5 (3%)	NE 5 (6%)			
Max. positive & negative flexible Leistung für 15 min	pos 150 MW neg 40 MW	pos 60 MW neg 5 MW	pos < 10 MW neg < 5 MW ³⁹	pos 90 MW neg < 10 MW	pos 222 MW neg 175 MW
Max. positive & negative flexible Leistung für 1 h ⁴⁰	pos 100 MW neg 40 MW	pos 50 MW neg 5 MW	-	pos 90 MW neg < 5 MW	pos 118 MW neg 89 MW
Max. positive & negative flexible Leistung für 4 h	pos 0 MW neg 0 MW	pos 50 MW neg 5 MW	-	pos 45 MW neg 0 MW	pos 58 MW 22 MW
Maximal mögliche Abrufdauer	Minuten-Stunden	Chlor: 15 Min. (Teillast) bis mehrere Tage (Speicher); Luftzerlegung: 1 bis 4 Tage abhängig von Anlagengröße, Teillast-bereich bis Produktionsstopp	Wenige Minuten	Mühlen und Pressen: Bis zu 12 h, abhängig von Betriebssituation + Produktvorrat, ggf. länger möglich; Glas: Minuten	30-60 min; darüber hinaus schwierig
Zeitliche Verfügbarkeit (Jahreszeit, Wochentag, Tageszeit)	-	-	-	Für Zement in Wintermonaten saisonale Einschränkung	Mo-Fr Normalbetrieb; saisonale Einschränkungen an Tagen mit Extremtemperaturen
Aktivierungszeit	Bereitschaftsbekanntgabe: Day-Ahead Information: < 60 min	-	ca. 60 min	Glas: ca. 15 min	wenige Sekunden bis Minuten
Regenerationszeit	Veränderte Energieaufnahme muss komplett nachgeholt werden	Veränderte Energieaufnahme muss komplett nachgeholt werden	Veränderte Energieaufnahme muss komplett nachgeholt werden	Veränderte Energieaufnahme muss komplett nachgeholt werden	-
Max. Anzahl an Aktivierungen	Ein- bis mehrmals wöchentlich	Chlor: Mehrmals täglich, Luftzerlegung: max. 1 x pro Woche oder weniger	Im Jahresmittel 1 x täglich	Je nach Abrufdauer, ggf. mehrmals täglich	Mehrmals täglich
Möglichkeit zur Blindleistungsregelung	Keine Angabe möglich	Keine Angabe möglich	Keine Angabe möglich	Keine Angabe möglich	Keine Angabe möglich

³⁹ An zwei der drei relevanten Standorte in Österreich ist durch Verschieben des Startzeitpunktes eine positive und negative Lastflexibilisierung von aggregiert max. ≈ 60 bis 65 MW möglich.

⁴⁰ Diese Potentiale wurden mittels Annahmen zur Speicherfähigkeit und maximal erlaubten Zeit bis zur Nachholung (siehe Kommentar zur Regenerationszeit je Technologie) in Kapitel 3.1 abgebildet und dementsprechend umgerechnet.

2.5.3 Tatsächlich nutzbares Potential 2020 & 2030

Industrielle Anlagen, die bereits Flexibilität bereitstellen, ohne jedoch dadurch den Produktionsprozess zu beeinflussen, lassen sich folgenden Kategorien zuordnen: Strom-Eigenerzeugungsanlagen (Analyse von installierten Kapazitäten gemäß Eurostat zeigt, dass der Anteil der Industrie an der gesamten Eigenerzeugung über die letzten Jahre < 10 % ist) und Power-to-Heat Anlagen.

Stromeigenerzeugungsanlagen können positive und/oder negative Flexibilität an Spot- und Regelenenergiemärkten bereitstellen. Beispiele sind:

- Gasturbinen (gemäß Eurostat 2018 58 MW Kapazität installiert)
- Dampfturbinen (gemäß Eurostat 2018 707 MW Kapazität installiert)
- KWK-Anlagen (gemäß Eurostat 2018 707 MW Kapazität installiert)
- Verbrennungsmotoren (gemäß Eurostat 2018 145 MW Kapazität installiert)

Power-to-heat Anlagen werden vor allem als negative Flexibilität genutzt. Beispiele sind Elektrokessel oder Elektrodenkessel.

In den oben genannten Stromeigenerzeugungsanlagen wurden 2018 ca. 7.500 GWh Strom erzeugt: 7.433 gemäß Eurostat-Daten und 7.562 GWh (3.391 aus Kraftwerken und 3.170 GWh aus KWK-Anlagen) gemäß Energiebilanz der Statistik Austria (Statistik Austria, 2021). Mit einer Gesamtkapazität von ca. 1.600 MW (s.o.) ergibt sich rechnerisch eine durchschnittliche Volllaststundenzahl von 4.640. Die tatsächlichen Betriebsstunden sind jedoch oft wesentlich höher (z.B. Anlagen in den Sektoren Papier und Zellstoff sowie Eisen und Stahl) bzw. wesentlich niedriger (Notstromaggregate, deren Hauptaufgabe die ständige Bereitschaft schnell und flexibel Energie für den Standort zu liefern ist). Für beide Kategorien ist somit das Potential der Flexibilitätsbereitstellung nicht in vergleichbarer Höhe zur installierten Anlagenkapazität, sondern deutlich geringer einzuschätzen.

Es wird abgeschätzt, dass aktuell ca. 100-200 MW flexibel genutzt werden, die aber in der Regel nicht gleichzeitig abrufbar sind. Darüber hinaus kann durch die fehlende Korrelation zwischen „Situation an Energiemärkten“ und „Industriellem Produktionsvolumen“ keine allgemeine Aussage über die Höhe und Dauer der zur Verfügung stehenden Flexibilität abgeleitet werden.

Qualitativ sind bei der Entwicklung des Potentials folgende Aspekte bis 2030 zu berücksichtigen:

- Es ist von keiner nennenswerten Änderung im Anlagenpark der Energieversorgungsanlagen von Unternehmen, die die oben beschriebenen Technologien einsetzen, auszugehen. Zum einen zeichnen sich diese Anlagen durch lange Lebensdauern, aber auch komplexe Investitionsprozesse aus. Ursachen dafür sind aufwendige UVP-Verfahren und Unsicherheit für Investitionen durch aktuell steigende Anforderungen an Dekarbonisierung, wodurch nach 2030 ganzheitlich neue Konzepte notwendig werden.
- Dadurch würde eine Erhöhung des nutzbaren Potentials bei Bestand nur durch gleichzeitige Reduktion der Produktionsvolumina gelingen. Dem gegenüber stehen allerdings steigende Anforderungen an Emissionsreduktion und Effizienzsteigerung, die vor allem in wärmegeführten KWK-Anlagen das wirtschaftliche Potential Flexibilität bereitzustellen noch weiter reduzieren.

Aufgrund dieser Unsicherheiten wird diese Flexibilität im Marktmodell nicht berücksichtigt.

Analysiert man den Strombedarf für Prozesswärmebereitstellung unter 200°C als ersten Indikator für den Einsatz von Power-to-Heat Anlagen zur (Hochtemperatur-)Warmwasser- oder Dampferzeugung, sticht vor allem der Sektor „Papier- und Zellstoff“ heraus, wo 753 GWh an Prozesswärme unter 200°C mit elektrischer Energie bereitgestellt wird (Statistik Austria, 2020b). Bei angenommenen durchschnittlichen Volllaststunden von 4.000 Stunden pro Jahr entspricht das einer installierten Leistung von 185 MW. Berücksichtigt man die Tatsache, dass auch Hilfsantriebe in Dampferzeugern mit elektrischem Strom betrieben werden können, wird konservativ abgeschätzt, dass die installierte Anschlussleistung unter diesem Wert liegt und in erster Näherung mit 100-150 MW angenommen werden kann, wobei diese bis zu 100 % genutzt werden kann. Bekannte Einzelanlagen in diesem Sektor haben Leistungen von 5-20 MW. Diese Flexibilität wird in Abhängigkeit des wirtschaftlichen Biet-Verhaltens von Industrieunternehmen bereits voll ausgeschöpft. Ein nutzbares Flexibilitätspotential kann jedoch, ohne die strategische Ausrichtung von Einzelunternehmen zu kennen, nicht quantifiziert werden.

Von einer flächendeckenden Erhöhung der installierten Leistung (Neuinvestitionen) solcher Power-to-Heat-Anlagen ist aufgrund der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (hohe OPEX durch hohen Strompreis) mit

Stand 2021 nicht auszugehen, zudem auch die CAPEX (gemäß Literatur ab 100 €/kW als Investment, gemäß Angaben aus der Praxis eher höher) bei Neuinvestitionen mitberücksichtigt werden müssen.

Das tatsächlich nutzbare Potential aus industriellen Prozessen ergibt sich aus dem zuvor beschriebenen theoretischen Potential, das von praktischen Umsetzungshemmnissen, dazu gehören technische, regulatorische, wirtschaftliche und kulturelle Hemmnisse, eingeschränkt wird. Für den Zeitraum 2020-2030 überwiegt eine Vielzahl an solchen praktischen Umsetzungshemmnissen für die Nutzung von Flexibilität aus industriellen Prozessen, sodass auf Prozessebene von **keinem aktuell realisierten und unmittelbar verfügbarem Potential** ausgegangen werden kann.

Während perspektivisch bis 2030 das technische Potential aufgrund der langen Nutzungsdauern von industriellen Prozessanlagen annähernd gleichbleibt, müssen in diesem Zeitraum Hemmnisse abgebaut werden, um das nutzbare Potential bis 2030 ausschöpfen zu können. Dieses ist bei erfolgreichem Abbau der Hemmnisse bis zu dem im vorherigen Abschnitt beschriebenen Ausmaß nutzbar. Maßnahmen, um diese Hemmnisse abzubauen, werden unter anderem in aktuellen Forschungsprojekten adressiert, wie das Subprojekt *Industry4Redispatch* der Vorzeigeregion *New Energy for Industry*. Dabei sollen sowohl technische als auch regulatorische und rechtliche Voraussetzungen geschaffen und vorbereitet werden, um Flexibilität von großen, mittleren und kleineren Industrieunternehmen in Zukunft (teil-)automatisiert nutzen zu können.

Nachstehende Hemmnisse entsprechend (Sauer, et al., 2019) und (Stede, et al., 2020) für die betrachteten Industriezweige sind:

Hemmnisse technischer Art

- Viele Industrieprozesse, zum Beispiel in der Zement- und Stahlindustrie, sind auf einen kontinuierlichen Betrieb für einen bestimmten Betriebspunkt ausgelegt und nicht auf einen fluktuierenden Betrieb. Zudem steht ein energieflexibler Betrieb unter Umständen im Widerspruch zur Energieeffizienz.
- Die Prozesse können in der Regel in bestimmten Grenzen auf eine fluktuierende Versorgung elektrischer Energie reagieren. Durch die enge Einbindung in vor- und nachgelagerte Prozessketten gibt es nur in Ausnahmefällen die Möglichkeit, den Prozess isoliert zu betrachten. Die Auswirkungen auf die gesamte Prozesskette müssen berücksichtigt werden. Vor- und nachgelagerte (Vor-) Produktspeicher können die für das Anbieten von Flexibilität nötige Entkopplung des betrachteten Prozesses von der Prozesskette ermöglichen. Andernfalls droht für den Fall einer Lastabsenkung ein Produktionsausfall. Das Potential für eine Lasterhöhung wird durch den Prozess selbst und von der Produktionskapazität der Folgeprozesse limitiert.
- Die Netzanschlussnutzung ist für Unternehmen durch die vereinbarte Netzanschlusskapazität begrenzt, auch wenn ggf. die maximale, technisch mögliche Kapazität des vorgelagerten Netzes noch nicht ausgeschöpft ist. Durch z. B. das Erbringen von negativer Regelenergie (zusätzlicher Leistungsbezug aus dem öffentlichen Netz) kann die physische Netzanschlusskapazität erreicht werden, wodurch einer flexiblen Fahrweise Grenzen aufgrund der (betrieblichen) Strominfrastruktur gesetzt sind.

Hemmnisse regulatorischer Art

Ausgehend von einer bedarfsorientierten Stromversorgung aus großen zentralen Kraftwerkseinheiten findet ein Wandel zu einer angebotsorientierten Stromversorgung auf Basis fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien statt. Wie im technischen Stromsystem, so spiegelt sich auch in der regulatorischen Struktur der Übergang wider, und zwar durch die parallele Existenz von Regularien, die entweder noch im alten System verankert, oder bereits an das neue Zielsystem angepasst sind. Daraus entstehen Zielkonflikte und sich widersprechende Anreize. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen und Regularien für das Energiesystem und insbesondere das Stromsystem sind aktuell sehr häufigen Änderungen unterworfen, was die Planungssicherheit der Unternehmen einschränkt. Die Regularien sollten soweit harmonisiert werden, dass z. B. folgende Widersprüche minimiert werden und für das Zielsystem Planungssicherheit hergestellt wird:

- Eine Herausforderung für Industrieunternehmen vor allem auf Netzebene 5 stellt die Tatsache dar, dass durch Flexibilitätsbereitstellung höhere Leistungsbezüge aus dem Stromnetz auftreten können und dadurch das Risiko von deutlichen Mehrkosten für Netzbereitstellungsentgelte steigt⁴¹.
- Unternehmen verpflichten sich gemäß ISO 50001, dass sie Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz und der fortlaufenden Verbesserung der energiebezogenen Leistung treffen, die auch nachgewiesen werden müssen. Durch das Bereitstellen von Flexibilität kann sich allerdings die Gesamteffizienz verschlechtern, was einen (wirtschaftlich) nachteiligen Effekt für Industrieunternehmen darstellt und ggf. zum Verlust der Zertifizierung führen kann.

Hemmnisse wirtschaftlicher Art

- Für nahezu alle Industriezweige ist entscheidend, dass sich durch eine energieflexible Fahrweise keine Auswirkungen auf die Produktqualität und -menge (insbesondere bei Chemie und Papier) ergeben, da andernfalls finanzielle Einbußen entstehen.
- Viele Produktionsmaschinen sind je nach Auftragslage und notwendigen Wartungen bis zu 100 % ausgelastet. Die Auslastung dieser Anlagen kann aufgrund vorliegender Kundenaufträge und Ansprüche an die Kundenzufriedenheit nur geringfügig geändert werden, weshalb für das Anbieten von Energienachfrageflexibilität eine Überkapazität notwendig wäre. Alternativ wäre es zum Beispiel in der Papierindustrie nur möglich, die Produktionsreihenfolge anzupassen, da die Herstellung von bestimmten Papiersorten energieintensiver ist als die von anderen. Aktuell werden Anlagen in energieintensiven Betrieben mitunter schon so betrieben, dass die Produktionsreihenfolge der Sorten an Strompreise oder Eigenerzeugung angepasst ist (sprich die Reihenfolge der geplanten Produkte angepasst wird).
- Um im Fall einer Lasterhöhung die elektrische Energieeinbringung für bestimmte Produktionsprozesse (z. B. in der Glasindustrie) noch weiter zu steigern, sind gegebenenfalls Investitionskosten in Infrastruktur und Anlagentechnik in Millionenhöhe erforderlich. Das abgeschätzte mögliche zusätzliche Flexibilitätspotential⁴² lässt diese Investitionen aus wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll erscheinen. Mögliche Anpassungen der Infrastruktur sind zudem nur bei Anlagenreparaturen oder Neuanlagen realisierbar. Unklar ist auch, wie die Schere zwischen langfristig getätigten Energieeinkäufen und kurzfristig zu realisierenden Leistungsänderungen im Strombezug sinnhaft zu schließen ist.
- Viele Unternehmen, vor allem kleine und mittlere Unternehmen, die bisher keine Flexibilitäten vermarktet haben, wollen aus wirtschaftlichen Überlegungen, aber auch aus Qualitätsgründen eher keinen externen Eingriff in die Nutzung der eigenen Daten und Prozesse zulassen. In geringem Umfang geschieht dieser Eingriff bereits bei Betrieben, die an Regelenergiemärkten teilnehmen, wobei dabei in der Regel Eingriffe nur für den Betrieb der Energieversorgungsanlagen geschehen. Eine direkte Wechselwirkung mit dem Produktionsprozess, der das Kernstück und oft der Wettbewerbsvorteil gegenüber der Konkurrenz ist, ist zum heutigen Stand des Wissens in Österreich nicht verbreitet umgesetzt. Die Entscheidung über den Umfang eines externen Zugangs muss aber weiterhin in der Verantwortung der Betriebe liegen. Um dennoch eine gesicherte Flexibilität anbieten zu können, bietet sich das Poolen von möglichen Flexibilitätsmaßnahmen an, z. B. bei Aggregatoren. Damit ist zwar selten die maximal mögliche Flexibilität verfügbar, wohl aber eine gesicherte mittlere Flexibilität. Maßnahmen, um in Zukunft diese Flexibilitäten nutzen zu können, können beispielsweise fachliche und umfangreiche Informationen über den Mehrwert für Unternehmen sein, aber auch Technologien, wie zum Beispiel automatisierte Betriebsplanungs- und Regelungssysteme, die Flexibilität automatisiert ermitteln und Abrufe im Standort umsetzen, unter Wahrung der Qualitätsanforderungen.
- Die Unternehmen gehen noch unbekannte Risiken in Bezug auf die eventuelle Schädigung ihrer Anlagen und Anlagenkomponenten ihrer Prozesse im fluktuierenden Betrieb ein, was zu erhöhten Wartungs-, Reparatur- und ggfs. Investitionsaufwänden führen kann.

⁴¹ Eine einfache Abschätzung zeigt, dass für Leistungspreise von ca. 54 €/kW*Monat (vgl.: entspricht in etwa der Situation in Wien 2021) eine monatliche Erhöhung des Spitzenbezugs durch Flexibilitätsbereitstellung um 500 kW Jahresmehrkosten von ca. 30.000 € verursacht.

⁴² Gemäß der Systembeschreibung im Abschnitt zuvor kann in der Glasindustrie die zusätzlich installierte Leistung im besten Fall bis zur vollen Höhe für Zeiträume bis zu 10-15 Minuten, jedoch maximal bis zu einer Stunde unterbrochen werden. Bei einer vollständigen Elektrifizierung des Sektors kann als erste Abschätzung von einer zusätzlich installierten Leistung von ca. 80 MW (für alle Standorte) ausgegangen werden.

- Bei der Erbringung von z. B. negativer Regelleistung (zusätzlicher Leistungsbezug aus dem öffentlichen Netz) kann die vertragliche Netzanschlusskapazität erreicht werden, was demzufolge eine kostenpflichtige Erhöhung der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität nach sich zieht.

Hemmnisse kultureller Art

Viele Unternehmen der (energieintensiven) Industrie verstehen sich in erster Linie als produzierende Unternehmen und nicht als Energieflexibilisierungsdienstleister. Diese Haltung ist in den Unternehmen noch weit verbreitet und steht einem verstärkten Einsatz von Flexibilitätsmaßnahmen im Wege. Häufig sind es die kleineren Unternehmen, die betriebsintern flexibler reagieren und sich auf neue Möglichkeiten einlassen, anstatt nur die Risiken zu betonen.

Kosten von Redispatch / Flexibilität in der Industrie

Für den Abruf von industrieller Flexibilität fallen Kosten an, die in drei Arten unterteilt werden können (Gruber & Biedermann, 2016), (Kreuder, et al., 2013):

- Investitionskosten, z. B. für Mess- und Regelungstechnik, Steuerungssoftware, Kommunikationstechnik
- Fixe Betriebskosten, z. B. für Information, Transaktion, Steuerung
- Variable Kosten, z. B. in Form von Opportunitätskosten (inkludiert die Berücksichtigung von variablen Wirkungsgraden und Startkosten), Speicherkosten, Personalkosten, Wartungsaufwand etc.

Die spezifischen Investitionskosten für stromintensive Prozesse liegen im Durchschnitt bei ca. 0,5 €/kW, wobei sich die Kosten je nach Bilanzgrenze auch im Bereich von 0,2 €/kW und 0,9 €/kW bewegen können. Die fixen Betriebskosten bestehen überwiegend aus den Personalkosten für die regelmäßige Aktualisierung der angebotenen Leistung, wobei der personelle Aufwand als eher gering (wenige Stunden pro Woche/Monat) anzusehen ist. In Bezug auf die flexibilisierbare Leistung liegen die fixen Betriebskosten in etwa bei 0,05 €/kW und Jahr. Im Fall der Lastverschiebung entstehen nur geringe variable Kosten. Diese bestehen aus einem etwas erhöhten Personalaufwand je Abruf, sofern der Prozess manuell wieder angefahren werden muss. Bei einem Produktionsausfall müssen die entgangenen Erlöse kompensiert werden. Tabelle 24 zeigt einen Auszug aus der Literatur zu variablen Kosten stromintensiver Prozesse (Gruber & Biedermann, 2016).

Tabelle 24: Variablen Kosten stromintensiver Prozesse

Prozesse	Variable Kosten in €/MWh		
	(Paulus & Borggreffe, 2010)	(Wille-Hausmann, et al., 2009)	(Praktiknjo, 2013)
Aluminiumelektrolyse	500 bis 1500	75	620
Elektrolichtbogenofen	> 2000	-	
Holzschleifer und Refiner	< 10	-	470
Roh- und Zementmühlen	400 bis 1000	490	1750
Chlorelektrolyse	> 100	-	870

Im Rahmen der Studie *Demand Response Potential of the Austrian industrial and commerce sector* (Berger, et al., 2011) wurden mittels Bottom-Up Ansatz einige österreichische Industrieunternehmen zu technischem und wirtschaftlichem Demand-Response-Potential befragt. Die in dieser Befragung angegebenen Kosten für Demand Response können als weiterer Richtwert für Flexibilisierungskosten dienen und werden im Folgenden kurz zusammengefasst. Die befragten Unternehmen stammen u.a. aus den Sektoren:

- Papier und Zellstoff
- Stahlindustrie
- Chemieindustrie
- Steine & Erden
- Nichteisenmetalle

Unternehmen der **Papierindustrie** gaben an, dass für Prozesse mit wenigen jährlichen Volllaststunden nur Kosten für eventuell zusätzlich notwendiges Personal anfallen bzw. das Personal evtl. nicht beschäftigt werden kann, während für diesen Zeitraum jedoch trotzdem Kosten anfallen. Für Prozesse mit hohen Volllaststunden (z.B. Papiermaschine) wird diesem Prozess in erster Näherung oft gar kein Verschiebepotential zugesprochen. Für Eigenerzeugungsanlagen, die bei Bedarf in das elektrische Netz einspeisen können (ohne

Nachholeffekt), sind zumindest die Stromgestehungskosten⁴³ zu berücksichtigen. Ein quantitativ angegebener Grenzwert, ab dem Lastverschiebung interessant sein kann, wird mit mindestens 200 €/MWh angegeben (Stand 2011). Eine deutsche Studie gab 2016 Opportunitätskosten für diesen Sektor in der Höhe von 430 €/MWh an (Gruber & Biedermann, 2016).

Für die **Stahlindustrie** wurden keine konkreten Preise genannt. Als qualitative Abschätzung werden für Potentiale, die keinen Produktionsausfall verursachen, die Kosten für ungenutztes Personal angeführt, was in der Größenordnung von einigen hundert Euro pro Stunde, bzw. in der Größenordnung von 100 €/MWh liegen kann⁴⁴. Bei längeren Lastverschiebungen können je nach wirtschaftlicher Lage Produktionsausfälle die Folge sein. Dadurch erhöhen sich Lastverschiebungskosten zumindest weiter um verloren gegangene Deckungsbeiträge.

In der **chemischen Industrie** werden für die Düngerherstellung spezifische Opportunitätskosten von vielen hundert Euro angegeben, während die Opportunitätskosten für Chlorerzeugung als gering eingeschätzt werden, solange kein Produktionsausfall eintritt. Im Fall von reduzierten Produktionsmengen müssten die entgangenen Gewinne durch ca. 10 bis 20 % höhere Erträge für Lastverschiebungen ersetzt werden.

Befragte Zementwerke gaben an, dass im Falle eines Produktionsausfalls die Opportunitätskosten mehrere hundert Euro betragen würden. Darüber hinaus waren für kürzere Verschiebungen ohne Produktionsausfälle vor allem die ungenutzten Personalaufwände und die dementsprechenden Kosten zu substituieren. Ein ähnliches Bild ergibt sich für die Betriebe im Sektor Nichteisenmetalle.

Vorgehensweise für die Integration des Sektors Industrie im Marktmodell in dieser Studie

Das Flexibilitätspotential für 2020 bis 2030 ist in Kapitel 2.5.2 aufgeführt. Während perspektivisch von 2020 bis 2030 das technische Potential aufgrund der langen Nutzungsdauern von industriellen Prozessanlagen annähernd gleichbleibt, müssen in diesem Zeitraum entsprechende Hemmnisse abgebaut werden, um das nutzbare Potential bis 2030 ausschöpfen zu können. Stand heute findet netzdienliche, industrielle Flexibilität auf Prozessebene nur eine sehr geringe Verbreitung. Im Rahmen der Potentialerfassung und Aufbereitung für die Modellierung in dieser Studie wurden folgende Annahmen getroffen:

- Im Rahmen der Literaturrecherche wurden jene Prozesse, die Änderungen in der elektrischen Last zulassen, analysiert und beschrieben (siehe vorherige Abschnitte).
- Es werden keine variablen Kosten für den Flexibilitätseinsatz angenommen. Wie in diesem Kapitel beschrieben, fallen hauptsächlich Investitions- und weniger Betriebskosten bei der Flexibilitätsaktivierung an. Außerdem können die Hemmnisse, wie beispielsweise ein zu geringer Business Case oder Bedenken eines Produktionsausfalls, auch nur über eine Reduktion vom nutzbaren Potential abgebildet werden.
- Hochtemperatur-Wärmepumpen im Rahmen der Bereitstellung industrieller Prozesswärme wurden zur Modellierung im Marktmodell aufgrund zu hoher Unsicherheiten nicht berücksichtigt. Diese liegen insbesondere im Anteil der Wärmepumpen im Vergleich zu konkurrierenden Elektrifizierungstechnologien, den technologischen Möglichkeiten für Hochtemperaturwärmepumpen (auch prospektiv) und langen Investitionszyklen. Für Österreich beträgt das zusätzliche Elektrifizierungspotenzial industrieller Prozesswärme im Temperaturbereich zwischen 100 °C und 500 °C technologieunabhängig knapp 11 TWh (Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019).

⁴³ Beispiel: Stand Energiepreise Herbst 2021 – für eine Gasturbine mit Stromerzeugungs-Wirkungsgrad von 35 % und Erdgaskosten von 70 €/MWh muss für die Erzeugung von einer Megawattstunde Strom (bei im schlechtesten Fall Nichtnutzbarkeit der entstandenen Wärme) von Kosten von 200 € ausgegangen werden, wobei dieser Wert als Untergrenze zu interpretieren ist. Bei schlechteren Wirkungsgraden oder der Berücksichtigung von Startkosten steigen die Kosten weiter.

⁴⁴ **Beispiel 1:** 30 Mitarbeiter:innen (N_{MA}) (Annahme durchschnittliche Kosten von 40 €/h (LK)) für 15 min (Δt) unbeschäftigt bei einer Leistungsreduktion von 3 MW $\Delta P: \frac{N_{MA} \cdot LK \cdot \Delta t}{\Delta P \cdot \Delta t} = 400 \text{ €/MWh}$

Beispiel 2: 15 Mitarbeiter:innen (N_{MA}) (Annahme durchschnittliche Kosten von 40 €/h (LK)) für 60 min (Δt) unbeschäftigt bei einer Leistungsreduktion von 33 MW $\Delta P: \frac{N_{MA} \cdot LK \cdot \Delta t}{\Delta P \cdot \Delta t} \approx 18 \text{ €/MWh}$

FAZIT: stark abhängig vom Automatisierungsgrad sowie der tatsächlich reduzierbaren Leistung, Achtung: hier nur Personalaufwand betrachtet und kein entgangener Deckungsbeitrag

Für die Modellierung wurden im Anschluss explizit nur jene Potentiale ausgewählt, die eine Lastverschiebung für mindestens eine Stunde ermöglichen, ohne einen Produktionsausfall, der mit Ausfallkosten einhergeht, zu riskieren. Quantitativ wurden die in diesem Sektor ermittelten Potentiale umgerechnet für die Marktmodellierung. Die maximal aktivierbare Leistung entspricht der installierten Kapazität, das Flexibilitätspotential ergibt sich aus durchschnittlicher Auslastung und technischen Limitationen. Im Marktmodell wird es über einen „(Zwischen-)Produktspeicher“ und zulässigen Betriebsbereich abgebildet.

Aufgrund der Unsicherheit bzw. den fehlenden Informationen was ein Produktionsausfall für jeden Einzelstandort wirtschaftlich bedeutet (sprich wie hoch die entgangenen Deckungsbeiträge sind), sind jene Flexibilitäten, die einen Produktionsausfall mit sich bringen, nicht wissensbasiert in der Modellierung abbildbar, und somit ausgenommen.

In der Strommarktmodellierung sind somit Stoffaufbereitung, Papiermaschinen, Chlor, Luftzerlegung und Mühlen abgebildet. In Kapitel 3.1 nicht berücksichtigt wurden folgende Technologien: Elektrolichtbogenofen in der Stahlindustrie und Calciumcarbid Erzeugung. Es eröffnen sich mögliche Flexibilitätspotentiale bei guter Auslastung nur kurzfristig für wenige Minuten. Bei schlechter Auslastung wäre eine kurzfristige Anpassung des Schichtplans der Arbeiter nötig, um für den Strommarkt geplante Flexibilität bereitzustellen. Zudem wird das Potential von Pressen und elektrische Glaswannen wurden zum einen als zu kleinteilig, die ganzheitliche Erschließung aller Querschnittstechnologien zum anderen aufgrund ihrer branchenübergreifenden Vielzahl mit unterschiedlichsten technologischen Rahmenbedingungen als zu unsicher angesehen, als dass sie 2030 schon in nennenswertem Umfang am Strommarkt teilnehmen würden. Dadurch ist auch dieses Potential nicht als Teil der Marktmodellierung abgebildet.

2.6 Verbraucher (Gewerbe)

Neben Verbrauchern im Haushalts- und Industriebereich gibt es auch in unterschiedlichen Gewerbesparten Technologien, die flexibel betrieben werden können. In diesem Kapitel werden jene Technologien mit den höchsten Potentialen im Detail betrachtet.

2.6.1 Definition & Systembeschreibung

Zunächst wurde eine detaillierte Literaturrecherche durchgeführt, um jene Technologien im Gewerbebereich zu identifizieren, welche die größten Flexibilitätspotentiale für Österreich aufweisen.

In (Papaefthymiou, et al., 2014) werden die größten Potentiale im Bereich Service und Haushalt mit Querschnittstechnologien wie *Heizen* und *Kühlen* verortet. Insbesondere werden *Kühlhäuser* hervorgehoben. Außerdem wird das Potential der *Wasserversorgung* genannt.

Eine ausführliche Beschreibung des europaweiten Demand Response Potentials findet sich in (COWI Consortium, 2016). Die größten Potentiale im Gewerbesektor werden hier in der *Lüftung von Gewerbegebäuden*, *Kühlung im Einzelhandel*, *Klimatisierung von Gewerbegebäuden* und *Pumpen in der Wasserversorgung* gesehen. Insgesamt wird für Österreich für 2030 ein theoretisches Potential von 450 MW im Gewerbesektor erwartet. Rechenzentren werden in dieser Betrachtung nicht aufgeführt.

Auch (Goldenberg, et al., 2018) führen als flexibilisierbare Lasten im Gewerbesektor die Technologien *Gebäudekühlung*, *Raumwärme* und *Warmwasserbereitung* auf.

Basierend darauf liegt daher in der weiteren Ausarbeitung der Fokus auf folgenden Technologien:

- Rechenzentren
- Lebensmittelkühlung
- Kläranlagen
- Wasserversorgung
- Klimatisierungs- und Lüftungsanlagen

Da die Bereitstellung von Flexibilität durch Wärmepumpen als besonders wichtig erachtet wird, wird diese separat in Kapitel 2.3 betrachtet. Im Projekt CE4T der Vorzeigeregion *New Energy for Industry* hat sich gezeigt, dass Skiregionen selber weniger Flexibilitätspotential haben, daher werden diese hier nicht berücksichtigt.

In großen Kühlhäusern in der Lebensmittelkühlung wird bereits jetzt Lastmanagement betrieben, um günstige Nachtstromtarife zu nutzen und zu diesen Zeiten die Ware verstärkt zu kühlen (Amann, 2014). Bei Kläranlagen wird die Flexibilität teilweise zur Vermeidung von Lastspitzen eingesetzt. Im Bereich der Rechenzentren, Wasserversorgung und Klimatisierungs- und Lüftungsanlagen wird derzeit noch kein Flexibilitätspotential genutzt.

2.6.2 Technisches Potential 2020 & 2030

Rechenzentren

Der Energiebedarf von Servern und Rechenzentren setzt sich aus den Bestandteilen des Energieverbrauchs für

- Server,
- Datenspeicherung (Storage),
- Netzwerk,
- Klimatisierung und Kühlung,
- unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) und
- sonstige Infrastruktur

zusammen. Den größten Anteil am Energieverbrauch haben die Server, gefolgt von der Klimatisierung und der Datenspeicherung. Insbesondere der Anteil letzterer ist in den vergangenen Jahren stetig gestiegen (Hintemann, 2017a).

Der Energiebedarf der etwa 210.000 Server in Österreich betrug 2016 1,24 TWh. Im Vergleich zu 2010 (0,99 TWh) entspricht das einer Steigerung von 25 % (Hintemann, 2017a). In Deutschland gab es im Jahr 2016 etwa 2,3 Millionen Server, die sich in die in der Tabelle 25 aufgelisteten Kategorien einteilen lassen (Hintemann, 2017b). Das Verhältnis der Rechenzentrumskategorien untereinander wird in beiden Ländern als gleich angenommen. Im Verhältnis von Deutschland zu Österreich wird die Anzahl der Server herangezogen.

Tabelle 25: Anzahl der Rechenzentren nach Kategorien in Deutschland (Quelle: (Hintemann, 2017b)) und Österreich abgeleitet

Rechenzentrumskategorie	Anzahl der Rechenzentren in DE (2017)	Abgeleitete Anzahl der Rechenzentren in AUT
Serverschrank	30500	2785
Serverraum	19900	1817
Kleines Rechenzentrum (101 bis 500 m ²)	2500	228
Mittleres Rechenzentrum (501 bis 5000 m ²)	330	30
Großes Rechenzentrum (mehr als 5000 m ²)	90	8
Summe	53320	4868

(Hintemann & Hinterholzer, 2020a) gehen von einer Steigerung des jährlichen europäischen Energiebedarfs für Rechenzentren von 2010 bis 2030 von etwa 57 TWh auf etwa 98 TWh aus, das entspricht einer Steigerung von etwa 72 %. Bis 2020 ist der Bedarf auf etwa 87 TWh angestiegen, was einer Steigerung von etwa 52 % im Vergleich zu 2010 entspricht. Wird dieser Trend auf die österreichischen Rechenzentren übertragen, ergibt sich ein Bedarf im Jahr 2020 von 1,5 TWh und 2030 von 1,7 TWh.

Die Autoren von (Koronen, et al., 2020) bestimmen die installierte Leistung in Rechenzentren wie folgt: Bei einem angenommenen gesamteuropäischen Stromverbrauch von Rechenzentren von 90 TWh 2030 entspricht dies einer durchschnittlichen Last von 10 GW und einer maximal installierten Leistung von 23 GW (durchschnittliche Serverauslastung etwa 30 %). Wird dieser Ansatz auf Österreich übertragen, ergibt sich für 2010 eine angenommene installierte Leistung von 0,25 GW, 2020 von 0,38 GW und 2030 von 0,44 GW. Die Verteilung der installierten Leistung auf die Bundesländer wird anhand der Bevölkerungsverteilung vorgenommen.

Möglichkeiten zur Bereitstellung von Flexibilität ergeben sich einerseits durch die zeitliche Verschiebung vom Arbeitspensum innerhalb eines Rechenzentrums, andererseits können Betreiber von mehreren räumlich verteilten Rechenzentren die Last auch zwischen diesen verschieben und damit eine lokale Lastabsenkung ermöglichen (Koronen, et al., 2020).

Möglichkeiten zur Lastflexibilisierung in Rechenzentren sind nach (Ghatikar, et al., 2012):

- Das Herunterfahren von Servern und der entsprechenden Klimatisierung
- Das Verschieben von Rechenlast und das Versetzen der entsprechenden Geräte in den Ruhezustand
- Erhöhung der Soll-Werte in der Klimatisierung (Temperaturerhöhung)
- Steuerung der Klimatisierung basierend auf der tatsächlichen Last der IT, um auf Reduzierungen direkt reagieren zu können.
- Räumlicher Verschiebung der Rechenlast an einen anderen Standort

Durch die bereits hohe Automatisierung und gute Vernetzung von Rechenzentren eignen sie sich insbesondere zur Bereitstellung von Flexibilität, ohne dass hohe Investitionen hinsichtlich der Infrastruktur zu tätigen sind (Koronen, et al., 2020).

(Ghatikar, et al., 2012) beschreiben, basierend auf einem Feldversuch, dass das Demand Response Potential von Rechenzentren bis zu mehreren Stunden genutzt werden kann und eine Reaktionszeit von 2-22 Minuten besitzt. Je nach Art des Lastverschiebens beträgt die Regenerationszeit bis zu drei Stunden. Die verschiebbare Leistung wurde mit 35 % der Rechenzentrenleistung quantifiziert. Das entspräche einer verschiebbaren Leistung für Österreich von 133 MW. Im Rahmen der durchgeführten Versuche wurden Lastabsenkung sowie zeitlicher und räumlicher Lastverschiebung untersucht.

Durch die bereits hohe Automatisierung und gute Vernetzung von Rechenzentren eignen sie sich insbesondere zur Bereitstellung von Flexibilität, ohne dass hohe Investitionen hinsichtlich der Infrastruktur zu tätigen sind (Koronen, et al., 2020).

Die Autoren von (Hintemann & Clausen, 2018) beschreiben das Potential für positive Regelleistung in Deutschland durch Rechenzentren mit 700 MW. Dieses entsteht aus der installierten Notstromversorgung, so dass das Rechenzentrum, durch eine Aktivierung derer, das Stromnetz entlasten könnte. Außerdem wird aufgeführt, dass Rechenzentren für negative Regelleistungsbereitstellung weniger geeignet seien. Wird ein Verhältnis des Stromverbrauchs von Rechenzentren von Deutschland zu Österreich von ungefähr 11:1 angenommen, vergleiche. auch Tabelle 25, so entspräche dies einem Potential von rund 64 MW für Österreich durch die Notstromversorgung. Typischerweise kann eine Notstromversorgung ein Rechenzentrum 5 bis 30 Minuten bei kompletter Leistung bedienen (Guo & Fang, 2013). Das Potential durch Notstromversorgung wird bei der Flexibilitätsbetrachtung hier allerdings nicht berücksichtigt, da die Bereitstellung dieses Potentials als vergleichsweise unwahrscheinlich angesehen wird, um die Versorgung bei einer tatsächlichen Unterbrechung der Stromversorgung nicht zu gefährden.

(Klingert & Szilvas, 2020) nennt als Hemmnisse zur Teilnahme am Flexibilitätsmarkt außerdem einerseits die Risikoaversion im Management der Rechenzentren (Fernández-Montes, et al., 2015), (Glanz, 2012) und andererseits interne organisatorische Hemmnisse (Whitney, et al., 2014).

Es wird daher davon ausgegangen, dass das Flexibilitätspotential von Rechenzentren 2020 noch nicht genutzt werden kann und erst 2030 vollständig zur Verfügung stehen wird.

Lebensmittelkühlung

Das Kühlgut in Kühlhäusern bietet die Möglichkeit Energie thermisch zu speichern, allerdings ist zu beachten, dass sehr hohe Qualitätsanforderungen an die zu kühlende Ware bestehen, und sowohl zu hohe als auch zu niedrige Temperaturen negative Auswirkungen auf die Produktqualität haben können. In einer Studie zu Lastverschiebungspotentialen in Unternehmen wird Kältespeichern (Kühl- und Gefriergeräten) ein hohes Lastverschiebepotential zugeschrieben (Karg, et al., 2013).

Gekühlt wird sowohl in großen Kühlhäusern als auch im Lebensmitteleinzelhandel. Hier unterscheidet das Projekt Loadshift (Amann, 2014) zwischen Pluskühlung, Minuskühlung und steckfertigen Kühlmöbeln (Kühlmöbel mit integriertem Kühlaggregat). Je nach Technologie sind unterschiedliche Grenzwerte erlaubt, zwischen denen die Temperatur in einem flexiblen Betrieb schwanken darf. Bei der Normal- bzw. Pluskühlung ($> 0\text{ °C}$) wird davon ausgegangen, dass Werte zwischen $+2\text{ °C}$ und $+7\text{ °C}$ erlaubt sind, bei Minuskühlung zwischen -12 °C und -20 °C .

Die Datenlage zu den technischen Potentialen im Lebensmittelkühlbereich in Österreich ist sehr divers. Im Folgenden werden die Ergebnisse aus den wichtigsten Studien auf diesem Gebiet zusammengefasst:

Der Gesamtenergieverbrauch von Kühlhäusern beträgt laut der Studie (Amann, 2014) 55,8 GWh bei einer Spitzenleistung von 11,2 MW und einer Durchschnittsleistung von 6,4 MW. Für die Kühlung im Einzelhandel geht die Studie von einer Anschlussleistung von 50 MW für Pluskühlung, 28 MW für Minuskühlung und 12 MW für steckfertige Kühlmöbel aus, bei einem Gesamtenergieverbrauch von 471 GWh (davon 205 GWh für Pluskühlung, 195 GWh für Minuskühlung und 71 GWh für Kühlmöbel). Im Projekt wird davon ausgegangen, dass das Lastverschiebepotential des gewerblichen Kühlbereichs max. 1 h zur Verfügung steht. Für Kühlhäuser wird die verschiebbare Last mit 4,5 MW angegeben, für Lebensmittel Minuskühlung mit 22,2 MW in positive bzw. 8,6 MW in negative Richtung.

(Berger, et al., 2011) gehen von einer Spitzenleistung von 12,3 MW für Kühlhäuser aus. Für die verschiebbare Leistung geben sie 4,9 MW (40 % der Nennleistung) für 15 min an, bzw. 30 % der Nennleistung für 1 h. Die Lastverschiebung ist zumindest für 1 h pro Tag möglich, wobei einige Anlagen auch für längere Abschaltungen geeignet sind. Als Vorlaufzeit wird 1 h angegeben.

In einer anderen Studie (Karg, et al., 2013) wird hingegen von deutlich längeren flexiblen Zeiten ausgegangen. Für Kühlhauspeicher werden Verlagerungsdauern von bis zu 4 h angegeben, wobei die Flexibilität mehrmals täglich aktiviert werden kann. Das Lastverschiebepotential für Kältespeicher im Lebensmittelbereich wird als generell sehr hoch angesehen. In einer Hochrechnung für Gesamtösterreich wird allein für die REWE-Gruppe von einer flexiblen Last von 34 MW ausgegangen (Wedler & Nadeje, 2014).

Im Projekt PowerPack Immo bilie (Punzenberger, et al., 2019) wird das Potential kleinerer Kühlhäuser im Lebensmittelhandel untersucht, größere Kühlhäuser werden nicht mitberücksichtigt. Ein typisches Kühlhaus

wird dort mit einer maximalen Kühlleistung von 8 kW und einer Durchschnittsleistung von 4,21 kW angegeben. Es wird davon ausgegangen, dass die Temperatur im Kühlhaus zwischen -10 °C und -20 °C variiert werden kann. Im Jahresdurchschnitt wird von einer Verschiebedauer von bis zu 3 h bei einer Leistung von 7 kW je Kühlhaus ausgegangen. Hochgerechnet auf alle Supermärkte > 400 m² Geschäftsfläche (3.680, Stand 2017) ergibt dies eine gesamte flexible Leistung von 25,7 MW. Die gesamte installierte Leistung beträgt demnach 29,4 MW und der Jahresenergieverbrauch 135 GWh. Es wird davon ausgegangen, dass Kühlhäuser mit einem geeigneten Energiemanagementsystem auch zur Regelenergieerbringung eingesetzt werden könnten, also sehr schnelle Reaktionszeiten aufweisen.

Tabelle 26: Überblick der Kennzahlen aus den verschiedenen Studien zur Flexibilität bei der Lebensmittelkühlung

Projekt	(Amann, 2014)		(Berger, et al., 2011)	(Karg, et al., 2013) & (Wedler & Nadeje, 2014)	(Punzenberger, et al., 2019)	Für diese Studie verwendete Daten
	Kühlhäuser	Einzelhandel, Minuskühlung	Kühlhäuser	Einzelhandel, REWE	Einzelhandel, Kühlhäuser	
Technologie	Kühlhäuser	Einzelhandel, Minuskühlung	Kühlhäuser	Einzelhandel, REWE	Einzelhandel, Kühlhäuser	Kühlhäuser & Einzelhandel
Spitzenleistung [MW]	11,2	28	12,3	-	29,4	40
Energieverbrauch [GWh]	55,8	195			135	200
Flexible Leistung (pos) [MW]	4,5	pos: 22,2 neg: 8,6	3,7	34	25,7	32
Verlagerungsdauer [h]	1	1	1	4	3	3
P(Flex) : P(Spitze)	0,4	pos: 0,8 neg: 0,3	0,3	-	0,9	0,8
Vollaststunden [h]	4982	6964	-	-	4592	5000
Speichergröße [MWh]	4,5	pos: 22,2 neg: 8,6	3,7	136	77,1	96

Basierend auf den vorliegenden Studien wird die Lastverschiebung von Minuskühlung und Kühlhäusern betrachtet; Pluskühlung wird aufgrund des geringen angenommenen Potentials vernachlässigt. Die gesamte installierte Leistung für die Lebensmittelkühlung wird mit 30 MW abgeschätzt, bei einer Anzahl von etwa 4.000 Anlagen (große Kühlhäuser & Lebensmittelhandel). Für die maximale Abrufdauer werden 3 bis 4 h abgeschätzt, wobei angenommen wird, dass bei ausreichender Vorkühlung die gesamte Leistung sowohl zu, als auch abgeschaltet werden kann.

Es wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass der Kühlbedarf im Lebensmittelbereich mit der Bevölkerungsanzahl in Österreich korreliert. Aufgrund der sehr divergierenden Datenlage für die derzeitige Flexibilität im Bereich der Lebensmittelkühlung, wird dieser Zuwachs bis 2030 (+ 3,4 % laut (Statistik Austria, 2020a)) jedoch gegenüber anderen Unsicherheitsfaktoren vernachlässigt.

Bereits heute wird mit Kühlhäusern Lastmanagement betrieben, um günstigere Stromtarife in der Nacht zu nutzen und die Ware verstärkt zu kühlen, während tagsüber der Stromverbrauch reduziert wird (Amann, 2014). Für diese Studie wird angenommen, dass derzeit nur große Kühlhäuser bereits Lastmanagement betreiben, während Kühlanlagen im Einzelhandel dies erst zukünftig nutzen. Angelehnt an (Amann, 2014) wird angenommen, dass 25 % der installierten Leistung im Lebensmittelkühlbereich auf große Kühlhäuser und 75 % auf den Einzelhandelsbereich entfallen. Daher wird angenommen, dass 25 % des Flexibilitätspotentials schon 2020 genutzt wird, der Rest erst 2030.

Kläranlagen

Kläranlagen gehören zu den Großverbrauchern der kommunalen Infrastruktur. Die Zusammensetzung der einzelnen Verfahrensschritte am Gesamtstromverbrauch einer Kläranlage ist wie folgt:

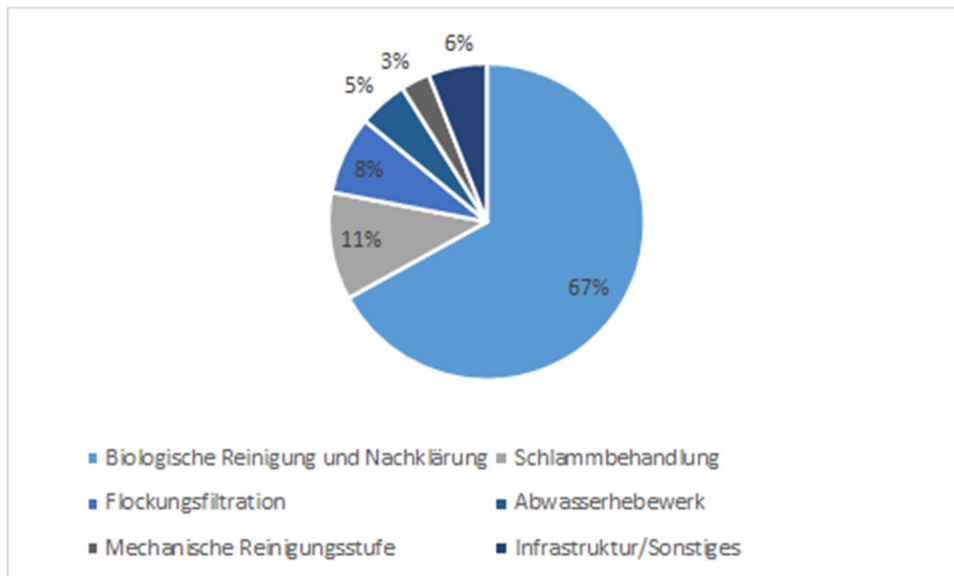


Abbildung 24: Aufteilung des Stromverbrauchs auf die Verfahrensschritte in einer Kläranlage (Quelle: (Reinhofer-Gubisch, et al., 2014))

Den größten Anteil benötigt demnach die biologische Reinigung und Nachklärung. Die Belüftungseinrichtungen sind in diesem Anteil in der Regel die größten Verbraucher. Abhängig von Art der Schlammstabilisierung machen diese zwischen 50 % (anaerobe Stabilisierung, Klärschlammfäulung und Biogasgewinnung) und 60 - 80 % (aerobe Stabilisierung) des Gesamtstrombedarfs aus. Insgesamt sind in Österreich etwa 125 MW installiert (Reinhofer-Gubisch, et al., 2014).

Die Abwasserreinigung in einer Kläranlage erfolgt in der Regel über die drei Schritte mechanische, biologische und chemische Reinigung.

In der mechanischen Reinigung werden mit Rechen grobe Verschmutzungen entfernt. Anschließend werden im Sandfang mineralische Verunreinigungen entfernt. Als letzter Schritt der mechanischen Reinigung werden im Vorklärbecken feine organische Stoffe durch Sedimentation entfernt.

Auf die mechanische Reinigung folgt die biologische Reinigung. Mikroorganismen bauen im Belebungsbecken organische Inhaltsstoffe mit der Hilfe von Sauerstoff ab und spezielle Bakterien bauen Stickstoff ab. Im Anaerobbecken werden durch Mikroorganismen anschließend Phosphorverbindungen abgebaut. Bei der anaeroben Schlammstabilisierung oder Schlammfäulung erfolgt die Umwandlung organischer Bestandteile mit Hilfe anaerober Bakterien.

Im anschließenden Nachklärbecken wird der Belebtschlamm vom gereinigten Abwasser getrennt, wovon ein Teil zurückgeführt wird, um das Bakterienwachstum anzuregen und ein anderer Teil zur Weiterbehandlung in einen Faulurm gepumpt wird, in dem Methangase entstehen (JenaWasser, 2021).

Für Kläranlagen werden in (Reinhofer-Gubisch, et al., 2014) folgende Möglichkeiten zur Lastverschiebung beschrieben:

- Kurzzeitige Reduktion der Belüftungsleistung bis hin zu kurzzeitigem Abschalten der Belüftung
- Kurzzeitige Reduktion von Pumpleistungen bis hin zu kurzzeitigem Abschalten
- Höhere Sauerstoffanreicherung vor der Lastverschiebung
- Nutzung von Speichervolumen für Rohabwasser während Stromspitzen
- Zeitversetzter Einsatz von Rücklaufpumpen bzw. angepasste zeitliche Neuplanung zum Verschieben des Prozessstarts
- Hebeschnecken für den Schlammabzug
- Schlammbehandlung

Das negative Flexibilitätspotential wird von (Schäfer, 2019) für Deutschland mit etwa einem Drittel des positiven Potentials beschrieben. Dieser Ansatz wird auch auf Österreich übertragen. In (Reinhofer-Gubisch, et al., 2014) wurde eine zeitliche Flexibilität nur so weit berücksichtigt, als dass sie auch betriebstechnisch sinnvoll ist (wenn Personal vor Ort ist). Das Potential berücksichtigt den zum Zeitpunkt der Erhebung existierenden Stand der Technik und nicht die Installation weiterer Anlagenkomponenten.

In der Erhebung des Potentials wurden nur Anlagen mit Anschlusswerten > 2.000 EW60 (Einwohnerwerte, eine durchschnittliche Einzelperson verursacht einen durchschnittlichen biochemischen Sauerstoffbedarf von

60 Gramm je Tag, die Kennzahl dient zur Bestimmung der Belastung einer Kläranlage) berücksichtigt, da für Kläranlagen kleinerer Größenordnung keine Werte vorliegen.

Die Verteilung der installierten Leistung auf die Bundesländer wird anhand der Bevölkerungsverteilung vorgenommen.

Bei den Hemmnissen in der Nutzung ist nach (Reinhofer-Gubisch, et al., 2014) zwischen Hemmnissen seitens des Anlagenbetreibers und seitens der Flexibilitätsnutzer (Lieferanten, Netzbetreiber, Aggregatoren, etc.) zu unterscheiden:

Aus Sicht des Anlagenbetreibers sind unter anderem die gesetzlichen Vorgaben zur Reinigungsleistung der Kläranlage zu nennen, diese Leistung darf durch die Lastverschiebung nicht beeinflusst werden und die Qualität des Abwassers muss gewährleistet werden. Die Einhaltung dieser Größen ist primäres Ziel des Anlagenbetreibers. Zur Belegung, dass dieses auch in Zusammenspiel mit Lastmanagement erreicht werden kann, fehlt es an Praxisbeispielen. Die Abrufbarkeit des Potentials ist abhängig von der Wasserqualität, so dass das Abschalten von Komponenten nicht immer möglich ist. Zusätzlich ist die Beeinträchtigung der Lebensdauer von Anlagenkomponenten bei häufigerem Schalten ein Aspekt, der kritisch beurteilt wird.

Als weiterer Aspekt wird genannt, dass vor allem größere Kläranlagen mit BHKW oder Mikrogasturbinen Strom und Wärme für den eigenen Verbrauch generieren. Diese streben einen hohen Autarkiegrad vom öffentlichen Netz an und nutzen dafür schon intern Lastverschiebungspotentiale, so dass für den Netzbetreiber nur ein geringes Potential verbleibt. Zur Nutzung des Potentials dieser Kläranlagen könnten entsprechende finanzielle Anreize die Bereitschaft erhöhen.

Aus Sicht der Flexibilitätsnutzer sind zum einen die kurze Dauer zur Bereitstellung von Flexibilität als Hemmnis zu nennen, die durch Abschaltung von Anlagenkomponenten maximal eine Stunde beträgt. Insbesondere im Vergleich zu Industriebetrieben sind die Potentiale, die einzelne Anlagen liefern können, verhältnismäßig gering.

Bisher wird das Potential zur Flexibilisierung höchstens zur Vermeidung von Lastspitzen eingesetzt (Schäfer, 2019). Die Größenordnung ist allerdings nicht zu beziffern. Deshalb wird davon ausgegangen, dass Kläranlagen 2020 noch nicht flexibel am Strommarkt eingesetzt werden und ihr Potential erst 2030 ausgeschöpft werden kann.

Wasserversorgung

Nach (Papaefthymiou, et al., 2014) können Wasserversorger einen Flexibilitätsbeitrag leisten, indem die Reservoir analog zu den Pumpspeicherwerken an den Bedarf des Stromnetzes angepasst, befüllt werden. Auch wenn die detaillierte Ausgestaltung des Wasseraufbereitungsprozesses nicht in jeder Wasserversorgungsanlage identisch ist, so ist das Grundprinzip doch vergleichbar.

Nach der Aufbereitung des Wassers wird dieses in der Regel zunächst in Speicherbehälter gepumpt, von dort aus wird das Trinkwasser anschließend an die Verbraucher verteilt (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), 2012).

Die etwa 4.500 Trinkwasserversorgungsanlagen in Österreich versorgen fast 99 % der Bevölkerung mit Trinkwasser (Stand 2017) (Lippitsch & Manner, 2017). Einen Überblick über die Trinkwasserversorgung in Österreich gibt die folgende Tabelle.

Tabelle 27: Überblick über die Trinkwasserversorgung in Österreich 2017 (Quelle: (Lippitsch & Manner, 2017))

Größe der Anlage	Anzahl der Anlagen	Wassermenge in m ³ /Jahr	Versorgte Bevölkerung in Personen	Anteil an der Gesamtbevölkerung in % (2017)
> 10 m ³ und ≤ 100 m ³	2793	31548690	502456	5,7
> 100 m ³ und ≤ 1.000 m ³	1479	143763336	2113606	24,0
> 1.000 m ³	276	460023790	6059034	68,9
Gesamt > 10 m ³	4548	635.33816	8675096	98,6

Das Flexibilitätspotential in der Wasserversorgung wird analog dem Vorgehen von (Focken, et al., 2011) bestimmt. Die Autoren gehen davon aus, dass das Potential bis zu 4 h bereitsteht. Für die Aufbereitung und Weiterverteilung des Trinkwassers wird jeweils mit einem spezifischen Energiebedarf von 0,3 kWh/m³ gerechnet. Damit liegt der Strombedarf für ganz Österreich bei 381 GWh/a. Wird davon ausgegangen, dass die Pumpen 24 h im Betrieb sind, so ergibt sich ein Leistungsbedarf von 43,5 MW. Dabei handelt es sich um eine konservative Abschätzung, da die realen Betriebsstunden der Pumpen geringer ausfallen werden. Bei

einem Faktor 2 dürfte der reelle Spitzenlastbedarf etwa bei 87 MW liegen. Es wird davon ausgegangen, dass das Potential 2020 noch nicht genutzt, bis 2030 aber erschlossen werden kann.

Die räumliche Verteilung in Österreich für den gesamten Gewerbebereich wird ebenfalls in Abhängigkeit zur Bevölkerungszahl des jeweiligen Bundeslandes angenommen.

Klimatisierung und Belüftung

Einen großen Anteil am gewerblichen Stromverbrauch haben die Technologien Klimatisierung und Belüftung. So kann deren Stromverbrauch bei gewerblichen Verbrauchern (exkl. Kälteanwendungen im Lebensmittelhandel) bis zu 20 % des Gesamtstromverbrauchs ausmachen (Amann, 2014). Für die Bereitstellung von Flexibilität sind beide Verbraucher eingeschränkt geeignet, da die Einsatzdauer maximal eine Stunde beträgt. Bei der Klimatisierung ist zusätzlich die Temperaturabhängigkeit des Flexibilitätseinsatzes zu berücksichtigen (Scholz, et al., 2014).

Lüftungsanlagen werden genutzt, um maximal vorgegeben Schadstoffkonzentrationen in der Raumluft nicht zu überschreiten. Werden die Ventilatoren abgeschaltet, wird der Luftwechsel reduziert und die Konzentration steigt an. Dadurch wird die maximale Abschaltdauer limitiert. Eine Begrenzung auf eine tägliche Abschaltung wird daher angenommen (Amann, 2014).

Ähnlich wird der Einsatz von Klimaanlage begrenzt, hier ist der entscheidende Faktor die Raumtemperatur. Generell werden Klimaanlage in unseren Breitengraden nur wenige Stunden im Jahr betrieben, die Einsatzmöglichkeiten reduzieren sich hier zusätzlich. Daher wird davon ausgegangen, dass ein Einsatz nur bis zu 30 Mal pro Jahr möglich ist (Amann, 2014).

In (Amann, 2014) wird die installierte Leistung basierend auf den unterschiedlichen Gebäudetypen Büros, Einzelhandel, Großhandel, Gastronomie und Beherbergung mit insgesamt 1.080 MW bestimmt. Das Potential zur Flexibilisierung wurde für 2020 und 2030 aus (Scholz, et al., 2014) übernommen. Für 2020 wird (für die Zeiträume 15 Minuten und eine Stunde) eine positive flexible Leistung von 44 MW und eine negative flexible Leistung von 705 MW ausgewiesen, für 2030 49 MW positiver flexibler Leistung und 767 MW negativer flexibler Leistung. Die folgende Tabelle zeigt, wie sich die Werte auf die beiden Technologien Klimatisierung und Belüftung verteilen.

Tabelle 28: Maximale positive und negative flexible Leistung 2020 und 2030 für Klimatisierung und Belüftung (Quelle: (Scholz, et al., 2014))

		Klimatisierung	Belüftung
2020	Positiv	3 MW	40 MW
	Negativ	533 MW	172 MW
2030	Positiv	4 MW	45 MW
	Negativ	588 MW	179 MW

Die Aktivierungszeit für die betrachteten Anlagen ist vergleichsweise kurz. In (Amann, 2014) wird hier ein Wert von 20 Sekunden genannt.

In der Energiemarktmodellierung werden Klimatisierung und Belüftung aufgrund der geringen möglichen Abrufdauer und der Einschränkung von maximal einem Abruf pro Tag nicht berücksichtigt; für andere Anwendungen könnten sie aber bspw. durch Pooling durchaus interessant werden.

Tabelle 29: Beschreibung des technischen Potentials für den Gewerbe-Sektor für 2020 & 2030 für Gesamtösterreich

	Rechenzentren	Lebensmittel-kühlung	Kläranlagen	Wasser-versorgung	Klimatisierung/ Belüftung
Anzahl	Ca. 4900 ⁴⁵	ca. 4000	635 ⁴⁶	Ca. 4500	250000 ⁴⁷

⁴⁵ Inkl. Serverschränke und -räume

⁴⁶ Für die Flexibilitätserbringung betrachtet wurden nur Kläranlagen ab einer Größenklasse von 2.000 EW60 (Überreiter, et al., 2018)

⁴⁷ Anzahl der Dienstleistungsunternehmen in Österreich (Amann, 2014)

Gesamte installierte Leistung	2020: 380 MW 2030: 440 MW	40 MW	125 MW	87 MW	1.080 MW
Gesamtjahresenergiebedarf	2020: 1,5 TWh 2030: 1,7 TWh	200 GWh	550 GWh	381 GWh	1.080 GWh
Netzebene ⁴⁸	Annahme: NE 3 (20 %) NE 5 (80 %)	Annahme: NE 7 (50 %) NE 6 (40 %) NE 5 (10 %)	Annahme: NE 7 (50 %) NE 6 (40 %) NE 5 (10 %)	Annahme: NE 7 (50 %) NE 6 (40 %) NE 5 (10 %)	Annahme: NE 7 (50 %) NE 6 (40 %) NE 5 (10 %)
Max. positive & negative flexible Leistung für 15 min	2020: pos & neg 133 MW 2030: pos & neg 154 MW ³	2020: pos & neg 8 MW 2030: pos & neg 32 MW	pos 26 MW neg 7-8 MW	pos 24 MW neg 22 MW	2020: pos 44 MW neg 705 MW 2030: pos 49 MW neg 767 MW
Max. positive & negative flexible Leistung für 1 h	2020: pos & neg 133 MW 2030: pos & neg 154 MW ³	2020: pos & neg 8 MW 2030: pos & neg 32 MW	pos 2-3 MW neg 1 MW	pos 24 MW neg 22 MW	2020: pos 44 MW neg 705 MW 2030: pos 49 MW neg 767 MW
Max. positive & negative flexible Leistung für 4 h	2020: pos & neg 76 MW 2030: pos & neg 88 MW ⁴⁹	2020: pos & neg 6 MW 2030: pos & neg 24 MW	-	pos 24 MW neg 22 MW	2020: pos 11 MW neg 176 MW 2030: pos 12 MW neg 192 MW
Maximal mögliche Abrufdauer	bei räumlicher Lastverschiebung bis zu 48 h	3 h	Bis zu 2 h	Bis zu 6 h	Bis zu 1 h
Zeitliche Verfügbarkeit (Jahreszeit, Wochentag, Tageszeit)	Ganzjährig und -täglich	Ganzjährig und -täglich	Zu Betriebszeiten n i.d.R: Werktags 6-16 Uhr	Ganzjährig und -täglich	Belüftung: abh. Von Betriebszeiten Klimatisierung: Temperaturabhängig
Aktivierungszeit	2 min bis zu 0,5 h	wenige sec. bis zu 1 h	1 min bis zu 3 h	1 h	20 Sekunden
Regenerationszeit	2 min bis zu 3 h	= ca. Dauer des Flexibilitätsabrufs	0,25 bis 1 h	Abhängig von der Dauer des Flexibilitätsabrufs	Bis zu 24 h (Abruf 1 x tägl. möglich)
Max. Anzahl an Aktivierungen	Mehrmals täglich möglich	Mehrmals täglich möglich	Mehrmals täglich möglich	Mehrmals täglich möglich	Belüftung: täglich Klimatisierung: 30/a
Möglichkeit zur Blindleistungsregelung	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein

2.6.3 Tatsächlich nutzbares Potential 2020 & 2030

Das größte Hemmnis im Gewerbebereich ist die Qualitätsanforderung an die durchgeführten Anwendungen. Bei Rechenzentren ist eine sichere Stromversorgung wichtig; hier sind Risikoaversion und interne organisatorische Abläufe die größten Hemmnisse. Auch bei der Lebensmittelkühlung sind die Qualitätsanforderungen für die kühlende Ware sehr hoch; sowohl zu hohe als auch zu niedrige Temperaturen

⁴⁸ Bei der Angabe der Prozentwerte handelt es sich um eine ExpertInnenschätzung

⁴⁹ Ein Großteil der von (Ghatikar, et al., 2012) durchgeführten Versuche geht über einen Zeitraum > 1 h. Für Zeiträume bis zu 1 h wurde das durchschnittliche Lastreduktionspotential von 35 % angelegt, darüberhinausgehend wurde die durchschnittliche Lastreduktion aller Versuche mit längerer Dauer ausgewertet (etwa 20 % Lastreduktionspotential)

können sich negativ auswirken. Bei Kläranlagen dürfen Lastverschiebungen keine negativen Auswirkungen auf gesetzliche Vorgaben zur Reinigungsleistung und Wasserqualität haben. Außerdem sind bei den Kläranlagen nur relativ kurze Verschiebezeiten möglich.

Je nach Anwendungsfall für die Flexibilitätsnutzung müssen die Anlagen im Gewerbesektor aggregiert werden, um auf die notwendige Mindestgröße zur Marktteilnahme zu kommen. In Österreich gibt es bereits Aggregatoren, die diesen Service für Gewerbekunden anbieten. Beim A1 Energy Pool (A1 Energy Solutions, 2021) werden als mögliche Technologien, die an ihrem Pool teilnehmen können, u.a. Pumpen & Belüftung (z.B. Kläranlagen), große Kälte-/ Wärmeanlagen, Wärmepumpen und Boiler genannt. Beim Anbieter Next Kraftwerke (Next Kraftwerke, 2021) sind außerdem Rechenzentren und Wasserförderpumpen als mögliche Teilnehmer angeführt. Somit können alle der betrachteten Gewerbeanwendungen bereits jetzt über bestehende Aggregatoren ihr Flexibilitätspotential an den Strommärkten anbieten.

Um das Flexibilitätspotential nutzen zu können, müssen die Anlagen über eine Kommunikationsschnittstelle verfügen. Beim A1 Energy Pool kann dies entweder über eine vorhandene internetverbundene Steuerung mittels MODBUS-Schnittstelle erfolgen, oder ein separater Controller an die Anlage angeschlossen werden. Der Anbieter Next Kraftwerke verwendet derzeit nur eigene Fernsteuereinheiten, die direkt an die Anlage angeschlossen werden und über Mobilfunk kommunizieren. Auf Nachfrage bei den beiden Anbietern wurden die Kosten für die Steuerungseinheit im Bereich 450 € bis 5.000 € angegeben. Es sind keine laufenden Kosten an den Aggregator zu bezahlen, allerdings werden die Erlöse zwischen Anlagenbetreiber und Aggregator aufgeteilt. Die Anlagenbetreiber bekommen dabei zwischen 50 % und 70 % der Erlöse.

Neben diesen Kosten für die Anbindung beim Aggregator könnten je nach Technologie auch laufende Kosten für die Flexibilitätserbringung anfallen. Wie folgend beschrieben ist hier die Datenlage in der Literatur allerdings sehr divers und belastbare und gut begründete Zahlenwerte sind schwierig anzugeben:

In (COWI Consortium, 2016) werden als Kostenpunkte Installations-, Fix- und variable Kosten genannt. Die Installationskosten fallen für die Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur an. Die laufenden Kosten betreffen v.a. Informations- und Transaktionskosten, diese können laut der Studie aber in den meisten Fällen vernachlässigt werden. Als variable Kosten können zusätzliche Brennstoffkosten oder Wartungskosten anfallen. Für den Gewerbebereich werden die Aktivierungskosten für den Lebensmittelkühlbereich mit 70 €/MWh und für die Wasserversorgung und Kläranlagen mit 225 €/MWh angegeben. Allerdings wird nicht im Detail angeführt, welche Annahmen getroffen und welche Kostenfaktoren hier jeweils berücksichtigt sind. (Berger, et al., 2011) gibt als mögliche Kosten die An-/Abfahrtskosten, Personalkosten, Lagerkosten, Ausfallkosten und etwaige andere Kosten an. Als die relevantesten Kosten werden die Ausfallkosten und Personalkosten angeführt. Die Aktivierungskosten für den Gewerbesektor werden bei einer Aktivierungsdauer von 60 min mit 25 € bis 200 € angegeben. Allerdings geht diese Studie davon aus, dass die Lastverschiebungen nicht voll automatisiert stattfinden, sondern bei jeder Lastverschiebung manuelle Tätigkeiten notwendig sind, um diese durchzuführen. Außerdem werden auch Lastverschiebungen berücksichtigt, die zu Produktionsausfällen führen können.

Schlussfolgerungen für diese Studie

Im Rahmen dieser Studie wird für das Betrachtungsjahr 2030 davon ausgegangen, dass die oben genannten Hemmnisse aufgrund von Qualitätsanforderungen keine einschränkende Rolle spielen, da die Einhaltung dieser in der automatisierten Ansteuerung integriert sind und ein Flexibilitätsabruf nur dann erfolgt, wenn die Anforderungen der Anlagen dies zulassen. In der Potentialbestimmung aus Tabelle 29 sind diese Einschränkungen bereits enthalten, sodass die Qualitätsanforderungen das Potential nicht weiter reduzieren. 2020 ist das tatsächlich nutzbare Potential deutlich geringer als das technische Potential. Ein Großteil der Gewerbeanwendungen nutzt Lastmanagement aktuell noch nicht oder nur in vernachlässigbar kleinem Umfang, daher beschränkt sich dieses auf den aktuell schon genutzten Anteil in der Lebensmittelkühlung.

Diese Studie geht weiters davon aus, dass das Flexibilitätspotential im Gewerbesektor nur dann tatsächlich gehoben werden wird, wenn dies über Ansteuerung erfolgt und lediglich Lastverschiebungen erfolgen, die zu keinen Qualitätsverschlechterungen oder Produktausfällen führen. Daher fallen in unserer Betrachtung weder laufende Personalkosten noch An-/Abfahrtskosten, Lagerkosten oder Ausfallkosten an. Da diese Komponenten in der Literatur als die relevantesten angegeben werden, wird somit in weiteren Marktmodellierungen angenommen, dass die laufenden Kosten für das Flexibilitätspotential im Gewerbebereich vernachlässigbar gering sind.

2.7 Verbraucher (Wasserstoff)

Mittels Power-to-Gas kann (überschüssige) elektrische Energie in Wasserstoff und optional über Syntheseverfahren weiter zu Methan umgewandelt werden. Unter der Voraussetzung, dass diese elektrische Energie erneuerbaren Ursprungs ist, kann Power-to-Gas damit einen großen Beitrag zur Dekarbonisierung des Gesamtsystems leisten und gleichzeitig Flexibilität bereitstellen. Die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse bietet dem Stromsystem sowohl die Flexibilität, kurzfristige Last- und Erzeugungsschwankungen auszugleichen als auch Energie saisonal zu verlagern, da Wasserstoff im Gegensatz zu Strom längerfristig speicherbar ist. Wasserstoff wird daher als Dekarbonisierungs- und Flexibilitätsoption zum Ausgleich saisonaler Über- und Unterdeckung der Stromnachfrage in Zukunft eine große Rolle zugesprochen. Nationale und europäische Strategien wie die (noch ausstehende) österreichische Wasserstoffstrategie sollen diesen Trend bestärken.

2.7.1 Definition & Systembeschreibung

Zur Erzeugung von Wasserstoff wird Wasser mithilfe von elektrischem Strom in H_2 und O_2 zerlegt. Dafür stehen verschiedene technologische Konzepte zur Verfügung, welche je nach Anwendungsfall Vor- und Nachteile mit sich bringen. Bereits technisch recht ausgereift sind die Prozesse der wässrigen alkalischen Elektrolyse (AEL) und die saure Membran-Elektrolyse (PEM). Für die alkalische Membran-Elektrolyse und die Hochtemperatur-Elektrolyse gibt es noch mehrere Herausforderungen, für die noch weitere Forschung und Entwicklung notwendig ist. Bisherige Anlagen, die schon in bestehenden chemischen- und Kraftwerksanwendungen zum Einsatz kamen, sind meist AEL-Anlagen. Die bisherigen Prozesse waren jedoch durch gleichbleibende Lasten gekennzeichnet. Die Bereitstellung von Flexibilität stellt damit eine neue Herausforderung für die technische und organisatorische Betriebsweise der Anlagen dar. PEM Anlagen weisen allerdings eine geringere Wartung und einen theoretisch höheren Wirkungsgrad auf und erhöhen ihren Marktanteil zunehmend. Es wird erwartet, dass die PEM-Elektrolyseure bis 2030 in einem vergleichbaren Gesamtkostenrahmen liegen wie die AEL-Elektrolyseure (Fraunhofer, 2021).

Wasserstofftechnologien können sowohl als flexible Verbraucher zur Wasserstoffproduktion zur Verwendung in anderen Sektoren, als auch als Speichertechnologie für das Stromsystem (Strom $>$ H_2 $>$ Strom) genutzt werden. Diese Unterscheidung wird auch im Rahmen der Strommarktmodellierung im Rahmen dieses Projektes getroffen.

2.7.2 Technisches Potential 2020 & 2030

Momentan gibt es noch keine Power-to-Gas-Anwendungen und Infrastruktur im großen Maßstab, wohl aber Pilotanlagen, die zukünftige Einsatzmöglichkeiten und damit auch das zukünftige Potential erheben sollen. Ein Pilotprojekt ist H₂FUTURE unter Beteiligung von VERBUND und weiteren Konsortiumsmitgliedern aus Deutschland und den Niederlanden. Die Anlage wurde in Linz am Standort der voestalpine errichtet, ging 2019 in Betrieb und soll ein Baustein für eine emissionsfreie Stahlerzeugung werden. Die Anlage hat eine Anschlussleistung von 6 MW und ist eine PEM-Anlage (H₂FUTURE, 2021).

Für das Jahr 2030 wird davon ausgegangen, dass Wasserstoff eine größere Rolle im Stromsystem spielen wird. Daher wird im österreichischen NEKP ein Stromverbrauch für die Wasserstoffproduktion (Umwandlungseinsatz) von 1,18 TWh genannt (Umweltbundesamt, 2019). Bei einer Annahme von 4.000 Volllaststunden entspricht dies einer elektrischen Stromnachfrageleistung von 295 MW an installierten Elektrolyseuren, welche ihre Stromnachfrage flexibilisieren können. In der Strommarktmodellierung im Rahmen dieses Projekts wird eine minimale Gesamtstromnachfrage von 1,18 TWh und eine minimale installierte Leistung von 295 MW vorgegeben, sodass die Erzeugungszeitreihe des Wasserstoffes endogen nach dem Strompreisprofil optimiert werden kann und die Elektrolyseure als flexible Verbraucher agieren.

Die prognostizierte Größe der Anlagen schwankt zwischen kleinen Anlagen in der Größe der momentanen Pilotanlagen von 5 MW_{el} bis hin zu sehr großen Anlagen von 500 MW_{el} Elektrolyse für die weitere Zukunft, ausgestattet mit entsprechenden Verdichtern und Kavernen (BVES, 2016). Es gibt weltweit aktuell Projekte mit Größen von 10 MW_{el}, während Anlagen von 100 MW_{el} und größer diskutiert werden (IEA, 2019).

Der Wirkungsgrad der Elektrolyse beträgt typischerweise 70 % [$kWh_{H_2,HU}/kWh_{el}$]. Bei Rückverstromung sind die Umwandlungsverluste von Speicherung und Rückverstromung des Wasserstoffes zusätzlich zu beachten, was zu Wirkungsgraden von 34-44 % für die ganze Kette führt (Sternner, et al., 2011).

Tabelle 30: Beschreibung des technischen Potentials für den Gewerbe-Sektor für 2030 für Gesamtösterreich

	Flexibler Verbraucher	Speicher (Strom>H ₂ >Strom)
Anzahl	Ca. 10 bis 30	
Gesamte installierte Leistung	2030: 295 MW (unter Annahme von 4000 Vollaststunden ⁵⁰)	Strommarktmodellierung
Gesamtjahresenergiebedarf	2030: 1,18 TWh (= Umwandlungseinsatz)	
Netzebene ⁵¹	NE 3 (33 %), NE 4 (33 %), NE 5 (33 %)	
Max. positive & negative flexible Leistung für 15 min	2030: 295 MW	
Max. positive & negative flexible Leistung für 1 h	2030: 295 MW	
Max. positive & negative flexible Leistung für 4 h	2030: 295 MW	
Maximal mögliche Abrufdauer	-	
Zeitliche Verfügbarkeit (Jahreszeit, Wochentag, Tageszeit)	Ganzjährig und -täglich	
Aktivierungszeit	Sekunden	
Regenerationszeit	-	
Max. Anzahl an Aktivierungen	Mehrmals täglich möglich	
Möglichkeit zur Blindleistungsregelung	Nein	

Die regionale Verteilung wird für das Jahr 2030 wie in Tabelle 31 dargestellt erwartet (APG, 2020b). Praktisch die gesamte Elektrolyseurkapazität ist in Niederösterreich verortet. Der Grund dafür ist der vereinfachte Expertenansatz der (APG, 2020b), dass die Elektrolyseure in unmittelbarer Nähe zu großen Windanschlusspunkten im Osten Österreichs (in Niederösterreich) angesiedelt sind. Bereits bekannte Anlagen und Projekte wurden ebenfalls in die Regionalisierung mit aufgenommen.

Tabelle 31: Regionalisierung der Power-to-Gas Kapazitäten im Jahr 2030 in Österreich (Quelle: (APG, 2020b))

Jahr	Niederösterreich	Steiermark	Oberösterreich
2030	99,33 %	0,02 %	0,65 %

2.7.3 Tatsächlich nutzbares Potential 2020 & 2030

In der Strommarktmodellierung resultiert der künftige Bedarf an Wasserstoff einerseits aus der Vorgabe des Umwandlungseinsatzes (H₂-Nutzung in anderen Sektoren, flexibler Verbraucher), andererseits wird dieser modellendogen, hinsichtlich der Nutzung innerhalb des Stromsektors (Speichertechnologie im Stromsystem) ermittelt. Daraus ergibt sich dann das tatsächlich nutzbare Flexibilitätspotential im Jahr 2030.

Entscheidender Faktor für das tatsächlich nutzbare Potential 2030 sind die Kosten für Power-to-Gas Technologien. Da dieses technologische Feld in vielen Bereichen ein eher neues ist, werden zwar viele Lerneffekte erwartet, die Abschätzung zukünftiger Kosten ist daher aber von diesem Lernen abhängig und dementsprechend mit Unsicherheit behaftet. (BVES, 2016) schätzen die CAPEX für AEL und PEM Anlagen gemeinsam im Jahr 2030 auf 900 bis 1.400 €/kW_{el}. (IEA, 2019) gibt für AEL-Elektrolyseure 338-719 €/kW_{el} und für PEM Elektrolyseure im Jahr 2030 550 bis 1.269 €/kW_{el} an. (Brändle, et al., 2020) unterscheiden Nieder- und Hochtemperaturanwendungen und nehmen im Durchschnitt für das Jahr 2030 930 €/kW_{el} an, was auch als Annahme für die Strommarktmodellierung im Rahmen dieses Projekts herangezogen wird. Für jährliche OPEX finden sich Literaturwerte im Bereich von 2 % CAPEX (Brändle, et al., 2020), 2 bis 5 % CAPEX (BVES, 2016) und 42 €/kW (Christensen, 2020). Für die Strommarktmodellierung werden OPEX von 25 €/kW_{el} zugrunde gelegt, was 2,7 % CAPEX entspricht. Die Lebensdauer wird mit 15 (BVES, 2016) bis 25 Jahren

⁵⁰ In der Strommarktmodellierung wird nur die Gesamtstromnachfrage vorgegeben, die installierte Leistung wird optimiert.

⁵¹ Eine Abschätzung der Netzebene ist noch mit hoher Unsicherheit behaftet und hängt auch von der Leistung der eingesetzten Elektrolyseanlagen ab. Eine 10 MW Elektrolyseanlage kann z.B. auf NE 5 verortet werden (Fleischhart, et al., 2015).

(Brändle, et al., 2020) angegeben und ist abhängig von der Zyklenzahl. Als Annahme im Rahmen dieses Projekts wurde eine mittlere Abschreibdauer in der Mitte davon, also von 20 Jahren, gewählt. Der Systemwirkungsgrad liegt zwischen 65 (BVES, 2016) und 80,5 % (Brändle, et al., 2020). Da PEM-Elektrolyseure dabei noch eher im unteren Wirkungsgradbereich liegen (IEA, 2019), wurde ein Wirkungsgrad von 70 % als Annahme herangezogen. Tabelle 32 zeigt die in der Strommarktmodellierung verwendeten Annahmen zu mittleren CAPEX, OPEX, Abschreibdauer und Wirkungsgrad in der Übersicht.

Tabelle 32: Angenommene techno-ökonomische Charakteristika der bis 2030 installierten Elektrolyseure in der Strommarktmodellierung

Jahr	CAPEX [€/kW _{el}]	OPEX [€/kW _{el} *a]	Abschreibdauer [a]	Wirkungsgrad [kWh _{H₂} ,HU/kWh _{el}]
2030	930	25	20	70 %

In beiden Fällen – Power-to-Gas-Anlagen als flexible Verbraucher oder als Speicher für das Stromsystem – versuchen die Wasserstoffproduzenten, durch das Verlagern des Betriebs in Zeiten niedriger Strompreise Arbitrage im Stromhandel zu betreiben. Da diese Zeiten meist mit einer Situation von hoher Stromerzeugung zusammenfallen, stellen sie dem System damit negative Flexibilität zur Verfügung. Die Hauptmotivation ist dabei betriebswirtschaftlicher Natur, konkret das Generieren einer wirtschaftlichen Anlagenfahrweise seitens der Wasserstoffproduzenten. Ebenso erwähnt sei hier, dass durch eine systemdienliche Fahrweise Anlagenbetreiber auch den potenziellen Anforderungen an Additionalität (des zur Elektrolyse verwendeten erneuerbaren Stroms) zur Einstufung als grüner Wasserstoff entsprechen würden, wie nachfolgend erläutert. Darüber hinaus fallen keine expliziten Kosten für das System für die Bereitstellung dieser Flexibilität an.

Kriterium für das tatsächlich nutzbare Potential von Power-to-Gas in Österreich wird auch sein, inwieweit für den verbrauchten Strom Abgaben und Steuern (Netznutzungsentgelten, Netzverlustentgelten, Erneuerbaren-Förderbeitrag und Erneuerbaren-Förderpauschale) zu entrichten sind. Laut dem am 7. Juli 2021 im Nationalrat beschlossenen EAG sind Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas⁵² von der Zahlung von Netznutzungsentgelten und Netzverlustentgelten (ab Inbetriebnahme für 15 Jahre), des Netzzutrittsentgelts⁵³, des Netzbereitstellungsentgelts, des Erneuerbaren-Förderbeitrags und der Erneuerbaren-Förderpauschale ausgenommen⁵⁴.

Eine Frage des tatsächlichen Potentials für die Nutzung von Power-to-Gas liegt darin, inwieweit entsprechende Wasserstoffinfrastruktur ausgebaut wird, bzw. bestehende Gasinfrastruktur so adaptiert wird, dass Wasserstoff transportiert werden kann. Momentan herrschende Regulierungen und Qualitätsanforderungen der verschiedenen Komponenten entlang der Gaswertschöpfungskette erlauben zumindest geringe Beimischungsraten von Wasserstoff, welche für die meisten Regionen zwischen 2 % und 6 % liegen. Es gibt allerdings einzelne Komponenten, für die strengere Vorgaben in Europa gelten (z.B. Beimischung von unter 1 % für Kontrollsysteme und Dichtungen bestimmter Gasturbinen). Mit der neuen ÖVGW Richtlinie G B210 wurde die erlaubte Höchstgrenze für die Beimischung von Wasserstoff in das Gasnetz in Österreich jüngst (1. Juni 2021) von 4 % vol (IEA, 2019) auf 10 % vol erhöht (ÖVGW, 2021), womit eine weitere Grundlage für mehr grünes Gas in Österreichs Gasnetz geschaffen werden soll.

Das tatsächlich nutzbare Potential für Wasserstoffproduktion aus erneuerbarem Strom wird auch davon abhängen, welche Emissions- und Nachhaltigkeitskriterien an Wasserstoff in Europa generell gestellt werden. Hohe Nachhaltigkeitskriterien und Treibhausgasreduktionsziele im Gesamtsystem erhöhen einerseits die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff, da andere Formen nicht mehr verwendet werden können. Andererseits sind diese höheren Kriterien dann auch bei der Erzeugung von grünem Wasserstoff zu berücksichtigen. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) definiert beispielsweise die Anforderung der Additionalität der zugrundeliegenden erneuerbaren Stromerzeugung an grünen Wasserstoff (Richtlinie (EU) 2018/2001). Artikel 27 der RED II legt des Weiteren die Grundlage für einen delegierten Rechtsakt, der bis Ende dieses Jahres einheitliche Kriterien zum Nachweis von erneuerbarem Wasserstoff in der EU festlegen soll.

⁵² Sofern die Anlage eine Mindestleistung von 1 MW aufweist, ausschließlich erneuerbare Elektrizität bezieht und nicht in das Gasnetz einspeist.

⁵³ Bis zu einem Netzananschlussquotienten von 200 lfm/MW_{el}

⁵⁴ Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte: Dies gilt ab Inbetriebnahme für 15 Jahre für den Bezug von erneuerbarer elektrischer Energie.

2.8 Speicher (Wasserkraft)

Speicherwasserkraft ist momentan neben dem Stromaustausch eine dominierende Flexibilitätsoption in Österreich und ein wichtiger Stromerzeuger.

2.8.1 Definition & Systembeschreibung

Ein Pumpspeicherkraftwerk (PSW) ist ein Speicherkraftwerk, das elektrische Energie in Form von potenzieller Energie in einem Stausee speichert. Dabei wird Wasser durch elektrisch betriebene Pumpen in einen höher gelegenen Speicher gehoben, um dieses Wasser später wieder zum Antrieb von Turbinen zur Stromerzeugung nutzen zu können. Pumpspeicher sind aktuell die dominierende Technik (Zykluswirkungsgrade 73 - 80 %) um elektrische Energie unter wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in großem Maßstab speichern zu können. In Österreich haben fast alle Pumpspeicherkraftwerke einen natürlichen Zufluss in das obere Speicherbecken. Weiters gibt es auch Speicherwasserkraftwerke ohne Pumpen, die durch bedarfsabhängige Erzeugung Flexibilität bereitstellen.

PSW sind aktuell die dominante Option, um in nachfrageschwachen Zeiten bei niedrigen Strompreisen überschüssige elektrische Energie aus dem Netz aufzunehmen, und diese bei Spitzenlasten und hohen Strompreisen wieder dorthin abzugeben. Die Startzeiten thermischer Kraftwerke variieren je nach Betriebsweise, sind aber im Allgemeinen um einiges länger als bei Speicherkraftwerken. Speicherwasserkraft kann innerhalb weniger Minuten aktiviert werden und ist damit hervorragend geeignet, um auf kurzfristige Netzschwankungen zu reagieren. Ein weiterer erwähnenswerter Vorteil ist deren Schwarzstartfähigkeit, d.h. dass (Pump-) Speicherkraftwerke bei großflächigen Stromausfällen zum Anfahren anderer, nicht schwarzstartfähiger Kraftwerke eingesetzt werden können.

Durch den Ausbau erneuerbarer Energien wie Wind und Solar, hat sich das Betriebsmuster von PSW deutlich verändert. Insbesondere in den Sommermonaten ist aus der Strompreisspitze in der Mittagszeit eine Strompreissenke geworden und die Pumpspeicher nehmen große Mengen an PV-Strom auf. Die Ergebnisse der Marktsimulation zeigen, dass durch den Ausbau der Wasserkraft auch die Leistung der Speicherkraftwerke von 8,8 GW auf circa 11 GW (siehe Kapitel 3.1 Tabelle 42: Erzeugung und Verbrauchskomponenten im Szenario „Normaljahr 2030“) zunehmen wird. 2020 liegt die Turbinen Leistung aller Speicherkraftwerke bei etwa 8.800 MW. 4.800 MW davon können direkt Pumpspeicher Kraftwerken zugeordnet werden. 2020 beträgt die Summenleistung aller Pumpen rund 4.200 MW.

!

Grundsätzlich besteht jedes PSW aus einem oberen Speicherbecken und einem unteren Speicher- oder Ausgleichsbecken oder Fluss. Zwischen beiden Becken befinden sich eine oder mehrere Druckrohrleitungen. In der Maschinenhalle befinden sich im einfachsten Fall eine Pumpturbine und ein Motorgenerator, wobei die Pumpe entweder als elektrische Turbine und Generator oder Elektromotor mit Pumpe betrieben werden kann. Bei größeren Pumpspeicherkraftwerken sind häufig mehrere solche Einheiten im Parallelbetrieb vorhanden. Die Pump- und Turbinenleistung kann unabhängig von der Reservoirgröße der Speicherseen angepasst, und bei Bedarf ausgebaut werden. Da ein Ausbau meist durch unterirdische Kavernenkraftwerke erfolgt, sind Leistungssteigerungen bei Bedarf oft möglich. Weiters kann das Regelarbeitsvermögen (RAV), die Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss, durch neue Zuleitungen von Wasser oder Bachfassungen erhöht werden.

!

Die Energiemenge, die zur Verfügung gestellt werden kann, ist abhängig von der speicherbaren Wassermenge und dem nutzbaren Höhenunterschied zwischen dem Oberbecken und dem Unterbecken. Bei reinen PSW, ohne natürlichen Zufluss, ist die Speicherkapazität meist so gewählt, dass die Generatoren zumindest 4 bis 8 Stunden unter Volllast elektrische Energie produzieren können. Bei Stauseen mit natürlichem Zufluss, wie fast alle in Österreich, richtet sich die optimale Speichergöße auch an der (Schmelz-) Wassermenge, die im Sommer in die Speicher fließt und für den Winter vorgehalten werden soll.

!

Der Zykluswirkungsgrad liegt bei den meisten PSW zwischen 73 und 80 %. Das bedeutet, dass grundsätzlich mehr Strom zum Hochpumpen benötigt wird, als beim Herunterfließen wieder zurückgewonnen werden kann. Diese Verluste setzen sich zusammen aus Reibungsverlusten in den Triebwasserwegen beim Pumpen und Turbinieren, dem Wirkungsgrad der Pumpe bzw. der Turbine, dem Wirkungsgrad des Motors bzw. Generators und Trafoverlusten.

Im Jahr 2020 wurde in Österreich circa 60 % der gesamten Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft gewonnen (siehe Tabelle 33).

Tabelle 33: Betriebs- und Bestandsstatistik Kraftwerkspark Österreich 2020, Stand Juli 2021 (Daten: E-Control)

Kraftwerkstyp	Anzahl	Brutto-Engpassleistung	Brutto-Stromerzeugung	Ausnutzungsdauer
Einheit	[1]	MW	GWh	h
Laufwasserkraftwerke	2990	5796	30693	5296
Speicherkraftwerke	115	8844	14688	1661

2.8.2 Technisches Potential 2020 & 2030

Begünstigt durch die geografischen Verhältnisse wurde in der Vergangenheit in Österreich eine sehr hohe installierte Leistung von ca. 8,8 GW an Speicherkraftwerken entwickelt. 4.800 MW Turbinenleistung davon können direkt Pumpspeicher Kraftwerken zugeordnet werden und die Summenleistung aller Pumpen beträgt rund 4200 MW.

Zukünftig wird eine gewisse Steigerung der installierten Leistung und der Speicherkapazität erwartet. Hierbei wäre eine Möglichkeit mit neuen Pumpspeicherkraftwerken Flusswasser aus einem weiter entfernten größeren Fluss in den saisonalen Reservoirs zu speichern und so die Fallhöhe und energetische Speicherkapazität der Pumpspeicher zu erhöhen.

Der Ausbaugrad der Wasserkraftpotentiale in Österreich ist bereits recht hoch. In (Fuchs, 2018) wird das erschließbare Restpotential auf rund 10 TWh geschätzt.

Eine Zusammenfassung der Ergebnisse zur Erhebung des technischen Potentials ist in Tabelle 34 dargestellt.

Tabelle 34: Beschreibung des technischen Potentials für Speicher- und Pumpspeicherwasserkraft 2020 und 2030 für Gesamtösterreich

	Speicher
Anzahl	2020: 115 2030: 136 ⁵⁵
Gesamte installierte Leistung	2020: 8844 MW 2030: 11236 ⁵⁵ MW
Max. positive flexible Leistung für 15 min	2020: 8844 MW 2030: 11236 ⁵⁵ MW
Max. negative flexible Leistung für 15 min	2020: 4200 MW 2030: 5736 ⁵⁵ MW
Max. positive flexible Leistung für 1 h	2020: 8844 MW 2030: 11236 ⁵⁵ MW
Max. negative flexible Leistung für 1 h	2020: 4200 MW 2030: 5736 ⁵⁵ MW
Netzebene	ExpertInnenschätzung: NE 1 (90 %) NE 3 (10 %)
Maximal mögliche Abrufdauer	siehe Abbildung 25
Zeitliche Verfügbarkeit	Ganzjährig und -täglich
Aktivierungszeit	Wenige Minuten
Regenerationszeit	-
Max. Anzahl an Aktivierungen	-
Möglichkeit zur Blindleistungsregelung	Ja

⁵⁵ 2030 Werte sind das Ergebnis der Strommarktmodellierung gemäß Kapitel 3.1

Eine Leistungserhöhung bestehender Speicherkraftwerke ist durch eine (das Landschaftsbild schonende) unterirdische Kavernenbauweise oft möglich. Im Gegensatz zur Leistungserhöhung ist der Neubau von Speicherseen sehr kontroversiell, da dieser einen erheblichen Eingriff in die Ökologie und ins Landschaftsbild bedeutet.

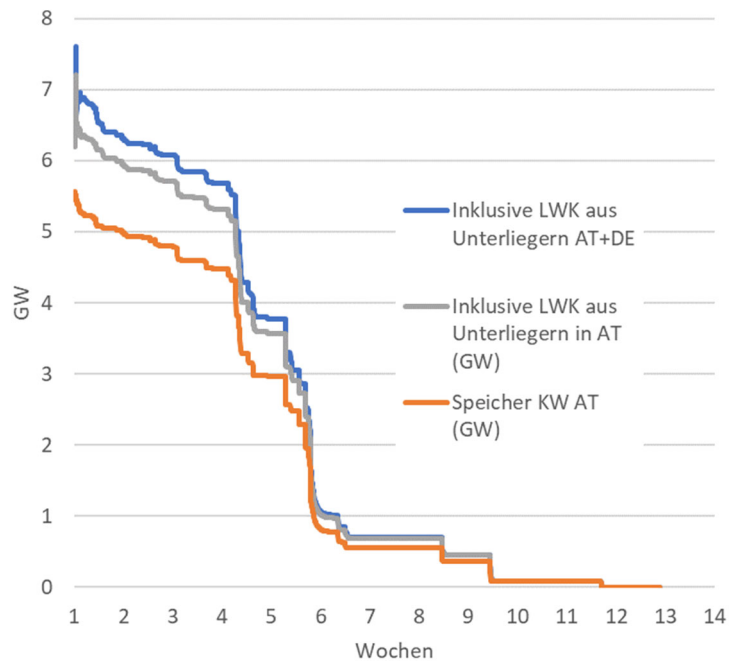


Abbildung 25: Ausspeicherungsdauer, wenn alle Reservoirs voll sind

Abbildung 26 zeigt die räumliche Verteilung der bestehenden Wasserkraftwerke in Österreich.

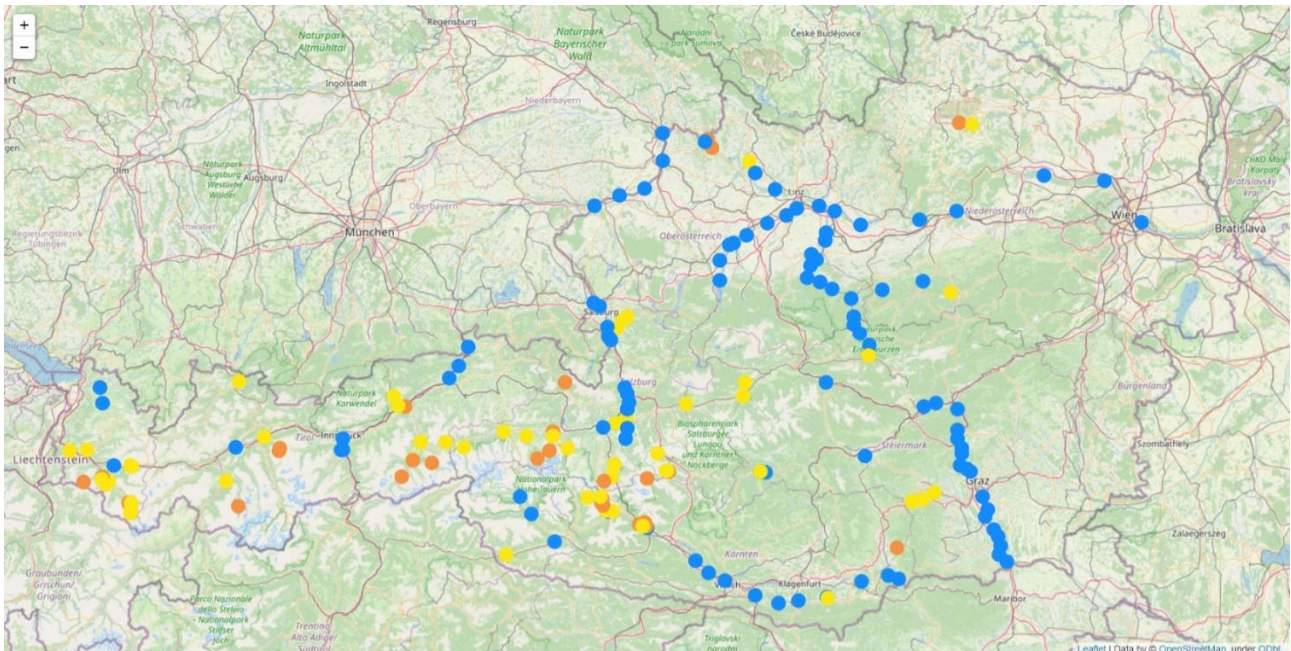


Abbildung 26: Räumliche Verortung der bestehenden Wasserkraftwerke in Österreich (LWK = blau, Pump = Orange, Speicher = Gelb)

2.8.3 Tatsächlich nutzbares Potential 2020 & 2030

Die Speicherwasserkraft ist heute eine sehr wichtige Technologie für die Bereitstellung von operativer Flexibilität im Netzbetrieb. Die Haupteinflussgrößen betreffend des tatsächlich nutzbaren Flex-Potentials und der maximal möglichen Abrufdauer sind der Speicherfüllstand und zum anderen die Wasserrahmenrichtlinie.

In der EU-Wasserrahmenrichtlinie werden beispielsweise Grenzen für die Dynamik (Schwall und Sunk) im Betrieb der Pumpspeicher vorgeschrieben, um die Auswirkungen auf die Flüsse und deren Ökologie zu begrenzen. Da sich die möglichen Auswirkungen eines Wasserkraftwerks auf nach den beiden Naturschutzrichtlinien geschützte Arten und Lebensraumtypen von Gebiet zu Gebiet aber sehr stark unterscheiden, sind die Vorgaben je Kraftwerk sehr unterschiedlich (Union, 2018). Die durch diese Richtlinie entstehenden Vorgaben für den Betrieb der Speicherseen begrenzen die Einsatzmöglichkeiten von Wasserkraftwerken.

Einen weiteren Einfluss auf den Betrieb der Pumpspeicher in Österreich ergibt sich aus der Einstufung der PSW als Endverbraucher. Das hat zur Folge, dass im Pumpbetrieb ein Netznutzungsentgelt anfällt. Durch diese Kosten erhöht sich der notwendige Spread zwischen Strompreis bei Strombezug und Strompreis bei Stromeinspeisung. D.h. die Pumpspeicher werden erst bei größeren Strompreisunterschieden aktiv. Im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzpaket – EAG-Paket (Beschluss vom 7. Juli 2021, 55. § 111 Abs. 3) ist festgelegt: „Pumpspeicherkraftwerke und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas haben ab Inbetriebnahme für 15 Jahre keine der für den Bezug von erneuerbarer elektrischer Energie verordneten Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten, sofern die jeweilige Anlage eine Mindestleistung von 1 MW aufweist.“

2.9 Speicher (Batterien)

2.9.1 Definition & Systembeschreibung

Im Bereich der Speicher unterscheiden wir Heimspeichersysteme und Großbatterien. Die am meisten verwendeten Typen sind Blei-Säure und Lithium-Ionen Akkumulatoren; da letztere die höchste Marktdurchdringung haben, werden sie in dieser Studie abgebildet.

Heimspeichersysteme

Batterien sind in begrenztem Maße bereits jetzt im Einsatz, vor allem in Kombination mit PV. Österreich ist trotz seiner vergleichsweise geringen Einwohnerzahl und geographischen Lage der viertgrößte Markt für Heimspeicherbatterien in Europa (D'Halluin, et al., 2020).

Aktuell werden Heimspeicher in erster Linie zur Eigenverbrauchsoptimierung in Kombination mit dezentraler Photovoltaik eingesetzt, Interaktion mit dem Netz findet daher meist nicht statt. Grundsätzlich sind Heimspeicherbatterien aber auch in der Lage, Strom aus dem Netz aufzunehmen und dem Gesamtsystem über gesteuertes Laden und Entladen Flexibilität zur Verfügung zu stellen. Damit Heimspeicherbatterien netzdienlich eingesetzt werden können, müssen sie über eine intelligente Ladesteuerung und entsprechende leistungselektronische Schnittstellen wie z.B. Kommunikationselektronik und Lademanagement zwischen der Batterie und einem eventuellen Aggregator, sodass die Batterie von extern angesteuert werden kann, verfügen. Heimspeichersysteme sind dadurch charakterisiert, dass sie meist in Kombination mit Eigenstromerzeugung durch Photovoltaikanlagen betrieben werden. In Anlehnung an (D'Halluin, et al., 2020) werden Heimspeichersysteme in der vorliegenden Studie als Batteriesysteme bis zu einer Kapazität von 10 kWh definiert, die mit einer dezentralen Stromerzeugungsanlage kombiniert sind.

Großbatterien

Bei Großspeichern wird zwischen drei primären Anwendungsfällen unterschieden, nämlich der Teilnahme an kurzfristigen Strommärkten, der Erbringung von Systemdienstleistungen (derzeit v.a. Regelreserve) und der direkten Netzunterstützung im Verteilernetz oder als Netzbooster. Der häufigste Anwendungsfall ist derzeit die Erbringung von Primärregelreserve, Großbatterien werden aber im kleineren Maß auch für Sekundär- und Tertiärregelreserve eingesetzt. Das derzeit größte Batteriespeichersystem in Österreich wird von Verbund betrieben und für Primärregelung eingesetzt (Verbund AG, 2021). Die anderen Anwendungsfälle werden derzeit noch nicht bzw. nur im Rahmen von Forschungsprojekten genutzt. Beispielsweise im Projekt Batteriestabil (AIT, 2021) wird der multimodale Betrieb, also die Kombination mehrerer Anwendungsfälle (z.B. virtuelle Schwungmasse, Spannungsregelung und Blindleistungskompensation) getestet.

2.9.2 Technisches Potential 2020 & 2030

Die installierte Kapazität der Heimspeichersysteme⁵⁶ betrug Ende 2019 in Österreich 120 MWh bei ca. 18.000 installierten Speichern (D'Halluin, et al., 2020). Daraus ergibt sich eine installierte Entladeleistung von 64 MW⁵⁷. Die maximale theoretisch mögliche Abrufdauer der vollen Leistung bei vollgeladenem Speicher beträgt somit 1,9 Stunden, wobei eine geringere Entladeleistung dementsprechend längere Abrufdauern ermöglicht (z.B. bei 4 Stunden 30 MW). Der Systemwirkungsgrad von Heimspeicherbatterien ist von verschiedenen Faktoren abhängig, darunter dem Batteriewirkungsgrad, dem Leistungselektronikwirkungsgrad, Standby-Verbräuchen und der Systemdimensionierung. Typische Systemwirkungsgrade von Heimspeichern liegen in der Spanne von 79 bis 94 % (KIT, 2017). Während grundsätzlich Effizienzsteigerungen für die Technologie erwartet werden, hat auch die Ladestrategie einen großen Einfluss auf die Lebensdauer und Performance der Batteriesysteme. Intelligentes Laden und Entladen und Einsatz der Heimspeicherbatterien zur Flexibilitätsbereitstellung im Stromnetz stehen somit auch in Wechselwirkung mit den technischen Kenngrößen der Speicher (z.B. veränderte (Teil-)Zyklenzahl und Ladeverhalten). Da Heimspeicher meist mit Photovoltaikanlagen kombiniert sind, wird für die Regionalisierung der Heimspeicher die Regionalisierung der Photovoltaikanlagen herangezogen (siehe Kapitel 2.1).

⁵⁶ Die Studie „European Market Outlook For Residential Battery Storage“ berücksichtigt PV-Speicher-Kombinationen und definiert Systeme bis zu einer Größe von 10 kWp PV und 10 kWh Batteriespeicherkapazität als Heimspeicher.

⁵⁷ Zur Umrechnung in die installierte Leistung werden die Annahmen der c-rate herangezogen, die auch für die Strommarktmodellierung im weiteren Verlauf verwendet werden (0,53), welche auch gleichzeitig die maximale Abrufdauer bei Volllast darstellt. Die genaue Herleitung ist im Kapitel der Strommarktmodellierung (Abschnitt 3.1.3 unter 8) Batteriespeicher & Prosumer) ausgeführt.

Derzeit sind in Österreich 5 Großbatterien mit einer Gesamtleistung von 10 MW für Regelreserve präqualifiziert⁵⁸. Als Basis für die Berechnung der installierten Kapazität wird die c-rate des Verbund Speichersystems von 0,704 angenommen (Verbund AG, 2021). Somit ergibt sich eine Gesamtkapazität von 14,2 MWh und eine maximale Abrufdauer von 1,4 h. Für Netz- und Marktanwendungen sind derzeit außerhalb von Forschungsprojekten keine Großbatterien im Einsatz.

Tabelle 35: Beschreibung des technischen Potentials für Batteriespeicher für 2020 für Gesamtösterreich

	Heimspeichersysteme	Großbatterien (Markt)	Großbatterien (Netz)
Anzahl	18000	Strommarktmodellierung	ca. 5
Gesamte installierte Leistung	64 MW		10 MW
Gesamte installierte Kapazität	120 MWh		14,2 MWh
Netzebene	NE 7 (100 %)		NE 5 (100 %)
Max. positive & negative flexible Leistung für 15 min	64 MW		10 MW
Max. positive & negative flexible Leistung für 1 h	64 MW		10 MW
Max. positive & negative flexible Leistung für 4 h	30 MW		3,55 MW
Maximal mögliche Abrufdauer	1,9 h (Volllast)		1,4 h (Volllast)
Zeitliche Verfügbarkeit (Jahreszeit, Wochentag, Tageszeit)	Ganzjährig und -täglich		
Aktivierungszeit	Wenige Sekunden		
Regenerationszeit	Abhängig von Abrufdauer		
Max. Anzahl an Aktivierungen	-		
Möglichkeit zur Blindleistungsregelung	Ja		

Das Technologiefeld der Batterien ist ein sehr dynamisches, welches in den letzten Jahren enorme Zuwachsraten erlebte. Nicht nur die Entwicklungen im Stromsektor und damit verbundene Ausbaupläne für Photovoltaik, sondern auch die Wechselwirkungen mit anderen Märkten wie der Elektromobilität oder Elektronik lassen hohe Zuwächse an Gesamtkapazitäten von Batterien im nächsten Jahrzehnt erwarten. Laut TYNDP 2020 sieht Österreich bis 2030 2.469 MW an installierter Batterieleistung vor (National Trends Szenario). Dieser Wert ist sehr ambitioniert und stellt den höchsten Wert pro Einwohner aller Länder in Europa dar. Die Projektion von 1.900 MWh installierter Kapazität im Jahr 2030 basiert zum einen auf diesen Plänen des National Trend Szenarios. Andererseits prognostizieren (D'Halluin, et al., 2020) basierend auf historischem Ausbau, Marktentwicklung und Politikbewertung den Zubau an Heimspeicherkapazität bis 2024, welcher für den Zweck dieser Studie extrapoliert wurde. (D'Halluin, et al., 2020) beschreiben in ihrem Medium Szenario ein durchschnittliches Wachstum des Zubaus an installierter Heimspeicherkapazität zwischen 4 % und 73 % pro Jahr, in dem aber explizit ein Auslaufen der momentanen Förderungen für PV und Speicher in Österreich unterstellt ist. Es wird von den AutorInnen darauf verwiesen, dass mit Verwirklichung der neuen EAG Ziele und Förderungen für PV und Speicher ein deutlich höheres Wachstumspotential erwartet wird (EAG § 56). Eine Kombination der beiden Quellen von (D'Halluin, et al., 2020) und (ENTSO-E, 2021) ergibt ca. 1.900 MWh installierte Heimspeicherkapazität in Österreich im Jahr 2030. Dieser Wert erscheint im Vergleich zu heutigen Zahlen sehr hoch, muss aber in Verbindung mit den erwarteten Entwicklungen durch das EAG (auch im Bereich der Energiegemeinschaften), und Erfahrungen in den führenden Heimspeichermärkten in Europa wie Deutschland, gesehen werden, wo im Jahr 2019 ein 75 %-iges Wachstum des Zubaus an Heimspeicherkapazität trotz auslaufender KfW Förderungen erzielt wurde und über 90 % der neu installierten Haushalts-PV-Anlagen mit Speicher ausgestattet wurden (D'Halluin, et al., 2020).

Für die Erbringung von Regelleistung wird zukünftig ein vermehrter Einsatz von Großbatterien erwartet. Vor allem für neue, schnellere Regelleistungsprodukte wie FCR+ und EFR sind Batteriespeicher sehr gut geeignet. Auch andere Netzanwendungen wie die Unterstützung beim Netzwiederaufbau oder Netzbooster sind

⁵⁸ Quelle: Austrian Power Grid AG

denkbar. In Kontinentaleuropa werden derzeit 3.000 MW an FCR bereitgehalten, wovon in Österreich 70 MW, also 2,3 % beschaffen werden (APG, 2020a). Außerdem laufen derzeit Diskussionen für den zukünftigen Bedarf an schnellerer Regelreserve (FCR+, EFR) von etwa 800 bis 1.400 MW (Stimmer, et al., 2020). Diese können entweder marktbasierend beschafft werden oder über Anschlussvoraussetzungen verpflichtend vorgegeben werden. Da der Prozess dazu derzeit noch im Laufen ist, müssen für diese Studie entsprechend gewisse Annahmen getroffen werden. Es wird angenommen, dass die schnellere Regelreserve marktbasierend beschaffen wird. Da es in Österreich im Vergleich zu anderen Ländern genug Schwungmasse gibt, werden von diesen neuen Produkten voraussichtlich weniger als 2 % in Österreich benötigt, in dieser Studie wird von 1 % ausgegangen, also 8 bis 14 MW. Es wird weiters angenommen, dass diese neuen Produkte primär von Batteriespeichern zur Verfügung gestellt werden. Zusätzlich wird angenommen, dass sich bis 2030 der Anteil an Batteriespeichern für normale Primärregelreserve (FCR) erhöht. Innerhalb der Europäischen FCR Kooperation ist der Anteil schon jetzt bei bis zu 50 % (Forsyth, 2020). Für Österreich wird angenommen, dass der Anteil bis 2030 bei 50 bis 75 % liegt. Somit wird für Systemdienstleistung eine gesamte installierte Leistung von 50 MW erwartet.

Für Energiemarktanwendungen hängt die Entwicklung stark von den zukünftigen Strompreisen ab. Daher werden die installierte Leistung und Kapazität an Großbatterien die an kurzfristigen Strommärkten teilnehmen direkt als ein Ergebnis in der Marktmodellierung ermittelt. Dafür wird die Entwicklung der zukünftigen Batteriekosten von der Danish Energy Agency als Eingangsgröße herangezogen (Danish Energy Agency and Energinet, 2020), siehe Tabelle 36.

Tabelle 36: Übersicht über die Kostenannahmen für Großbatterien (Quelle: (Danish Energy Agency and Energinet, 2020))

Jahr	Investitionskosten Leistung	Investitionskosten Kapazität	Fixe Betriebskosten	Variable Betriebskosten	Wirkungsgrad
2020	286 €/kW	246 €/kWh	0,57 €/kW/a	0,0021 €/kWh	90 % (für jeweils Laden und Entladen)
2030	169 €/kW	150 €/kWh	0,57 €/kW/a	0,0019 €/kWh	

Die Nutzung von Großbatterien für das Verteilernetz wird derzeit erforscht (z.B. (AIT, 2021)) und könnte grundsätzlich zu den gleichen Kosten wie in Tabelle 36 dargestellt erfolgen. Aufgrund der bestehenden regulatorischen Hemmnisse (siehe Kapitel 2.9.3) wird bis 2030 von keinem realisiertem technischen Potential ausgegangen.

Tabelle 37: Beschreibung des technischen Potentials für Batteriespeicher für 2030 für Gesamtösterreich

	Heimspeichersysteme	Großbatterien (Markt)	Großbatterien (Netz)
Anzahl	282000	Strommarktmodellierung Sensitivitätslauf „Batterie NT2030“	ca. 25
Gesamte installierte Leistung	1013 MW	1456 MW	50 MW
Gesamte installierte Kapazität	1900 MWh	Kostenbasierte Optimierung	71 MWh
Netzebene	NE 7 (100 %)		NE 5 (100 %)
Max. positive & negative flexible Leistung für 15 min	1013 MW		50 MW
Max. positive & negative flexible Leistung für 1 h	1013 MW		50 MW
Max. positive & negative flexible Leistung für 4 h	475 MW		18 MW
Maximal mögliche Abrufdauer	1,9 h (Volllast)		1,4 h (Volllast)
Zeitliche Verfügbarkeit (Jahreszeit, Wochentag, Tageszeit)		Ganzjährig und -tägig	

Aktivierungszeit		Wenige Sekunden
Regenerationszeit		Abhängig von Abrufdauer
Max. Anzahl an Aktivierungen		-
Möglichkeit zur Blindleistungsregelung		Ja

2.9.3 Tatsächlich nutzbares Potential 2020 & 2030

Das tatsächlich nutzbare Potential der Heimspeicher ist hauptsächlich davon abhängig, inwieweit diese aus Gesamtsystemsicht angesteuert und betrieben werden. Derzeit werden Heimspeicher hauptsächlich mit PV (+ Elektromobilität) zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt. Es wird erwartet, dass Batteriespeichern in naher Zukunft die größte Rolle bei der Erhöhung des Eigenversorgungsgrades von PV-Anlagen zukommt (Klima- und Energiefonds, 2016). Die Kosteneffizienz von Investitionen in PV- und Heimspeichersysteme ist für Haushalte meist ein wichtiges Entscheidungskriterium und eng mit der Frage des Eigenverbrauchs verknüpft (Bergner & Siegel, 2021). Sie hängt von den Erlösen aus Einspeisevergütung bzw. evtl. Investitionsförderungen und vermiedenen Strombezugskosten ab. Unter dem derzeitigen Trend, dass Einspeisevergütungen eher sinken und Strompreise eher steigen, ist wahrscheinlich, dass sich auch in Zukunft der Betrieb von Heimspeichern am Eigenverbrauch orientiert. Regulatorische Rahmenbedingungen wie Einspeisebegrenzungen oder erschwertem Netzzugang von Heimspeichern bedingen ebenfalls deren momentan vorrangigen Einsatz zur Eigenverbrauchsoptimierung. Im Rahmen des Clean Energy Package wurde außerdem festgelegt, dass es nach 2023 keine neuen Einspeiseförderungen über Net Metering mehr geben soll, was die Bedeutung von Eigenverbrauch ebenfalls stärkt (D'Halluin, et al., 2020). Die neuesten Entwicklungen zur Förderung von Energiegemeinschaften in Österreich (EAG) eröffnen zudem neue Potentiale, Eigenverbrauch auch in Aggregation zu optimieren.

Nichtsdestotrotz haben Heimspeicherbatterien theoretisch das Potential, ihre Flexibilität dem System zur Verfügung zu stellen, was vornehmlich in Form von virtuellen Kraftwerken/aggregierten Großspeichern geschehen kann, welche z.B. im Bereich der Primärregelleistung oder des Redispatch eingesetzt werden können (sonnen GmbH, 2021). Für Heimspeichersysteme besteht momentan die größte Herausforderung darin, den Präqualifikationsprozess der Übertragungsnetzbetreiber zu bestehen und durchgehend verfügbare Leistung gesichert über den für die Regelreserve erforderlichen Zeitraum bereit zu stellen, was vor allem in den Morgenstunden ein Problem ist. Eine Verkürzung der Zeitscheibe auf 15 Minuten würde das Potential hier also deutlich vergrößern. Inwieweit Flexibilität aus Heimspeichern in Zukunft fürs Gesamtsystem nutzbar ist, hängt vor allem von der effizienten Aggregation z.B. über Reservegruppen bei Primärregelleitung, der Steuerung der Heimspeicher zur Interaktion mit dem Stromnetz, sowie den wirtschaftlichen Anreizen an. Die Hebung des Potentials für systemdienliches Verhalten von Stromspeichern kann u.a. durch zeitvariable Haushaltsstromtarife (sofern diese auch die Netzsituation abbilden), einfache Ermöglichung der Regelleistungsmarktteilnahme für Aggregatoren, Smart Meter Infrastruktur oder eine attraktiven Netztarifierung unterstützt werden. Die mögliche Verschiebung von energie- zu mehr leistungsbepreisenden Netzentgelten verringert die Wirtschaftlichkeit von Eigenverbrauch (wenn der Speicher nicht zur Reduktion der größten Lastspitzen eingesetzt werden kann) und könnte daher zur Erhöhung der Attraktivität von systemdienlichem Verhalten der Speicher führen.

In der Modellierung im Rahmen dieses Projekts wird eine reine Eigenverbrauchsoptimierung der Heimspeicher unterstellt (siehe detaillierte Beschreibung Kapitel 3.1.3), da davon ausgegangen wird, dass auch in Zukunft der Anreiz zur Eigenverbrauchsoptimierung im Vergleich zur Gesamtsystemoptimierung aus Sicht der Haushalte überwiegt. Dies bedeutet, dass die Heimspeicher in Kombination mit Photovoltaik in einem vorgelagerten Modell simuliert wurden, die Heimspeicher keine Interaktion mit dem Stromnetz haben und das Strommarktmodell lediglich die residuale PV-Erzeugung bzw. Lastkurve dieser Prosumerhaushalte (PV + Heimspeicher) verarbeitet. Es gibt somit in der Strommarktmodellierung im Rahmen dieses Projekts kein tatsächlich nutzbares Flexibilitätspotential, das durch Heimspeicher bereitgestellt wird. Um dennoch die Auswirkungen von Batterien, die flexibel am Strommarkt agieren, zu untersuchen, wird ein Sensitivitätslauf „Batterie NT2030“ durchgeführt. Dabei wird die installierte Leistung der Batterien mit 2.469 MW aus dem National Trends Szenario (ENTSO-E, 2021) als gegeben angenommen, wovon 1.013 MW Prosumer-Batterien (unflexibel, da eigenverbrauchsoptimiert) sind und damit die verbleibenden 1.456 MW an Großbatterien bei Bedarf auch am Spotmarkt agieren können. Die Speicherkapazität der Batterien wird kostenbasiert optimiert.

Großbatterien sind mit aktuellen Marktpreisen für einen reinen Betrieb am Energiemarkt noch nicht wirtschaftlich. Für die zukünftige Entwicklung wird dies basierend auf den in Tabelle 36 dargestellten Kosten

im Rahmen der Marktmodellierung analysiert. Für die Erbringung von Regelreserve sind bereits mehrere Systeme präqualifiziert. Teilweise erreichen die Batteriespeicher eigenständig die notwendige Mindestgröße für eine Marktteilnahme, aber auch ein Pooling Ansatz ist möglich. Zukünftig wird hier ein noch verstärkter Einsatz von Batteriespeichern erwartet, insbesondere auch, falls schnellere Regelreserveprodukte wie FCR+ und EFR eingeführt werden. Auch andere Netzanwendungen wie die Unterstützung beim Netzwiederaufbau oder Netzbooster sind denkbar.

Die Nutzung für den Verteilernetzbetreiber wird erforscht, hier gibt es aber für die Netzbetreiber derzeit noch Hemmnisse und Unklarheiten durch die bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen. In der Electricity Market Directive (Directive (EU) 2019/944) ist definiert, dass Netzbetreiber in Ausnahmefällen Speicher besitzen und betreiben dürfen, wenn diese ein vollintegriertes Netzelement sind. Allerdings sieht die Direktive vor, dass es alle fünf Jahre zu einer erneuten Konsultation durch den Regulator kommt, wo überprüft wird, ob anstelle des Netzbetreibers auch ein Drittanbieter den Speicher besitzen und betreiben könnte. Ist dies der Fall, muss der Netzbetreiber seine Aktivitäten bezüglich des Speichers innerhalb von 18 Monaten beenden. Etwaige Umstellungen von Prozessen, Aufbau von Kompetenzen und Schulungen von Personal, die für die Integration des Speichers notwendig wären, würden so zu Zusatzaufwänden führen, deren langfristiger Nutzen nicht gewährleistet ist. Dadurch gibt es für die Netzbetreiber derzeit keine langfristige Investitionssicherheit und der Betrieb von Speichern zur Netzunterstützung ist weniger attraktiv. Eine Unterstützung des Verteilernetzes durch Batteriespeicher wäre denkbar, wenn beispielsweise über die Netzanschlussbedingungen eine aktive Netzdienlichkeit vorgesehen wird bzw. der Netzbetreiber dadurch direkten Zugriff auf die Batterie bekommt. Allerdings würde es bei einer solchen verpflichtenden Regel keine Vergütung geben und würde daher nicht zu einem vermehrten Ausbau von Speichersystemen führen. Aus diesen genannten Gründen ist ein großflächiger Einsatz von Batteriespeichersystemen zur Unterstützung des Verteilernetzes bis 2030 derzeit nicht absehbar. In einzelnen Nischen kann es sinnvolle Anwendungsbereiche geben, vor allem um temporär einen Engpass zu überbrücken. Beispielsweise wurde von der Westnetz GmbH in Deutschland ein Batteriespeicher eingesetzt, um für einige Jahre das Verteilernetz zu entlasten, während längerfristige Umbauarbeiten durchgeführt wurden (Nykamp, et al., 2015).

2.10 Zusammenfassung Flexibilitätsangebot

Im Folgenden sind die Ergebnisse aus der Erhebung des Flexibilitätsangebot zusammengefasst dargestellt.

2.10.1 Flexibilitätsangebot 2020

Die Ergebnisse der Erhebung des Flexibilitätsangebots für das Basisjahr 2020 sind in Abbildung 27 dargestellt. Die zugrundeliegenden Zahlenwerte sind im Anhang in Tabelle A- 1 angeführt. Die Graphik zeigt die maximal verfügbaren flexiblen Leistungen in positive und negative Richtung, bei einer Abrufdauer von 1 h. Die Abrufdauer von 1 h wurde gewählt, da dies die typischste Zeiteinheit von derzeit gängigen Flexibilitätsanwendungen ist (z.B. Day-Ahead und Intraday Spothandel ist häufig in 1 h Blöcken). Dabei ist zu beachten, dass diese maximalen Potentiale nicht über das gesamte Jahr hinweg verfügbar sind, sondern durch diverse Faktoren (Jahreszeit, Tageszeit, Verfügbarkeit der natürlichen Ressourcen, Regenerationszeiten, etc.) verringert werden können. Eine genauere Erläuterung je Sektor findet sich in den vorangegangenen Kapiteln.

Für jeden Sektor ist sowohl das technische als auch das tatsächlich verfügbare Potential dargestellt. Bei den Erzeugern decken sich diese beiden Potentiale für den dargestellten Maximalfall. Bei Import & Export entspricht das tatsächlich nutzbare Potential 80 % vom technischen, da hier die n-1 Sicherheit berücksichtigt ist. Bei Verbrauchern sieht man, dass zwar technische Potentiale vorhanden sind, diese aber derzeit aufgrund der wirtschaftlichen, politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen nur zu sehr geringen Teilen tatsächlich genutzt werden.

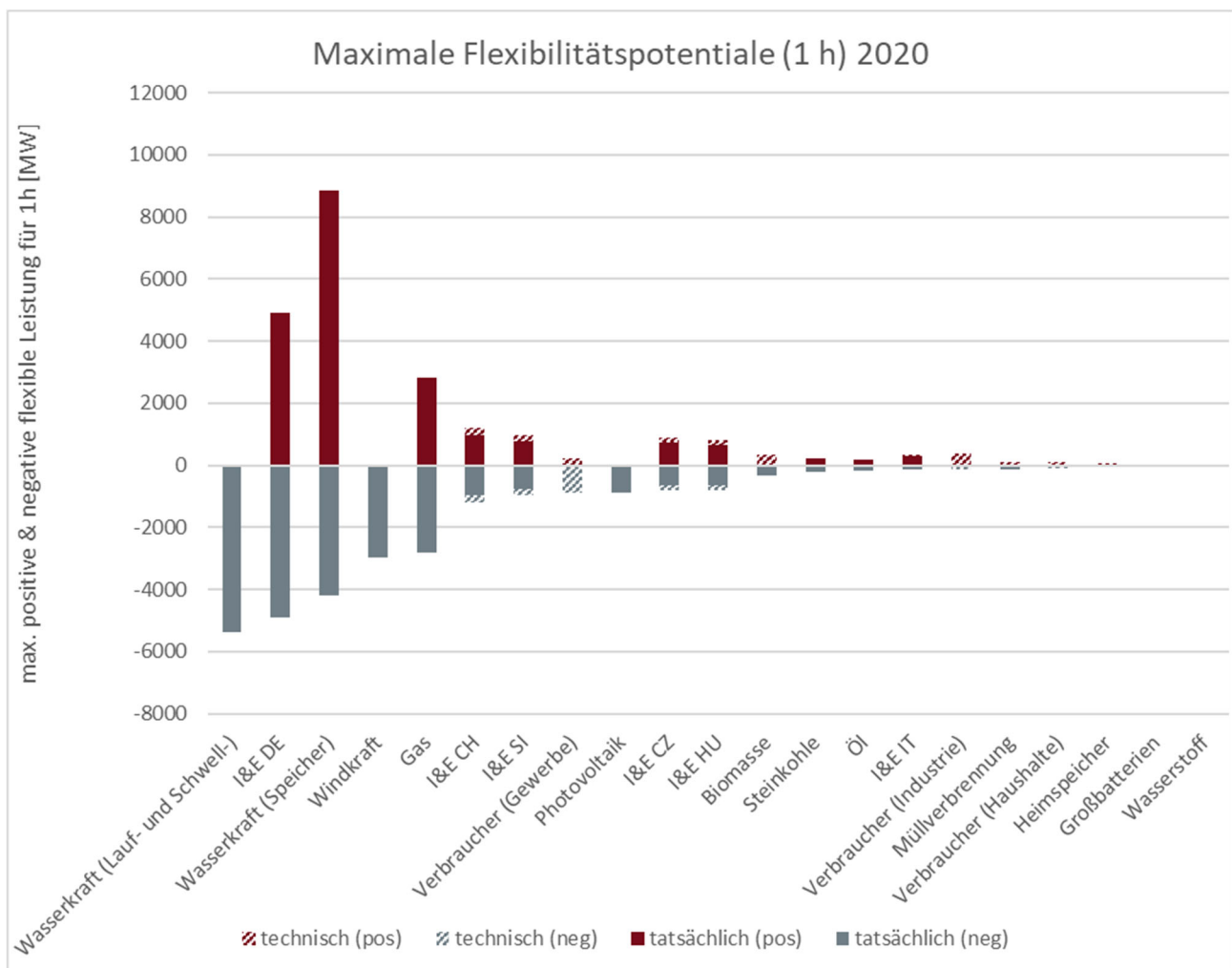


Abbildung 27: Gesamtüberblick der maximal verfügbaren Flexibilitätspotentiale für eine Abrufdauer von 1 h für 2020.

Insgesamt sind die höchsten Flexibilitätspotentiale derzeit bei den Erzeugern sowie bei länderübergreifendem Import & Export zu finden. Da die „neueren“ Flexibilitätsanbieter wie Verbraucher und Batteriespeicher im Vergleich dazu sehr geringe Potentiale aufweisen, sind diese zur besseren Lesbarkeit nochmals separat in Abbildung 28 dargestellt und außerdem weiter in die einzelnen Technologien aufgesplittet. Die höchsten technischen Potentiale kommen hier derzeit von Klimatisierung & Belüftung, Rechenzentren, Wärmepumpen

und Querschnittstechnologien in der Industrie. Allerdings ist auch hier zu beachten, dass es sich um die Maximalwerte der Potentiale handelt, welche nicht durchgehend verfügbar sind. Beispielsweise haben bei Klimatisierung & Belüftung zwar leistungsmäßig das höchste Potential unter den Verbrauchern, hier ist aber maximal ein Abruf pro Tag möglich, zusätzlich eingeschränkt durch die jeweilige Außentemperatur. Die einzigen Technologien die derzeit tatsächlich nutzbare Flexibilitätspotentiale aufweisen sind zum Teil Wärmepumpen und Kühllhäuser in der Lebensmittelkühlung. In allen anderen Bereichen sind die Potentiale nur technisch verfügbar.

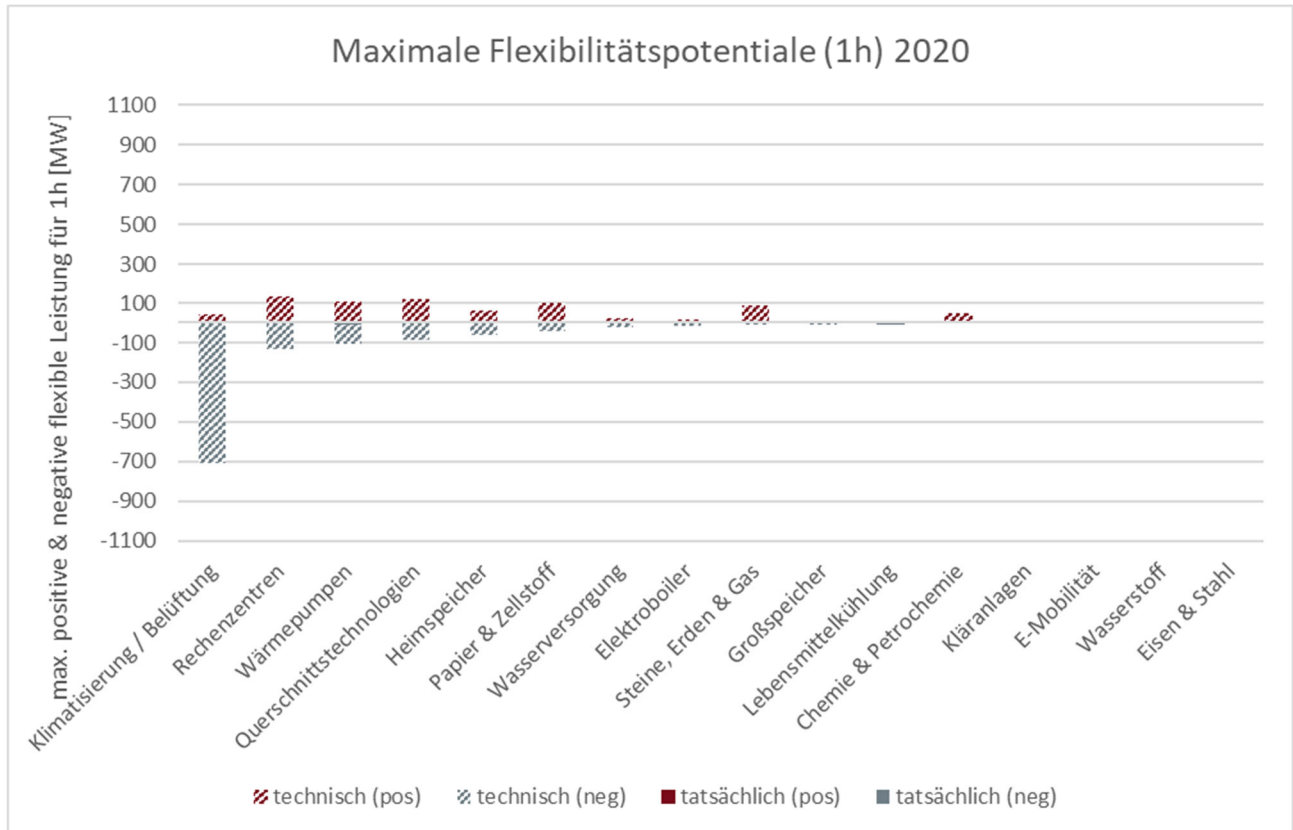


Abbildung 28: Flexibilitätspotentiale durch Verbraucher und Batteriespeicher für 2020 (maximal verfügbare Flexibilitätspotentiale für eine Abrufdauer von 1 h).

2.10.2 Flexibilitätsangebot 2030

Die Zusammenfassung der Ergebnisse für 2030 ist in Abbildung 29 dargestellt. Die zugrundeliegenden Zahlenwerte sind im Anhang in Tabelle A- 2 angeführt. Auch hier sind jeweils die maximal verfügbaren Flexibilitätspotentiale bei einer Abrufdauer von 1 h abgebildet, sowohl die technisch möglichen als auch die tatsächlich nutzbaren. Man sieht deutlich den geplanten Shift hin zu mehr erneuerbaren Energien, da jetzt Photovoltaik und Windkraft die höchsten (negativen) Potentiale aufweisen. Des Weiteren sind bis 2030 deutlich mehr Potentiale im Bereich der Verbraucher verfügbar und vor allem auch tatsächlich nutzbar. Dies ist noch deutlicher sichtbar in Abbildung 30, wo die Flexibilitäten durch Verbraucher und Batteriespeicher wieder separat dargestellt sind. Trotz dieser Erhöhungen liegt die flexible Leistung durch Erzeuger sowie Import und Export nach wie vor um ein Vielfaches über den höchsten Potentialen aus diesen „neuen“ Flexibilitätssektoren.

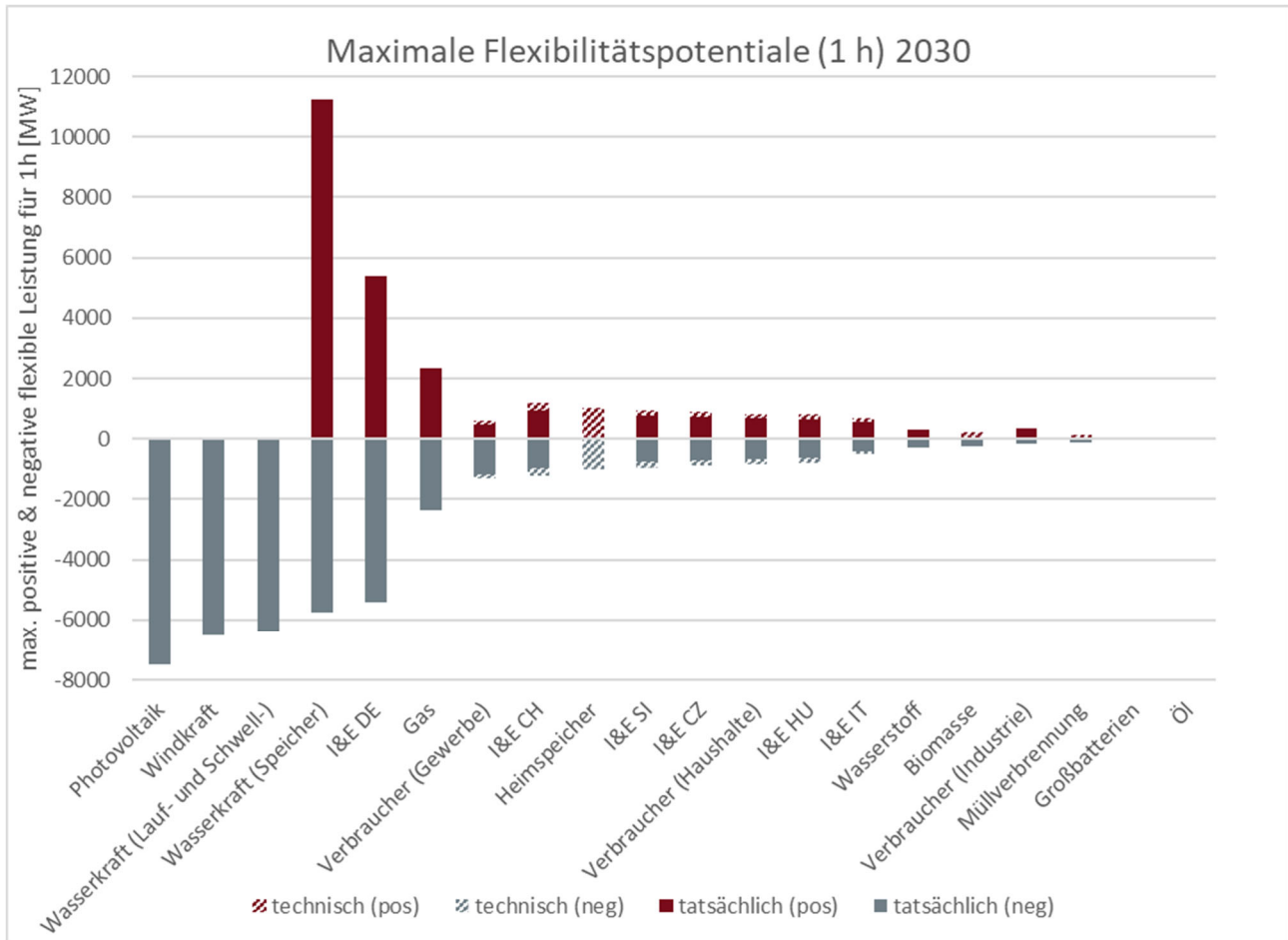


Abbildung 29: Gesamtüberblick der maximal verfügbaren Flexibilitätspotentiale für eine Abrufdauer von 1 h für 2030.

Das höchste technische Flexibilitätspotential bei den Verbrauchern und Batteriespeichern weisen 2030 die Heimspeichersysteme auf. Allerdings ist das tatsächlich nutzbare Potential für eine externe Flexibilitätsnachfrage (durch Markt, Netz, etc.) gleich Null, da in dieser Studie angenommen wurde, dass diese Flexibilität ausschließlich zur Eigenverbrauchsoptimierung in Kombination mit Photovoltaikanlagen genutzt wird. Bei veränderten Rahmenbedingungen und beispielsweise höheren Anreizen für Vermarktung der Flexibilität (z.B. größere Spreads bei den Marktpreisen, Förderungen, etc.) könnte dieses Potential aber auch für eine externe Flexibilitätsnachfrage nutzbar werden. Bei den Verbrauchern gibt es neben Klimatisierung & Belüftung die höchsten Potentiale durch den erwarteten starken Anstieg im Bereich der Wärmepumpen und Elektromobilität. Darüber hinaus ist auch durch Wasserstoff sowie einzelne Industrie- und Gewerbeanwendungen (v.a. Rechenzentren und Querschnittstechnologien) eine gewisse Menge an nutzbarem Flexibilitätspotential zu erwarten. Andere untersuchte Anwendungen wie Kläranlagen oder die Eisen & Stahlindustrie weisen hingegen vernachlässigbar geringe Potentiale im Vergleich zu den restlichen Technologien auf.

Über weite Teile des Haushalts-, Industrie- und Gewerbereichs wird davon ausgegangen, dass das verfügbare technische Potential bis 2030 auch tatsächlich nutzbar gemacht werden kann. Ausnahmen dabei bilden die Heimspeicher und Elektromobilität. Bei Heimspeichern wird in dieser Studie die Annahme zu Grunde gelegt, dass diese bis 2030 überwiegend für Eigenverbrauch und daher nicht für eine externe Flexibilitätsnachfrage zur Verfügung stehen. Bei geänderten Rahmenbedingungen könnte dieses Flexibilitätspotential auch für andere Typen von Flexibilitätsnachfrage nutzbar gemacht werden. Bei Elektromobilität wird davon ausgegangen, dass jeweils nur ein Teil der Autos tatsächlich für „Smart Charging“ zur Verfügung steht (siehe auch Kapitel 2.4.3).

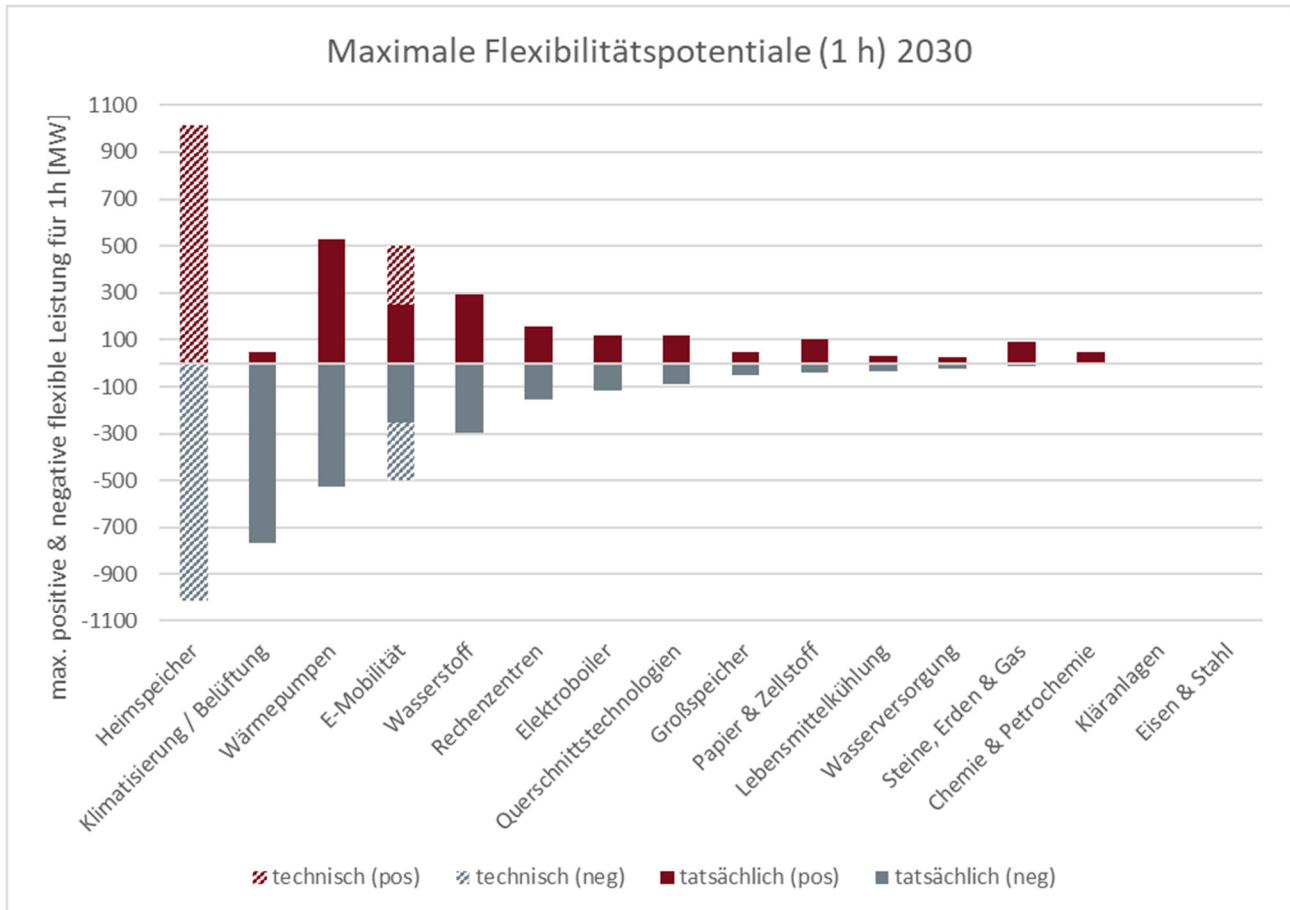


Abbildung 30: Flexibilitätspotentiale durch Verbraucher und Batteriespeicher für 2030 (maximal verfügbare Flexibilitätspotentiale für eine Abrufdauer von 1 h).

2.10.3 Flexibilitätsangebot je Netzebene

Abbildung 31 und Abbildung 32 zeigen die Summenwerte der jeweiligen maximalen Flexibilitätspotentiale je Netzebene für 2020 und 2030. Dargestellt ist die Summe aller Maximalpotentiale von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern, Flexibilitäten durch Import und Export sind hier nicht inkludiert. Es handelt sich dabei um die Summen der maximal verfügbaren flexiblen Leistungen in positive und negative Richtung bei einer Abrufdauer von 1h. Die Abrufdauer von 1h wurde gewählt, da dies eine repräsentative Zeitgröße für derzeit typische Flexibilitätsanwendungen darstellt. Eine genauere Aufschlüsselung der Flexibilitätspotentiale in Einzeltechnologien je Netzebene findet sich im Anhang in Abbildung A- 1.

Dabei ist zu beachten, dass diese Gesamtsumme an Flexibilität je Netzebene ein theoretischer Wert ist, der das Gesamtpotential veranschaulichen soll, welcher aber aufgrund von Gleichzeitigkeitseffekten in der Praxis sehr wahrscheinlich nie eintritt. Beispielsweise die maximalen Wind- und Photovoltaikerzeugungsleistungen, welche als negative Flexibilität abgeregelt werden können, treten bei üblichen Wetterverhältnissen nicht gleichzeitig auf. Aber auch die restlichen Flexibilitätspotentiale werden normalerweise nicht gleichzeitig ihre jeweiligen Maximalwerte erreichen.

Für 2020 liegen die größten Flexibilitätspotentiale in Netzebene 1, gefolgt von Netzebene 3 und 5. Auf den höheren Netzebenen dominieren vor allem große Erzeuger und Speicherkraftwerke. Die Potentiale auf Netzebenen 6 und 7 sind derzeit im Vergleich noch relativ gering.

Für 2030 kann man generell einen Anstieg an verfügbaren Flexibilitätspotentialen beobachten. Am deutlichsten ist dieser auf den unteren Netzebenen 5, 6 und 7. Hier spielen insbesondere der Anstieg an Photovoltaik und Windkraftwerken eine große Rolle und in geringerem Ausmaß auch die „neueren“ Flexibilitäten durch Verbraucher und Batteriespeicher.

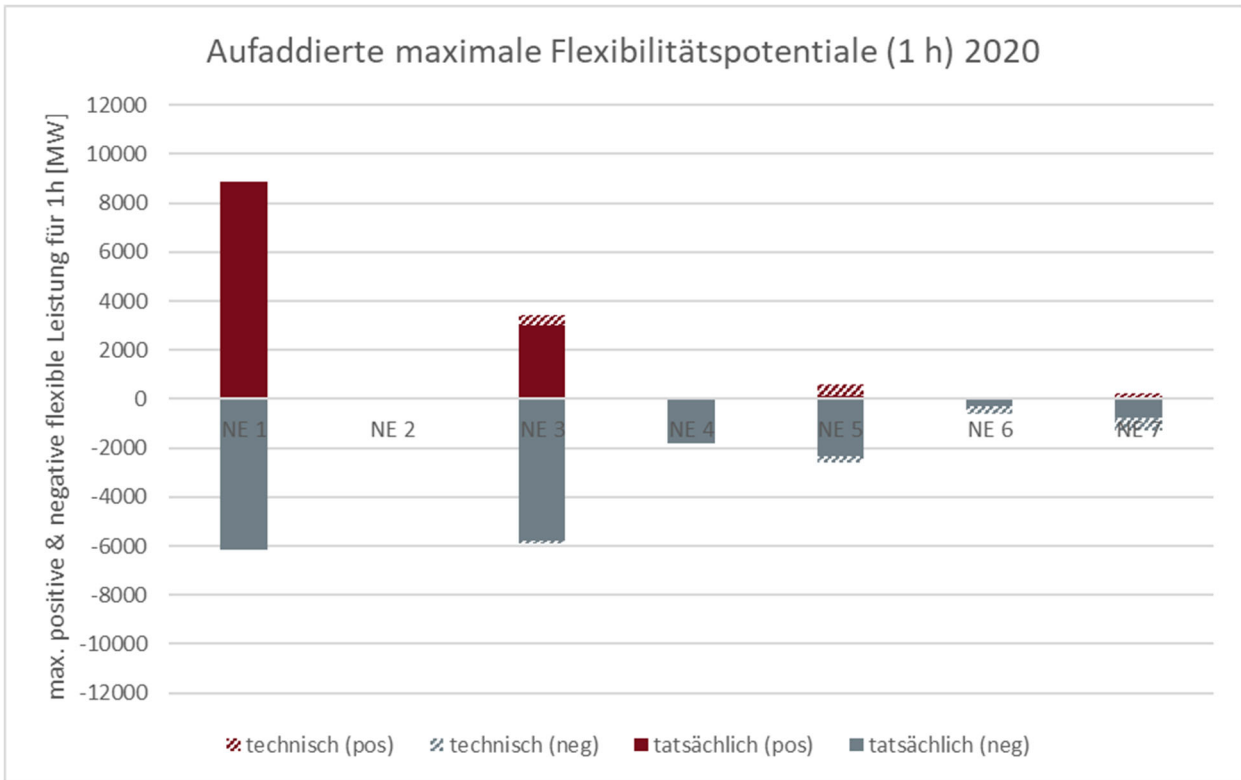


Abbildung 31: Aufaddierte maximale Flexibilitätspotentiale für eine Abrufdauer von 1 h für 2020 je Netzebene (ohne Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten). Gesamtsumme Flexibilitätspotential durch Verbraucher, Erzeuger und Speichern, exklusive Import & Export.

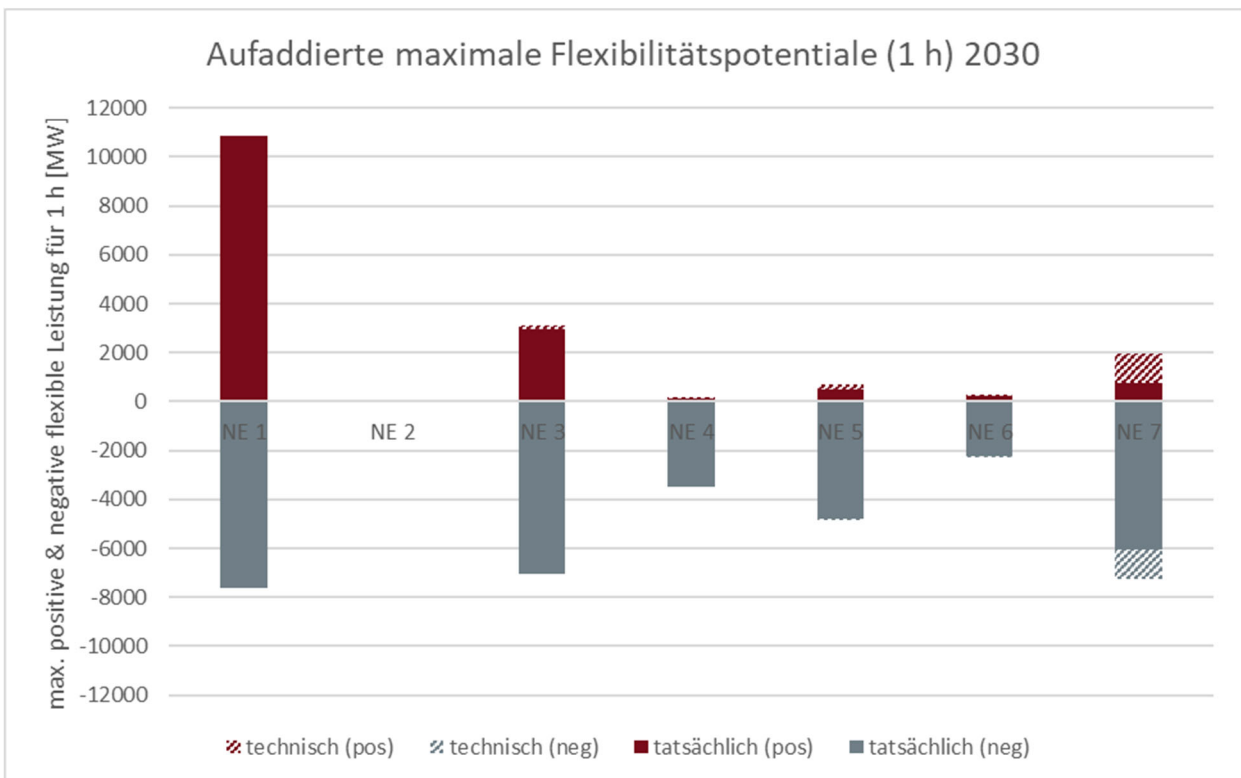


Abbildung 32: Aufaddierte maximale Flexibilitätspotentiale für eine Abrufdauer von 1 h für 2030 je Netzebene (ohne Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten). Gesamtsumme Flexibilitätspotential durch Verbraucher, Erzeuger und Speichern, exklusive Import & Export.

3 FLEXIBILITÄTSNACHFRAGE

3.1 Energiemarkt

Hinsichtlich der Analyse des künftigen Flexibilitätsbedarfs in Österreichs Stromsektor erscheinen kurzfristige Energiemärkte von zentraler Bedeutung, da sie aus marktwirtschaftlicher Sicht dem Abgleich von Angebot und Nachfrage nach elektrischer Energie dienen. Die Untersuchung des künftigen (2030) Flexibilitätsbedarfs im österreichischen Strommarkt erfolgt im Rahmen dieser Studie modellbasiert, während die Darstellung des Status Quo (2020) auf statistischen Daten fußt.

3.1.1 Beschreibung der Flexibilitäts-Nachfrage

Kurzfristige Energiemärkte (Day-Ahead und Intraday) dienen dem wirtschaftlichen Abgleich zwischen Angebot und Nachfrage nach elektrischer Energie und stellen heute das zentrale Marktsegment im Stromhandel dar. Die Anforderungen an Flexibilität sind bestimmt durch die Reaktionszeit der Marktteilnehmer – so müssen etwa beim Day-Ahead Handel Gebote der Marktteilnehmer am Vortag, auf Basis entsprechender Prognosen (der Erzeugung bzw. der Nachfrage), eingereicht werden, während beim Intraday Handel ein Zeitraum von wenigen Stunden bis zur Energielieferung verbleibt. In der Regel werden im Day-Ahead Handel derzeit jeweils volle Stunden gehandelt.

3.1.2 Beschreibung der Methode

Die Untersuchung des künftigen Flexibilitätsbedarfs im österreichischen Strommarkt erfolgt im Rahmen dieser Studie modellbasiert. Das Ergebnis der Modellierung ist der künftige Bedarf an Flexibilität für die kurzfristigen Energiemärkte (Day-Ahead, Intraday) im Jahr 2030, unter Berücksichtigung von überregionalen Effekten (Nachbarländer) und die Deckung dieser Flexibilität mit den unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen, deren Eignung und Potential in Abschnitt 2 dieses Berichts ausführlich beschrieben wurde.

Nachfolgend wird die im Rahmen der modellbasierten Untersuchung angewandte Methodik zur Untersuchung des Flexibilitätsbedarfs im entsprechenden Marktsegment erläutert, gefolgt von einer Beschreibung des verwendeten Energiesystemmodells und der Definition der untersuchten Szenarien.

Es sei angemerkt, dass die getroffenen Annahmen für zentrale Eingangsgrößen der Modellierung im nachfolgenden Abschnitt 3.1.3 dargestellt werden.

3.1.2.1 Methodischer Ansatz: Analyse der Residuallast zur Bestimmung der Flexibilitätsnachfrage im Energiemarkt

Die gemeinsame Analyse der Last und der volatilen, also der nicht-steuerbaren erneuerbaren Stromeinspeisung – nachfolgend als vEE (volatile erneuerbare Erzeugung) bezeichnet – erscheint zur Untersuchung des stromseitigen Flexibilitätsbedarfs zweckdienlich. Der durch diese vEE-Technologien nicht gedeckte Teil der Last wird im Fachjargon und ebenso im Rahmen dieser Studie als Residuallast bezeichnet. Die Residuallast muss durch steuerbare Erzeuger, Speicher und Lasten und den internationalen Stromaustausch gedeckt werden. Sie beschreibt also die Nachfrage nach Flexibilität.

Residuallast und Flexibilitätsbedarf sind daher eng miteinander verbundene Begrifflichkeiten. Beide Begriffe sind in der facheinschlägigen Literatur und Diskussion etabliert, es fehlt jedoch bis dato eine exakte und einheitliche Definition. Die im Rahmen dieser Studie verwendete Definition beider Begriffe wird im Folgenden vorgestellt.

Hintergrund und Definition der Residuallast in dieser Studie

Um den Flexibilitätsbedarf zu quantifizieren ist eine umfassende Analyse der auftretenden Residuallast nötig. Konkret wird in dieser Studie unter der Residuallast die Residuallast der Endkunden im öffentlichen Stromnetz verstanden. Die Endkunden-Residuallast ist hierbei definiert als Stromnachfrage der Endkunden abzüglich der Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energien (Wind, PV und Laufwasserkraft). Die Residuallast beinhaltet also den Strombezug durch E-Autos, Stromheizung und elektrische Warmwasserbereitstellung, sowie den Strombezug seitens gewerblicher und industrieller Verbraucher, Strombezug zur Wasserstoffherstellung und den für die Fernwärme. Da obig genannte Verbraucher gemäß der in Kapitel 2 dieses Berichts dargestellten Potentialanalyse auch den Flexibilitätsoptionen zugerechnet werden, wird diesen Optionen zur modellgestützten Residuallastberechnung ein starres Verbrauchsprofil unterstellt⁵⁹. Nicht inkludiert in der Residuallast ist hier die Nutzung von Strom in Stromspeichertechnologien, da diese

⁵⁹ Dies ermöglicht im Zuge nachgelagerter Flexibilitätsanalyse eine klare Identifikation des Beitrags verbraucherseitiger Optionen zur Flexibilitätsbedarfsdeckung.

Nutzungsformen ebenfalls den Flexibilitätstechnologien zugerechnet werden, hier jedoch im Gegensatz zu obig genannten verbraucherseitigen Flexibilitätsoptionen kein vordefinierter Grundbedarf besteht. Die Residuallast zeigt folglich jenen Teil der Last, welcher durch zusätzliche Flexibilitätsoptionen (Kraftwerke, Speichersysteme etc.) gedeckt werden muss. Die Residuallast kann hierbei sowohl positiv, im Falle einer zu deckenden Fehlmenge, also auch negativ ausfallen. Letzteres tritt auf, wenn die Stromerzeugung aus volatilen Erneuerbaren größer als die zu deckende Stromnachfrage ist. Die Residuallast und folglich ebenso der Flexibilitätsbedarf ist hier geprägt von zeitlichen Schwankungen, sowohl in der kurzen Frist – also etwa die Schwankungen der Residuallast innerhalb eines Tages oder einer Woche – als auch in der langen Frist, wo typischerweise saisonale Muster innerhalb eines Jahres erkennbar sind.

Quantifizierung des Flexibilitätsbedarfs für verschiedene Zeiträume

Die Residuallast und folglich ebenso der Flexibilitätsbedarf ist hier geprägt vom Jahresbedarf und von den zeitlichen Schwankungen, sowohl in der kurzen Frist – also etwa die Schwankungen der Residuallast innerhalb eines Tages oder einer Woche – als auch in der langen Frist, wo typischerweise saisonale Muster innerhalb eines Jahres erkennbar sind. Um den kurzfristigen und langfristigen Flexibilitätsbedarf zu unterscheiden, wurde der Flexibilitätsbedarf in vier Schwankungsperioden und in Bezug auf den Jahresbedarf untergliedert sowie anschließend bewertet. Die kurzfristigste Ebene ist hierbei ein Tag, gefolgt von einer Woche, einem Monat und, am langfristigen Ende, einem Jahr.

Die Definition des täglichen und wöchentlichen Flexibilitätsbedarfs wurde von einer aktuellen Studie der Europäischen Kommission zum Thema stromseitiger Flexibilität übernommen (EC, 2017), in welcher der Flexibilitätsbedarf für drei Zeiträume dargelegt wurde (d.h. täglich, wöchentlich und jährlich). In der vorliegenden Studie wurde für die Ermittlung des langfristigen, also jährlichen Flexibilitätsbedarfs ein anderer Ansatz verfolgt, um mittelfristige Schwankungen hierin zu inkludieren. Es wurde zusätzlich zum täglichen, wöchentlichen und jährlichen auch der monatliche Flexibilitätsbedarf definiert und ermittelt. Nachfolgend werden diese Begrifflichkeiten eingehend erläutert. Es sei betont, dass zusätzlich zum Ausgleich der kurz- bis langfristigen Schwankungen der Residuallast auch die Jahresbilanz an residualer Energie im Strommarkt bereitgestellt werden muss.

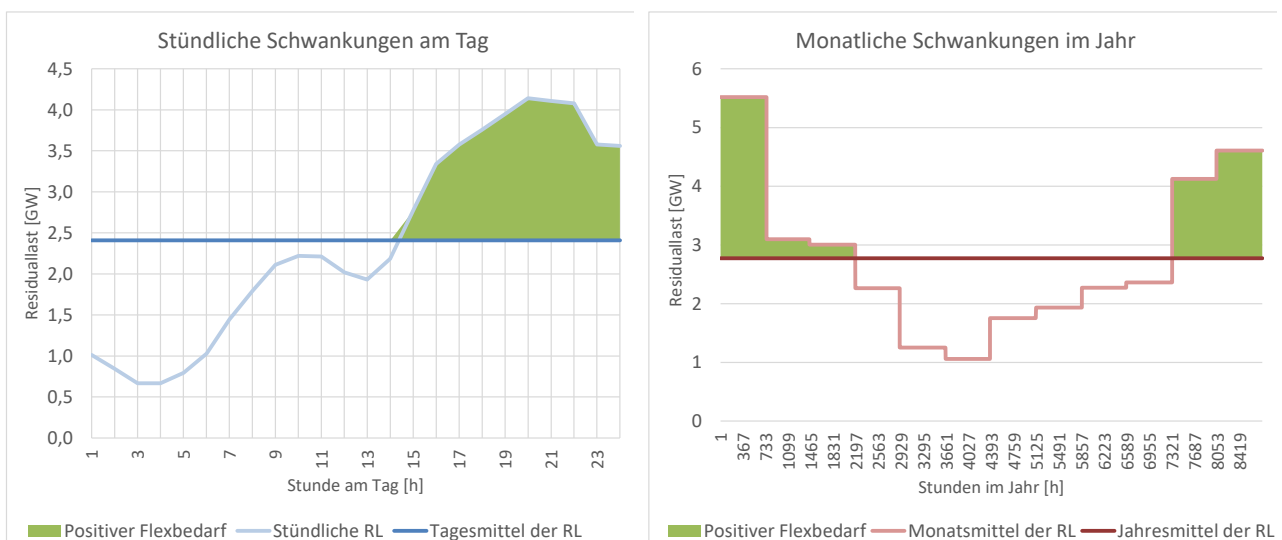


Abbildung 33: Definition des Flexibilitätsbedarfs zum Ausgleich der stündlichen Schwankungen am Tag (links) und der monatlichen Schwankungen im Jahr (rechts) auf Basis historischer Erzeugungs- und Verbrauchsdaten für Österreich im Jahr 2020 (Quelle: basierend auf (ENTSO-E, 2021a))

- **Stündliche Schwankungen am Tag:**

Der Flexibilitätsbedarf zum Ausgleich der stündlichen Schwankungen misst die stündlichen Schwankungen innerhalb eines Tages. Er wird als Summe der positiven stündlichen Abweichungen der Residuallast vom jeweiligen Tagesmittelwert der Residuallast berechnet. Zur Ermittlung des täglichen Flexibilitätsbedarfs innerhalb eines Jahres erfolgt nachfolgend das Aufsummieren dieser über alle Tage eines Jahres.

Die grüne Fläche in Abbildung 33 (links) zeigt beispielhaft den positiven Flexibilitätsbedarf zum Ausgleich der stündlichen Schwankungen für einen repräsentativen Wintertag. Das Ergebnis wird als Energiemenge pro Tag (z. B. MWh/Tag) quantifiziert. Die Summe der täglichen Flexibilitätsbedarfe über alle 365 Tage des Jahres zeigt den gesamten Flexibilitätsbedarf zum Ausgleich der kurzfristigen

stündlichen Schwankungen (gemessen am jeweiligen Tagesmittel), der innerhalb eines Jahres (ausgedrückt in GWh oder TWh pro Jahr) gedeckt werden muss.

- **Tägliche Schwankungen in der Woche:**

In Anlehnung an den Ansatz zur Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs zum Ausgleich der stündlichen Schwankungen am Tag wird auch der Flexibilitätsbedarf zum Ausgleich der täglichen Schwankungen in der Woche berechnet. Dieser misst folglich die täglichen Schwankungen innerhalb einer Woche. Der wöchentliche Flexibilitätsbedarf über das Jahr wird berechnet, in dem die stündlichen positiven Abweichungen der Tagesmittelwerte der Residuallast vom Wochenmittelwert der Residuallast über das Jahr summiert werden (Angaben in Energiemengen GWh oder TWh).

- **Wöchentliche Schwankungen im Monat:**

In analoger Form lässt sich der Flexibilitätsbedarf zum Ausgleich der wöchentlichen Schwankungen bemessen am Monatsmittel berechnen. Der ggf. als „monatlicher Flexibilitätsbedarf“ bezeichnete Indikator zur Bemessung der Flexibilität in der mittleren Frist lässt sich ebenso als Jahressumme angeben. Hierfür werden die stündlichen positiven Abweichungen der Wochenmittelwerte der Residuallast vom jeweiligen Monatsmittelwert der Residuallast über das Jahr aufsummiert.

- **Monatliche Schwankungen im Jahr:**

Der salopp als „jährlicher Flexibilitätsbedarf“ bezeichnete Indikator zur Bemessung der Flexibilitätserfordernisse in der langen Frist misst die monatlichen Schwankungen im Vergleich zum Jahresmittel. Er wird analog zu oben aus der kumulierten Summe der stündlichen Werte der positiven Abweichungen der monatlichen Mittelwerte der Residuallast vom Jahresdurchschnitt der Residuallast ermittelt. Der Flexibilitätsbedarf ist also die grüne Fläche in TWh wie in Abbildung 33 (rechts) dargestellt. Der „jährliche Flexibilitätsbedarf“ kennzeichnet folglich die gegebenenfalls notwendige saisonale Verschiebung der Stromproduktion, beispielsweise im Falle einer Überproduktion im Sommerhalbjahr und einer Unterdeckung im Winter.

- **Jahressumme der Residuallast:** Neben den Schwankungen der Residuallast in verschiedenen Zeitskalen ist die Bereitstellung Jahressumme der Residuallast von grundlegender Bedeutung. Müllverbrennungsanlagen die das ganze Jahr konstant betreiben werden, tragen nichts dazu bei, die Variabilität der Residuallast zu decken, aber sehr wohl zur Deckung des Jahresbedarfes an Residuallast.

Analyse der Bereitstellung von Flexibilität:

Die Untersuchung sowie auch konkret die Berechnung der Bereitstellung der erforderlichen Systemflexibilität wird am Beispiel der monatlichen Schwankungen im Vergleich zum Jahresmittelwert der Residuallast erläutert. Für eine umfassende formale Beschreibung und Herleitung der Definition der Residuallast bzw. deren Deckung sei auf den Anhang zu diesem Bericht verwiesen.

Wir definieren dazu die „*RL_Mon_Plusstunden*“ als jene Stunden t des Jahres, in denen

$$(Monatsmittelwert\ der\ Residuallast[t] - Jahresmittelwert\ der\ Residuallast) > 0$$

ist. Der „jährliche Flexibilitätsbedarf“ (die grüne Fläche in der rechten Grafik in Abbildung 33) kann damit wie folgt berechnet werden:

$$\begin{aligned} & \text{Summe (Monatsmittelwert der } RL[t] - \text{Jahresmittelwert der } RL) \\ & \text{für alle Stunden } t \text{ in } RL_Mon_Plusstunden \end{aligned}$$

Da wie oben beschrieben gilt:

$$\begin{aligned} \text{Residuallast} = & \\ & \text{Erzeugung thermische Kraftwerke (KW)} \\ & + \text{Speicherwasserkraft (d.h. Erzeugung - Pumpstrom)} \\ & + \text{Batteriespeicher (d.h. Stromabgabe - Stromaufnahme)} \\ & + \text{Nettostromimporte (d.h. Import - Export)} \\ & - \text{Summe (gesteuerte Lasten}[t] - \text{Lastprofil_ungesteuert}[t]) \end{aligned}$$

Es ergibt sich:

„Jährlicher Flexibilitätsbedarf“ =

Summe (Monatsmittelwert der Residuallast[t] – Jahresmittelwert der Residuallast)

für alle Stunden t in RL_Mon_Plusstunden

=

Summe über alle „RL_Mon_Plusstunden“ von (Monatsmittelwert der Erzeugung thermischer KW - Jahresmittelwert der Erzeugung thermischer KW)

+ Summe über alle „RL_Mon_Plusstunden“ von (Monatsmittelwert der Speicherwasserkraft - Jahresmittelwert Speicherwasserkraft) +

+ Summe über alle „RL_Mon_Plusstunden“ von (Monatsmittelwert der Batteriespeicher - Jahresmittelwert Batteriespeicher) +

+ Summe über alle „RL_Mon_Plusstunden“ von (Monatsmittelwert von (Import - Export) - Jahresmittelwert (Import - Export)) -

- Summe über alle „RL_Mon_Plusstunden“ von (Monatsmittelwert von Strombezug Wasserstoff etc. - Jahresmittelwert Strombezug Wasserstoff) usw.

Als Fazit kann somit festgehalten werden, dass der Flexibilitätsbeitrag einer Technologie zum Ausgleich der monatlichen Schwankungen der Residuallast im Jahr als Summe über alle „Residuallast Plusstunden“ des (Monatsmittelwerts der Technologie - Jahresmittelwert Technologie) berechnet werden kann. Die Betrachtung der Minusstunden ergibt keine neue Information, da der Mittelwert die Summe über alle Stunden ist (d.h. Summe der Plusstunden plus die Summe über die Minusstunden).

Abbildung 34 veranschaulicht beispielhaft die Ergebnisse zum technologiespezifischen Flexibilitätsbeitrag einzelner Optionen, ermittelt unter Anwendung der obig skizzierten Berechnungsformeln auf Basis realer historische Strommarktdaten für Österreich im Jahr 2020. Hierbei kann der ggf. stattgefundenene Einsatz verbraucherseitiger Flexibilitätsoptionen (z.B. Lastverschiebung in Industrie) nicht berücksichtigt werden, da hierzu die Strommarktstatistik keine Daten bereitstellt. Zusätzlich zur Angabe der zeitlichen Schwankungen der residualen Last zeigt diese Grafik auf der rechten Seite die kumulierte residuale Last, welche historisch im Jahr 2020 auftrat, bzw. deren Deckung auf Basis der verfügbaren Flexibilitätsoptionen. Die der grafischen Darstellung zugrundeliegenden Daten sind im Anhang, konkret in Tabelle A-6, zu finden.

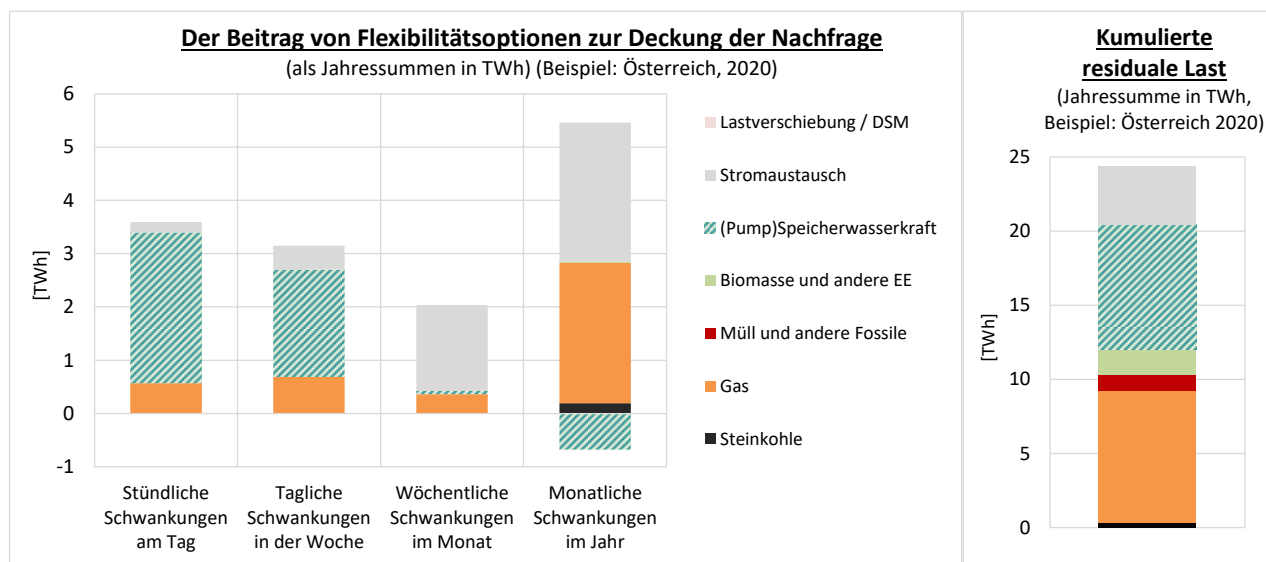


Abbildung 34: Darstellung der Flexibilitätsbedarfsindikatoren und der technologiespezifischen Bereitstellung dieser Flexibilität (beispielhaft auf Basis historischer Erzeugungs- und Verbrauchsdaten für Österreich im Jahr 2020 (Quelle: basierend auf (ENTSO-E, 2021a))

3.1.2.2 Das Energiesystemmodell HiREPS

Für die Modellierung des Energiemarktes wird das Strommarktmodell HiREPS verwendet, welches im nachfolgenden Absatz im Detail vorgestellt wird. Überblicksweise kann festgehalten werden, dass HiREPS eine detaillierte modellhafte Abbildung des österreichischen Stromsystems, eingebettet in das europäische Verbundsystem, ermöglicht. Die Lastflussrechnung im europäischen Strommarkt erfolgt dabei mit im Regelfall einem Knoten pro Land, wobei die Stromsysteme Österreichs und Deutschlands mit hohem Detailgrad

simuliert (sich z.B. Abbildung 36) werden. Die Modellierung der Erzeugung und des Verbrauchs erfolgt in stündlicher Auflösung.

Charakteristika des Energiesystemmodells HiREPS:

HiREPS (High Resolution Power System Model) ist ein seitens der TU Wien entwickeltes und am AIT weitergeführtes lineares Optimierungsmodell basierend auf einer stündlichen Auflösung von Nachfrage, Angebot und Speichereinsatz. Im Modellsystem enthalten ist ein hochdetailliertes Wasserkraftmodell und ein dynamisches Modell zur Simulation der thermischen Kraftwerke (inklusive der Anfahrkosten und der Verringerung des Wirkungsgrades bei Lastreduktion) sowie zur Erzeugung der variablen erneuerbaren Energieträger Wind und Photovoltaik.

Das Modell kann sowohl als Simulations- als auch als Optimierungsmodell für den Stromsektor betrieben werden. Wie in zahlreichen Studien bewiesen, erlaubt das Modell detaillierte Analysen von physikalischen Möglichkeiten und Grenzen der Integration erneuerbarer Energien in bestehende Stromsysteme.

Das Modell umfasst die wichtigsten Aspekte von Stromsystemen mit einem hohen Anteil von (variablen) erneuerbaren Energien, wie:

- Zeitliche und räumliche Schwankungen der erneuerbaren Energieerzeugung
- Thermische Limits des physikalischen Stromnetzes (inkl. Lastfluss gemäß Kirchhoffschem Gesetz)
- Technische Beschränkungen der Betriebsweise von thermischen Kraftwerken
- Detaillierte Abbildung von hydroelektrischer Erzeugung inklusive Speicherketten

Eine typische Anwendung für das Modell ist die Kalkulation der geographischen Verteilung von Windkraftwerken, Photovoltaik-Anlagen und Solarthermie-Anlagen innerhalb einer untersuchten Region sowie der daraus resultierenden stündlichen Erzeugung. Zusätzlich werden auch die Produktion von thermischen Kraftwerken und Wasserkraftwerken sowie die sich daraus ergebenden stündlichen Strompreise und Auslastungen von Übertragungsnetzkapazitäten abgebildet.

Ein schematischer Überblick über die Struktur von HiREPS ist in Abbildung 35 dargestellt. Angeführt sind auch die relevanten Eingangsparameter und die Kernelemente der Modellierung wie Angebot und Nachfrage, Speicher und Treibhausgasemissionen (CO₂), sowie deren Interaktion. Im unteren Bereich der Grafik findet man auch beispielhafte Ergebnisse des Modells.

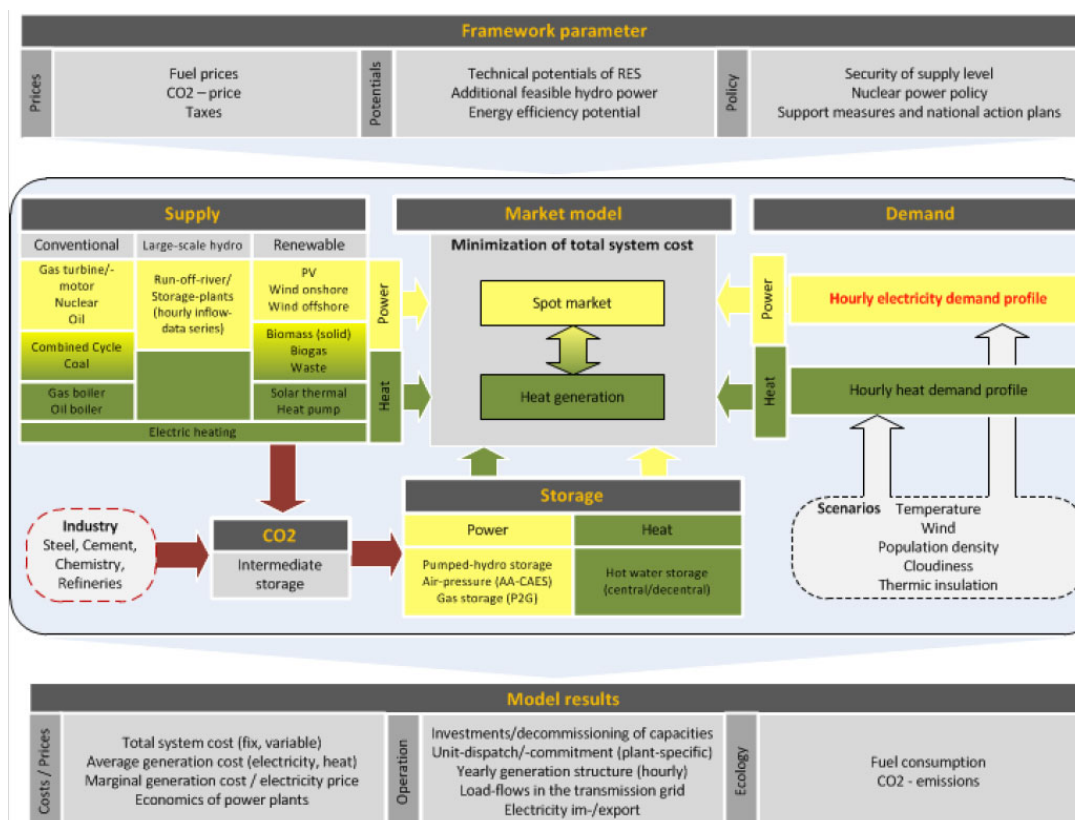


Abbildung 35: Schematischer Aufbau des Simulationsmodells HiREPS (Stromsektor)

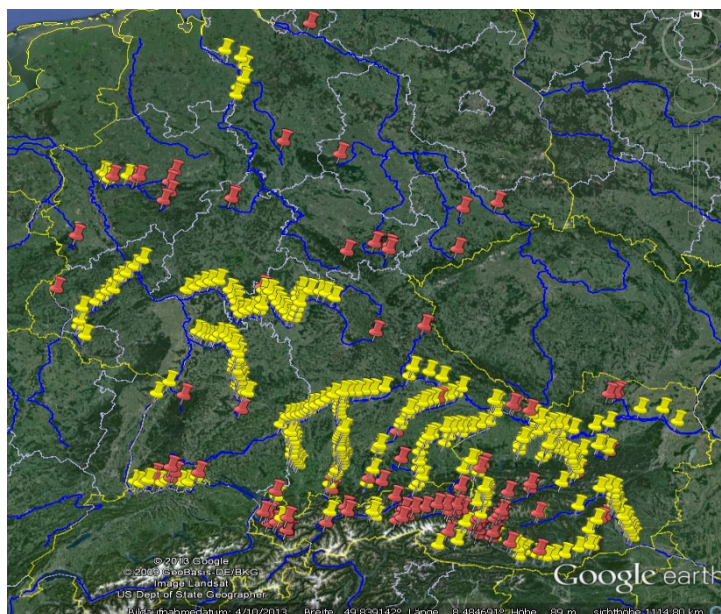


Abbildung 36: Modellierte Wasserkraftwerke in Österreich und Deutschland (Rot (Pump-) Speicher-KW, Gelb: Laufwasserkraftwerke)

Im Modell sind alle Wasserkraftwerke > 10 MW für Österreich und Deutschland (aufgrund der engen Vernetzung des heimischen mit dem deutschen Strommarkt) detailliert abgebildet (siehe Abbildung 36). Neben der Stromerzeugung erfolgt für Österreich und Deutschland auch eine hochdetaillierte Abbildung der Sektorkopplung im Zuge der modellbasierten Optimierung. Die Sektorkopplung ist für alle im Rahmen dieser Studie erhobenen diesbezüglichen Flexibilitätsoptionen (d.h. Boiler und Wärmepumpen dezentral und in der Fernwärme, Elektromobilität, Wasserstoff und verschiedene Sektoren des industriellen, gewerblichen und privaten Lastmanagements) im Modell implementiert.

3.1.2.3 Überblick zu den untersuchten Szenarien

Es werden **zwei zentrale Szenarien** untersucht:

- das Szenario „Normaljahr 2030“ dient zur wirtschaftlichen Bewertung der betrachteten Flexibilitätsoptionen. Es zeigt deren Ausbau (falls erforderlich), bzw. deren Einsatz unter durchschnittlichen meteorologischen Rahmenbedingungen, welche sowohl die Nachfrage als auch die Stromerzeugung von variablen Erneuerbaren beeinflussen.
- das Szenario „Extremjahr 2030“ mit einer Dunkelflaute im Jänner analog zu Ereignissen im Jahr 2017 dient als erste Indikation zur Bewertung der Versorgungssicherheit⁶⁰. Hierbei werden als erschwerende Randbedingung (im Sinne eines „Stresstests“) bei Pumpspeicher- und

⁶⁰ Im Sinne der Gewährleistung hoher Versorgungssicherheit ist es notwendig, auch eine Extremsituation bei der Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs modellhaft zu untersuchen. In der österreichischen Diskussion ist hier insbesondere die Betrachtung einer „Dunkelflaute mit Niedrigwasser“ von Relevanz:

Aufgrund von Schwachwind, Flauten und wetter- oder jahreszeitbedingter Dunkelheit kann die Stromerzeugung aus Wind- und Solarkraft auch über einen längeren Zeitraum gering sein. Wenn dieser Zustand über mehrere Tage andauert, spricht man von einer Dunkelflaute. Tritt eine solche Situation im Winter auf, bei der ein längerfristig geringes Angebot erneuerbarer Energien und eine witterungsbedingte besonders hohe Nachfrage aufeinandertreffen, spricht man auch von einer „kalten Dunkelflaute“ (energie-experten.org, 2021).

In dieser Analyse wird im Szenario „Extremjahr“ eine zweiwöchige Dunkelflautenperiode zugrunde gelegt, was dem Ausmaß der Dunkelflaute des Jahres 2017 entspricht. Die bekannteste kalte Dunkelflaute in den letzten Jahren ist im Raum Österreich-Deutschland im Jänner 2017 vorgekommen. Zwischen dem 16. und 25. Jänner 2017 war das Wetter in Deutschland (und Österreich) von Nebel und Windstille geprägt. So speisten von 91 GW installierten Wind- und Solaranlagen in Deutschland nur 4,6 GW ins Netz ein (Next Kraftwerke, 2021). In diesem Zeitraum war Österreich trotz massiven Einsatzes aller verfügbaren kalorischen Kapazitäten bei der Deckung des Energiebedarfs importabhängig (500 GWh Import in den Wintertagen zwischen dem 16. und 29. Januar 2017) (E-Control, 2018).

Speicherkraftwerken die Speicherfüllstände vor Einsetzen der Dunkelflaute zusätzlich auf den historisch betrachtet niedrigsten repräsentativen Wert gesetzt.

Ergänzend zur Analyse der beiden zentralen Szenarien wird im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse der Einfluss des künftigen Preises von Emissionsrechten im europäischen Emissionshandelssystem (EU EHS) auf die Auswahl und den Einsatz der Flexibilitätsoptionen untersucht. Hierzu wird im Vergleich zum Standardfall, im Zuge dessen ein künftiger (2030) CO₂ Preis von 60 €/t CO₂ angenommen wird, sowohl ein niedriger (44 €/t CO₂), als auch ein hoher CO₂ Preis (120 €/t CO₂) unterstellt.

Des Weiteren wird eine Sensitivitätsbetrachtung vorgenommen, in der eine größere Verfügbarkeit von Großbatteriespeichern zur Teilnahme am Strommarkt unterstellt wird. Konkret wird im Sensitivitätsszenario „Großbatterie“ die Auswirkung von einer vordefinierten Anzahl an flexiblen Batterien auf die Flexibilitätsbedarfsdeckung im Energiemarkt analysiert. Dabei wird die installierte Leistung der Batterien mit 2.469 MW aus dem Netzentwicklungsplan 2020 (APG, 2020b) als gegeben angenommen. Es wird berücksichtigt, dass davon 1.013 MW Prosumer-Batterien unflexibel (da eigenverbrauchsoptimiert) sind und folglich die verbleibenden 1.456 MW an Großbatterien bei Bedarf auch im Spotmarkt agieren können. Die Speicherkapazität der Batterien wird modellendogen kostenbasiert optimiert⁶¹.

Wettereinflüsse in den betrachteten Szenarien:

Das Wetter beeinflusst sowohl die Nachfrage als auch die volatile Erzeugung aus Wind-, PV- und Wasserkraft, die in den Szenarien simuliert werden. Aufgrund der antizipierten hohen Ausbaurate volatiler Erneuerbarer hat der Wettereinfluss, speziell für den heimischen, aber auch beispielsweise für den deutschen Strommarkt, eine besondere Bedeutung. Diesem Umstand wird, wie obig zur Geltung gebracht wurde, bereits in der Definition der Szenarien besondere Beachtung geschenkt. Nachfolgend wird die hierbei getroffene Spezifikation hinsichtlich unterstellter Wetterjahre erklärt.

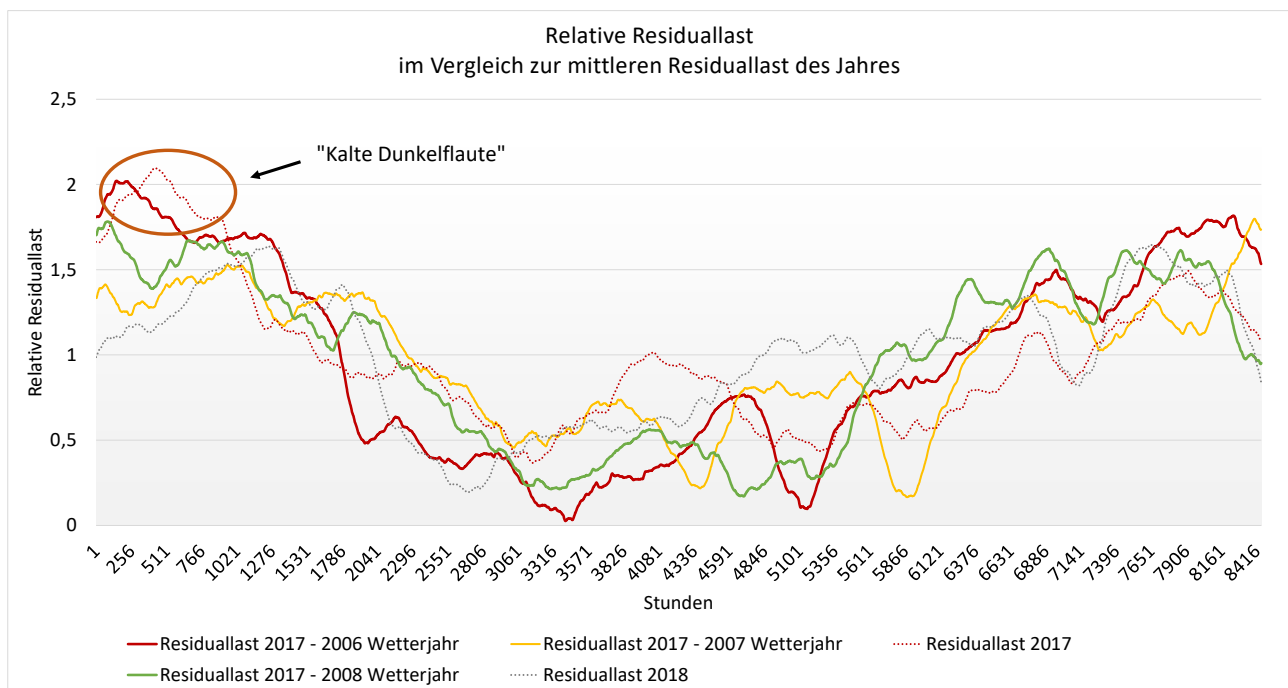


Abbildung 37: Residuallast (relativ zur durchschnittlichen Residuallast des Wetterjahres) im zweiwöchig symmetrisch gleitenden Mittel für die Wetterjahre 2006, 2007 und 2008 auf Basis der Nachfrage und des Kraftwerkparks gemäß Status Quo (Status 2017) – inkl. Vergleich mit realen Residuallasten in den Jahren 2017 und 2018 (Quelle: Eigene Analysen basierend auf (APG, 2018) und (Eurostat, 2018))

Abbildung 37 veranschaulicht die unterschiedlichen Charakteristika der Wetterjahre 2006 bis 2008. Dargestellt ist hierin jeweils die österreichische Residuallast (welche nach Abzug der Erzeugung aus PV, Wind und Laufwasserkraft gedeckt werden muss) im symmetrisch gleitenden Mittel der Residuallast für den Zeitraum von zwei Wochen. Dabei werden für Wind und PV die installierten Kapazitäten 2017 (APG, 2018) verwendet

⁶¹ Als untere Schranke der Speicherkapazität wurde im Zuge der modellendogenen Optimierung eine Stunde angenommen, da kleinere Speicherkapazitäten in einem stündlichen Marktmodell nicht sinnvoll modelliert werden können.

(1.696 MW Wind und 1.031 MW PV) und auf Basis der Wetterdaten der Jahre 2006 bis 2008 eine Erzeugung simuliert. Die Nachfragezeitreihen der Jahre 2006 bis 2008 werden dabei so skaliert, dass die Gesamtnachfrage der des Jahres 2017 entspricht. Die Laufwasserkrafterzeugungszeitreihen der Jahre 2006 bis 2008 werden ebenfalls entsprechend der historischen Entwicklung hochskaliert (Eurostat, 2018).

Abschließend sind zu Vergleichszwecken reale Residuallasten der Jahre 2017 und 2018 dargestellt, für deren Berechnung die Nachfrage- und Erzeugungszeitreihen von (APG, 2018) verwendet werden.

Ende Jänner bis Anfang Februar 2017 ist ein mehrwöchiger Abschnitt mit sehr hoher Residuallast zu beobachten. Eine ähnliche Situation lässt sich auch mit den Wetterdaten von 2006 beobachten. Im Jahr 2017 betrug die höchste wöchentlich gemittelte Residuallast 6.959 MW bei einer mittleren Residuallast von 3.291 MW in diesem Jahr, mit dem Wetterjahr 2006 beträgt dieser Wert 6.246 MW bei einer mittleren Residuallast von 2.931 MW.

Hinsichtlich der Festlegung von Wetterjahren werden folgende Spezifikationen getroffen:

- **Das Wetter des Jahres 2008 im Szenario „Normaljahr 2030“:** In diesem Szenario wird das Jahr 2008 als Referenzwetterjahr verwendet, da es am besten dem langjährigen Mittelwert entspricht. Um kleine Abweichungen auszugleichen werden für das Referenzjahr 2008 die realen Wind-, PV- und Wasserkrafterzeugungszeitreihen skaliert, um dem langjährigen Mittelwert genau zu entsprechen.
- **Das Wetterjahr des Jahres 2006 im Szenario „Extremjahr 2030“:** Mit der Zugrundelegung des Wetterjahres 2006 im Szenario „Extremjahr 2030“ wird das Eintreten einer „Dunkelflaute“ in der vorliegenden Studie abgebildet.

3.1.3 Annahmen

Die Modellierung des Stromsystems im Jahr 2030 fußt auf einer umfangreichen Datenrecherche und Datenaufbereitung. Zentrale Annahmen werden im Rahmen dieses Abschnitts vorgestellt. Dabei wird im Allgemeinen folgender Ansatz verfolgt:

- Annahmen zu allgemeinen Energiepreistrendentwicklungen basieren auf dem aktuellen ENTSO-E Ten-Year-Network Development Plan (TYNDP) 2020 ((ENTSO-E, 2021). Dasselbe gilt für Annahmen zur künftigen Entwicklung des Stromsystems hinsichtlich Nachfrage und Erzeugungsmix in Österreichs Nachbarländern, siehe Tabelle 38.
- Das UBA-WAM/NEKP (Umweltbundesamt, 2019) dient als Datenbasis für Österreich hinsichtlich der Stromnachfrage und deren Dekomposition (z.B. in Elektromobilität, Umwandlungseinsatz etc.) sowie des Ausbaus erneuerbarer Energien, da dieses aus heutiger Sicht am besten geeignet erscheint, die Ziele gemäß dem österreichischen Nationalen Energie und Klimaplan abzubilden, und am ehesten im Einklang mit dem kürzlich im Parlament beschlossenen Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) steht. Detailannahmen hierzu sind in Tabelle 38 aufgelistet.

Tabelle 38: Szenario-Annahmen

Thema	Annahme
Datenquelle allgemein bzw. Rest-EU (mit Ausnahme von Österreich)	
Energieszenario (im Allgemeinen)	TYNDP2020 NT2030
Energiepreise	TYNDP2020 NT2030 in €/GJ: <ul style="list-style-type: none"> • Uran 0,47 • Braunkohle 1,1 • Steinkohle 4,3 • Fracking-Öl 2,3 • Erdgas 6,91 • Schweröl 14,63 • Leichtöl 20,51
CO ₂ -Preis	60 €/t CO ₂ ; Sensitivitätsanalyse zu niedrigem (44 €/t CO ₂) und hohem (120 €/t CO ₂) CO ₂ -Preis
Stromnachfrage	Gemäß TYNDP2020 NT2030 auf Länderebene
Installierte Kraftwerksleistungen	Gemäß TYNDP2020 NT2030 auf Länderebene
Erzeugung von Erneuerbaren	Gemäß TYNDP2020 NT2030 auf Länderebene

Speichertechnologien (Power-to-H ₂ , Batteriespeicher)	Gemäß TYNDP2020 NT2030 auf Länderebene
Übertragungsnetz - NTC Werte	80 % der TYNDP2020 NT2030 Werte. Ausnahme: Die 5400 MW zwischen AT und DE sind voll inkludiert, da die Markttrennung durch ACER vorgeschrieben und nicht direkt durch die Kapazitäten der Grenzleitungen begründet ist. Zu beachten ist bezüglich der 5400 MW, dass die Kraftwerke der Illwerke sowie die Sellrain-Silz Gruppe der Tiwag dem deutschen Marktgebiet zugeordnet sind ⁶² .
Kalkulatorischer Zinssatz	3,13 % (vor Steuer, real) ⁶³
Andere Datenquelle für Österreich:	
Stromnachfrage (gesamt)	85,2 TWh (UBA-WAM/NEKP)
Hiervon: Unternehmenseigener Verbrauch gedeckt durch eigene Anlagen (nicht im öffentlichen Netz)	8,1 TWh (UBA-WAM/NEKP)
Stromnachfrage öffentliches Netz	77,1 TWh (UBA-WAM/NEKP)
Hiervon: Eigenverbrauch Kraftwerke im öffentlichen Netz	1,2 TWh Mittelwert aus E-Control Statistiken
Hiervon: Umwandlungseinsatz (H ₂)	1,2 TWh (UBA-WAM/NEKP)
Hiervon: E-Autos	2,6 TWh Annahme siehe Kapitel 2.4
Hiervon: Pumpspeicherverluste	1,3 TWh Simulationsergebnis
Stromaufbringung:	EE-Erzeugung vordefiniert, bei Fossilen nur Kapazitäten als Basis (UBA-WAM/NEKP)
Details zur EE-Aufbringung:	(gemäß UBA-WAM/NEKP)
• Wasserkraft	43,9 TWh
• Biomasse, Biogas und Geothermie	2,8 TWh
• Müllverbrennung	1,0 TWh
• PV	11,6 TWh
• Wind	16,7 TWh

Nachfolgend werden ergänzend zu obigen Ausführungen Details zur modellhaften Abbildung der Flexibilitätsoptionen in Österreich im Jahr 2030 dargestellt:

1) Erzeuger

- Der Ausbau der Erzeuger und die entsprechenden Flexibilitätspotentiale stehen im Einklang mit den Ausführungen in Kapitel 2.1. Im Zuge der Energiemarktmodellierung bzw. der Ergebnisdiskussion werden Erzeuger auf Technologieebene aufgeschlüsselt, ggf. in entsprechenden Kategorien subsummiert.
- Abregelung von Wind, Photovoltaik und Laufwasser ist als Flexibilitätsmaßnahme im Modell möglich (zu Kosten von 20 €/MWh – Herleitung siehe Kapitel 2.1.3)
- Thermische Kraftwerke werden flexibel eingesetzt, unter Beachtung der Vorgaben hinsichtlich der Wärmenachfrage bei Kraftwärmekopplungsanlagen. Bei Biomasse, Biogas und Müllverbrennung wird die Flexibilität zusätzlich durch die Vorgaben hinsichtlich der Jahresstromerzeugung (gemäß UBA-WAM/NEKP) eingeschränkt.

⁶² Bei der Erhebung der Flexibilitätspotentiale in diesem Projekt und den Darstellungen der Ergebnisse in Abschnitt 3.1.4 wird aber die gesamte öffentliche Stromerzeugung in Österreich dargestellt, also inklusive Illwerke und Sellrain-Silz Gruppe. Die Stromnachfrage in Vorarlberg ist bei der Markttrennung Österreich zugeordnet.

⁶³ Im Einklang mit (Resch, et al., 2021) wird für risikobehaftete Investitionen im Strommarkt ein kalkulatorischer Zinssatz in Höhe von 3,13 % (real, vor Steuer) unterstellt. Dies widerspiegelt bei einem Eigenkapitalanteil von 25 % Eigenkapitalkosten von 12 % (nominal, vor Steuer), während für langfristig geliehenes Fremdkapital gemäß heute üblichen Marktkonditionen nominal 2,37 % (nominal, vor Steuer) angenommen werden.

- Investitionen in zusätzliche Gaskapazitäten sind im Modell möglich, falls zur Flexibilitätsbereitstellung erforderlich. Hierfür werden bei einer Abschreibedauer von 20 Jahren folgende Annahmen zu Investitionskosten getroffen (siehe beispielsweise Daten der dänischen Energieagentur⁶⁴):
 - Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk (GuD): 818 €/kW,
 - GuD mit Kraftwärmekopplung: 859 €/kW und
 - Gasturbinenkraftwerk: 507 €/kW

2) Import & Export

- Der Ausbau der internationalen Übertragungsnetze und deren Beitrag zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs im heimischen Energiemarkt steht im Einklang mit den Ausführungen in Kapitel 2.2 dieses Berichts. Im Zuge der Energiemarktmodellierung bzw. der Ergebnisdiskussion wird der internationale Stromaustausch im Detail nach Import und Export aufgeschlüsselt bzw. ggf. dessen Beitrag zur Flexibilitätsbereitstellung als „Stromaustausch“ bezeichnet.
- Eine Nutzung von 80 % der NTC Kapazitäten von (ENTSO-E, 2021) ist im Modell erlaubt. Für Details zu NTC Kapazitäten siehe Kapitel 2.2.

3) Wärmepumpen & Elektroboiler für Gebäude und gewerbliches Lastmanagement

- Die Flexibilisierung der Nachfrage erfolgt in Abhängigkeit vom Strompreis. Die Simulation erfolgt im Modell mit Nachfrageprofilen unter Berücksichtigung der in Tabelle 39 angeführten Daten, im Einklang mit den Ausführungen in den Abschnitten 2.3 und 2.6. Diese Kategorie wird in der Energiemarktmodellierung bzw. der entsprechenden Flexibilitätsanalyse als „Lastmanagement HH+Gewerbe“ bezeichnet.
- Für die Marktmodellierung wurden die einzelnen Flexibilitätspotentiale jeweils über einen fiktiven Ersatzspeicher abgebildet. Dazu wurde für jenen Anteil an Anlagen, der tatsächlich flexibel betrieben werden kann, die installierte Leistung mit der maximal möglichen Abrufdauer multipliziert, um auf eine Speichergröße in MWh (elektrisch) zu kommen. Für die Heizungswärmepumpen wurde dabei noch zwischen den beiden Gebäudetypen Neubau und saniertes Bestandsgebäude unterschieden (siehe auch Abschnitt 2.3).

Tabelle 39: Annahmen zur Flexibilisierung der im Jahr 2030 bestehenden Nachfrage bei Wärmepumpen und Elektroboiler für Gebäude und Gewerbe

	Boiler (Brauchwasser)	Wärmepumpe (Brauchwasser)	Wärmepumpe (Heizung)	Gewerbe
Installierte Leistung [MW _e]	1176	131	2909	692
Gesamtjahresenergiebedarf [GWh _e]	2632	478	3163	2831
Anteil gesteuert %	10 %	30 %	30 %	34 %
"Speichergröße für gesteuerte" [MWh _e]	164	210	2494	599

- Des Weiteren sei erwähnt, dass im Zuge der Energiemarktmodellierung auch im Fernwärmebereich ein gewisser Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsystems unterstellt wurde. Konkret können in der Modellierung ergänzend zu klassischen Fernwärmeerzeugern auch Großwärmepumpen und Elektroheizer zur Anwendung kommen können, falls eine Investition in diese Technologien unter den gegebenen Rahmenbedingungen wirtschaftlich erscheint. Deren Einsatz ist aber im Jahr 2030 vergleichsweise gering, wie der Blick auf entsprechende Ergebnisse offenbart – siehe Abschnitt 3.1.4.

4) E-Mobilität

- Im Einklang mit Abschnitt 2.4 wird für E-Autos die Annahme getroffen, dass 2030 25 % der E-Autos Flotte gesteuert geladen wird. Für das gesteuerte Laden werden im Modell

64

<https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and>

Fahrprofile auf Basis vorheriger Mobilitätshebungen generiert. 25 % der E-Autos werden folglich im Modell aus Sicht des Strommarkts optimal hinsichtlich des Ladeverhaltens betrieben, also abhängig vom Strompreis geladen.

5) Industrieflexibilität

- Die Flexibilisierung der Nachfrage im Industriesektor (Papier/Holz, Zement, Chlor, Luftzerlegung) erfolgt abhängig vom Strompreis. Die Simulation erfolgt im Modell unter Berücksichtigung der in Tabelle 40 angeführten Restriktionen. (Für weitere Details hierzu siehe Abschnitt 2.5). Der Beitrag der Industrie zur Flexibilisierung des Energiemarkts wird in der nachfolgenden Modellierung als „Lastmanagement Industrie“ bezeichnet.

Tabelle 40: Annahmen zur Flexibilisierung der im Jahr 2030 bestehenden Nachfrage in relevanten Industriesegumenten

	Mühlen	Stoffaufbereitung	Papiermaschine	Chlor	Luftzerlegung
Installierte Leistung [MW]	63	230	435	30	50
Speichergröße [MWh]	3915	1575	8874	1296	9589
Mittlere Nachfrage [MW]	38	131	370	27	40
Kommentar	Saisonal variierende Zementnachfrage (6 Wochen Winterpause bei Temperaturen unter 0 °C), Mindestbetriebsdauer: 4 h		70 % Mindestlast	50 % Mindestlast	50 % Mindestlast

6) Power-to-Gas (Wasserstoff)

Im Einklang mit den Ausführungen in Abschnitt 2.7 werden hinsichtlich der Wasserstoffproduktion folgende Annahmen getroffen:

- In der Strommarktmodellierung resultiert der künftige Bedarf an Wasserstoff einerseits aus der Vorgabe des Umwandlungseinsatzes (H₂-Nutzung in anderen Sektoren, flexibler Verbraucher) gemäß dem zugrundeliegenden UBA-WAM/NEKP Szenario (Umweltbundesamt, 2019), andererseits wird dieser modellendogen, hinsichtlich der Nutzung innerhalb des Stromsektors (Speichertechnologie im Stromsystem) ermittelt.
- Beim Umwandlungseinsatz ist vorgegeben, dass mindestens 1,18 TWh Strom pro Jahr für die Wasserstoffproduktion verwendet wird. Um einen systemdienlichen Einsatz der Elektrolyseure zu gewährleisten, wird hierzu eine installierte elektrische Leistung von (mindestens) 295 MW unterstellt. Hier sei angemerkt, dass eine höhere elektrische Leistung im Allgemeinen einen systemdienlicheren Betrieb der Elektrolyseure ermöglicht, was aber im Gegenzug die Wirtschaftlichkeit dieser tendenziell schmälert.
- Darüber hinaus kann das Modell mit der existierenden Leistung von 295 MW auch mehr Strom in Wasserstoff umwandeln, oder in zusätzliche Elektrolyseure investieren, falls wirtschaftlich. Die zugrundeliegenden techno-ökonomischen Annahmen sind in Abschnitt 2.7, konkret in Tabelle 32, dargestellt. Durch Erzeugung von mehr Wasserstoff als für den Umwandlungseinsatz vorgegeben, würde der Bedarf an fossilem Gas reduziert, und folglich auch Einsparungen bei CO₂-Kosten (d.h. Kosten für Emissionsrechte im EU EHS) erreicht werden.

7) Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

- Im Einklang mit den Ausführungen in Abschnitt 2.8 wird in der Modellierung bis 2030 gemäß UBA-WAM/NEKP Szenario (Umweltbundesamt, 2019) ein Speicher- und Pumpspeicherausbau unterstellt. Das UBA-WAM/NEKP 2019 Szenario sieht vor (siehe Tabelle 38), dass die Wasserkraft von aktuell etwa 39,5 TWh Regelarbeitsvermögen aus natürlichem Zufluss (RAV) auf 44 TWh RAV 2030 ausgebaut wird. Zur Aufteilung des Ausbauplans auf die Lauf- und Speicherkraftwerke werden schon bestehende 2 TWh an Laufwasserkraftprojekten und 1 TWh an Speicherwasserkraft berücksichtigt. Der darüber hinausreichende weitere Ausbau wird zu 40 % als Laufwasserkraft und zu 60 % als Speicherwasserkraft angenommen.
- Darüber hinaus ist eine reine Leistungserhöhung bestehender Anlagen zu Kosten von 1.125 €/kW möglich. Neue Asphaltbeckenspeicher (Typ Riedl) können zu Kosten von

1.000 €/kW hinsichtlich der elektrischen Leistung und zu Kosten von 22 €/kWh hinsichtlich der Speichergröße gebaut werden (in Absprache mit Verbund im Projekt Wasserkraft als Energiespeicher erhoben⁶⁵). Eine Abschreibedauer von 40 Jahren wird hierbei angenommen. Durch diese Leistungserhöhungen ändert sich das Regelarbeitsvermögen der Wasserkraft aber nicht.

- In der nachfolgenden Ergebnisdiskussion wird der Beitrag der Speicherwasserkraft zur Stromerzeugung, soweit möglich, nach Kraftwerken mit und ohne Pumpe getrennt aufgeschlüsselt und entsprechend vermerkt. Der Strombezug von Pumpspeicherkraftwerken wird als „Speicher Strombezug“ gekennzeichnet.

8) Batteriespeicher & Prosumer

- Batteriespeicher werden zum einen als Heimspeicher (Prosumer) und zum anderen als Großbatterien (Markt) im Marktmodell abgebildet. Großbatterien für Netzanwendungen werden in den Standardszenarien zur Strommarktmodellierung nicht berücksichtigt, finden jedoch Eingang in eine Sensitivitätsbetrachtung (siehe nachfolgende Erläuterung).
- Heimspeicher in Verbindung mit PV (Prosumer) werden in der Modellierung als unflexibel angenommen (reine Eigenverbrauchsoptimierung).
- Zur besseren Abbildung der Prosumer (PV + Heimspeicher) im Modell ist im Vorfeld eine vorgelagerte Simulation zur Generierung entsprechender PV-Erzeugungs- und Lastprofile der Prosumerhaushalte durchgeführt worden. Dabei wurden 75 Haushalte mit jeweils 4 kW_{peak} simuliert, deren durchschnittlicher Haushaltsstromverbrauch 4.500 kWh/a beträgt. Alle Prosumerhaushalte beinhalten Batterien, deren Speicherkapazität im Mittel 6 kWh (normalverteilt) beträgt. Des Weiteren wurde für die Batterien eine einphasige Lade- und Entladeleistung von 3,2 kW unterstellt, was aus heutiger Sicht eine marktübliche Spezifikation darstellt. Die Batteriespeicher werden nicht vom Netz geladen, sondern es wird eine reine Eigenverbrauchsoptimierung unterstellt. Das bedeutet, dass der Speicher bei normalem solaren Strahlungsverlauf vormittags volllädt und im Laufe des Nachmittags bzw. abends wieder entladen wird.
- Die Annahmen zur installierten Heimspeicherkapazität im Jahr 2030 sind detailliert in Kapitel 2.9 beschrieben. Die sich daraus ergebende installierte Leistung von PV-Anlagen und die installierte Kapazität der Heimspeicher sind in Tabelle 41 dargestellt. Hierbei wurden neben den Daten für Österreich auch vergleichend jene für Deutschland (gemäß TYNDP2020 NT2030) angeführt.

Tabelle 41: Annahmen zu den Prosumern in der Strommarktmodellierung 2030

	Österreich	Deutschland
Kapazität Heimspeicherbatterie [GWh]	1,9	6,8
Lade-/Entladeleistung [MW]	1013	3627
Leistung PV der Prosumer [MW] ⁶⁶	1267	4533

- Es werden im Rahmen der betrachteten Standardfälle (d.h. die Szenarien „Normaljahr 2030“ und „Extremjahr 2030“) keine installierten Kapazitäten an Großbatterien vorgegeben, aber das Modell kann endogen investieren, falls wirtschaftlich. Die techno-ökonomischen Annahmen der Großbatteriespeicher sind in Kapitel 2.9.3 hergeleitet und in Tabelle 36 aufgelistet.
- Alternativ zu den im Rahmen der Standardfälle getroffenen Annahmen hinsichtlich der Verfügbarkeit und Teilnahme von Batteriespeichern am Energiemarkt wird eine Sensitivitätsbetrachtung vorgenommen, in der eine größere Verfügbarkeit von Batteriespeichern unterstellt wird. Konkret wird im Sensitivitätsszenario „Großbatterie“ die

⁶⁵ <https://speicherinitiative.at/wp-content/uploads/sites/8/2020/11/11-Wasserkraft-als-Energiespeicher.pdf>, Anhang 1

Anhang 1.

⁶⁶ Die Leistung der PV in Österreich ergibt sich aus der Annahme, dass im Mittel 6 kWh Batteriekapazität mit 4 kW_{peak} kombiniert werden (siehe vorgelagertes Modell). Daraus ergeben sich bei 1,9 GWh Heimspeicherkapazität 1.267 MW an Prosumer PV.

Auswirkung von einer vordefinierten Anzahl an flexiblen Batterien auf die Flexibilitätsbedarfsdeckung im Energiemarkt analysiert. Dabei wird die installierte Leistung der Batterien mit 2.469 MW aus dem Netzentwicklungsplan 2020 (APG, 2020b) als gegeben angenommen. Es wird berücksichtigt, dass davon 1.013 MW Prosumer-Batterien unflexibel (da eigenverbrauchsoptimiert) sind und folglich die verbleibenden 1.456 MW an Großbatterien bei Bedarf auch im Spotmarkt agieren können. Die Speicherkapazität der Batterien wird modellendogen kostenbasiert optimiert⁶⁷.

3.1.4 Beschreibung der Ergebnisse

Im Rahmen dieses Abschnitts werden die Ergebnisse der Energiemarktmodellierung vorgestellt, welche das Jahr 2030 kennzeichnen. Hierzu wird nachfolgend detailliert das Standardszenario „Normaljahr 2030“ betrachtet. Dieses Szenario gibt Aufschluss über den wirtschaftlichen Einsatz der im Vorfeld identifizierten Flexibilitätsoptionen (siehe Kapitel 2 dieses Berichts bzw. alle darin ausführlich behandelten Flexibilitätsoptionen).

Im Nachgang hierzu folgt die Analyse der Ergebnisse gemäß Szenario „Extremjahr 2030“. Hierin werden erschwerte meteorologische Rahmenbedingungen unterstellt – konkret das Auftreten einer Dunkelflaute – kombiniert mit niedrigen Füllständen der Speicherwasserkraftwerke, welche eine zentrale Flexibilitätsoption für Österreichs Strommarkt darstellen, um somit Aussagen zu Erfordernissen hinsichtlich einer Gewährleistung der bis dato hohen Versorgungssicherheit ableiten zu können.

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird abschließend der Einfluss des künftigen Preises von Emissionsrechten im Europäischen Emissionshandelssystem (EU EHS) auf die Auswahl und den Einsatz der Flexibilitätsoptionen untersucht. Hierzu wurde im Vergleich zum Standardfall, worin ein künftiger (2030) CO₂ Preis von 60 €/t CO₂ angenommen wurde, sowohl ein niedriger (44 €/t CO₂) als auch ein hoher CO₂ Preis (120 €/t CO₂) unterstellt.

3.1.4.1 Szenario „Normaljahr 2030“: Der wirtschaftliche Einsatz identifizierter Flexibilitätsoptionen im Jahr 2030

Das Szenario „Normaljahr 2030“ zeigt den im Rahmen der vorliegenden Studie definierten Standardfall hinsichtlich der weiteren Entwicklung des österreichischen Stromsektors für das Jahr 2030. Ein vergleichsweise hohes Nachfragewachstum, verbunden mit einem massiven Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung, bildet hierbei die energiewirtschaftliche Basis. Hinsichtlich der aus österreichischer Sicht verfügbaren Flexibilitätsoptionen wird hierbei eine volle, also aus Systemsicht optimale Bereitstellung der Flexibilität unterstellt.

Von besonderer Relevanz, sowohl für die Nachfrage als auch für die volatile erneuerbare Erzeugung, sind jedoch auch die Annahmen zu den zugrundeliegenden meteorologischen Bedingungen. Im Szenario „Normaljahr 2030“ wurde hier auf ein repräsentatives Wetterjahr zurückgegriffen. Im österreichischen Kontext erweist sich hier das Jahr 2008 als hinreichend durchschnittlich bzw. repräsentativ. Daher folgt in der Modellierung die simulierte Wasser-, Wind- und Solareinspeisung den meteorologischen Verhältnissen des Jahres 2008. Um kleine Abweichungen auszugleichen werden für das Referenzjahr 2008 die realen Wind-, PV- und Wasserkrafterzeugungszeitreihen skaliert, um dem langjährigen Mittelwert zu entsprechen.

Der Ausbau erneuerbarer Energien im europäischen Kontext

Österreichs Strommarkt ist keineswegs isoliert in Europa. Sowohl aus technischer als auch aus regulatorischer Sicht besteht bereits heute eine enge Vernetzung der internationalen Stromsysteme. Technisch erfolgt dies über das Übertragungsnetz, wo der entsprechende internationale Stromaustausch stattfindet, beschrieben und modelliert durch die Angabe der Net Transfer Capacities (NTC) als Maß, wie eng die Netze europäischer Länder miteinander verbunden sind.

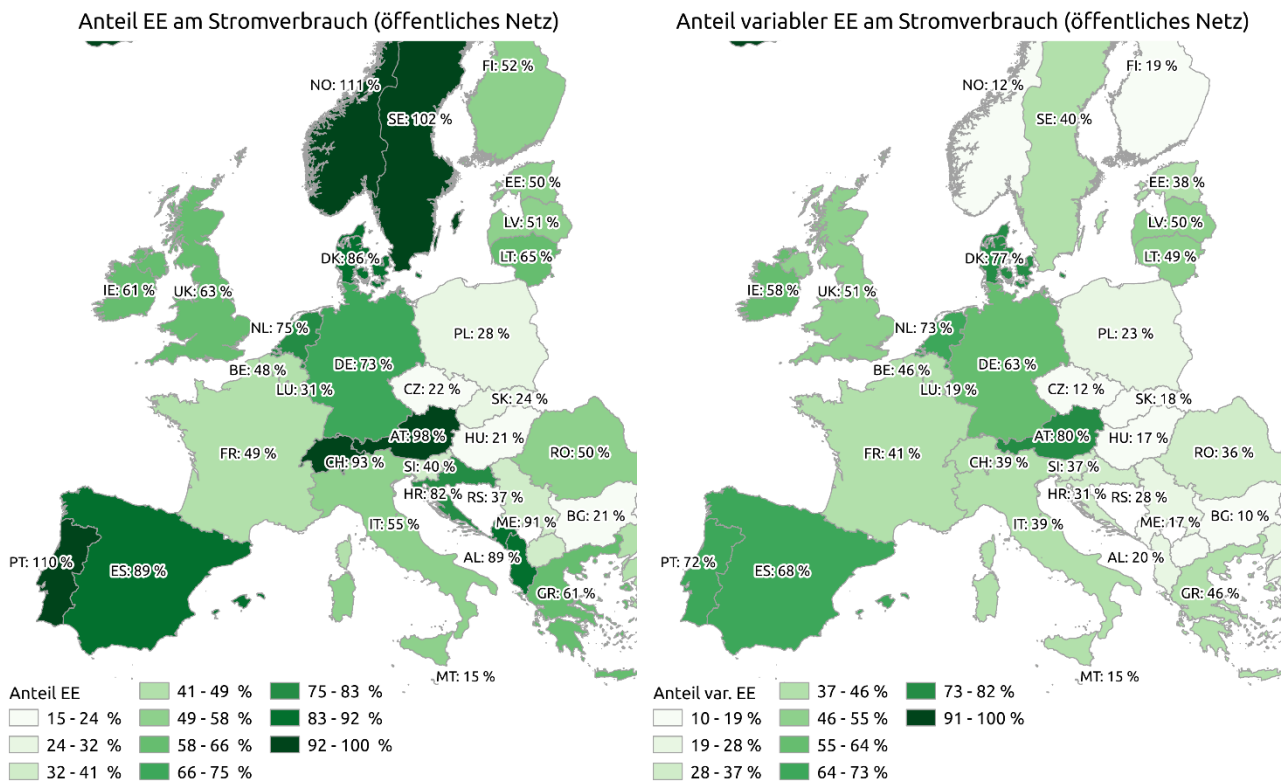


Abbildung 38: Gesamtanteil erneuerbarer Energien (links) und von variablen Erneuerbaren (rechts) an der Stromnachfrage (im öffentlichen Netz) im Szenario „Normaljahr 2030“

Die geplante österreichische Entwicklung, also der massive Ausbau erneuerbarer Energien bis 2030, ist ebenso in den europäischen Kontext eingebettet. Einen Blick über den heimischen Tellerrand wagen nachfolgende Abbildungen. Abbildung 38 setzt die Stromerzeugung aus (variablen) Erneuerbaren in das Verhältnis zur Stromnachfrage, hier im Speziellen definiert als Endenergieverbrauch an Strom zuzüglich der Netzverluste im öffentlichen Netz. Konkret zeigt Abbildung 38 (links) den Gesamtanteil von Strom aus erneuerbaren Energien an der Nachfrage, während der Anteil von variablen Erneuerbaren auf der rechten Seite von Abbildung 38 dargestellt wird. Alle Angaben erfolgen für das Jahr 2030 gemäß Szenario „Normaljahr 2030“. Auf Länderebene wird hierbei die Jahresbilanz der Stromerzeugung im HiREPS Modell auf Basis der Kapazitätsvorgaben seitens des zugrundeliegenden ENTSO-E Szenarios (d.h. National Trends gemäß TYNDP2020) bzw. für Österreich im Einklang mit dem verwendeten UBA-Szenario WAM/NEKP gebildet (siehe Abschnitt 3.1.3 für Details hierzu).

Man kann in Abbildung 38 sehr klar erkennen, dass Österreichs direkte Nachbarländer, mit Ausnahme von Deutschland, nur einen vergleichsweise moderaten Ausbau an variablen Erneuerbaren entsprechend den ENTSO-E szenariospezifischen Vorgaben (Szenario National Trends gemäß TYNDP 2020 (ENTSO-E, 2021)) bis 2030 anstreben. Dies hat damit auch Auswirkung auf die Erzeugung und den Stromtransit, da aufgrund der zugrundeliegenden Wetterdaten folglich auch zu erwarten wäre, dass nicht alle Länder zur gleichen Zeit einen großen Überschuss an erneuerbarer Erzeugung haben werden. Der innereuropäische Stromtransit kann demgemäß im betrachteten Szenario „Normaljahr 2030“ auch einen substanziellen Beitrag zum Ausgleich zwischen Nachfrage und Angebot (im Falle von positiver als auch negativer heimischer Residuallast) leisten.

Stromnachfrage und -erzeugung

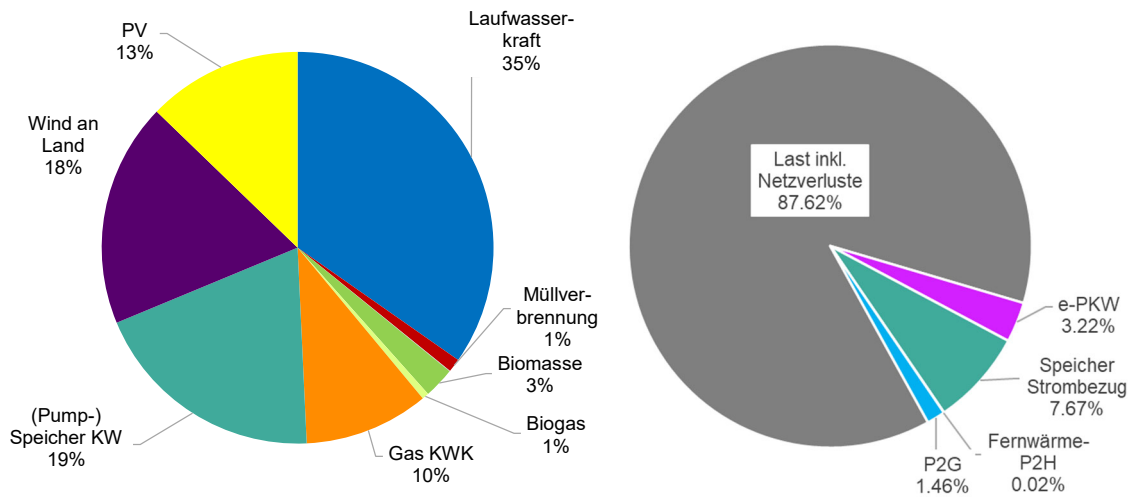


Abbildung 39: Links die Erzeugungsanteile (inklusive Strom aus Pumpspeicherung) und rechts die Anteile am Stromverbrauch (inklusive Pumpstrom) im öffentlichen Netz gemäß Szenario „Normaljahr 2030“

Einen ersten Blick auf die zukünftige (2030) Nachfrage und Erzeugung elektrischer Energie in Österreich liefern Abbildung 39 und Tabelle 42. Konkret zeigen diese die Jahresbilanz der Stromerzeugung und der Stromnachfrage im öffentlichen Netz, im Szenario „Normaljahr 2030“, aufgeschlüsselt nach dessen Komponenten. Bei der Stromnachfrage ist hier der Nettostromverbrauch zuzüglich Netzverlusten und Pumpstrombezug, aber ohne Eigenverbrauch der Kraftwerke angegeben. Bei der Erzeugung ist die Nettoerzeugung der betrachteten Kraftwerke, untergliedert nach Energieträgern bzw. Kraftwerkstypen (z.B. Lauf- vs. Speicherwasserkraft) angegeben. Bei Pumpspeicherkraftwerken umfasst dies die gesamte Erzeugung, also inklusive der Erzeugung aus Pumpwasser.

Die Jahresbilanz offenbart, dass im betrachteten Szenario die heimische Erzeugung (90,7 TWh) den Verbrauch (80,8 TWh) übersteigt, Österreich also im Jahr 2030 Nettoexporteur an elektrischer Energie wird. Die Stromproduktion aus erneuerbarer Energie folgt hier den politischen Vorgaben bzw. den szenariospezifischen Annahmen (siehe Abschnitt 3.1.3). Dies umfasst beispielsweise die substantiellen Anteile der einzelnen erneuerbaren Energietechnologien an der Gesamterzeugung. Die Wasserkraft, aufgliedert in Lauf- und (Pump-)Speicherkraftwerke, übernimmt hierbei mit 54 % den Hauptanteil an der heimischen Erzeugung. Windenergie (18 %) und Photovoltaik (13 %) liefern ebenso substantielle Anteile, während beispielsweise bei der festen Biomasse ein stromseitig begrenzter (3 %), aber aus Wärme- und Gesamtsystemsicht relevanter Beitrag geleistet wird. Keine dezidierte Vorgabe, sondern vom Modell gewählt ist jedoch beispielsweise der Einsatz von fossilen thermischen Kraftwerken, konkret etwa die Stromerzeugung aus Erdgas in KWK-Anlagen. Diese kommt mit 9,3 TWh in etwa auf dem Niveau von heute (z.B. 2020: 8,9 TWh) zu liegen. Ebenso vom Modell gewählt, entsprechend dem Optimierungskalkül, ist der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke. Hierbei zeigt sich, dass der Speicherstrombezug im Vergleich zu heute (z.B. 2020: 2,6 TWh) deutlich ansteigt. Batterie-Speichersysteme und P2G Anlagen sind hingegen in diesem Szenario bzw. im betrachteten Zeitraum (2030) aus Systemsicht (noch) nicht wirtschaftlich. Diese Schlussfolgerung resultiert aus der Tatsache, dass über die dem Szenario zugrundeliegenden Vorgaben hinaus kein zusätzlicher Ausbau dieser beiden Systemoptionen erfolgt⁶⁸. Als genereller Trend ist im Szenario „Normaljahr 2030“ zu bemerken, dass in Europa fast ausschließlich auf Bestandsanlagen gemäß ENTSO-E TYNDP 2020 Szenario National Trends (ENTSO-E, 2021) zurückgegriffen wird und darüber hinaus keine zusätzlichen thermischen Kraftwerke gebaut werden.

⁶⁸ Hier sei angemerkt, dass im Rahmen der vorliegenden Studie eine vereinfachte Abbildung netzseitiger Restriktionen erfolgte. Konkret wurde das Übertragungsnetz mit Fokus auf den innereuropäischen Stromaustausch vereinfacht und ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen innerhalb von Ländergrenzen abgebildet.

Tabelle 42: Erzeugung und Verbrauchskomponenten im Szenario „Normaljahr 2030“

Erzeugung (TWh)	Inst. Leistung (MW)	VLS	Verbrauch (TWh)		
Laufwasserkraft	31,5	6282	5017	Last inkl. Netzverluste	70,8
Speicher KW inkl. Erzeugung aus Pump	17,7	11236	1574	E-Autos	2,6
Wind	16,8	6521	2573	Speicher Strombezug	6,2
PV	11,6	11663	994	Fernwärme-P2H	0,01
Sonstige EE ⁶⁹	2,8	430	6536	P2G (Wasserstoff)	1,2
Gas KWK	9,3	2769	3370	Export	19,6
Gasturbine	0,0	579	0		
Müllverbrennung	1,0	125	7213		
Öl	0,0	15	0		
Import	9,7				
Summe	100,4				100,4

*VLS: Volllaststunden

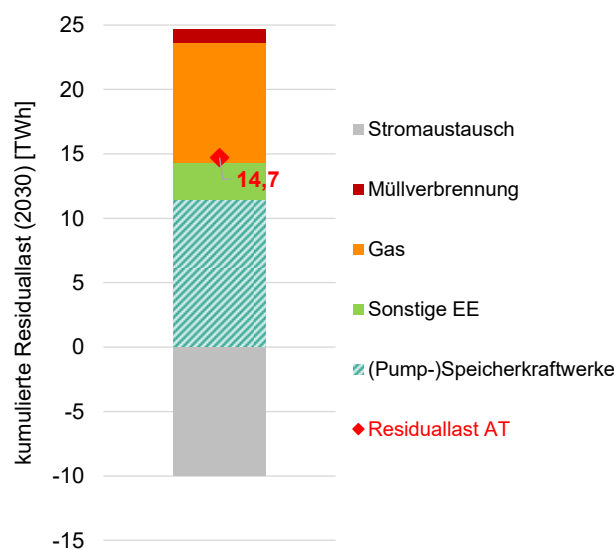


Abbildung 40: Jahresresiduallast und deren Deckungskomponenten Im Szenario „Normaljahr 2030“

In Abbildung 40 ist der Jahressaldo der Residuallast dargestellt und zusätzlich ist angegeben, wie dieser Saldo gedeckt wird. Wie in Kapitel 3.1.2.1 beschrieben, ist die Residuallast in dieser Studie als Endkunden Last minus Wind minus PV minus Laufwasserkraft definiert. Daher ist der Strombezug durch E-Autos und der Strombedarf für Heizen und Warmwasser in Gebäuden bereits in der Berechnung der Residuallast berücksichtigt. Auch in der Residuallast enthalten ist das geänderte Lastprofil durch die Prosumer und die szenariospezifischen Vorgaben (gemäß UBA-WAM/NEKP) von 1,18 TWh Strom für grünen Wasserstoff (Umwandlungseinsatz) sowie der Strom für Fernwärmeerzeugung (überwiegend Wärmepumpen). Großtechnischer Speicherstrombezug und Stromexport tragen dagegen als zusätzlicher Strombedarf negativ zur Deckung der Residuallast bei. Gemäß dem Szenario „Normaljahr 2030“ liegt die Jahressumme der Residuallast bei 14,7 TWh. Diese Nachfrage wird größtenteils durch (Pump-)Speicherkraftwerke (11,5 TWh) gedeckt. Ebenso leisten aber auch die als sonstige EE bezeichneten Biomasse-, Biogas sowie Geothermie- (zusammen 2,8 TWh) und Gas-KWK-Anlagen (9,3 TWh), sowie Müllverbrennung (1,0 TWh) ihren Beitrag. Der negative Wert des Stromaustauschs impliziert, dass Österreich in diesem Szenario Nettostromexporteur mit 9,9 TWh ist.

In Abbildung 41 und Abbildung 43 ist die Erzeugung von Strom im öffentlichen Netz für einen Winter- (Jänner) und für einen Sommermonat (Juli) beispielhaft gemäß Szenario „Normaljahr 2030“ dargestellt. Der zeitliche Verlauf der Stromnachfragekomponenten wird hingegen in Abbildung 42 und Abbildung 44 gezeigt. Die Summe der Erzeugung ist immer gleich der Summe der Nachfrage, wie man aus dem Vergleich der entsprechenden Abbildungen erkennen kann.

⁶⁹ Die Kategorie „Sonstige EE“ beinhaltet feste Biomasse, Biogas und Geothermie.

Angesichts der zentralen Systemrelevanz wurde in der Modellierung der Stromerzeugung aus Wasserkraft in Österreich ein hoher Detaillierungsgrad angestrebt und erreicht. So kann man erkennen, dass nicht nur in der Realität, sondern auch in der modellhaften Abbildung die Wasserabgabe in Speicherkraftwerken auch in den in Flussläufen geografisch nachgelagerten Laufwasserkraftwerken eine Mehrerzeugung bedingt.

Der Pumpstrombezug (Abbildung 42) füllt im Jänner oftmals die Täler der Stromnachfrage am frühen Morgen auf. Systemdienliches Laden bei E-Autos erfolgt in analoger Weise ebenso vorzugsweise in der Nacht. Aufgrund des vergleichsweise geringen Anteiles (25 % der gesamten E-Auto Flotte), erscheint dieses Verhaltensmuster weniger offensichtlich. Stromimporte aus dem umgebenden Ausland schließen die teilweise großen Lücke der Residuallast im Jänner in Österreich. Doch selbst im betrachteten Wintermonat Jänner agiert Österreich zeitweise als Exporteur (vgl. Abbildung 42). Konkret treten Exporte dann auf, wenn die österreichische (Pump-)Speicherkraft auch für den Stromaustausch agiert, teilweise begleitet von dem Einsatz der heimischen Gas-KWK oder der Windenergie. Somit wird mittels der (Pump-)Speicherkraftwerke ein wirtschaftlich sinnvoller Beitrag geleistet, auch im Ausland ggf. (teure) Bedarfslücken zu schließen bzw. (günstige) Überschussproduktion zu absorbieren. Lastmanagement in Haushalten, Gewerbe und Industrie operiert auch in Wintermonaten systemdienlich, denn auch hier erfolgen Lastverschiebungen in typischerweise Nachtstunden, geprägt durch geringe Last und vergleichsweise niedrige Strompreise⁷⁰.

Im Juli gehen die Pumpspeicherkraftwerke (Abbildung 44) häufig während der Mittagszeit in den Pumpbetrieb über, da sie hiermit die vergleichsweise niedrigen Strompreise bei hoher PV Einspeisung nutzen. Ebenso herrscht Pumpbetrieb, wenn billiger Importstrom verfügbar ist. Auch bei E-Autos ist zu bemerken, dass sie verstärkt in der Mittagszeit beladen werden (insofern sie an einer Ladesäule angeschlossen sind). Die im Sommer reichlich verfügbaren alpinen Schmelzwassermengen der (Pump-)Speicherkraft, sowie die hohe Erzeugung von Wind und vor allem PV bedingen, dass Österreich folglich häufig während der Sommermonate (konkret im betrachteten Monat Juli) Strom ans benachbarte Ausland exportiert.

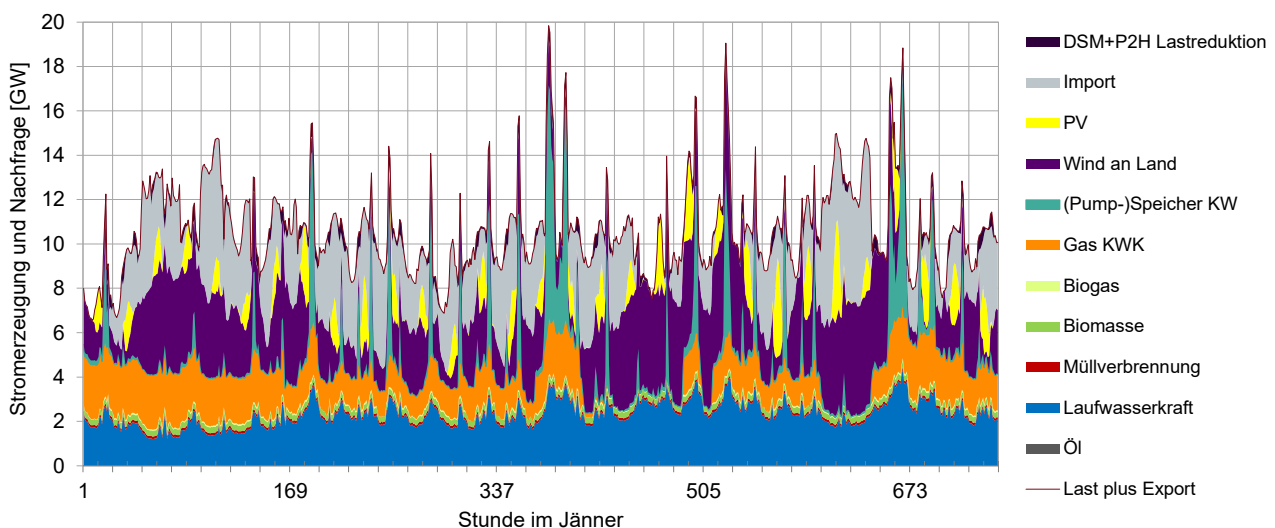


Abbildung 41: Erzeugung im Jänner im Szenario „Normaljahr 2030“

Anmerkung: Teilstriche auf der Zeitachse kennzeichnen einzelne Tage, auf Wochenebene (umfasst 168 Stunden) erfolgte die Achsenbeschriftung

⁷⁰ Lastverschiebungen bei flexiblen Verbrauchern (Industrie, Gewerbe, Haushalte) von Stunden hoher in Stunden niedriger Preise werden ergänzend auch in der Darstellung der Erzeugung ersichtlich gemacht.

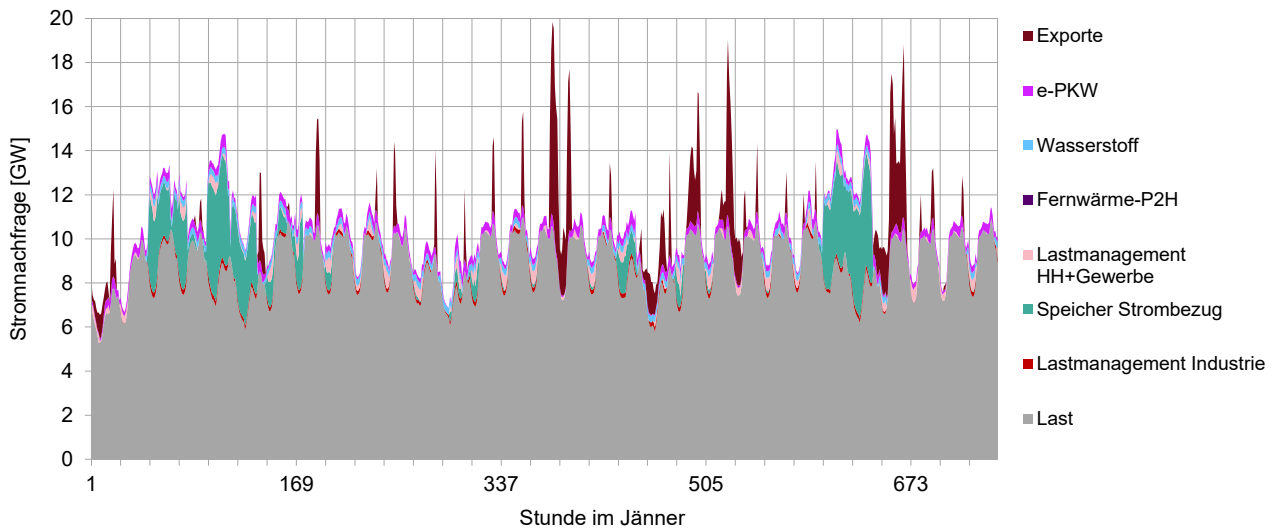


Abbildung 42: Stromnachfrage-Komponenten im Jänner im Szenario „Normaljahr 2030“

Anmerkung: Teilstriche auf der Zeitachse kennzeichnen einzelne Tage, auf Wochenebene (umfasst 168 Stunden) erfolgte die Achsenbeschriftung

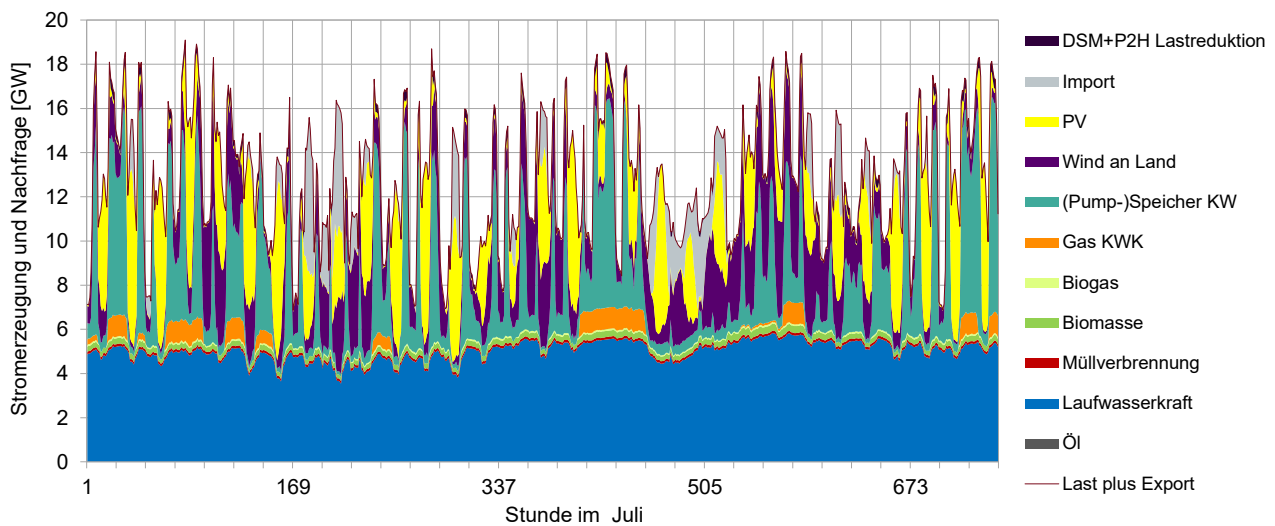


Abbildung 43: Erzeugung im Juli im Szenario „Normaljahr 2030“

Anmerkung: Teilstriche auf der Zeitachse kennzeichnen einzelne Tage, auf Wochenebene (umfasst 168 Stunden) erfolgte die Achsenbeschriftung

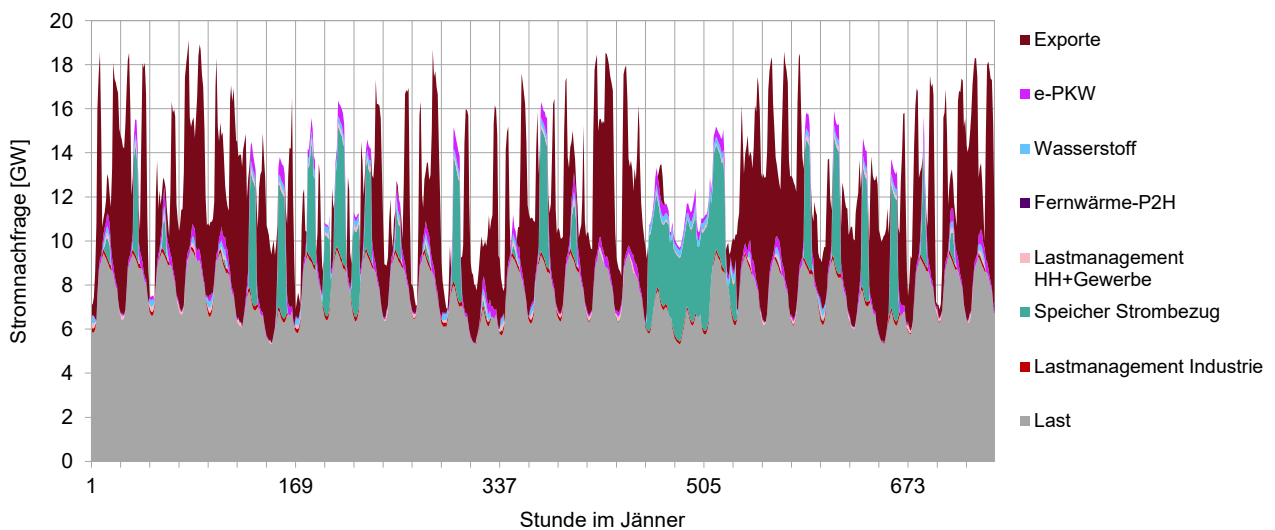


Abbildung 44: Stromnachfrage-Komponenten im Juli im Szenario „Normaljahr 2030“

Anmerkung: Teilstriche auf der Zeitachse kennzeichnen einzelne Tage, auf Wochenebene (umfasst 168 Stunden) erfolgte die Achsenbeschriftung

Eine Woche im Jänner und eine Woche im Juli sind in Abbildung 45 und Abbildung 46 beispielhaft zwecks illustrativer Veranschaulichung gegenübergestellt. Die obig beschriebenen Charakteristika, beispielsweise die substantielle Erzeugung aus Photovoltaik und Laufwasserkraft, aber auch der hohe Einsatz der Speicherwasserkraft in der betrachteten Sommerwoche, wird offensichtlich. In der Wintersaison dominiert hingegen die Windenergie bei den Erneuerbaren. Importe treten in hohem Maße in der Wintersaison auf, während in Sommermonaten Österreich bilanztechnisch eindeutig als Nettoexporteur agiert.

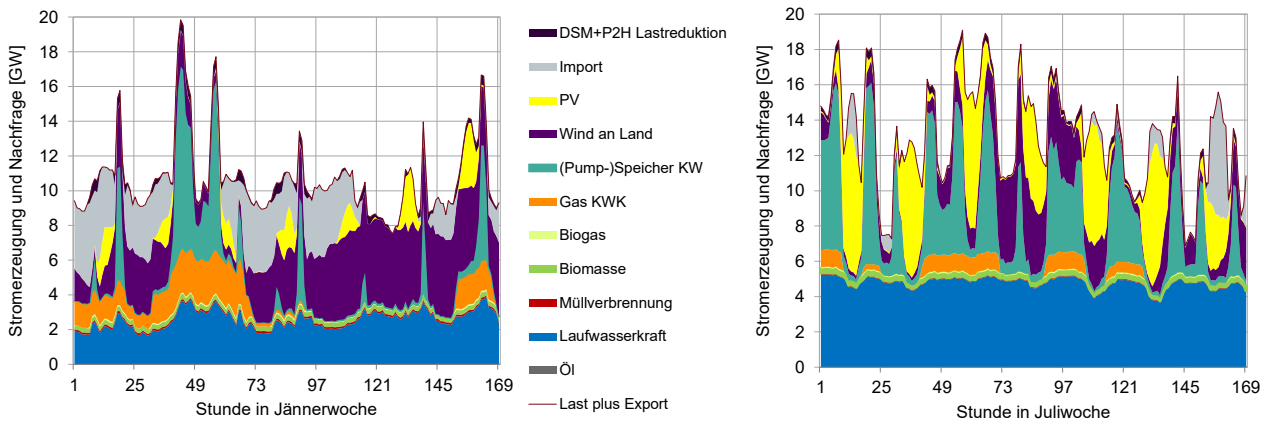


Abbildung 45: Erzeugung in der dritten Jännerwoche (links) und in der ersten Juliwoche (rechts) im Szenario „Normaljahr 2030“
Anmerkung: Teilstriche auf der Zeitachse kennzeichnen einzelne Tage (24 Stunden)

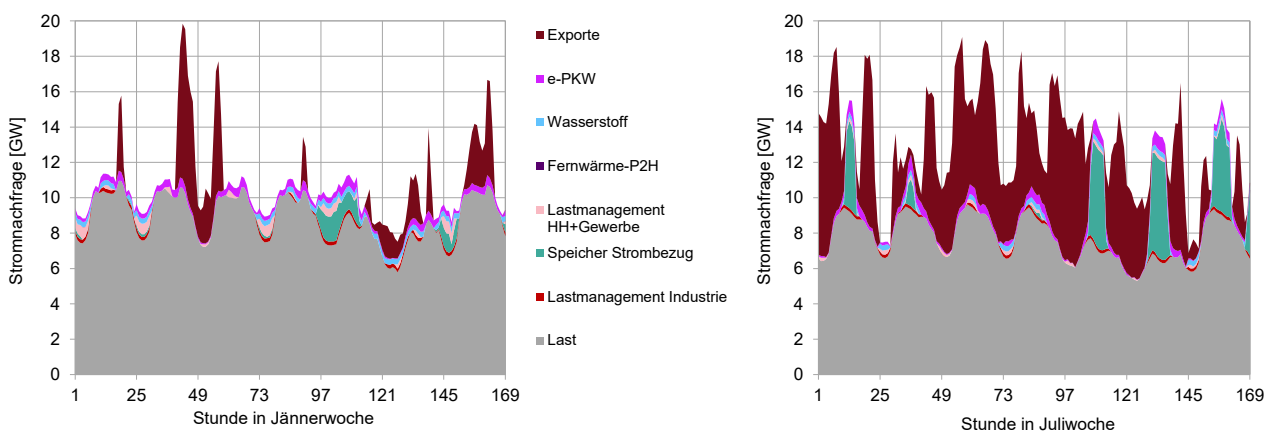


Abbildung 46: Stromnachfrage-Komponenten in der dritten Jännerwoche (links) und in der ersten Juliwoche (rechts) im Szenario „Normaljahr 2030“
Anmerkung: Teilstriche auf der Zeitachse kennzeichnen einzelne Tage (24 Stunden)

Strompreise

In den Simulationsläufen erfolgt die Preisbildung der Großhandelsstrompreise rein auf Basis des „Energy Only“ Marktprinzips. Das heißt es müssen durch Preisspitzen entsprechende Anreize gesetzt werden, um Investitionen in erforderliche Technologien (z.B. Leistungsupgrade von Pumpspeichern) zu tätigen. Bei den kurzfristigen Kosten werden neben den laufenden Betriebskosten der Anlagen auch gegebenenfalls anfallende Steuern und Gebühren mitberücksichtigt. Perfekter Wettbewerb wird hier für den Energiemarkt unterstellt. Es werden daher auch keinerlei kapazitätsbezogene Erlöse berücksichtigt („Energy Only“ Marktprinzip), welche ggf. Einfluss auf die Preisbildung am Energiemarkt haben könnten. Die Preise ergeben sich in der Optimierung endogen, einerseits durch die kurzfristigen Grenzkosten der Technologien sowie andererseits durch die Opportunitätskosten und den notwendigen Investitionsanreizen in jenen Stunden, in denen Investitionen in zusätzliche Strommarktanteile benötigt werden.

Für das Marktgebiet Österreich liegt im Szenario „Normaljahr 2030“ der Strompreis im Jahresmittel bei 80 €/MWh. Der hierbei unterstellte Gaspreis liegt bei 24,9 €/MWh und der Preis für Emissionsrechte am Europäischen CO₂-Emissionshandelsmarkt (ETS) wurde auf 60 €/tCO₂ gesetzt. Es treten aber Preisspitzen von über 4.000 €/MWh in einzelnen Stunden extremer Knappheit auf (und ermöglichen damit z.B. den Pumpspeicherausbau), ebenso fällt in zahlreichen Stunden der Strompreis unter 30 €/MWh, was ein Zeichen für Überproduktion, typischerweise aufgrund hoher Solar- oder Windeinspeisung in den Sommermonaten, ist. In Abbildung 47 ist der Verlauf des Strompreises über das ganze Kalenderjahr dargestellt.

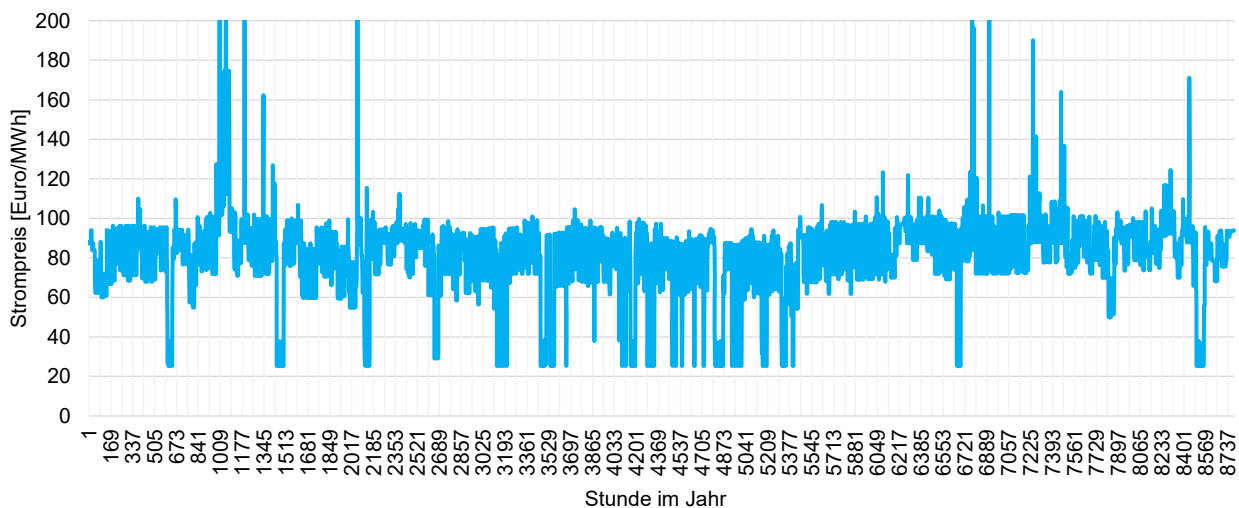


Abbildung 47: Stündlicher Verlauf der Strompreise im Szenario „Normaljahr 2030“

Anmerkung: Strompreise werden in dieser Darstellung bei 200 €/MWh gekappt. In Einzelstunden traten Preisspitzen von bis zu 4.000 €/MWh auf.

Ebenso beobachtbar sind Preisspitzen am Morgen und Abend.

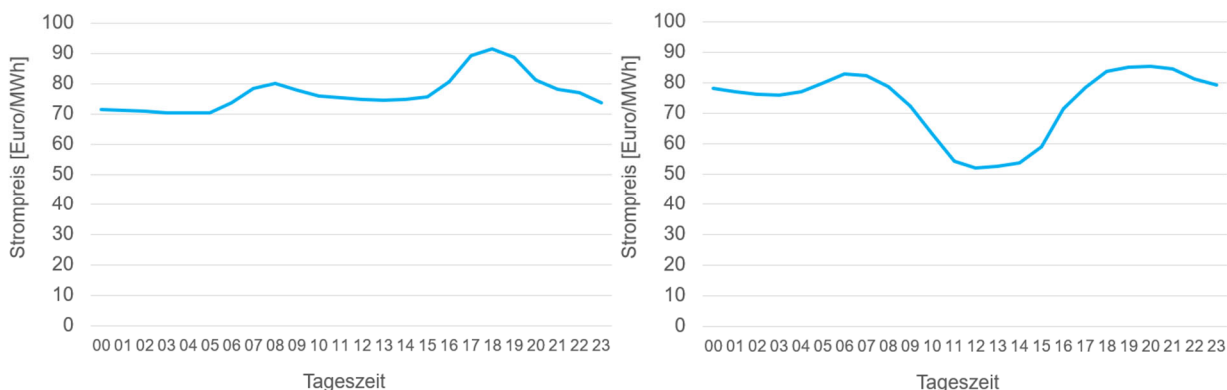


Abbildung 48: Mittlere Strompreise im Jänner (links) und im Juli (rechts) gemäß Szenario „Normaljahr 2030“

Residuallastanalyse (positive und negative Residuallast; thermische Erzeugung und Speichereinsatz)

Wie im Vorfeld erwähnt, erscheint die gemeinsame Analyse der Last und der vEE zur Untersuchung der stromsystemseitigen Flexibilitätsanforderungen zweckdienlich. Wie im Vorfeld (siehe Abschnitt 3.1.2.1) erläutert, kennzeichnet hierbei die Residuallast den Flexibilitätsbedarf. Sie wird berechnet als Stromnachfrage abzüglich der Stromerzeugung aus volatilen (nicht steuerbaren), erneuerbaren Energien (Wind, PV und Laufwasserkraft). Die Residuallast zeigt folglich jenen Teil der Last, welcher durch regelbare Kraftwerke, Speicher, steuerbare Lasten, Stromaustausch bzw. allgemein formuliert, durch Flexibilitätsoptionen gedeckt werden muss. Die Residuallast kann hierbei sowohl positiv, im Falle einer zu deckenden Fehlmenge, als auch negativ ausfallen. Letzteres tritt auf, wenn die Stromerzeugung aus volatilen Erneuerbaren größer als die zu deckende heimische Stromnachfrage ist.

Da Strom-Nachfragekomponenten auch steuerbare Lasten sein können, wird bei der Berechnung der Residuallast ein nicht durch den Strommarkt gesteuerter Betrieb angenommen. D.h. es wird zum Beispiel den E-Autos und der Wasserstoffelektrolyse ein ungesteuertes (starres) Verbrauchsprofil in der Residuallastberechnung unterstellt. Dies ermöglicht eine Bewertung des Beitrags steuerbarer Lasten im Zuge der nachgelagerten Analyse der der Deckung des Flexibilitätsbedarfes (siehe Abbildung 55).

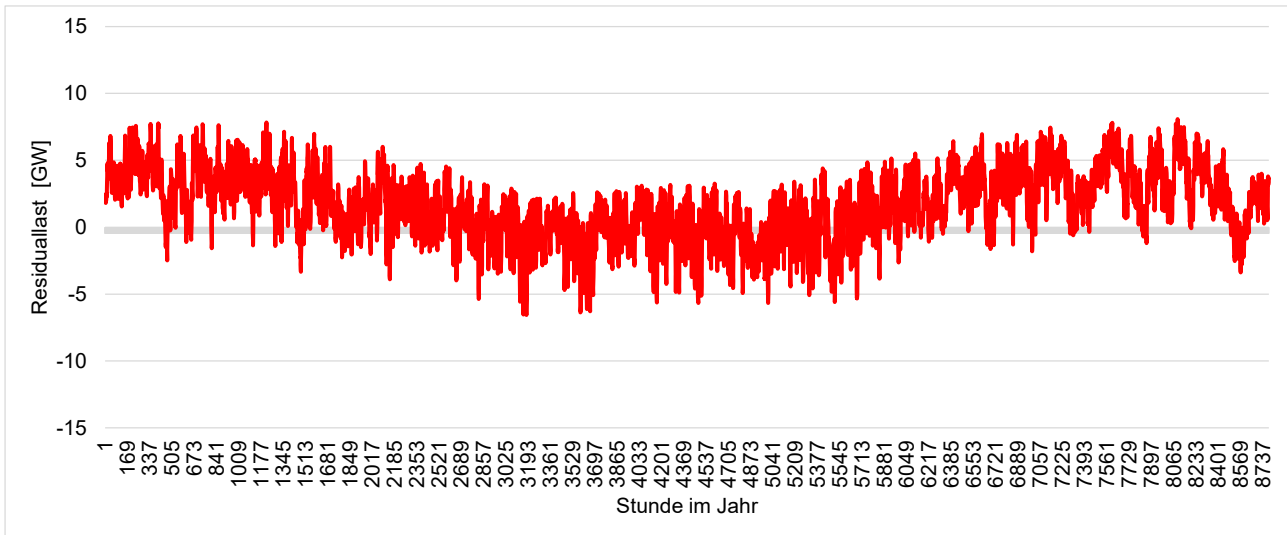


Abbildung 49: Zeitlicher Verlauf der Residuallast im Szenario „Normaljahr 2030“

Abbildung 49 veranschaulicht den zeitlichen Verlauf der Residuallast gemäß Szenario „Normaljahr 2030“. Die im betrachteten Szenario maximale positive Residuallast in Österreich liegt bei 8,1 GW, die maximale negative Residuallast (=Überschuss) hingegen bei -6,6 GW. Das positive (negative) Residuallastmaximum entspricht hierbei dem 4,8-fachen (3,9-fachen) der durchschnittlichen jahresgemittelten Residuallast.

Ebenso entscheidend, wie die absolute Höhe der Residuallast, erscheint jedoch auch die zeitliche Änderung dieser – veranschaulicht dies doch eindrucklich die auftretende Dynamik, also die erforderliche kurzfristige Flexibilität. Gemäß dem betrachteten Szenario betragen die maximalen Gradienten⁷¹ der Residuallast +2,5 GW/h bzw. -2,2 GW/h.

Das der Modellierung zugrundeliegende Wetterjahr 2008 ist eher als durchschnittlich zu betrachten. Das heißt, dass hier keine Extrema auftreten und somit auch keine extremen Residualwerte zu beobachten sind.

Da die Gleichzeitigkeit der variablen erneuerbaren Erzeugung in benachbarten Ländern ein Thema von großer Bedeutung ist, wird in Abbildung 50 für jede einzelne Stunde des modellierten Jahres 2030 die Summe der Stromerzeugung aus vEE in Deutschland über der in Österreich als Streudiagramm dargestellt. Man kann erkennen, dass keine starke Korrelation vorhanden ist. Der Pearson Korrelationskoeffizient beträgt 0,45⁷².

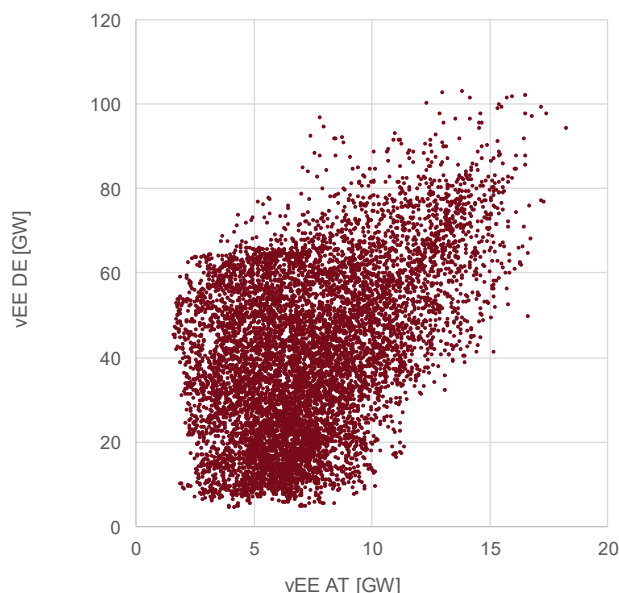


Abbildung 50: Analyse der Gleichzeitigkeit von vEE (Wind + PV + Laufwasserkraft) in Deutschland und Österreich im Jahr 2030 gemäß Modellierung (auf Basis realer Wetterdaten des Jahres 2008)

⁷¹ Die Gradienten zeigen hier die Änderung der Residuallast von Stunde zu Stunde.

⁷² Ein Wert von 1 bedeutet perfekte Korrelation, ein Wert von 0 keine Korrelation und ein Wert von -1 eine Antikorrelation.

Aus Abbildung 51 kann man erkennen, dass die Zeitpunkte mit der maximalen Residuallast keineswegs jene Punkte mit dem maximalen Strompreis sind. Dies hat viele Gründe. Einerseits ist aufgrund des aktiven Stromhandels oft auch das Ausland preissetzend für Österreich. Konkret gilt dies, solange die Marktkopplung hier den Austausch erlaubt. Beispielsweise ist in Abbildung 52 ersichtlich, dass in Zeiten hoher Strompreise ($> 100 \text{ €/MWh}$) immer stark ins Ausland exportiert wird, was impliziert, dass hohe Strompreise durch eine starke Auslandsnachfrage entstehen. Wie oben in Abbildung 50 ersichtlich, ist die Gleichzeitigkeit von vEE in Deutschland und Österreich nicht sehr hoch. Daher korreliert auch die Residuallast zwischen den Nachbarländern nur in einem beschränkten Ausmaß. Weiters weisen aber auch andere zentrale Parameter eine große Eigendynamik auf und so variieren teilweise die Wasserwerte der Speicherkraftwerke oder auch der monetäre Wert des Koppelprodukts Wärme im Falle von KWK-Anlagen. Darüber hinaus zeigen viele weitere Flexibilitätsoptionen (z.B. E-Autos, Wärmepumpen, Stromheizer, P2G, etc.) stündlich variierende Opportunitätskosten. Damit gibt es in Österreich kaum einen Zusammenhang zwischen Strompreisen und Residuallast.

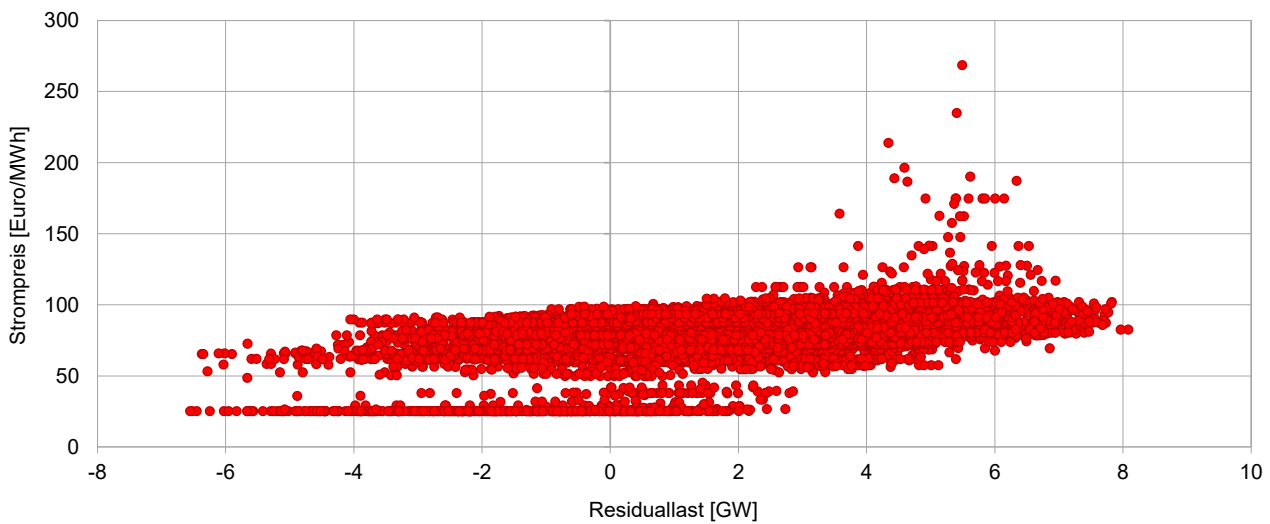


Abbildung 51: Korrelation zwischen Residuallast und Strompreis gemäß Szenario „Normaljahr 2030“.

Anmerkung: Strompreise werden in dieser Darstellung bei 300 €/MWh gekappt. In Einzelstunden traten Preisspitzen von bis zu 4.000 €/MWh auf.

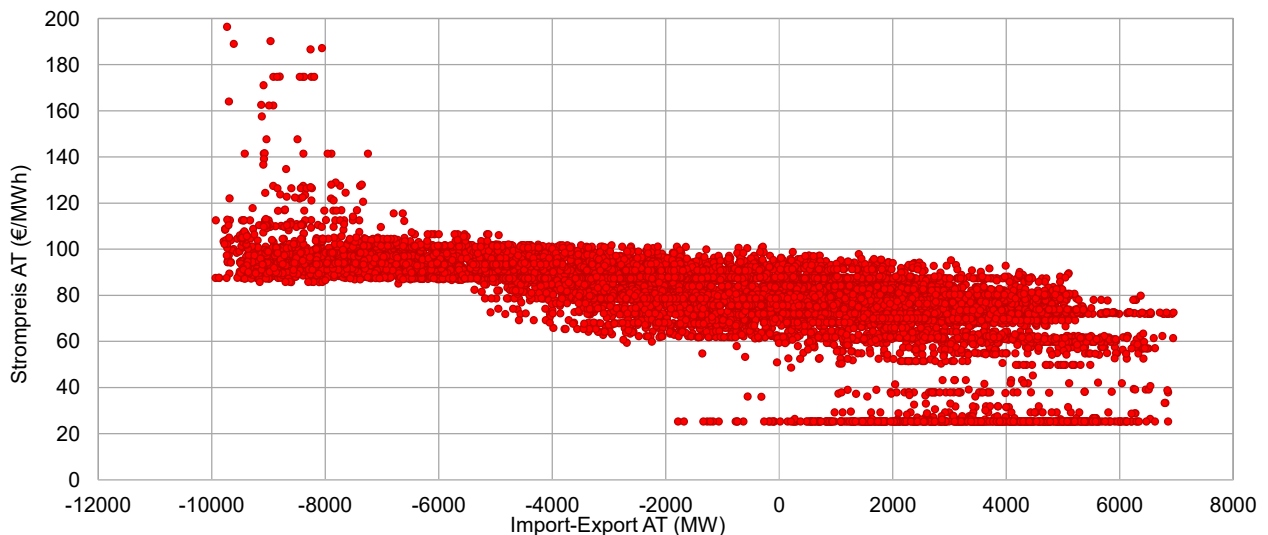


Abbildung 52: Zusammenhang zwischen Strompreisen und Import-Export in Österreich. “.

Anmerkung: Strompreise werden in dieser Darstellung bei 200 €/MWh gekappt. In Einzelstunden traten Preisspitzen von bis zu 4.000 €/MWh auf

In Abbildung 52 werden auf der horizontalen Achse die Nettoimporte Österreichs, also Importe minus Exporte, dargestellt. Hierin sind alle Kraftwerke im öffentlichen Netz in Österreich inkludiert, also auch die Illwerke und die Sellrain-Silz Gruppe, welche sich im deutschen Marktgebiet/Regelzone befinden.

Abbildung 53 zeigt die zeitliche Veränderung der Stromerzeugung in thermischen Kraftwerken und aus (Pump)-Speicherkraftwerken. Die maximale Erzeugung dieser Kraftwerke kommt bei $13,8 \text{ GW}$ zu liegen und die hohe Volatilität, also das hohe Maß an Flexibilität des Einsatzes dieser, wird offensichtlich. Eine

systematische Aufarbeitung der Daten liefert hingegen Abbildung 54. In dieser Darstellung sind die Jahresdauerlinien der Residuallast, der steuerbaren Erzeuger (thermische Kraftwerke und Speichersysteme) und des Strompreises, gemäß dem hier zugrundeliegenden Basisszenario „Normaljahr 2030“ dargestellt. Ein Blick auf die Residuallast zeigt, dass trotz des massiven Ausbaus von vEE in der Mehrzahl der Stunden eines Jahres noch eine positive Residuallast besteht. Thermische Kraftwerke und Speicherkraftwerke tragen in hohem Maß zur Deckung der auftretenden heimischen Residuallast bei, in einer Vielzahl an Stunden ist deren Einsatz jedoch auch vom Stromtransit und dem internationalen Strompreisgefüge getrieben.

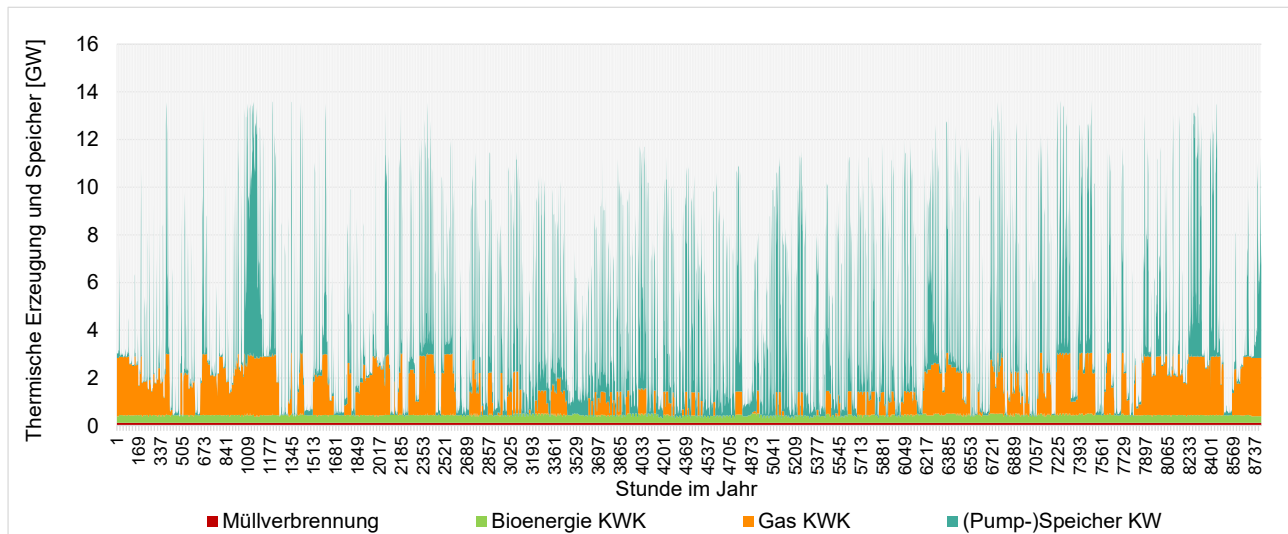


Abbildung 53: Zeitliche Veränderung der Stromerzeugung der thermischen Kraftwerke und der (Pump-)Speicher-wasserkraft gemäß Szenario Normaljahr 2030.

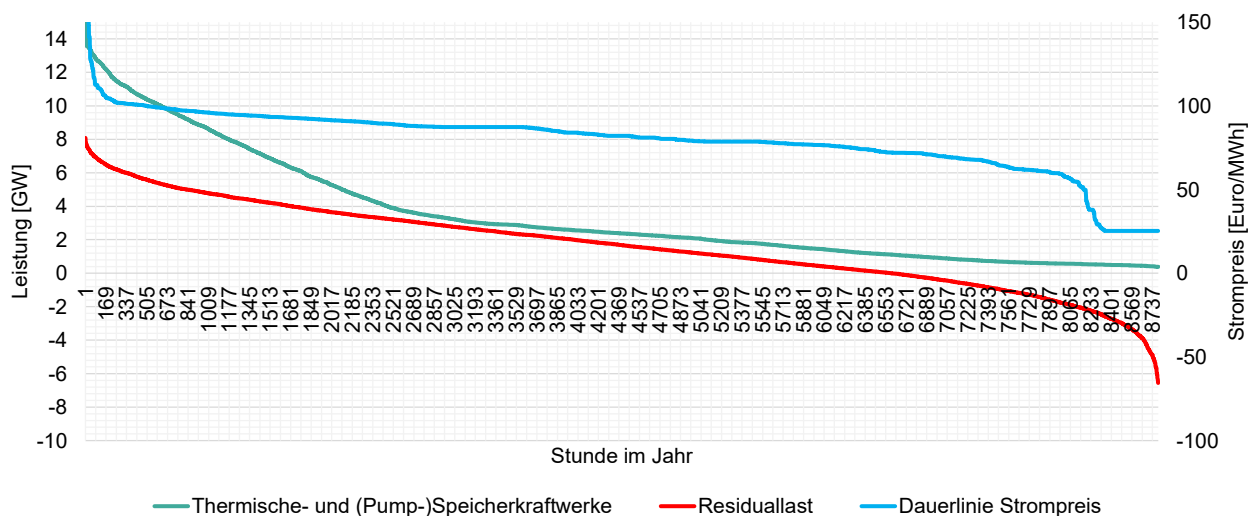


Abbildung 54: Dauerlinie der Residuallast, der steuerbaren Erzeuger (thermische Kraftwerke und Speicherwasserkraft) und des Strompreises gemäß Szenario „Normaljahr 2030“ Die Strompreisspitzen gehen bis auf 4.400 Euro/MWh sind in der Grafik aber abgeschnitten.

Flexibilitätsbedarf

Bei der Analyse der Deckung des Flexibilitätsbedarfes wird untersucht welche Technologien zur Deckung der Jahressumme der Residuallast beitragen und welche Technologien Flexibilität bereitstellen, um die stündliche, tägliche, wöchentlichen und monatliche Variabilität der Residuallast auszugleichen. Wie eingangs in Abschnitt 3.1.2.1 erläutert, werden die Beiträge der Technologien zur Deckung der stündlichen Schwankungen am Tag, der täglichen Schwankungen in der Woche, der wöchentlichen im Monat, sowie der monatlichen gemessen am Jahresmittel, berechnet.

In Abbildung 55 sind die entsprechenden Flexibilitätsbedarfsindikatoren für das Szenario „Normaljahr 2030“ dargestellt. Neben der Bedarfserhebung geben die dargestellten Flexibilitätsindikatoren auch Aufschluss darüber, wie gemäß der modellbasierten Simulation eine optimierte Bereitstellung der erforderlichen Flexibilität erfolgen kann und soll. Konkret wird hierin dargestellt, wie der Ausgleich der Residuallast auf verschiedenen Zeitskalen erfolgt. Dies soll zum Verständnis des Einsatzes der untersuchten Flexibilitätsoptionen beitragen.

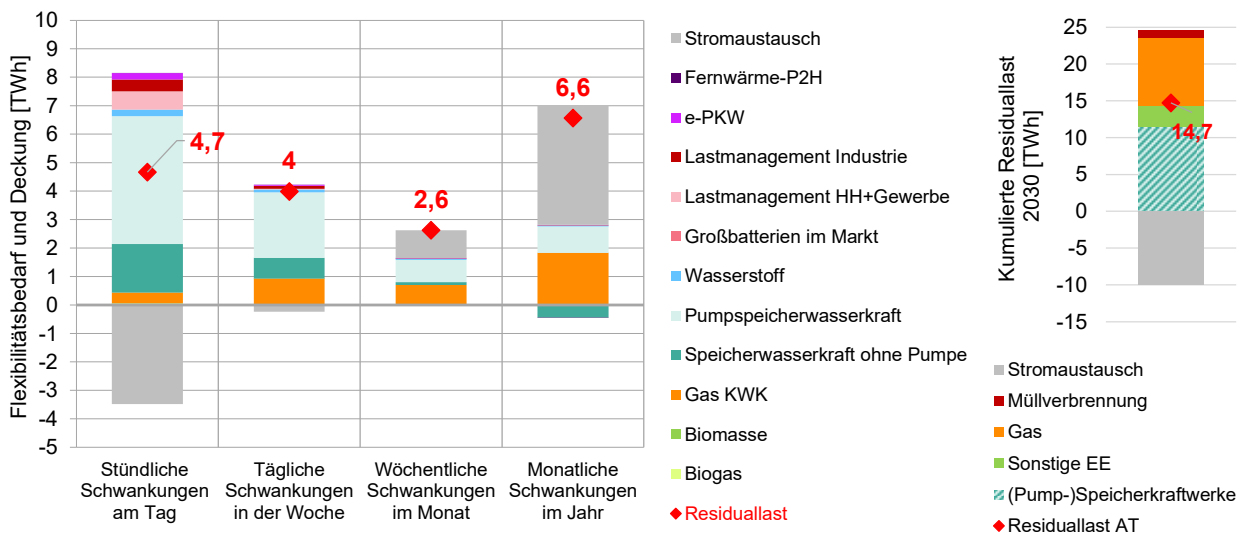


Abbildung 55: Darstellung des zeitlich untergliederten Flexibilitätsbedarfs und der Bereitstellung dieser Flexibilität gemäß Szenario „Normaljahr 2030“ (inkl. Angabe der Jahresbilanz der Residuallast (rechts) – hierin zeigt die grün/türkis schraffierte Fläche den Beitrag von (Pump)Speicherwasserkraft)

Ein Blick auf den zeitlich untergliederten Flexibilitätsbedarf zeigt, dass der mit Abstand höchste Flexibilitätsbedarf in der langen Frist, also bei den monatlichen Schwankungen der Residuallast um den Jahresmittelwert, sowie beim kumulierten Jahresmittelwert selbst, gegeben ist. Im Jahr 2030 beträgt der Flexibilitätsbedarf um die monatlichen Schwankungen um den Jahresmittelwert auszugleichen ca. 6,6 TWh. Die kumulierte Residuallast übers Jahr kommt bei 14,7 TWh zu liegen, was den Jahresbedarf an steuerbarer Erzeugung bzw. ggf. Stromimport kennzeichnet. Wie im Vorfeld (vgl. Ausführungen zu Abbildung 40) erwähnt, zeigt die Deckung der kumulierten Residuallast den substantiellen Beitrag der (Pump)Speicherwasserkraft, gefolgt von Gas-KWK und biogen-befeuerten thermischen Kraftwerken. Ebenso wird hierin der deutlich positive Exportsaldo offensichtlich.

An zweiter Stelle folgt der kurzfristige Bedarf. Gemäß dem Szenario „Normaljahr 2030“ beträgt der Flexibilitätsbedarf, um die stündlichen Schwankungen der Residuallast, um den Tagesmittelwert auszugleichen, rund 4,7 TWh als Jahressumme. Schwankungen innerhalb einer Woche und besonders Schwankungen innerhalb eines Monats fallen generell deutlich geringer aus als die zuvor angegebenen Werte. Laststromaustausch mit Österreichs Nachbarländern, also Importe im Fall von Unterdeckung des Bedarfs und Exporte im Fall von Überproduktion, tragen den größten Teil zum Ausgleich der monatlichen Schwankungen bei. Pumpspeicher und Speicherwasserkraft sind dominant bei der Bereitstellung des kurzfristigen Ausgleichs (also des Ausgleichs stündlicher Schwankungen innerhalb eines Tages) und liefern diesen nicht nur für Österreich, sondern auch für andere Länder Europas. Da in Österreich mehr kurzfristige Flexibilität bereitgestellt wird als heimisch gebraucht, kann diese mittels Stromtausch exportiert werden. Ebenso substantiell erscheint der Beitrag der Speicherwasserkraft zur Deckung der täglichen Schwankungen innerhalb einer Woche. Verbraucherseitige Flexibilitätsoptionen (E-Auto, Lastmanagement in Industrie, Gewerbe und Haushalten, Wasserstoff) tragen ebenso zur Deckung der kurzfristigen Schwankungen bei, während deren Beitrag zur Flexibilitätsbedarfsdeckung in der mittleren und langen Frist vernachlässigbar erscheint.

Der vierte Balken von links in Abbildung 55 beschreibt demgemäß die Größe der monatlichen Schwankungen der Residuallast, um den Jahresmittelwert – im österreichischen Kontext spricht man hier auch gerne vom „saisonalen Ausgleich“. Wie zuvor erwähnt, liegt der diesbezügliche Flexibilitätsbedarf im vorliegenden Szenario bei 6,6 TWh. Speicherwasserkraftwerke tragen sowohl im Sommer als auch im Winter zu Deckung der Residuallast bei. Da diese Kraftwerke aufgrund des erhöhten natürlichen Zuflusses im Sommer verstärkt im Sommerhalbjahr Strom produzieren, bedingt dies eine rechentechnische Erhöhung des saisonalen Flexibilitätsbedarfs, also der monatlichen Schwankungen gemessen am Jahresmittel. Mit anderen Worten, reine Speicherkraftwerke ohne Pumpbetrieb erzeugen in diesem Szenario im Sommer mehr als im Winter und tragen daher rein rechnerisch nicht zur Reduktion des saisonalen Ungleichgewichts zwischen Erzeugung und Nachfrage in Österreich bei. In der Systematik der Flexibilitätsbedarfsberechnung haben daher die Speicherkraftwerke in diesem Szenario einen negativen Beitrag zum Ausgleich der saisonalen Schwankungen der Residuallast (d.h. die Schwankungen werden vergrößert). Das saisonale Ungleichgewicht wird durch den internationalen Stromtausch, Gas-KWK und Pumpspeicherkraftwerke gedeckt. Wie man in Abbildung 55 in

der rechten Grafik sieht, trägt die Speicherwasserkraft aber viel zur Deckung der kumulierten Residuallast bei. Das heißt reine Speicherwasserkraft erzeugt in dem Szenario im Sommer etwas mehr als für Österreich benötigt wird, trägt übers Jahr gesehen aber viel zur Deckung der Residuallast bei. Ein analoges Verhalten zeigt die Flexibilitätsoption Power-to-Heat im Fernwärmebereich (FW-P2H), denn FW-P2H bezieht ihren Strom hauptsächlich während der Heizperiode im Winter. Auch hier gilt ergo, dass die Flexibilitätsoption FW-P2H somit den saisonalen Unterschied zwischen der mittleren Residuallast im Sommer und im Winter vergrößert. Folglich haben beide Optionen in Abbildung 55 einen geringfügig negativen Beitrag zur Deckung des saisonalen Flexibilitätsbedarfs für Österreich. Von Interesse erscheint hinsichtlich des Einsatzes der Gas-KWK aber auch der vergleichende Blick auf die Jahresbilanz der Residuallast (siehe Abbildung 55, rechts – unter Beachtung der unterschiedlichen Größenskala): Es zeigt sich eine vergleichsweise hohe Auslastung der Gas-KWK, in Summe mit anderen Flexibilitätsoptionen weit über den 147 TWh Bedarf zur heimischen Flexibilitätsdeckung hinaus. Dies kann als Indiz angesehen werden, dass hier der internationale Stromhandel, also der Export im Falle hoher Strompreise zur Deckung von Erzeugungsdefiziten in anderen Ländern, als lukrative Option angesehen werden kann.

3.1.4.2 Das Szenario „Extremjahr 2030“ mit Blick auf Anforderungen an Versorgungssicherheit im Jahr 2030

Komplementär zu vorherigen Ausführungen zum Szenario „Normaljahr 2030“ wird nun ein hinsichtlich Wettereinflüssen als „Extremjahr 2030“ zu bezeichnendes Szenario betrachtet. Konkret erfolgt hier der Blick auf 2030 im Fall extremer Wettereinflüsse, nämlich dem Auftreten einer Dunkelflaute, wie in den zugrundeliegenden meteorologischen Daten des Jahres 2006 beobachtbar, in Kombination mit niedrigen Pegelständen in Stauseen. Das Szenario „Extremjahr 2030“ gibt folglich Aufschluss darüber, ob und wie die für Österreich (künftig) verfügbaren Flexibilitätsoptionen aus marktwirtschaftlicher Sicht dazu beitragen können, eine kosteneffiziente und gleichermaßen sichere Stromversorgung zu gewährleisten.

In diesem Szenario steht jedoch analog zum Standardfall uneingeschränkte Flexibilität zur Verfügung, also beispielsweise der Netzausbau, im Einklang mit dem APG-Masterplan bzw. dem TYNDP 2020 von ENTSO-E. Ebenso gibt es die Möglichkeit eines substanziellen Ausbaus der Speicherwasserkraft, welche somit auch einen bedeutsamen Beitrag zur Erreichung des Erneuerbaren-Ziels für 2030 leisten kann.

In Tabelle 43 sind der Erzeugungsmix und die installierten Leistungen für das Szenario „Extremjahr 2030“ dargestellt. Wie zuvor erwähnt, wird hier das Wetterjahr 2006 simuliert, in dem im Jänner und Februar eine Dunkelflaute mit hoher Residuallast auftritt. Um die Anreizwirkung des Szenarios herauszufinden, wurde in der Investitionsoptimierung angenommen, dass das Wetter und die anderen Szenariovorgaben jedes Jahr gleich wären. Damit passt sich der Kraftwerkspark in der Investitionsoptimierung an dieses Wetter und die entsprechenden Szenariovorgaben an, die Anreizwirkung des jeweiligen Szenarios wird folglich offensichtlich.

Tabelle 43: Erzeugungs- und Verbrauchskomponenten im Szenario „Extremjahr 2030“

Erzeugung (TWh)	Inst. Leistung (MW)	VLS	Verbrauch (TWh)		
Laufwasserkraft	31,5	6282	5010	Last inkl. Netzverluste	70,8
Speicher KW inkl. Erzeugung aus Pump	18,8	12311	1527	E-Auto	2,6
Wind	18,8	6521	2883	Speicher Strombezug	8,7
PV	11,4	11663	980	Fernwärme-P2H	0,1
Sonstige EE ⁷³	2,8	430	6519	P2G (Wasserstoff)	1,2
Gas KWK	6,4	2769	2324	Export	19,1
Gasturbine	0,01	579	0		
Müllverbrennung	1,0	125	7193		
Öl	0,0	15	0		
Import	11,7				
Summe	102,4				102,4

Abbildung 56 zeigt, dass im Szenario „Extremjahr 2030“ das Jahressaldo der Residuallast bei 12,9 TWh liegt. Das Jahressaldo fällt somit im Vergleich zum Szenario „Normaljahr 2030“ (14,7 TWh als Jahressaldo der Residuallast) um rund 1,8 TWh geringer aus. Dies ist im Wesentlichen die Folge eines über das Gesamtjahr betrachtet erhöhten Winddargebots und einem dementsprechenden Zuwachs in der

⁷³ Die Kategorie „Sonstige EE“ beinhaltet feste Biomasse, Biogas und Geothermie.

Jahreswindstromerzeugung im Extremjahr verglichen mit dem Normaljahr⁷⁴. Wie aus Abbildung 56 ersichtlich, wird die im Jahressaldo verbleibende residuale Nachfrage größtenteils durch (Pump-)Speicherkraftwerke (10,1 TWh) gedeckt. Biomasse- sowie Biogas- (zusammen 2,8 TWh) und Gas-KWK-Anlagen (6,4 TWh) leisten ebenso einen substantziellen Beitrag. Der negative Wert des Stromaustauschs impliziert, dass Österreich auch in diesem Szenario Nettostromexporteur mit 7,5 TWh ist. Dies bedingt in weiterer Folge, dass in Abbildung 56 der Beitrag des Stromaustauschs zur Deckung der Residuallast rechentechnisch negativ ausfällt, denn Exporte erhöhen hierbei die residuale Nachfrage. Der Pumpstrombedarf ist in Abbildung 56 mit der Erzeugung aus (Pump-)Speicherkraftwerken saldiert.

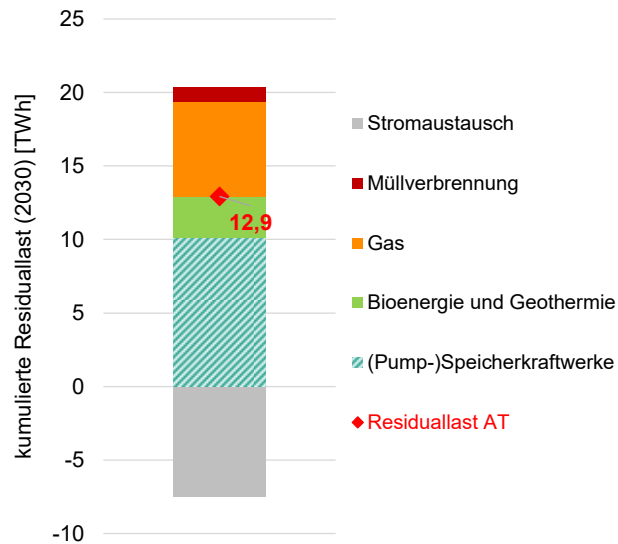


Abbildung 56: Jahresresiduallast und deren Deckungskomponenten Im Szenario „Extremjahr 2030“

In Abbildung 57 lässt sich erkennen, dass die Stunden mit maximaler Residuallast nicht unbedingt die Stunden mit den höchsten Strompreisen und mit dem höchsten Einsatz der Speicherwasserkraft sind. Die Strompreise und der Kraftwerkseinsatz werden auch stark durch das europäische Umfeld bestimmt. Man kann sehen, dass dies im konkreten Fall auch durch die Stromnachfrage in Deutschland bestimmt ist (siehe Abbildung 58 und Abbildung 59).

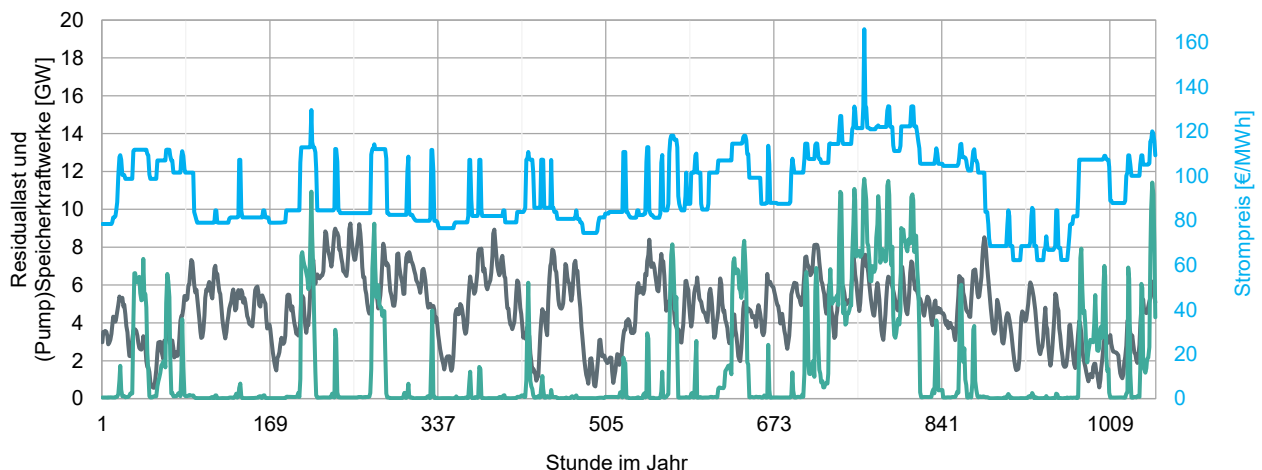


Abbildung 57: Residuallast, Strompreis und (Pump-) Speicherkrafterzeugung im Jänner und Anfang Februar im Szenario „Extremjahr 2030“

⁷⁴ Wie eingangs erwähnt (siehe z.B. Abschnitt 3.1.2.3), liegen den Szenarien „Normaljahr 2030“ und „Extremjahr 2030“ unterschiedliche Wetterjahre zugrunde. So basiert das Szenario „Normaljahr 2030“ hinsichtlich meteorologischer Eingangsdaten wie Temperatur, solarer Einstrahlung und Winddargebot auf dem als durchschnittlich klassifizierten Wetterjahr 2008, während das Szenario „Extremjahr 2030“ wettermäßig dem Jahr 2006 gleicht. Im Jahr 2006 trat zwar in den Monaten Jänner und Februar eine sogenannte „Dunkelflaute“ auf, dennoch erwies sich dieses Jahr als windreicher im Vergleich zum Durchschnitt, also konkret dem Jahr 2008.

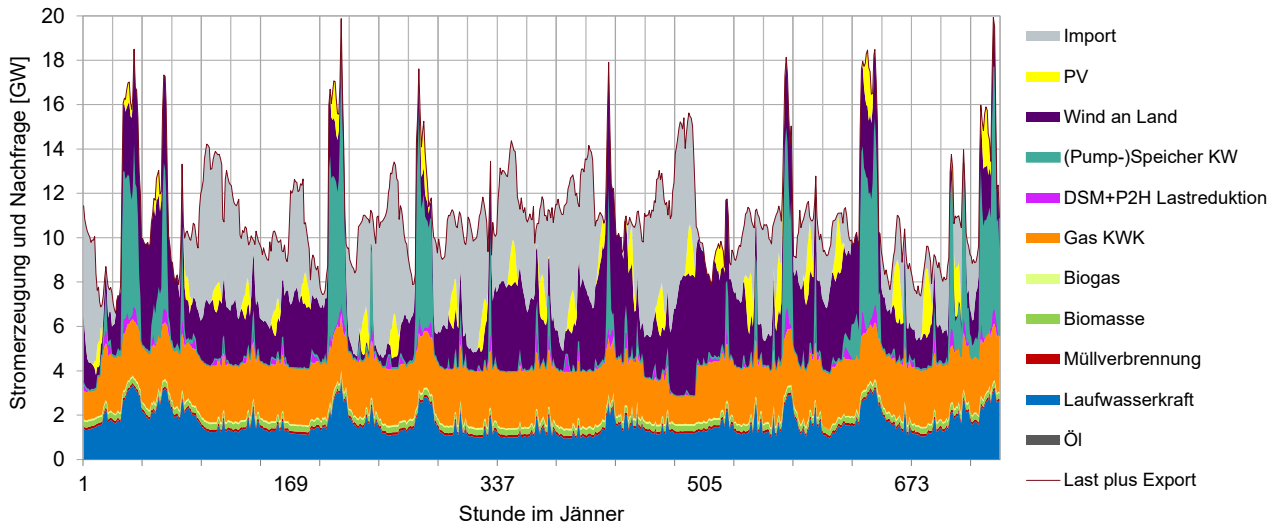


Abbildung 58: Erzeugung im Jänner im Szenario „Extremjahr 2030“

Anmerkung: Teilstriche auf der Zeitachse kennzeichnen einzelne Tage, auf Wochenebene (umfasst 168 Stunden) erfolgte die Achsenbeschriftung

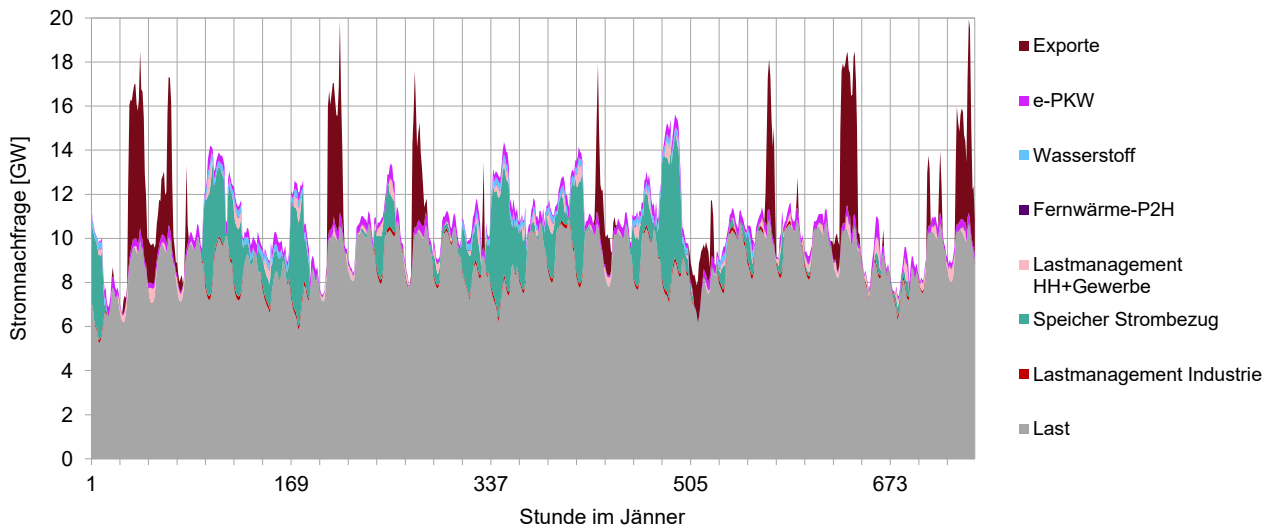


Abbildung 59: Nachfrage im Jänner im Szenario „Extremjahr 2030“

Anmerkung: Teilstriche auf der Zeitachse kennzeichnen einzelne Tage, auf Wochenebene (umfasst 168 Stunden) erfolgte die Achsenbeschriftung

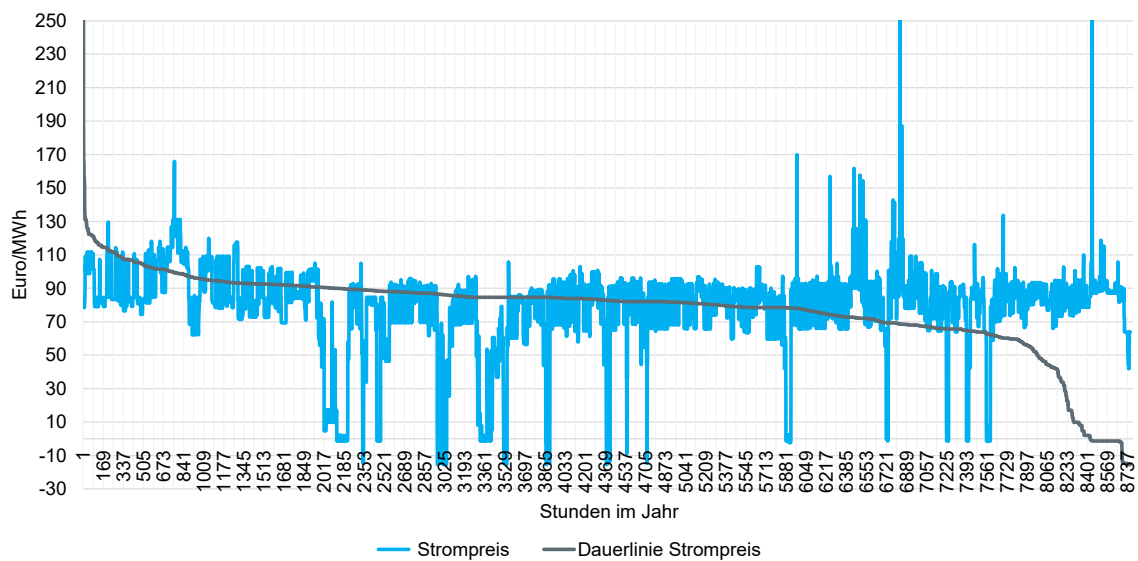


Abbildung 60: Simulierter Strompreis für das Szenario „Extremjahr 2030“ Spitzen gehen bis zu 11000 €/MWh sind aber in der Grafik abgeschnitten.

In Abbildung 60 ist der Strompreis für das betrachtete Szenario dargestellt. Der mittlere Strompreis beträgt 76,5 €/MWh mit Spitzen bis zu 570 €/MWh. Es gibt in diesem Szenario 486 Stunden mit einem Strompreis < 15 Euro/MWh und im Jänner und Februar des Jahres eine zweiwöchige Periode mit erhöhten Strompreisen.

In Abbildung 61 folgt die Darstellung des stündlichen Verlaufs der Residuallast, während in Abbildung 62 die Dauerlinien eben dieser dargestellt sind. Die maximale Residuallast beträgt in diesem Szenario 9,3 GW und die minimale Residuallast -8,3 GW. Die maximalen Gradienten der Residuallast betragen +2,4 GW/h bzw. -2,0 GW/h. Im Szenario „Extremjahr 2030“ tritt auch die höchste installierte Kapazität an (Pump-)Speicherkraftwerke (12,3 GW im Vergleich zu 11,2 GW im Szenario „Normaljahr 2030“) aller analysierten Szenarien auf – der modellendogene Ausbau umfasst ergo zusätzliche 1,1 GW.

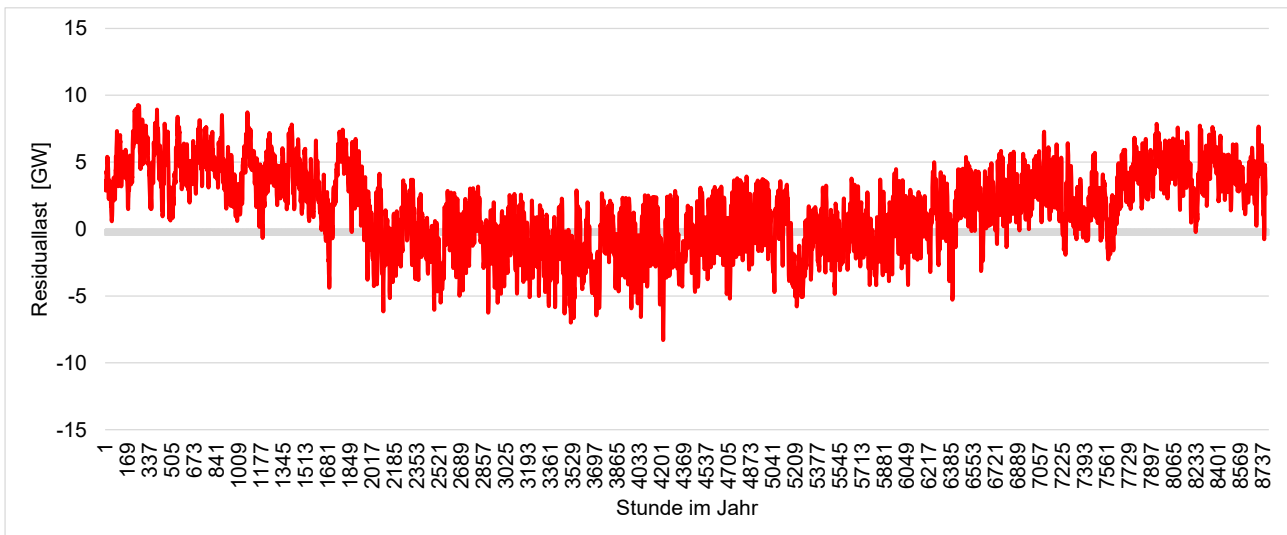


Abbildung 61: Residuallast des „Extremjahr 2030“ Szenarios

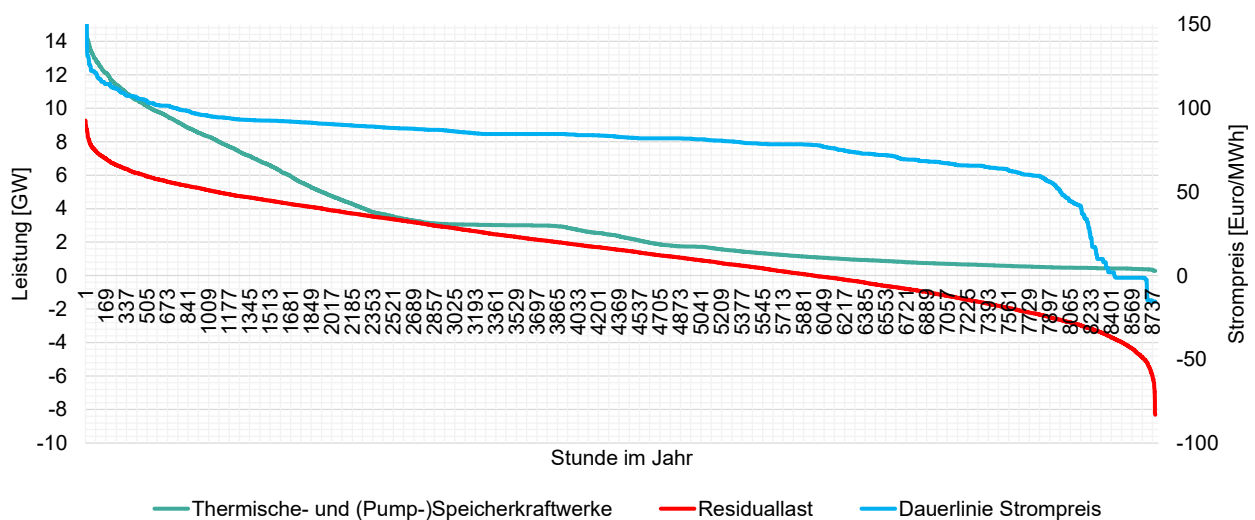


Abbildung 62: Dauerlinie der Erzeugung Thermischer- und (Pump-)Speicherkraftwerke, der Residuallast und des Strompreises im Szenario „Extremjahr 2030“.

Anmerkung: Preisspitzen erreichen bis zu 11.000 €/MWh in einzelnen Stunden, werden aber in obiger Darstellung abgeschnitten

In Abbildung 63 ist die Erzeugung der steuerbaren Kraftwerke für das simulierte Jahr 2030 dargestellt. Ein Vergleich mit der Fernwärmeerzeugung offenbart, dass das Verhältnis von Strom zu Wärme bei Gas-KWK vierfach so groß ist als jenes bei Biomasse-KWK.

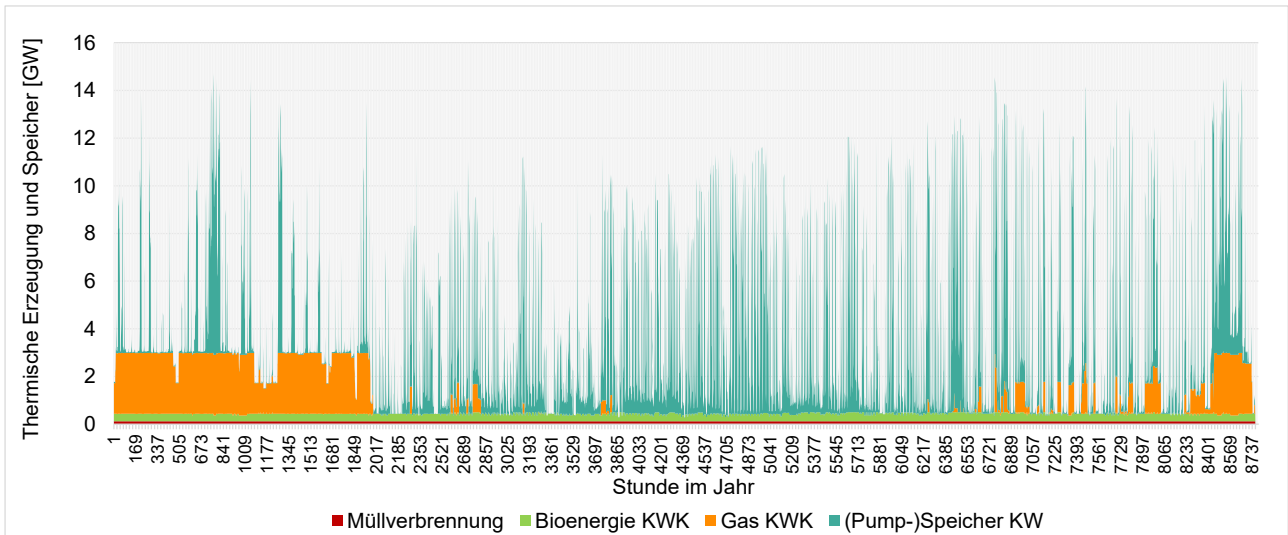


Abbildung 63: Erzeugung der flexiblen Kraftwerke (Biomasse-KWK, Gas-KWK, (Pump-)Speicher-KW und andere KW) im Szenario „Extremjahr 2030“

Abbildung 64 gibt Aufschluss über den resultierenden Flexibilitätsbedarf entsprechend der vorgenommenen zeitlichen Untergliederung (tägliche, wöchentliche bis hin zu monatlichen Schwankungen) sowie über die Gesamtbilanz der Residuallast. Alle Angaben beziehen sich auf den hier aus Gründen der Versorgungssicherheit im Fokus stehenden Fall „Extremjahr 2030“.

Analog zu bisherigen Beobachtungen tritt der höchste Flexibilitätsbedarf in der langen Frist, also auf Jahresebene, auf und liegt 2030 bei ca. 8,7 TWh. An zweiter Stelle folgt der kurzfristige Bedarf, also die Flexibilität zum Ausgleich der stündlichen Schwankungen innerhalb eines Tages, welche mit rund 4,8 TWh als Jahressumme zu Buche schlägt.

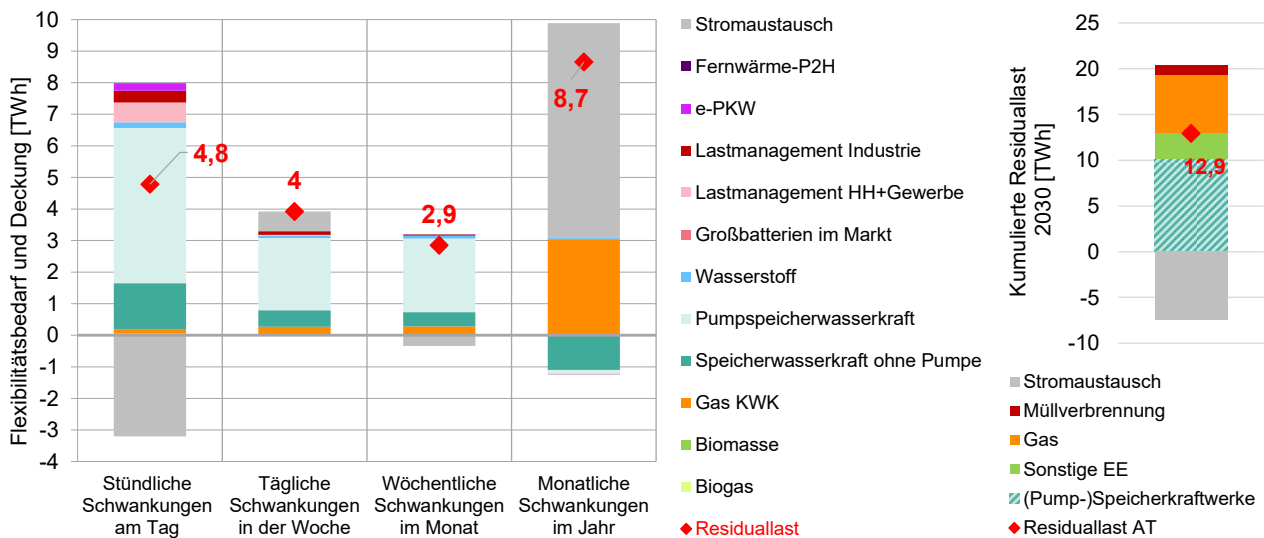


Abbildung 64: Darstellung des zeitlich untergliederten Flexibilitätsbedarfs und der Bereitstellung dieser Flexibilität gemäß Szenario „Extremjahr 2030“ (inkl. Angabe der Jahresbilanz der Residuallast (rechts) – hierin zeigt die grün/türkis schraffierte Fläche den Beitrag von (Pump)Speicherwasserkraft)

In Abbildung 64 sind die im Rahmen dieser Studie üblichen Flexibilitätsbedarfsindikatoren für das Szenario „Extremjahr 2030“, also für das Jahr 2030, dargestellt. Neben der Erhebung des zuvor diskutierten Flexibilitätsbedarfs geben diese Darstellungen auch Aufschluss, wie dieser zu decken wäre bzw. konkret, welches Portfolio an Flexibilitätsoptionen hier gemäß Modellierung optimal erscheint. Die Ergebnisauswertung gibt Aufschluss, ob und wie die für Österreich (künftig) verfügbaren Flexibilitätsoptionen aus marktwirtschaftlicher Sicht dazu beitragen können, eine kosteneffiziente und gleichermaßen sichere Stromversorgung zu gewährleisten.

Bereits identifizierte Muster werden auch hier bestätigt: Man erkennt, dass der Stromaustausch mit Österreichs Nachbarländern, also Importe im Fall von Unterdeckung und Exporte im Fall von Überproduktion, einen bedeutenden Beitrag zur Bereitstellung der nötigen Flexibilität leistet. Mit Ausnahme der täglichen

Flexibilität, wird künftig der Großteil der Flexibilität durch internationalen Stromaustausch bereitgestellt. Der Beitrag zur Deckung des jährlichen Flexibilitätsbedarfs, also zum Ausgleich der monatlichen Schwankungen, liegt beispielsweise bei beachtlichen 6,8 TWh, was mengenmäßig betrachtet einer Verdopplung im Vergleich zu heute entspricht⁷⁵.

Die Speicherwasserkraft im Allgemeinen und die Pumpspeicherkraftwerke im Speziellen stellen hingegen einen Großteil der kurzfristigen Flexibilität zur Verfügung, also des Ausgleichs stündlicher Schwankungen innerhalb eines Tages (tägliches Flexibilitätsbedarfs). Dieser liegt im betrachteten Szenario bei 5 TWh. Ebenso substantiell erscheint deren Beitrag zur Deckung der täglichen Schwankungen innerhalb einer Woche (wöchentlicher Flexibilitätsbedarf) bzw. der wöchentlichen Schwankungen innerhalb eines Monats (monatlicher Flexibilitätsbedarf). Ein bedeutsamer Beitrag zum Ausgleich längerfristiger Schwankungen wird insbesondere von den thermischen Kraftwerken geleistet. Da diese bei Bedarf einsetzbar, bzw. aufgrund des Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb im Winterhalbjahr vermehrt in Betrieb sind, können insbesondere Gaskraftwerke einen substantiellen Beitrag zur Bereitstellung der erforderlichen jährlichen Flexibilität (3 TWh im Jahr 2030) leisten. Dies kommt in, aus Versorgungssicherheit gesehen, kritischen Zeiten umso mehr zu tragen, wie etwa bei wetterbedingten Dunkelflauten.

3.1.4.3 Szenarienvergleich und Sensitivitätsanalyse

Dieser Abschnitt ist dem Szenarienvergleich gewidmet, also der Gegenüberstellung zentraler Ergebnisse der im Vorfeld diskutierten Szenarien. Neben den beiden Hauptszenarien „Normaljahr 2030“ (zur wirtschaftlichen Bewertung der untersuchten Flexibilitätsoptionen) und „Extremjahr 2030“ (zwecks Analyse von Extremsituationen hinsichtlich Wettereinflüssen) werden hierbei auch die im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse zum Einfluss des künftigen CO₂ Preises untersuchten Szenarien künftig hoher (120 €/tCO₂) bzw. niedriger (44 €/tCO₂) Preise für Emissionsrechte am EU EHS mitbetrachtet. Weiters wird ein Sensitivitätsszenario zu Großbatterien mitbetrachtet. Hierin werden die Auswirkungen der Verfügbarkeit von Großbatterien auf den Energiemarkt, bzw. die darin erforderliche Flexibilitätsbereitstellung, beleuchtet. Wie im Abschnitt 3.1.2.3 beschrieben wird hierbei unterstellt, dass dem heimischen Energiemarkt des Jahres 2030 neben den standardmäßig eingebundenen 1.013 MW an Prosumerbatterien auch ein bedeutsames Ausmaß an Großbatterien, konkret 1.456 MW, zur Verfügung stehen.

Kenngößen zum Stromsystem 2030

Eingangs werden zentrale Kenngößen zum künftigen (2030) Stromsystem in Österreich vergleichend analysiert. Konkret liefert hierzu Abbildung 65 eine Energiebilanz, untergliedert in Erzeugung und Verbrauch nach Technologien bzw. Verbrauchssegmenten, sowie komplementär hierzu eine Kapazitätsbilanz.

Vergleicht man die Stromaufbringungsseite, so zeigen sich im Einklang mit den zugrundeliegenden unterschiedlichen Wetterjahren zwischen den Szenarien „Normaljahr 2030“ und „Extremjahr 2030“ Unterschiede in der jährlichen Stromerzeugung aus volatilen Erneuerbaren. Diese Unterschiede fallen bei der Laufwasserkraft und Photovoltaik vergleichsweise gering aus. Bei der Windenergie erweist sich das dem Szenario „Extremjahr 2030“ zugrundeliegende Wetterjahr 2006 als windreicher im Vergleich zum Wetterjahr 2008, welches die Basis für das Szenario „Normaljahr 2030“ bildet. Demgemäß steigt die Windstromerzeugung von im Standardfall 16,8 TWh („Normaljahr 2030“) auf 18,8 TWh („Extremjahr 2030“) an, bei gleichem zugrundeliegenden Windausbau im Jahr 2030 (im Einklang mit UBA WAM/NEKP). Die Erzeugung der Speicherwasserkraft inklusive Erzeugung aus Pumpstrom kommt im „Extremjahr 2030“ (18,8 TWh) um 1,1 TWh höher zu liegen als im „Normaljahr 2030“ (17,7 TWh), obwohl die Erzeugung aus natürlichem Zufluss im „Extremjahr 2030“ um 0,8 TWh geringer ausfällt. Dies mag bedingt sein durch erhöhte Erfordernisse hinsichtlich des Ausgleichs von Schwankungen in Last und Erzeugung, ursächlich beteiligt erscheint hier aber auch eine erhöhte ausländische Nachfrage nach steuerbarer elektrischer Energie in manchen Stunden und Tagen. Eklatante Unterschiede treten hingegen beim Einsatz fossiler Kraftwerke auf – konkret ist die Auslastung der Gas-KWK im Szenario „Extremjahr 2030“ (6,4 TWh) deutlich unter der im „Normaljahr 2030“ (9,3 TWh). Dies offenbart die hohe Abhängigkeit dieser Erzeugungsform von ausländischer Stromnachfrage, was deren Beitrag zur Deckung des heimischen Flexibilitätsbedarfs schmälert.

⁷⁵ So zeigt die monatliche Bilanz des öffentlichen Netzes gemäß E-Control Angaben einen Beitrag des Stromaustauschs zur saisonalen Verschiebung in Höhe von 3,8 TWh für das Jahr 2016.

Abbildung 65: Szenarienvergleich (i): Kenngrößen zum Stromsystem 2030 in Österreich

Anmerkung: Bei den Sensitivitätsszenarien werden signifikante Änderungen im Vergleich zum Basisszenario (Normaljahr 2030) farblich markiert und fett dargestellt.

Szenarienvergleich (i): Kenngrößen zum Stromsystem 2030 (öffentliches Netz)						
Szenario:	Einheit:	Normaljahr 2030	Extremjahr 2030	Sensitivität:	Sensitivität:	Sensitivität:
				hoher CO2 Preis (Normaljahr 2030)	niedriger CO2 Preis (Normaljahr 2030)	Großbatterien (Normaljahr 2030)
Energiebilanz						
Erzeugung im Jahressaldo (in TWh)						
Laufwasserkraft	TWh	31,52	31,47	31,53	31,50	31,52
Speicherwasserkraft inkl. Erzeugung aus Pump	TWh	17,69	18,80	18,28	18,19	17,62
Batterie Stromabgabe	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34
Wind	TWh	16,78	18,80	16,78	16,78	16,78
PV	TWh	11,60	11,43	11,60	11,60	11,60
Bioenergie und Geothermie	TWh	2,81	2,80	2,81	2,81	2,81
Gas CC	TWh	9,33	6,44	10,62	5,76	8,97
Gasturbine und Öl	TWh	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00
Müllverbrennung	TWh	1,01	1,00	1,13	1,01	1,01
Import	TWh	9,68	11,65	10,05	11,24	9,99
Summe	TWh	100,41	102,41	102,81	98,88	100,63
Verbrauch im Jahressaldo (in TWh)						
Last inkl. Netzverluste	TWh	70,79	70,79	70,79	70,79	70,79
e-PKW	TWh	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60
Pumpspeicher Strombezug	TWh	6,20	8,67	6,91	6,89	6,11
Batterie Strombezug	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,41
Fernwärme-P2H	TWh	0,01	0,06	0,00	0,08	0,01
P2G (Wasserstoff)	TWh	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18
Export	TWh	19,61	19,11	21,32	17,33	19,51
Summe	TWh	100,41	102,41	102,81	98,88	100,63
Jahressaldo des Stromaustauschs (Nettoimporte = Importe - Exporte)	TWh	-9,94	-7,46	-11,27	-6,09	-9,52
Kapazitätsbilanz						
Erzeuger (in GW)						
Laufwasserkraft	GW	6,28	6,28	6,28	6,28	6,28
Pumpspeicher und Speicherwasserkraft	GW	11,24	12,31	11,45	11,23	11,19
Wind	GW	6,52	6,52	6,52	6,52	6,52
PV	GW	11,66	11,66	11,66	11,66	11,66
Bioenergie und Geothermie	GW	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
Gas CC	GW	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77
Gasturbine und Öl	GW	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59
Müllverbrennung	GW	0,12	0,12	0,14	0,12	0,12
Summe	GW	39,62	40,69	39,85	39,61	39,58
Ausgewählte Verbraucher (in GW)						
Großbatterien	GW	0,00	0,00	0,00	0,00	1,46
Elektrolyseure (Wasserstoff)	GW	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30

Ein Blick auf die im Zuge der Sensitivitätsanalyse berechneten Szenarien zeigt die hohe Abhängigkeit der Gasstromerzeugung vom künftigen CO₂-Preis: im Falle hoher CO₂-Preise ist aufgrund der innereuropäischen Verdrängung von Kohlestrom eine deutliches Nachfrage- und ergo auch Erzeugungsplus zu beobachten (Anstieg auf 10,6 TWh), während im Fall niedriger CO₂-Preis im Vergleich zum „Normaljahr 2030“, aber auch zum „Extremjahr 2030“ ein weiterer Rückgang der Gasstromerzeugung beobachtbar ist (auf 5,8 TWh). Die Auslastung der Gaskraftwerke, wie auch jene der Speicherwasserkraft, beeinflusst massiv den Jahressaldo des Stromaustauschs zwischen Österreich und seinen Nachbarn. Während in allen betrachteten Fällen Österreich als Nettoexporteur elektrischer Energie im Jahr 2030 auftritt, werden dennoch deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Szenarien offensichtlich. Die höchste Exportquote wird im Fall hoher CO₂-Preise (Exportsaldo: 11,3 TWh) erreicht, gefolgt vom Standardfall „Normaljahr 2030“ (9,9 TWh). Ein niedriger CO₂-Preis würde den Stromexport auf 6,1 TWh reduzieren, was nahezu einer Halbierung im

Vergleich zum Szenario hoher CO₂-Preise gleicht. Tendenziell ist hier in allen betrachteten Fällen eine saisonale Abhängigkeit des Stromaustauschs zu beobachten, so überwiegen Export im Sommerhalbjahr, während im Winterhalbjahr in Österreich vermehrt Importe auftreten.

Die Sensitivitätsanalyse bezüglich der Auswirkungen von 1.456 MW an Großbatterien, die dem heimischen Energiemarkt gemäß Szenariovorgabe im Jahr 2030 zur Verfügung stehen, liefert folgende Erkenntnisse: Die Modellrechnung zeigt, dass die Großbatterien im Jahressaldo mit 0,41 TWh billigem Strom (meist Importstrom) geladen werden. Aus diesen Batterien werden im Jahr 0,34 TWh an Strom entnommen, was wiederum im Wesentlichen einen Rückgang der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken (-0,36 TWh) bedingt. Der größte Effekt der Batterien ist dieser jahresbilanzielle Effekt. Außer dem Stromaustausch wird hierdurch jedoch die Bereitstellung von Flexibilität anderer Technologien (stündlich bis saisonal) nur marginal beeinflusst, vgl. Abbildung 70. Beim Stromaustausch werden durch die markttechnische Verfügbarkeit der Großbatterien die Importe zu Zeiten von geringer Residuallast im Tagesverlauf verstärkt (siehe Ergebnisse zu stündlichen Schwankungen am Tag gemäß Abbildung 70).

Ein Blick auf die Kapazitätsbilanz (vgl. Abbildung 65) zeigt mit Ausnahme der Pumpspeicher und Speicherwasserkraft keine Unterschiede zwischen den Szenarien. Folglich wird in Abbildung 66 ein detaillierter Blick auf diese Erzeugungs- bzw. Speichertechnologie geworfen. Neben dem gemäß Vorgaben (UBA WAM/NEKP Szenario) geplanten Ausbau⁷⁶ (2,0 GW Erweiterung bei Turbinenleistung, 1,3 GW bei Pumpleistung) erfolgt modellendogen in allen betrachteten Szenarien ein zusätzlicher Ausbau, sowohl was die Pumpleistung betrifft als auch die Turbinenleistung. Der höchste Zubau ist im Szenario „Extremjahr 2030“ zu beobachten (1,5 GW zusätzliche Turbinenleistung, 1,3 GW zusätzliche Pumpleistung). Der Vergleich mit dem Szenario „Normaljahr 2030“ (0,4 GW zusätzliche Turbinen- und 0,25 GW zusätzliche Pumpleistung) offenbart die Erfordernisse an die Politik/Regulierung entsprechende Anreize zu setzen, sodass diese Flexibilitätsoption im „Krisenfall“ auch in vollem Ausmaß zur Verfügung stehen würde.

Abbildung 66: Szenarienvergleich (ii): Ausbau der (Pump)Speicherwasserkraft

Anmerkung: Bei den Sensitivitätsszenarien werden signifikante Änderungen im Vergleich zum Basisszenario (Normaljahr 2030) farblich markiert und fett dargestellt.

Szenarienvergleich (II): Ausbau der (Pump)Speicherwasserkraft						
Szenario:		Normaljahr 2030	Extremjahr 2030	Sensitivität:	Sensitivität:	Sensitivität:
				hoher CO ₂ Preis (Normaljahr 2030)	niedriger CO ₂ Preis (Normaljahr 2030)	Großbatterien (Normaljahr 2030)
Speicher und Pumpspeicherkraftwerke - Turbinenleistung						
	GW	11,24	12,31	11,45	11,23	11,19
Bestand 2020	GW	8,84	8,84	8,84	8,84	8,84
Ausbau bis 2030 gemäß UBA-WAM/NEKP	GW	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01
Modellendogener zusätzlicher Ausbau	GW	0,38	1,46	0,60	0,37	0,34
Pumpleistung						
	GW	5,74	6,83	5,92	5,74	5,70
Bestand 2020	GW	4,20	4,20	4,20	4,20	4,20
Ausbau bis 2030 gemäß UBA-WAM/NEKP	GW	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29
Modellendogener zusätzlicher Ausbau	GW	0,25	1,34	0,44	0,26	0,21
Pump.-/Turbinenleistung (%)	%	51,0%	55,4%	51,7%	51,1%	50,9%

Kenngrößen zur Residuallast und zum Flexibilitätsbedarf

Nachfolgend steht die Residuallast sowie der daraus abgeleitete Flexibilitätsbedarf in Österreichs Strommarkt 2030 im Fokus des Szenarienvergleichs. Hierzu bietet Abbildung 69 einen vergleichenden Überblick. Konkret werden in der Abbildung zentrale Indikatoren zur Residuallast aufgelistet, gefolgt von einem Vergleich der auftretenden Schwankungen in eben dieser, untergliedert in die untersuchten verschiedenen Zeitbereiche (stündliche Schwankungen am Tag, etc. bis hin zu monatlichen Schwankungen im Jahr). Mitbetrachtet wird auch die Jahresbilanz der Residuallast, da eben auch diese zur Wahrung der Versorgungssicherheit seitens der verfügbaren Flexibilitätsoptionen bereitgestellt werden muss. Neben den Szenarien zur zukünftigen Entwicklung des Stromsystems im Jahr 2030 bietet diese Auflistung auch den Vergleich mit der Ausgangslage – es wird die reale Residuallast in Österreichs Strommarkt des Jahres 2020 dargestellt, wie auch die darin beobachtbaren Dynamiken. Hierfür dienten ENTSO-E Daten als Basis der Analyse (ENTSO-E, 2021a).

⁷⁶ Vergleiche hierzu auch Ausführungen in Kapitel 2.8.

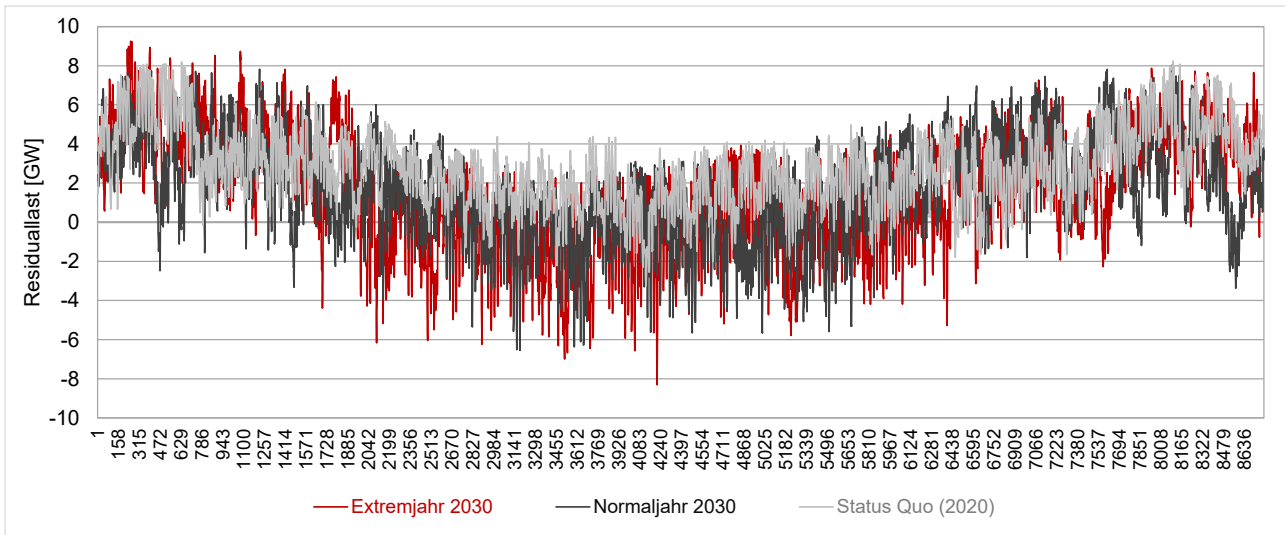


Abbildung 67: Status Quo (2020) und Szenarienvergleich (2030) zum zeitlichen Verlauf der Residuallast (Quelle: basierend auf (ENTSO-E, 2021a) bzw. eigenen Berechnungen)

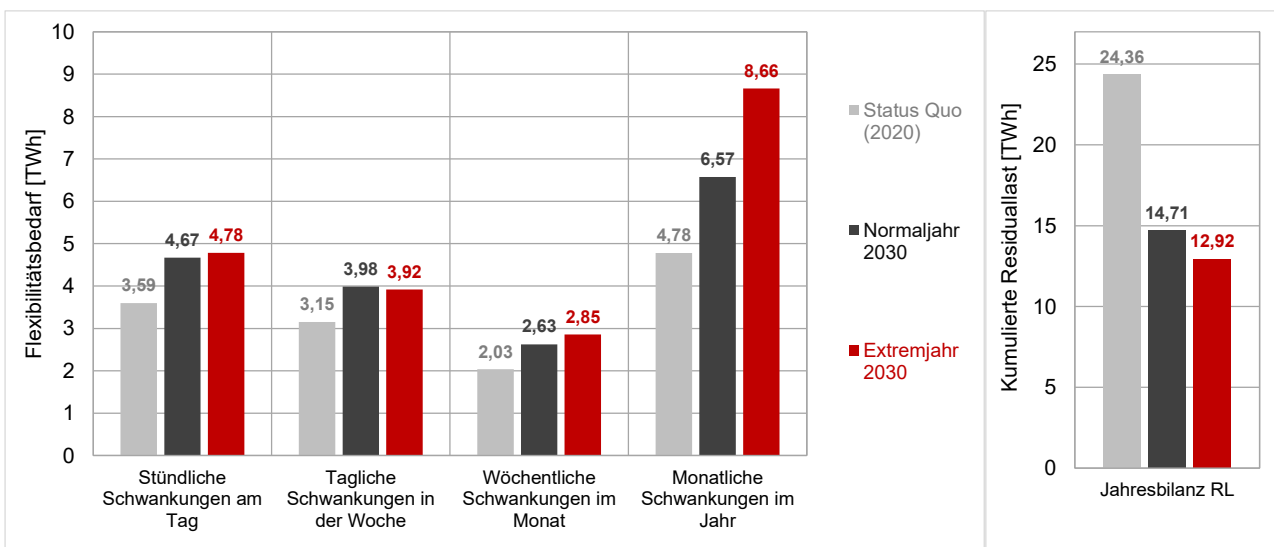


Abbildung 68: Status Quo (2020) und Szenarienvergleich (2030) des zeitlich untergliederten Flexibilitätsbedarfs (links) inkl. Angabe der Jahresbilanz der Residuallast (rechts) (Quelle: basierend auf (ENTSO-E, 2021a) bzw. eigenen Berechnungen)

Abbildung 67 illustriert den zeitlichen Verlauf der Residuallast heute (2020 – auf Basis von Strommarktstatistiken) und morgen (2030 – gemäß Modellierung), während Abbildung 68 den zeitlich untergliederten Flexibilitätsbedarfs (links) die Jahresbilanz der Residuallast (rechts) vergleichend darstellt. Der Vergleich der Residuallast heute (2020) und morgen (2030) zeigt in der Jahresbilanz einen deutlichen Rückgang der Residuallast von heute 24,4 TWh auf künftig 12,9 bis 14,8 TWh, je nach Szenario. Bei positiven Maxima der Residuallast ist nahezu keine Veränderung zu beobachten, während hinsichtlich negativer Spitzen ein deutliches Anwachsen zu beobachten ist – von heute -3,25 GW auf künftig -6,55 bis -8,3 GW. Dies ist als Folge des antizipierten massiven Ausbaus an vEE erwartbar, ändert sich in analogem Maß doch auch die Stromaußenhandelsbilanz. Hinsichtlich der zeitlichen Dynamik der Residuallast zeigen reale Daten beachtliche Gradienten, sowohl positive (6,25 GW/h) als auch negative (-4,35 GW/h). Die Modellierung liefert hierzu ein verhaltenes Bild – demgemäß wäre ein deutlicher Rückgang dieser Dynamik zu erwarten. Hauptgrund hierfür ist der gemäß UBA WAM/NEKP prognostizierte massive Ausbau an vEE und der damit verbundene Rückgang an residualer Last. Sinkt die Residuallast absolut, so erscheint auch ein Absinken der Gradienten plausibel. Des Weiteren ist hier zu erwähnen, dass im stündlichen Verlauf generelle eine gute Übereinstimmung zwischen dem Erzeugungsprofil der PV, einer künftig wohl zentralen Säule der heimischen Stromerzeugung, vor allem auf dezentraler Ebene, und dem Lastprofil der Stromnachfrage besteht, was ggf. ebenso eine ausgleichende Wirkung auf die Dynamik der Residuallast erwarten lässt.

Ein Blick auf den ermittelten Flexibilitätsbedarf (siehe Abbildung 68) zeigt in der kurzen Frist, also hinsichtlich der stündlichen Schwankungen im Vergleich zum Tagesmittel, einen Anstieg von heute 3,6 TWh an jährlicher Flexibilitätsbedarfssumme auf 4,6 bis 4,8 TWh im Jahr 2030 – dies entspricht prozentual betrachtet einem

Anstieg um 30 % bis 33 % im Vergleich zu heute (2020). Die Schwankungsbreite zwischen den Szenarien bleibt hier folglich gering. In der mittleren Frist, also bei Betrachtung etwa der täglichen Schwankungen in der Woche oder den wöchentlichen Schwankungen im Monat, zeigt sich ein ähnliches Muster – hier steigt der Flexibilitätsbedarf um 26 % bis 40 % an, je nach Szenario und Zeitbereich. In der langen Frist, also bei Betrachtung der monatlichen Schwankungen im Jahr, ist der vergleichsweise deutlichste Anstieg an Flexibilitätsnachfrage zu beobachten. Liegt dieser Flexibilitätsbedarf heute bei 4,8 TWh, so ist künftig eine Nachfrage von 6,6 bis 8,7 TWh zu erwarten, was einem Anstieg um 37 % bis hin zu 81 % gleicht. Wie aus diesen Angaben ersichtlich, treten hier klare Unterschiede zwischen den Szenarien auf – diese sind wetterbedingt und so ist der langfristige Flexibilitätsbedarf erwartungsgemäß im Szenario „Extremjahr 2030“ am größten (8,7 TWh). Bei der Jahresbilanz der Residuallast ist im Gegenzug ein deutliches Absinken zu beobachten – als Folge des anvisierten massiven heimischen Ausbaus Erneuerbarer bis 2030 ist zu erwarten, dass Österreich künftig ein positives Stromhandelssaldo erreicht. Alle Szenarien zu 2030 mit dem Normaljahr 2008 als Wetterdatenbasis unterscheiden sich kaum bei den Residuallastwerten, da diese auf analogen Erzeugungsprofilen seitens der vEE basieren. Geringfügige Unterschiede sind hier lediglich bei der Erzeugung der Laufwasserkraftwerke beobachtbar, da der zeitliche Verlauf der Laufwasserkrafterzeugung in der Modellierung wie auch in der Realität von den Wasserabgaben der Speicherkraftwerke beeinflusst wird. Da die Speicherkraftwerke in den Szenarien unterschiedlich eingesetzt werden, unterscheidet sich auch geringfügig der zeitliche Verlauf der Laufwasserkrafterzeugung und damit auch die Residuallast.

Abbildung 69: Szenarienvergleich (iii): Kenngrößen zur Residuallast und zum Flexibilitätsbedarf

Szenarienvergleich (III): Kenngrößen zur Residuallast & zum Flexibilitätsbedarf im Strommarkt							
Szenario:	Einheit:	Status Quo (2020)	Normaljahr 2030	Extremjahr 2030	Sensitivität:	Sensitivität:	Sensitivität:
					hoher CO2 Preis (Normaljahr 2030)	niedriger CO2 Preis (Normaljahr 2030)	Großbatterien (Normaljahr 2030)
Analyse der Residuallast (RL)							
Indikatoren zur RL							
Jahresmittelwert RL	GW	2,77	1,67	1,48	1,67	1,68	1,67
Jahresbilanz RL	TWh	24,36	14,71	12,92	14,69	14,79	14,71
Maximalwert positive RL	GW	8,24	8,08	9,26	8,17	8,00	8,10
Maximalwert negative RL	GW	-3,25	-6,55	-8,30	-6,65	-6,55	-6,55
Zeitliche Veränderung der RL							
Maximaler Gradient positiver RL	GW/h	6,25	2,50	2,37	2,41	2,82	2,29
Maximaler Gradient negativer RL	GW/h	-4,35	-2,17	-1,97	-1,86	-1,93	-2,17
Flexibilitätsbedarf auf Basis der RL, aufgeschlüsselt nach Zeitperioden (als Jahressumme in TWh)							
Stündliche Schwankungen am Tag	TWh	3,59	4,67	4,78	4,73	4,65	4,67
Tagliche Schwankungen in der Woche	TWh	3,15	3,98	3,92	3,96	3,91	3,98
Wöchentliche Schwankungen im Monat	TWh	2,03	2,63	2,85	2,55	2,59	2,63
Monatliche Schwankungen im Jahr	TWh	4,78	6,57	8,66	6,58	6,61	6,57
Jahresbilanz RL	TWh	24,36	14,71	12,92	14,69	14,79	14,71

Kenngrößen zum Einsatz der Flexibilitätsoptionen

Einen komplementären Blick auf den Einsatz der verfügbaren Flexibilitätsoptionen gemäß den untersuchten Szenarien liefert Abbildung 70. Hier zeigen sich bei Vergleich der Sensitivitätsszenarien (hoher und niedriger CO₂-Preis) mit dem Basisfall (mittlerer CO₂-Preis) keine Unterschiede. Dies bestätigt die im Vorfeld getätigte Hypothese, dass die doch deutlichen Unterschiede in der Speichernutzung und im Einsatz der Gas KWK von der Stromnachfrage im Ausland herrühren. Ein hoher CO₂-Preis verbessert beispielsweise die Wirtschaftlichkeit dieser heimischen Erzeugungs- bzw. Speichertechnologien, dies hat jedoch keinen Einfluss auf die Flexibilitätsbedarfsdeckung hierzulande.

Des Weiteren bestätigt Abbildung 70 die bereits im Vorfeld offensichtlich gewordenen Einsatzmuster (vgl. Abbildung 55 bzw. Abbildung 64) der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen:

- Verbraucherseitige Optionen (Lastverschiebung in Haushalt, Gewerbe und Industrie, E-Autos, etc.) tragen zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen in der Residuallast bei, leisten jedoch (nahezu) keinen Beitrag zum saisonalen Ausgleich in der langen Frist. Der Einsatz dieser Optionen wird auch von der markttechnischen Verfügbarkeit von Großbatterien nur marginal beeinflusst (vgl. die entsprechende Sensitivität hierzu).

- Großbatterien, falls im Strommarkt 2030 verfügbar (vgl. die entsprechende Sensitivität hierzu), würden in analoger Form zu flexiblen Verbrauchern einen Beitrag zur Bedarfsdeckung in der kurzen Frist liefern. Deren Verfügbarkeit und Einsatz würde im Wesentlichen den Einsatz thermischer Kraftwerke, insbesondere von Gaskraftwerken, vermindern, hätte aber nur marginale Auswirkungen auf die Anwendung verbraucherseitiger Optionen.
- Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke erlauben einen flexiblen Einsatz in allen Zeitbereichen. Aufgrund realer Einsatzmuster ist deren Beitrag aber im Regelfall höher in der kurzen und mittleren Frist.
- Thermische Kraftwerke, konkret erdgasbetriebene KWK-Anlagen, zeigen im Regelfall ein hierzu gegenläufiges Muster: Ihr Beitrag ist tendenziell am größten in der langen Frist, also zum saisonalen Ausgleich der monatlichen Schwankungen im Vergleich zum Jahresmittel, während in der kurzen Frist der anfallende Flexibilitätsbedarf nur geringfügig durch diese Option gesenkt wird.
- Der Stromaustausch ist eine zentrale Flexibilitätssäule des heimischen Strommarkts, sowohl um Überschüsse zu nutzen als auch um Defizite auszugleichen. Der Beitrag zum saisonalen Ausgleich, also zum Decken der höheren Residuallast in den Wintermonaten, fällt bei dieser Flexibilitätsoption deutlich am größten aus, auch im Vergleich zu anderen Optionen. In der kurzen Frist, also zum Ausgleich stündlicher Schwankungen am Tag hilft Österreich durch den internationalen Stromaustausch den Nachbarländern bei der Deckung der residualen Lasten und exportiert somit kurzfristige Flexibilität. Dies bestätigt auch der Blick auf den heimischen Flexibilitätsmarkt heute (2020) – vgl. Abbildung 34.

Abbildung 70: Szenarienvergleich (iv): Kenngrößen zum Einsatz der Flexibilitätsoptionen

Szenarienvergleich (IV _a): Kenngrößen zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs (Einsatz der Flexibilitätsoptionen, Teil 1)						
Szenario:	Normaljahr 2030	Extremjahr 2030	Sensitivität:	Sensitivität:	Sensitivität:	
			hoher CO2 Preis (Normaljahr 2030)	niedriger CO2 Preis (Normaljahr 2030)	Großbatterien (Normaljahr 2030)	
Flexibilitätsbedarfsdeckung	<u>Einheit</u>					
Kapazitätsbilanz der Flexibilitätsoptionen (abgerufene maximale Leistung in GW)						
Müllverbrennung	GW	0,11	0,11	0,13	0,11	0,11
Biogas	GW	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Biomasse	GW	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Gas KWK	GW	2,55	2,55	2,34	2,55	2,49
Gas-Kombikraftwerke	GW	0,00	0,00	0,21	0,00	0,05
Gasturbinen	GW	0,14	0,24	0,35	0,01	0,00
Öl	GW	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Pumpspeicher und Speicherwasserkraft	GW	10,62	11,68	10,82	10,64	10,52
Großbatterien im Markt	GW	0,00	0,00	0,00	0,00	1,46
Lastmanagement Industrie	GW	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
Stromtausch	GW	9,93	10,28	10,00	9,84	9,93
Wasserstoff	GW	0,29	0,30	0,29	0,29	0,29
Lastmanagement HH+Gewerbe	GW	1,11	1,10	1,09	1,03	1,07
e-PKW	GW	1,12	1,19	1,09	1,11	1,12
Fernwärme-P2H	GW	0,01	0,03	0,28	0,28	0,01
Jahreserzeugung (Beitrag zur Deckung der Jahressumme der Residuallast)						
Müllverbrennung	TWh	1,01	1,00	1,13	1,01	1,01
Biogas	TWh	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
Biomasse	TWh	2,30	2,29	2,30	2,30	2,30
Gas KWK	TWh	9,33	6,44	9,46	5,76	8,67
Gas-Kombikraftwerke	TWh	0,00	0,00	1,17	0,00	0,29
Gasturbinen	TWh	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00
Öl	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pumpspeicher und Speicherwasserkraft	TWh	11,49	10,13	11,37	11,29	11,51
Großbatterien im Markt	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,08
Lastmanagement Industrie	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Stromtausch	TWh	-9,94	-7,46	-11,27	-6,09	-9,52
Wasserstoff	TWh	-1,18	-1,18	-1,18	-1,18	-1,18
Lastmanagement HH+Gewerbe	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e-PKW	TWh	-2,60	-2,60	-2,60	-2,60	-2,60
Fernwärme-P2H	TWh	-0,01	-0,06	0,00	-0,08	-0,01

Szenarienvergleich (IV _b): Kenngrößen zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs (Einsatz der Flexibilitätsoptionen, Teil 2)						
Szenario:	Normaljahr 2030	Extremjahr 2030	Sensitivität:	Sensitivität:	Sensitivität:	
			hoher CO2 Preis (Normaljahr 2030)	niedriger CO2 Preis (Normaljahr 2030)	Großbatterien (Normaljahr 2030)	
Energetischer Beitrag der Flexibilitätsoptionen (als Jahressumme in TWh)						
Beitrag zur Deckung der stündlichen Schwankungen am Tag						
Müllverbrennung	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biogas	TWh	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Biomasse	TWh	0,02	0,02	0,01	0,02	0,02
Gas KWK	TWh	0,38	0,13	0,29	0,20	0,34
Gas-Kombikraftwerke	TWh	0,00	0,00	0,04	0,00	0,01
Gasturbinen	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Öl	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Speicherwasserkraft ohne Pumpe	TWh	1,71	1,47	1,44	1,69	1,71
Pumpspeicherkraft	TWh	4,50	4,91	4,46	4,82	4,42
Großbatterien im Markt	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,33
Lastmanagement Industrie	TWh	0,41	0,37	0,40	0,40	0,41
Stromtausch	TWh	-3,48	-3,20	-3,05	-3,59	-3,70
Wasserstoff	TWh	0,22	0,18	0,20	0,19	0,22
Lastmanagement HH+Gewerbe	TWh	0,64	0,62	0,66	0,65	0,64
e-PKW	TWh	0,23	0,24	0,23	0,23	0,23
Fernwärme-P2H	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Beitrag zur Deckung der täglichen Schwankungen in der Woche						
Müllverbrennung	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biogas	TWh	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Biomasse	TWh	0,01	0,02	0,00	0,01	0,01
Gas KWK	TWh	0,92	0,24	1,02	0,49	0,82
Gas-Kombikraftwerke	TWh	0,00	0,00	0,10	0,00	0,03
Gasturbinen	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Öl	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Speicherwasserkraft ohne Pumpe	TWh	0,72	0,53	0,66	0,78	0,70
Pumpspeicherkraft	TWh	2,30	2,28	2,19	2,52	2,21
Großbatterien im Markt	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03
Lastmanagement Industrie	TWh	0,11	0,09	0,09	0,11	0,10
Stromtausch	TWh	-0,24	0,62	-0,25	-0,18	-0,09
Wasserstoff	TWh	0,10	0,07	0,08	0,12	0,10
Lastmanagement HH+Gewerbe	TWh	0,03	0,04	0,03	0,03	0,03
e-PKW	TWh	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Fernwärme-P2H	TWh	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
Beitrag zur Deckung der wöchentlichen Schwankungen im Monat						
Müllverbrennung	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biogas	TWh	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00
Biomasse	TWh	0,00	0,00	-0,01	0,01	0,00
Gas KWK	TWh	0,69	0,27	0,89	0,52	0,69
Gas-Kombikraftwerke	TWh	0,00	0,00	0,07	0,00	0,01
Gasturbinen	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Öl	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Speicherwasserkraft ohne Pumpe	TWh	0,11	0,45	0,18	0,18	0,11
Pumpspeicherkraft	TWh	0,77	2,33	0,80	0,87	0,75
Großbatterien im Markt	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
Lastmanagement Industrie	TWh	0,02	0,03	0,01	0,02	0,02
Stromtausch	TWh	0,99	-0,34	0,55	0,92	1,00
Wasserstoff	TWh	0,04	0,09	0,05	0,05	0,04
Lastmanagement HH+Gewerbe	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e-PKW	TWh	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
Fernwärme-P2H	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Beitrag zur Deckung der monatlichen Schwankungen im Jahr						
Müllverbrennung	TWh	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,00
Biogas	TWh	0,00	0,02	0,02	0,01	0,01
Biomasse	TWh	0,02	-0,02	-0,06	0,07	0,02
Gas KWK	TWh	1,81	3,03	1,89	2,03	1,77
Gas-Kombikraftwerke	TWh	0,00	0,00	0,11	0,00	0,01
Gasturbinen	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Öl	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Speicherwasserkraft ohne Pumpe	TWh	-0,45	-1,08	-0,81	-0,93	-0,44
Pumpspeicherkraft	TWh	0,92	-0,12	0,06	0,10	0,93
Großbatterien im Markt	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
Lastmanagement Industrie	TWh	0,01	0,00	0,00	0,00	0,02
Stromtausch	TWh	4,21	6,80	5,37	5,30	4,21
Wasserstoff	TWh	0,03	0,04	-0,01	0,01	0,03
Lastmanagement HH+Gewerbe	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
e-PKW	TWh	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Fernwärme-P2H	TWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

3.1.4.4 Blick auf Erlösmöglichkeiten der eingesetzten Flexibilitätsoptionen

Ergänzend zu obigen Ausführungen wird abschließend noch der Blick auf die Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Flexibilitätsoptionen geworfen – im speziellen werden hierzu die erzielbaren Markterlöse abgeschätzt. Diese ergänzende Analyse erfolgt jedoch nicht im umfassenden Szenarienvergleich, sondern lediglich beispielhaft für den Standardfall „Normaljahr 2030“. Dies erscheint zielführend, da in diesem Szenario ja auch ein repräsentatives Wetterjahr gewählt wurde, das die mittlere Dargebots- und Ertragsituation beschreiben soll.

In Tabelle 44 und Abbildung 71 werden nachfolgend verschiedene Flexibilitätsoptionen verglichen so wie sie vom Marktmodell für das „Normaljahr 2030“ simuliert wurden. Dabei gibt es einerseits Erzeugungstechnologien (Speicherwasserkraft und thermische Kraftwerke die flexibel betrieben werden), den Stromaustausch, Speichertechnologien (Pumpspeicher und Batterien) und verbraucherseitige Technologien, welche die Stromnachfrage verlagern können. Diese mehr oder weniger steuerbaren Volumina sind in Abbildung 71 dargestellt. Von den Volumina sind die Speicherwasserkraft, die thermischen Kraftwerke, der internationale Stromaustausch und die Pumpspeicherung von größerem Umfang. Die Summe verbraucherseitiger Flexibilitätsoptionen, von Wasserstoff bis Fernwärme, ist hierin als roter Summenbalken inkludiert und in Abbildung 72 im Detail nach Technologieoptionen aufgeschlüsselt.

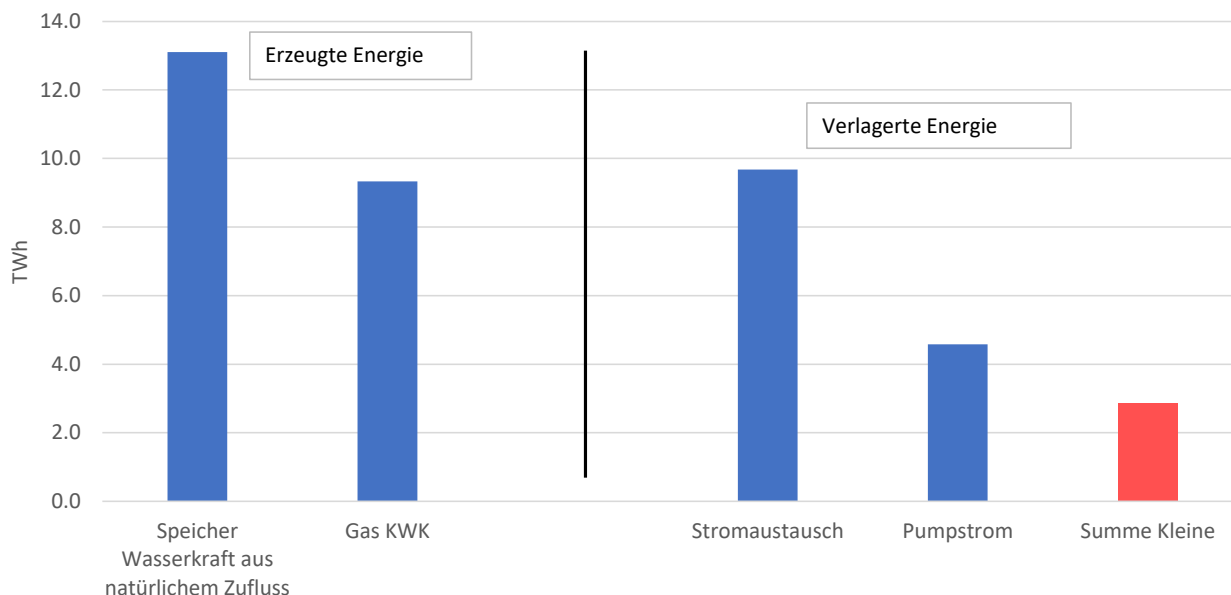


Abbildung 71: Erzeugte und verlagerte Energiemengen flexibel betriebener Technologien gemäß Szenario „Normaljahr 2030“

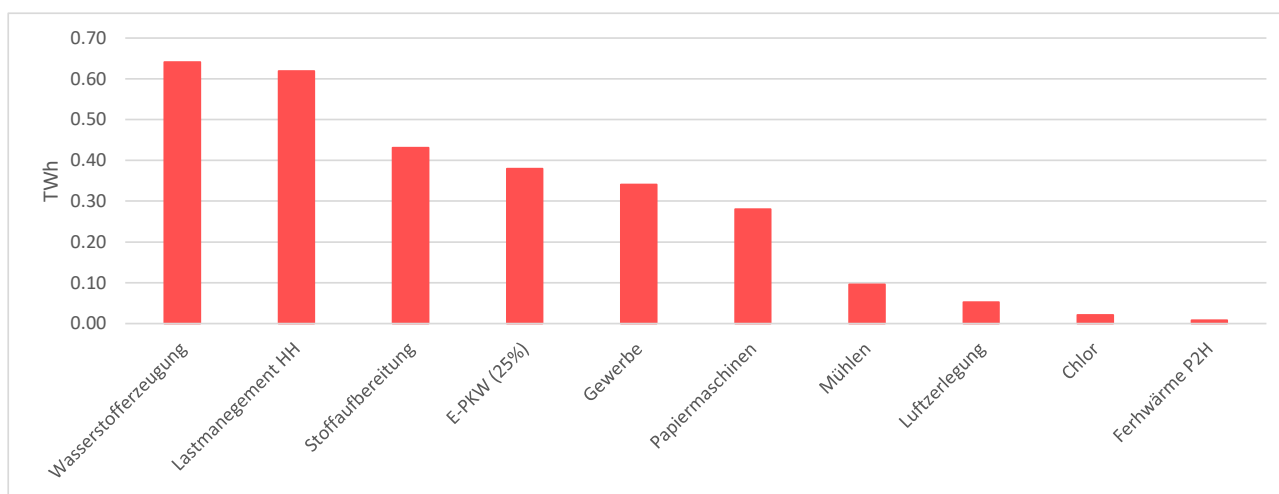


Abbildung 72: Aufschlüsselung der verlagerten Energiemengen verbraucherseitiger Flexibilitätsoptionen gemäß Szenario „Normaljahr 2030“

Vergleicht man die nachfolgende Tabelle mit den Abbildung 29 und Abbildung 30 aus Kapitel 2.10, ist übereinstimmend das Speicherwasserkraft und Gaskraftwerke wichtige Flexibilitätstechnologien sind, die aber mit sehr unterschiedlichen Vollaststunden und Aufgaben aktiv sind. Wärmepumpen und Elektroboiler (Lastmanagement HH und Gewerbe) und Papier & Zellstoff (Stoffaufbereitung und Papiermaschinen) sind übereinstimmend wichtige Technologien, wobei die im Modell angenommene und abgebildete Speicherkapazitäten ((Zwischen-)Produktspeicher) im Sektor Papier & Zellstoff mehr Verlagerungsmöglichkeiten bietet. Für Pumpstrom wurde als verlagerte Energiemenge nicht der Pumpstrombezug, sondern der dann wieder durch Turbinieren erzeugte Strom gewertet. Dies erlaubt die Berücksichtigung anfallender Verluste, welche im Mittel in Österreich ca. 26 % betragen. Der spezifische Wert der Pumpspeicherung wurde aus der Differenz des mittleren gewichteten Strombezugspreises für Pumpen und des mittleren gewichteten Strompreises beim Turbinieren aller Speicherwasserkraftwerke berechnet. Der Wert wurde als Produkt aus verlagelter Energie und spezifischem Wert berechnet.

Beim Stromaustausch zeigt die Modellrechnung für Österreich im Jahr 2030 einen klaren Exportüberschuss. Um hier die Flexibilitäten nicht doppelt zu zählen, wurde beim Stromaustausch als verlagerte Energie die importierte Energie angegeben. Der Nettoexport wird durch die ebenfalls aufgeführten Erzeugungstechnologien abgedeckt. Der spezifische Wert wurde aus der Differenz des mittleren gewichteten Stromexportpreises und des mittleren gewichteten Stromimportpreises berechnet. Der Wert wurde als Produkt aus verlagelter Energie und spezifischem Wert berechnet.

Bei der Wasserstoffherzeugung könnte man die 1,18 TWh auch mit konstant 135 MW Stromaufnahme erzeugen. Da aber angenommen wird, dass 295 MW installierte Elektrolyseurleistung verfügbar ist und diese systemdienlich betrieben wird, wurde hier ausgewertet, welche Strommenge beim Strombezug im Vergleich zu konstant 135 MW verlagert wurde. Im Ergebnis wurden 54 % des Power-to-H₂ Strombezugs dem Strommarkt angepasst und damit 28 € pro verlagelter MWh an Kosten hinsichtlich des Strombezugs gespart. Für die anderen Technologien, die den Strombezug verlagern können, wurde jeweils ausgewertet, wieviel Strombezug verlagert wurde und welche Kosten dadurch pro MWh gespart werden konnten. Die verlagerte oder erzeugte Energie multipliziert mit dem spezifischen Wert ergibt dann den Wert in Millionen €, wie in Tabelle 44 angeführt. Der mittlere Strompreis im Szenario „Normaljahr 2030“ ist 81 €/MWh. In Tabelle 44 sieht man, dass flexibel betriebene Kraftwerke einen höheren spezifischen Erlös haben. Nicht flexibel betriebene Erzeugungstechnologien sind in der Tabelle nicht aufgeführt, da hier Flexibilitätsoptionen verglichen werden sollen. Diese sind aber natürlich auch essentiell, um die Last zu decken. Die spezifischen Erlöse von Müllverbrennung, Bioenergie und Laufwasserkraft liegen gemäß Modellierung bei 81 €/MWh, PV Strom 70 €/MWh und Wind 77 €/MWh.

Tabelle 44: Vergleich der Energie- und Erlösvolumina der Flexibilitätsoptionen gemäß Szenario „Normaljahr 2030“

	Erzeugte Energie (in TWh)	Wert (in Mio €)	Spezifischer Wert (in €/MWh)
Speicher Wasserkraft aus natürlichem Zufluss	13,1	1298,9	99
Gas KWK	9,3	831,2	89
	Verlagerte Energie (in TWh)	Wert des flexiblen Betriebs (in Mio €)	Spezifischer Wert des flexiblen Betriebs (in €/MWh)
Stromaustausch	9,7	319,5	33
Pumpstrom	4,6	161,0	35
Wasserstoffherzeugung	0,64	18,1	28
Lastmanagement Haushalt (Boiler, WP)	0,6	12,1	20
E-Autos (25%)	0,38	9,2	24
Gewerbe	0,34	6,7	20
Lastmanagement Industrie			
Holzschliff	0,43	9,3	22
Papiermaschinen	0,28	7,7	27
Zement	0,10	2,5	26
Luftzerlegung	0,05	1,4	27
Chlor	0,02	0,6	28
Fernwärme P2H	0,01	0,2	27

3.1.5 Conclusio

Hinsichtlich des künftigen Flexibilitätsbedarfs in Österreichs Stromsektor erscheinen kurzfristige Energiemärkte von zentraler Bedeutung, da sie aus marktwirtschaftlicher Sicht dem Abgleich von Angebot und Nachfrage nach elektrischer Energie dienen. Im Rahmen dieser Studie erfolgte eine umfassende modellbasierte Untersuchung des künftigen (2030) Flexibilitätsbedarfs im österreichischen Strommarkt, während die Darstellung des Status Quo (2020) auf statistischen Daten fußt.

Die Untersuchung des künftigen (2030) Flexibilitätsbedarfs im österreichischen Strommarkt erfolgte im Rahmen dieser Studie modellbasiert. Als Ergebnis gibt die Modellierung Aufschluss über den künftigen Bedarf an Flexibilität für die kurzfristigen Energiemärkte (Day-Ahead, Intraday) im Jahr 2030, unter Berücksichtigung von überregionalen Effekten (Nachbarländer). Ebenso zeigt die Modellierung die Deckung dieser Flexibilität durch Einsatz der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen, deren Eignung und Potential in Kapitel 2 dieses Berichts ausführlich beschrieben wurde.

Die gemeinsame Analyse der Last und der vEE erschien zur Untersuchung des stromseitigen Flexibilitätsbedarfs zweckdienlich. Die Größe „Residuallast“ beschreibt eben diesen Zusammenhang in dienlicher Art und Weise. Die Residuallast sowie der daraus abgeleitete Flexibilitätsbedarf in Österreichs Strommarkt 2030 stand im Fokus eines Szenarienvergleichs, worin ein hinsichtlich des Wettereinflusses „Normaljahr 2030“ und ein „Extremjahr 2030“ betrachtet wurden, begleitet von Sensitivitätsanalysen zum Einfluss des künftigen CO₂-Preises und von Großbatterien auf das Marktgefüge.

Der Vergleich der Residuallast heute (2020 – auf Basis von Strommarktstatistiken) und morgen (2030 – gemäß Modellierung) zeigt in der Jahresbilanz einen deutlichen Rückgang der Residuallast – von heute 24,4 TWh auf künftig 12,9-14,8 TWh, je nach Szenario. Dies widerspiegelt den antizipierten Wandel im Stromsystem, also des gemäß UBA-WAM/NEKP Szenario anvisierten massiven Ausbaus erneuerbarer Energien. Der Zuwachs an Stromerzeugung aus insbesondere vEE verändert die Stromaußenhandelsbilanz (d.h. Österreich würde im Jahressaldo im Jahr 2030 einen Exportüberschuss erzielen) und bedingt generell einen Rückgang an residualer Last. Bei positiven Maxima der Residuallast ist nahezu keine Veränderung zu beobachten, während hinsichtlich negativer Spitzen ein deutliches Anwachsen zu beobachten ist – von heute -3,25 GW auf künftig -6,55 bis -8,3 GW, was gemäß dem antizipierten massiven Ausbau von vEE erwartbar erscheint.

Hinsichtlich der zeitlichen Dynamik der Residuallast zeigen die Daten für 2020 beachtliche Gradienten, sowohl positive (6,25 GW/h) als auch negative (-4,35 GW/h). Die Modellierung des Jahres 2030 liefert hierzu ein verhaltenes Bild – demgemäß wäre ein deutlicher Rückgang dieser Dynamik zu erwarten. Hauptgrund hierfür ist der anvisierte massive Ausbau von vEE und der damit verbundene Rückgang an residualer Last. Sinkt die Residuallast absolut, so erscheint auch ein Absinken der Gradienten plausibel. Des Weiteren ist hier zu erwähnen, dass im stündlichen Verlauf generell eine gute Übereinstimmung zwischen dem Erzeugungsprofil der PV und dem Lastprofil der Stromnachfrage besteht, was angesichts des anvisierten PV-Ausbaus ggf. ebenso eine ausgleichende Wirkung auf die Dynamik der Residuallast erwarten lässt.

Ein Blick auf den ermittelten Flexibilitätsbedarf zeigt in der kurzen Frist, also hinsichtlich der stündlichen Schwankungen im Vergleich zum Tagesmittel, einen Anstieg – von heute 3,6 TWh an jährlicher Flexibilitätsbedarfssumme⁷⁷ auf 4,6 bis 4,8 TWh im Jahr 2030. Die Schwankungsbreite zwischen den Szenarien bleibt hier folglich gering. In der mittleren Frist zeigt sich ein ähnliches Muster, während in der langen Frist, also bei Betrachtung der monatlichen Schwankungen im Jahr, ein deutlicher Anstieg an Flexibilitätsnachfrage zu beobachten ist. Liegt dieser Flexibilitätsbedarf heute bei 4,8 TWh, so ist künftig eine Nachfrage von 6,6 bis 8,7 TWh zu erwarten. Hier treten auch klare Unterschiede zwischen den Szenarien auf – diese sind wetterbedingt und so ist der langfristige Flexibilitätsbedarf erwartungsgemäß im Szenario „Extremjahr 2030“ am größten (8,7 TWh).

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Modellierung des Jahres 2030 einen Anstieg des Flexibilitätsbedarfs im Vergleich zu heute aufzeigt, konkret also hinsichtlich der zeitlichen Schwankungen der residualen Last, während der absolute Bedarf an residual zu deckender Last als Folge des anvisierten Ausbaus Erneuerbarer deutlich abnimmt.

⁷⁷ Siehe Abschnitt 3.1.1 bezüglich einer Definition der hier verwendeten Begrifflichkeiten bzw. Indikatoren.

Zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs stehen prinzipiell unterschiedliche Flexibilitätsoptionen zur Verfügung. Hierbei zeigt sich gemäß Modellierung folgendes Einsatzmuster:

- Verbraucherseitige Optionen (Lastverschiebung in Haushalt, Gewerbe und Industrie, E-Autos, Wasserstoffherzeugung etc.) tragen zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen in der Residuallast bei, leisten jedoch (nahezu) keinen Beitrag zum saisonalen Ausgleich in der langen Frist.
- Großbatterien, falls im Strommarkt 2030 verfügbar (vgl. die entsprechende Sensitivität hierzu), würden in analoger Form zu flexiblen Verbrauchern einen Beitrag zur Bedarfsdeckung in der kurzen Frist liefern. Deren Verfügbarkeit und Einsatz würde im Wesentlichen den Einsatz thermischer Kraftwerke, insbesondere von Gaskraftwerken, vermindern, hätten aber nur marginale Auswirkungen auf die Anwendung verbraucherseitiger Optionen.
- Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke erlauben einen flexiblen Einsatz in allen Zeitbereichen. Aufgrund realer Einsatzmuster ist deren Beitrag im Regelfall höher in der kurzen und mittleren Frist, sowie zur Deckung der Residuallast über das Gesamtjahr betrachtet, also hinsichtlich der Bereitstellung der Jahressumme der Residuallast. Im Allgemeinen ist festzuhalten, dass die (Pump)Speicherwasserkraft von zentraler Bedeutung zur Deckung der Nachfrage an Systemflexibilität im heimischen Strommarkt heute ist – und dies ist auch für morgen (2030) zu erwarten. Hierbei ist zu beachten, dass gemäß Modellierung neben dem nach Vorgaben (UBA WAM/NEKP Szenario) geplanten Ausbau auch ein deutlicher zusätzlicher Ausbau der Pump- und Turbinenleistung (1,5 GW zusätzliche Turbinenleistung, 1,3 GW zusätzliche Pumpleistung) zweckdienlich erscheint, sodass diese Flexibilitätsoption im „Krisenfall“ auch in vollem Ausmaß zur Verfügung stehen würde.
- Thermische Kraftwerke, konkret erdgasbetriebene KWK-Anlagen, zeigen im Regelfall ein hierzu gegenläufiges Muster: Ihr Beitrag ist tendenziell am größten in der langen Frist, also zum saisonalen Ausgleich der monatlichen Schwankungen im Vergleich zum Jahresmittel, und bei der Bereitstellung der Jahressumme der Residuallast, während in der kurzen Frist nur geringfügig der anfallende Flexibilitätsbedarf durch diese Option gesenkt wird. Dies ist sowohl heute (2020) zu beobachten (vgl. Abbildung 70 bzw. Abbildung 34), als auch gemäß Modellierung im Jahr 2030 (vgl. Abbildung 70 bzw. Abbildung 55).
- Der Stromaustausch ist eine zentrale Flexibilitätssäule des heimischen Strommarkts, sowohl um Überschüsse zu nutzen, als auch um Defizite auszugleichen. Der Beitrag zum saisonalen Ausgleich, also zum Decken der höheren Residuallast in den Wintermonaten, fällt bei dieser Flexibilitätsoption deutlich am größten aus, auch im Vergleich zu anderen Optionen. In der kurzen Frist, also zum Ausgleich stündlicher Schwankungen am Tag, ist es umgekehrt. Österreich exportiert durch den internationalen Stromaustausch kurzfristige Flexibilität an die Nachbarländer.

3.2 Redispatch

3.2.1 Beschreibung der Flexibilitäts-Nachfrage

Um Engpässe im Übertragungsnetz zu verhindern nutzen Übertragungsnetzbetreiber sogenannte Remedial Actions (RA), die grob in zwei Kategorien geteilt werden können: Costly (kostenbehaftet) und non-costly (kostenfrei). Sollten non-costly Remedial Actions wie das Verändern der Netztopologie oder Verstellen eines Phasenschiebertransformators einen potenziellen Engpass nicht beseitigen können, müssen costly Remedial Actions genutzt werden. Hierbei beschreibt Redispatch das Verändern des geplanten Kraftwerkseinsatzes. Damit die erzeugte Energiemenge im Netz dennoch die gleiche bleibt, wird Redispatch immer „paarweise“ abgerufen: für die zusätzlich erzeugte Menge von Kraftwerk A muss Kraftwerk B die Produktion reduzieren. Somit wird die örtliche Verteilung der Produktion beeinflusst und damit auch die sich ergebenden Flüsse durch das Übertragungsnetz.

Im Gegensatz zu anderen Produkten (wie zum Beispiel Regelenergie, die nur in Echtzeit aktiviert wird) kann Redispatch vom Zeitpunkt des Market-Clearings bis zum Zeitpunkt der Lieferung abgerufen werden. Dies ist wichtig, da nicht nur Ergebnisse des Day Ahead Markts zu Engpässen führen können, sondern auch kurzfristige Veränderungen (zum Beispiel im Intraday Markt) Überlastungen auslösen können.

3.2.2 Beschreibung der Methode

Grundlage der Berechnung des Flexibilitätsbedarfs für Redispatch sind die stündlichen Ergebnisse der Marktmodellierung. Diese werden aufgrund getroffener Annahmen (siehe Kapitel 1.3) zur Regionalisierung der erzeugenden und verbrauchenden Einheiten bzw. aufgrund der Bevölkerungsdichte (für die restlichen privaten Haushalte) auf Österreich aufgeteilt – basierend auf den NUTS3 Regionen. Für jede Stunde wird die somit berechnete Erzeugung bzw. der Verbrauch pro NUTS3 Region auf die – zu dieser Region gehörigen – Verteilernetze aufgeteilt. Diese Aufteilung basiert auf dem überschneidenden Anteil der Fläche jeder NUTS3 Region mit jedem Verteilernetzgebiet.

Zur Vorbereitung des zu rechnenden Lastflusses werden im Anschluss die Daten pro Verteilernetz auf Übertragungsnetzknotten aufgeschlüsselt. Da keine exakteren Informationen zur Verfügung stehen, um die Verbindung der einzelnen Verteilernetzgebiete zum Übertragungsnetz zu realisieren, werden die resultierenden Daten pro Verteilernetzgebiet zu gleichen Teilen auf alle Übertragungsnetzknotten, die im Verteilernetzgebiet liegen, aufgeteilt. Für den Fall, dass ein Verteilernetzgebiet keinen Übertragungsnetzknotten beinhaltet, wird dieses an den oder die geografisch nächstgelegenen Knoten angebunden. Das resultiert in einer Anbindung von EALA (Energie AG Lambach, siehe Abbildung 75) an Hausruck und Salzburg, Wien Nord an Bisamberg und Wien Süd an die Knoten Wien und Kledering.

Nach dieser Verortung der Daten, werden die resultierenden Nettopositionen (= Erzeugung – Verbrauch) der einzelnen Übertragungsnetzknotten zuzüglich der grenzübergreifenden Flüsse (mit den Nachbarländern DE, CH, CZ, IT, HU, SI) genutzt, um einen linearisierten Lastfluss für Österreich zu berechnen. Dieser ergibt prozentuelle Leitungsauslastungen für alle installierten Leitungen. Der folgende iterative Algorithmus löst in Folge die auftretenden Überlastungen mittels Redispatchabrufen:

1. Wähle die am meisten überlastete Leitung (eine Leitung zählt hierbei als überlastet, wenn die Auslastung 90 % der maximal verfügbaren Kapazität übersteigt)
2. Wähle die beiden Verteilernetze die
 - a. den besten Einfluss auf die Überlastung,
 - b. den geringsten Einfluss auf das restliche Netz haben und
 - c. genügend freie Flexibilität zur Verfügung haben⁷⁸.
3. Aktualisiere die Erzeugung an allen Knoten der beiden Verteilernetze und berechne den Lastfluss erneut
4. Falls noch Überlastungen existieren, springe zu Schritt 1

Jeder Abruf von Redispatch und die Anzahl an benötigten Schritten werden pro Stunde aufgezeichnet und können im Anschluss in tabellarischer oder grafischer (mittels GIS-Visualisierung) Form analysiert werden.

⁷⁸ Die verfügbare Flexibilität wird pro Verteilernetzgebiet und Technologie als maximale Abweichung vom geplanten Technologieeinsatz zu maximaler bzw. minimaler Auslastung bestimmt.

3.2.3 Annahmen

Technologien: Folgende Technologien können positiven Redispatch – Erhöhung der Erzeugung (oder Reduktion des Verbrauchs für Batterien) – bis zur maximal installierten Leistung anbieten:

- Wasserkraft (nur Speicher, keine Laufwasserkraftwerke)
- Gas
- Batterien

Folgende Technologien können negativen Redispatch – Reduktion der Erzeugung oder Erhöhung des Verbrauchs, unter Einhaltung maximaler / minimaler Schranken und Verfügbarkeiten – anbieten:

- Wind
- Wasserkraft (auch Laufwasserkraftwerke)
- Gas
- Batterien
- Elektrolyse (durch Erhöhung der Stromaufnahme)

Alle anderen Technologien können entweder keinen Redispatch anbieten oder operieren unter der Annahme, dass ihr optimaler Einsatz an Flexibilität bereits im Marktmodell bestimmt wurde.

Regionalisierung: Erzeugung: Die folgenden Wasserkraftwerke liegen (geografisch) nicht in einer österreichischen NUTS3 Region und wurden deshalb an die nächstgelegene Region angebunden: Egging-Obernberg, Ering-Frauenstein, Riedl (Pumpspeicher), Passau-Ingling, Schärding-Neuhaus, Braunau-Simbach, Jochenstein. Die Verteilung erzeugender Technologien stellt sich (auf Bundesland Ebene zusammengefasst) wie folgt dar⁷⁹:

Tabelle 45: Regionalisierung der Erzeugung

	Gas	Div. thermische	Wind	PV	Wasserkraft
BGL	0,00 %	10,52 %	18,08 %	5,71 %	Jedes Wasserkraftwerk ist mit exakter Lage verortet.
NOE	39,54 %	22,37 %	63,73 %	29,53 %	
WIEN	33,68 %	14,52 %	0,11 %	6,41 %	
KTN	0,00 %	14,52 %	0,15 %	7,18 %	
STMK	23,02 %	7,35 %	7,14 %	16,34 %	
OOE	3,76 %	16,03 %	10,70 %	20,34 %	
SBG	0,00 %	4,51 %	0,08 %	4,84 %	
TRL	0,00 %	9,35 %	0,00 %	5,96 %	
VBG	0,00 %	0,83 %	0,00 %	3,70 %	

Regionalisierung: Verbrauch: Die Verteilung der verbrauchenden Technologien stellt sich analog wie folgt dar:

Tabelle 46: Regionalisierung des Verbrauchs

	P2G	E-Mobil.	WP ⁸⁰	Fernwärme	Holzschliff	Papiermasch.	Luftzerl.	Chemie	Zement
BGL	0,00 %	3,31 %	3,31 %	0,02 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
NOE	99,33 %	18,92 %	18,92 %	4,78 %	12,00 %	18,00 %	31,00 %	0,00 %	23,81 %
WIEN	0,00 %	21,47 %	21,47 %	53,66 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
KTN	0,00 %	6,31 %	6,31 %	5,59 %	0,00 %	5,00 %	0,00 %	100,00 %	9,52 %
STMK	0,02 %	14,00 %	14,00 %	12,28 %	45,50 %	42,00 %	20,00 %	0,00 %	23,81 %
OOE	0,65 %	16,74 %	16,74 %	14,12 %	39,00 %	32,00 %	49,00 %	0,00 %	23,81 %
SBG	0,00 %	6,27 %	6,27 %	6,58 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	9,52 %
TRL	0,00 %	8,51 %	8,51 %	2,24 %	1,00 %	1,00 %	0,00 %	0,00 %	9,52 %
VBG	0,00 %	4,46 %	4,46 %	0,71 %	2,50 %	2,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %

⁷⁹ „Batterie“ wird hier nicht angegeben, da das Marktmodell keine Großbatterie-Kapazitäten baut.

⁸⁰ Kleine private und gewerbliche Wärmepumpen und Elektroboiler.

Diese Verortung von Erzeugung und Verbrauch basiert hauptsächlich auf dem Netzentwicklungsplan, National Trend Szenario (siehe 2.1.2 für Details). Die Verortung von P2G ist genauer in Tabelle 31 angeführt, während die E-Mobilität und Wärmepumpen bevölkerungsgewichtet regionalisiert werden. Fernwärme Verbrauch wird aufgrund der NUTS3 Zuweisung von insgesamt 32 Fernwärmegebieten verortet. Die einzige Ausnahme der aggregierten Regionalisierung stellt die Verortung der Wasserkraft dar, für die die exakte geographische Position jedes im Marktmodell abgebildeten Wasserkraftwerks herangezogen wird. Die Regionalisierung der Industrieanlagen Österreichs basiert auf interner Recherche und Literatur (Branchenbericht WKO). Für bestehende, bekannte Großanlagen wurde mittels der Gesamtproduktionsmengen die Leistung je Standort abgeschätzt und anschließend die gesamte Leistung auf NUTS3 Ebene aggregiert.

Übertragungsnetzwerk: Grundlage

Das Übertragungsnetz basiert auf dem von der APG veröffentlichten statischen Netzmodell⁸¹, mit gegebenen Leitungen (inkl. Leitungslängen, Reaktanzen und max. Stromstärken) in der 220 kV und 380 kV Ebene. Dies resultiert in der Darstellung in Abbildung 73 in der zusätzlich zu allen Leitungen (als direkte Verbindung und nicht mit dem echten Trassenverlauf dargestellt) und Knoten auch die NUTS3 Regionen gezeigt werden.



Abbildung 73: Übertragungsnetz AT 2020

Dieses gegebene Übertragungsnetz wurde für eine Anpassung an den erwarteten Stand 2030 noch durch die Modellierung von Erneuerungs- bzw. Neubauprojekten aus dem Netzentwicklungsplan 2020 erweitert. Abbildung 74 zeigt den Stand des Übertragungsnetzes nach Erweiterung um alle angegebenen Projekte.

⁸¹ <https://www.apg.at/de/Stromnetz/APG-Netz>



Abbildung 74: Übertragungsnetz AT 2030

Übertragungsnetzwerk: Projekte NEP bis 2030

Die folgenden Projekte aus dem Netzentwicklungsplan 2020 (NEP) wurden manuell in das Übertragungsnetzwerk aufgenommen:

- [11-7] 380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Ottenhofen/Isar): Die vorhandenen 220 kV Leitungen von St. Peter nach DE wurden entfernt und durch eine 380 kV Leitung mit einer Länge von 92 km ersetzt.
- [11-8] Netzraum Weinviertel: Die 220 kV Leitung von Bisamberg nach Sokolnice wurde entfernt. Eine 380 kV Leitung von Seyring nach Neusiedl/Zaya (Länge 40 km) wurde hinzugefügt. Die Verbindung vom UW Zaya nach Sokolnice wurde über eine 35 km lange 220 kV Leitung realisiert. Aufgrund der fehlenden Angabe im NEP wurde Seyring mit einer 10 km langen 380 kV Leitung an den Knoten Bisamberg angebunden.
- [11-10] 380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK Tauern: Die alten 220 kV Leitungen zwischen St. Peter und Tauern wurden entfernt und durch eine zweisystemige 380 kV Leitung ersetzt. Insgesamte Länge 174 km, Länge zwischen St. Peter und Salzburg 46 km.
- [11-12] Reschenpassprojekt: Der Knoten Nauders wurde an die bestehende 380 kV Leitung von Westtirol nach Pradella 5 km vor der Grenze angeschlossen. Von Nauders wurde eine zusätzliche 220 kV Leitung mit einer Länge von 15 km (bis zur Grenze) in Richtung Premadio hinzugefügt.
- [11-14] Netzraum Kärnten: Aufgrund der aktuellen Information über den Status („Planungsüberlegung“) und der geplanten Inbetriebnahme im Jahr 2030 wurde dieses Projekt in die Änderungen aufgenommen. Aufgrund fehlender Detailinformationen wurden die entsprechenden existierenden Leitungen zwischen Lienz und Obersielach (mit den Knoten Greuth, Rosegg und Feistritz) auf 380 kV Systeme umgestellt.
- [13-2] UW Westtirol: Umstellung Ltgs.system Memmingen (DE) auf 380 kV: Die bereits bestehende 220 kV Leitung wurde auf 380 kV umgestellt.
- [14-2] 220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Generalerneuerung: Die von St. Peter über Hausruck verlaufende Leitung nach Ernsthofen wurde „erneuert“ – Reaktanzen und Kapazitäten wurden an den aktuellen Stand der Technik angepasst.
- [14-3] 220-kV-Leitung Westtirol - Zell am Ziller (Netzraum Tirol): Aufgrund der fehlenden Informationen über die genaue Umsetzung der Erneuerung/Erweiterung dieser Ost-West-Achse, wurde dieses Projekt nicht in die ÜN Anpassungen aufgenommen.
- [19-2] Generalerneuerung 220-kV-Leitung (Tauern) Reitdorf – Weißenbach: Die bestehende 220 kV Leitung zwischen Tauern und Weißenbach wurde „erneuert“ – Reaktanzen und Kapazitäten wurden an den aktuellen Stand der Technik angepasst.
- [19-3] Generalerneuerung 220-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze IT: Die bestehende 220 kV Leitung zwischen Lienz und Soverzene wurde „erneuert“ – Reaktanzen und Kapazitäten wurden an den aktuellen Stand der Technik angepasst.

- [19-4] Generalsanierung 220-kV-Leitung Weißenbach – Hessenberg: Die bestehende 220 kV Leitung zwischen Hessenberg und Weißenbach wurde „erneuert“ – Reaktanzen und Kapazitäten wurden an den aktuellen Stand der Technik angepasst.

Alle erwähnten neu errichteten bzw. erneuerten Leitungen wurden mit Parametern, die anhand der bestehenden Leitungsinfrastruktur des APG Netzes geschätzt wurden, aufgenommen. Dies bedingt eine Reaktanz von 0,298 Ohm/km bzw. 0,263 Ohm/km und einem Rating von 2080 Ampere bzw. 2400 Ampere für 220 kV bzw. 380 kV Leitungen. Diese Werte wurden als Werte der besten 15 % der aktuell verbauten Leitungen bestimmt und liegen plausibel nahe an den Standardtypen die in (Oeding, 2004)) genannt werden.

3.2.4 Beschreibung der Ergebnisse

Die Redispatch Simulation wurde für beide Szenarien (das „Normaljahr 2030“ und das „Extremjahr 2030“, siehe Abschnitt 3.1.2.3) durchgeführt. Im Anschluss kann angegeben werden, welche Leitungen häufig überlastet sind und welche Verteilernetzgebiete die notwendigen Redispatch-Aktivierungen zur Verfügung stellen. Die Ergebnisse zeigen eine hohe Wirksamkeit der modellierten Netzausbauprojekte, deuten aber auf einzelne kritische Leitungselemente hin und zeigen potenzielle Überlastungen in mehr als 40 % aller Stunden des Jahres auf. Um weiters die Notwendigkeit der modellierten Projekte des NEP 2020 zu unterstreichen werden die Ergebnisse des Normaljahres mit denen einer Simulation ohne Netzausbau verglichen.

Die folgenden Absätze beschreiben die wichtigsten Kennzahlen für das Normaljahr, das Extremjahr und das Normaljahr ohne Netzausbau. Die Conclusio am Ende des Kapitels fasst diese nochmals zusammen und stellt unter anderem einen Zusammenhang zu nicht direkt verbundenen Projekten des Netzentwicklungsplans her.

Die Informationen die einzelnen Verteilernetze betreffend sind basierend auf den Abkürzungen im Systemschutzplan Österreich (APG) angegeben, wie in Abbildung 75 zu sehen ist.

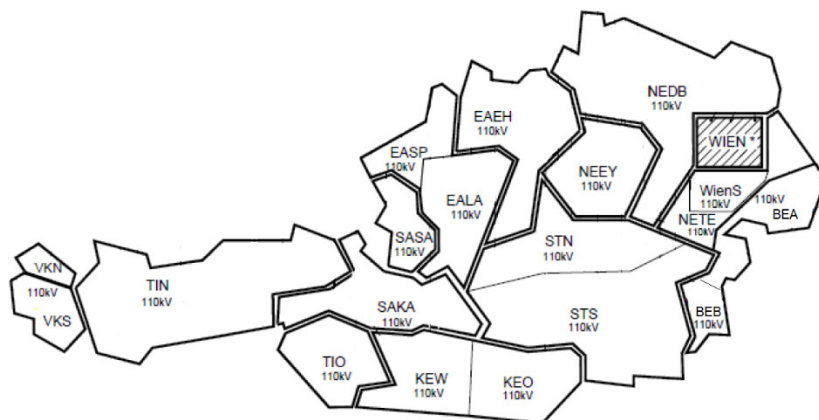


Abbildung 75: Verteilernetzgebiete - Abkürzungen. WIEN enthält Wien Süd und Wien Nord. (Quelle: Basierend auf einer Darstellung im Systemschutzplan Österreich von DI Markovic (2013))

Normaljahr 2030

Im Normaljahr 2030 kommt es in insgesamt 3767 Stunden zu Überlastungen im Übertragungsnetz. Alle auftretenden Überlastungen können mittels Redispatch verhindert werden – knapp 19 % davon mit nur einem einzigen Redispatch Vorgang. Hierfür werden insgesamt rund 880 GWh abgerufen⁸². Beinahe alle Überlastungen werden auf folgenden Leitungen beobachtet:

Tabelle 47: Überlastete Leitungen im „Normaljahr 2030“

Leitung	Anzahl Überlastungen [h]	Durchschn. Auslastung [%]	Max. Auslastung [%]
Ernsthofen - Ybbsfeld	401	41	146
Ernsthofen - Wallsee	3767	80	227
Hausruck - Sattledt	246	38	127

⁸² Dies zählt für jeden Redispatchabruf nur „eine Richtung“: Wenn in Verteilernetzgebiet A +10 MW und in Verteilernetzgebiet B -10 MW für die Dauer einer Stunde aktiviert werden, dann wird dies hier mit 10 MWh gemessen.

Um die angeführten Überlastungen zu verhindern wird Redispatch in folgenden Verteilernetzgebieten genutzt⁸³:

Tabelle 48: Redispatch pro Verteilernetzgebiet im „Normaljahr 2030“

Verteilernetzgebiet	Positiver Redispatch [GWh]	Negativer Redispatch [GWh]
EAEH		-32,0
EALA	232,6	
EASP	49,6	
KEW	0,5	
NEEY		-847,5
STN	0,2	
SASA	277,4	
SAKA	2,2	
TIO	0,7	
TIN	11,3	
VKN	2,5	
VKS	302,5	

Extremjahr

Im Extremjahr 2030 kommt es in insgesamt 3.589 Stunden zu Überlastungen im Übertragungsnetz. Alle auftretenden Überlastungen können mittels Redispatch verhindert werden – knapp 19 % davon mit nur einem einzigen Redispatch Vorgang. Hierfür werden insgesamt rund 980 GWh abgerufen. Beinahe alle Überlastungen werden auf folgenden Leitungen beobachtet:

Tabelle 49: Überlastete Leitungen im „Extremjahr 2030“

Leitung	Anzahl Überlastungen [h]	Durchschn. Auslastung [%]	Max. Auslastung [%]
Ernsthofen - Ybbsfeld	457	40	164
Ernsthofen - Wallsee	3575	80	240
Hausruck - Sattledt	250	38	133
Weißbach - Pyhrn	233	34	110

Um die angeführten Überlastungen zu verhindern wird Redispatch in folgenden Verteilernetzgebieten genutzt:

Tabelle 50: Redispatch pro Verteilernetzgebiet im „Extremjahr 2030“

Verteilernetzgebiet	Positiver Redispatch [GWh]	Negativer Redispatch [GWh]
EAEH		-43,9
EALA	282,8	
EASP	69,3	
Wien Nord		-0,4
NEEY		-937,7
STN	15,5	
SASA	309,2	
TIN	2,1	-0,7
VKN	0,5	
VKS	303,1	

Auswirkungen des Netzausbaus

Um die Auswirkungen des – im Modell abgebildeten – Netzausbaus (basierend auf dem NEP 2020) abschätzen zu können, wurde das Normaljahr 2030 ein weiteres Mal simuliert, jedoch ohne Ausbau/Erneuerungen des Übertragungsnetzes. Abbildung 76 zeigt eine Vielzahl an überlasteten Leitungen. Diese Verschlechterungen können auch quantifiziert werden:

- Es kam in 5.495 Stunden zu mindestens einer Überlastung, was einer Steigerung um 46 % entspricht.

⁸³ Redispatchmengen die pro Jahr unter 100 MWh liegen werden nicht angeführt.

- In 1.075 dieser Stunden konnten nicht alle Leitungsüberlastungen mittels Redispatch verhindert werden.
- In den 4.420 Stunden in denen Redispatch erfolgreich angewandt werden konnte, wurden bereits 3034 GWh abgerufen. Dies allein (ohne Berücksichtigung der restlichen 1.075 Stunden) entspricht einer Steigerung um 245 %.
- Während im Normaljahr 2030 mit Netzausbau nur fünf Leitungen zumindest einmal eine Überlastung zeigen (eine davon in einer einzigen Stunde, eine in nur zwölf Stunden), sind es ohne Berücksichtigung des Netzausbaus bereits 18 Leitungen.

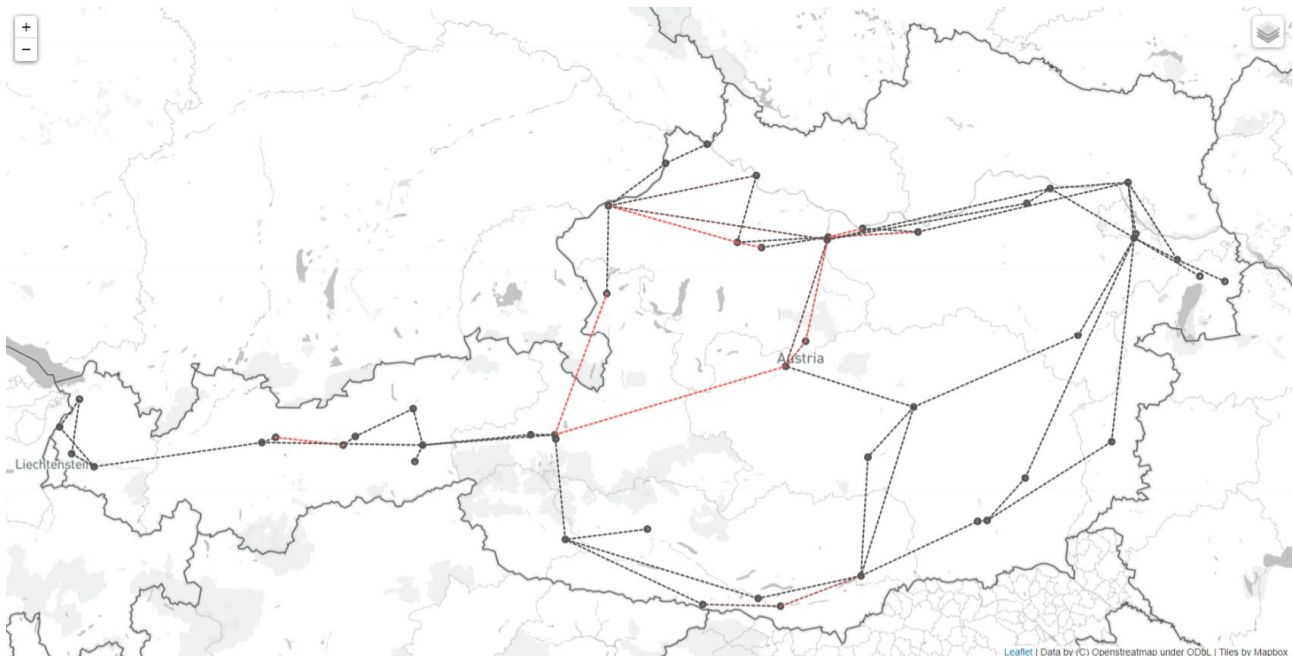


Abbildung 76: Die am meisten überlasteten Leitungen im Normaljahr 2030 ohne Netzausbau (rot markiert).

3.2.5 Conclusio

Der Vergleich des Normal- und Extremjahrs zeigt wenige Unterschiede in der Aktivierung von Redispatch. Während sich die abgerufene Menge an Redispatch um rund 11 % von 880 GWh auf 990 GWh erhöht, sinkt die Anzahl der Stunden in denen Überlastungen auftreten sogar um rund 5 % im Extremjahr. Allgemein zeigt sich eine ähnliche durchschnittliche Auslastung auf den kritischen Leitungen des Übertragungsnetzes, jedoch eine erhöhte maximale Belastung. Die größten Mengen Redispatch werden (positiv) in den Verteilernetzen Energie AG Lambach (EALA), Salzburg AG Salzach (SASA) und Vorarlberg Kraftwerke Süd (VKS, jetzt Teil der illwerke vkw AG) (pos.) sowie (negativ) in EVN – Niederösterreich West (NEEY) abgerufen. Im Durchschnitt wurden sowohl im Normaljahr als auch im Extremjahr in jeder Stunde, in der Überlastungen vorlagen, rund drei Abrufe von Redispatch benötigt, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Ein wichtiger Unterschied zeigt sich jedoch auf der Leitung Weißenbach-Pyhrn, deren maximale Auslastung im Normaljahr bei 89,8 % liegt und somit nie überlastet ist, während diese im Extremjahr mit einer rund 20 % höheren maximalen Auslastung in 233 Stunden von Überlastungen betroffen ist.

Die Untersuchung des konkreten Flexibilitätseinsatzes zeigt im Szenario „Normaljahr 2030“ (Werte für das „Extremjahr 2030“-Szenario in Klammern) einen maximalen Bedarf an Flexibilität von ± 1.500 MW (± 1.900 MW) für Redispatch. Im schlimmsten Fall wurde Redispatch in 170 (431) aufeinanderfolgenden Stunden durchgehend aktiviert – der Median der Aktivierungsdauer lag bei 41 (68) Stunden. Abbildung 77 zeigt die Häufigkeit (Stunden pro Jahr) mit der die jeweiligen Mengen (MW) an Redispatch im Szenario „Normaljahr 2030“ abgerufen wurden. Gut zu sehen ist eine deutliche Konzentration eines Großteils an Abrufen zwischen 0 bis 400 MW sowie, dass Aktivierungen über 600 MW nur in Ausnahmefällen auftreten⁸⁴.

⁸⁴ Die angegebenen Mengen für einen „Redispatchabruf“ verstehen sich hierbei als benötigte Menge einer Richtung des Abrufs (die Erhöhung der Produktion um X MW und Reduktion um X MW an anderer Stelle wird dadurch nicht „doppelt“ gezählt).

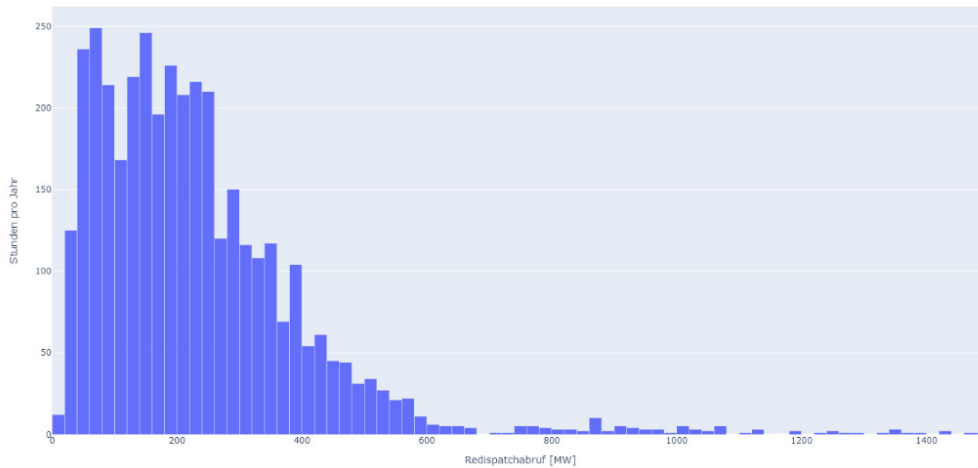


Abbildung 77: Häufigkeit des Redispatchabrufs [h/a] in gegebener Höhe [MW] im Normaljahr 2030.

Eine exakte Aufschlüsselung der zu sehenden Redispatch Abrufe auf die jeweiligen Technologien ist nicht möglich, da der Algorithmus (siehe 3.2.2) laut Annahme keine Technologien präferiert, sondern auf eine geringe Anzahl an Redispatch-Vorgängen aufbaut. Dennoch können die vier hauptsächlich betroffenen Verteilernetzgebiete analysiert werden, um eine Abschätzung zu erhalten:

- Niederösterreich West (NEEY) – entspricht grob AT121 (Mostviertel-Eisenwurzen) – zeigt negativen Redispatch-Bedarf, wofür nur die Abregelung von RES (Wind, PV und einige Laufwasserkraftwerke) sowie von Gaserzeugung (falls aktiv im Marktmodell) genutzt werden kann.
- Vorarlberg Kraftwerke Süd (VKS) und Salzburg AG Salzach (SASA) können den positiven Redispatch-Bedarf nur aus Speicherkraftwerken decken.
- Energie AG Lambach (EALA) – entspricht grob AT315 (Traunviertel) – enthält keine Speicherkraftwerke womit für den positiven Redispatch-Bedarf nur Gaskraftwerke in Frage kommen.

Zu bemerken ist weiters, dass der aus dem Marktmodell resultierende Exportüberhang nach Deutschland die Ost-West Leitungen (in Nieder- und Oberösterreich) des Übertragungsnetzes sowohl im Normal- als auch im Extremjahr stark beeinflusst. So liegt etwa die maximale Auslastung der (am häufigsten überlasteten) Leitung Ernsthofen-Wallsee in „Ostrichtung“ bei 78 % in „Westrichtung“ bei 227 %. Außerdem liegt die durchschnittliche Auslastung dieser Leitung in Exportszenarien⁸⁵ bei 109 %, in Importszenarien nur bei 49 %. Ähnliches gilt für die Leitung Ernsthofen-Ybbsfeld, die weit seltener überlastet ist, deren durchschnittliche Auslastung in Exportszenarien aber ebenfalls mehr als doppelt so hoch wie in Importszenarien ist.

Die auf der Leitung Ernsthofen-Wallsee auftretenden Überlastungen betreffend, kann das im NEP 2020 gelistete Projekt 19-6 (Generalerneuerung 220-kV-Anlage Ernsthofen; Projektstatus: Vorprojekt) positive Auswirkungen zeigen. Die Aufstellung eines – unter „weitere Statusdetails“ gelisteten – Phasenschiebertransformators im UW Ernsthofen zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheit auf den angeschlossenen 220 kV Leitungen könnte hier für Entlastung sorgen. Des Weiteren wird die Notwendigkeit von Maßnahmen auch durch das Projekt 18-2 (UW Ybbsfeld: 110-kV-Netzabstützung – Netz NÖ) unterstrichen, das von „einer überdurchschnittlich hohen Dichte an Industriebetrieben und Neuansiedelungen“ im Umfeld der Netzknoten Ernsthofen und Ybbsfeld spricht.

Weiters unterstreicht der Vergleich des „Normaljahr 2030“ das mit und ohne Netzausbau die Notwendigkeit und Sinnhaftigkeit der zehn genannten und modellierten Erneuerungs- bzw. Neubauprojekte. Die aus den Ergebnissen des Marktmodells resultierende Belastung des österreichischen Übertragungsnetzes kann ohne diese Verbesserungen nur mittels sehr hoher Veränderungen des geplanten Kraftwerkseinsatzes bzw. teilweise gar nicht mehr (ohne andere Eingriffe wie eine Veränderung der Netztopologie) auf ein physikalisch zulässiges Niveau reduziert werden. Schlussendlich ist noch festzuhalten, dass aufgrund der in 3.2.3 beschriebenen Beschränkung der pro Verteilernetzgebiet für Redispatch verfügbaren Flexibilität, der

⁸⁵ Stunden in denen Österreich nach Deutschland exportiert.

theoretisch optimale Abruf⁸⁶ praktisch oft nicht möglich ist. Dies ist bedingt durch die unterschiedliche Verortung diverser Technologien: während beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke im Westen Österreichs Flexibilität für Redispatch in beide Richtungen anbieten können, sind zum Beispiel Windkraftanlagen in Ostösterreich darauf beschränkt ihre Produktion im Bedarfsfall zu reduzieren. Das bedingt zum Beispiel eine beträchtliche Menge abgerufener Energie für Redispatch in SASA (Salzburg) – siehe Tabelle 48 – obwohl die in diesem Verteilernetz gelegenen Knoten des Übertragungsnetzes nicht direkt an eine überlastete Leitung grenzen. Aufgrund des vollständigen Zusammenhangs des österreichischen Übertragungsnetzwerkes (es gibt keine, zum Beispiel über Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen, getrennten Gebiete) wirken sich jedoch auch weiter entfernte Redispatchmaßnahmen auf eine überlastete Leitung aus.

⁸⁶ Für jede überlastete Leitung ist eine Redispatchaktivierung direkt an den beiden Knoten, die durch die Leitung verbunden werden, im Sinne der (a) stärksten Reduktion der Überlastung und (b) geringsten ungewünschten Auswirkung auf das restliche Netz (theoretisch) optimal.

3.3 Verteilernetzanwendungen

3.3.1 Beschreibung der Ausgangssituation

Mit einer zunehmenden Durchdringung von dezentralen Erzeugern und neuen Verbrauchern im Verteilernetz werden auch diese Netzebenen vermehrt an den technischen Grenzen betrieben. Ohne entsprechende Maßnahmen kann es durch Betriebsmittelüberlastungen, in Form von zu hohen Strömen und Spannungsbandverletzungen, zu Kapazitätsengpässen kommen. Dies stellt die wichtigste Herausforderung und den größten Kostentreiber für eventuelle Netzinvestitionen dar.

Um potenzielle Kapazitätsengpässe in der Zukunft zu vermeiden, muss der Verteilernetzbetreiber schon jetzt in den Netzplanungsprozessen entsprechende Maßnahmen vorsehen und bewerten. Die Netzentwicklungsabteilungen einzelner Verteilernetzbetreiber verfügen über Prozesse für die Netzplanung in verschiedenen Zeithorizonten. Die kurzfristige Netzplanung ist meist projekt- bzw. anlassbezogen. Dabei geht es beispielsweise um konkrete Anfragen zum Netzanschluss neuer Kunden bzw. Anlagen oder Instandhaltung der bestehenden Netze.

Bei der langfristigen, strategischen Netzplanung werden hauptsächlich regionale Entwicklungen berücksichtigt, wie beispielsweise die Entwicklung von Industrie- und Gewerbeparks, Erschließungsgebiete für Wohnbau und damit Zuwachszahlen von Einwohnern, sowie der erwartete Anschluss von erneuerbaren Erzeugungsanlagen. In den meisten Fällen werden dabei für die Abschätzung zukünftiger Entwicklungen historische Zuwachszahlen herangezogen und damit allgemeine Aussagen über erwartete Netzinvestitionen im gesamten Versorgungsgebiet abgeleitet.

Derzeit ist es Verteilernetzbetreibern jedoch nur sehr eingeschränkt möglich, umfassende Analysen über ihre gesamte Versorgungsinfrastruktur und für mehrere technologische Ausbauszenarien durchzuführen. Es mangelt dabei an der Technologie (Netzdaten in elektronischer Form, Rechenkapazität, Funktionalitäten der Netzsimulationssoftware), an den Methoden zur Umlegung der Technologieszenarien auf die Netzinfrastruktur und/oder an der Verfügbarkeit des Personals.

Eine Abschätzung des zukünftigen Netzausbaubedarfs wurde bereits in mehreren Publikationen durchgeführt. Diese Abschätzungen wurden in der Regel jedoch anhand von Modellrechnungen an einem beschränkten Netzdatensatz bestimmt. Erste einzelne Arbeiten nutzen flächendeckende Netzsimulationen, um diese Abschätzung durchzuführen (Wurzer, 2014), (Kathan, 2019), (Raoul, 2019), (Kathan, 2019a), (Varela, 2019), (dena, 2020) (BUW, 2016).

3.3.2 Methoden zur Bewertung von Flexibilität

Stand der Technik und Innovationsbedarf

Derzeit sind für Verteilernetzbetreiber keine einheitlichen und etablierten Methodiken bzw. Werkzeuge verfügbar, die es erlauben, eine Vielzahl möglicher technischer Maßnahmen aufgrund der gemeinsamen Simulation aller Spannungsebenen im Verteilernetz zu bewerten und einander gegenüberzustellen. Es bedarf einer Methode für die Bestimmung der technischen Flächenwirksamkeit des breiten Einsatzes verschiedener netztechnischer Maßnahmen (Netzrestrukturierungs-, Betriebsstrategien) unter Berücksichtigung des verstärkten Einsatzes zukünftiger Technologien, wie dezentrale Stromerzeugungsanlagen und Elektromobilität. Wesentliche Grundlage ist die erwartete zukünftige Entwicklung bzw. Rollout von relevanten Technologien in den Verteilernetzen. Basis dafür sind aggregierte Zielzahlen aus politischen Zielzahlen (vgl. Kapitel 2). Für die langfristige Planung von Mittel- und Niederspannungsnetzen sind aber sowohl der zeitliche Verlauf als auch die regionale und lokale Verteilung der Zielszenarien entscheidend. Dies umfasst verteilte Erzeugungsanlagen, wesentliche elektrische Verbraucher sowie Speichersysteme. Neben technologischen Rollout-Szenarien sind Betriebsstrategien und Funktionskonzepte verschiedener Anlagen in Simulationsmodellen zu integrieren. Diese umfassen unterschiedliche Betriebsweisen (z.B. unterschiedlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren bei Elektromobilität) und Anlagenfunktionen inklusive Flexibilitätsbereitstellung, wie beispielsweise Blind- und Wirkleistungsregelungskonzepte (inkl. $Q(U)$, $P(U)$). Erst unter Berücksichtigung aller Aspekte lassen sich in weiterer Folge strategische Maßnahmen für die Verteilernetzbetreiber anhand der jeweiligen Struktur des Netzgebietes ableiten. Zusammengefasst bedarf es:

- **Entwicklung von zukünftigen Rolloutszenarien sowie Regionalisierung und Lokalisierung** relevanter Energie-Technologien wie Photovoltaik, Elektrofahrzeuge, sowie elektrische Heizungs- und Kühlsysteme in den Netzen.
- **Spezifikation und Modellierung unterschiedlicher Maßnahmen** zur Ertüchtigung der Verteilernetzinfrastruktur inklusive der Berücksichtigung verschiedener Flexibilitätsoptionen (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**)
- **Definition und Beschreibung von Berechnungsansätzen** für die Bestimmung des zukünftigen Netzausbaubedarfs anhand der definierten Zukunftsszenarien
- **Bewertung der technischen Wirksamkeit der definierten Maßnahmen** sowie deren Kombination mithilfe von umfassenden Netzsimulationen

Erst damit wird es möglich sein Artikel 32 (Anreize für die Nutzung von Flexibilität in Verteilernetzen), Absatz 3 der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie⁸⁷ umzusetzen: *Der Ausbau eines Verteilernetzes beruht auf einem transparenten Netzentwicklungsplan, den der Verteilernetzbetreiber mindestens alle zwei Jahre veröffentlicht und der Regulierungsbehörde vorlegt. Der Netzentwicklungsplan sorgt für Transparenz bei den erforderlichen mittel- und langfristigen Flexibilitätsleistungen und enthält die in den nächsten fünf bis zehn Jahren geplanten Investitionen, mit besonderem Augenmerk auf die wesentliche Verteilinfrastruktur, die erforderlich ist, um neue Erzeugungskapazitäten und neue Lasten, einschließlich Ladepunkten für Elektrofahrzeuge, anzuschließen. Der Netzentwicklungsplan thematisiert zudem die Nutzung von Laststeuerung, Energieeffizienz, Energiespeicheranlagen und anderen Ressourcen, auf die der Verteilernetzbetreiber als Alternative zum Netzausbau zurückgreift.*

Vorschlag eines Verfahrens und Werkzeuge

Für die Entwicklung eines strategischen Netzentwicklungsplans, sind in den Netzplanungsprozessen folgende zentrale Fragestellungen zu klären:

- Welchen Impakt werden neue Technologien unter Berücksichtigung von Rolloutszenarien auf die bestehende Netzinfrastruktur haben?
- Wie ist die Flächenwirksamkeit von verschiedenen Maßnahmen und deren Kombination zur Reduktion des Impakts?
- Welcher Netzausbau und welche Maßnahmen werden künftig notwendig sein

Nur eine weitgehend automatisierte, flächendeckende Netzanalyse für eine Vielzahl von Zukunftsszenarien und Technologieoptionen (neuer Prozess, siehe Abbildung 78) erlaubt die Beantwortung dieser Fragen mit einem vertretbaren Aufwand. Es sind allgemein gültige Ansätze zu definieren, wie Zukunftsszenarien erstellt werden bzw. diese anhand der definierten Technologien durchzuführen sind. Im zweiten Schritt sind Konzepte zu entwickeln und anzuwenden, die diese Technologien geographisch in den jeweiligen Netzgebieten verteilen (Regionalisierung bzw. Lokalisierung). Dies ist umso herausfordernder, je niedriger die Spannungsebene ist, da keine Aggregationseffekte mehr gültig sind. Daraus können in einem dritten Schritt entsprechende Ansätze zur Generierung von Leistungsprofilen erarbeitet, bzw. angewendet werden. Erst in einem vierten und letzten Schritt werden entsprechende Netzberechnungen definiert und durchgeführt. In diesem Schritt erfolgt eine techno-ökonomische Bewertung der einzelnen Maßnahmen bzw. Maßnahmenkombinationen zur Ableitung von konkreten Netzentwicklungsplänen.

⁸⁷ [RICHTLINIE \(EU\) 2019/ 944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES - vom 5. Juni 2019 - mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt](#)



Abbildung 78: Darstellung der grundsätzlichen, methodischen Vorgehensweise für die Erstellung einer quantitativen Basis für die Entwicklung von strategischen Netzentwicklungsplänen

Ein möglicher Lösungsansatz (siehe Abbildung 79 und Abbildung 80) lässt sich grob in die drei Teilbereiche bzw. Schritte

- Definition, Spezifikation und Bereitstellung der Inputparameter,
- automatisierte, simulationsbasierte Analysen
- und Ergebnisdarstellung

unterteilen.

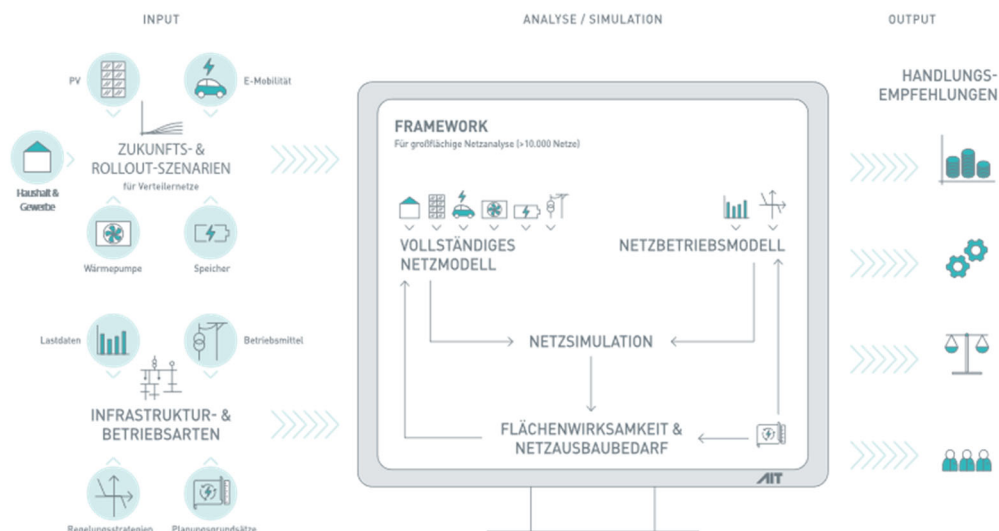


Abbildung 79: Lösungsansatz zur Ermittlung der Flächenwirksamkeit unterschiedlicher Maßnahmen

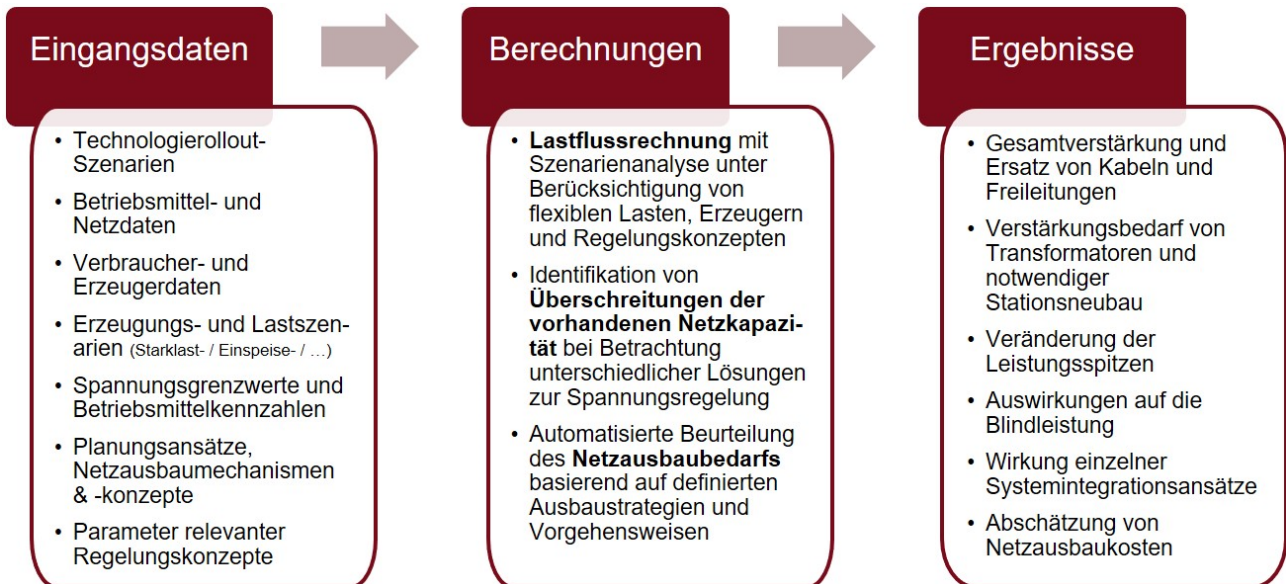


Abbildung 80: Drei Schritte zur Entwicklung von strategischen Netzentwicklungsplänen im Verteilernetz

1. Definition, Spezifikation und Bereitstellung der Inputparameter

Die notwendigen Eingangsparameter kategorisieren sich grob in Zukunfts- und Rollout-Szenarien sowie Infrastruktur- und Betriebsarten.

In Zukunfts- und Rollout-Szenarien werden die klimapolitischen Ziele entsprechend den Ausführungsgesetzen der Bundesregierung (siehe EAG) auf die Versorgungsgebiete der Netzbetreiber regionalisiert bzw. ausgewählte Teilschritte dazu definiert. Eine zu entwickelnde Methodik zur Umlegung der Technologieszenarien auf das jeweilige Versorgungsgebiet bildet hierfür die Basis. Neben den regionalisierten/lokalisierten Ausrollszenerarien werden unterschiedliche Betriebsstrategien und Funktionskonzepte definiert und in Form von vereinfachten Simulationsmodellen abgebildet. Diese umfassen unterschiedliche Betriebsweisen (z.B. Gleichzeitigkeitsfaktoren bei Elektromobilität) und Anlagenfunktionen wie Blind- und Wirkleistungsregelungskonzepte (inkl. Q(U), P(U)). Sämtliche Technologie-Rollout-Szenarien werden in einem Gesamtszenario kombiniert. Dazu ist eine entsprechende Methode zur Entwicklung des Gesamtszenarios zu erarbeiten.

Basisinputparameter für die flächendeckenden Simulationen ist die gesamte, vorhandene Netzinfrastruktur der behandelten Netzebenen des jeweiligen Netzbetreibers. Es werden unterschiedliche Netzverstärkungsmechanismen und Lösungsansätze (Flexibilitätsoptionen) definiert und in den nachfolgenden Analysen berücksichtigt und gegenübergestellt.

Mit steigender Anzahl von unterschiedlichen Szenarien und Technologieoptionen (siehe beispielhaft **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) und deren Kombinationen ist sowohl die Nachverfolgbarkeit der Analysen als auch die Berechenbarkeit und Rechendauer als einschränkender Faktor zu berücksichtigen.

Tabelle 51: Beispielhafte Technologieoptionen

Maßnahme	Beschreibung	Netzebene
Messdatenbasierte Planung	Detaillierte Netzplanung mit Lastmodellen basierend auf verfügbaren Messdaten	7
Leitungsverstärkung	Tausch von bestehenden Freileitungen und Erdkabel, Verlegung von Parallelkabeln und Freileitungen	5, 7
Transformatorverstärkung	Tausch eines Transformators in der Ortsnetzstation	6
Manuelle Stufenstellung	Händische Änderung des Wicklungsverhältnisses des Transformators in der Ortsnetzstation (Leistungsfreie Schaltung)	6
Netz- und Stationsneubau	Aufteilung von Niederspannungsnetzen in mehrere Teilnetze mit Neubau einzelner Stationen bzw. entsprechender MS- und NS-Leitungen	5, 6, 7
950 V Lösungen	Überbrückung größerer Distanzen zu vereinzelt Kunden innerhalb der Niederspannung	6, 7
Erhöhung der Systemspannung	Erhöhung der Systemspannung in den Mittelspannungsnetzen (z.B. 25kV auf 30kV)	5
Stromkompoundierung	Stufensteller-Regelung auf Basis der Stromflüsse im UW	4
Längsregler/Strangregler	Einbau von Längsreglern in MS und NS inkl. Strom/Leistungs - Kompoundierung	5, 7
Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT)	Tausch von normalen Transformatoren zu regelbaren Ortsnetztransformatoren	6
Zusatzstrategien bei rONT	Stromkompoundierung, abgesetzte Spannungsmesswerte	5,7
Blindleistungskompensation	Dezentrale, dynamische Blindleistungskompensation im Verteilnetz	5
Blindleistungsregelung verteilter Erzeugungsanlagen	$Q(U)$, $\text{const } \cos \varphi$, $\cos \varphi (P)$	5, 7
Wirkleistungsregelung verteilter Anlagen	$P(U)$ für Verbraucher (v.a. Elektrofahrzeuge) zur Vermeidung von Unterspannungen, fixe Einspeisebegrenzung (z.B. $0.7 \cdot P_{\text{nom}}$)	5, 6, 7
Autonome Wirkleistungsregelung verteilter Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen	$P(U)$, P_{limit} am gemeinsamen Verknüpfungspunkt (Point of Common Coupling, PCC)	5,7
Koordinierte Regelung von Erzeugung und Bedarf	Erzeuger, Elektromobilität, Wärmepumpe (flexible Verbraucher)	5, 6, 7
Speichersysteme	Netzfremde PV-Speichersysteme im Einsatz beim Kunden sowie reine Netzspeichersysteme	5,7

2. Automatisierte, simulationsbasierte Analysen





Den technologischen Kern des Lösungsansatzes bilden umfassende, automatisierte Netzsimulationen auf Basis sämtlicher Netzdaten des Versorgungsgebiets eines Verteilernetzbetreibers. Die Möglichkeit einer performanten Durchführung von flächendeckenden Jahressimulationen ist zu integrieren, um je nach Bedarf auch Jahressimulationen durchführen zu können. Damit ist eine erweiterte Analyse der Belastung einzelner Netzbetriebsmittel möglich (Höhe und Dauer der Betriebsmittelbelastung), um den tatsächlichen Netzausbaubedarf zu ermitteln. Es ist eine kombinierte Simulation von Nieder- als auch Mittelspannungsnetzen zu implementieren, um die Abhängigkeit zwischen den Netzebenen in die Bewertung des Ausbaubedarfs der Verteilernetzinfrastruktur zu integrieren.

3. Ergebnisdarstellung

Ansätze für die visuelle Darstellung und Gegenüberstellung der technischen Flächenwirksamkeit einer Vielzahl möglicher Maßnahmen. Auf Basis dieser Darstellungen lassen sich strategische Maßnahmen für verschiedene Netzbetreiber anhand der jeweiligen Struktur des Netzgebietes ableiten. Die Ergebnisse erlauben Netzbetreibern eine langfristige, strategische Analyse unterschiedlicher Technologieoptionen als Basis für zukünftige, flächendeckende Investitionsentscheidungen. Eine beispielhafte Darstellung der Ergebnisse ist anhand des leafs Projekts in Kapitel 3.3.3 zu finden.

Nachfolgende Tabelle fasst den strategischen Output des Lösungsansatzes nach Abbildung 79 zusammen, der über die flächenwirksame Bewertung von Technologieoptionen und den daraus resultierenden Investitionsbedarf hinausgeht:

Tabelle 52: Zusammenfassung der Lösungsansätze

	Ergebnis (Output)	Beschreibung
	Technologieoptionen und Investitionsbedarf	Langfristige, strategische Analyse unterschiedlicher Technologieoptionen als Basis für zukünftige, flächendeckende Investitionsentscheidungen.
	Prozesse	Ableitung von notwendigen Adaptierungen der bestehenden Planungsgrundlagen und -prozesse von Verteilernetzbetreibern.
	Kompetenzaufbau	Identifikation notwendiger Kompetenzen und rechtzeitiger Kompetenzaufbau, um für zukünftige Herausforderungen vorbereitet zu sein.
	Regulatorischer Rahmen	Die Analyse der Flächenwirksamkeit unterschiedlicher Maßnahmen, kann als fundierte Basis für die Diskussion zukünftiger regulatorischer Rahmenbedingungen dienen.

3.3.3 Anwendungsfälle für Flexibilität auf den einzelnen Spannungsebenen

Überblick

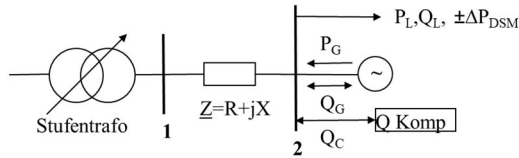
Nationale und internationale Studien und Forschungsprojekte, besonders in Österreich und Deutschland zeigen, dass die Integrationen von Erneuerbaren Energien einen deutlichen Einfluss auf die Auslastung von Verteilernetzen hat und zu Kapazitätsengpässen führen kann. Die Arbeiten zeigen und bestätigen den Bedarf und den Nutzen von konkreten Maßnahmen, um mögliche Probleme im Netz mittels Flexibilitäten lösen zu können. Etablierte und demonstrierte Maßnahmen sind:

- Netztopologische Maßnahmen
- Innovative Netzkomponenten wie regelbarer Ortsnetztransformator
- Blindleistungsmanagement, Spannungsregelung, Q(U) und P(U) - Regelung (derzeit bei Erzeugern und Speichern, in Zukunft ev. auch bei leistungselektronisch angebundenen Verbrauchern)
- Photovoltaik Abregelung bis 70 % (vgl. Deutschland)
- Photovoltaik + Speicher (Reduktion Einspeisespitzen, wenn entsprechend ausgelegt und gesteuert)
- Elektromobilität: Anschlussleistungen in Abhängigkeit von Lage, Ladegeschwindigkeit und Ladeleistung (P(U))

Neben den oben genannten Maßnahmen eröffnen auch neue bzw. erweiterte Planungsansätze den Zugang zu erweiterten Netzreserven (Brunner, 2015a). Der Ansatz ist nicht mehr mit reinen Worst-Case-Annahmen zu rechnen, sondern über probabilistische Planung und/oder genauere Modellierung von Lasten und Erzeuger (auch messdatenbasiert). Der Abgang von Worst-Case-Annahmen setzt ein Monitoring der tatsächliche Netzauslastung voraus, um frühzeitig zu erkennen, ob Auslegungsgrenzen verletzt werden. Neue Planungsmethoden in Verbindung mit einem Monitoring eröffnen erweiterte Reserven im Niederspannungsnetz und machen diese nutzbar. In den Planungsansätzen werden auch lokale Regelungen wie (P(U), Q(U) bzw. andere Maßnahmen berücksichtigt.

Hinsichtlich der Wirksamkeit von einzelnen Maßnahmen besteht einerseits eine starke Abhängigkeit von der Spannungsebene (Impedanzverhältnis) und andererseits von der Möglichkeit der Implementierung und des Managements von Flexibilitätsoptionen in Abhängigkeit des Automatisierungsgrades (z.B. dynamische Änderung der Netztopologie, oder koordiniertes Blindleistungsmanagement). Grundsätzlich kann für Österreich festgehalten werden, dass in der Hochspannungsebene (110 kV) ein hoher Automatisierungsgrad besteht, die Mittelspannungsebene (10 kV bis 30 kV) nur teilautomatisiert ist und das Niederspannungsnetz (0,4 kV) nicht automatisiert ist. Bestrebungen für eine zukünftige Automatisierung der unteren Spannungsebenen sind aber gegeben (vgl. (OE, 2018)). Die Ausgangssituation hinsichtlich der technischen Voraussetzungen und Möglichkeiten in der österreichischen Verteilernetzbetreiberlandschaft ist jedoch sehr heterogen.

Wesentlicher Faktor für die Wirksamkeit von Maßnahmen zum Spannungsbandmanagement wie Q(U) oder P(U) ist die Netzimpedanz bzw. das Verhältnis von R/X in Abhängigkeit der Spannungsebene (Abbildung 81).



$$U_2 \approx U_1 + \underbrace{(R \cdot (P_G - P_L \pm \Delta P_{DSM}))}_{\text{Wirk-}} + \underbrace{X \cdot (\pm Q_G - Q_L \pm Q_K)}_{\text{Blindanteil}} / U_2$$

Spannungsebene		Spannungshöhe beeinflusst von:
Hoch und Höchst ($\geq 110\text{kV}$)	$R_{\text{Leitg}} \ll X_{\text{Leitg}}$	Blindleistung
Mittel (5 – 60kV)	$R_{\text{Leitg}} < X_{\text{Leitg}}$	Wirk- und Blindleistung
Nieder (0,4 kV)	$R_{\text{Leitg}} > X_{\text{Leitg}}$	Primär Wirkleistung

Abbildung 81: Wirksamkeit von Blind- und Wirkleistungsregelung in Abhängigkeit der Spannungsebene

Anwendungsfälle in Hoch- und Mittelspannung

Beispielhaft für die Untersuchung der Anwendbarkeit einer koordinierten Spannungs- und Blindleistungsregelung zur Erhöhung der Aufnahmekapazität für dezentrale Erzeugungsanlagen in ländlichen Mittelspannungsnetzen, werden die Ergebnisse des Projekts *DG DemoNetz Validierung* dargestellt. In diesem Fall wird eine koordinierte Blindleistungsregelung von Einspeiseanlagen in Verbindung mit einer dynamischen Regelung des Transformatorstufenstellers im Umspannwerk zentral betrieben. Die Regelung braucht aktuelle Spannungsmesswerte aus dem Netz, die über eine Kommunikationsinfrastruktur bereitgestellt werden. Eine derartige koordinierte Regelung kann auch zur Bereitstellung von Blindleistung an das übergeordnete Netz (Dienstleistung) eingesetzt werden.

Die wirtschaftlichen Potentiale der Lösungen können jedoch nicht verallgemeinert werden und müssen für das jeweilige Mittelspannungsnetz individuell evaluiert werden. Neben den jeweiligen Investitions- und Betriebskosten der einzelnen Optionen besteht eine starke Abhängigkeit von:

- Konkreter Netztopologie und Lage der Erzeugungsanlagen und Kapazitätsengpässen im Netz (Wirksamkeit von Blindleistungsmanagement in Abhängigkeit der Impedanz)
- Verkabelungsgrad im Netz und die Wirkung auf die Netzimpedanz
- Automatisierungsgrad im Netz bzw. Verfügbarkeit von Kommunikationsinfrastruktur

Abbildung 82 fasst die Ergebnisse der Bewertung einer koordinierten Spannungs- und Blindleistungsregelung zur Erhöhung der Aufnahmekapazität für dezentrale Erzeugungsanlagen für drei unterschiedliche Netzabschnitte zusammen. Es ist eine deutliche Streuung der Ergebnisse zu sehen.

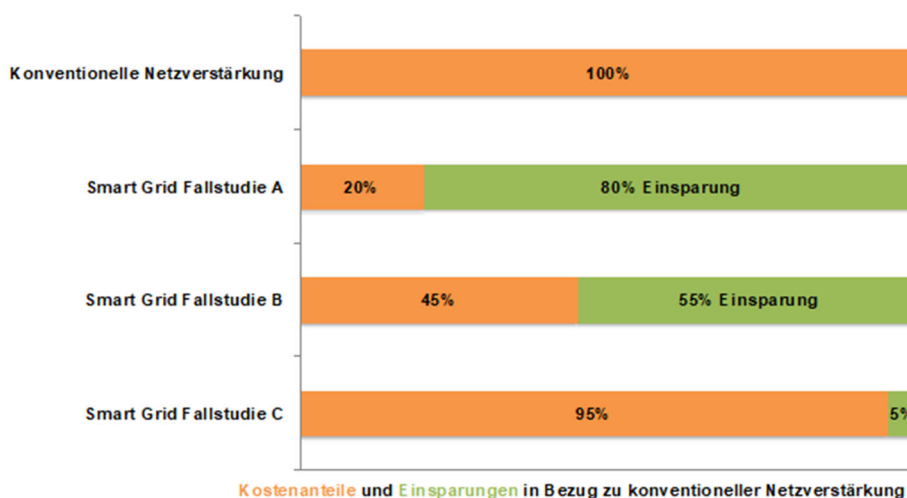


Abbildung 82: Kostenanteile und Einsparung eines Koordinieren Blindleistungsmanagements als Alternative zur Netzverstärkung

In Fallstudie A waren die Voraussetzungen für den Einsatz einer koordinierten Spannungsregelung sehr gut (Netztopologie, Lage der Erzeugungseinheiten). Damit war eine Einsparung gegenüber Netzausbau von ca.

80 % möglich. Es zeigt sich, dass der Regler sehr gut funktioniert, da er zum Zeitpunkt der Erstellung der vorliegenden Studie war der Spannungsregler immer noch im praktischen Einsatz.

Im Zuge des Demonstrationsvorhabens wurde im Netz der Fallstudie B der Spannungsregler ebenfalls implementiert und dessen Wirkung bestätigt. Im Zuge der Untersuchungen hat sich jedoch herausgestellt, dass ein Ringschluss, und damit eine Topologieänderung, die weitaus kostengünstigste Alternative darstellt. Dies wurde in der Praxis auch umgesetzt.

Das Netz der Fallstudie C stellte die größte Herausforderung für den Einsatz einer koordinierten Spannungsregelung dar. Im Wesentlichen gibt es dafür zwei Gründe. i.) Es handelt sich um ein zweiseitig gespeistes, teilvermaschtes Netz mit entsprechenden Herausforderungen für die Koordination der beiden Stufensteller. ii.) Im Netz sind Kabel und Freileitung gemischt vorhanden. Durch die sich damit ergebenden Impedanzverhältnisse entstehen durch die Integration eines hohen Anteils an dezentralen Erzeugungsanlagen sowohl Einschränkungen im Spannungsband als auch in der Betriebsmittelauslastung. Leitungskapazitätsprobleme können naturgemäß nicht mit Spannungsregelungsmaßnahmen behoben werden. Aus diesen Gründen wurde im Zuge des Projekts davon abgegangen, die koordinierte Spannungsregelung im Netz praktisch zu implementieren. Es zeigt sich, dass nicht in allen Netzkonfigurationen ein Regler einfach implementierbar ist.

Hinsichtlich des **Einsatzes von Flexibilität im Hoch- und Mittelspannungsnetzen** kann auf Basis von nationalen und internationalen Erfahrungen folgendes festgehalten werden (dena, 2020):

- Eine messtechnische Erfassung der realen Netzsituation erlaubt es von Worst-Case-Annahmen in der Netzplanung abzugehen. Durch das laufende Monitoring der realen Netzsituationen können sowohl erweiterte Reserven/Kapazitäten nutzbar gemacht werden, als auch kritische Netzbereiche aufgezeigt und identifiziert werden.
- Netztopologische Maßnahmen sind eine sehr effiziente Lösung (temporäre oder dauerhafte Ringschlüsse und Teilvermaschungen). Es wird erwartet, dass dies in Zukunft verstärkt möglich sein wird, da immer mehr Netzbetreiber auch die Mittelspannungsnetze vollständig in ihre Leitsysteme integrieren. Wie oben dargestellt, hat sich am Beispiel DG DemoNetz Validierung herausgestellt, dass eine effiziente Lösung zur Steigerung der Aufnahmekapazität im Netz ein Ringschluss im Mittelspannungsnetz war. Netztopologische Veränderung bedürfen jedoch auch einem höheren Automatisierungsgrad und die Integration in Leitsysteme, damit Umschaltungen vereinfacht durchführbar sind, und Netze teilvermascht betrieben werden können. Des Weiteren muss bei Umschaltungen der Einfluss auf den Netzschutz berücksichtigt werden.
- In Netzanschlussbedingungen bzw. in Grid Code definierte Maßnahmen (vgl. die TOR) wie Blindleistungsbereitstellung und spannungsgeführte Wirkleistungsregelung sind geeignete Maßnahmen für die Steigerung der Aufnahmekapazität von bestehender Netzinfrastruktur.
 - Optimieren von lokalen Regelungen wie $Q(U)$ bei Einspeisern und Sollwertoptimierung von Stromkompoundierung in Umspannwerken.
 - Erweiterte Regelungen erfordern ein Prozessleitsystem bzw. Kommunikationsinfrastruktur
 - Regelung des Umspanners auf Basis von Messwerten im Netz
 - Koordinierte Spannungsregelung (Umspanner und Erzeugungsanlagen)
- Netztariflich abgedeckte Maßnahmen wie unterbrechbare Lieferungen stellen weiterhin eine sehr geeignete Möglichkeit für die Vermeidung von kurzfristigen Engpässen dar. Unterbrechbare Lieferungen erlauben eine Lastverschiebung im Falle Kapazitätsengpässen.
- Mit der Weiterentwicklung von Netzleitsystemen ist in der Hochspannungsebene eventuell der Einsatz marktbasierter Flexibilität analog zu bestehenden Produkten im Übertragungsnetz möglich. Im Mittelspannungsnetz ist marktbasierter Flexibilität nur sehr eingeschränkt nutzbar, da Kapazitätsengpässe sehr lokal auftreten und wenige Netznutzer als potenzielle Flexibilitätsbereitsteller in Frage kommen.

Anwendungsfälle in der Niederspannung

Aus mehreren Gründen sind in den Niederspannungsnetzen wesentliche Reserven für die Aufnahme dezentraler Energieerzeugungsressourcen gegeben und ungenutzt ((OE, 2018), (Brunner, 2015a), (Brunner, 2015)). Die Gleichzeitigkeit der Last kompensiert teilweise die Spannungserhebung durch PV-Erzeugung. Die tatsächlichen Abstände zu den Spannungsgrenzen sind größer als mit üblichen Verfahren geschätzt. Deren Berücksichtigung in der Netzplanung bedarf aber einfachen Faktoren, die mit vernachlässigbarem Zusatzaufwand verbunden sind. Wie oben dargestellt eröffnen auch neue, bzw. erweiterte Planungsansätze den Zugang zu erweiterten Netzreserven. Der Ansatz ist nicht mehr mit reinen Worst-Case-Annahmen zu

rechnen, sondern bedarf probabilistischer Planung und/oder genauerer Modellierung von Lasten und Erzeugern (auch messdatenbasiert).

Die Abkehr von Worst-Case-Annahmen setzt ein Monitoring der tatsächliche Netzauslastung voraus, um frühzeitig zu erkennen, ob Auslegungsgrenzen verletzt werden. Ein Monitoring der Spannungshöhe hat folgende Auswirkungen:

- Es eröffnet den Zugang zu Reserven,
- Eine messtechnische Erfassung der Spannungshöhe ist die Grundlage für die Symmetrisierung) im Niederspannungsnetz, falls diese möglich ist. Dies ist ein Ausgleich der Schiefast durch gleichmäßige Verteilung der Lasten auf die drei Phasen oder durch dreiphasige Längsregler.
- Das Ausrollen eines Monitorings erfordert Investitionen für die Systeminstallation (CAPEX) und verursacht laufende Kosten für Wartung und Überwachung im Betrieb (OPEX).

Eine lokale Regelung mit regelbarem Transformator in der Ortsnetzstation (rONT) ergibt folgende Effekte (Brunner, 2015a):

- Erschließt rund 80 % des dem Mittelspannungsnetz zugeteilten Spannungsbands für das Niederspannungsnetz und kann dort für Einspeiser wie auch für Lasten verwendet werden. Daraus ergibt sich je nach Zuteilung eine Steigerung der PV Aufnahmekapazität von typischerweise +50 bis 200 %.
- Die Spannungsbandanteile, die aus höheren Netzspannungsebenen (Mittelspannung) in der Niederspannung genutzt werden, können bei Bedarf durch Einsatz eines regelbaren Ortsnetztrafos (rONT) durch Entkopplung der beiden Spannungsebenen ausgeglichen werden.
- Verursacht für den Netzbetreiber höhere Kosten im Vergleich zu einem herkömmlichen Ortsnetztransformator für den Transformator als CAPEX und begrenzte OPEX für Überwachung und Wartung.
- Die resultierenden Gesamtkosten liegen im Bereich der minimalen Kosten für die Verlegung von Niederspannungserdkabeln (Erdkabel im Grünland).

Eine Spannungshaltung durch lokale Blindleistungsregelung (Q(U)) im Wechselrichter hat folgende Konsequenzen:

- Feldtestergebnisse zeigen, dass die PV-Aufnahmekapazität um etwa +27 bis 75 % gesteigert werden kann. Diese Werte wurden durch Anwendung einer phasenindividuellen Regelung erreicht.
- Eine lokale Blindleistungsregelung ist in Kombination mit P(U) effektiver, da dabei ein Abregeln der Wirkleistung noch seltener eintritt.
- Für eine verallgemeinerte Anwendung im Niederspannungsnetz muss die Blindleistungsregelung mit geringerer Wirkung angenommen werden, da das Impedanzverhältnis R/X, aber auch wichtige Definitionen der Bezugsspannung (Minimal- oder Mittelwert aus L1, L2 und L3) sowie die Integrationsdauer abweichen.
- Es werden größere Blindleistungsflüsse im Niederspannungsnetz verursacht
- Abhängig vom Ausmaß der Unterstützung, die die Kunden brauchen und den Aufwänden, die zur Klärung im Fall unerwartet hoher Spannungen entstehen können, verursacht die Implementierung einer Blindleistungsregelung OPEX.
- Spannungshaltung durch Blindleistungsregelung verursacht für den Netzbetreiber Gesamtkosten, die klar unter den minimalen Kosten für die Verlegung von Niederspannungserdkabeln (Erdkabel im Grünland) liegen.

(dena, 2020) kommt zu dem Schluss, dass innovative Netztechnologien, wie die Spannungs-/Blindleistungsregelung der Wechselrichter, regelbare Ortsnetzstationen und die direkte und indirekte Spannungsregelung den Umfang konventioneller Ausbaumaßnahmen in bestimmten Situationen reduzieren oder diesen vermeiden können. Bis zum Jahr 2030 könnten in den untersuchten NS- und MS-Netzen im betrachteten Szenario für Deutschland (61,1 GW Wind, 62,8 GW PV, 9,2 kW Biomasse und 21,4 GW KWK Anlagen) 40 % bzw. 50 % der erforderlichen Investitionen eingespart werden.

(Matthiss, 2015) untersucht den Einfluss von Leistungsbeschränkung, Modulorientierung und Eigenverbrauch auf den Energieertrag basierend auf Messdaten in Deutschland. Für eine nach Süden ausgerichtete PV-Anlage und eine Leistungsbeschränkung auf 70 % der Nennleistung beträgt der Ertragsverlust 2,5 %. Bei einer Westausrichtung verringert sich der Wert des Ertragsverlusts um 30 %. Unter Betrachtung des Eigenverbrauchs eines typischen Haushalts (1.600 kWh pro Haushaltsperson) können die Verluste ebenfalls

um mindestens ein Drittel reduziert werden. (Wirth, 2021) kommt zum Schluss, dass Abregelungen (70 % Leistung) auf der Ebene der einzelnen Anlage zu Energieverlusten von ca. 2 bis 5 % führt (in diesem Fall ohne Berücksichtigung der Ausrichtung und des Eigenbedarfs).

Im nationalen leafs Projekt (Kathan, 2019b) erfolgte eine Definition von Zukunftsszenarien für PV und Elektromobilität für ganz Österreich und ein „Herunterbrechen“ dieser Szenarien auf das Niederspannungsnetz von zwei österreichischen Netzbetreibern bzw. deren Netzkunden und Zählpunkten. Es erfolgte eine flächendeckende Netzberechnung (Starklast ohne Einspeisung und Schwachlast mit Einspeisung) für ~10.000 ländliche Niederspannungsnetze der beiden Verteilernetzbetreiber. Eine vollautomatisierte Berechnung des Netzausbaubedarfs bei Grenzwertverletzungen (Spannung / Auslastung) für Ortsnetztransformatoren und Leitungen wurde durchgeführt inklusive einer Abschätzung des Einflusses von unterschiedlichen Durchdringungsraten von PV und E-Mobilität und von unterschiedlichen Regelungsstrategien (Q(U), 70 %, Speicher mit PV; P(U), Speicher mit E-Mobilität) auf die notwendigen Ausbaumaßnahmen. Alle Berechnungen wurden ausschließlich als symmetrische (3-phasige) Lastfluss-Rechnung durchgeführt. D.h. der Spannungsbandbedarf durch Unsymmetrie einphasiger Verbraucher und Erzeuger wurde nicht berücksichtigt. Damit ist in der Praxis davon auszugehen, dass der tatsächliche Netzausbaubedarf höher ist als in den Projektergebnissen dargestellt.

In der Folge werden, beispielhaft für eine mögliche Darstellung von Ergebnissen, das gewählten PV-Szenario und das E-Mobilitätsszenario für 2030 präsentiert und der daraus resultierende Netzausbaubedarf unter Berücksichtigung verschiedener Maßnahmen dargestellt.

1. Leafs-Photovoltaik-Szenario 2030

Tabelle 53: leafs-Szenario für PV Integration (Quelle: (Kathan, 2019b) - Photovoltaik Szenario 2030)

Aspekt	VNB1	VNB2	Beschreibung
Installierte Kapazität	1400 MW _p	1120 MW _p	Gesamtleistung der installierten PV im Versorgungsgebiet
Erwartete Kapazität NE5 und darüber	182 MW _p	145 MW _p	Große PV Anlagen, die in der Analyse nicht berücksichtigt wurden, da sie in höheren Netzebenen integriert sind
Erwartete Kapazität NE6	168 MW _p	134 MW _p	Basierend auf der gegebenen PV Verteilung sind ca. 12 % der kumulierten PV Leistung direkt in Netzebene 6 eingebunden
Erwartete Kapazität NE7	1050 MW _p	840 MW _p	Basierend auf der gegebenen PV Verteilung sind ca. 75 % der kumulierten PV Leistung in Netzebene 7 eingebunden
Skalierung der PV-Peakleistung	0,85		Basisgleichzeitigkeit der PV unter Berücksichtigung von Ausgleichseffekten über das Mittelspannungsnetz
Blindleistungsregelung	Q(U) $\cos(\varphi) = 1 / 0,95 / 0,90$		Q(U) wurde als Standard-Blindleistungsregelung gewählt, da die Netzverluste geringer sind als bei konstantem $\cos \varphi$
Wirkleistungsregelung	Nein		Zur Netzausbaubeurteilung wurde P(U) nicht aktiviert. Es gibt ein eigenes Szenario, welches die zusätzliche Implementierung von P(U) analysiert
Größe PV Anlage Haushalt	2 kW _p		Basierend auf der Verteilung von Haushalten und anderen Verbrauchertypen im definierten Versorgungsgebiet
Größe PV Anlage Gewerbe	35,5 kW _p		Basierend auf der Verteilung von gewerblichen Netzkunden in NE7 und anderen Kunden im definierten Versorgungsgebiet

Tabelle 54 fasst die Regelungsstrategien für die PV Integration aus dem Projekt leafs zusammen, die in den folgenden Ergebnisdarstellungen gegenübergestellt werden.

Tabelle 54: In leafs berücksichtigte Regelungsstrategien für die PV Integration

Symbol	Beschreibung
O	konstanter $\cos\phi = 1$
□	Q(U) Regelung von PV Wechselrichtern
*	konstanter $\cos\phi = 0,95$
△	konstanter $\cos\phi = 0,90$
+	Q(U) in Kombination mit einem zentralen Speicher

Abbildung 83 zeigt den Bedarf an Netzverstärkung in Prozent der Niederspannungsnetze. Je nach Maßnahmen liegt der Ausbaubedarf bei 2 bis 63 % der betrachteten Niederspannungsnetze. Hier ist die *Anzahl* der von Ausbaumaßnahmen betroffenen Netze dargestellt, wobei in vielen Netzen nur ein geringe Teile der Leitungen verstärkt werden müssen (Hauptstränge). Die Unterschiede zwischen den beiden Netzbetreibern ergeben sich durch die unterschiedlichen Netzstrukturen (Ausdehnungen), Verkabelungsgrade und auch die Wahl der Standardquerschnitte. Dies zeigt deutlich wie groß die Streuung der Ergebnisse für einzelne Netzbetreiber in Abhängigkeit der bestehenden Netzstrukturen, Verkabelungsgrade und die verwendete Standardbetriebsmittel sein kann.

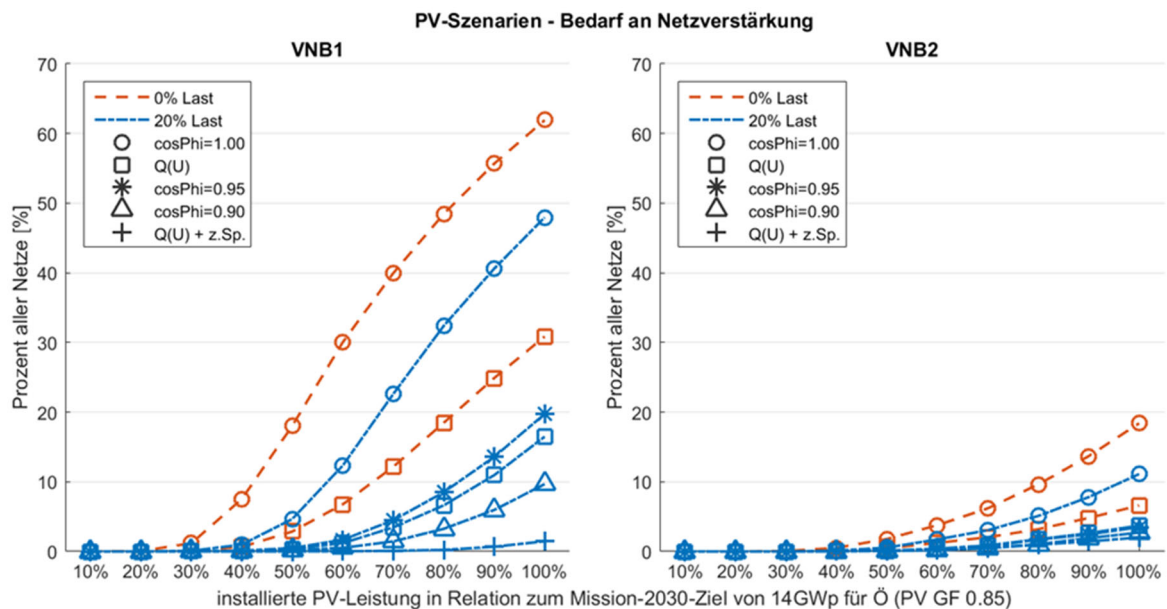


Abbildung 83: Bedarf Netzverstärkung in Prozent der Niederspannungsnetze (Quelle: (Kathan, 2019b) - PV Szenario)

Der notwendige Bedarf an konkreten Grabungsarbeiten liegt bei bis zu ca. 27 % der gesamten Niederspannungsleitungslänge (siehe Abbildung 84).

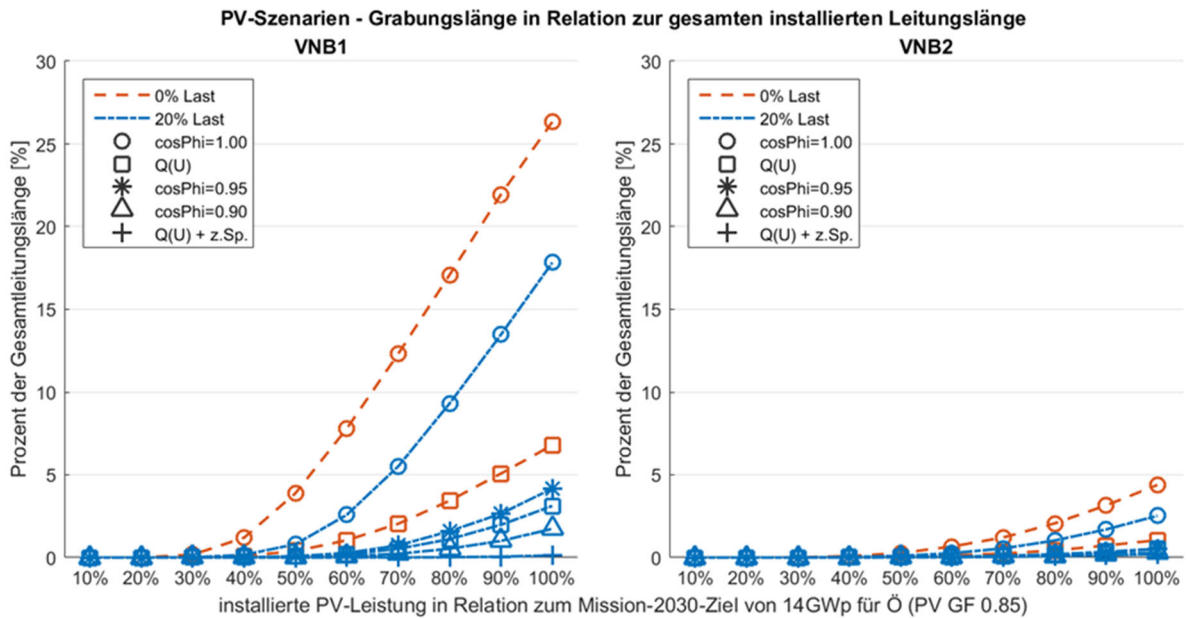


Abbildung 84: Bedarf Grabungslänge in Prozent der gesamten Niederspannungsnetzlänge (Quelle: (Kathan, 2019b) - Photovoltaik Szenario)

Die notwendige Transformatorverstärkung, bei 20 % Last und 100 % PV Einspeisung mit Q(U), ist in Abbildung 85 dargestellt. Die notwendige Transformatorverstärkung ist primär bedingt durch die erhöhten Blindleistungsflüsse infolge der Q(U) Regelung verursacht.

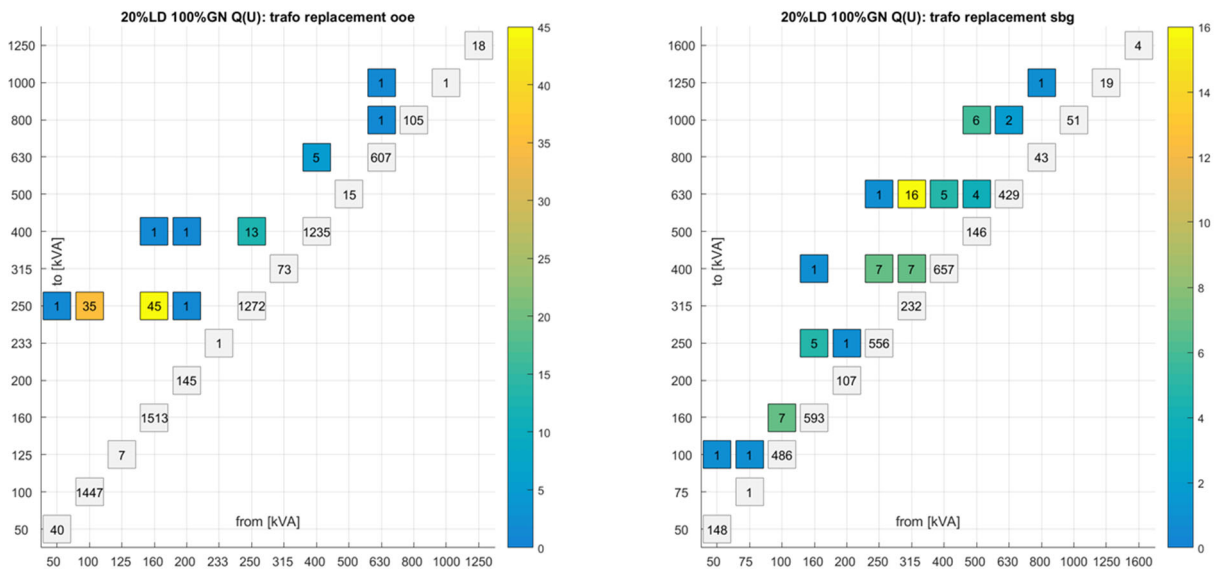


Abbildung 85: Notwendige Transformatorverstärkung für leafs PV Szenario - bei 20 % Last und 100 % PV Einspeisung mit Q(U)

2. leafs E-Mobilitätsszenario 2030

Tabelle 55 fasst das gewählte E-Mobilitätsszenario zusammen. Im Vergleich zu Kapitel 2.4 wurde für ungesteuertes Laden derselbe Gleichzeitigkeitsfaktor herangezogen (Faktor 0,2) und dieser zusätzlich für die Berücksichtigung von marktgetriebener Gleichzeitigkeit auf 0,5 erhöht. Im Gegensatz zu Kapitel 2.4, wurde im Projekt leafs ein Szenario hinterlegt, bei dem im Jahr 2030 jeder Haushalt und jede Landwirtschaft im Versorgungsgebiet des Netzbetreibers über ein Elektroauto verfügt (ein E-Auto pro H0 Profil und Lx Profil). Im Projekt leafs wurde ausschließlich Ladung in Netzebene 7 berücksichtigt und die Auswirkung unterschiedlicher Ladeleistungen (3,6 kW, 11 kW und 22kW) auf den Netzausbau verglichen.

Tabelle 55: leafs E-Mobilitätsszenario (Quelle: (Kathan, 2019b))

Aspekt	VNB1	VNB2	Beschreibung
Gesamtanzahl der Netze für die Berechnung	6479	3472	Niederspannungsnetze inklusive Ortsnetztransformator
Gesamtanzahl E-Autos	352,9 k	200,7 k	Ein E-Auto pro Haushalt (H0 Profil) und Landwirtschaft (Lx Profil) entsprechend der Kundenliste
Gleichzeitigkeit	0,2 / 0,5 (Berücksichtigung marktgetriebener Gleichzeitigkeit)		Steigende Gleichzeitigkeit durch marktgetriebene Ladestrategien
Wirkleistungsregelung	Mit und ohne P(U)		P(U)-Abregelung beginnend bei -6 % der Nennspannung zur Reduktion des Ladestroms auf 6A bei -10 %, danach Abschaltung
Ladeleistung	3,6 kW / 11 kW / 22 kW		Unterschiedliche Ladeleistungen basierend auf gängigen Ladetechnologien
Gesamtladeleistung 3,6 kW GF 0.2	254,5 MW	145,5 MW	Einphasige Ladung (unkontrolliert)
Gesamtladeleistung 3,6 kW GF 0.5	636,2 MW	361,4 MW	Einphasige Ladung (marktgetriebene Gleichzeitigkeit)
Gesamtladeleistung 11 kW GF 0.2	777,6 MW	441,7 MW	Dreiphasige Ladung (unkontrolliert)
Gesamtladeleistung 11 kW GF 0.5	1944,1 MW	1103,3 MW	Dreiphasige Ladung (marktgetriebene Gleichzeitigkeit)

Tabelle 54 fasst die Regelungsstrategien für die E-Auto Integration aus dem Projekt leafs zusammen, die in den folgenden Ergebnisdarstellungen gegenübergestellt werden.

Tabelle 56: In leafs berücksichtigte Regelungsstrategien für die E-Auto Integration

Symbol	Beschreibung
○	ohne Spannungsabhängiger Wirkleistungsregelung
□	mit spannungsabhängiger Wirkleistungsregelung
.	mit spannungsabhängiger Wirkleistungsregelung und Berücksichtigung von 1% Spannungsabfall über die Impedanz der Hausanschlussleitung (innerhalb der Anlage)
*	mit zentralem Speicher

Abbildung 86 zeigt den Bedarf an Netzverstärkung in Prozent der von Netzverstärkungsmaßnahmen betroffenen Niederspannungsnetze in Abhängigkeit der gewählten Ladeleistung und des Gleichzeitigkeitsfaktor. Je nach gewählter Ladeleistung, Gleichzeitigkeitsfaktor und zusätzlichen Maßnahmen müssen ca. 3 % (bei 3,6 kW Ladeleistung und 20 % Gleichzeitigkeit) bis 85 % (bei 22 kW Ladeleistung und 50 % Gleichzeitigkeitsfaktor) der Niederspannungsnetze ertüchtigt werden.

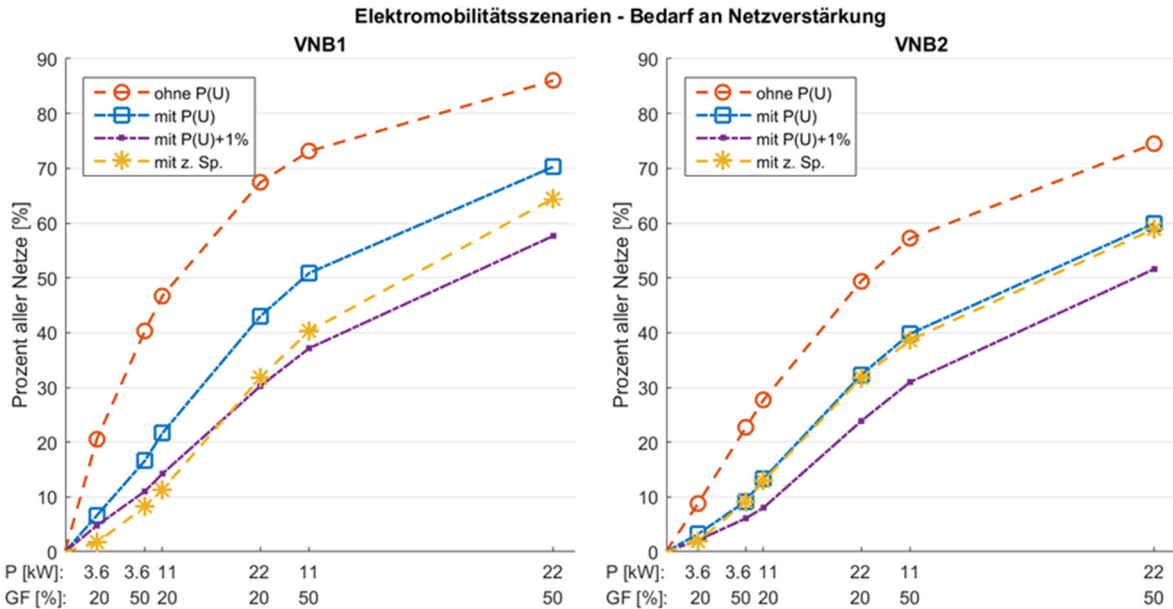


Abbildung 86: Bedarf Netzverstärkung in Prozent der Niederspannungsnetze (Quelle: (Kathan, 2019b) - E-Mobilitätsszenario)

Abbildung 87 stellt den Bedarf an Grabungsarbeiten in Prozent der Gesamtleitungslänge dar.

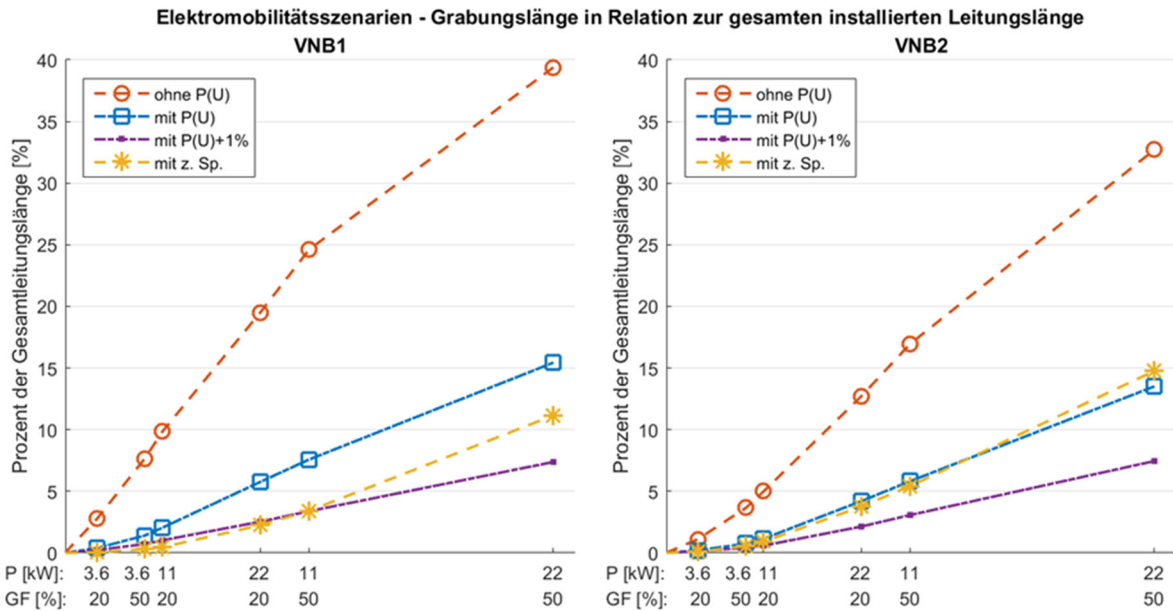


Abbildung 87: Bedarf Grabungsarbeiten in Prozent der Gesamtleitungslänge (Quelle: (Kathan, 2019b) - E-Mobilitätsszenario)

Die notwendige Transformatorverstärkung bei einer Ladeleistung von 3,6 kW und einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 20 % ist in Abbildung 88 dargestellt.

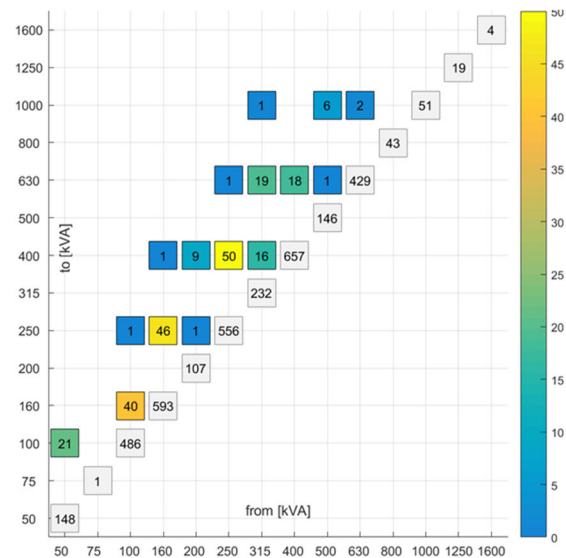
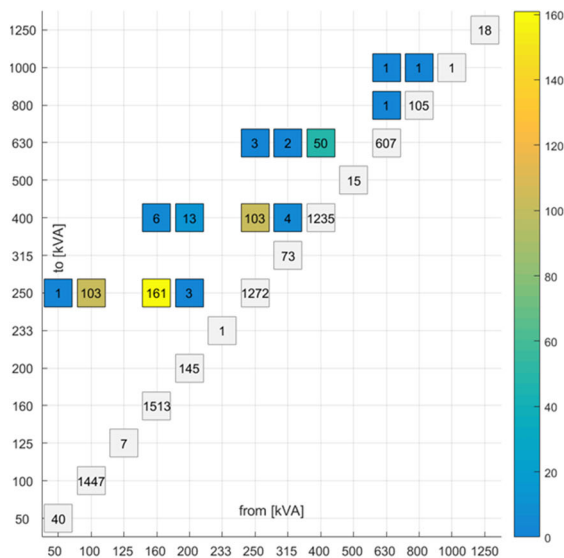


Abbildung 88: Notwendige Transformatorverstärkung bei einer Ladeleistung von 3,6 kW und einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 20 % (Quelle: (Kathan, 2019b) - E-Mobilitätsszenario)

Eine Ladeleistung von 11 kW bei einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 50 % erhöht den Bedarf an Transformatorverstärkung signifikant. Der hohe Gleichzeitigkeitsfaktor repräsentiert eine marktgesteuerte Laderegulierung, d.h. durch ein Marktsignal wird der Gleichzeitigkeitsfaktor erhöht. Die Tatsache, dass es hier Netze gibt, in denen der Transformator von ursprünglich 630 kVA auf 2 x 2500 kVA verstärkt werden muss, zeigt klar, dass auch massive Ausbaumaßnahmen in der Mittelspannung notwendig werden.

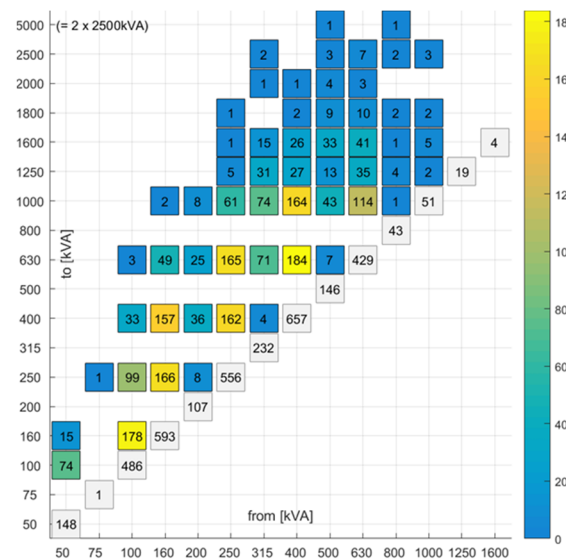
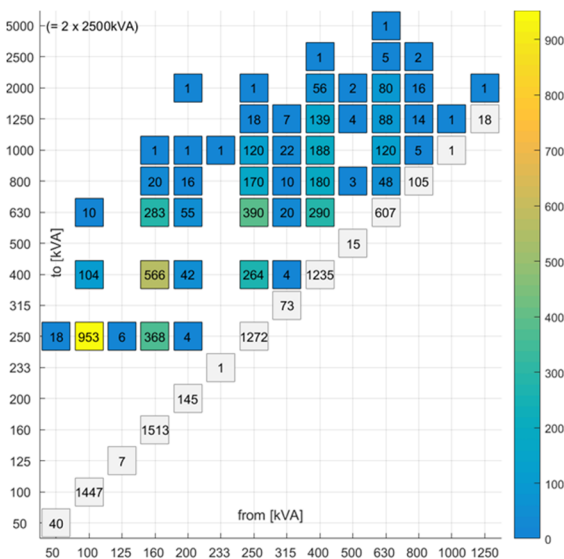


Abbildung 89: Notwendige Transformatorverstärkung bei einer Ladeleistung von 11 kW und einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 50 % (Quelle: (Kathan, 2019b) - E-Mobilitätsszenario)

3. Hochrechnung auf ländliche Verteilernetze in gesamt Österreich

Die in leafs berücksichtigten Netze umfassen kaum städtische Netze, d.h. eine Hochrechnung auf Österreich kann nur ländliche Ortsnetze gemacht werden. Der Anteil an ländlichen Netzen im Datensatz des Projekts leafs beträgt 98 %. Mit einem *leafs-Faktor ländlich* = 5.2 (siehe Tabelle 57) können die leafs-Ergebnisse auf die ländlichen Netze von ganz Österreich hochgerechnet werden. Es können damit ca. 71 % der gesamten Niederspannungsnetze in Österreich abgedeckt werden.

Tabelle 57: Hochrechnungsfaktor für Ergebnisse von leafs auf ganz Österreich

	Leafs (Quelle: (Kathan, 2019b))	AT gesamt (Daten: E-Control)	leafs Anteil	AT ländlich	leafs Faktor ländlich	leafs Faktor gesamt
Anzahl Ortsnetzstationen	10093	78940	12,8 %	56386	5,6	7,8
Leitungslänge	25550	174104	14,7 %	124360	4,9	6,8
Anteil (Vor)Städtisch	2 %	30 %				
Anteil ländlich	98 %	70 %		Mittelwert:	5,2	7,3

Eine Umrechnung der notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen in Kosten wird für alle Szenarien durchgeführt: Ausbaumaßnahmen [km] * Spezifische Kosten [€/km] = Gesamtkosten [€]. Die Kostenschätzung basiert auf (realistischen) Preis-Annahmen aus dem Projekt leafs für das Jahr 2018, die in der Berechnung einfach aktualisiert werden können. In diesem Fall wurden durchschnittliche spezifische Kosten in der Höhe von 70€/m angenommen. In der Folge sind die Kostenabschätzungen ohne Flexibilitätsmaßnahmen im Vergleich zu jenen mit Flexibilitätsmaßnahmen für PV- und E-Mobilitätsintegration in Österreich zu finden.

1. Kostenabschätzung PV Integration

Für die PV Integration ist durch verschiedene Maßnahmen eine Kostenreduktion in ländlichen Niederspannungsnetzen im Bereich von ca. 53 bis 94 % möglich. Der (geringe) Verlust von Einspeise-Leistung im 70 %-Szenario wurde nicht monetär bewertet und deshalb in diesem Vergleich nicht berücksichtigt. Generell erlaubt der rechtliche Rahmen in Österreich derzeit keine 70% Leistungsbeschränkung (vgl. EAG).

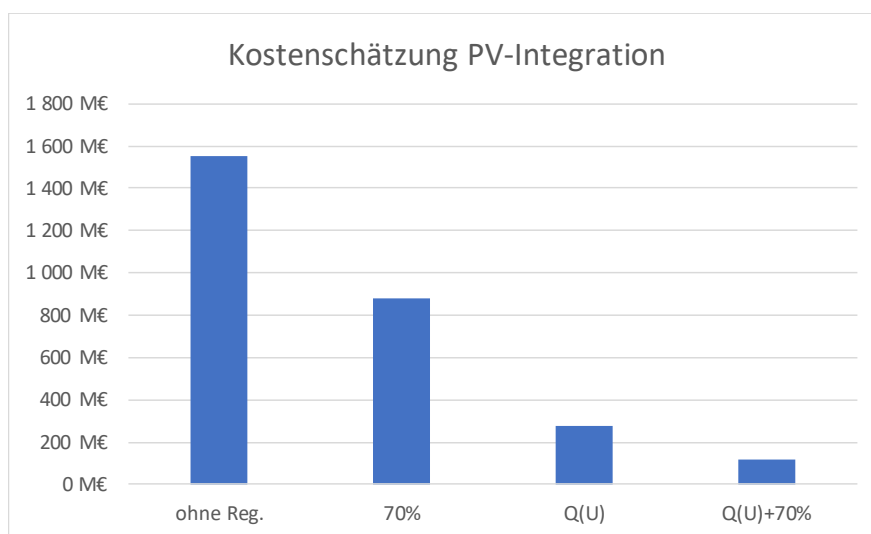


Abbildung 90: Kostenabschätzung PV-Integration in ländliche Niederspannungsnetze in Österreich ohne Regelung, 70 % Leistungsbeschränkung, Q(U) sowie einer Kombination von 70 % Leistungsbeschränkung mit Q(U)

2. Kostenabschätzung E-Mobilitätsintegration

Die notwendigen Netzausbaukosten für die Integration der Elektromobilität hängen stark von der zu erwartenden Ladeleistung und dem Gleichzeitigkeitsfaktor ab. Eine Regelung mit P(U) erlaubt eine deutliche Reduktion des notwendigen Netzausbaubedarfs.

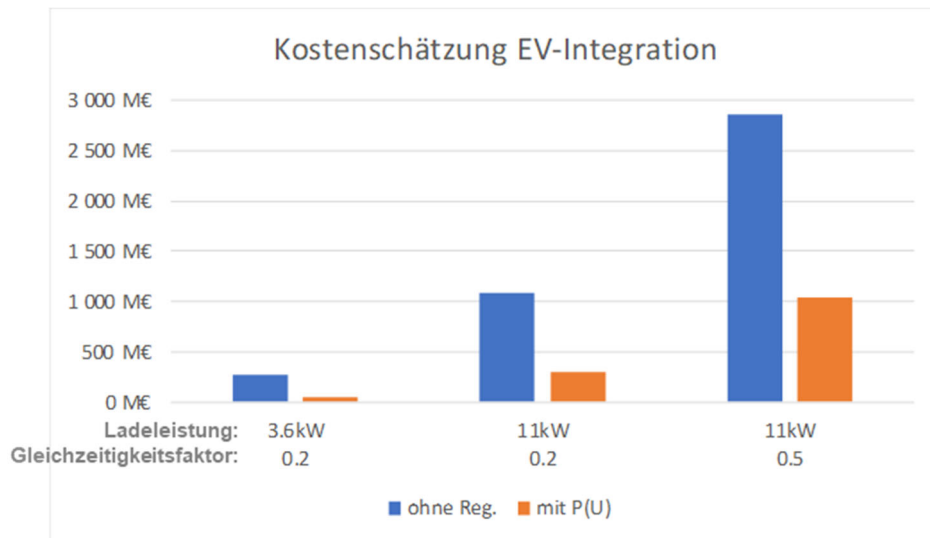


Abbildung 91: Kostenabschätzung E-Mobilitätsintegration in ländliche Niederspannungsnetze in Österreich ohne Regelung und mit P(U)

Hinsichtlich des **Einsatzes von Flexibilität im Niederspannungsnetz** kann auf Basis der nationalen und internationalen Erfahrungen folgendes festgehalten werden:

- Wie im Mittelspannungsnetz erlaubt auch im Niederspannungsnetz eine messtechnische Erfassung der realen Netzsituation ein Abgehen von Worst-Case-Annahmen in der Netzplanung. Durch das laufende Monitoring der realen Netzsituationen können sowohl erweiterte Reserven/Kapazitäten nutzbar gemacht werden, als auch kritische Netzbereiche aufgezeigt und identifiziert werden. Die Leitungslängen sowie Anzahl der Betriebsmittel, Kunden und damit zu betrachteten Knoten sind jedoch im Niederspannungsnetz ungleich höher. Damit steigt der Aufwand für die Analysen und die Anzahl der für ein Monitoring notwendigen Messgeräte.
- Die oben angeführten Studien und Untersuchungen zu innovativen Netzkomponenten, wie regelbare Ortsnetztransformatoren und Strangregler, zeigen ein großes Potential die Aufnahmekapazität von Niederspannungsnetzen kosteneffizient zu erhöhen. Aus diesem Grund müssen sie in Netzplanungsprozessen als Alternativen berücksichtigt werden.
- In Netzanschlussbedingungen definierte Maßnahmen (wie Spannungsregelung, Blindleistungsmanagement, Q(U) Regelung oder auch die 70 %-Regelung in Deutschland) können zu einer wesentlichen Entlastung der Netze beitragen. Dies gilt auch für netztarifliche Maßnahmen wie unterbrechbare Lieferung. Eine Umsetzung einer 70 %-Abregelung sollte in Österreich angedacht bzw. diskutiert werden.
- Auch im koordinierten Betrieb von Verbrauchern (z.B. Ladung von E-Autos) und Erzeugeranlagen (z.B. PV) gemeinsam mit Speichern liegt großes Potential zur Vermeidung von Erzeugungs- bzw. Lastspitzen. Ob solche Maßnahmen tatsächlich in der Netzplanung genutzt werden können, hängt davon ab, ob sie in der Praxis auch zuverlässig funktionieren. Auf aggregierter Ebene können sich nutzbare Korrelationen von Erzeugung von Verbrauch ergeben. Betrachtet man jedoch einzelne Niederspannungsabzweige, muss eine verlässliche Vermeidung von Erzeugungs- bzw. Lastspitzen genau überprüft werden.
- Netztopologische Maßnahmen sind nur sehr schwer zu realisieren, da Niederspannungsnetze als Strahlennetze betrieben werden und nahezu keine Umschaltmöglichkeiten vorhanden sind. Des Weiteren sind Niederspannungsnetze nicht automatisiert.
- Marktbasierter Flexibilität ist nur sehr eingeschränkt nutzbar, da Kapazitätsengpässe sehr lokal auftreten und wenige Netznutzer als potenzielle Flexibilitätsbereitsteller in Frage kommen.

Generell muss festgehalten werden, dass die wirtschaftliche Bewertung der Lösungen im Niederspannungsnetz sehr sensitiv auf die Annahmen bezüglich laufender Kosten (OPEX) der Lösungen ist. Die tatsächlichen operativen Kosten werden erst mit den Erfahrungen aus einem breiteren Einsatz der Lösungen bekannt werden. Auf jeden Fall müssen die Lösungen einfach und auch sehr robust (Stichwort Wartungsaufwand) sein. In der Netzplanung müssen daher sehr konservative OPEX Annahmen getroffen werden.

3.3.4 Zusammenfassung der Bewertung einer Wirkung von Flexibilitätsmaßnahmen

Unter Berücksichtigung der oben dargestellten Erfahrungen und Anwendungsfälle und im Sinne einer Kosteneffizienz von Flexibilitätsmaßnahmen als Alternative zu einem Netzausbau ist folgende, allgemeine Priorisierung zu empfehlen:

1. Netztopologische Maßnahmen (z.B. Schaltzustand, Stufensteller)
2. In Netzanschlussbedingungen bzw. in technischen Regeln definierte Maßnahmen wie
 - a. Q(U), P(U) Regelung, Blindleistungs- und Spannungsregelungen
 - b. Eingeschränkter Netzzugang für Verbraucher oder Erzeuger (vgl. 70 %-Regelung in Deutschland)
3. Netztarifliche abgedeckte Maßnahmen wie unterbrechbare Lieferungen
4. Marktbasierte Flexibilität

Tabelle 58 fasst die Priorisierung der Flexibilitätsmaßnahmenkategorien in Abhängigkeit der Spannungsebenen und unter Berücksichtigung des Automatisierungsgrades zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie zusammen (+ geeignet, o eingeschränkt geeignet, - ungeeignet, +/- bzw. o/- im Bereich zwischen den Kategorien, in Abhängigkeit der Lösung und der Anforderungen an die Kommunikationsinfrastruktur). Dabei handelt es sich um eine grobe, qualitative Abschätzung. Eine feinere Abstufung würde eine detaillierte, quantitative Analyse der einzelnen Flexibilitätskategorien in Abhängigkeit unterschiedlicher Automatisierungsgrade voraussetzen. Eine derartige Analyse war im Rahmen der vorliegenden Studie nicht möglich.

Tabelle 58: Eignung von Flexibilitätsmaßnahmen in Abhängigkeit der Spannungsebene

Flexibilitätsmaßnahmen	Anforderungen an Automatisierungsgrad	Spannungsebene		
		Hochspannung (110 kV)	Mittelspannung (10 kV bis 30 kV)	Niederspannung (0,4 kV)
Netztopologisch	hoch	+	o	-
Netzanschlussbedingungen / Technische Organisatorische Regeln	hoch bei koordinierten Regelungen niedrig bei lokalen Regelungen	+	+	+
Netztariflich	niedrig Mindestanforderung ist eine kommunikationstechnische Anbindung	+	+	+
Marktbasiert	Abhängig von Lösung Mindestanforderung ist eine kommunikationstechnische Anbindung	+	+/o	o/-

Neben der Wirksamkeit der Spannungsebenen, sind bei der Bewertung von Flexibilitätsmaßnahmen als Alternative zu einer traditionellen Netzverstärkung zwei weitere Aspekte zu berücksichtigen:

1. Art der möglichen Kapazitätsengpässen (CEER, 2020) und Abbildung 92)
 - a. Strukturelle Kapazitätsengpässe (structural congestions)
 - b. Sporadische Kapazitätsengpässe (sporadic congestions)
2. Altersstruktur der bestehenden Betriebsmittel

Zu 1.): Für eine strategische Netzplanung (Zeithorizont größer 5 Jahre) ist eine langfristige Sicherung von Flexibilität Voraussetzung, um Planungssicherheit sowohl für den Netzbetreiber als auch den Bereitsteller von

Flexibilität zu gewährleisten. Absehbare strukturelle Kapazitätsengpässe müssen nachhaltig und dauerhaft beseitigt bzw. verhindert werden. Im Gegensatz dazu ist die Vermeidung sporadischer Kapazitätsengpässe auch über kurzfristige Beschaffung von Flexibilität im Zuge einer operativen Netzplanung bzw. im Rahmen der Betriebsführung sinnvoll.

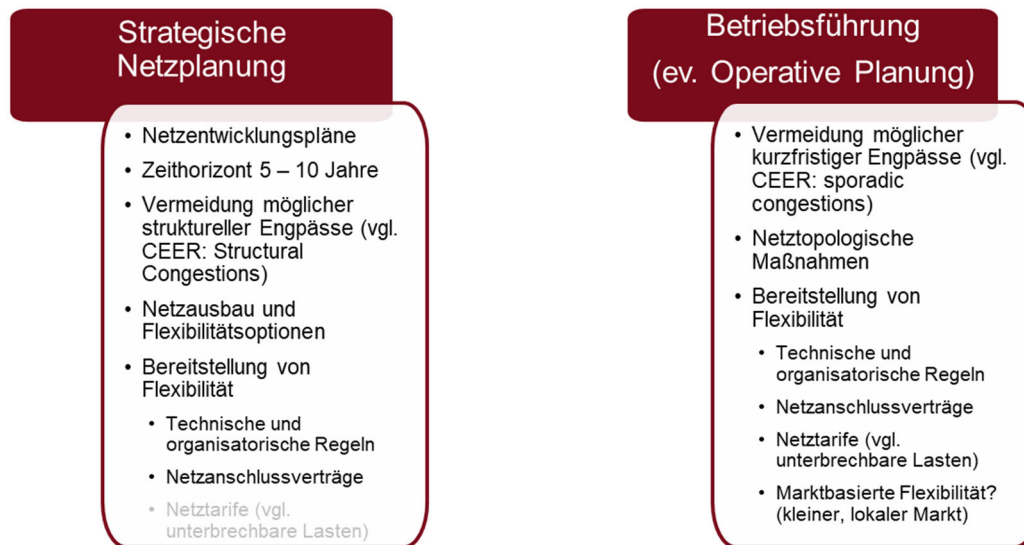


Abbildung 92: Zeithorizonte in der Netzplanung

Zu 2.): Bei der Bewertung von Flexibilitätsmaßnahmen hinsichtlich der Verzögerung bzw. einer Vermeidung eines Netzausbaus ist das Alter der bestehenden Betriebsmittel und der Zeitpunkt von anstehenden Ersatzinvestitionen zu berücksichtigen. In Abhängigkeit der (wirtschaftlichen und technischen) Restlebensdauer der bestehenden Infrastruktur fällt die wirtschaftliche Bewertung von Flexibilitätsmaßnahmen (hinsichtlich CAPEX und OPEX) unterschiedlich aus. Entsprechend wird der Einsatz von Flexibilitätsmaßnahmen als Lösung vor allem in Netzstrukturen mit noch nicht abbeschriebenen Kabeln bzw. langer technischer Restlebensdauer sinnvoll sein. Der Netzplanung steht in solchen Netzen eine Alternative zur Verfügung, welche erwartete Änderungen der Anforderungen an die Netzinfrastruktur ohne kostspielige Netzverstärkung kompensieren kann. Liegt der Zeitpunkt einer notwendigen Ersatzinvestition eher zeitnahe, kann es wirtschaftlich sinnvoll sein diese vorzuziehen, da die Mehrkosten für eine Netzverstärkung im Zuge der Ersatzinvestition (z.B. höhere Querschnitte oder Trafoleistungen) verhältnismäßig gering sind. Davor getätigte Investitionen in Flexibilisierungsmaßnahmen als Alternative zum Netzausbau wären in so einem Fall *Stranded Investments*.

3.4 Kurzfristige Windportfolio-Vermarktung

Bei der Intraday-Windportfolio-Vermarktung wird die Flexibilität zum kostenoptimalen Einkauf auf Intraday-Handel bzw. zum Ausgleich der Fahrplanabweichungen eingesetzt, wobei der Fokus dieser Analyse der kurzfristige Ausgleich der Fahrplanabweichungen innerhalb einer Bilanzgruppe ist.

3.4.1 Beschreibung der Flexibilitäts-Nachfrage

Jede Bilanzgruppe gibt am Vortag ihre Fahrpläne bekannt. Die Abweichungen vom Fahrplan müssen danach dann entweder nachgehandelt oder über Flexibilität (wie z.B. Aktive Ansteuerung von Lasten/Erzeugern) in der Bilanzgruppe ausgeglichen werden, wenn zum Zeitpunkt der Lieferung noch Abweichungen zum Fahrplan bestehen.

Die Höhe der Abweichungen hängt stark vom Erzeugungs- bzw. Verbrauchs-Portfolio der einzelnen Bilanzgruppen ab sowie der hieraus resultierenden Prognosegenauigkeit, die durch genauere Prognosemodelle verbessert werden kann. Die Frage, mit welcher Motivation Abweichungen zu bestimmten Zeitpunkten nachgehandelt werden, ist stark von der Höhe der erwarteten Ausgleichsenergiepreise abhängig. Außerdem spielt auch die Risikoaversion eine Rolle. Je risikoaverser, desto mehr werden die Abweichungen nachgehandelt. Um eine Abschätzung für den Flexibilitätsbedarf zu bekommen wird in der folgenden Untersuchung davon ausgegangen, dass alle Abweichungen nachgehandelt werden. Dafür sind ausreichend liquide Intraday-Spotmärkte notwendig.

Grundsätzlich kann der Flexibilitäts-Bedarf über eine Nachbildung oder Befragung der Bilanzgruppen ermittelt werden, oder über eine Analyse der Prognoseabweichungen der einzelnen Technologien bzw. des Verbrauchs abgeschätzt werden. Dabei haben die fluktuierenden Erneuerbaren Energien bzw. der Verbrauch die größten Auswirkungen auf den Bedarf an Flexibilität.

Der Fokus dieser Analyse liegt auf der Wind-Technologie. Es wird ein sortenreines Wind-Portfolio von ganz Österreich angenommen, wie mit dem Auftraggeber vereinbart. Nachdem es auch Abweichungen durch PV und Verbrauch geben kann, ist dies nur eine Auswahl. Es wird der maximale Flexibilitätsbedarf abgeschätzt, der für den Ausgleich der Prognoseabweichungen von Wind im Jahr 2020 bzw. im Jahr 2030 zu erwarten ist. Dafür werden die Abweichungen von Day-ahead-Prognose bis zur Intraday-Gate-closure-time bzw. dann Intraday-Prognose von Intraday-Gate-closure zur tatsächlichen Erzeugung analysiert (siehe auch Abbildung 93). Es wird angenommen, dass Echtzeitdaten bereits in der Intraday-Prognose enthalten sind. Als der typische letzte Handelszeitpunkt der Händler im Jahr 2020 wird 75 Minuten vorher angenommen (im Verlauf der Analyse H-1 genannt). Außerdem wird angenommen, dass sich der typische Handelszeitpunkt in den nächsten Jahren weiter verkürzen wird und sich bis auf 15 Min vorher reduziert. In weiterer Folge werden daher diese zwei Szenarien berücksichtigt. Die Abweichungen (Flexibilitäts-Bedarf) von Day-ahead zu Intraday können dann am Intraday-Markt nachgehandelt werden. Die Abweichungen von Intraday zur tatsächlichen Erzeugung entspricht dem Bedarf an Ausgleichsenergie.

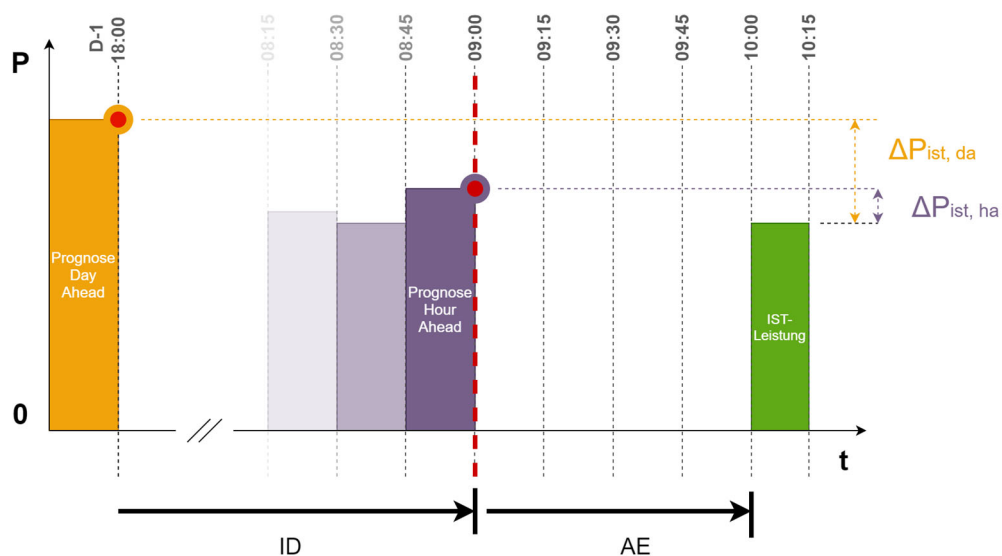


Abbildung 93: Veranschaulichung der Abgrenzung zwischen Intraday und Ausgleichsenergie: Alles vor H-1 wird als normaler Intraday-Handel definiert, alles ab H-1 bis zur Ist-Erzeugung als Ausgleichsenergie

3.4.2 Beschreibung der Methode

Die gewählte Methode ist eine deskriptive statistische Analyse der historischen Prognoseabweichungen für den Zeitraum Januar 2020 bis einschließlich Februar 2021 (Quelle: direkte Anfrage und Übermittlung durch APG). Dieser Datensatz stellt die Prognosen dar, die zu dem jeweiligen Zeitpunkt tatsächlich der APG zur Verfügung standen. Die Auflösung der Zeitreihen sind 15-Minuten-Intervalle. Die installierte Winderzeugungsleistung wird in den Daten mit 3.200 MW für 2020 angegeben (dieser Wert weicht leicht von Tabelle 2 ab, was auf die unterschiedliche Datenbasis zurückzuführen ist). In den Rohdaten sind die folgenden Prognosen enthalten, sowie auch die tatsächliche Winderzeugung im jeweiligen 15-Minuten-Intervall:

- Prognose Day-ahead im Folgenden „D-1“ genannt
- Prognose „Update alle 15 Min für die kommende 1/4 h“ im Folgenden „M-15“ genannt
- Prognose „Update alle 15 Min für in 75 Min“ im Folgenden „H-1“ genannt

Um die benötigten Flex-Leistungen und -Energien abzuschätzen werden die Prognosefehler Day-ahead zu Intraday (im Folgenden „Intradaybeschaffung“ genannt) und Intraday zu tatsächlicher Erzeugung (im Folgenden „Ausgleichsenergie“ genannt) betrachtet. Die Prognosefehler berechnen sich also zu

- Intradaybeschaffung: Differenz Prognose „D-1“ – „H-1“ (bzw. „M-15“, je nach Szenario)
- Ausgleichsenergie: Differenz Prognose „H-1“ (bzw. „M-15“, je nach Szenario) – tatsächliche Winderzeugung

Um eine Überdimensionierung der Flexibilitätsnachfrage zu vermeiden – wobei die benötigte Leistung durch die minimalen und maximalen Abweichungen bestimmt wäre, die aber nur zu wenigen bestimmten Zeitpunkten auftreten – werden die zentralen 90 % bzw. 70 % der Abweichungen aus der kumulierten empirischen Verteilungsfunktion abgeleitet. Dies gibt eine Abschätzung über relative Häufigkeit von Prognosefehlern und typische Leistungsbänder benötigter Flex-Leistung. Um die Länge von andauernden „signifikanten“ Abweichungen (im Sinne der 90 % und 70 % Intervalle) abzuschätzen (zeitlicher Flex-Bedarf), wird die durchschnittliche Dauer konsekutiver Abweichungen oberhalb bzw. unterhalb der 90 % und 70 % Intervallwerte berechnet.

Zusätzlich zu den Leistungsspitzen der Flexibilität soll auch die Flexibilitätskapazität abgeschätzt werden. Dafür werden zunächst die positiven bzw. negativen Prognoseabweichungen aufsummiert. Um auch ausgleichende Effekte zwischen positiven und negativen Abweichungen zu berücksichtigen, wird zur Bewertung der nötigen Flex-Energie ein Speichermodell verwendet. Die Bereitstellung (und Aufnahme) von Flex-Energie erfolgt dabei ausschließlich über den Speicher. Aus der maximalen Kapazität dieses Speichers können eventuelle Ausgleichseffekte und strukturelle Schief lagen der Abweichungen abgeleitet werden.

Die erwähnten Auswertungen werden jeweils für die beiden Szenarien „H-1“ und „M-15“ vorgenommen, die sich durch den Zeitpunkt der Intraday-Prognose unterscheiden (siehe Beschreibung der Eingangsdaten). Abschließend wird eine Extrapolation der quantitativen Ergebnisse für das Jahr 2030 – abhängig vom gewählten Windausbauzenario (multiplikativer Faktor) – vorgenommen.

3.4.3 Annahmen

Hier ein Überblick über die wichtigsten Annahmen für die Analyse der Portfolio-Vermarktung Wind:

- Prognoseabweichungen für das Wind Portfolio für gesamt Österreich (keine lokal aufgelösten und genaueren Prognosen pro Windpark)
- Prognosequalität bleibt relativ gleich oder wird minimal besser, keine großen Verbesserungen im Jahr 2030 zu erwarten, siehe auch Abschnitt 3.5.3.
- Veränderungen der Winderzeugungsabregelung (Wartung, Maximale Leistung, Eisabwurf) werden so berücksichtigt, wie sie in den IST-Erzeugungsdaten der APG enthalten sind.
- Es wurde auch im H-1 Szenario ein Handel von 15 Minuten Produkten angenommen.
- Die Prognosen beruhen auf meteorologischen Prognosen und beinhalten keine Vermarktungsentscheidungen und keine Risikobewertung; d.h. die Day-ahead-Fahrpläne der Winderzeugung beinhalten kein Sicherheitsband (z.B. Vermarktung nur 80 % der möglichen Erzeugung bei 95 %iger Sicherheit).
- Virtueller Speicher bringt Energiemenge für den Ausgleich der Prognoseabweichungen allein auf.
- Es gibt keine Verschränkung mit dem Regelenergiebedarf des jeweiligen 15 Minuten Intervalls.

3.4.4 Beschreibung der Ergebnisse

Die Verteilungen der Prognoseabweichungen sind in Abbildung 94 dargestellt. Auffällig ist die strukturelle Überschätzung der Windproduktion in der Day-ahead-Prognose. Eine ähnliche Überschätzung zeigt sich bei der Abweichung von Day-ahead- zu Intraday-Prognose. Die Intraday-Prognose zeigt eine leichte Unterschätzung der tatsächlichen Produktion, ist jedoch im Allgemeinen symmetrisch bzgl. Über- und Unterschätzung der tatsächlichen Winderzeugung.

Die maximalen Prognosefehler sind in Tabelle 59 angeführt. Zur Berechnung der Prognosefehler siehe auch Kapitel 3.4.2. Da maximale Prognosefehler zu ineffizienter und teurer Überdimensionierung der Flex-Nachfrage führen, werden typische Intervalle für Leistungsnachfrage mit den zentralen 90 % und 70 % der Prognoseabweichungen abgeleitet.

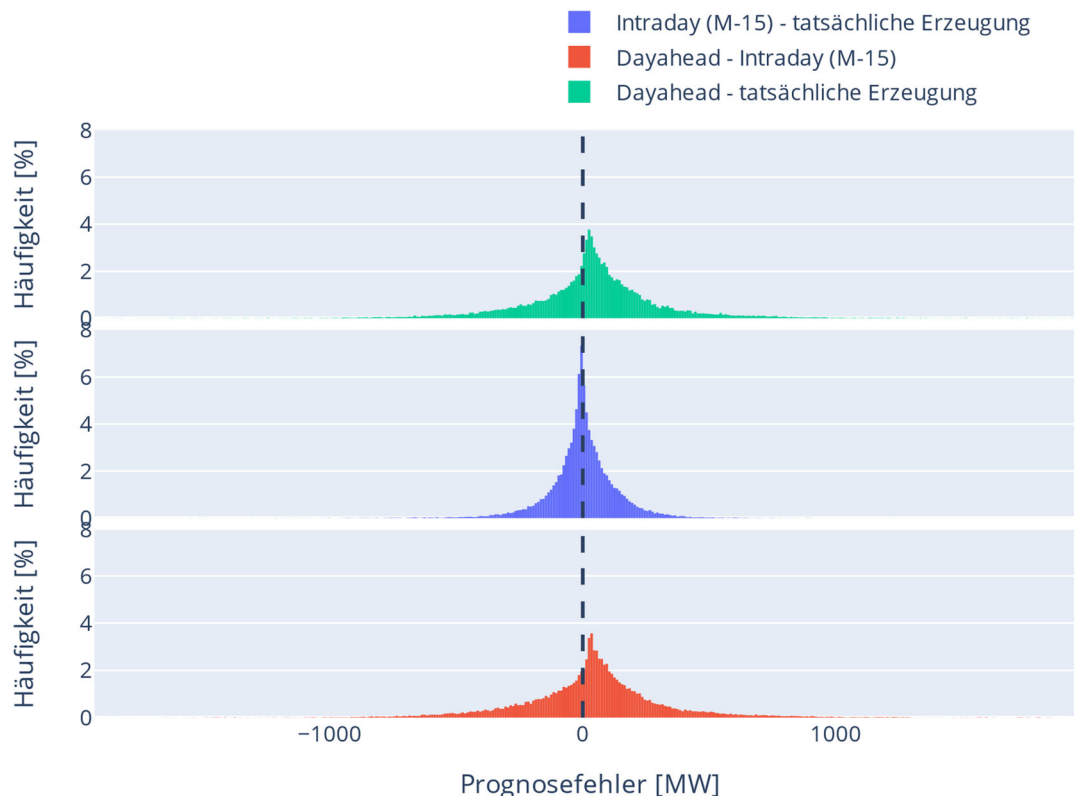


Abbildung 94: Verteilung der Prognosefehler (Szenario M-15)

Die Leistung, die für den Ausgleich dieser Prognoseabweichungen benötigt wird, wurde für die zwei Szenarien H-1 sowie M-15 analysiert. Um ein besseres Gefühl für eine Einschätzung der Prognoseabweichungen und damit auch für den Flexibilitätsbedarf zu bekommen, wurde die relative Häufigkeit der Abweichungen zum prognostizierten Wert analysiert. Die Abschätzungen der hieraus resultierenden Leistungen für beide Szenarien und die jeweiligen Prognoseabweichungen können der Tabelle 57 entnommen werden.

Wie in Abbildung 95 dargestellt, liegen 90 % der Abweichungen im Bereich zwischen -218 und 210 MW (M-15 Szenario, Intraday im Vergleich zur Ist-Erzeugung). Das heißt es würde eine Leistung von -218 bis 210 MW ausreichen, um bei einer Prognose 15 Min vor der Lieferung und dem Lieferzeitpunkt einen Großteil (90 %) der Prognoseabweichungen auszugleichen. Etwa doppelt so viel Leistung würde benötigt werden, um im gleichen Szenario 90 % der Abweichung zwischen Day-ahead und Intraday auszugleichen (-443 MW, 515 MW).

Im H-1 Szenario bestätigt die Analyse die Annahme, dass weniger Leistung für den Ausgleich 1 Stunde vorher benötigt wird, dafür jedoch mehr Leistung für den kurzfristigen Ausgleich. Um 90 % der Fehler auszugleichen, wird im H-1 Szenario eine Leistung von in etwa 80 % (76 % neg. Leistung sowie 80 % bei der pos. Leistung) für den Intraday-Ausgleich und dafür dann knapp 150 % (143 % bei neg. Leistung und 151 % bei pos.

Leistung) für den Ausgleich in Echtzeit benötigt. Durch eine erhöhte Liquidität in den Intraday-Märkten und ein erleichtertes Trading kurz vor Echtzeit, kann der Bedarf an kurzfristig verfügbarer Flexibilität gesenkt werden.

Es kann daher davon ausgegangen werden, dass ein späterer Trading-Zeitpunkt durch beispielsweise liquidere Intraday-Märkte die benötigte Leistung zum Zeitpunkt des Handels erhöhen würden. Dafür würde der Ausgleich in Echtzeit drastisch verkürzt werden. Die benötigten Spitzenleistungen für den Ausgleich würden im M-15 Szenario ansteigen (auf 132 % neg. bzw. 125 % bei pos. Leistung). Dafür würde der Ausgleich in Echtzeit stark reduziert werden (nur mehr 70 % bei neg. bzw. 66 % bei pos. Leistung).

Wenn anstatt von 90 % der Fehler alle (100 %) ausgeglichen werden würden, dann erhöhte sich der Leistungsbedarf um das 3,7 bis zu 7,1-fache, abhängig vom Zeitpunkt des Ausgleichs.

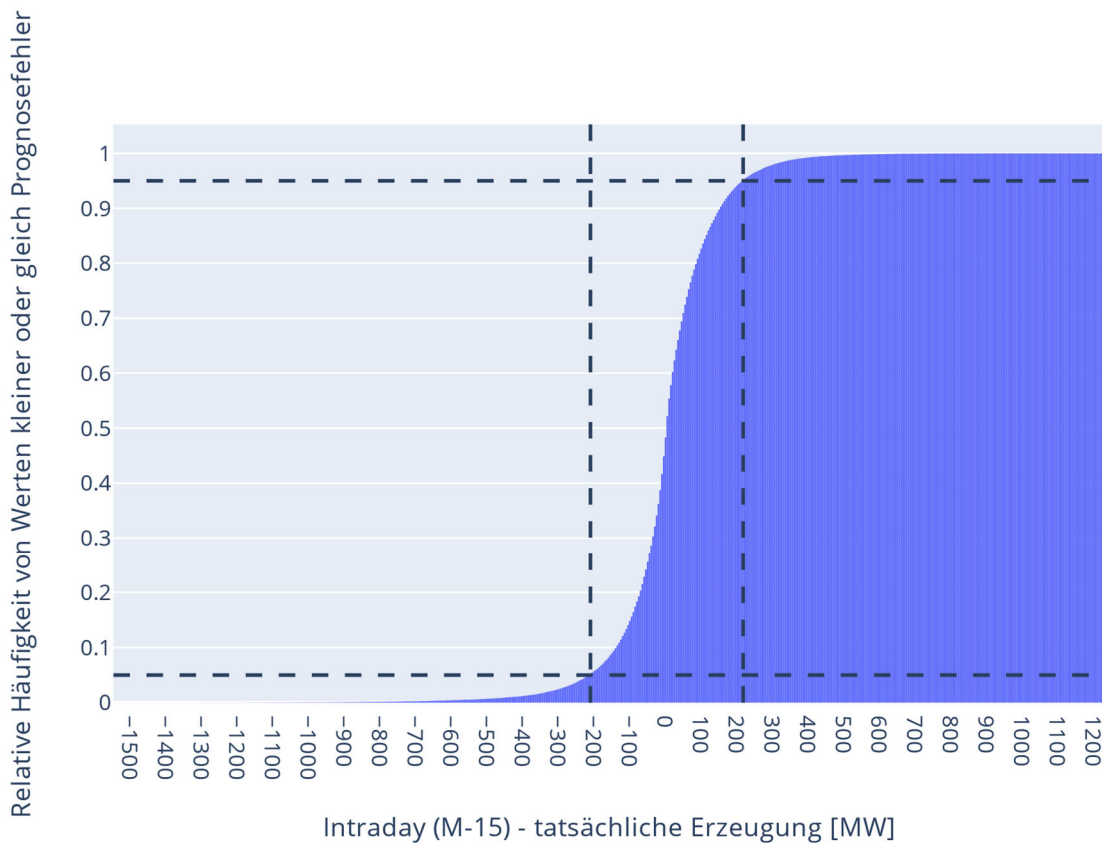


Abbildung 95: Empirische kumulierte Verteilungsfunktion der Prognosefehler Intraday (M-15) zu tatsächlicher Erzeugung, gestrichelte Linien bei 95 - 5 % = 90 % der zentralen Werte nach Häufigkeit (Y-Achse) ergeben die dazugehörigen Intervallgrenzen (X-Achse).

Die Flex-Energieabschätzung für positive Energie ergab 453 GWh, für negative Energie -479 GWh (Szenario „M-15“ Intraday – tatsächliche Erzeugung). Die virtuellen Speichergrößen dienen als Maß für das Volumen des kombinierten Energiebedarfs (positiv und negativ) der Flex-Nachfrage. Bei den virtuellen Speichergrößen werden die signifikant abweichenden Day-ahead-Prognosen um den Mittelwert der Prognosefehler normalisiert, damit die strukturelle Überschätzung nicht zu unrealistischen Speicherkapazitäten führt. Die virtuelle Speichergröße ergibt sich zu 34 GWh. Der virtuelle State of Charge (SOC) für das Szenario „M-15“ und Ausgleichsenergienachfrage ist in Abbildung 96 dargestellt. Die Leistungen ergeben sich direkt als Gradienten, also der Änderung des SOC. Auffällig ist die starke durchgehende Unterschätzung der Winderzeugung ab ca. Mitte Januar 2021 bis Februar 2021, die in diesem Zeitraum zu einem fast vollständigen Ladezyklus des virtuellen Speichers führt.

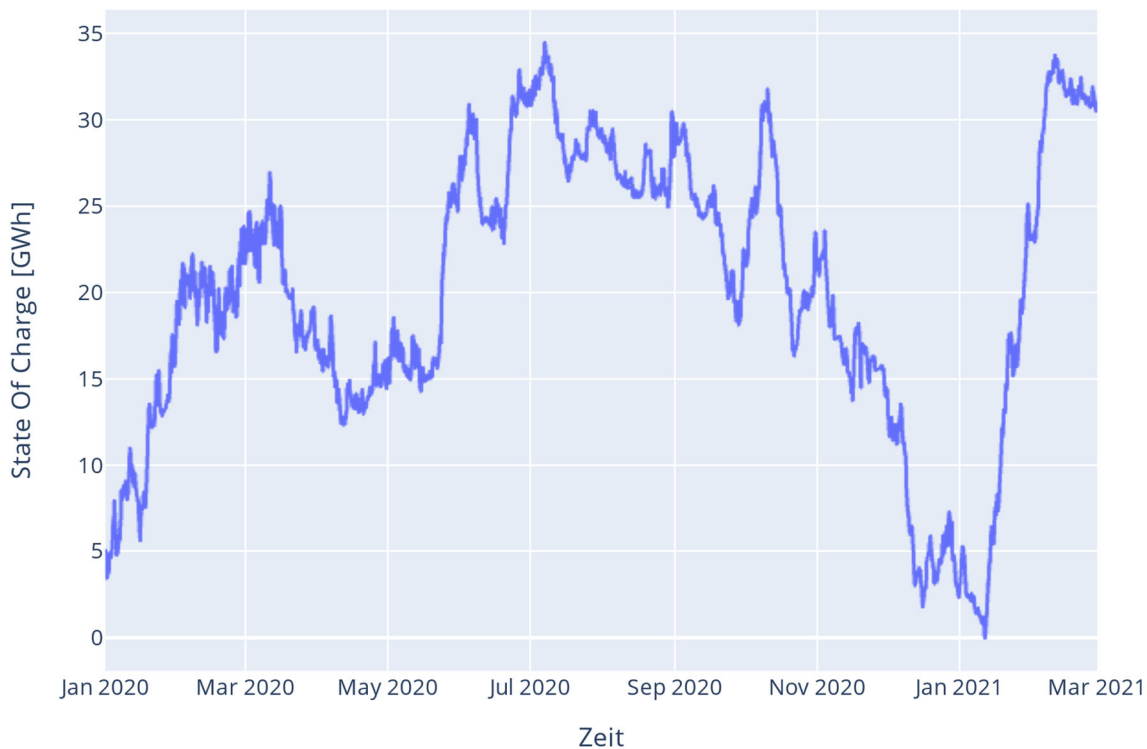


Abbildung 96 State of Charge des virtuellen Speichers zur Bereitstellung des Flex-Bedarfs (Laden wenn Prognose unterschätzt (-) und Entladen, wenn Prognose überschätzt (+)).

Die Ergebnisse zeigen, dass in beiden Szenarien die Volumina von Day-ahead zu Intraday generell kleiner als Intraday zu tatsächlicher Erzeugung sind, d.h. es gibt einen größeren Bedarf an Intraday Beschaffung im Vergleich zu Ausgleichsenergie (siehe Tabelle 59, in beiden Szenarien jeweils 148 zu 135 und 200 zu 34 GWh). Es zeigt sich außerdem, dass die Flex-Nachfrage Ausgleichsenergie im Szenario „M-15“ am kleinsten ist. Es wird im kurzfristigen Szenario („M-15“) deutlich mehr Flexibilität für den Intradayhandel benötigt als für den kurzfristigen Ausgleich. Dadurch wird der Bedarf an kurzfristig verfügbarer Flexibilität deutlich reduziert.

Für die Abschätzung des Flexibilitätsbedarfs ist auch die Länge der typischen Abrufe sehr relevant. Daher wurde die Anzahl konsekutiver Stunden mit hohen Abweichungen analysiert. Dabei hat sich gezeigt, dass Prognoseabweichungen von mehr als 90 % der Leistung maximal 1 bis 3,75 h auftreten, wobei die längsten Dauern beim Ausgleich der Abweichung zwischen Day-ahead und Intraday auftreten. Dabei zeigt das M-15-Szenario eine etwas größere Abweichung (mit einer halben Stunde längeren Abweichung).

Basierend auf den Ergebnissen kann davon ausgegangen werden, dass liquidere Intraday-Märkte die benötigte Kapazität des kombinierten virtuellen Speichers für sowohl den Intraday- als auch den kurzfristigen Ausgleich leicht verringern würden.

Tabelle 59: Zusammenfassung und Gegenüberstellung der Szenarien

	Szenario „H-1“		Szenario „M-15“	
	Day-ahead - Intraday	Intraday - Erzeugung	Day-ahead - Intraday	Intraday - Erzeugung
Min. / max. (100 %) [MW]	(-1399, 1753)	(-2223, 1170)	(-1921, 1988)	(-1554, 1225)
Bereich 90 % [MW]	(-336, 413)	(-312, 318)	(-443, 515)	(-218, 210)
Bereich 70 % [MW]	(-164, 200)	(-132, 164)	(-198, 258)	(-104, 109)

Ø Anzahl konsekutiver Werte größer / kleiner als Grenzen	90 %: 3,5 h / 2,75 h 70 %: 4,25 h / 3,75 h	90 %: 1,75 h / 1,25 h 70 %: 1,75 h / 1,75 h	90 %: 3,75 h / 2,5 h 70 %: 4 h / 3,25 h	90 %: 1 h / 1 h 70 %: 1,25 h / 1,5 h
Σ Flex-Energie negativ [GWh]	-678	-602	-818	-479
Σ Flex-Energie positiv [GWh]	939	732	1235	453
Virtuelle Speichergröße ⁸⁸ [GWh]	148	135	200	34

Bei der Portfolio-Vermarktung hängt der Flex-Bedarf im Jahr 2030 von der i) Prognosequalität, ii) von der installierten Windleistung sowie auch iii) von ausgleichenden Effekten zwischen den Technologien ab:

- Die Prognosequalität wird im Kapitel 3.5.3 beschrieben und die Entwicklung der installierten Leistung von Wind im Kapitel 2.1. Dabei wird gezeigt, dass die Prognosequalität für Wind in Österreich noch ein geringes Potential hat sich zu verbessern.
- Es ist geplant, dass die installierte Windleistung in Österreich auf 6.870 MW im Jahr 2030 ansteigen wird. Im Vergleich zur installierten Leistung im Datenset der (APG, 2020a) mit 3.200 MW entspricht dieser Anstieg von 214 % einer Verdoppelung der installierten Leistung.
- Bei der Interaktion der Windkraft mit anderen Technologien ist insbesondere die Interaktion mit der Photovoltaik relevant, da diese auch sehr fluktuierend ist. Die Analyse von (Wirth, 2021) zeigt eine negative Korrelation von PV und Wind, sowohl bei der stündlichen als auch bei der täglichen bzw. monatlichen Auflösung. Es kann davon ausgegangen werden, dass die benötigte Flexibilität bei einem gemischten Portfolio von Wind und PV bei gleicher Kapazität reduziert werden kann.

Es ist daher insgesamt davon auszugehen, dass sich der benötigte Flexibilitätsbedarf der Bilanzgruppen innerhalb eines Tages von 2020 bis 2030 für Windkraft in etwa verdoppeln wird.

3.4.5 Conclusio

Es gibt hohe Abweichungen der Winderzeugung von der Prognose, sowohl von der Day-ahead-Prognose als auch von der Prognose 75 bzw. auch 15 Minuten vorher. Es gibt auch schon im Jahr 2020 einen signifikanten Flexibilitätsbedarf für den Ausgleich der Winderzeugung durch die Bilanzgruppen, wobei der notwendige Ausgleich über die Analyse eines Österreich-Portfolios abgeschätzt wurde.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Anstieg des zu erwartenden benötigten Flexibilitätsbedarfs für Intraday- und Ausgleichsenergie durch den geplanten Zubau der Winderzeugung zu erwarten ist. Dabei ist etwas mehr als eine Verdoppelung des Flexibilitätsbedarfs realistisch, da sich die installierte Leistung der Winderzeugung sich laut Plan in etwa verdoppeln wird, und die Prognosequalität nur mehr leicht verbessert werden kann.

Die starke Interaktion mit den anderen Nachfrage-Optionen wie beispielsweise der Regelreserve sowie auch mit den Prognose-Abweichungen der anderen Technologien wie zum Beispiel Verbrauch erschwert die eindeutige Abgrenzung des Flexibilitätsbedarfs für die reine Portfolio-Vermarktung. Die Beschreibung der Interaktion zwischen den verschiedenen Flex-Nachfragern befindet sich in Kapitel 4.

⁸⁸ Prognosefehler wurden um den Mittelwert des Prognosefehlers normalisiert, wie bereits oben beschrieben. Dies bedeutet im Vergleich zu den Flex-Energie Summen eine verbesserte Prognosequalität.

3.5 Regelreservebedarf

3.5.1 Beschreibung der Flexibilitäts-Nachfrage

Regelreserve dient dazu, kurzfristige Ungleichgewichte zwischen Last und Erzeugung (≤ 15 min) auszugleichen. Damit ist der Bedarf an Regelreserve ein wichtiger Aspekt der Flexibilitätsnachfrage. Die Abschätzung des Regelreservebedarfs für 2030 ist schwer zu quantifizieren, weswegen auf eine qualitative Abschätzung zurückgegriffen werden musste.

Im kontinentaleuropäischen Verbundnetz wird zwischen vier Arten von Regelreserve unterschieden: Primärreserve (*frequency containment reserve*, FCR), Sekundärreserve (*automatic frequency restoration reserve*, aFRR), Minutenreserve (*manual frequency restoration reserve*, mFRR) und Ersatzreserve (*replacement reserve*, in AT nicht verwendet). FCR ist die schnellste ausgeschriebene Art Regelreserve (Aktivierungszeit ≤ 30 s) und wird abhängig von der Netzfrequenz automatisiert angesteuert. aFRR und mFRR haben längere Aktivierungszeiten (maximal 5 min respektive 12,5 min) und werden vom Übertragungsnetzbetreiber (TSO) angefordert. Für FCR, aFRR und mFRR ist ein Kernanteil definiert, der auch, wenn das Regelreserveprodukt international ausgeschrieben wird, im jeweiligen Land erbracht werden muss. In Österreich beträgt der Kernanteil FCR 30 % des Gesamtbedarfs an FCR, sowie 50 % für den kombinierten Bedarf an aFRR und mFRR (Regulation (EU) 2017/1485). Momentanreserve wird derzeit nicht im kontinentaleuropäischen Verbundnetz ausgeschrieben, wird jedoch de facto durch die Schwungmasse konventioneller Kraftwerke bereitgestellt. Durch Momentanreserve können Ungleichgewichte ≤ 30 s, die nicht durch FCR ausgeglichen werden können, kompensiert werden.

Die Anforderungen an die Flexibilität sind wie in Tabelle 60 dargestellt bei der Regelreserve sehr exakt definiert und abhängig vom Typ der Regelreserve (FCR, aFRR, mFRR).

Tabelle 60: Anforderungen an die Regelreservetypen (Quelle: (APG, 2020a))

Regelreserve 2020	FCR	aFRR	mFRR
Produkte	$\pm 6 \times 4$ h	+ / - 6 x 4 h	+ / - 6 x 4 h
Volle Aktivierung	30 sek	5 min	12,5 min
Min. Kapazität [MW]	± 1	+ / -1	+ / -1
		nächstes Gebot: 5	nächstes Gebot: 5
Menge [MW]	+/-68	+/-200	+280 / -195
Pooling	ja	ja	ja

Die Produktzeitscheiben sind derzeit für alle Regelreservetypen 4 Stunden, wobei eine Verkürzung auf 15-Minuten-Intervalle Zielbild der europäischen Energy Balancing Verordnung (Regulation (EU) 2017/2195), (40Hertz, et al., 2021) ist. Das heißt, die aggregierten Flexibilitäten müssen gemeinsam mind. 4 Stunden ihrer Leistung anbieten. Da die Aggregation bei allen Regelreserve-Typen möglich ist, schränkt die Produkt-Dauer die Teilnahme kleiner Flexibilitäten kaum mehr ein. Wenn die Produkt-Dauern weiter reduziert werden, wird die Teilnahme für Erneuerbare Energien noch leichter, da es dann einfacher ist für kürzere Zeiträume eine Leistungsvorhaltung durchgehend sicherstellen zu können, wobei eine Besicherung ohnehin über die Aggregation bereitgestellt werden muss. Die einschränkende Produkt-Charakteristik ist die Aktivierungsgeschwindigkeit, mit der die Flexibilitäten reagieren müssen. Außerdem können Vorgaben für den Nachkauf bei der FCR die Teilnahme von Flexibilitäten mit beschränkten Kapazitäten (wie beispielsweise Batterien) einschränken.

3.5.2 Beschreibung der Methode

Die Abschätzung des Regelreservebedarfs wurde je nach Regelreservetyp (Momentanreserve, FCR, aFRR, mFRR) unterschiedlich vorgenommen. In Abbildung 97 ist eine Übersicht über die verwendete Methodik dargestellt.

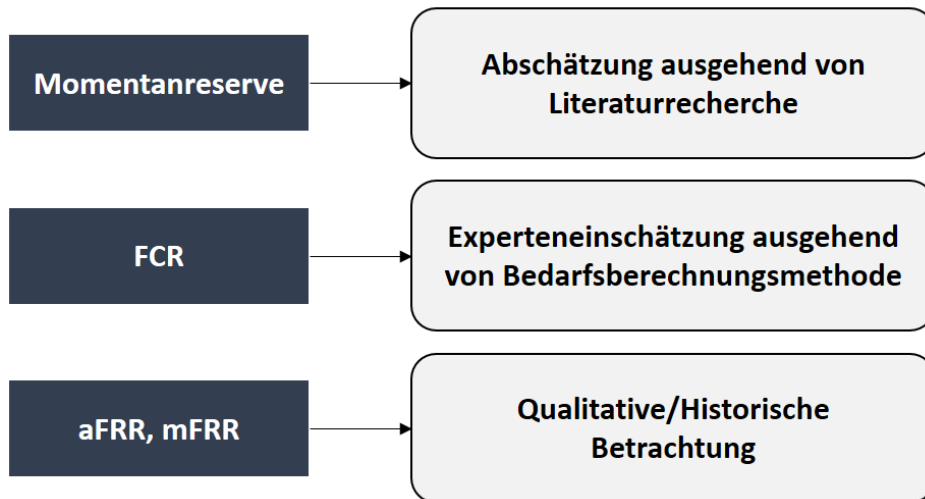


Abbildung 97: Methodik der Bedarfsabschätzung

Momentanreserve

Der Bedarf an Momentanreserve bei einem völligen Wegfall der rotierenden Schwungmasse im Verbundnetz wurde in (W. Gawlik, 2018) berechnet. Davon ausgehend wurde der Bedarf an schneller Regelleistung für Österreich abgeschätzt.

FCR

Die Bedarfsbestimmung für FCR richtet sich nach SOGL §153. Für das kontinentaleuropäische Netz wird eine probabilistische Bestimmung des FCR-Bedarfs durchgeführt, die den Referenzstörfall (3 GW positiv/negativ) abzudecken hat. Die Dimensionierung ist so zu erfolgen, dass die Eintrittswahrscheinlichkeit für unzureichende $FCR \leq 1$ (20 Jahre) ist. Der Anteil der österreichischen Regelzone ergibt sich aus der Jahressumme von Last und Erzeugung der Regelzone geteilt durch die Jahressumme von Last und Erzeugung des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes. Ausgehend von der Bedarfsbestimmung kann eine Veränderung des FCR-Bedarfs abgeschätzt werden.

aFRR, mFRR

Für die anderen Regelleistungstypen (aFRR, mFRR) erweist sich eine Bedarfsprognose bis 2030 als schwierig. Der Bedarf an aFRR und mFRR wird probabilistisch nach SOGL § 157 berechnet (Brückl, 2006). Die Dimensionierung hat so zu erfolgen, dass gemäß der Betriebsvereinbarung für den LFR-Block der FRR-Bedarf 99 % der Zeit der vergangenen 12 Monate ausreichen würde, die vereinbarten FCRE-Zielparameter gemäß SOGL §124 eingehalten werden, und ein gemäß SOGL §157 vom ÜNB (APG) festgelegter Referenzstörfall (im APG LFR-Block: Ausfall des größten Kraftwerksblocks sowie Ausfall der größten Last im LFR-Block gemäß (Austrian Power Grid AG, Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH, 2017)) ausgeglichen werden kann. In diesem wahrscheinlichkeitstheoretischen Verfahren wird das Systemverhalten zu jedem Zeitpunkt auf Grundlage vorhandener statistischer Kenngrößen nachgebildet, und so der Bedarf an aFRR und mFRR bestimmt. D.h. mittels Faltung wird die Ausfallwahrscheinlichkeitsdichte $q_{LD,RL}$ für einen Regelleistungstyp berechnet, das heißt:

$$q_{LD,RL} = q_{1,RL} * q_{2,RL} * \dots * q_{n,RL}$$

Wobei $q_{1,RL}$, $q_{n,RL}$ die Wahrscheinlichkeitsdichten für die jeweiligen Einflussfaktoren wie Kraftwerksausfälle, Lastprognosefehler etc. sind. Wie in Abbildung 98 dargestellt kann aus $q_{LD,RL}$ anschließend die vorzuhaltende Regelleistung $P_{RL,pos}$, $P_{RL,neg}$ durch Integration berechnet werden.

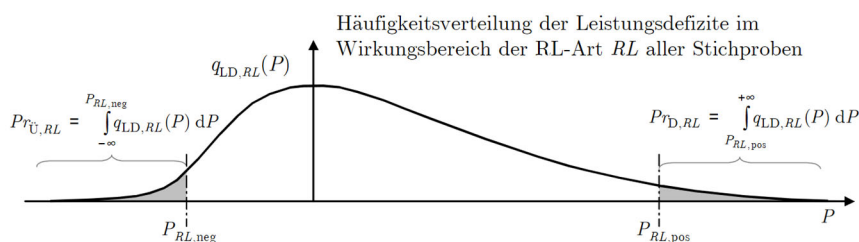


Abbildung 98: Ermittlung der Regelreservevorhaltung auf Basis der Häufigkeitsverteilung der Leistungsdefizite, P_{RL} vorzuhaltende Regelleistung, tolerierbare Defizitwahrscheinlichkeit Pr_D , Überschusswahrscheinlichkeit Pr_U , $q_{LD,RL}$ Ausfallwahrscheinlichkeitsdichte (Quelle: (Brückl, 2006))

Bedarfsparameter für die Regelleistungsbestimmung sind etwa Kraftwerksausfälle, der Anteil variabler Erneuerbarer oder Saldierung über Ländergrenzen. Eine wahrscheinlichkeitstheoretische Berechnung scheitert, wenn sich die zu Grunde liegenden Wahrscheinlichkeiten zu schlecht bestimmen lassen. Ausreichend zuverlässige Prognosen lassen sich nicht berechnen, wenn zukünftige Trends zu schlecht durch vergangenes Verhalten abgeleitet werden können. Dies ist bei der Bestimmung des aFRR-, und mFRR-Bedarfs gegeben. Die historische Entwicklung des Regelleistungsbedarfs in Deutschland eignet sich gut als Fallstudie für die Schwierigkeit, vor dem Hintergrund eines vergleichsweise hohen Anteiles variabler Erneuerbarer, den Regelleistungsbedarf zu prognostizieren. So wurde in der Mitte des letzten Jahrzehnts für Deutschland auf Grund der Zunahme variabler Erneuerbarer ein moderater Anstieg des Regelreservebedarfs prognostiziert (dena, 2014). Der tatsächliche Bedarf in Deutschland war in den folgenden Jahren jedoch rückläufig (Analyse basierend auf Daten von (regelleistung.net, 2021)). Die Fallstudie Deutschland zeigt demzufolge, dass ein einfacher Zusammenhang zwischen einer Zunahme variabler Erneuerbarer und einer Zunahme des Regelreservebedarfs zu kurz greift. Einige der zu quantifizierende Faktoren erschweren die Prognosebildung, sodass inzwischen keine Prognosen zum Regelleistungsbedarf veröffentlicht werden und eine Literaturrecherche dementsprechend keine aktuellen Studien (> 2019) für die Bedarfsentwicklung in Deutschland oder Österreich ergab.

Auf Grund fehlender quantitativer Studien für den zu betrachtenden Zeitraum wird im Folgenden eine historische Betrachtung und eine qualitative Analyse der relevantesten Einflussfaktoren durchgeführt. Das Vorgehen hierfür ist weitgehend mit der Methodik in (Gruber, et al., 2016) identisch. Die folgenden Einflussfaktoren werden näher betrachtet:

1. Internationale Kooperation (Saldierung über Ländergrenzen)
2. Struktur des Strommarkts
3. Ausbau variabler Erneuerbarer Energien
4. Prognosegüte variable Erneuerbarer Energien
5. Lastprognosefehler
6. Kraftwerksausfälle

Weiter wird die historische Entwicklung des Regelleistungsbedarfs in Österreich, und als Fallstudie in Deutschland, als einem Land mit vergleichsweise hohem Anteil variabler Erneuerbarer, betrachtet.

3.5.3 Qualitative Betrachtung und historische Entwicklung für aFRR und mFRR

Historische Entwicklung

Für die Abschätzung des Regelreservebedarfs ist vor allem die ausgeschriebene, nicht die tatsächlich abgerufene Regelreserve ausschlaggebend. Die ausgeschriebene Menge Regelreserve sichert gemäß SOGL Netzstabilität beim Auftreten eines Referenzstörfalls, und ist so dimensioniert, dass ein Regelreservebedarf, der die ausgeschriebene Regelreserve überschreitet, sich nur zu einer vorher festgesetzten Wahrscheinlichkeit ereignet. Zwischen 2013 und 2019 stieg die ausgeschriebene Menge negative mFRR in Österreich leicht an, während die anderen Regelreservetypen weitgehend konstant blieben. Geringfügige jährliche Abweichungen in der FCR ergeben sich durch die Berechnung gemäß SOGL §153. In Deutschland war der Regelreservebedarf im gleichen Zeitraum leicht rückläufig (vgl. Abbildung 99, Abbildung 100). Der Anteil variabler Erneuerbarer an der erzeugten Strommenge in Österreich stieg in den letzten Jahren von 5,8 % (2013) auf 13,7 % (2019). Eine deutliche Veränderung des Regelreservebedarfs (FCR, aFRR, mFRR) konnte im selben Zeitraum nicht betrachtet werden. So blieb die durchschnittliche ausgeschriebene Regelreserve an positiver/negativer aFRR zwischen 2013 und 2021 konstant bei 200 MW. Für positive mFRR blieb der Bedarf zwischen 2013 und 2019 konstant bei 280/281 MW. Für negative mFRR stieg der Bedarf von 125 (2013 – 2016) auf 195 W (Mitte 2019) an (APG, 2020a). Ein erhöhender Einfluss niedriger Ausgleichsenergiepreise auf den Regelreservebedarf wurde in (consentec, 2020) betrachtet.

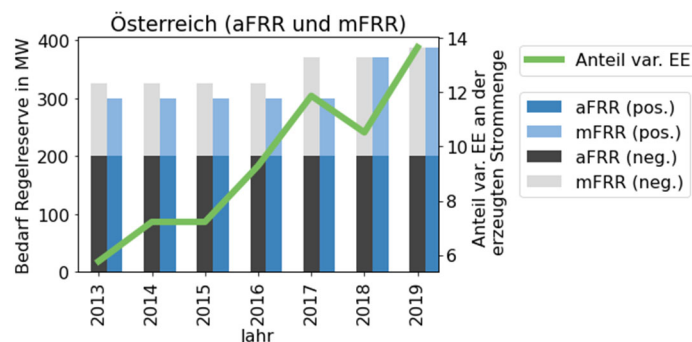


Abbildung 99: Entwicklung des Regelreservebedarfs und des Anteils variabler Erneuerbarer an der erzeugten Strommenge in Österreich (Quelle: (APG, 2020a), (E-Control, 2013-2020))

Deutschland weist im Vergleich zu Österreich einen höheren Anteil flexibler Erneuerbarer in der Stromerzeugung auf, und eignet sich deshalb gut als Fallstudie für die Entwicklung des Regelreservebedarfs bei wachsender Variabilität in der Erzeugung. Seit 2013 stieg der Anteil variabler Erneuerbarer an der erzeugten Strommenge von 15,4 % (2013) auf 37,8 % (2020). Trotz dieses Anstiegs war der Bedarf an Regelreserve rückläufig. So fiel der mittlere Bedarf an positiver / negativer mFRR von 2.483 / 2.591 MW (2013) auf 1.401 / 1.026 MW (2019). Der mittlere Bedarf an positiver / negativer aFRR fiel in derselben Zeitspanne von 2.122 / 2.081 MW auf 1.903 / 1.788 MW. Im Dezember 2019 in die dynamische Dimensionierung für aFRR und mFRR eingeführt (www.regelleistung.net, 2021), die einen senkenden Einfluss auf die ausgeschriebene Menge Regelreserve hat. Ein einfacher Zusammenhang zwischen einem höheren Anteil variabler Erneuerbarer, und einem erhöhten Regelleistungsbedarf ist demnach nicht zu erkennen. Zwar hatte der steigende Anteil variabler Erneuerbarer einen erhöhenden Einfluss auf den Regelleistungsbedarf, andere den Bedarf senkende Faktoren wie eine Verbesserung in der Prognosequalität und internationale Kooperation überwogen jedoch bis 2019. Insgesamt war der Regelleistungsbedarf in Deutschland somit bis 2019 rückläufig.

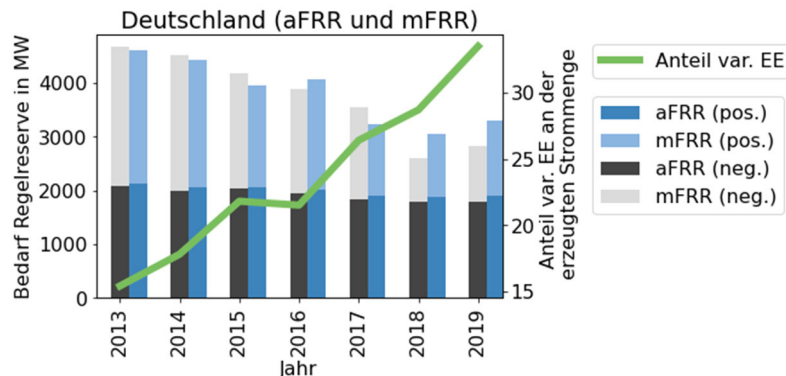


Abbildung 100: Entwicklung des Regelreservebedarfs und des Anteils variabler Erneuerbarer an der erzeugten Strommenge in Deutschland (Quelle: (Fraunhofer ISE, 2021), (regelleistung.net, 2021))

Internationale Kooperation

Internationale Kooperationen wie die IGCC und PICASSO für aFRR und MARI für mFRR versuchen etwa durch Onlinesaldierung oder gemeinsame Plattformen Kosten für die beteiligten TSOs zu senken. Die IGCC gleicht über ein gemeinsames Optimierungssystem – soweit möglich – aktuelle Leistungsungleichgewichte über Ländergrenzen aus und reduziert somit den aFRR-Bedarf für die beteiligten TSOs. So werden etwa Fälle vermieden, in denen beispielsweise in einer Regelzone positive Sekundärregelarbeit und zeitgleich in einer anderen Regelzone negative Sekundärregelarbeit erbracht wird. Dadurch, dass nur noch die über alle teilnehmenden TSO notwendige Sekundärregelarbeit erbracht wird, reduziert sich der Gesamtbedarf an aFRR, sowie die Menge an Regelarbeit, die jeder teilnehmende TSO aktivieren muss. In Tabelle 61 sind die Beitritte zur IGCC aufgeführt. Je mehr TSOs an der Saldierung beteiligt sind, desto mehr aFRR-Einsätze können durch Saldierung vermieden werden.

Eine Erweiterung der IGCC führt für die beteiligten TSOs zu einer weiteren Reduktion der Regelreserveaktivierungen. Mit einer Vergrößerung des Bilanzraums erhöht sich die Wahrscheinlichkeit, dass sich insgesamt die Abrufe der positiven und negativen Regelreserve saldieren. Je erzeugungs- respektive verbrauchsstärker eine neu hinzukommende Regelzone ist, desto größer ist dieser mittelnde Effekt. Dadurch, dass in vielen Fällen benötigte Regelarbeit sowohl durch aFRR als auch durch mFRR erbracht werden kann, führt eine verbesserte Saldierung von aFRR indirekt auch zu einem reduzierten mFRR-Bedarf. Mit dem Beitritt weiterer TSOs in die IGCC (vgl. Tabelle 61) ist demzufolge mit einer geringfügigen Reduktion des Bedarfs an aFRR und mFRR zu rechnen, da Last und Erzeugung der beitretenden Regelzonen im Vergleich zur Größe des Verbundnetzes klein sind.

Tabelle 61: Entwicklung des internationalen Netzregelverbundes, Beitritt zur IGCC (Quelle: (regelleistung.net, 2021a))

TSO	Beitrittszeitpunkt
TransnetBW, 50-Hertz Transmission, Amprion, Tennet TSO	In Betrieb 01.10.2011 (Gründungsmitglied)
Energinet Dänemark	In Betrieb 01.10.2011 (Gründungsmitglied)
TenneT NL Niederlande	In Betrieb 01.02.2012
Swissgrid Schweiz	In Betrieb 01.03.2012

CEPS Tschechien	In Betrieb 01.06.2012
Elia Belgien	In Betrieb 01.10.2012
APG Österreich	In Betrieb 01.04.2014
RTE Frankreich	In Betrieb 22.02.2016
ELES Slowenien	In Betrieb 01.02.2019
HOPS Kroatien	In Betrieb 01.02.2019
Terna Italien	In Betrieb 27.01.2020
PSE Polen	In Betrieb 18.02.2020
MAVIR Ungarn	In Betrieb 10.03.2020
SEPS Slowakei	In Betrieb 13.05.2020
REE Spanien	In Betrieb 21.10.2020
REN Portugal	In Betrieb 16.12.2020
Transelectrica Rumänien	Beitritt geplant 2. Halbjahr 2021
ESO Bulgarien	Beitritt geplant t.b.d.
Admie Griechenland	Beitritt geplant 2. Halbjahr 2021

Andere internationale Kooperationen wie PICASSO (für aFRR), und MARI und GAMMA (mFRR) versuchen eine Kostenreduktion nicht durch eine Onlinesaldierung zu erreichen, sondern durch eine gemeinsame Plattform, über die Regelleistung geteilt wird oder über eine gemeinsame Abrufoptimierung. Durch die Erbringung von Regelarbeit für andere Regelzonen, kann die erbrachte Menge Regelarbeit in einer Regelzone zunehmen, wenn in dieser Regelzone Regelarbeit im Vergleich kostengünstiger erbracht werden kann. Hierbei handelt es sich aber um eine Erhöhung des Regelreserveangebots, nicht des Bedarfes. Der Bedarf an Regelreserve kann weder durch Saldierung noch durch andere internationale Kooperation steigen.

Struktur des Strommarkts

Es ist wahrscheinlich, dass die Einführung von 15-Minutenblöcken im Stromhandel die Zahl der aFRR-Abrufe reduziert (Fattler, 2016). Aktuell kann der 15-min Intradayhandel länger andauernde, kurzfristige Abweichungen zwischen Last und Erzeugung ausgleichen und so den Bedarf an Regelreserve reduzieren. Es ist davon auszugehen, dass in Österreich die Bedeutung kurzfristig gehandelter 15-Minutenprodukte weiter zunehmen wird, sodass dadurch eine weitere Reduktion der Regelreserve-Abrufe zu erwarten ist. Durch ausreichend hohe Ausgleichsenergiepreise wird dann ein Bilanzausgleich, soweit möglich, durch den Intraday-Markt nahegelegt und Regelarbeit nur in Fällen, die nicht durch den Markt aufgefangen werden können, angefordert wird. Der Einfluss von lokalen Flexibilitätsmärkten auf den Regelreservebedarf ist schwer abzuschätzen. Sowohl eine Erhöhung des Bedarfs durch mangelnde Saldierung zwischen lokalem Flexibilitätsbedarf und der gesamten Regelzone (vgl. ‚gegeneinander regeln‘) als auch eine Senkung des Bedarfs durch Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität ist möglich. Allerdings wird erwartet, dass bis 2030 die Verbreitung lokaler Flexibilitätsmärkte so wenig fortgeschritten ist, dass ein Einfluss lokaler Flexibilitätsmärkte auf den Regelreservebedarf bis 2030 nicht zu erwarten ist.

Variable Erneuerbare Energien

Für den Einfluss variabler Erneuerbarer Energien auf den Regelreservebedarf ist sowohl die installierte Leistung variabler Erneuerbarer Energien als auch die Entwicklung der Kurzzeitprognosegüte für variable Erneuerbare Energien relevant.

So würde etwa, bei gleichbleibender installierter Leistung variabler Erneuerbarer Energien an der Erzeugung, eine verbesserte Prognosegüte zu einem sinkenden Bedarf an Regelreserve führen. Da ein weiterer Ausbau variabler Erneuerbarer bis 2030 zu erwarten ist, hat der höhere Anteil der variablen Erzeugung einen erhöhenden Einfluss auf den Regelreservebedarf.

Besonders die kurzfristigen Prognosefehler bestimmen den Bedarf an Regelreserve. Erkannte Prognosefehler, die bereits durch den Intraday-Markt ausgeglichen werden können, erzeugen keinen zusätzlichen Bedarf an Regelreserve. Neben Prognosefehler, die prinzipiell zu kurzfristig für einen Ausgleich durch den Intradaymarkt sind (< 30 min) sind auch Prognosefehler (> 30 min) relevant, die auf Grund von fehlender Liquidität nicht durch den Intradaymarkt ausgeglichen werden können. In Österreich ist die relative

Prognosegüte im Vergleich zu Deutschland auf Grund der Landesgröße und der damit einhergehenden, stärkeren Konzentration auf wenige Standorte der variablen Erzeugung niedriger, da sich Prognosefehler für einzelne Standorte weniger ausgleichen (Siemes, et al., 2007). Ein senkender Einfluss auf den Regelreservebedarf kann auch von der auslaufenden Bündelung variabler Erneuerbarer zu einer ÖKO-Bilanzgruppe ausgehen. Ein Wechsel der entsprechenden Anlagen in die Direktvermarktung, und damit in unterschiedliche Bilanzgruppen, kann im Vergleich zur Bündelung in einer ÖKO-Bilanzgruppe zu mehr mittelnden Effekten führen. Zukünftig wird zwar auf Anlagenebene keine signifikante Verbesserung der Prognosequalität erwartet (Roon, 2021), jedoch sollte durch den weiteren Ausbau variabler Erneuerbarer in Österreich eine größere regionale Streuung der variablen Erzeugung gegeben sein. So legt etwa der APG Netzentwicklungsplan einen Zubau variabler Erneuerbarer in Kärnten und im Nordosten nahe. Insgesamt ist somit durch mittelnde Effekte eine leicht verbesserte Prognosequalität für ganz Österreich zu erwarten. Eine leicht verbesserte Prognosequalität geht somit als leicht senkender Faktor in den Regelleistungsbedarf ein.

Kurzfristig können Extremereignisse, wie etwa Sonnenfinsternisse, den Regelreservebedarf stark erhöhen. Die Erhöhung im Regelreservebedarfs durch eine Sonnenfinsternis ist vor allem dadurch gegeben, dass Sonnenfinsternisse als seltene Ereignisse nicht in allen Prognosetools berücksichtigt werden, sodass es zu einer deutlichen Abweichung von vorhergesagter und tatsächlicher Erzeugung innerhalb einer Bilanzgruppe kommen kann. Weiter erhöht der hohe Gradient der Solarstromerzeugung bei Beginn und Ende der Verdeckung die Prognoseunsicherheit und ist somit ein Treiber für einen erhöhten Regelreservebedarf (Bergner Joseph, 2014). Für die TSO ist das Auftreten einer Sonnenfinsternis jedoch bekannt und abschätzbar. So wurde für die APG-Regelzone durch die Sonnenfinsternis vom 11.06.2021 (Verdeckung 4 %) ein maximaler Leistungseinbruch von 40 MW erwartet, sodass es zu keiner relevanten Steigerung des Regelreservebedarfs kam (APG, 2021).

Lastprognosefehler

Im derzeitigen Marktssystem haben Abweichungen zwischen SLP und tatsächlicher Last keine direkten Auswirkungen auf den Regelreservebedarf, da die Lastprognose der local player nicht anhand der SLPs berechnet wird, sondern durch Prognosetools vorgenommen wird. In Österreich liegt der Anteil der Haushalte an der Gesamtlast bei 14,6 % (2020, (E-Control, 2020)). Bis 2022 ist für den Smart-Meter-Rollout für Haushalte ein Zielerreichungsgrad von 74,6 % gesetzt (E-Control, 2020a). Wegen des fortschreitenden Smart-Meter-Rollouts ist jedoch nicht zwangsläufig mit einer verbesserten Lastprognose zu rechnen. So ist eine verbesserte Lastprognose bereits durch regionalisierte Standardlastprofile möglich, wird jedoch de facto nur eingeschränkt umgesetzt. Ein größerer Einfluss auf die Lastprognosequalität kann durch die Flexibilisierung von Endverbrauchern entstehen. Durch die geplante Dekarbonisierung des Energiesystems ist mit einer zunehmenden Elektrifizierung im Wärme- und Mobilitätssektor zu rechnen (FfE, 2021). Für Privatkunden werden Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen die relevantesten neu hinzukommenden elektrischen Verbraucher sein (FfE, 2021). Eine verbesserte Lastprognose unter Berücksichtigung der Flexibilität ist mit einer wachsenden Zahl flexibilisierter Verbraucher zu erwarten. Diese verbesserte Lastprognose wäre ein senkender Einfluss auf den Regelreservebedarf. Eine unkoordinierte Flexibilisierung dieser Verbraucher könnte eine deutliche Verschlechterung der Lastprognose zur Folge haben. Falls eine große Zahl flexibilisierter Verbraucher zeitgleich in Betrieb geht, können vor allem Stundensprünge zu einem deutlichen Mehrbedarf an Regelreserve führen. Mit dem Ausgleichsenergiegedesign gibt es jedoch zukünftig einen Anreiz für Lieferanten/Aggregatoren Stundensprünge zu vermeiden (Marktforum APG 04/2021).

Kraftwerksausfälle

Für den durch Kraftwerksausfälle verursachten Regelleistungsbedarf sind vor allem große Kraftwerksblöcke von Bedeutung, da größere Leistungsungleichgewichte beim Ausfall größerer Blöcke entstehen. Somit sind für Kraftwerksausfälle vor allem konventionelle Erzeuger (in AT v.a. Gasturbinen) und Wasserkraftwerke relevant. Für Gasturbinen, die momentan für den Großteil der konventionellen Erzeugung in Österreich verantwortlich sind, beträgt die jährliche Ausfallwahrscheinlichkeit 5-8 % bei einer durchschnittlichen Reparaturzeit von einem Tag (ENTSO-E, 2018). Durch den Ausbau variabler Erneuerbarer und dem damit einhergehenden Wegfall konventioneller Erzeugung wird dieser Einflussfaktor zunehmend an Bedeutung verlieren. Es ist nicht zu erwarten, dass sich die Zahl der Ausfälle von Wasserkraftwerken bis 2030 in einem bedeutenden Maß verändert, sodass Wasserkraft kein Einflussfaktor für eine Änderung des Regelreservebedarfs ist. Durch die kleinere Anlagengröße fallen Ausfälle variabler Erneuerbarer weniger stark ins Gewicht. Demzufolge ist auch bei einem verstärkten Ausbau variabler Erneuerbarer nicht mit einem relevanten Einfluss auf den Regelleistungsbedarf durch den Ausfall variabler Erneuerbarer zu rechnen. Mit einem Ausfall eines ganzen Windparks ist nicht zu rechnen, da diese zumeist über mehrere Netzanschlusspunkte verfügen (BWE, 2021).

Zusammenfassend wird, v.a. da sich der Beitrag der Wasserkraft (Anteil an der Stromerzeugung 2019: 60,8 %, (E-Control, 2020b)) zu den Kraftwerksausfällen nicht signifikant ändern wird, von einem geringen Einfluss von Kraftwerksausfällen auf die Änderung des Regelreservebedarfs ausgegangen.

Zusammenfassung Einflussfaktoren aFRR, mFRR

Insgesamt ist, nach Betrachtung der oben aufgeführten Einflussfaktoren, mit einem leichten Anstieg des Regelleistungsbedarfs zu rechnen.

Tabelle 62: Entwicklung des aFRR/mFRR-Bedarfs: Zusammenfassung der qualitativen Abschätzung.

Hauptinflussfaktoren	Änderung des Regelreservebedarfs
Internationale Kooperation	neutral (aFRR/mFRR)
Struktur des Strommarktes	senkend (aFRR/mFRR)
Ausbau variabler EE	erhöhend (aFRR/mFRR)
Verbesserung der Prognosegüte variable EE	leicht senkend (aFRR/mFRR)
Lastprognosefehler	neutral (aFRR/mFRR)
Wahrscheinlichkeit und Höhe von Kraftwerksausfällen	neutral (aFRR/mFRR)

Von zunehmender internationaler Kooperation und Veränderungen im Strommarkt ist ein senkender Einfluss auf den Regelreservebedarf zu erwarten. Hierbei sind vor allem die Saldierung von aFRR über Ländergrenzen, sowie die zunehmende Bedeutung und weitere Einführung von 15-Minutenprodukten im Stromhandel, die treibenden Faktoren. Eine Verbesserung der Prognosequalität auf Anlagenebene ist nicht zu erwarten. Durch eine stärkere regionale Verteilung der variablen Erzeugung und die damit einhergehenden mittelnden Effekte ist jedoch auf Bundesebene eine verbesserte Prognose, und somit ein senkender Einfluss auf den Regelleistungsbedarf zu erwarten. Dem entgegenstehend ist eine Erhöhung des Bedarfs durch den Ausbau variabler Erneuerbarer. Eine bedeutende Änderung des Regelreservebedarfs durch Kraftwerksausfälle wird nicht erwartet. Ebenso wird nicht davon ausgegangen, dass der Regelreservebedarf durch eine Veränderung des Lastprognosefehlers stark beeinflusst wird. Insgesamt ist deshalb mit einem leichten Anstieg des Bedarfs an aFRR, und mFRR bis 2030 zu rechnen.

3.5.4 Beschreibung der Ergebnisse

Momentanreserve

EFR Enhanced Frequency Response wird seit 2016 als eigene Regelreservetyp in Großbritannien ausgeschrieben. Sie ergänzt die etablierten Regelreservearten (FCR, aFRR, mFRR) und deckt Bedarfsfälle ab, in denen Regelarbeit schneller als durch FCR abgedeckt werden muss.

Berechnungen ergeben, dass bei einem völligen Wegfall der rotierenden Masse, ein Bedarf von 1.600 MW Momentanreserve im kontinentaleuropäischen Verbundnetz entstehen würde, der die momentan durch Schwungmasse gegebene Momentanreserve ersetzen müsste (Gawlik, et al., 2018). Anteilsmäßig entspräche dies für Österreich in etwa 37 MW Momentanreserve (Gewichtungsfaktor: Jahressumme über Erzeugung und Last für Österreich geteilt durch die Jahressumme aus Erzeugung und Last für das Verbundnetz für das Kalenderjahr 2019). Prozesse, die den Wegfall von Schwungmasse kompensieren, sind jedoch noch in Entwicklung, sodass noch nicht feststeht, wie zukünftige Richtlinien für einen Ersatz von Schwungmasse gestaltet sind (ENTSO-E, 2020). Aufgrund des hohen Anteils an Wasserkraft in der österreichischen Stromerzeugung (2019: 60,83 %) ist jedoch davon auszugehen, dass bis 2030 die durch Wasserkraft zur Verfügung stehende Schwungmasse nicht nur den österreichischen Bedarf decken kann, sondern das darüber hinaus auch ein Export schneller Regelleistung möglich ist (AIT, 2021).

FCR

Die Bedarfsbestimmung für FCR richtet sich nach dem Referenzstörfall (3 GW) und probabilistischen Berechnungen. Es wird nicht erwartet, dass sich bis 2030 die Größe des Referenzstörfalls signifikant ändert. Eine Bedarfserhöhung ist durch deterministic frequency deviations („Stundensprünge“), (ENTSO-E, 2019) unwahrscheinlich, eine Veränderung der Kraftwerksausfallinzidenz, und Erbringung aus Einheiten mit limitierenden Energiespeichern (ENTSO-E, 2021) ist jedoch nicht auszuschließen.

3.5.5 Conclusio

Im Verbundnetz ist mit dem Wegfall konventioneller Momentanreserve ein Bedarf an Momentanreserve zu erwarten, der in Österreich jedoch perspektivisch durch die durch Wasserkraft bereitgestellte Schwungmasse gedeckt werden kann. Für den FCR-Bedarf wird keine bedeutende Veränderung im Bedarf bis 2030 erwartet,

wobei andere Entwicklungen nicht auszuschließen sind. Eine quantitative Prognose des aFRR- und mFRR-Bedarfs ist auf Grund der schlecht abschätzbaren relevanten Einflussfaktoren nicht möglich. Eine qualitative Betrachtung der relevanten Einflussfaktoren legt einen leichten Anstieg des Bedarfs bis 2030 nahe.

4 INTERAKTION ZWISCHEN DEN FLEXIBILITÄTSNACHFRAGERN

Die verschiedenen Nachfrager nach Flexibilität beeinflussen sich beim Flexibilitätseinsatz gegenseitig. Für ein besseres Verständnis werden in diesem Kapitel die relevanten wechselseitigen Interaktionen beschrieben, wobei diese Interaktionen grundsätzlich einer der folgenden drei Kategorien zugeordnet werden können:

- i) Flexibilitäten im Verteilernetz werden durch die anderen Nachfrager nach Flexibilität beeinflusst,
- ii) Beeinflussung zwischen Redispatch im Übertragungsnetz und den anderen Nachfragern nach Flexibilität,
- iii) die Interaktion zwischen den Märkten.

Der Flexibilitätseinsatz hat durch die Erhöhung der Gleichzeitigkeit beim Abruf der damit verbundenen elektrischen Leistung Auswirkungen auf das **Verteilernetz**. Geltende Netzanschlussbedingungen beeinflussen die mögliche Höhe des Flexibilitätsabrufs durch die im Netzzugang vereinbarte Leistung, aber auch durch die Möglichkeit, die elektrischen Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen zu regeln (P(U)-, Q(U)-Regelung). Diese Flexibilität kann vom Verteilernetzbetreiber eingesetzt werden, um mögliche Kapazitätsengpässe zu vermeiden. Darüber hinaus kann die Flexibilität vom Verteilernetzbetreiber genutzt werden, um Netzausbaukosten zu verringern oder zeitlich nach hinten zu verschieben. Dies ist jedoch nur möglich, wenn die Flexibilität planbar und verlässlich eingesetzt werden kann.

Die Auswirkung der Erhöhung der Gleichzeitigkeit zeigt sich beispielweise in Abbildung 91. Beim E-Mobilitätsausbauszenario zeigt sich, dass eine Erhöhung der Gleichzeitigkeit des Ladens von 0,2 auf 0,5 zu einer Erhöhung der erforderlichen Netzausbaukosten um mehr als das Doppelte führt (Ladeleistung 11 kW). Durch eine P(U)-Regelung könnten die Kosten drastisch reduziert werden, wobei bei der Implementierung in der Praxis noch Forschung notwendig ist. Diese Flexibilität, die für die Spannungsregelung reserviert ist, kann dann nicht oder nur begrenzt für die anderen Flexibilitätsnachfrager eingesetzt werden. Dementsprechend kann aufgrund der P(U)-Regelung die durch E-Mobilität bereitgestellte Flexibilität für Regelreserve nur eingeschränkt verwendet werden. In Abstimmung mit dem Flexibilitätsabruf für Redispatch kann es mit den richtigen Abstimmungsprozessen möglich sein, dass die Flexibilität gleichzeitig abgerufen wird, wenn sie für die gleiche Richtung benötigt wird. Mögliche Abstimmungsprozesse zwischen den DSOs und dem TSO werden derzeit in der Arbeitsgruppe von Österreichs Energie sowie im Forschungsprojekt Industry4Redispatch (I4RD) erarbeitet, die dann in der Folge für eine Übernahme in das Regulativ vorgeschlagen werden. Dabei gelten die Grundsätze, dass als erstes bei der Anschlussbeurteilung jeder Komponente alle Netzanschlussbedingungen erfüllt werden müssen, bevor Flexibilität aktiv eingesetzt wird. Die verfügbare Flexibilität für die unterschiedlichen Märkte wird über die Netzanschlussbedingungen reduziert sowie auch, wenn zusätzliche Flexibilität für das Verteilernetz benötigt wird.

Der Bedarf, Flexibilitäten für Redispatch zu nutzen, kann aufgrund der Anwendung zur Beseitigung von Engpässen im Übertragungsnetz vielfältige Ursachen haben: Sowohl Fahrpläne des Day-Ahead-Marktes, langfristige Vereinbarungen (Futures), als auch der Handel am Intraday-Markt bilden die Basis für den Kraftwerkseinsatz und beeinflussen damit die Flüsse durch das Netz; auch Regelenergieabrufe können zur Verschärfung der Leitungsauslastung führen. Im Gegensatz zur Regelenergie, die in Österreich reaktiv abgerufen wird, wird Redispatch auch proaktiv aktiviert, um beispielsweise zu erwartenden Überlastungen zu umgehen, bevor diese auftreten. Durch die kontinuierliche Veränderung der Flüsse durch das Übertragungsnetz (neue Prognose, Intraday-Handel, vorhersehbare kurzfristige Ausfälle, etc.) kann auch eine kontinuierliche Anpassung des Redispatch unter Umständen notwendig sein. Aufgrund der direkten Auswirkung des Redispatch-Abrufs auf das Übertragungsnetz und die damit einhergehende Wichtigkeit der Standorte der aktivierten Kraftwerke ist eine weitere Verbindung zum Regelleistungsmarkt hervorzuheben: Es besteht die potenzielle Problematik, dass Kraftwerke, die im Zuge des Engpassmanagements abgeregelt werden sollen, schon Regelleistung angeboten haben. Im Falle eines Zuschlags und einer eventuell folgenden Aktivierung von Regelenergie (die großteils standortunabhängig ist) kann dies dazu führen, dass erneut Produktion an einer Stelle im Übertragungsnetz genutzt wird, die zu Überlastungen führt. Dies kann im schlimmsten Fall dazu führen, dass Teile der zugeschlagenen Regelleistung – ohne zusätzliche Engpassbewältigung – nicht für den Abruf von Regelenergie nutzbar sind. Eine erhöhte Berücksichtigung der Engpässe bei den Day-Ahead und Intraday-Märkten verringert den Bedarf an Redispatch.

Die Interaktion zwischen der Flexibilitätsnachfrage durch Energiemarkt, Portfolio-Optimierung und Regelreserve ist in Tabelle 63 näher beschrieben. Der Einfluss dieser Interaktion auf das benötigte bzw.

verfügbare Flexibilitätspotential ist in Tabelle 64 zusammengefasst. Der Flexibilitätseinsatz am Energiemarkt wird über die Höhe der Anreize in der Portfolio-Optimierung beeinflusst, also die möglichen Gewinne und das Risiko am Intraday-Markt als auch die Höhe der Ausgleichsenergiepreise. Der Flexibilitätseinsatz bei der Portfolio-Optimierung (Intraday, Ausgleichsenergie) hängt stark vom Ausgleichsenergiemarktdesign sowie den Preisspreads und der Liquidität der Day-Ahead und Intraday-Märkte ab, wie in Kapitel 3.4 beschrieben. Abhängig davon werden die Handelsentscheidungen getroffen, wie exakt die Fahrpläne der Bilanzgruppen nachgehandelt werden oder Abweichungen stehen bleiben. Die Summe dieser saldierten Abweichungen werden dann über die Regelreserve abgerufen. Nachholeffekte von Regelreserve (und auch Redispatch) werden teilweise am Intraday-Markt beschafft, wodurch der Flexibilitätsbedarf erhöht wird. Je höher der Gewinn in den anderen Märkten, desto tendenziell weniger werden Marktteilnehmer die Anlagen für Regelreserve bereitstellen bzw. in der Folge dann auch präqualifizieren, da höhere Anforderungen zu erfüllen bzw. dieser Prozess größere Eintrittsbarrieren hat als die Teilnahme am Energiemarkt.

Tabelle 63: Überblick über die Interaktion zwischen den Nachfragern nach Flexibilität

Einfluss von → Einfluss auf ↓	Energiemarkt	Redispatch	Verteilernetz	Kurzfr. Portfolio-optimierung	Regelreserve
Energiemarkt	-	Geringere, zonenübergreifende Engpässe können zu geringeren Preisen führen; „künstliche“ Verlagerung von Marktkosten hin zu Redispatchkosten in anderen Zonen	Netzanschluss-bedingungen bzw. Flexibilitätsabruf beeinflussen die Vermarktung am Spot-Markt und kann die Höhe der verfügbaren Flexibilität verringern	Je größer der Spread zwischen dem Energiemarkt und dem Intraday-Markt bzw. dem Ausgleichsenergiemarkt, desto mehr Flexibilität wird für die Portfolio-optimierung am Intraday-Markt eingesetzt	Die Liquidität dieses Marktes wird von den Preisspreads zu den anderen Märkten bzw. von den Aufwänden beim Markteintritt, wie die Präqualifikation, beeinflusst.
Redispatch	Berücksichtigung von Engpässen im Marktdesign, kann Redispatchbedarf verringern	-	Netzanschluss-bedingungen bzw. Flexibilitätsabruf beeinflussen den Einsatz für Redispatch und kann die Höhe der verfügbaren Flexibilität verringern	Hohe Mengen, die kurzfristig gehandelt werden, erhöhen den Bedarf an Redispatch	Eventuell zukünftig gemeinsame Beschaffung möglich, wodurch die Liquidität erhöht werden kann, wodurch der Bedarf an Flexibilität verringert und die Kosten gesenkt werden könnten; Abruf von Regelreserve in Gegenden mit Engpass, kann den Redispatchbedarf noch erhöhen
Verteilernetz	Gleichzeitigkeit im Verteilernetz wird erhöht	Gleichzeitigkeit im Verteilernetz wird erhöht; Koordinierter Einsatz eventuell möglich; Redispatch der nur auf Übertragungsebene betrachtet wird, kann negative Auswirkungen auf die Belastungen des Verteilernetzes haben	-	Gleichzeitigkeit im Verteilernetz wird erhöht	Gleichzeitigkeit im Verteilernetz wird erhöht; Verteilernetzbetreiber darf laut Electricity Balancing Guideline beim Präqualifikationsprozess sowie vor der Aktivierung eingreifen
Kurzfr. Portfolio-optimierung	Portfolio-optimierung berücksichtigt Fahrpläne vom Termin- und Day-Ahead-Markt, je exakter die Fahrpläne, desto geringer der Bedarf an Portfolio-Optimierung; Anreizbasierte-Portfolio-Optimierung weiterhin	Nachholeffekte aus der Teilnahme am Redispatch werden nachgehandelt	Netzanschluss-bedingungen bzw. Flexibilitätsabruf beeinflussen die Vermarktung und kann die Höhe der verfügbaren Flexibilität verringern	-	Nachholeffekte aus der Vermarktung im Regelenergiemarkt werden nachgehandelt in der Portfolio-Optimierung
Regelreserve	Je höher der Gewinn am Markt im Vergleich zur Regelreserve, desto weniger wird tendenziell präqualifiziert	Eventuell zukünftig gemeinsame Beschaffung möglich, wodurch die Liquidität erhöht werden kann, wodurch der Bedarf an Flexibilität verringert und die Kosten gesenkt werden könnten; unter Umständen gegenläufige Effekte durch die Beschaffung von (standortunabhängiger) Regelleistung an Standorten, die für Redispatch bereits in die entgegengesetzte Richtung genutzt werden.	Netzanschluss-bedingungen bzw. Flexibilitätsabruf beeinflussen die Vermarktung und kann die Höhe der verfügbaren Flexibilität verringern	Ausgleichs-energie-Marktdesign beeinflusst Fahrplantreue und damit auch den Bedarf an Regelreserve	-

Die oben beschriebenen Zusammenhänge sind hier in einer Grafik zusammengefasst. Es zeigt sich, dass es viele relevante Interaktionen zwischen den Nachfragern nach Flexibilität gibt, die die Verfügbarkeit bzw. den Bedarf nach Flexibilität für andere Nachfrager beeinflusst. Diese Zusammenhänge sind in Tabelle 64 daher noch ergänzend als Überblickstabelle zusammengefasst. Dabei wird der Einfluss der Nachfrage-Optionen in den Spalten auf diese in den Zeilen beschrieben (hauptsächlich neutral = grau; Einfluss, aber unterschiedlich = lila; erhöhend = türkis; verringernd = rot).

Tabelle 64: Überblick über den Einfluss der Interaktionen auf den Flexibilitätsbedarf

Einfluss von → Einfluss auf ↓	Energiemarkt	Redispatch	Verteilernetz	Kurzfr. Portfolio- optimierung	Regelreserve
Energiemarkt	-	neutral – ev. Gaming, dann leicht erhöhender Bedarf	verringerte Verfügbarkeit des Potentials	erhöhend oder reduzierend (Preisspreads)	erhöhend oder reduzierend (Preisspreads)
Redispatch	neutral – ev. leicht reduzierend (Marktdesign)	-	verringerte Verfügbarkeit des Potentials	Erhöhend oder reduzierend	ev. zukünftig leicht reduzierend (synergetischer Einsatz)
Verteilernetz	erhöhender Bedarf (Gleichzeitigkeit)	erhöhender Bedarf (Gleichzeitigkeit)	-	erhöhender Bedarf (Gleichzeitigkeit)	erhöhender Bedarf (Gleichzeitigkeit)
Kurzfr. Portfolio- optimierung	erhöhend oder reduzierend (Preisspreads)	leicht erhöhender Bedarf (Nachhol- effekte)	verringerte Verfügbarkeit des Potentials	-	ev. leicht erhöhend (Nachholeffekte)
Regelreserve	erhöhend oder reduzierend (Preisspreads)	ev. zukünftig leicht reduzierend (synergetischer Einsatz)	verringerte Verfügbarkeit des Potentials	erhöhend oder reduzierend (Ausgleichs- energiemarkt- design)	-

Zusammengefasst kann werden, dass die Netzanschlussbedingungen im Verteilernetz die Flexibilitätsverfügbarkeit auf den anderen Märkten verringern können. Dies ist aber trotzdem sinnvoll, wenn damit mehr Erneuerbare Energien an das Netz angeschlossen werden können. Außerdem beeinflussen die Preisspreads zwischen den Märkten das jeweilige Flexibilitätsangebot. Nachholeffekte, die bei der Verschiebung von Flexibilität durch Verbrauchsverschiebung auftreten kann, wird bei zB Regelreserve und Redispatch, an den Strommärkten nachgehandelt. Verbesserte Synergien zwischen Netz und Markt bzw. auch zwischen den Märkten können zum optimaleren Einsatz von Flexibilität beitragen.

5 ZUSAMMENFASSUNG

Um die optimale Verwendung von Flexibilität als einen der Kernaspekte der zukünftigen Elektrizitätsversorgung näher zu beleuchten, wurde in dieser Studie das aktuelle (2020) und das in Zukunft vorhandene (2030) Flexibilitätspotential näher untersucht. Dazu war es wichtig zu verstehen, dass Flexibilität sowohl durch Erzeugung als auch durch den Verbrauch und Speicher erbracht werden kann und somit einen relevanten Einfluss auf die verschiedenen Märkte und Netze hat. Im Zuge der Analyse des aktuellen und zukünftigen Flexibilitätsangebots war es daher notwendig, einen Großteil des Energiesystems zu betrachten. Der in dieser Studie gewährte Überblick über die zentralen Akteure, die eine wesentliche Rolle zur Bereitstellung eines Flexibilitätsangebots spielen, umfasst insbesondere alle relevanten Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speichertechnologien, die grundsätzlich in der Lage wären, Flexibilität zu liefern.

Zusammenfassung Flexibilitätsangebot

Eines der zentralen Ziele dieser Studie war es, dass tatsächlich nutzbare Flexibilitätspotential der Erzeugungs- und Verbrauchstechnologien sowie Speicher zu analysieren. Die Kernaussagen davon werden im Folgenden zusammengefasst. Außerdem wird in Tabelle 65 die derzeitige Teilnahme bzw. die Barrieren der Teilnahme dieser Technologien an den verschiedenen Flexibilitätsnachfrageoptionen dargestellt.

- **Erzeuger:** In der Analyse des Flexibilitätspotentials der Erzeuger wird zwischen thermischen Kraftwerken (Erdgas, Biogas, Biomasse, Müllverbrennung) und volatilen erneuerbaren Erzeugern (Laufwasserkraft, Photovoltaik und Windkraft) unterschieden. Während viele Flexibilitätsoptionen erst in den Anfängen ihrer Nutzung sind, nahmen die Erzeuger historisch gesehen eine zentrale Rolle zur Bereitstellung der erforderlichen Systemflexibilität ein, und auch in Zukunft wird ihnen auch weiterhin eine wichtige Bedeutung zukommen. Neben langfristigen Handelsformen und dem Day-Ahead-Markt ist die Teilnahme an Regelleistung- und Intradaymärkten sowie Redispatch und damit die Vermarktung von Flexibilität für Erzeuger bereits seit dem Bestehen des jeweiligen Marktes gängige Praxis. Gewisse Unterscheidungen sind allerdings im Hinblick auf die Erzeugungstechnologien zu treffen:
 - Hinsichtlich der grundsätzlichen Eignung ist zwischen regelbaren, im Normalfall thermischen Kraftwerken, und Anlagen auf Basis volatiler erneuerbarer Energien zu unterscheiden. Während regelbare, thermische Kraftwerke in ihrer Flexibilitätsbereitstellung größtenteils von der gewählten Vermarktungsstrategie mit Hinblick auf die Kosten- und Erlössituation auf den verschiedenen Märkten abhängen, sind erneuerbare Erzeuger wie Wind, Photovoltaik und Laufwasserkraft zusätzlich von der Verfügbarkeit der natürlichen Ressourcen abhängig. Die Abregelung letzterer ermöglicht grundsätzlich die Bereitstellung negativer Flexibilität, welche dann allerdings auch mit dem Verlust erzeugter erneuerbarer Energie einhergeht.
 - Darüber hinaus gibt es auch bei thermischen Kraftwerken gewisse Einschränkungen, die deren Flexibilitätspotential beeinflussen. Dazu gehören technische Restriktionen wie Rampenfähigkeit und Sicherstellung von Wärmeversorgung bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.
 - Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal betrifft ggf. anfallende Zusatzkosten bzw. Opportunitätskosten verbunden mit der tatsächlichen Nutzung der Flexibilitätspotentiale: Hier ist zwischen Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien, die aktuell bzw. auch künftig eine Betriebsförderung erhalten, und dem verbleibenden Kraftwerkspark (d.h. fossile thermische Kraftwerke sowie Erneuerbare ohne Betriebsförderung) zu unterscheiden. Betriebsförderungen setzen per se Anreize zum Fortbetrieb der Anlagen und schränken somit das tatsächlich nutzbare negative Flexibilitätspotential der betroffenen Anlagen ein, bzw. bedingen damit verbunden Zusatzkosten (siehe entsprechende Ausführungen in Abschnitt 2.1.3).

Der erwartbare Einsatz der Erzeuger zur künftigen (2030) Flexibilitätsbereitstellung innerhalb der betrachteten Flexibilitätsmärkte wird im Rahmen dieser Studie standardmäßig mittels Modellierung eruiert.

- **(Pump-)Speicherkraftwerke:** Neben dem Stromaustausch, also dem Import und Export, ist Speicherwasserkraft bereits heute eine dominierende Flexibilitätsoption. Grundsätzlich ist hierbei zwischen reinen Speicherwasserkraftwerken ohne Pumpen und Pumpspeicherkraftwerken zu unterscheiden. Österreich verfügt über beide Anlagentypen, die durch bedarfsabhängige Erzeugung Flexibilität bereitstellen können. Pumpspeicher sind aktuell die dominierende Technik (Zykluswirkungsgrade 73 - 80 %), um elektrische Energie unter wirtschaftlichen Rahmenbedingungen

in großem Maßstab speichern zu können, um in nachfrageschwachen Zeiten bei niedrigen Strompreisen überschüssige elektrische Energie aus dem Netz aufzunehmen, und diese bei Spitzenlasten und hohen Strompreisen wieder dorthin abzugeben. Speicherwasserkraft kann innerhalb weniger Minuten aktiviert werden und ist damit hervorragend geeignet, um auf kurzfristige Netzschwankungen zu reagieren. Ein weiterer erwähnenswerter Vorteil ist deren Schwarzstartfähigkeit, d.h. dass (Pump-) Speicherkraftwerke bei großflächigen Stromausfällen zum Anfahren anderer, nicht schwarzstartfähiger Kraftwerke eingesetzt werden können.

Die Speicherwasserkraft ist heute eine sehr wichtige Technologie für die Bereitstellung von operativer Flexibilität im Netzbetrieb. Die Haupteinflussgrößen betreffend des tatsächlich nutzbaren Flex-Potentials und der maximal möglichen Abrufdauer sind der Speicherfüllstand und zum anderen die EU-Wasserrahmenrichtlinie. In Letzterer werden Grenzen für die Dynamik (Schwall und Sunk) im Betrieb der Pumpspeicher vorgeschrieben werden, um die Auswirkungen auf die Flüsse und deren Ökologie zu begrenzen. Einen weiteren Einfluss auf den Betrieb der Pumpspeicher in Österreich ergibt sich aus der Einstufung der PSW als Endverbraucher, da bei Einstufung als Endverbraucher Netznutzungsentgelt anfallen würde. Im EAG-Paket (Beschluss vom 7. Juli 2021) sind für Anlagenbetreiber während der ersten 15 Betriebsjahre Befreiungen hiervon vorgesehen.

Zukünftig wird eine Steigerung der installierten Leistung und der Speicherkapazität erwartet. Gemäß UBA-WAM/NEKP Szenario (Umweltbundesamt, 2019) ist bei (Pump-)Speicherkraftwerken eine Steigerung der Turbinenleistung von derzeit (2020) 8,8 GW auf 10,8 GW (2030) geplant, ebenso eine Erhöhung der Pumpleistung von 4,2 GW auf 5,5 GW. Diese Angaben bilden die Basis für die im Rahmen dieser Studie durchgeführten Modellierung.

- **Import & Export:** Grenzüberschreitende Stromflüsse stellen sowohl heute als auch zukünftig eine der wichtigsten Flexibilitätsoptionen dar, um Unterschiede in Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Die Voraussetzung für grenzüberschreitenden Stromhandel ist das Vorhandensein einer entsprechenden Netzinfrastruktur. Österreich hat heute grenzüberschreitende Übertragungsnetzkapazitäten zu sechs Nachbarländern: Deutschland, Tschechien, Ungarn, Italien, Schweiz und Slowenien. Diese Übertragungsnetzkapazitäten mit den in anderen Marktgebieten verorteten Erzeugern, Verbrauchern und Speichern können grundsätzlich als Flexibilitätsoption für die verschiedenen Märkte bzw. Operationen genutzt werden. Sämtliche grenzüberschreitenden physikalischen Stromflüsse, die aus Elektrizitätshandel (Langfrist-, Day-ahead-, oder Intradayhandel), aber auch anderen Anwendungen, wie dem Einsatz von Regelreserve resultieren, nutzen die begrenzt zur Verfügung stehenden Übertragungsnetzkapazitäten.

Grundsätzlich ist bei den Grenzkapazitäten zwischen den technischen und den für den Handel zur Verfügung stehenden Grenzkapazitäten zu unterscheiden. Die handelbaren Kapazitäten werden in verschiedenen Zeithorizonten als Jahres-, Monats-, Tages- und Intradayprodukte vergeben. Für Grenzen mit deklariertem Engpass müssen die grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten den Marktteilnehmern mit marktbasierenden Verfahren zugänglich gemacht werden. Bei der Allokation gibt es grundsätzlich momentan zwei Vergabeformen, nämlich explizite Vergabe (getrennte Vergabe von Leitungskapazitäten und Energie, aktuell an der Grenze zur Schweiz) und implizite Vergabe (gemeinsame, zeitgleiche Vergabe von Leitungskapazitäten und Energie – aktuell nutzt die APG-Außengrenzen nach Deutschland, Italien, Slowenien, Ungarn und Tschechien).

Die für den Handel nutzbaren Grenzkapazitäten (NTC) betragen im Jahr 2020 in Summe zu allen Nachbarländern 9.100 MW (Export) bzw. 8.855 MW (Import) (ENTSO-E, 2018). Sie sind in Hinblick auf einen sicheren Netzbetrieb deutlich kleiner als die thermische Übertragungsleistung der grenzüberschreitenden Leitungen – doch selbst diese stellen ein theoretisch verfügbares Potential dar. Für die Marktmodellierung im Rahmen dieses Projekts, welche eine physikalische Lastflussmodellierung mit etwa einem Knoten pro Land beinhaltet, wurden daher die für das Jahr 2030 prognostizierten NTC Werte gemäß TYNDP 2020 der (ENTSO-E, 2021) mit einem Abschlag von 20 % verwendet⁸⁹ und für Österreich eine Redispatch-Simulation nachgelagert (siehe Abschnitte 3.1 und 3.2).

- **Wärmepumpen und Boiler:** Durch die effiziente Kopplung des Wärme- und Stromsektors spielen Wärmepumpen und Elektroboiler eine immer wichtigere Rolle bei der Bereitstellung von Flexibilität, sowohl im Haushalts- als auch im Gewerbebereich. Insbesondere bei Wärmepumpen kann durch die

⁸⁹ Mit Ausnahme von DE-AT, wo die vollen 5.400 MW als verfügbar angenommen wurden, da die Limitierung hier politischer Natur ist.

verschiedenen vorhandenen thermischen Speichermöglichkeiten (Heizungsspeicher, Warmwasserspeicher und Gebäude) ein großes Flexibilitätpotential erreicht werden. Abrufe sind (je nach Jahreszeit und Gebäudestruktur) mehrmals täglich über mehrere Stunden möglich. Sowohl bei Wärmepumpen als auch bei Boilern wird bis 2030 ein starker Anstieg des technischen Potentials erwartet; bei den Wärmepumpen um mehr als das Fünffache und bei den Boilern um mehr als das Siebenfache. Schon jetzt nehmen Wärmepumpen vereinzelt am Strommarkt teil, bei Boilern geschieht dies derzeit nur im Rahmen von Forschungsprojekten.

- **E-Mobilität:** Abgesehen von Feldversuchen und Pilotanwendungen im Rahmen von Forschungsprojekten, gibt es im Jahr 2020 noch kein erschlossenes technisches und somit auch kein tatsächlich nutzbares Potential von Flexibilität von E-Autos. Das technische Potential an Flexibilität ist signifikant, es gibt aber noch technische Herausforderungen die Flexibilität zu erschließen. Außerdem ist der Beitrag von E-Mobilität auch stark abhängig von dem Anteil der Nutzer die „Smart Charging“ verwenden. Mit den in Zukunft vermehrt vorhandenen Optionen der Bereitstellung von positiver und negativer Flexibilität durch „Vehicle-to-Grid“ Services und „Smart Charging“ wird auch der batterieelektrische Mobilitätssektor eine wachsende Rolle bei der Bereitstellung von Flexibilität spielen. Jedoch muss beachtet werden, das Flex-Potential von E-Autos nur in Pools genutzt werden kann und das genutzte Flex-Potential meist kurz nach der Flex-Nutzung nachgeladen werden muss bzw. die Nachladung noch am selben Tag erfolgen wird. Im „Worst-Case“ kann sich aufgrund der Lastverschiebungen der Gleichzeitigkeitsfaktor erhöhen und wiederum mögliche Verletzungen der Strom- und Spannungsgrenzwerte verursachen, welche ohne Flex-Nutzung nicht gegeben wären.
- **Industrie:** Das Potential der Flexibilitätsbereitstellung von industriellen Verbrauchern resultiert vor allem aus flexiblen Eigenerzeugungsanlagen und zu einem großen Anteil auch aus Verbrauchern mit großem spezifischem Stromverbrauch. Zum Zeitpunkt 2021 bietet die Industrie noch viel ungenutztes Potential, weshalb dieser Sektor perspektivisch eine wichtige Rolle bei der Bereitstellung von Flexibilität spielen kann. Einschränkend in Bezug auf Planbarkeit und Verlässlichkeit dieser Flexibilitätsoption im Vergleich zu anderen Technologien ist jedoch, dass das Produktionsverhalten von Industriebetrieben in Abhängigkeit der Branche nur bedingt definierten Verläufen folgt und immer stark von der Wirtschaftslage und somit der Auslastung abhängt. Dadurch variiert das technische Potential und auch alle davon abhängigen, abgeleiteten Potentiale stark über Monate, Saisonen oder auch Jahre. Eine große, noch nicht gelöste Herausforderung ist zudem, dass auf Prozessebene keine Anlage der anderen gleicht. Durch die Interaktion mit sowohl vor- als auch nachgelagerten Prozessschritten müsste eine Bewertung und Validierung der tatsächlichen Flexibilitätpotentiale unternehmensspezifisch und auf Anlagenebene erfolgen. Hinzu kommt, dass für jede flexibilitätsbereitstellende Komponente ein geeigneter Business-Case für eine Flexibilitätsnutzung neu analysiert werden müsste. Eine standortaufgelöste Analyse bietet die Möglichkeit, das technische, wirtschaftliche und nutzbare Potential deutlich zu schärfen und die Aussagekraft zu stärken. Speziell zur Nutzung von industriellen Prozessflexibilitäten (Teilprozessen mit hohem elektrischem Energiebedarf) fehlen derzeit noch definierte Protokolle bzw. gilt es, unterschiedlichste Arten von Hemmnissen, wie z.B. "Kontrollverlust" durch externen Prozesseingriff, Fehlen einer notwendigen Kommunikations- und IT-Infrastruktur, Vernetzung von Prozessanlagen etc. abzubauen. Maßnahmen können einfach integrierbare Tools sein, die Fahrplanerstellung unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen und Umsetzung dieser Fahrpläne sowie Flexibilitäts-„Abrufe“ durch eine geeignete Steuerung und Regelung unter gleichzeitiger Gewährleistung der Produktqualität ermöglichen. Über den Zeithorizont von 2030 hinaus muss die Situation der industriellen Flexibilitätsmaßnahmen unter Berücksichtigung von neuen Prozesstechnologien und einer anzunehmenden Elektrifizierung von Prozessen und der Wärmebereitstellung neu bewertet werden. Grundsätzlich kann durch geeignete Rahmenbedingungen, wie z.B. Planungssicherheit für Investitionsentscheidungen oder entsprechende ökonomische Anreize, das realisierte Flexibilitätpotential in Unternehmen erhöht werden.
- **Gewerbe:** Gewerbesparten, die ein hohes Potential zur Bereitstellung von Flexibilität aufweisen, sind Klimatisierung & Lüftung, Rechenzentren, Lebensmittelkühlung, Kläranlagen und Wasserversorgung. Die leistungsmäßig größten Potentiale im Gewerbebereich stellen Klimatisierung & Lüftung dar, hier gibt es aber die größten Einschränkungen was die Dauer und Häufigkeit der Abrufe betrifft (max. 1h, max. 1 x / Tag). Der größte Anstieg beim technischen Potential wird bei den Rechenzentren erwartet. Die größte Herausforderung im Gewerbebereich sind die hohen Qualitätsanforderungen an die durchgeführten Anwendungen. Hier muss durch eine automatisierte Ansteuerung sichergestellt

werden, dass die Anforderungen der Anlagen zu jedem Zeitpunkt erfüllt sind. Daher wird in allen Sparten die tatsächliche Nutzung der schon jetzt zur Verfügung stehenden Potentiale erst bis 2030 erwartet.

- **Wasserstoff:** Die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse (Power-to-Gas) bietet dem Stromsystem sowohl die Flexibilität, kurzfristige Last- und Erzeugungsschwankungen auszugleichen, als auch Energie saisonal zu verlagern, da Wasserstoff im Gegensatz zu Strom längerfristig speicherbar ist. Eine saisonal fokussierte Erzeugung von Wasserstoff würde aber deutlich höhere installierte Kapazitäten und Investitionskosten bedeuten.

Momentan gibt es in Österreich noch keine Power-to-Gas-Anwendungen und Infrastruktur im großen Maßstab. Für das Jahr 2030 wird davon ausgegangen, dass Wasserstoff eine größere Rolle im Stromsystem spielen wird. Daher wird im österreichischen NEKP ein Stromverbrauch für die Wasserstoffproduktion (Umwandlungseinsatz) von 1,18 TWh genannt (Umweltbundesamt, 2019).

- **Batterien:** Generell werden hier Heimspeichersysteme und Großbatterien unterschieden. Die Entwicklung des Flexibilitätsangebots in diesem Sektor hängt sehr stark von zukünftigen wirtschaftlichen Anreizen ab, die Bereitstellung wäre aber technisch machbar. Für Großbatterien kann insbesondere die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, wie Primärregelreserve und zukünftig möglicherweise schnellere Regelreserveprodukte attraktiv sein. Ein großflächiger Einsatz von Batteriespeichern zur Unterstützung des Verteilernetzes ist bis 2030 durch das derzeitige Regulativ eher unwahrscheinlich. In einzelnen Nischenanwendungen können sie aber sehr wohl zur temporären Netzunterstützung zum Einsatz kommen.

Tabelle 65: Status der Teilnahme der Flexibilitäten an den verschiedenen Märkten (2020)

	Energiemarkt	Redispatch	Verteilernetz	Portfolio-Optimierung	Regelreserve
Steuerbare Erzeuger	volle Teilnahme, oft Verknüpfung mit Fernwärme (wärmegeführt) und weiteren Randbedingungen	volle Teilnahme der großen Anlagen, oft Verknüpfung mit Fernwärme (wärmegeführt) und weiteren Randbedingungen	volle Teilnahme, aber nur verwendbar, wenn auf der richtigen Netzebene	volle Teilnahme, oft Verknüpfung mit Fernwärme (wärmegeführt) und weiteren Randbedingungen	abhängig von Wirtschaftlichkeit der Anlagen, technischen Restriktionen und der Verknüpfung mit Fernwärme
Volatile Erzeuger	volle Teilnahme, kaum Abregelung derzeit wegen Markt-/Förderdesign	Regulatorische Rahmen (Baseline) zu definieren; Steuerung bei kleinen EE-Erzeugern noch nicht standardisiert; oftmals nur für negativen Redispatch nutzbar, falls wirtschaftlich (und dargebotsabhängig verfügbar)	P(U) grundsätzlich möglich, weitere Maßnahmen wären erforderlich	volle Teilnahme, wegen Markt-/Förderdesign derzeit kaum Abregelung	Teilnahme möglich bei Winderzeugung mit vollem Back-up, nur sehr limitierte tatsächliche Teilnahme für negative Flexibilität; Teilnahme bei PV grundsätzlich möglich, auch mit vollem Back-up, Baseline ist noch eine Herausforderung
Import & Export	steht Großteil für Energiemarkt zur Verfügung, zur Verfügung stellen von Netzkapazitäten wird laufend verbessert; abhängig vom tatsächlichen Netzausbau, der Entwicklung des europäischen Binnenmarktes und der Gebotszonenkonfiguration	Kooperation mit ausgewählten TSOs für grenzübergreifenden Redispatch	-	abhängig vom tatsächlichen Netzausbau und der Gebotszonenkonfiguration, Netzkapazitäten werden für Intraday-Austausch vorgehalten	abhängig vom tatsächlichen Netzausbau und der Gebotszonenkonfiguration, Netzkapazitäten werden vorgehalten
Wärmepumpen und Boiler	grundsätzlich möglich, derzeit aber nur von ca. 1 % der Wärmepumpen genutzt, bei Boilern derzeit nur im Rahmen von Forschungsprojekten	technisch möglich, weitere Entwicklung abhängig von derzeit noch fehlenden regulatorischen Rahmenbedingungen	theoretisch möglich, wurde derzeit nur in Forschungsprojekten untersucht, unterbrechbare Tarife gibt es	theoretisch möglich, wurde derzeit nur in Forschungsprojekten untersucht	grundsätzlich möglich; abhängig von der Möglichkeit zur Ansteuerung
E-Mobilität	Technisch möglich, wurde derzeit nur in Forschungsprojekten untersucht	technisch möglich, weitere Entwicklung abhängig von derzeit noch fehlenden regulatorischen Rahmenbedingungen	theoretisch möglich, wurde derzeit nur in Forschungsprojekten untersucht	theoretisch möglich, wurde derzeit nur in Forschungsprojekten untersucht	technisch möglich, weitere Entwicklung abhängig von derzeit noch fehlenden regulatorischen Rahmenbedingungen
Industrie	grundsätzlich möglich, meist nur in großen energieintensiven Betrieben genutzt	theoretisch zum Teil möglich; technische, regulatorische, wirtschaftliche Hemmnisse müssen beseitigt werden; Einheitliche Kommunikations-	theoretisch möglich, abhängig von Netzebene	Aktuell nur bei UN mit nennenswerten Eigenerzeugungskapazitäten genutzt. Potential in Zukunft ausbaufähig, wenn	Große, energieintensive Unternehmen: grundsätzlich möglich, teilweise bereits genutzt;

		und IT-Infrastruktur für Flex-Abruf und Gewährleistung der Produktionssicherheit notwendig Allg.: Zusammenspiel mit „industrieller Regelreserve“ (z.B. für Lastabwurf)		automatisierte Lösungen zur Anpassung im UN selbst zur Verfügung gestellt werden	KMUs: zum Teil theoretisch möglich (oft Präqualifikation nicht möglich); Für Steigerung müssen technische, regulatorische, wirtschaftliche und kulturelle Hemmnisse beseitigt werden und einheitliche Infrastruktur (IKT) geschaffen werden
Gewerbe	Teilnahme derzeit nur in geringem Ausmaß (z.B. bei großen Kühltürmen)	theoretisch möglich; abhängig von technischen Lösungen zur Erfüllung der hohen Qualitätsanforderungen	theoretisch möglich, derzeit noch nicht angewandt	theoretisch möglich; derzeit noch nicht angewandt	theoretisch möglich; abhängig von technischen Lösungen zur Erfüllung der hohen Qualitätsanforderungen
Wasserstoff	grundsätzlich möglich; abhängig von den Kosten für P2G Technologien, der Wirtschaftlichkeit und regulatorischen Rahmenbedingungen	grundsätzlich möglich; abhängig von den Kosten für P2G Technologien, der Wirtschaftlichkeit und regulatorischen Rahmenbedingungen; abhängig von nachgeschalteten Speichermöglichkeiten für H ₂	grundsätzlich möglich; abhängig von der Netzebene, den Kosten für P2G Technologien, der Wirtschaftlichkeit und regulatorischen Rahmenbedingungen	grundsätzlich möglich; abhängig von den Kosten für P2G Technologien, der Wirtschaftlichkeit und regulatorischen Rahmenbedingungen	grundsätzlich möglich; abhängig von den Kosten für P2G Technologien, der Wirtschaftlichkeit und regulatorischen Rahmenbedingungen
(Pump-) Speicher- kraftwerke	volle Teilnahme	Im Regelfall volle Teilnahme, abhängig von der Wirtschaftlichkeit und Dargebot (Pegelfüllstände der Speicher)	grundsätzlich möglich. abhängig von der Netzebene	volle Teilnahme	volle Teilnahme
Heim Speicher	Teilnahme ist möglich, vielfach liegt der Fokus der Heimspeicher aber bei der Eigenverbrauchsoptimierung, da wirtschaftlich attraktiver	theoretisch möglich, weitere Entwicklung abhängig von derzeit noch fehlenden regulatorischen Rahmenbedingungen; abhängig von dem Ausmaß der Möglichkeit zur Ansteuerung und Betreibung aus Gesamtsystemsicht	theoretisch möglich, wurde derzeit nur in Forschungsprojekten untersucht	theoretisch möglich, wurde derzeit nur in Forschungsprojekten untersucht	theoretisch möglich, derzeit v.a. Rahmen von Forschungsprojekten; abhängig von dem Ausmaß der Möglichkeit zur Ansteuerung und Betreibung aus Gesamtsystemsicht
Großbatterien	theoretisch möglich; abhängig von der Wirtschaftlichkeit	theoretisch möglich	zur temporären Überbrückung von Netzengpässen in Nischenanwendungen bereits im Einsatz	theoretisch möglich	volle Teilnahme, abhängig von der Schnelligkeit

Tabelle 66: Zukünftige Entwicklung der technischen und tatsächlich nutzbaren Flexibilitätspotentiale bis 2030, bezogen auf die Änderung des jeweiligen Gesamtpotentials

	Differenz des technischen pos. max. Flexibilitätspotentials (2020-2030) [MW] (1h)	Differenz des technischen neg. max. Flexibilitätspotentials (2020-2030) [MW] (1h)	Differenz des tatsächlich nutzbaren pos. max. Flexibilitätspotentials (2020-2030) [MW] (1h)	Differenz des tatsächlich nutzbaren neg. max. Flexibilitätspotentials (2020-2030) [MW] (1h)	Beschreibung
Steuerbare Erzeuger	-935	935	-838	935	Abnahme des Flexibilitätspotentials durch Reduktion fossiler Erzeuger bis 2030
Volatile Erzeuger	0	-11195	0	-11195	Sehr starker Anstieg des Flexibilitätspotentials durch Ausbau von erneuerbaren Erzeugern bis 2030
Import & Export	830	-955	764	-864	Mittlerer Anstieg des Flexibilitätspotentials durch Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten
Haushalte	720	-720	664	-664	Mittlerer Anstieg des Flexibilitätspotentials, durch Anstieg von Wärmepumpen und E-Autos im Haushaltsbereich sowie durch Reduktion von Barrieren & Hemmnissen in der Vermarktung von Verbraucherflexibilitäten
Industrie	0	0	358	-144	keine Änderung des technischen, leichter Anstieg des tatsächlich nutzbaren Flexibilitätspotentials durch Reduktion von Barrieren & Hemmnissen in der Vermarktung von Verbraucherflexibilitäten
Gewerbe	358	-415	474	-1188	leichter Anstieg des technischen, und starker Anstieg des tatsächlich nutzbaren Flexibilitätspotentials durch Reduktion von Barrieren & Hemmnissen in der Vermarktung von Verbraucherflexibilitäten
Wasserstoff	295	-295	295	-295	Leichter Anstieg des Flexibilitätspotentials durch Ausbau der Wasserstoffproduktion
(Pump-) Speicher- kraftwerke	2392	-1540	2392	-1540	Sehr starker Anstieg des Flexibilitätspotentials durch Kraftwerksausbau
Heimspeicher	949	-949	0	0	Mittlerer Anstieg des technischen Potentials, keine Änderung des tatsächlich nutzbaren Potentials, da angenommen wird, dass dieses zum großen Teil für Eigenbedarfsoptimierung verwendet wird
Großbatterien	40	-40	40	-40	Leichter Anstieg des Flexibilitätspotentials durch vermehrten Einsatz von Großspeichern für Systemdienstleistungen

Tabelle 67: Zukünftige relative Entwicklung der technischen und tatsächlich nutzbaren Flexibilitätspotentiale bis 2030, bezogen auf die Änderung je Technologie

	Differenz des technischen pos. max. Flexibilitätspotenzials (2020-2030) [MW] (1h)	Differenz des technischen neg. max. Flexibilitätspotentials (2020-2030) [MW] (1h)	Differenz des tatsächlich nutzbaren pos. max. Flexibilitätspotentials (2020-2030) [MW] (1h)	Differenz des tatsächlich nutzbaren neg. max. Flexibilitätspotentials (2020-2030) [MW] (1h)	Beschreibung
Steuerbare Erzeuger	-26 %	-26 %	-26 %	-26 %	Abnahme des Flexibilitätspotentials durch Reduktion fossiler Erzeuger bis 2030
Volatile Erzeuger	-	121 %	-	121 %	Mittlerer relativer Anstieg des Flexibilitätspotentials durch Ausbau von erneuerbaren Erzeugern bis 2030
Import & Export	9 %	11 %	9 %	11 %	Leichter relativer Anstieg des Flexibilitätspotentials durch Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten
Haushalte	725 %	725 %	7697 %	7697 %	Sehr starker relativer Anstieg des Flexibilitätspotentials, durch Anstieg von Wärmepumpen und E-Autos im Haushaltsbereich sowie durch Reduktion von Barrieren & Hemmnissen in der Vermarktung von Verbraucherflexibilitäten
Industrie	0 %	0 %	∞	∞	Keine Änderung des technischen, sehr starker relativer Anstieg des tatsächlich nutzbaren Flexibilitätspotentials durch Reduktion von Barrieren & Hemmnissen in der Vermarktung von Verbraucherflexibilitäten
Gewerbe	155 %	47 %	4854 %	12164 %	Leichter relativer Anstieg des technischen und starker relativer Anstieg des tatsächlich nutzbaren Flexibilitätspotentials durch Reduktion von Barrieren & Hemmnissen in der Vermarktung von Verbraucherflexibilitäten
Wasserstoff	∞	∞	∞	∞	Sehr starker relativer Anstieg des Flexibilitätspotentials durch Ausbau der Wasserstoffproduktion
(Pump-) Speicherkraftwerke	27 %	37 %	27 %	37 %	Leichter relativer Anstieg des Flexibilitätspotentials durch Kraftwerksausbau
Heimspeicher	1483 %	1483 %	-	-	Starker relativer Anstieg des technischen Potentials, keine Änderung des tatsächlich nutzbaren Potentials, da angenommen wird, dass dieses zum großen Teil für Eigenbedarfsoptimierung verwendet wird
Großbatterien	400 %	400 %	400 %	400 %	Mittlerer relativer Anstieg des Flexibilitätspotentials durch vermehrten Einsatz von Großspeichern für Systemdienstleistungen

Zusammenfassung Flexibilitätsnachfrage-Optionen

Als weiterer zentraler Punkt wurde in dieser Studie außerdem abgeschätzt, wie hoch die Nachfrage nach Flexibilität künftig sein wird, und in welchem Ausmaß Flexibilität für einzelne Flexibilitätsnachfrage-Optionen erforderlich sein wird. Konkret handelt es sich bei den betrachteten Flexibilitätsnachfrage-Optionen um den Energiemarkt, Redispatch, Verteilernetz Anwendungen, die Portfolio-Optimierung für den Ausgleich der Fahrpläne einer Wind-Bilanzgruppe und den Regelleistungsbedarf. Jede dieser Flexibilitätsnachfrage-Optionen hat unterschiedliche Anforderungen an das Flexibilitätsangebot, und wurde daher gesondert betrachtet:

Energiemarkt:

Vor allem kurzfristige Energiemärkte werden hinsichtlich Flexibilitätsbedarf in Zukunft eine zentrale Rolle spielen, da sie am Strommarkt zum Abgleich von Angebot und Nachfrage dienen. Im Rahmen dieser Studie erfolgte eine Evaluierung des Status Quo (2020) des Flexibilitätsbedarf im österreichischen Strommarkt auf Basis von statistischen Daten. Darüber hinaus wurde eine umfassende modellbasierte Untersuchung des zukünftigen (2030) Flexibilitätsbedarfs durchgeführt, deren Ergebnis Aufschluss über den Bedarf an Flexibilität für die kurzfristigen Energiemärkte (Day-Ahead, Intraday) im Jahr 2030, unter Berücksichtigung von überregionalen Effekten (Nachbarländer), gibt. Um dies zu bewerkstelligen, wurde der aus der Residuallast⁹⁰ abgeleitete Flexibilitätsbedarf in den Fokus eines Szenarienvergleichs gestellt. Es wurden unterschiedliche Wettereinflüsse, konkret ein Szenario „Normaljahr 2030“ und ein Szenario „Extremjahr 2030“, begleitet von einer Sensitivitätsanalyse zum Einfluss des künftigen CO₂- Preises und der markttechnischen Verfügbarkeit von Großbatterien, betrachtet. Ebenso zeigt die Modellierung die Deckung dieser Flexibilität durch Einsatz der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen.

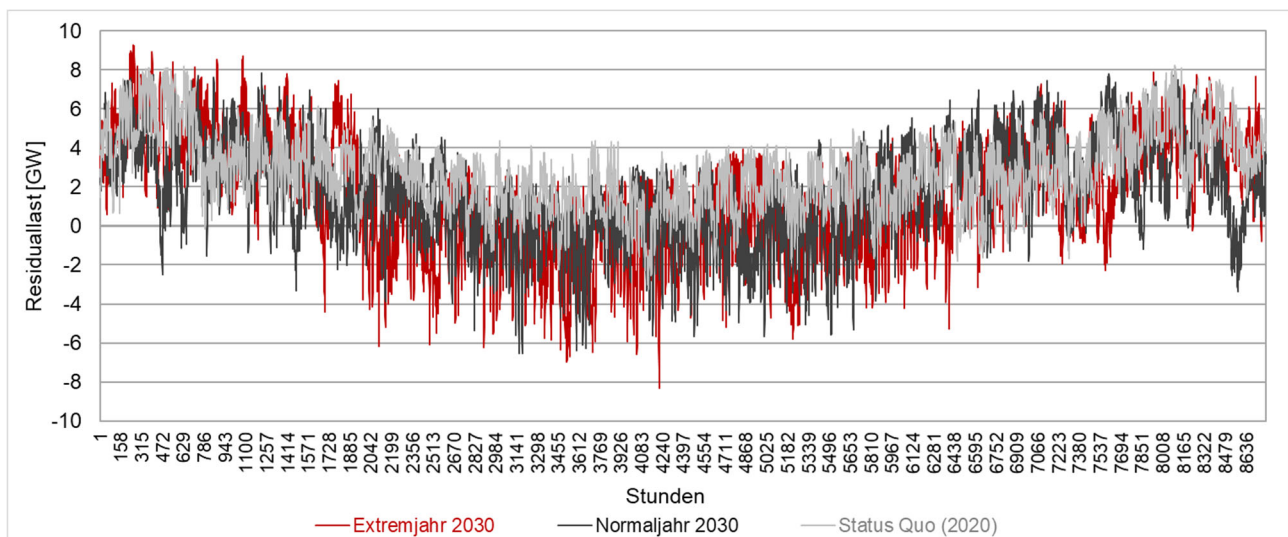


Abbildung 101: Status Quo (2020) und Szenarienvergleich (2030) zum zeitlichen Verlauf der Residuallast (Quelle: basierend auf (ENTSO-E, 2021a) bzw. eigenen Berechnungen)

Abbildung 101 illustriert den zeitlichen Verlauf der Residuallast heute (2020 – auf Basis von Strommarktstatistiken) und morgen (2030 – gemäß Modellierung), während Abbildung 102 den zeitlich untergliederten Flexibilitätsbedarfs (links) die Jahresbilanz der Residuallast (rechts) vergleichend darstellt.

⁹⁰ Die Größe „Residuallast“, welche die Differenz zwischen (starrer) Last und der Stromerzeugung aus vEE bemisst, beschreibt eben diesen Zusammenhang in dienlicher Art und Weise.

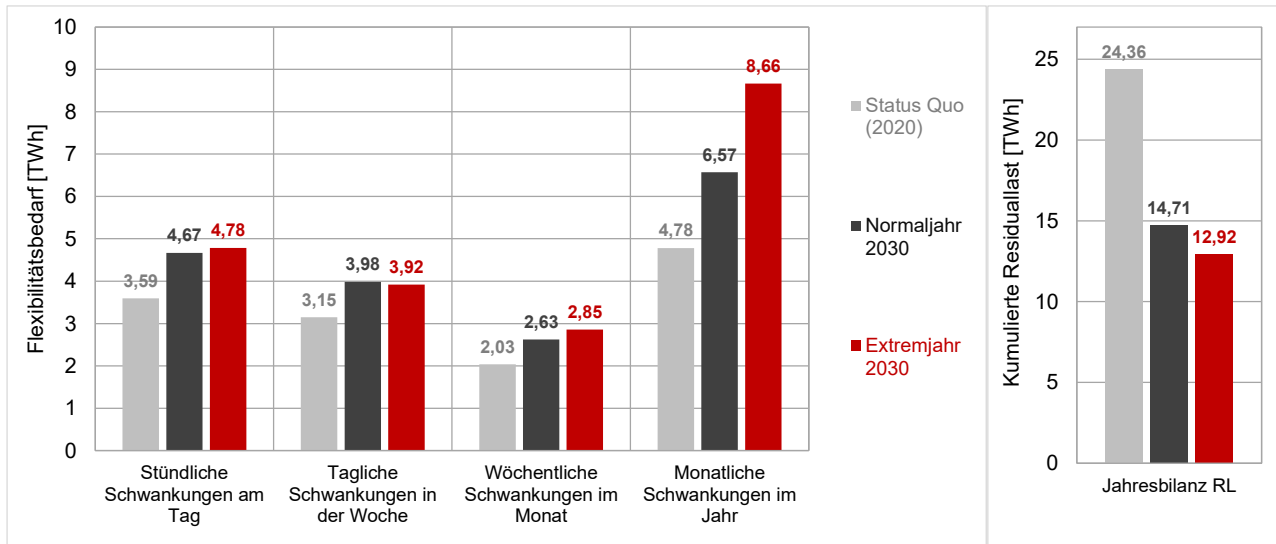


Abbildung 102: Status Quo (2020) und Szenarienvergleich (2030) des zeitlich untergliederten Flexibilitätsbedarfs (links) inkl. Angabe der Jahresbilanz der Residuallast (rechts) (Quelle: basierend auf (ENTSO-E, 2021a) bzw. eigenen Berechnungen)

Wie aus Abbildung 102 (rechts) ersichtlich, zeigt ein **Vergleich der Residuallast** heute (2020 – auf Basis von Strommarktstatistiken) und morgen (2030 – gemäß Modellierung) in der Jahresbilanz einen deutlichen Rückgang der Residuallast – von heute 24,4 TWh auf künftig 12,9-14,8 TWh, je nach Szenario. Dies widerspiegelt den antizipierten Wandel im Stromsystem, also des gemäß UBA-WAM/NEKP Szenario anvisierten massiven Ausbaus erneuerbarer Energien. Der Zuwachs an Stromerzeugung aus insbesondere vEE verändert die Stromaußenhandelsbilanz (d.h. Österreich würde im Jahressaldo im Jahr 2030 einen Exportüberschuss erzielen) und bedingt generell einen Rückgang an residualer Last. Bei positiven Maxima der Residuallast ist nahezu keine Veränderung zu beobachten, während hinsichtlich negativer Spitzen ein deutliches Anwachsen zu beobachten ist – von heute -3,25 GW auf künftig -6,55 bis -8,3 GW, was gemäß dem antizipierten massiven Ausbaus vEE erwartbar erscheint.

Hinsichtlich der zeitlichen Dynamik der Residuallast zeigen 2020 Daten beachtliche Gradienten, sowohl positive (6,25 GW/h) als auch negative (-4,35 GW/h). Die Modellierung des Jahres 2030 liefert hierzu ein verhaltenes Bild – demgemäß wäre ein deutlicher Rückgang dieser Dynamik zu erwarten. Hauptgrund hierfür ist der anvisierte massive Ausbau vEE und der damit verbundene Rückgang an residualer Last. Sinkt die Residuallast absolut, so erscheint auch ein Absinken der Gradienten plausibel. Des Weiteren ist hier zu erwähnen, dass im stündlichen Verlauf generell eine gute Übereinstimmung zwischen dem Erzeugungsprofil der PV und dem Lastprofil der Stromnachfrage besteht, was angesichts des anvisierten PV-Ausbaus ggf. ebenso eine ausgleichende Wirkung auf die Dynamik der Residuallast erwarten lässt.

Ein **Blick auf den ermittelten Flexibilitätsbedarf** (vgl. Abbildung 102) zeigt in der kurzen Frist, also hinsichtlich der stündlichen Schwankungen im Vergleich zum Tagesmittel, einen Anstieg – von heute 3,6 TWh an jährlicher Flexibilitätsbedarfssumme⁹¹ auf 4,6 bis 4,8 TWh im Jahr 2030, was einem Anstieg von 30 % bis 33 % entspricht. Die Schwankungsbreite zwischen den Szenarien bleibt hier gering. In der mittleren Frist zeigt sich ein ähnliches Muster, während in der langen Frist, also bei Betrachtung der monatlichen Schwankungen im Jahr, ein deutlicher Anstieg an Flexibilitätsnachfrage zu beobachten ist. Liegt dieser Flexibilitätsbedarf heute bei 4,8 TWh, so ist künftig eine Nachfrage von 6,6 bis 8,7 TWh zu erwarten – dies entspricht einem Anstieg um 37 % bis hin zu 81 % im Vergleich zu heute (2020). Hier treten auch klare Unterschiede zwischen den Szenarien auf – diese sind wetterbedingt und so ist der langfristige Flexibilitätsbedarf erwartungsgemäß im Szenario „Extremjahr 2030“ am größten (8,7 TWh).

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass **die Modellierung des Jahres 2030 einen Anstieg des Flexibilitätsbedarfs im Vergleich zu heute aufzeigt, konkret also hinsichtlich der zeitlichen Schwankungen der residualen Last, während der absolute Bedarf an residual zu deckender Last als Folge des anvisierten Ausbaus Erneuerbarer deutlich abnimmt.**

⁹¹ Siehe Abschnitt 3.1.1 bezüglich einer Definition der hier verwendeten Begrifflichkeiten bzw. Indikatoren.

Zur **Deckung des Flexibilitätsbedarfs** stehen prinzipiell unterschiedliche Flexibilitätsoptionen zur Verfügung. Hierbei zeigt sich gemäß Modellierung folgendes Einsatzmuster:

- Verbraucherseitige Optionen (Lastverschiebung in Haushalt, Gewerbe und Industrie, E-Autos, Wasserstofferzeugung etc.) tragen zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen in der Residuallast bei, leisten jedoch (nahezu) keinen Beitrag zum saisonalen Ausgleich in der langen Frist.
- Großbatterien, falls im Strommarkt 2030 verfügbar (vgl. die entsprechende Sensitivität hierzu), würden in analoger Form zu flexiblen Verbrauchern einen Beitrag zur Bedarfsdeckung in der kurzen Frist liefern. Deren Verfügbarkeit und Einsatz würde im Wesentlichen den Einsatz thermischer Kraftwerke, insbesondere von Gaskraftwerken, vermindern, hätte aber nur marginale Auswirkungen auf die Anwendung verbraucherseitiger Optionen.
- Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke erlauben einen flexiblen Einsatz in allen Zeitbereichen. Aufgrund realer Einsatzmuster ist deren Beitrag im Regelfall höher in der kurzen und mittleren Frist sowie zur Deckung der Residuallast über das Gesamtjahr betrachtet, also hinsichtlich der Bereitstellung der Jahressumme der Residuallast. Im Allgemeinen ist festzuhalten, dass die (Pump)Speicherwasserkraft von zentraler Bedeutung zur Deckung der Nachfrage an Systemflexibilität im heimischen Strommarkt heute ist – und dies ist auch für morgen (2030) zu erwarten. Hierbei ist zu beachten, dass gemäß Modellierung neben dem gemäß Vorgaben (UBA WAM/NEKP Szenario) geplanten Ausbau auch ein deutlicher zusätzlicher Ausbau der Pump- und Turbinenleistung (1,5 GW zusätzliche Turbinenleistung, 1,3 GW zusätzliche Pumpleistung) zweckdienlich erscheint, sodass diese Flexibilitätsoption im „Krisenfall“ auch in vollem Ausmaß zur Verfügung stehen würde.
- Thermische Kraftwerke, konkret erdgasbetriebene KWK-Anlagen, zeigen im Regelfall ein hierzu gegenläufiges Muster: Ihr Beitrag ist tendenziell am größten in der langen Frist, also zum saisonalen Ausgleich der monatlichen Schwankungen im Vergleich zum Jahresmittel, und bei der Bereitstellung der Jahressumme der Residuallast, während in der kurzen Frist nur geringfügig der anfallende Flexibilitätsbedarf durch diese Option gesenkt wird. Dies ist sowohl heute (2020) zu beobachten (vgl. Abbildung 70 bzw. Abbildung 34), als auch gemäß Modellierung im Jahr 2030 (vgl. Abbildung 70 bzw. Abbildung 55).
- Der Stromaustausch ist eine zentrale Flexibilitätssäule des heimischen Strommarkts, sowohl um Überschüsse zu nutzen als auch um Defizite auszugleichen. Der Beitrag zum saisonalen Ausgleich, also zum Decken der höheren Residuallast in den Wintermonaten, fällt bei dieser Flexibilitätsoption deutlich am größten aus, auch im Vergleich zu anderen Optionen. In der kurzen Frist, also zum Ausgleich stündlicher Schwankungen am Tag, ist es umgekehrt. Hier exportiert Österreich kurzfristige Flexibilität an die Nachbarländer.

Redispatch

Auf Basis der stündlichen Ergebnisse der Energiemarktmodellierung wurde in weiterer Folge der Flexibilitätsbedarf für Redispatch berechnet. Dazu wurden – basierend auf den stündlichen Ergebnissen des Marktmodells – prozentuelle Leitungsauslastungen für alle installierten Leistungen in Österreich berechnet, und auftretende Überlastungen mittels eines Algorithmus zur Abrufung von Redispatch aufgelöst. Anschließend wurden wieder die bereits erwähnten Szenarien verglichen. Infolgedessen zeigten sich nur wenige Unterschiede in der Aktivierung von Redispatch und eine ähnliche durchschnittliche Auslastung auf den kritischen Leitungen des Übertragungsnetzes. Die Untersuchung des konkreten Flexibilitätseinsatzes zeigt einen maximalen Bedarf an Flexibilität von ± 1.500 MW (Normaljahr 2030) und ± 1.900 MW (Extremjahr 2030) für Redispatch, sowie einen Gesamtenergiebedarf von rund ± 880 GWh (1.455 GWh laut Annual Report der APG in 2020). Eine Vergleichssimulation ohne Netzausbau zeigte kaum zu bewältigende Überlastungen und unterstreicht somit die Notwendigkeit der geplanten Neubau- und Erneuerungsprojekte.

Verteilernetzanwendungen

Als größte Herausforderung der Verteilernetzanwendungen wird in dieser Studie die zunehmende Durchdringung von dezentralen Erzeugern und neuen Verbrauchern im Verteilernetz, und die damit einhergehende Betreibung dieser Netzebene an den technischen Grenzen, identifiziert. Mögliche Maßnahmen dem entgegenzuwirken, sind netztopologische Maßnahmen (z.B. Schaltzustand, Stufensteller), in Netzanschlussbedingungen bzw. in technischen Regeln definierte Maßnahmen (Q(U), P(U) Regelung, Blindleistungsmanagement, Spannungsregelung, eingeschränkter Netzzugang für Verbraucher oder Erzeuger), Netztariflich abgedeckte Maßnahmen (unterbrechbare Lieferungen) und marktbasierter Flexibilität. Hinsichtlich des Einsatzes von Flexibilitätsmaßnahmen im Hoch- und Mittelspannungsnetzen kann auf Basis von nationalen und internationalen Erfahrungen folgendes festgehalten werden:

- Eine messtechnische Erfassung der realen Netzsituation erlaubt es von Worst-Case-Annahmen in der Netzplanung abzugehen. Durch das laufende Monitoring der realen Netzsituationen können sowohl erweiterte Reserven/Kapazitäten nutzbar gemacht werden, als auch kritische Netzbereiche aufgezeigt und identifiziert werden.
- Netztopologische Maßnahmen sind eine sehr effiziente Lösung (z.B. temporäre oder dauerhafte Ringschlüsse). Es wird erwartet, dass dies in Zukunft verstärkt möglich sein wird, da immer mehr Netzbetreiber auch die Mittelspannungsnetze vollständig in ihre Leitsysteme integrieren. Mit einem höheren Automatisierungsgrad und der Integration in Leitsysteme sind Umschaltungen im Netz vereinfacht durchführbar.
- In Netzanschlussbedingungen bzw. in Grid Codes definierte Maßnahmen (vgl. in Österreich Technische Regeln für Erzeuger) wie Blindleistungsbereitstellung und spannungsgeführte Wirkleistungsregelung sind geeignete Maßnahmen für die Steigerung der Aufnahmekapazität von bestehender Netzinfrastruktur.
 - Optimieren von lokalen Regelungen wie Q(U) bei Einspeisern und Sollwertoptimierung von Stromkompoundierung in Umspannwerken.
 - Erweiterte Regelungen erfordern ein Prozessleitsystem bzw. Kommunikationsinfrastruktur
 - Regelung des Umspanners auf Basis von Messwerten im Netz
 - Koordinierte Spannungsregelung (Umspanner und Erzeugungsanlagen)
- Netztariflich abgedeckte Maßnahmen wie unterbrechbare Lieferungen (vgl. Wärmepumpentarif) stellen weiterhin eine sehr geeignete Möglichkeit für die Vermeidung von kurzfristigen Engpässen dar. Unterbrechbare Lieferungen erlauben eine Lastverschiebung im Falle von Kapazitätsengpässen.
- Mit der Weiterentwicklung von Netzleitsystemen ist in der Hochspannungsebene eventuell der Einsatz marktbasierter Flexibilität analog zu bestehenden Produkten im Übertragungsnetz möglich. Im Mittelspannungsnetz ist marktbasierter Flexibilität nur sehr eingeschränkt nutzbar, da Kapazitätsengpässe sehr lokal auftreten und nur wenige Netznutzer als potenzielle Flexibilitätsbereitsteller in Frage kommen.

Hinsichtlich des Einsatzes von Flexibilität im Niederspannungsnetz kann auf Basis der nationalen und internationalen Erfahrungen folgendes festgehalten werden:

- Wie im Mittelspannungsnetz erlaubt auch im Niederspannungsnetz eine messtechnische Erfassung der realen Netzsituation ein Abgehen von Worst-Case-Annahmen in der Netzplanung. Durch das laufende Monitoring der realen Netzsituationen können sowohl erweiterte Reserven/Kapazitäten nutzbar gemacht werden als auch kritische Netzbereiche aufgezeigt und identifiziert werden. Die Leitungslängen sowie Anzahl der Betriebsmittel, Kunden und damit zu betrachteten Knoten sind jedoch im Niederspannungsnetz ungleich höher. Damit steigt der Aufwand für die Analysen und die Anzahl der für ein Monitoring notwendigen Messgeräte.
- Die oben angeführten Studien und Untersuchungen zu innovative Netzkomponenten, wie regelbare Ortsnetztransformatoren und Strangregler, zeigen ein großes Potential die Aufnahmekapazität von Niederspannungsnetzen kosteneffizient zu erhöhen. Aus diesem Grund müssen sie in Netzplanungsprozessen als Alternativen berücksichtigt werden.
- In Netzanschlussbedingungen definierte Maßnahmen (wie Spannungsregelung, Blindleistungsmanagement, Q(U) Regelung oder auch die 70 %-Regelung in Deutschland) können zu einer wesentlichen Entlastung der Netze beitragen. Dies gilt auch für netztarifliche Maßnahmen wie unterbrechbare Lieferung (vgl. Wärmepumpentarif). Eine Umsetzung eine 70 %-Abregelung sollte in Österreich angedacht bzw. diskutiert werden.
- Auch im koordinierten Betrieb von Verbrauchern (z.B. Ladung von E-Autos) und Erzeugeranlagen (z.B. PV) gemeinsam mit Speichern liegt großes Potential zur Vermeidung von Erzeugungs- bzw. Lastspitzen. Ob solche Maßnahmen tatsächlich in der Netzplanung genutzt werden können, hängt davon ab, ob sie in der Praxis auch zuverlässig funktionieren. Auf aggregierter Ebene können sich nutzbare Korrelationen von Erzeugung von Verbrauch ergeben. Betrachtet man jedoch einzelne Niederspannungsabzweige, muss eine verlässliche Vermeidung von Erzeugungs- bzw. Lastspitzen genau überprüft werden.
- Netztopologische Maßnahmen sind nur sehr schwer zu realisieren, da Niederspannungsnetze als Strahlennetze betrieben werden und nahezu keine Umschaltmöglichkeiten vorhanden sind. Des Weiteren sind Niederspannungsnetze nicht automatisiert.

- Marktbasierte Flexibilität ist nur sehr eingeschränkt nutzbar, da Kapazitätsengpässe sehr lokal auftreten und wenige Netznutzer als potenzielle Flexibilitätsersteller in Frage kommen.

Generell muss festgehalten werden, dass die wirtschaftliche Bewertung der Lösungen im Niederspannungsnetz sehr sensitiv auf die Annahmen bezüglich laufender Kosten (OPEX) der Lösungen ist. Die tatsächlichen operativen Kosten werden erst mit den Erfahrungen aus einem breiteren Einsatz der Lösungen bekannt werden. Auf jeden Fall müssen die Lösungen einfach und auch sehr robust (Stichwort Wartungsaufwand) sein. In der Netzplanung müssen daher sehr konservative OPEX Annahmen getroffen werden.

Um Flexibilitätsoptionen in allen Spannungsebenen des Verteilernetzes bewerten zu können, bedarf einer Methode für die Bestimmung der technischen Flächenwirksamkeit des breiten Einsatzes in Kombination mit verschiedenen netztechnischen Maßnahmen (Netzrestrukturierungs-, Betriebsstrategien) unter Berücksichtigung des verstärkten Einsatzes zukünftiger Technologien wie dezentrale Stromerzeugungsanlagen und Elektromobilität. Diese muss folgende Punkte umfassen:

- Entwicklung von zukünftigen Rolloutszenarien sowie Regionalisierung und Lokalisierung relevanter Energie-Technologien wie Photovoltaik, Elektrofahrzeuge, sowie elektrische Heizungs- und Kühlsysteme in den Verteilernetzen
- Spezifikation und Modellierung unterschiedlicher Maßnahmen zur Ertüchtigung der Verteilernetzinfrastruktur inklusive der Berücksichtigung verschiedener Flexibilitätsoptionen
- Definition und Beschreibung von Berechnungsansätzen für die Bestimmung des zukünftigen Netzausbaubedarfs anhand der definierten Zukunftsszenarien
- Bewertung der technischen Wirksamkeit der definierten Maßnahmen sowie deren Kombination mithilfe von umfassenden Netzsimulationen

Portfolio Optimierung

Im Zuge der Studie wurde, mit Fokus auf den Ausgleich von Fahrplanabweichungen, die Verwendung von Flexibilität bei der Intraday-Portfolio-Optimierung näher beleuchtet. Grundsätzlich gilt, dass der Flexibilitätsbedarf über eine Nachbildung oder Befragung der Bilanzgruppe ermittelt, oder über eine Analyse der Prognoseabweichungen der einzelnen Technologien bzw. des Verbrauchs abgeschätzt, werden kann. Der Fokus der Analyse lag auf der historischen Prognoseabweichungen mit Fokus auf Wind-Technologien, welche mittels einer deskriptiven statistischen Analyse für den Zeitraum Januar 2020 bis Februar 2021 durchgeführt wurde. Es zeigte sich, dass bereits im Jahr 2020 ein signifikanter Flexibilitätsbedarf für den Ausgleich der Winderzeugung durch Bilanzgruppen herrscht. Zudem zeichnet sich ein Anstieg des zu erwartenden benötigten Flexibilitätsbedarfs für Intraday- und Ausgleichsenergie durch den geplanten Zubau von Winderzeugung ab, wobei hier mit etwa einer Verdopplung des Flexibilitätsbedarfs zu rechnen ist.

Regelreservebedarf

Die Abschätzung des Regelreservebedarfs wurde je nach Typ unterschiedlich vorgenommen. Die Momentanreserve wurde über eine Abschätzung ausgehend von einer vorhergehenden Literaturrecherche ermittelt. Die Bedarfsbestimmung für FCR wurde über ExpertInneneinschätzungen, ausgehend von der Bedarfsberechnungsmethode für FCR, eingeholt. Für die anderen Regelleistungstypen (aFRR, mFRR) wurde eine qualitative/historische Betrachtung herangezogen, da eine quantitative, wahrscheinlichkeitstheoretische Abschätzung auf Grund der hohen Unsicherheit bei den relevanten Einflussfaktoren nicht möglich ist. Es hat sich gezeigt, dass im Verbundnetz mit dem Wegfall konventioneller Momentanreserve ein Anstieg des Bedarfs an schneller Regelleistung zu erwarten ist, der jedoch in Österreich durch die durch Wasserkraft bereitgestellte Schwungmasse gedeckt werden kann. Es wird keine Erhöhung des FCR-Bedarfs erwartet. Insbesondere ist nicht von einer relevanten Veränderung des Referenzstörfalls bis 2030 zu rechnen. Die Bedarfsprognose für FCR ist jedoch mit einer hohen Unsicherheit behaftet. So kann eine Erhöhung des FCR-Bedarfs durch Stundensprünge, eine Veränderung der Kraftwerksausfallinzidenz und durch die Erbringung aus Einheiten mit limitierenden Energiespeichern nicht ausgeschlossen werden. Für aFRR und mFRR legt eine qualitative Betrachtung der relevanten Einflussfaktoren einen leichten Anstieg des Bedarfs bis 2030 nahe. Weder von einer Zunahme internationaler Kooperation, einer Veränderung der Lastprognosefehler, noch durch die Wahrscheinlichkeit und Höhe von Kraftwerksausfällen wird eine relevante Veränderung des aFRR/mFRR-Bedarfs erwartet. Während von der Struktur des Strommarktes sowie einer Verbesserung der Prognosegüte für variable Erneuerbare ein senkender Einfluss auf den aFRR/mFRR-Bedarf zu erwarten ist, ist davon

auszugehen, dass der erhöhende Einfluss des Zubaus variabler Erneuerbarer überwiegt, sodass insgesamt mit einem leichten Anstieg des aFRR/mFRR-Bedarfs zu rechnen ist.

Zusammenfassung

Die Trends des Bedarfs an kurzfristiger Flexibilität der verschiedenen Flexibilitätsnachfrager werden in Tabelle 68 dargestellt. Es zeigt sich, dass der kurzfristige Flexibilitätsbedarf bei allen Flexibilitätsnachfragern steigt - bis auf Redispatch, wo zu erwarten ist, dass der geplante Netzausbau der APG die Nachfrage nach Flexibilität verringern wird (unter Berücksichtigung dieser Maßnahmen ist nur eine leichte Abnahme im Vergleich zu 2020 in der Simulation zu sehen: ähnliche Häufigkeit des Abrufs und rund 25% reduzierter Maximalflexibilitätsbedarf). Bei der Analyse des Energiemarkts zeigt sich der größte Bedarfszuwachs bei der mittel- und langfristigen Flexibilität, also dem Ausgleich der saisonalen Schwankungen in der residualen Last.

Tabelle 68: Überblick der Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs der jeweiligen Flexibilitätsnachfragern

	Trend - Bedarf an kurzfristige Flexibilität bis 2030
Energiemarkt	Schwacher bis mittlerer Anstieg bei kurzfristigen Schwankungen der RL, starker Anstieg hinsichtlich der langfristigen (saisonalen) Schwankungen
Redispatch	leichte Abnahme ⁹²
Verteilernetzanwendungen	starker Anstieg
Kurzfristige Windportfolio-Vermarktung	starker Anstieg
Regelreserve	neutral - leichter Anstieg

Interaktionen zwischen den verschiedenen Flexibilitätsnachfragern

Als letzter Punkt wurde in der vorliegenden Studie die Interaktion zwischen den verschiedenen Flexibilitätsnachfragern analysiert. Es zeigt sich, dass es viele relevante Interaktionen zwischen den Nachfragern nach Flexibilität gibt, die die Verfügbarkeit bzw. den Bedarf nach Flexibilität für andere Nachfrager beeinflusst. Diese Zusammenhänge sind in Tabelle 64 zusammengefasst.

Fazit

In dieser Studie zeigt sich, dass der Bedarf nach Flexibilität bis 2030 für 4 von 5 Flexibilitätsnachfragern weiter steigen wird. Es zeigt sich auch, dass es daher notwendig ist, tatsächlich nutzbare Potentiale weiter zu erschließen und diese sowohl für die Märkte als auch für das Verteilernetz verfügbar zu machen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass für das Verteilernetz nur die Flexibilität eingesetzt werden kann, die auch lokal vor Ort sowie in der richtigen Netzebene verfügbar ist.

Es verbleiben noch weitere offene Forschungsfragen, etwa in Hinblick darauf, wie der Einsatz von Flexibilität noch verbessert werden kann. Dazu zählen beispielsweise die Prozesse in Bezug auf die Interaktion TSO und DSOs sowie auch das Regulativ für die Verwendung der Flexibilität im Verteilernetz.

⁹² Dies ist vor allem durch die Umsetzung der im NEP geführten Übertragungsnetzausbauprojekte bis 2030 möglich, ohne deren Einfluss ein starker Anstieg des Bedarfs an Flexibilität zur Vermeidung von Überlastungen zu beobachten war.

LITERATURVERZEICHNIS

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019. *eXtremOS - Ländersteckbriefe für 16 europäische Länder*, München: s.n.

40Hertz, Amprion, Tennet & TransnetBW, 2021. *DISKUSSIONSPAPIER ZUR WEITERENTWICKLUNG DES DEUTSCHEN REGELRESERVEMARKTES*. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: s.n.

A1 Energy Solutions, 2021. <https://www.a1energysolutions.at/regelenergie-pool/>. [Online].

AEA - Austrian Energy Agency, 2015. *TABULA WebTool*. [Online]
Available at: <https://webtool.building-typology.eu/?c=all#bm>

AIT, 2021. *ABS4TSO*. [Online]
Available at: <https://www.ait.ac.at/themen/smart-grids/projects/abs4tso>

AIT, 2021. *EVPP - Electric Vehicle Car Park Peak Power Too*. [Online]
Available at: <https://evpp.ait.ac.at/>

AIT, 2021. *flexplus*. [Online]
Available at: <https://www.flexplus.at/>

AIT, 2021. *Projekt Batteriestabil*. [Online]
Available at: <https://www.ait.ac.at/themen/smart-grids/projects/batteriestabil/>

Amann, C., 2014. *LoadShift - Lastverschiebung bei gewerblichen Anwendungen: Lebensmittelkühlung und Dienstleistungsgebäude*, s.l.: s.n.

Apel, R. et al., 2012. *Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration. Lastverschiebungspotentiale in Deutschland*, Frankfurt am Main: Energietechnische Gesellschaft im VDE.

APG, 2018. *APG - Marktinformationen*. [Online]
Available at: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/Erzeugung-pro-Typ> [abgerufen am 3. Dezember 2018]

APG, 2020a. [Online]
Available at: <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung>

APG, 2020b. *Netzentwicklungsplan 2020 für das Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG (APG). Planungszeitraum: 2021 - 2030. Planungsstand: August 2020*, Wien: s.n.

APG, 2021a. *Installierte Kraftwerksleistung*. [Online]
Available at: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/installierte-leistung>

APG, 2021. *apg.at*. [Online]
Available at: <https://www.apg.at/de/media-center/presse/2021/06/10/partielle-sonnenfinsternis>

APG, 2021b. *Markttransparenz. Übertragung. Lastflüsse*. [Online]
Available at: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Uebertragung/Lastfluesse> [Zugriff am 20.05.2021].

Ausfelder, F., Seitz, A. & von Roon, S., 2018. *Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie. Methodik, Potentiale, Hemmnisse. Flexibilitätsoptionen und Perspektiven in der Grundstoffindustrie im Kopernikus-Projekt SynErgie*. Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie.

Austrian Power Grid AG, Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH, 2017. *Betriebsvereinbarung für den LFR-Block*. s.l.:s.n.

Austria, S., 2020b. *Nutzenergieanalyse*, Wien: s.n.

Austropapier, 2020. *Branchenbericht 2019/20*, Wien: Vereinigung der Österreichischen Papierindustrie.

Ayoub, T. et al., 2020. *Beschreibung Flex+ Plattform und User Interface*, s.l.: s.n.

BEÖ, 2020. *E-Autos in Österreich von Bundesverband Elektromobilität Österreich*. [Online]
Available at: <https://www.beoe.at/statistik>

- Berger, H., Eisenhut, T., Polak, S. & Hinterberger, R., 2011. *Demand Response Potential of the Austrian industrial and commerce sector*, s.l.: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.
- Bergner Joseph, W. J. T. T. Q. V., 2014. *Einfluss der Sonnenfinsternis im März 2015 auf die Solarstromerzeugung in Deutschland*, s.l.: s.n.
- Bergner, J. & Siegel, B., 2021. *PV-Wegweiser - Leitfaden für die Planung von PV-Anlagen und der solaren Eigenversorgung. Forschungsprojekt PV2City*, s.l.: Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin.
- Biermayr, P. et al., 2020. *Innovative Energietechnologien in Österreich: Marktentwicklung 2019*, s.l.: Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.
- Blesl, M. & Kessler, A., 2013. *Energieeffizienz in der Industrie*. Berlin: Springer Berlin Heidelberg.
- BMK, 2021. *Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Energie. EU / International. Aktionsplan..* [Online]
Available at: https://www.bmk.gv.at/themen/energie/europ_int/eu/action_plan.html
[Zugriff am 16 09 2021].
- BMVIT, 2016. *Österreich unterwegs 2013/2014*. [Online]
Available at: https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:fbe20298-a4cf-46d9-bbee-01ad771a7fda/oeu_2013-2014_Ergebnisbericht.pdf
- BMWWF, 2016. *Stromliste*. [Online]
Available at: <https://stromliste.at/nuetzliche-infos/wasserkraft>
- Brändle, G., Schönfisch, M. & Schulte, S., 2020. Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen. *EWI Working Paper, No 20/04*, November.
- Brückl, O., 2006. *Dissertation*. s.l.:TUM.
- Brunner, H., 2015a. *DG DemoNet – Smart LV Grid – Erkenntnisse für die Integration dezentraler Erzeugung*, Wien: s.n.
- Brunner, H., 2015. *Endbericht: DG DemoNet – Smart LV Grid - Control concepts for active low voltage network operation with a high share of distributed energy resources*, Wien: Klima- und Energiefonds.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), 2012. *Wassergewinnung, -aufbereitung und -verteilung*. [Online]
Available at: <https://www.bmu.de/themen/wasser-abfall-boden/binnengewaeser/trinkwasser/wasserwerk-wassergewinnung-aufbereitung-und-verteilung/>
- Bundesministerium Klimaschutz, U. E. M. I. u. T., 2021. *Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz*. s.l.:s.n.
- BUW, 2016. *Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen*, s.l.: Bergische Universität Wuppertal .
- BVES, 2016. *Bundesverband Energiespeicher*. [Online]
Available at: https://www.bves.de/wp-content/uploads/2016/03/FactSheet_chemisch_P2G.pdf
- BWE, 2021. [Online]
Available at: <https://www.wind-energie.de/themen/netze/netzanschluss/>
- CEER, 2020. *CEER Paper on DSO Procedures of Procurement of Flexibility*, Brüssel: Council of European Energy Regulators.
- Christensen, A., 2020. *Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe*, s.l.: s.n.
- Consentec, 2020. *Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland. Erläuterungsdokument im Auftrag der deutschen regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber..* s.l.:s.n.
- consentec, 2020. *Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems*, s.l.: s.n.
- COWI Consortium, 2016. *Impact assessment study on downstream flexibility, price flexibility, demand response & smart metering. Final report*, Brüssel: COWI Consortium.

Danish Energy Agency and Energinet, 2020. *ens.dk*. [Online]
 Available at: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-energy-storage>

DEA, 2016. *Technology Data. Generation of Electricity and District heating. Technology descriptions and projections for long-term energy system planning. Latest amendment: April 2020*, s.l.: s.n.

dena, 2014. *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030*, Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

dena, 2020. *dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*, Berlin: Deutsche Energie Agentur.

dena, 2020. Projekt DG DemoNetz Validierung.

Der österreichische Installateur, 2020. *www.derinstallateur.at*. [Online]
 Available at: <https://www.derinstallateur.at/singleview/article/smarter-warmwasserspeicher-federt-netzschwankungen-ab>

D'Halluin, P., Rossi, R. & Schmela, M., 2020. *European Market Outlook For Residential Battery Storage 2020-2024*. , s.l.: SolarPower Europe.

Directorate-General for Research and Innovation, 2017. *Technology readiness level. Guidance principles for renewable energy technologies: final report*, Brüssel: Europäische Kommission.

Duda, W. H., 1977. *Internationale Verfahrenstechniken der Zementindustrie: Rechenverfahren, Formeln, Diagramme, Tabellen. 2. Aufl.*. Wiesbaden: s.n.

E-Control, 2013-2020. *Stromkennzeichnungsbericht 2013-2020*, Wien: E-Control.

E-Control, 2018. *Status der Versorgungssicherheit- Die Herausforderungen der Stromzukunft und ihre Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit*. Wien, E-Control.

E-Control, 2019. *Betriebs- und Bestandsstatistik*. Wien: E-Control.

E-Control, 2020a. *Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich 2020*, Wien: E-Control.

E-Control, 2020b. *Stromkennzeichnungsbericht 2020*, s.l.: E-Control.

E-Control, 2020. *Statistikbrochüre 2020*, Wien: E-Control.

E-Control, 2021. *Auswertung Verteilnetzbetreiber. Zur Verfügung gestellte Daten zur regionalen Verteilung der Einspeiser auf Verteilnetzebene..* Wien: E-Control.

energie-experten.org, 2021. *Dunkelflaute*. [Online]
 Available at: <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/oekostrom/energiespeicher/dunkelflaute>

ENTSO-E, 2018. *TYNDP 2018*. [Online]
 Available at: <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>
 [Zugriff am 12 03 2021].

ENTSO-E, 2019. *Report on Deterministic Frequency Deviations*, s.l.: s.n.

ENTSO-E, 2020. *The inertia challenge in Europe - Present and long-term perspective*, s.l.: s.n.

ENTSO-E, 2021a. *ENTSO-E Transparency Platform*. [Online]
 Available at: <https://transparency.entsoe.eu/>
 [Zugriff am 12 03 2021].

ENTSO-E, 2021. *All Continental Europe TSOs' proposal for the definition of a minimum activation time period required for FCR providing units or groups with limited energy reservoirs*, s.l.: s.n.

ENTSO-E, 2021. *TYNDP 2020*. [Online]
 Available at: <https://tyndp.entsoe.eu/>

Esterl, T., 2016. *iWPP-Flex Projekt Endbericht, Österreichisches Forschungsprojekt (FFG-Nummer 848894)*, Wien: Klima- und Energiefonds.

- Esterl, T., Rab, N. & Leimgruber, F., 2016. *Abhängigkeiten der Sekundärreserve - Abrufe und Preise*. Wien, TU Graz.
- European Commission Joint Research Centre, 2007b. *Reference Document on Best Available Techniques in the Ceramic Manufacturing Industry*, s.l.: s.n.
- European Commission Joint Research Centre, 2007. *Reference Document on Best Available Techniques for the Manufacture of Large Volume Inorganic Chemicals. Solids and Others industry..* s.l.:s.n.
- Eurostat, 2018. *SHARES (Renewables) - Eurostat*. [Online]
Available at: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares> [abgerufen am 3. Dezember 2018]
- Eurostat, 2021. *Statistics on the production of manufactured goods. Total production by PRODCOM list (NACE Rev. 2) - annual data..* [Online]
Available at: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/prodcom/data/database>
- Fachverband der Glasindustrie, 2020. *Jahresbericht 2019*. WKO., Wien: WKO.
- Fachverband der Stein- und keramischen Industrie, 2020. *GESCHÄFTSBERICHT 2019/20..*, s.l.: s.n.
- Fattler, S., 2016. *PIVO – Tanken im Smart Grid - AP9 Wirtschaftliche Evaluierung*, s.l.: FfE.
- Fernández-Montes, A. et al., 2015. Energy wasting at internet data centers due to fear. *Pattern Recogn Lett*, pp. 59-65.
- FfE, 2021. <https://extremos.ffe.de>. [Online]
Available at: <https://extremos.ffe.de>
- Fleiger, P. M., Schneider, M. & Treiber, K., 2015. *Future grinding technologies – ECRA’s new research project*. Göteborg, Chalmers University of Technology.
- Fleischhart, M., Knogler, E., Leichtfried, F. & Romm, T., 2015. *Machbarkeitsstudie „Power to Gas“ in der Wärmeversorgung für ein Stadtentwicklungsgebiet am Beispiel "Aspern - Die Seestadt Wiens"*, Wien: MA 20 - Energieplanung.
- Flum, D., Abele, E. & Reidel, O., 2018. Model-based Planning of Energy Flexible Technical Building Services in Production Plants to Integrate Variable Renewable Energies.
- Focken, U., Bümmerstede, J. & Klobasa, M., 2011. *Kurz- bis mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor: öffentlicher Abschlussbericht*, Karlsruhe: Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung.
- Forsyth, O., 2020. *IHS Markit*. [Online]
Available at: <https://ihsmarkit.com/research-analysis/as-frequency-regulation-markets-across-europe-saturate-new-ins.html>
- Fraunhofer ISE, 2021. energy-charts.de. [Online].
- Fraunhofer, 2021. *Kompetenzen für das Wasserstoff-Zeitalter*. [Online]
Available at: <https://www.fraunhofer.de/de/forschung/aktuelles-aus-der-forschung/wasserstoff/vom-material-zum-system.html>
[Zugriff am 11.05.2021].
- Fuchs, M., 2018. *Wasserkraftpotenzialstudie Österreich-Aktualisierung 2018*, Vienna, Austria: Pöyry Austria GmbH im Auftrag von Österreichs E-Wirtschaft.
- Gawlik, W., Kerdegarbakhsh, A., Pešek, M. & Alács, C., 2018. Entwicklung des Bedarfs an schneller Regelleistung im europäischen Verbundsystem. *Elektrotechnik & Informationstechnik*.
- Ghatikar, G., Ganti, V., Matson, N. & Piette, M., 2012. *Demand Response Opportunities and Enabling Technologies for Data Centers: Findings From Field Studies*, Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Glanz, J., 2012. Power, pollution and the internet. *The New York Times*.
- Goldenberg, C., Dyson, M. & Masters, H., 2018. *Demand flexibility. The key to enabling a low-cost, low-carbon grid*, New York, Boulder: Rocky Mountain Institute.

- Graz, T., 2020. *Austria-Forum*. [Online]
Available at: <https://austria-forum.org/af/AustriaWiki/Pumpspeicherkraftwerk>
- Gruber, A., 2017. *Zeitlich und regional aufgelöstes industrielles Lastflexibilisierungspotenzial als Beitrag zur Integration Erneuerbarer Energien (Dissertation)*, Technische Universität München: s.n.
- Gruber, A. & Biedermann, F., 2016. *Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Teilbericht: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher - Lastflexibilisierung in Industrie und GHD*, München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V..
- Gruber, A., von Roon, S. & Fattler, S., 2016. *Wissenschaftliche Projektbegleitung des Projektes DSM Bayern*, s.l.: FfE.
- Guo, Y. & Fang, Y., 2013. Electricity cost saving strategy in data centers by using energy storage. *IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems*.
- Gutschi, C. & Stigler, H., 2008. *otentiale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Österreich*. Graz, Technische Universität Graz.
- H2FUTURE, 2021. *Projektwebseite*. [Online]
Available at: <https://www.h2future-project.eu/news>
- Haag, H., 2013. *Eine Methodik zur modellbasierten Planung und Bewertung der Energieeffizienz in der Produktion (Dissertation)*. Stuttgart: Fraunhofer Verlag, Stuttgarter Beiträge zur Produktionsforschung.
- Hartl, M., Biermayr, P., Schneeberger, A. & Schöfmann, P., 2016. *Österreichische Technologie-Roadmap für Wärmepumpen*, s.l.: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.
- Hecker, C. et al., 2015. Modellierung der flexiblen Energiebereitstellung von Wasserkraftwerken in Europa. *9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*, p. 19.
- Hildmann, M., Pirker, B., Schaffner, C. S. D. & Ulbig, A., 2014. *Pumpspeicher im trilateralen Umfeld Deutschland, Österreich und , s.l.: s.n.*
- Hintemann, R., 2017a. *Trotz verbesserter Energieeffizienz steigt der Energiebedarf der deutschen Rechenzentren im Jahr 2016*, Berlin: Borderstep Institut.
- Hintemann, R., 2017b. *Update 2017: Rechenzentren in Deutschland: Eine Studie zur Darstellung der wirtschaftlichen Bedeutung und der Wettbewerbssituation*, Berlin: Borderstep Institut.
- Hintemann, R. & Clausen, J., 2018. *Bedeutung digitaler Infrastrukturen in Deutschland. Chancen und Herausforderungen für Rechenzentren im internationalen Wettbewerb*, Berlin: Borderstep Institut.
- Hintemann, R. & Hinterholzer, S., 2020a. *Rechenzentren in Europa - Chancen für eine nachhaltige Digitalisierung. Teil 1*, Berlin: Borderstep Institut.
- Hintemann, R., Hinterholzer, S. & Clausen, J., 2020. *Rechenzentren in Europa - Chancen für eine nachhaltige Digitalisierung. Teil 2*, Berlin: Borderstep Institut.
- IEA, 2016. *IEA - Global EV Outlook*. [Online]
Available at: https://iea.blob.core.windows.net/assets/c6fb4849-c171-407e-91de-43d0532c7df9/Global_EV_Outlook_2016.pdf
- IEA, 2019. *The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan.*, s.l.: s.n.
- JenaWasser, 2021. *Modern und energieautark: Die Zentrale Kläranlage Jena*. [Online]
Available at: <https://www.jenawasser.de/startseite/abwasser/zentrale-klaeanlagen/zentrale-klaeanlage-jena>
- Karg, L. et al., 2013. *Lastverschiebungspotenziale in kleinen und mittleren Unternehmen und Erfolgsfaktoren zur Hebung dieser Potenziale*, München/Salzburg: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.
- Kathan, J., 2019a. *Integration of Loads and Electric Storage Systems into advanced Flexibility Schemes for LV Networks*, Wien: Klima- und Energiefonds.
- Kathan, J., 2019b. *Endbericht: leafs – Integration of Loads and Electric Storage Systems into advanced Flexibility Schemes for LV Networks*, Wien: Klima- und Energiefonds.

- Kathan, J., 2019. *Neue Netzteilnehmer hochskalieren: Hochgenaue Netzanalysen mit schnellen Berechnungstools*, Wien: 10. Symposium Communications for Energy Systems.
- KIT, 2017. *Vergleich von Heimspeichern: Performance und Netzdienlichkeit im Test*, Karlsruhe: KIT.
- Klima- und Energiefonds, 2016. *Abschlussbericht der Speicherinitiative. Startphase*, Wien: s.n.
- Klingert, S. & Szilvas, S., 2020. Spinning gold from straw - evaluating the flexibility of data centres on power markets. *Energy Informatics*.
- Klobasa, M., 2007. *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten*. Zürich: s.n.
- Klobasa, M., Erge, T. & Wille-Haussmann, B., 2009. *Integration von Windenergie in ein zukunftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement.*, Karlsruhe, Freiburg: s.n.
- Kommission, E., 2017. *VERORDNUNG (EU) 2017/1485 DER KOMMISSION vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb*. s.l.:s.n.
- Koronen, C., Ahman, M. & Nilsson, L., 2020. Data centres in future European energy systems - energy efficiency, integration and policy. *Energy Efficiency*, pp. 129-144.
- Kranzl, L. et al., 2018. *Wärmezukunft 2050. Erfordernisse und Konsequenzen der Dekarbonisierung von Raumwärme und Warmwasserbereitstellung in Österreich*, Wien: Technische Universität Wien, Energy Economics Group.
- Kranzl, L. et al., 2018. *Wärmezukunft 2050. Erfordernisse und Konsequenzen der Dekarbonisierung von Raumwärme und Warmwasserbereitstellung in Österreich*, Wien: Erneuerbare Energie Österreich.
- Kreuder, L., Gruber, A. & von Roon, S., 2013. *Quantifying the Costs of Demand Response for Industrial Businesses*. München, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH.
- Krutzler, T. et al., 2008. *Anlagenbericht 2007*, Wien: Umweltbundesamt.
- Langrock, T. et al., 2015. *Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien.*, Deassau-Roßlau: Umweltbundesamt..
- Lippitsch, C. & Manner, K., 2017. *Österreichischer Trinkwasserbericht 2017*, Wien: Bundesministerium für Arbeit, Soziales, Gesundheit und Konsumentenschutz.
- Marinelli, M. & C. L. & R. S. & P. X. & C. J. & S. C. & B. M. & S. H. & T. B. N. & H. D. P. & H. S. & C. M. & B. S. & L. M., 2020. *Electric Vehicles Demonstration Projects - An Overview Across Europe*, Torino Italy: 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC).
- Matthiss, B., 2015. *Curtailed Energy of PV Systems – Dependency on Grid Loading Limit, Orientation and Local Energy Demand*, Hamburg: 30th European PV Solar Energy Conference.
- Mauschitz, G., 2021. *Emissionen aus Anlagen der österreichischen Zementindustrie - Berichtsjahr 2020*. Technische Universität Wien: s.n.
- Mobilityhouse, 2021. *Mobilityhouse*. [Online]
Available at: https://www.mobilityhouse.com/de_de/ratgeber/ladezeitenuebersicht-fuer-elektroautos
[Zugriff am 14 9 2021].
- Moser, S. et al., 2015. *LoadShift: Lastverschiebung in Haushalten*, Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.
- Moser, S. et al., 2018. *Diskussionspapier zum Projekt Renwables4Industry*, Wien: Klima- und Energiefonds.
- Müller-Pfeiffer, M., Fleiger, P. & Treiber, K., 2017. *State of the art in cement grinding: First results form VDZ working-group „Comminution“*, Luxemburg: Präsentation ECRA-Seminar Comminution.
- Next Kraftwerke, 2021. *Dunkelflaute*. [Online]
Available at: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/dunkelflaute>
[Zugriff am 2021].
- Next Kraftwerke, 2021. *Regelenergie*. [Online]
Available at: <https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/regelenergie>

- Nykamp, S., Rott, T., Dettke, N. & Kueppers, S., 2015. The project "EiChe" Wettingen: storage as an alternative to grid reinforcements - experiences, benefits and challenges from a DSO point of view. *International ETG Congress 2015*, 17-18 11.
- OE, 2018. *Digitalisierung der Netzführung im Verteilnetz – Netzführung 2025*, Wien: Österreichs Energie.
- Oeding, D. a. B. R. O., 2004. *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Berlin: Springer.
- Österreichs Energie, 2018. *Abschlussbericht des EP Elektromobilität*. [Online] Available at: https://oesterreichsenergie.at/files/Downloads%20Netze/Abschlussbericht_EP-Elektromobilität.pdf
- Österreichs Energie, 2020. *Österreichs Energie*. [Online] Available at: https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2020/2020.11_Studie_NetzberechnungenAT_PVundEV.pdf
- ÖVGW, 2021. *Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach. Aktuell..* [Online] Available at: <https://www.ovgw.at/aktuell/?uncollapse=452> [Zugriff am 08 09 2021].
- P. Riviere; J. Adnot; L. Grignon-Masse; S. Legendre; D. Marchio; G. Nermond; S. Rahim; P. Riviere; P. Andre; L. Detroux; J. Lebrun; J. L'Hoest; V. Teodorose; J. Alexandre, E. Sa; G. Benke; T. Bogner, 2008. *Preparatory study on the environmental performance of residential room conditioning appliances (airco and ventilation)*, Armines, Frankreich: s.n.
- Papaefthymiou, G., Grave, K. & Dragoon, K., 2014. *Flexibility options in electricity systems*, Berlin: ECOFYS Germany GmbH.
- Paulus, M. & Borggreffe, F., 2010. *The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany*. Köln: Institute of Energy Economics (EWI).
- Poplavskaya, K. et al., 2020. *D3.3.1 Market interaction and regulatory framework*, s.l.: s.n.
- Praktiknjo, A., 2013. *Sicherheit der Elektrizitätsversorgung - Das Spannungsfeld von Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit*, Wiesbaden: Springer Vieweg.
- Punzenberger, R. et al., 2019. *Leitfaden PowerPack Immobilie - Das Gebäude der Zukunft*, Wien: Facility Management Austria & Austrian Institute of Technology.
- Raoul, B., 2019. *Development of a Bottom-up Scenario Analysis Network Planning Tool*, Madrid: 25th International Conference on Electricity Distributio.
- regelleistung.net, 2021a. *Information zum Netzregelverbund und der internationalen Weiterentwicklung*, s.l.: s.n.
- regelleistung.net, 2021. *regelleistung.net*. [Online].
- Reinhofer-Gubisch, M., Pucker, J., Frantes, B. & Rezania, R., 2014. *Load Shift. Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen. Projektbericht 7/9*, Graz: Joanneum research, resources - Institut für Wasser, Energie und Nachhaltigkeit.
- Reitze, F. & Jochem, E., 2013. Verarbeitung von Steinen und Erden. In: *Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente*. Stuttgart: Fraunhofer-Verlag (ISI-Schriftenreihe "Innovationspotenziale").
- Resch, G. et al., 2017. *Stromzukunft Österreich 2030 – Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien*. , s.l.: s.n.
- Resch, G. et al., 2021. *Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG)*, Wien: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.
- REserviceS, 2014. *Wirtschaftliche Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Wind und Photovoltaik*, s.l.: s.n.
- Roon, S. v., 2021. *Experteninterview - Jan Dobschinski, Fraunhofer IEE*. s.l.:s.n.

- Sauer, A., Abele, E. & Buhl, H. U., 2019. *Energieflexibilität in der deutschen Industrie - Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt - Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung (SynErgie)*. Stuttgart: Fraunhofer IPA und EEP.
- Scalet, B. M. et al., 2013. *Best available techniques (BAT) reference document for the manufacture of glass. Industrial emissions Directive 2010/75/EU: integrated pollution prevention and control*. Luxembourg: European Commission Joint Research Centre.
- Schäfer, M., 2019. *Ein methodischer Ansatz zur Bereitstellung energetischer Flexibilität durch einen anpassungsfähigen Kläranlagenbetrieb*, Kaiserslautern: Technische Universität Kaiserslautern.
- Schmidthaler, M. et al., 2014. *Loadshift. Lastverschiebung in der Industrie. Projektbericht 4/9.*, s.l.: s.n.
- Schneider, M., 2016. *Zementindustrie im Überblick 2016/2017*. s.l.:Verein Deutscher Zementwerke e.V..
- Scholz, Y. et al., 2014. *Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung*, Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt.
- Siemes, P. D.-I. et al., 2007. *Bewertung der Optimierungspotenziale zur Intergration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz*. s.l.: Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET) Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft und Forschungsgesellschaft Energie (FGE) .
- sonnen GmbH, 2021. *sonnen und Next Kraftwerke kooperieren bei Lieferung von Primärregelleistung*. [Online]
Available at: <https://sonnen.de/presse/sonnen-und-next-kraftwerke-kooperieren-bei-lieferung-von-primarregelleistung/>
[Zugriff am 15 10 2021].
- Statistik Austria, 2019/2020. *www.statistik.at*. [Online]
Available at:
https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energieeinsatz_der_haushalte/index.html
- Statistik Austria, 2020a. *Bevölkerungsprognose 2020*, Wien: Statistik Austria.
- Statistik Austria, 2020b. *Nutzenergieanalyse*, s.l.: s.n.
- Statistik Austria, 2020. *Kraftfahrzeuge Bestand*. [Online]
Available at:
http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_bestand/index.html
- Statistik Austria, 2021. *Energiebilanzen*, s.l.: s.n.
- Stede, J. et al., 2020. The Role of Aggregators in Facilitating Industrial Demand Response: Evidence from Germany. *Energy Policy* 147.
- Sterner, M., Jentsch, M. & Holzhammer, U., 2011. *Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes*, s.l.: s.n.
- Stigler, H. et al., 2013. *EDRC - European Demand Response Center. PART 4: Potential allocation and simulation of possible impacts in Austria*, Graz: Klima- und Energiefonds.
- Stimmer, A. et al., 2020. Options for the Implementation of Fast Control Reserves in the Continental European Power System. *European Grid Service Market Symposium*, 19-20 10.
- Suhr, M. et al., 2015. *Best available techniques (BAT) reference document for the production of pulp, paper and board*, Luxembourg: European Commission Joint Research Centre.
- Toro, F. & Jochem, E., 2013. Glas und Keramik. In: *Energieverbrauch und CO2-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotentiale, Hemmnisse und Instrumente*.. Stuttgart: Fraunhofer Verlag (ISI-Schriftenreihe "Innovationspotentiale").

ANHANG

Tabelle A- 1: Überblick über die maximal verfügbaren flexiblen Leistungen in positive und negative Richtung bei einer Abrufdauer von 1 h für 2020.

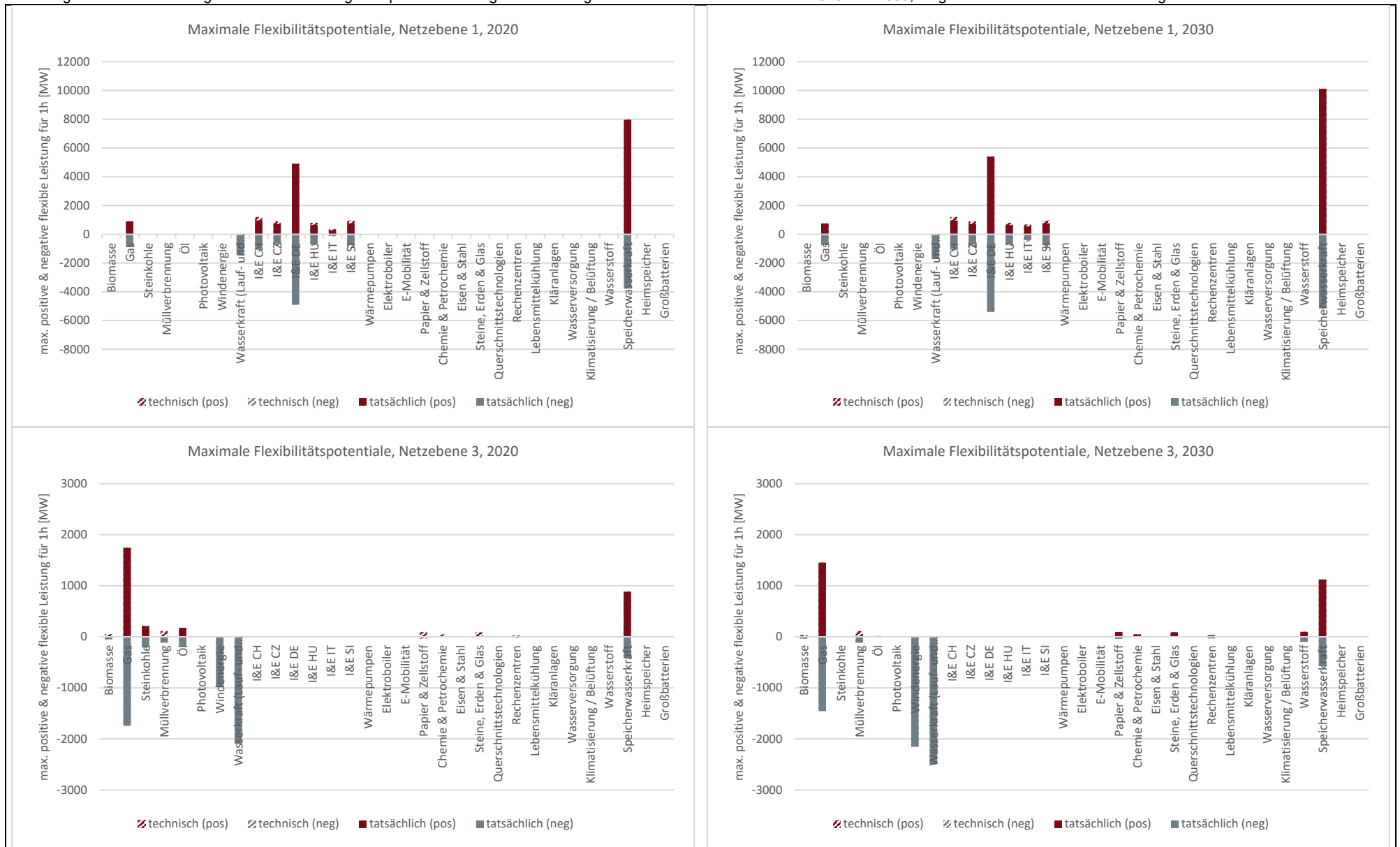
2020	technisch (pos)	technisch (neg)	tatsächlich (pos)	tatsächlich (neg)
Wasserkraft (Lauf- und Schwell-)	0	-5381	0	-5381
I&E DE	4900	-4900	4900	-4900
Wasserkraft (Speicher)	8844	-4196	8844	-4196
Windkraft	0	-2976	0	-2976
Gas	2810	-2810	2810	-2810
I&E CH	1200	-1200	960	-960
I&E SI	950	-950	760	-760
Verbraucher (Gewerbe)	232	-889	10	-10
Photovoltaik	0	-866	0	-866
I&E CZ	900	-800	720	-640
I&E HU	800	-800	640	-640
Biomasse	323	-323	0	-323
Steinkohle	209	-209	209	-209
Öl	178	-178	178	-178
I&E IT	350	-145	280	-116
Verbraucher (Industrie)	358	-144	0	0
Müllverbrennung	120	-120	0	-120
Verbraucher (Haushalte)	99	-99	9	-9
Heimspeicher	64	-64	0	0
Großbatterien	10	-10	10	-10
Wasserstoff	0	0	0	0
Detailliertere Aufschlüsselung für Verbraucher (Haushalte, Gewerbe & Industrie)				
Klimatisierung / Belüftung	44	-705	0	0
Wärmepumpen (Haushalt)	86	-86	9	-9
Wärmepumpen (Gewerbe)	18	-18	2	-2
E-Mobilität (Home)	0	0	0	0
E-Mobilität (Work & Shop)	0	0	0	0
Rechenzentren	133	-133	0	0
Querschnittstechnologien	118	-89	0	0
Papier & Zellstoff	100	-40	0	0
Elektroboiler (Haushalt)	13	-13	0	0
Steine, Erden & Gas	90	-10	0	0
Chemie & Petrochemie	50	-5	0	0
Lebensmittelkühlung	8	-8	8	-8
Wasserversorgung	24	-22	0	0
Elektroboiler (Gewerbe)	2	-2	0	0
Kläranlagen	3	-1	0	0
Eisen & Stahl	0	0	0	0

Tabelle A- 2: Überblick über die maximal verfügbaren flexiblen Leistungen in positive und negative Richtung bei einer Abrufdauer von 1 h für 2030.

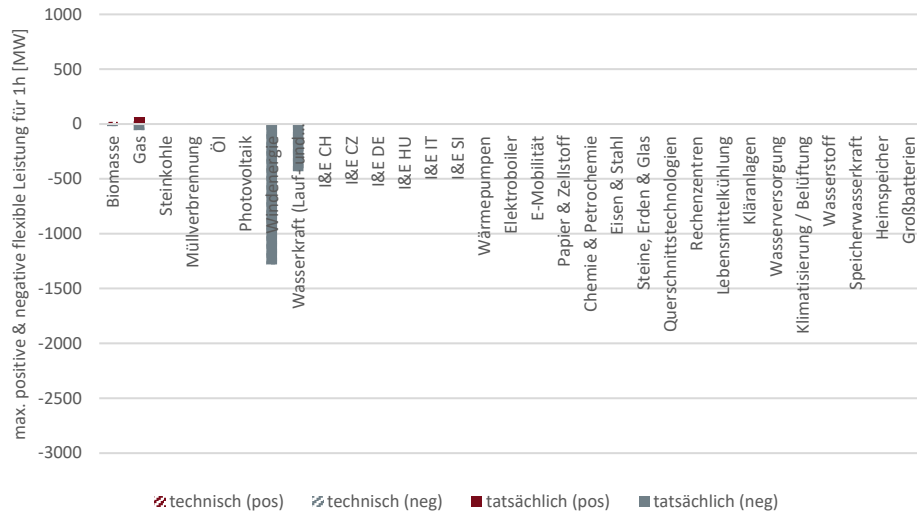
2030	technisch (pos)	technisch (neg)	tatsächlich (pos)	tatsächlich (neg)
------	-----------------	-----------------	-------------------	-------------------

Wasserkraft (Lauf- und Schwell-)	0	-6399	0	-6399
I&E DE	5400	-5400	5400	-5400
Wasserkraft (Speicher)	11236	-5736	11236	-5736
Windkraft	0	-6527	0	-6527
Gas	2344	-2344	2344	-2344
I&E CH	1200	-1200	960	-960
I&E SI	950	-950	760	-760
Verbraucher (Gewerbe)	590	-1304	484	-1198
Photovoltaik	0	-7493	0	-7493
I&E CZ	900	-900	720	-720
I&E HU	800	-800	640	-640
Biomasse	226	-226	0	-226
Öl	15	-15	15	-15
I&E IT	680	-500	544	-400
Verbraucher (Industrie)	358	-144	358	-144
Müllverbrennung	120	-120	0	-120
Verbraucher (Haushalte)	819	-819	673	-673
Heimspeicher	1013	-1013	0	0
Großbatterien	50	-50	50	-50
Wasserstoff	295	-295	295	-295
Detailliertere Aufschlüsselung für Verbraucher (Haushalte, Gewerbe & Industrie)				
Klimatisierung / Belüftung	49	-767	49	-767
Wärmepumpen (Haushalt)	426	-426	426	-426
Wärmepumpen (Gewerbe)	100	-100	100	-100
E-Mobilität (Home)	292	-292	146	-146
E-Mobilität (Work & Shop)	212	-212	106	-106
Rechenzentren	154	-154	154	-154
Querschnittstechnologien	118	-89	118	-89
Papier & Zellstoff	100	-40	100	-40
Elektroboiler (Haushalt)	101	-101	101	-101
Steine, Erden & Gas	90	-10	90	-10
Chemie & Petrochemie	50	-5	50	-5
Lebensmittelkühlung	32	-32	32	-32
Wasserversorgung	24	-22	24	-22
Elektroboiler (Gewerbe)	16	-16	16	-16
Kläranlagen	3	-1	3	-1
Eisen & Stahl	0	0	0	0

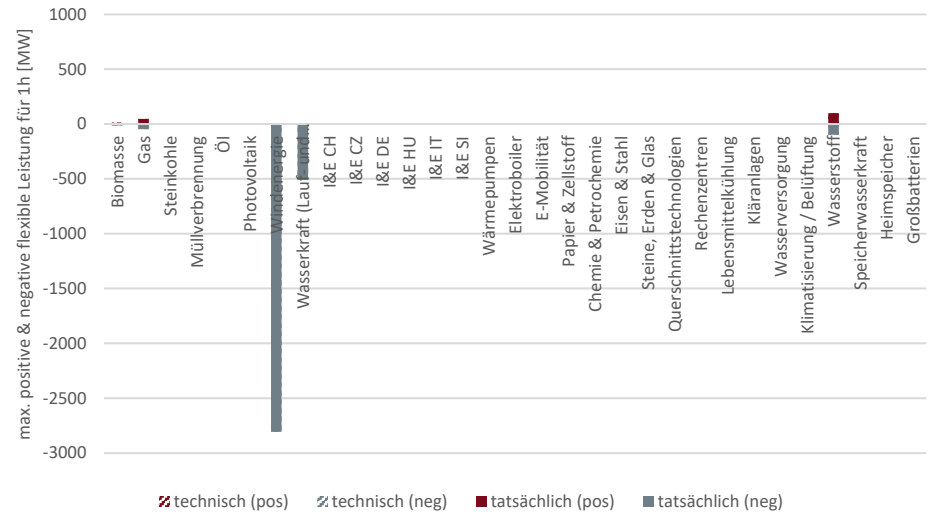
Abbildung A- 1: Maximal verfügbare flexible Leistungen in positive und negative Richtung bei einer Abrufdauer von 1 h für 2020 und 2030, aufgeschlüsselt nach Einzeltechnologien und Netzebenen.



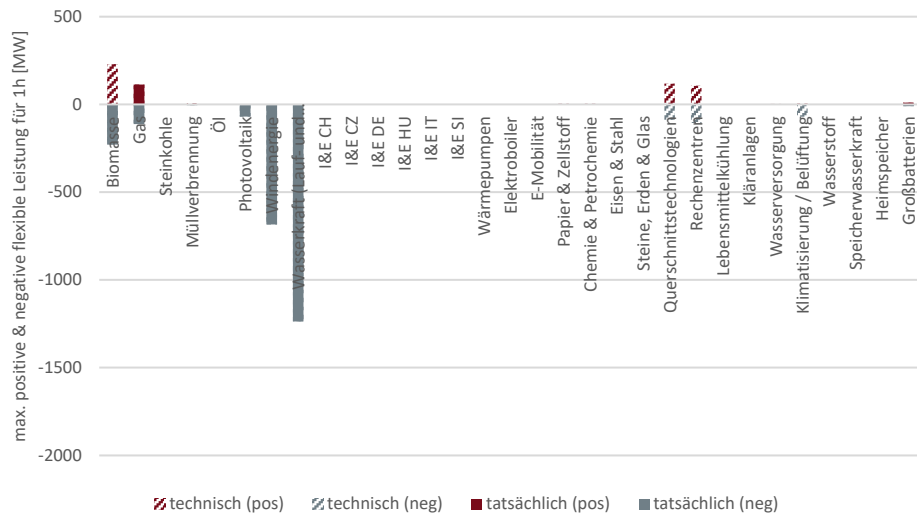
Maximale Flexibilitätspotentiale, Netzebene 4, 2020



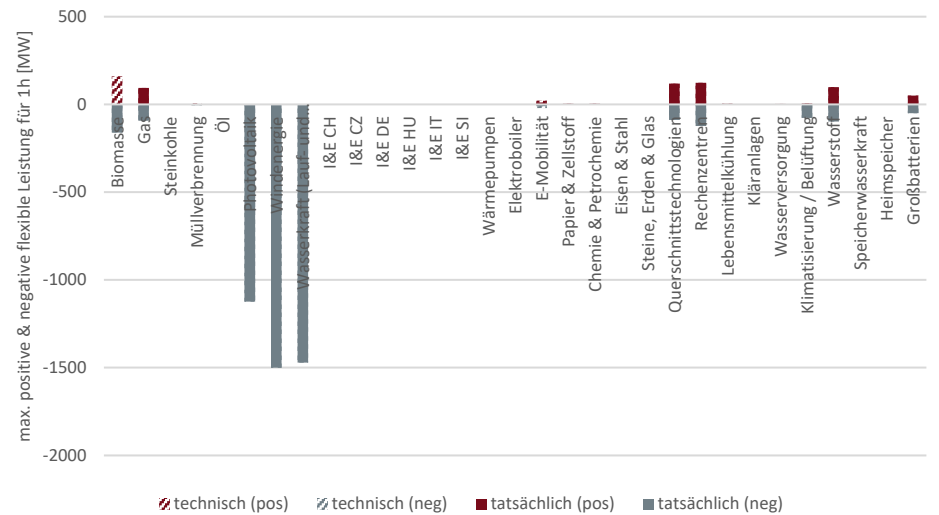
Maximale Flexibilitätspotentiale, Netzebene 4, 2030



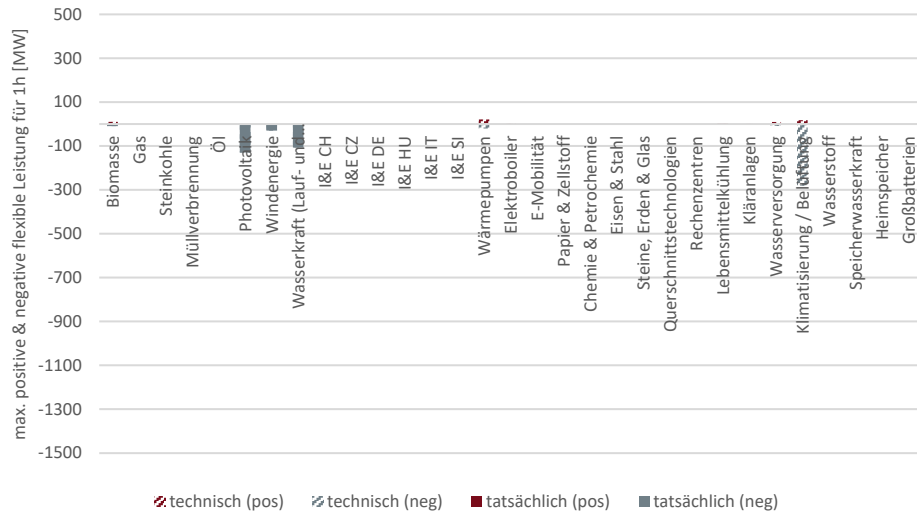
Maximale Flexibilitätspotentiale, Netzebene 5, 2020



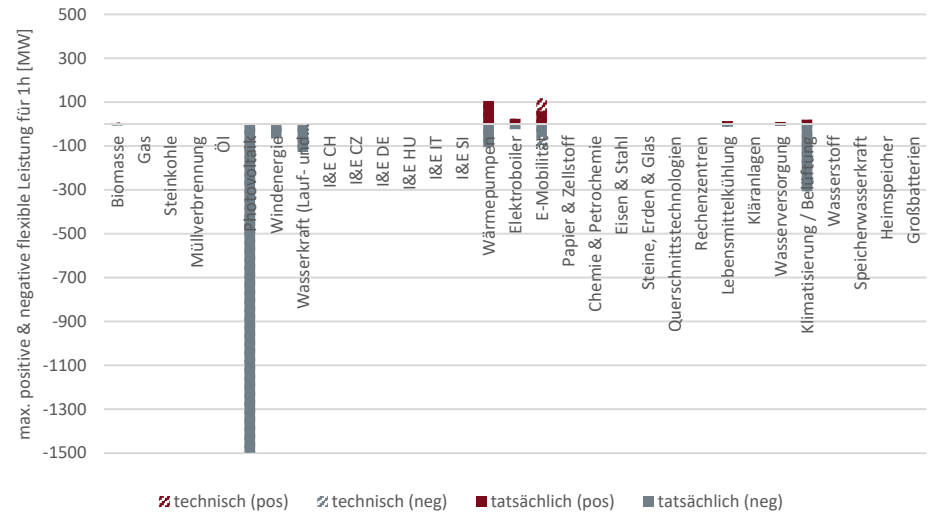
Maximale Flexibilitätspotentiale, Netzebene 5, 2030



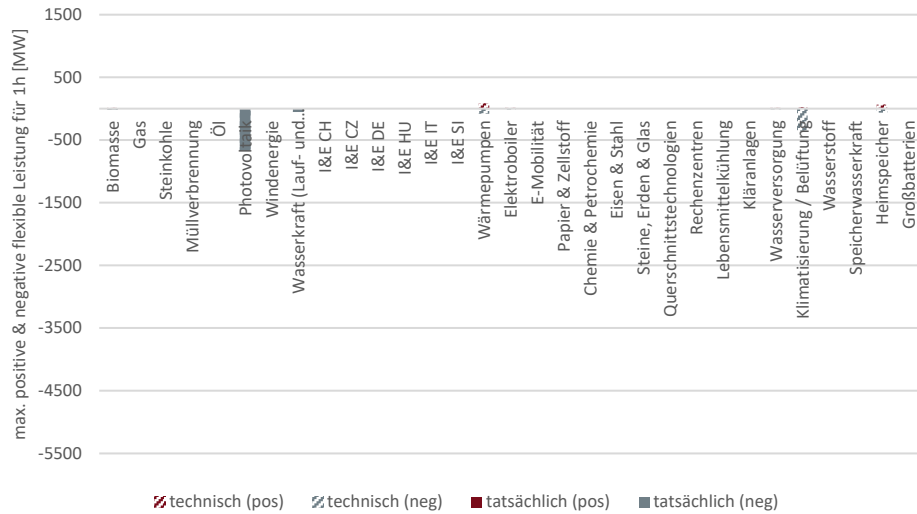
Maximale Flexibilitätspotentiale, Netzebene 6, 2020



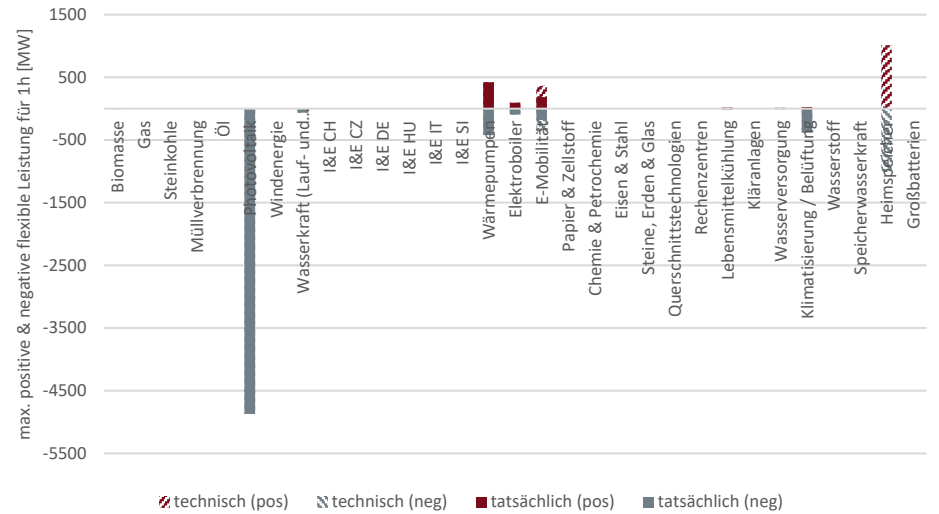
Maximale Flexibilitätspotentiale, Netzebene 6, 2030



Maximale Flexibilitätspotentiale, Netzebene 7, 2020



Maximale Flexibilitätspotentiale, Netzebene 7, 2030



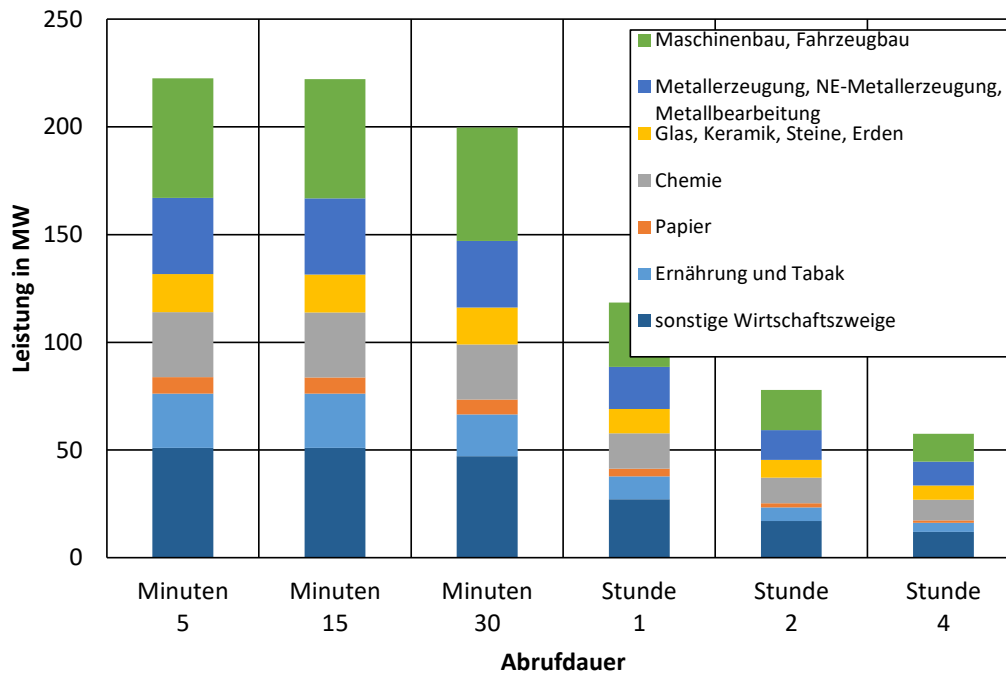


Abbildung A-2: Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien nach Branchen in Österreich bis 2030 in Abhängigkeit der Abrufdauer, (Quelle: Eigene Berechnungen FfE)

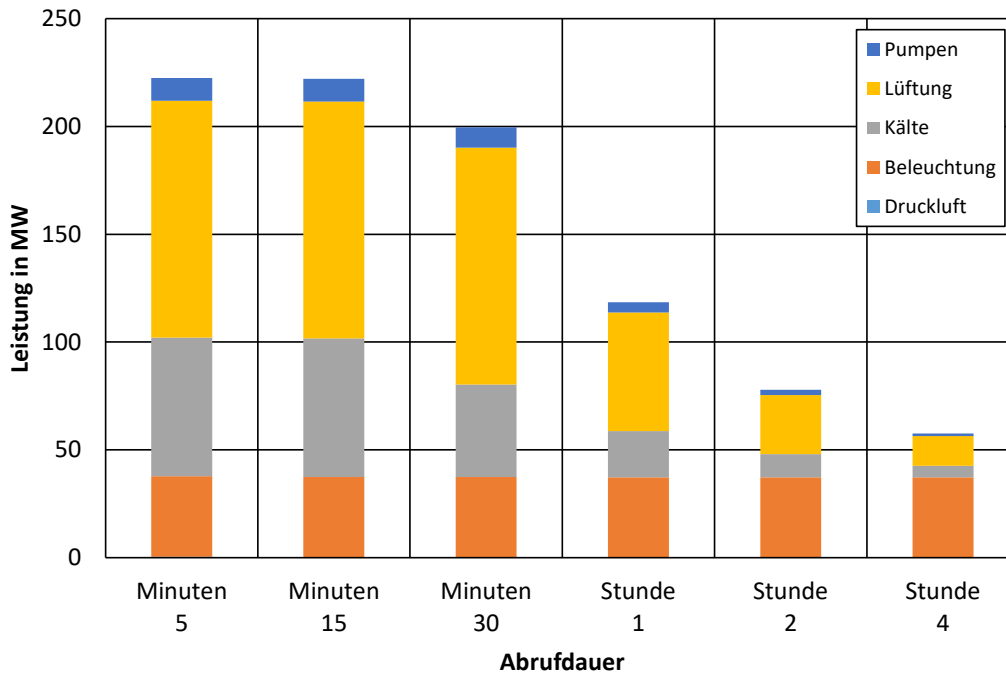


Abbildung A-3: Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien nach Technologien in Österreich bis 2030 in Abhängigkeit der Abrufdauer, (Quelle: Eigene Berechnungen FfE)

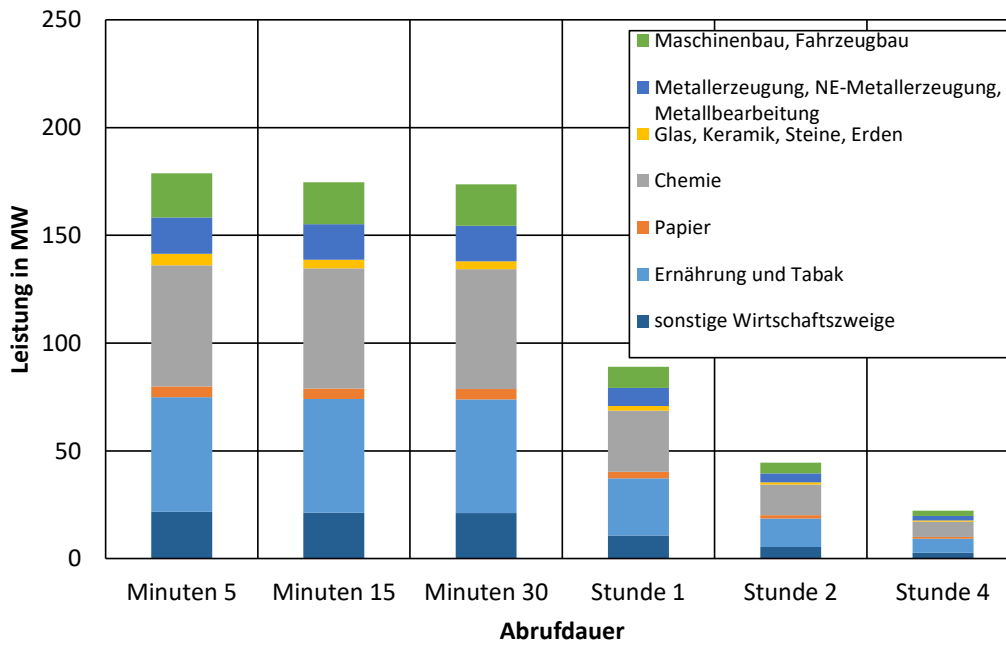


Abbildung A-4: Zuschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien nach Branchen in Österreich bis 2030 in Abhängigkeit der Abrufdauer, (Quelle: Eigene Berechnungen FfE)

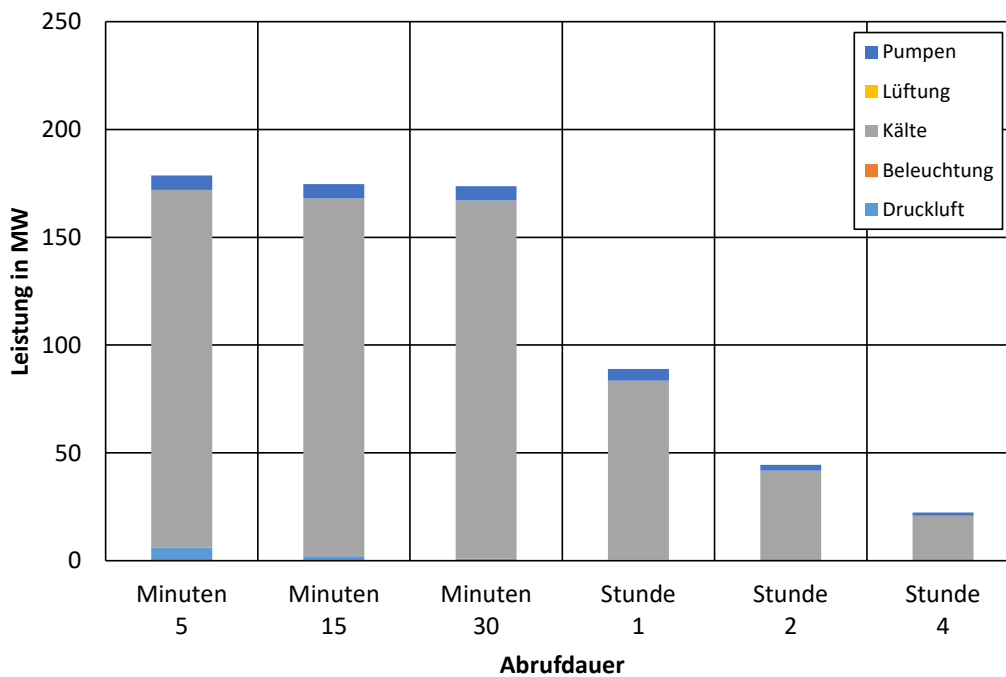


Abbildung A-5: Zuschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien nach Technologien in Österreich bis 2030 in Abhängigkeit der Abrufdauer, (Quelle: Eigene Berechnungen FfE)

Tabelle A-3: Flexibilisierbare Leistung von Querschnittstechnologien nach Branchen in Österreich bis 2030 (Quelle: Eigene Berechnungen FfE)

Alle Angaben in MW		Ernährung und Tabak	Papier	Chemie	Glas, Keramik, Steine, Erden	Metallerzeugung, NE-Metallerzeugung, Metallbearbeitung	Maschinenbau, Fahrzeugbau	sonstige Wirtschaftszweige
	mittlere Last	799	381	2.133	904	1.344	1.573	1.312
Abschaltbare Last	theor. abschaltbar	217	57	277	229	325	468	321
	5 min	25	8	30	18	35	55	51
	15 min	25	8	30	18	35	55	51
	30 min	19	7	26	17	31	53	47
	1 h	11	4	16	11	19	30	27
	2 h	6	2	12	8	14	19	17
	4 h	4	1	10	7	11	13	12
Zuschaltbare Last	theor. zuschaltbar	329	61	402	695	212	508	325
	5 min	53	5	56	5	17	20	22
	15 min	53	5	56	4	16	19	21
	30 min	53	5	56	4	16	19	21
	1 h	26	3	28	2	8	10	11
	2 h	13	2	14	1	4	5	5
	4 h	7	1	7	1	2	2	3

Tabelle A-4: Flexibilisierbare Leistung von Querschnittstechnologien nach Technologien in Österreich bis 2030 (Quelle: Eigene Berechnungen FfE)

Alle Angaben in MW		Druckluft	Beleuchtung	Kälte	Lüftung	Pumpen
	mittlere Last	1.680	2.397	1.550	1.963	857
Abschaltbare Last	theor. abschaltbar	820	187	337	491	60
	5 min	0	37	64	110	11
	15 min	0	37	64	110	11
	30 min	0	37	43	110	9
	1 h	0	37	21	55	5
	2 h	0	37	11	27	2
	4 h	0	37	5	14	1
Zuschaltbare Last	theor. zuschaltbar	1.959	0	549	0	24
	5 min	6	0	166	0	7
	15 min	2	0	166	0	7
	30 min	1	0	166	0	7
	1 h	1	0	83	0	5
	2 h	0	0	41	0	3
	4 h	0	0	21	0	1

Tabelle A-5: Zum Zwecke der Regionalisierung einzeln recherchierte Gas- und Laufwasserkraftwerke auf Übertragungsnetzebene (Quelle: (ENTSO-E, 2021a))

Technologie	Kraftwerk	Installierte Leistung Anfang des Jahres 2020 [MW]	Spannungsebene [kV]
Gas	KW Simmering	1284	380
Gas	GDK-Mellach	838	380
Gas	KW Donaustadt	395	380
Gas	Kraftwerk Theiß	485	110
Lauf- und Schwellwasser	Altenwörth	328	380
Lauf- und Schwellwasser	Greifenstein	293	380
Lauf- und Schwellwasser	Aschach	287	380
Lauf- und Schwellwasser	Ybbs-Persenbeug	237	380
Lauf- und Schwellwasser	Wallsee-Mitterkirchen	210	380
Lauf- und Schwellwasser	Melk	187	110
Lauf- und Schwellwasser	Ottensheim-Wilhering	179	110
Lauf- und Schwellwasser	Freudenau	172	110
Lauf- und Schwellwasser	Abwinden-Asten	168	110

Tabelle A-6: Flexibilitätsbedarf in Österreich im Jahr 2020 sowie dessen Deckung, ermittelt auf Basis historischer Erzeugungs- und Verbrauchsdaten (Quelle: basierend auf (ENTSO-E, 2021a))

Flexibilitätsbedarf in Österreich im Jahr 2020 sowie dessen Deckung (Jahressummen in TWh/Jahr)	Stündliche Schwankungen am Tag	Tägliche Schwankungen in der Woche	Wöchentliche Schwankungen im Monat	Monatliche Schwankungen im Jahr	Jahressumme
Flexibilitätsbedarf (RL)	3,6	3,1	2,0	4,8	24,4
Bedarfsdeckung:					
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	0,6	0,7	0,4	2,6	8,9
Müll und andere Fossile	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1
Biomasse u. andere EE	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7
(Pump)Speicherwasserkraft	2,8	2,0	0,1	-0,7	8,4
Stromtausch	0,2	0,5	1,6	2,6	3,9
Lastverschiebung*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

*Anmerkung: Der Beitrag von verbraucherseitigen Flexibilitätsoptionen zur Bedarfsdeckung wird aus den statistischen Verbrauchs- und Erzeugungsdaten nicht ersichtlich.

Formale Definition der Residuallast und deren Deckung im Rahmen der Flexibilitätsanalyse des Energiemarkts

Eine grundlegende Voraussetzung für das Funktionieren des Stromsystems ist die Deckung der Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt. Formal gilt folglich:

$$\text{Stromnachfrage } [t] = \text{Strombereitstellung } [t] \dots \text{ in jedem Zeitpunkt } t$$

Die Stromnachfrage kann alternativ formal beschrieben werden als:

$$\text{Stromnachfrage } [t] = \text{Normale Stromnachfrage } [t] + \text{Summe steuerbare Lasten } [t] + \text{Export } [t]$$

Die Strombereitstellung kann formal beschrieben werden als:

$$\begin{aligned} \text{Strombereitstellung } [t] = & \text{PV } [t] + \text{Wind } [t] + \text{Laufwasserkraft } [t] + \text{Speicherwasserkraft } [t] \\ & + \text{thermischer Kraftwerke } [t] + \text{Batterie } [t] + \text{Import } [t] \end{aligned}$$

Damit gilt nun:

$$\begin{aligned} \text{Normale Stromnachfrage } [t] + \text{Summe steuerbare Lasten } [t] + \text{Export } [t] = & \text{PV } [t] + \text{Wind } [t] + \\ & \text{Laufwasserkraft } [t] + \text{Speicherwasserkraft } [t] + \text{thermischer Kraftwerke } [t] + \text{Batterie } [t] + \text{Import } [t] \end{aligned}$$

Wenn man die nichtsteuerbaren volatilen erneuerbaren Energien (vEE) (d.h. die Summe aus Wind + PV + Laufwasserkraft) in der Gleichung nach links verschiebt sowie den Export nach rechts, so resultiert als Definition der Residuallast:

$$\begin{aligned} \text{Normale Stromnachfrage } [t] + \text{Summe steuerbare Lasten } [t] - \text{PV } [t] - \text{Wind } [t] - \text{Laufwasserkraft } [t] = \\ \text{Speicherwasserkraft } [t] + \text{thermischer Kraftwerke } [t] + \text{Batterie } [t] + \text{Import } [t] - \text{Export } [t] \end{aligned}$$

Die Terme links „Stromnachfrage – vEE“ bezeichnet man als Residuallast und die Terme rechts des Gleichheitszeichens umfassen steuerbare Erzeuger sowie den internationalen Stromaustausch.

Damit man die Bedeutung von steuerbaren Lasten bei der Flexibilitätsanalyse berücksichtigen kann, werden die steuerbaren Lasten durch ein ungesteuertes (starres) Verbrauchsprofil zuzüglich eines Anpassungsterms beschrieben, der den flexiblen Einsatz dieser beschreibt.

$$\text{steuerbare Last } [t] = \text{Lastprofil_ungesteuert } [t] + (\text{steuerbare Last}[t] - \text{Lastprofil_ungesteuert } [t])$$

Durch Einsetzen in die Gleichung oben und verschieben der steuerbaren Terme nach rechts ergibt sich damit:

$$\begin{aligned} \text{Normale Stromnachfrage } [t] + \text{Summe Lastprofile_ungesteuert } [t] - \text{PV } [t] - \text{Wind } [t] - \\ \text{Laufwasserkraft } [t] = \text{Speicherwasserkraft } [t] + \text{thermischer Kraftwerke } [t] + \text{Batterie } [t] + \text{Import } [t] - \\ \text{Export } [t] - \text{Summe (steuerbare Lasten } [t] - \text{Lastprofile_ungesteuert } [t]) \end{aligned}$$

Damit ergibt sich:

$$\begin{aligned} \text{Residuallast berechnet mit starren Verbrauchsprofilen} = \text{Summe steuerbare Erzeuger und Speicher} \\ + \text{Import } [t] - \text{Export } [t] - \text{Summe (gesteuerte Lasten } [t] - \text{Lastprofil_ungesteuert } [t]) \end{aligned}$$

Simulierte steuerbare Lasten:

Für E-Autos, Fernwärme P2H (Wärmepumpen, Stromkessel) konnte auf vordefinierte ungesteuerte Lastprofile zurückgegriffen werden. Bei dem P2G Umwandlungseinsatzes (H₂-Nutzung in anderen Sektoren gemäß dem UBA-WAM/NEKP) wurde hingegen eine konstante Leistungsaufnahme über das Jahr als ungesteuertes Lastprofil angenommen.

Bei Lastmanagement in der Industrie, in Haushalten und Gewerbe kennzeichnet das ungesteuerte Lastprofil den standardmäßigen Stromeinsatz und ist daher schon in der normalen Stromnachfrage bzw. dem zugrundeliegenden Standardlastprofil enthalten. Im Marktmodell ist hier das Flexibilitätspotential abgebildet,

welches den verschiebbaren Teil der Last beschreibt. Da die Last nur verschoben wird ist die Jahressumme über diese Flexibilitätspotentiale 0.

Zusammenfassung: Definition der Residuallast für Flexibilitätsanalysen des Energiemarkts im Rahmen dieser Studie

Residuallast = Normale Stromnachfrage + Summe ungesteuerte Lastprofile - PV -Wind -Laufwasserkraft

Weiters gilt auch:

*Residuallast = Summe steuerbare Erzeuger und Speicher + Import [t] – Export [t]
- Summe (gesteuerte Lasten [t]- Lastprofil_ungesteuert [t])*

Ungesteuerte Lastprofile, die berücksichtigt werden, sind:

- E-Autos
- Fernwärme P2H
- Wasserstoffherzeugung für den Umwandlungseinsatz

Die Auswirkung eines gesteuerten Betriebes von E-Autos, Fernwärme P2H, Wasserstoffherzeugung, Lastmanagement in der Industrie, HH und Gewerbe ist damit aus den Residuallastanalysen ersichtlich.



AIT AUSTRIAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY GMBH

Giefinggasse 4, 1210 Wien, Österreich

Tara Esterl
Head of Competence Unit
Integrated Energy Systems
Center for Energy
+43 50550 6077
tara.esterl@ait.ac.at

Antony Zegers
Business Manager
Center for Energy
+43 50550 6092
Antony.zegers@ait.ac.at

Margit Özelt
Marketing and Communication
Center for Energy
+43 50550 6302
margit.oezelt@ait.ac.at