



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
WIEN

# **Gutachten zum Nutzen des Vorhabens und zum öffentlichen Interesse an dem Vorhaben PSW Koralm**

**Im Auftrag der Steiermärkischen Landesregierung**

Projekt: Gutachten PSW Koralm

19.03.2018

**ESEA**  
Institute of Energy Systems  
and Electrical Drives

**TU Wien**  
**Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe**  
**Gusshausstraße 25/E370**  
**1040 Wien**  
**Österreich**

T: +43 1 58801 370 111

F: +43 1 58801 370 199

wolfgang.gawlik@tuwien.ac.at

<http://www.ea.tuwien.ac.at>

**Institutsvorstand:**

O.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Manfred Schrödl

**Projektleiter:**

Univ.Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik

**Projektbearbeiter:**

Univ.Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik

Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Reinhard Haas

Dipl.-Ing. Bettina Dallinger, BSc

Priv.-Doz. Dipl.-Ing. Dr. Hans Auer

## Inhaltsverzeichnis

1	Executive Summary .....	4
2	Grundlagen .....	5
2.1	Energiebinnenmarkt.....	5
2.2	Versorgungssicherheit.....	6
2.3	Erneuerbare Energiequellen und Energieeffizienz.....	8
3	Konkretisierung für PSW Koralm .....	10
3.1	Energiebinnenmarkt.....	11
3.2	Versorgungssicherheit.....	20
3.3	Erneuerbare Energiequellen und Energieeffizienz.....	23
4	Fazit .....	24
4.1	Beitrag des Vorhabens PSW Koralm im Sinne der Energie und Umwelt .....	24
4.2	Nutzen des Vorhabens PSW Koralm.....	25
4.2.1	Nutzen des Vorhabens PSW Koralm im Sinne der Umwelt / des Umweltschutzes .....	25
4.2.2	Nutzen des Vorhabens PSW Koralm im Sinne der Erhaltung der Sicherheit der Menschen.....	25
4.2.3	Nutzen des Vorhabens Koralm im Sinne der nachhaltigen Entwicklung .....	26
4.3	Beurteilung des öffentlichen Interesses an dem Vorhaben PSW Koralm .....	26
5	Referenzen .....	27
6	Appendix Methodik und Annahmen des Modells EDisOn+Balancing.....	29
6.1	EDisOn+Balancing.....	29
6.2	Key Performance Indicators (KPI).....	31
6.3	Netzabbildung .....	31
6.4	Modellannahmen .....	32

# 1 Executive Summary

Dieses Gutachten behandelt den Nutzen und das öffentliche Interesse an dem Vorhaben „PSW Koralm“.

Pumpspeicherkraftwerke sind aufgrund ihres hohen Wirkungsgrades und ihrer technischen Eigenschaften grundsätzlich sehr gut geeignet und bewährt, um im elektrischen Energiesystem als kurzfristig und flexibel einsetzbare Speicher zu dienen. Ihr Einsatz bietet dabei wichtige Vorteile für das elektrische Energiesystem, insbesondere durch die Bereitstellung von Regelleistung und –energie und den Ausgleich der volatilen Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.

Das Vorhaben PSW Koralm liegt geographisch an der Grenze zwischen den Bundesländern Kärnten und Steiermark und damit auf der Strecke der 380kV-Verbindung zwischen den Netzknoten Kainachtal und Obersielach der Austrian Power Grid AG. Mit einer Leistung von etwa 1000 MW wird das PSW Koralm sowohl das derzeit größte Pumpspeicherkraftwerk Malta Hauptstufe mit 730 MW übertreffen als auch insgesamt die bisher größte Kraftwerksanlage im Österreichischen elektrischen Energiesystem darstellen. Sowohl aufgrund seiner Größe, seiner Lage und seiner technischen Eigenschaften kann das PSW Koralm einen wesentlichen Beitrag im Sinne der Energie und Umwelt in den Bereichen Energiebinnenmarkt, Versorgungssicherheit und Erneuerbare Energiequellen und Energieeffizienz leisten.

Die quantitative Analyse des zukünftigen Einflusses des PSW Koralm auf das österreichische bzw. europäische Gesamtsystem kommt zu dem Schluss, dass sowohl für Österreich als auch für das betrachtete Gesamtsystem nennenswerte Einsparungen in Punkten Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den Bau des PSW Koralm erzielt werden können. Das Abregeln von Erneuerbaren Energiequellen verringert sich, durch ihre zusätzliche Nutzung verringert sich der Primärenergiebedarf betreffend Gas und der Anteil erneuerbarer Energie an der Gesamtnachfrage erhöht sich entsprechend.

Das PSW Koralm bietet durch seine Lage sehr gute Voraussetzungen für eine Integration bestehender und zukünftiger erneuerbarer Stromerzeugung im Osten und Süden des Bundesgebietes. Es stellt auch eine Anlage dar, mit der gezielt auf überregionale Energieflüsse im Übertragungsnetz eingewirkt werden kann. Das PSW Koralm kann damit einen Beitrag leisten, die Stabilität des Europäischen Verbundsystems in kritischen Netzsituationen zu erhalten. Für zukünftige Konzepte des schnellen Netzwiederaufbaus und der Wiederversorgung nach Großstörungen kann es einen wichtigen Beitrag leisten.

Das PSW Koralm erlaubt die kurzfristige zeitliche und räumliche Verlagerung von variabler Stromerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen im Osten und Südosten des Bundesgebietes. Damit kann in weiterer Folge die österreichische Importabhängigkeit von fossiler und nuklearer Stromerzeugung aus den Nachbarländern reduziert werden. Der hohe Wirkungsgrad von Pumpspeicherkraftwerken wie dem PSW Koralm, Skalenerträge, die lange Lebensdauer und der geringe Wartungs- bzw. Repowering-Bedarf leisten dabei auch einen starken Beitrag zur Energieeffizienz.

Damit stellt das Vorhaben PSW Koralm sowohl für Österreich als auch für das Europäische Gesamtsystem einen erheblichen Beitrag zur Sicherstellung des Energiebinnenmarktes, der Versorgungssicherheit und der Steigerung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen und der Energieeffizienz dar, dem ein energiepolitisch übergeordnetes öffentliches Interesse zukommt.

## 2 Grundlagen

### 2.1 Energiebinnenmarkt

Mit der Öffnung des europäischen Strommarktes am 19. Februar 1999 hat ein grundlegender Strukturbruch in der Energieversorgung, speziell in der Stromwirtschaft, stattgefunden [EC 1997]. Vor dem Hintergrund der drei energiepolitischen Ziele der Europäischen Kommission

- (i) Einführung eines Energiebinnenmarktes,
- (ii) Nachhaltigkeit (Erhöhung des Anteils erneuerbarer Erzeugung, der Energieeffizienz bzw. CO<sub>2</sub>-Reduktion) und
- (iii) Versorgungssicherheit

sind im Laufe der letzten knapp 20 Jahre mehrere Prozesse im Sinne dieser Zielerreichung in Europa in Gang gesetzt worden.

Zu Beginn der Strommarktöffnung standen Aspekte wie die Ermöglichung der freien Wahl des Versorgungsunternehmens der Endkunden oder der diskriminierungsfreie Netzzugang dritter Anbieter (z.B. unabhängiger Windanlagenbetreiber) im Vordergrund. Nach anfänglichen Problemen bei der Implementierung des grenzüberschreitenden Stromhandels aufgrund von wiederkehrenden Übertragungsnetzengpässen hat sich im Laufe der Zeit auch ein bewährtes Prozedere zwischen EU-Kommission, ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) und ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) eingestellt, das bestehende grenzüberschreitende Problem sukzessive zu beseitigen versucht. Dabei werden pro übergeordnetem Thema von der EU-Kommission *Direktiven* erlassen, die dann in weiterer Folge in einem iterativen Prozess von ACER mehr auf die technische Ebene in *Framework Guidelines* heruntergebrochen werden und schließlich von ENTSO-E in *Grid Codes* gegossen werden [EC 2009].

Auch die Weiterentwicklung der europäischen Strom-Übertragungsnetzinfrastruktur wird auf ähnlich koordinierte Weise vorangetrieben. Dabei wird vor allem großes Augenmerk darauf gelegt, dass von der Konzeption und Implementierung her der europäische Top-Down Ansatz über alle EU28-Länder mit dem länderspezifischen Bottom-Up Ansatz kohärent ist. Verständlicherweise kommt es bei der Weiterentwicklung des europäischen Strommarktes immer wieder zu kleineren Problemen und Rückschlägen, auf die man angemessen reagieren muss und gleichzeitig auch Maßnahmen ergreifen muss, um diese mittelfristig zu beseitigen. Beispielsweise kann man an dieser Stelle das zeitweise *Market Splitting* zwischen dem deutschen und österreichischen Strommarkt erwähnen, dessen Ursache im Wesentlichen auf ungewollte Ringflüsse durch die Stromnetze der Länder Polen, Tschechien, Slowakei und Österreich aufgrund von Wind-Überproduktion in Norddeutschland zurückzuführen ist [T. Drees et al 2012].

Auch der zukünftig massive Ausbau der Photovoltaikerzeugung auf Verteilnetzebene wird zu weiteren Herausforderungen führen und auch dabei wird man gewisse Probleme nach dem *Trial & Error-Prinzip* lösen müssen. Einer der entscheidenden Faktoren wird in diesem Zusammenhang zukünftig das ausreichende Vorhandensein von regional und lokal verfügbarer Flexibilität im Strommarkt sein, die dazu beitragen soll, Hemmnisse der Weiterentwicklung des europäischen Strommarktes zu beseitigen.

Die Bedeutung dieser Flexibilität wird aller Voraussicht nach in Zukunft noch wesentlich steigen.

## 2.2 Versorgungssicherheit

Energie stellt die Grundlage für die moderne Industriegesellschaft dar. Energieversorgungssysteme sind wichtige Infrastrukturen für die Wirtschaft und Gesellschaft. Sie sollen dabei die folgenden Anforderungen erfüllen:

- *Sichere und zuverlässige Versorgung*  
Jederzeit muss eine Versorgung mit Energie bei Bedarf der Kunden möglich sein. Unterbrechungen der Energieversorgung sollen so kurz wie möglich gehalten werden.
- *Wirtschaftliche Energieversorgung*  
Die Kunden sollen die Energie zu einem bezahlbaren Preis, der möglichst langfristig stabil gehalten wird, erhalten können.
- *Umweltschonende Energieversorgung*  
Die erforderliche Belastung der Umwelt durch Gewinnung, Umwandlung, Übertragung und Verteilung der Energie in Form von Emissionen, Verkehrsbelästigungen, Landschaftsverbrauch durch Anlagen der Energiewandlung, -übertragung und -verteilung usw. soll so gering wie möglich gehalten werden.

„Man kann [die elektrische Energieversorgung] als eigentlichen Lebensnerv der hochentwickelten technisch-wissenschaftlichen Zivilisationsform betrachten; dementsprechend sind die Ansprüche an die Qualität, Sicherheit und Zuverlässigkeit der elektrischen Energieversorgung sehr hoch.“ [Crastan 2015].

Das elektrische Energiesystem ist zur Übertragung und Verteilung sehr großer Energien über weite Strecken fähig. Diese Übertragung ist notwendig, weil sich der Ort der Erzeugung elektrischer Energie (also der Energiewandlung, mithin sachlich nicht richtig oft nur als „Energieerzeugung“ bezeichnet) und der Ort der Anwendung elektrischer Energie (also ebenfalls einer Energiewandlung, mithin sachlich nicht richtig oft als „Energieverbrauch“ bezeichnet) in der Regel unterscheiden. Auch bei zunehmender Einbindung dezentraler, oft regenerativer Energieerzeugung in das Energiesystem werden die Vorteile eines Verbundsystems, in dem gegenseitig Regelleistung und Reserven vorgehalten werden, aller Voraussicht nach bestehen bleiben und gegebenenfalls durch dezentralere Ansätze ergänzt werden.

Das Übertragungs- und Verteilnetz selbst kann aber praktisch keine Energie speichern. Die einzigen größeren inhärenten Energiespeicher im elektrischen Energiesystem sind die rotierenden Massen der elektrischen Maschinen, in denen elektrische Energie erzeugt und verbraucht wird. Die Rotationsgeschwindigkeit dieser rotierenden Massen ist eng mit der Systemfrequenz verknüpft. Damit die Systemfrequenz konstant auf ihrem Sollwert gehalten werden kann, müssen Erzeugung und Verbrauch inklusive der entstehenden Verluste im elektrischen Energiesystem sich stets die Waage halten.

Nachdem der Verbrauch herkömmlicherweise nur innerhalb enger Grenzen beeinflusst werden kann, muss deshalb insbesondere die Erzeugung stets an den aktuellen Verbrauch angepasst werden. Diese Aufgabe fällt den Regelkraftwerken zu. Ihre Aufgabe wird zunehmend schwieriger, weil ein steigender Anteil an regenerativer Erzeugung z.B. in Form von Windkraft bzw. Photovoltaik ebenfalls nicht oder nur innerhalb enger Grenzen beeinflusst werden kann und Schwankungen entsprechend ausgeglichen werden müssen.

Als Regelkraftwerke werden dabei überwiegend Wasserkraftanlagen und thermische Kraftwerke eingesetzt, deren Brennstoffzufuhr und damit ihre Energieerzeugung gut regelbar ist. Auch wenn sich zukünftig vermehrt durch die gezielte Beeinflussung von Lasten (Demand Response), z.B. gesteuerte Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen oder die zeitversetzte Steuerung von Heiz- und Kühlgeräten, in

stärkerem Maße auf der Lastseite eingreifen lässt, wird auch in Zukunft die Notwendigkeit zum regelnden Eingriff auf der Erzeugungsseite bestehen bleiben.

Im Netzbetrieb ist ein langjähriger Trend hin zu höherer Auslastung der vorhandenen Übertragungskapazitäten beobachtbar. Damit steigt zumindest mittelfristig auch die Gefahr von großflächigen Stromausfällen („Blackouts“) [Reichl 2011]. Neben der Verstärkung des Netzes und damit der Erhöhung der Übertragungskapazitäten werden Maßnahmen zur Veränderung der Netzkonfiguration (z.B. Sammelschienenumschaltung, -auftrennung und -kopplung), Einrichtungen zur Beeinflussung der Lastflüsse (z.B. Phasenschiebertransformatoren, FACTS-Elemente – *Flexible AC Transmission Systems*) und weitere Flexibilitäten wie Arbeitspunktveränderungen von Kraftwerken und die Zu- und Abschaltung von Drosseln und Kondensatorbänken im elektrischen Energiesystem genutzt, um einen stabilen und überlastungsfreien Netzbetrieb zu gewährleisten.

Reichen Veränderungen des Arbeitspunktes nicht aus, können von den Netzbetreibern auch vertragliche Anforderungen an die Bereitstellung und Vorhaltung von Reservekraftwerken getroffen und dann abgerufen werden, die dann entgegen den eigentlichen Vorgaben des Marktes eingesetzt werden müssen, um unzulässige Lastflusssituationen in den Übertragungsnetzen zu vermeiden. In den vergangenen Jahren ist eine stetige Zunahme dieser Eingriffe zu beobachten.

Ein wichtiger Grundsatz bei der Beurteilung und Vermeidung solcher kritischen Lastflusssituationen ist das (n-1)-Kriterium. Dabei wird das Übertragungsnetz so ausgelegt und betrieben, dass bei Ausfall einer von n Komponenten, z.B. eines Haupt-Regelumspanntransformators oder einer Übertragungsleitung, die verbleibenden n-1 Komponenten den stabilen Netzbetrieb aufrechterhalten können. Stabilität bedeutet in diesem Zusammenhang, dass sich nach einer solchen Störung des Systems ein neuer Zustand einstellt, in dem die Grenzen der Betriebsmittel eingehalten werden und die Integrität des Gesamtsystems erhalten bleibt.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind darüber hinaus verpflichtet, neben der Durchführung von präventiven Vorkehrungen zur Vorbeugung vor großflächigen Versorgungsunterbrechungen auch operative Maßnahmen für den Fall eines Blackouts festzulegen. Hierzu gehören vertragliche Vereinbarungen für den Netzwiederaufbau mit schwarzstartfähigen Erzeugungsanlagen ebenso wie die organisatorischen und technischen Festlegungen mit benachbarten Übertragungsnetzbetreibern und unterlagerten Verteilnetzbetreibern [Schmaranz 2014].

Für den Netzwiederaufbau und für die Wiederversorgung der Kunden definiert ENTSO-E zwei grundsätzliche Strategien: Top-Down und Bottom-Up. Während bei der Top-Down-Strategie Spannung aus den Netzen benachbarter Übertragungsnetzbetreiber, die von dem Zusammenbruch nicht unmittelbar betroffen waren, weitergeschaltet wird, um das eigene Netz wieder unter Spannung zu setzen und schrittweise zu belasten, wird bei der Bottom-Up-Strategie das eigene Netz ausgehend von schwarzstartfähigen Kraftwerken oder solchen, die sich in einer stabilen Insel gefangen haben, wieder aufgebaut. [ENTSO-E 2017/2].

Der Netzwiederaufbau ist insbesondere aufgrund der erst langsam wieder wachsenden Netzgröße und damit der Anfälligkeit des wiederaufzubauenden Netzes gegenüber Abweichungen zwischen Erzeugung und zugeschalteten Lasten sehr aufwendig. Lasten werden anfangs nur in kleinen Gruppen zugeschaltet, und die bereits wieder in dem wachsenden Verbund befindlichen Erzeugungsanlagen müssen ausreichend regelfähig sein, um die Laststöße beim schrittweisen Zuschalten zu verkraften.

## 2.3 Erneuerbare Energiequellen und Energieeffizienz

Wie bereits in Abschnitt 2.1 erwähnt, ist einer der drei energiepolitischen Eckpfeiler der Europäischen Kommission im Energiebinnenmarkt die Nachhaltigkeit. In der Praxis ist dieses Ziel vor allem durch den weiteren massiven Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung und der Implementierung von verschiedensten Energieeffizienzmaßnahmen sowie der viel ambitionierteren Reduktion bzw. Vermeidung von Externalitäten (z.B. CO<sub>2</sub>-Emissionen, Landschaftsverbrauch, etc.) zu erreichen.

In diesem Zusammenhang sind auf (energie-)politischer Ebene bereits in der Vergangenheit zukünftige Klima- und Energiezielerreichungsgrade sowohl auf europäischer (z.B. EU2020-, EU2030-Ziele) als auch auf globaler Ebene (z.B. Kyoto-, Paris-Abkommen) definiert worden. Wiederum ist es dabei wichtig, sehr allgemein formulierte und auf hohem Aggregationsgrad definierte Ziele in weiterer Folge ganz konkret für eine praktische Implementierung herunter zu brechen. Beispielsweise eignen sich prozentuelle Ziele der Erreichung der erneuerbaren Energieerzeugung pro EU-Land und Sektor (Strom-, Wärme/Kälte- und Transportsektor) bezogen auf den erwarteten zukünftigen Energieverbrauch sehr gut, um auch auf die Bedeutung der Ausschöpfung von noch nicht implementierten Energieeffizienzpotenzialen hinzuweisen. Dies ist bei der Definition der EU2020- und EU2030 Ziele so geschehen und hat ganz konkret aufgezeigt, wo welche Maßnahmen im Sinne der Effizienz und Effektivität in den einzelnen Teilbereichen zu setzen sind, um auch die jeweiligen Externalitäten zu minimieren.

Auf europäischer Ebene hat man mit dem *EU-Winterpaket (Nov. 2016)*, [EC 2017] unter anderem auch bewiesen, dass man kurzfristig auf aktuelle Entwicklungen (z.B. der Netzparität der Photovoltaik beim Endkunden) schnell reagieren kann und somit auch neue Geschäftsmodelle zu forcieren bereit ist, die beispielsweise lokale Betreibergemeinschaften (*Local Energy Communities*) ermöglichen. Diese sind unter anderem in der Lage, auf regionaler und lokaler Ebene sehr flexibel auf erneuerbare Stromüber- und -unterproduktion zu reagieren und somit einen hohen Anteil erneuerbarer Stromerzeugung in das System zu integrieren. Regional und lokal verfügbare Energiespeicher spielen dabei eine besonders wichtige Rolle, da diese die zeitliche und räumliche Verlagerung der erneuerbaren Stromproduktion besonders gut ermöglichen und somit auch geförderte erneuerbare Stromerzeugung effizient und effektiv integriert wird. Da die noch nicht ausgeschöpften Potenziale der erneuerbaren Stromerzeugung nicht zuletzt begrenzt sind, ist die effiziente Kombination mit einer Speichertechnologie, die etabliert ist und einen sehr hohen Wirkungsgrad aufweist (z.B. in Pumpspeicherkraftwerken), besonders vorteilhaft.

Pumpspeicherkraftwerke wandeln im Pumpbetrieb elektrische Energie in potentielle Energie des gespeicherten Wassers um, das dazu von einem tiefer gelegenen Becken, dem Unterbecken, in ein höher gelegenes Becken, dem Oberbecken, gepumpt und dort gelagert wird. Das Oberbecken kann, muss aber nicht wie bei reinen Speicherkraftwerken über natürliche Zuflüsse verfügen. Die Rückgewinnung der gespeicherten Energie erfolgt auf umgekehrtem Weg, indem das Wasser vom Oberbecken in das Unterbecken fließt und dabei eine Turbine und einen Generator antreibt.

Pumpspeicherkraftwerke erreichen Wirkungsgrade von 75 - 80% bei in unseren Breiten geringen Standby-Verlusten. Anfahrzeiten liegen im Bereich von 2 (Turbinenbetrieb) bis 4 (Pumpbetrieb) Minuten bis zum Volllastbetrieb.

Pumpspeicherkraftwerke wurden in der Vergangenheit hauptsächlich genutzt, um Spitzenleistung bereitzustellen, das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu gewährleisten und um die Lastkurve und damit die Leistungsanforderungen an die thermischen Kraftwerke zu verstetigen. Durch die verstärkte Einbindung volatiler regenerativer Energieerzeugung kommt ihnen aber

inzwischen auch die Rolle zu, Schwankungen und Prognoseungenauigkeiten in der Erzeugung z.B. durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen auszugleichen.

Grundsätzlich ergeben sich die folgenden Vorteile durch den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken:

- Einspeicherung nicht benötigter bzw. günstig verfügbarer Grundlasterzeugung und gewinnbringende Nutzung zur Spitzenlastdeckung („Energieveredelung“)
- Primärregelung für die Sekundenreserve durch Leitschaukelverstellung, wenn die Anlage gerade im Pump- oder Turbinenbetrieb ist
- Sekundärregelung durch schnelle Bereitstellung von gespeicherter Energie (z.B. innerhalb von ca. 2 Minuten)
- Phasenschieberbetrieb zur Verbesserung der Blindleistungsbilanz im Verbundsystem
- Initiierung und Unterstützung des Netzwiederaufbaus nach einem Netzzusammenbruch (Blackout) durch Schwarzstartfähigkeit und als steuerbare Belastung und Einspeisung

Das Geschäftsmodell der Energieveredelung wird zunehmend dadurch bedroht, dass die Spitzenlast der Mittagsstunden durch Photovoltaikeinspeisung zumindest teilweise gedeckt wird. Deshalb entwickelt sich der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken in Richtung Bereitstellung von Regelenergie und Ausgleich der volatilen Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.

Pumpspeicherkraftwerke sind wegen des verhältnismäßig kleinen E/P-Verhältnisses im Bereich von einigen Stunden nicht für die saisonale Energiespeicherung prädestiniert. Allerdings ergibt sich in überwiegend regenerativ gespeisten Energiesystemen, die einen hohen Bedarf an saisonalen Speichern aufweisen, die Möglichkeit, mit Pumpspeicherkraftwerken und anderen Kurzzeitspeichern den Lastgang von Langzeitspeichern auf Basis von Power-to-Gas-Prozessen zu vergleichmäßigen und sie damit effizienter einsetzbar zu machen. [Groiß 2013]

### 3 Konkretisierung für PSW Koralm

Im europäischen Vergleich hat sich Österreich im letzten Jahrzehnt durchaus den Ruf erarbeitet, den Energiemarkt allgemein bzw. den Strommarkt im Speziellen progressiv weiter zu entwickeln. Dies betrifft nicht nur die verpflichtenden Implementierungen der EU-Binnenmarktrichtlinien im Energie- bzw. Stromsektor, sondern vor allem auch die freiwilligen Initiativen und Pilotversuche, die von österreichischer Seite initiiert wurden (z.B. grenzüberschreitende Kopplung der Regelenergiemärkte, etc.)<sup>1</sup>. Auch bei der Entwicklung und Implementierung der *Network Codes*<sup>2</sup> ist der österreichische Übertragungsnetzbetreiber APG (*Austrian Power Grid*) maßgeblich involviert. Schließlich bringen sich die österreichischen Verbände und Stakeholder auch federführend in die Entwicklung von standardisierten Kosten-Nutzenanalysemethoden zur Evaluierung von neuen europäischen Übertragungsnetz- und Speicherprojekten ein.

Dieses Engagement und die dabei erlangte Expertise sind nicht zuletzt deshalb wichtig, weil eine robuste Infrastruktur im Stromsystem entlang des österreichischen Alpenhauptkamms und dessen Ausläufern im Osten des Bundesgebietes von enormer Bedeutung hinsichtlich der weiteren Integration von erneuerbarer Stromerzeugung ist. Dabei spielt vor allem auch die möglichst schnelle Realisierung des Lückenschlusses des 380-kV-Rings des österreichischen Übertragungsnetzes eine zentrale Rolle, die von Seiten des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers APG vorangetrieben wird [APG 2013, APG 2016].

Für den geplanten Standort des *PSW Koralm* an der Grenze zwischen der Steiermark und Kärnten war vor dem Hintergrund des bestmöglichen Beitrags zur weiteren Erhöhung der Flexibilität des österreichischen Stromsystems vor allem auch der vor knapp 10 Jahren realisierte Lückenschluss des 380-kV-Elementes zwischen den Umspannwerken/Netzknoten Südburgenland und Kainachtal sehr wichtig. Aufgrund der geografischen Nähe zu den österreichischen Winderzeugungszentren in Niederösterreich und dem Burgenland ist der Standort des *PSW Koralm* sehr gut geeignet, die variable Winderzeugung bestmöglich im österreichischen Stromsystem zu integrieren, zumal die bereits vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke weiter entfernt und vorwiegend entlang des Alpenhauptkamms und in den Hohen Tauern in den westlicheren Bundesländern konzentriert sind. Somit sind sehr gute Voraussetzungen für eine rein marktbasiertere Integration der derzeitigen bzw. noch weiter zu integrierenden österreichischen erneuerbaren Stromerzeugung (vor allem Wind, aber auch Photovoltaik) im Osten bzw. Süden des Bundesgebietes gegeben.

Dies ist auch im Einklang mit der Energiestrategie der österreichischen Bundesregierung, die sich im Jahr 2030 zu einem 100 %-igen erneuerbaren Stromerzeugungsziel – national, bilanziell – festgelegt hat. Da Österreich bereits derzeit von einem sehr hohen Niveau der erneuerbaren Stromerzeugung ausgeht, sind für die restlichen 20-30 % noch enorme Anstrengungen zu unternehmen, um das angepeilte Ziel 2030 tatsächlich zu erreichen. Wie bereits erwähnt wurde, ist dabei die regional und lokal verfügbare Flexibilität (unter anderem bereitgestellt durch Pumpspeicherkraftwerke) von enormer Bedeutung, um z.B. auch ein mögliches *Abregeln* von erneuerbarer Überschusserzeugung vermeiden zu können.

Außerdem wirkt eine vorhandene Flexibilität generell möglicherweise notwendigen *Re-Dispatch*-Maßnahmen<sup>3</sup> entgegen, wenn Stromerzeugung und –verbrauch, z.B. bedingt durch eine Engpasssituation im Übertragungsnetz, nicht ausbalanciert sind. Diese Art von Markteingriffen, die bei zu geringer Flexibilität und einem hohen Anteil erneuerbarer Stromerzeugung derzeit in

---

<sup>1</sup> <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/inc>

<sup>2</sup> <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/wholesale-market/electricity-network-codes>

<sup>3</sup> <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Uebertragung/Redispatch>

Mitteleuropa allgegenwärtig sind, sollten auf alle Fälle vermieden bzw. minimiert werden. Dazu kann das PSW Koralm auch einen positiven Beitrag liefern.

Schließlich ist auch noch zu betonen, dass durch das Entstehen eines neuen Marktteilnehmers mit dem PSW Koralm der Wettbewerb in Österreich weiter belebt wird.

### 3.1 Energiebinnenmarkt

Um den zukünftigen Einfluss des PSW Koralm auf das österreichische bzw. europäische Gesamtsystem bewerten zu können, wird eine quantitative Analyse des PSW Koralm durchgeführt. Dazu werden zwei Varianten je Szenario durchsimuliert:

- (O: Ohne Koralm) zukünftige Stromerzeugung ohne das PSW Koralm, und
- (M: Mit Koralm) mit dem PSW Koralm.

Die in der quantitativen Analyse berücksichtigte Turbinenleistung beträgt 980 MW und die Pumpleistung 1000 MW. Der Nutzinhalt der Speicher, der für die Stromproduktion herangezogen werden kann, beträgt 4,5 Mio. m<sup>3</sup>. Genauere Details zur Modellierung sind im Appendix zu finden. Geringfügige Veränderungen an diesen Grundannahmen ändern dabei nicht die grundsätzliche Tendenz der unten beschriebenen Ergebnisse.

Für die Kosten/Nutzen-Analyse des Pumpspeicherkraftwerkes Koralm wurden Schlüsselparameter, die sogenannten Key Performance Indicators (KPIs) definiert. Diese umfassen die jährlichen Kosteneinsparungen und die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen, jeweils aufgeteilt in Energie- und Systemdienstleistungen. Zusätzliche Parameter sind die Primärenergieeinsparungen, hier insbesondere Gas, die Abregelung erneuerbarer Energiequellen und der Anteil an erneuerbarer Stromerzeugung gemessen an der gesamten Stromnachfrage.

Die absoluten und relativen Differenzen der beiden Szenarien („Ohne“ und „Mit“ PSW Koralm) für das Szenario „Sustainable Transition 2030“ (ST-2030)<sup>4</sup> sind in Tabelle 1 dargestellt.

**Tabelle 1: Key-Performance Indicators (KPIs) für das Szenario ST-2030, [ENTSO-E 2017], ohne und mit dem PSW Koralm, aufgeteilt in Werte für Österreich und das Gesamtsystem.**

Key-Performance Indicators	Österreich				Gesamtsystem			
	O: Ohne Koralm	M: Mit Koralm	%	für 50 Jahre	O: Ohne Koralm	M: Mit Koralm	%	für 50 Jahre
Energiekosten (MEuro/a)	895	-5,64	-0,6%	-282,05	37460	-10,16	-0,03%	-508,01
Systemdienstleistungen (MEuro/a)	20	-0,17	-0,9%	-8,59	505	-0,21	-0,04%	-10,53
Gesamtkosten (MEuro/a)	915	-5,81	-0,6%	-290,64	37964	-10,37	-0,03%	-518,54
CO <sub>2</sub> Emissionen (Energie) (MtCO <sub>2</sub> /a)	5,37	-0,03	-0,5%	-1,28	371,63	-0,10	-0,03%	-5,17
CO <sub>2</sub> Emissionen (System-DL) (MtCO <sub>2</sub> /a)	0,77	0,00	-0,4%	-0,14	36,58	-0,19	-0,51%	-9,37
CO <sub>2</sub> Emissionen (MtCO <sub>2</sub> /a)	6,14	-0,03	-0,5%	-1,42	408,21	-0,29	-0,07%	-14,54
Gas (GWh/a)	14	-0,06	-0,4%	-3,13	321	-0,08	-0,03%	-4,02
EE Abregelung (GWh/a)	71	-0,55	-0,8%	-27,53	3503	-4,70	-0,13%	-235,13
EE Anteil (%)	72,1%	0,02%			51,4%	0,01%		

<sup>4</sup> Wir wählten das Szenario „Sustainable Transition“, da es jener Zukunftsrahmen ist, der von den einzelnen Interessensgruppen (Mitgliedsstaaten, nationale Regulierungsbehörden, etc.) am relevantesten eingestuft wurde, siehe Abstimmungsergebnisse in [ENTSO-E 2017].

Sowohl für Österreich als auch für das betrachtete Gesamtsystem (im Wesentlichen Zentraleuropa) können nennenswerte Einsparungen in Punkten Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den Bau des PSW Koralm erreicht werden. Im österreichischen Stromsystem können Einsparungen von 5,8 MEuro/a erzielt werden, für das Gesamtsystem sind bis zu 10,4 MEuro/a an Kosteneinsparungen möglich. Unter der Annahme, dass diese jährlichen Einsparungen über die Nutzungsdauer des Pumpspeicherkraftwerkes erzielt werden können, ergeben sich Einsparungen von 291 MEuro für Österreich bzw. aus Gesamtsicht 519 MEuro für die nächsten 50 Jahre. Dazu wird auch auf die Spalte „für 50 Jahre“ in Tabelle 1 verwiesen, wobei kein Diskontierungsfaktor berücksichtigt wurde. Unter der Annahme eines Diskontierungsfaktors von 3 % ergeben sich für Österreich Einsparungen von 155 MEuro und für das Gesamtsystem 277 MEuro. Die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen können in Österreich um 28 kt gesenkt werden, und im Gesamtsystem sind Reduktionen von bis zu 291 kt durch das PSW Koralm möglich.

Das Abregeln von erneuerbaren Energiequellen (EE) verringert sich um 0,55 GWh/a in Österreich und 4,7 GWh/a im Gesamtsystem. Durch die zusätzliche Nutzung von EE wird der Primärenergiebedarf betreffend Gas gesenkt und der Anteil erneuerbarer Energie gemessen an der Gesamtnachfrage erhöht sich dementsprechend.

Des Weiteren wurden noch zwei Sensitivitäten betrachtet: Erstens das Szenario 2030-ST mit der Annahme, dass alle mittelfristig geplanten DC-Leitungen 2030 in Betrieb sind, siehe Tabelle 8 und Abbildung 17 für Details, und täglich ausgeschriebenen Peak/Off-Peak SRL Produkten. Zweitens wurde das Szenario 2040-ST mit den mittelfristig geplanten DC-Leitungen und täglichen SRL Produkten simuliert. Aufgrund des Leitungsausbaus in Sensitivität 1 (7 DC-Leitungen im Ausmaß von 12 GW) können die Gesamtkosten insgesamt um 1,7 Mrd.Euro/a gesenkt werden, das PSW Koralm in Österreich ermöglicht noch weitere 6,6 MEuro/a, siehe Tabelle 2. Zusätzlich zu den 17 MtCO<sub>2</sub>/a durch den Leitungsausbau können noch 80 ktCO<sub>2</sub>/a eingespart werden.

**Tabelle 2: Sensitivität 1 – KPIs für das Szenario 2030-ST, [ENTSO-E 2017], mit DC Leitungsausbau in den Nachbarländern und täglichen SRL Produkten.**

Key-Performance Indicators 2030 mit DC-Ausbau tägl. SRL Produkte	Österreich				Gesamtsystem			
	O: Ohne Koralm	M: Mit Koralm	%	für 50 Jahre	O: Ohne Koralm	M: Mit Koralm	%	für 50 Jahre
Energiekosten (MEuro/a)	896	-0,97	-0,1%	-48,37	35813	-6,59	-0,02%	-329,29
Systemdienstleistungen (MEuro/a)	18	-0,13	-0,7%	-6,39	421	0,00	0,00%	0,13
Gesamtkosten (MEuro/a)	913	-1,10	-0,1%	-54,76	36234	-6,58	-0,02%	-329,15
CO <sub>2</sub> Emissionen (Energie) (MtCO <sub>2</sub> /a)	5,62	-0,01	-0,2%	-0,51	354,59	0,03	0,01%	1,53
CO <sub>2</sub> Emissionen (System-DL) (MtCO <sub>2</sub> /a)	0,80	-0,01	-1,6%	-0,64	36,41	-0,11	-0,29%	-5,33
CO <sub>2</sub> Emissionen (MtCO <sub>2</sub> /a)	6,42	-0,02	-0,4%	-1,14	391,00	-0,08	-0,02%	-3,80
Gas (GWh/a)	15	-0,03	-0,2%	-1,41	298	-0,06	-0,02%	-2,77
EE Abregelung (GWh/a)	19	-0,65	-3,4%	-32,57	1448	0,32	0,02%	16,09
EE Anteil (%)	72,2%	0,08%			52,2%	0,01%		

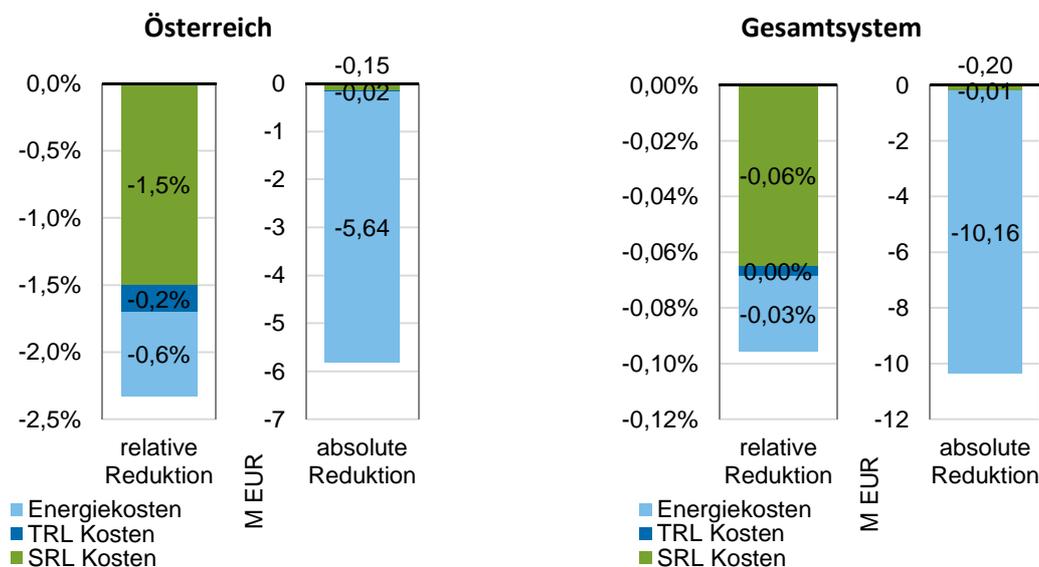
In Sensitivität 2 können Kosteneinsparungen von knapp 17 MEuro/a für das Gesamtsystem beobachtet werden, siehe Tabelle 3. Ebenso sind CO<sub>2</sub> Emissionseinsparungen, eine Reduktion des Primärenergieverbrauchs von Gas und der Abregelung von Erneuerbaren Energieträgern durch das PSW Koralm möglich.

**Tabelle 3: Sensitivität 2 – KPIs für das Szenario 2040-ST, [ENTSO-E 2017], mit DC Leitungsausbaue in den Nachbarländern und täglichen SRL Produkten.**

Key-Performance Indicators 2040 mit DC-Ausbau und tägl. SRL Produkte	Österreich				Gesamtsystem			
	O: Ohne Koralm	M: Mit Koralm	%	für 50 Jahre	O: Ohne Koralm	M: Mit Koralm	%	für 50 Jahre
Energiekosten (MEuro/a)	1007	-1,84	-0,2%	-92,05	39173	-16,72	-0,04%	-835,84
Systemdienstleistungen (MEuro/a)	18	-0,09	-0,5%	-4,48	566	-0,15	-0,03%	-7,27
Gesamtkosten (MEuro/a)	1025	-1,93	-0,2%	-96,52	39739	-16,86	-0,04%	-843,11
CO <sub>2</sub> Emissionen (Energie) (MtCO <sub>2</sub> /a)	5,53	-0,02	-0,3%	-0,76	279,41	-0,08	-0,03%	-4,00
CO <sub>2</sub> Emissionen (System-DL) (MtCO <sub>2</sub> /a)	0,76	0,01	1,5%	0,58	36,86	0,01	0,02%	0,33
CO <sub>2</sub> Emissionen (MtCO <sub>2</sub> /a)	6,28	0,00	-0,1%	-0,18	316,27	-0,07	-0,02%	-3,67
Gas (GWh/a)	14	-0,03	-0,2%	-1,44	376	-0,15	-0,04%	-7,41
EE Abregelung (GWh/a)	213	-10,11	-4,7%	-505,62	8742	-18,01	-0,21%	-900,57
EE Anteil (%)	73,0%	0,10%			58,8%	0,02%		

Nachfolgend sind die Detailergebnisse des Szenarios ST-2030 dargestellt.

Die relativen und absoluten Kosteneinsparungen sind in Abbildung 1 für Österreich und das Gesamtsystem dargestellt. Die Kosten sind aufgeteilt in Energie und in die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, wobei hier zwischen Sekundär- und Tertiärregelleistung (SRL & TRL) unterschieden wird. In Österreich können durch das PSW Koralm 5,64 MEuro/a an Energieerzeugungskosten eingespart werden. Auch auf das Gesamtsystem hat das PSW Koralm Auswirkungen von 10,16 MEuro/a an erzielbaren Einsparungen aus Gesamtsicht gesehen. Ebenso können Kostenreduktionen bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen beobachtet werden, sowohl für Österreich als auch für die deutschen, niederländischen und belgischen Übertragungsnetzbetreiber<sup>5</sup>, siehe auch Appendix 6.



**Abbildung 1: Vergleich der Energie- und Systemdienstleistungskosten (SRL: Sekundärregelreserve, TRL: Tertiärregelreserve) in Österreich und des Gesamtsystems (Mit – Ohne PSW Koralm).**

<sup>5</sup> In Deutschland gibt es vier Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW, TenneT, Amprion und 50Hertz.

Die oben erwähnten Kosteneinsparungen begründen sich auf einen veränderten Erzeugungsmix, welcher für Österreich in Abbildung 2 dargestellt ist. Des Weiteren beinhaltet die Grafik auch die EE-Anteile für Österreich und den benachbarten Ländern. Diese erhöhen sich durch den Einsatz des PSW Koralm, einerseits aufgrund der Verringerung der Abregelung von erneuerbaren Energiequellen und der zusätzlichen Stromerzeugung auf Basis des natürlichen Zuflusses. Andererseits kann durch die gewonnene Flexibilität des PSW Koralm der Einsatz von hochflexiblen Gaskraftwerken reduziert werden. Die Stromimporte und -exporte steigen durch die zusätzliche Möglichkeit der Zwischenspeicherung von Energie. Die Nettoexporte erhöhen sich somit von 7,643 TWh/a auf 7,721 TWh/a.

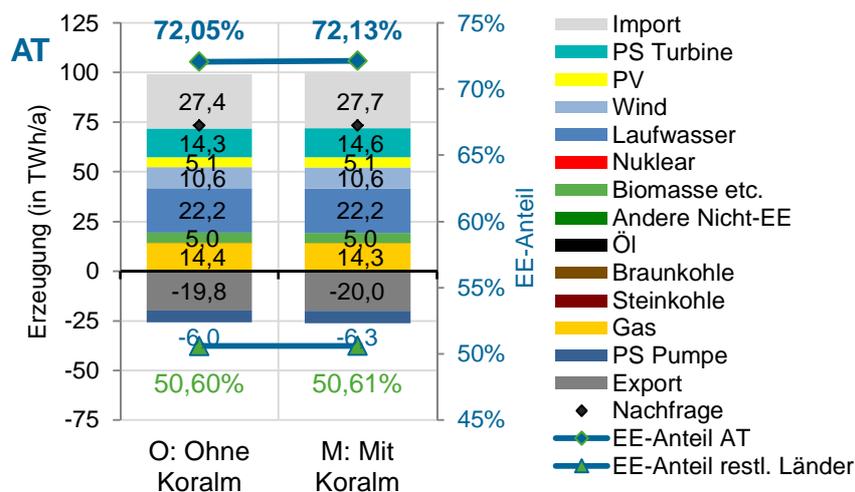
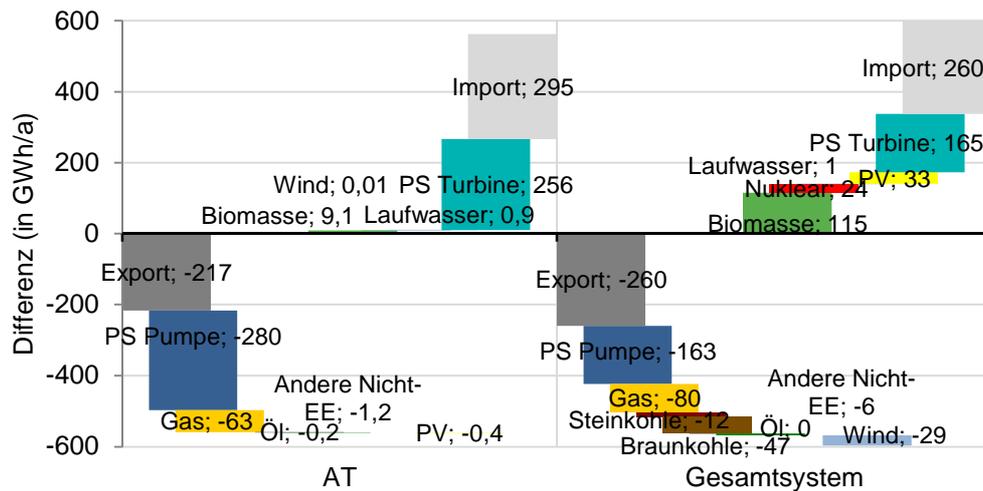


Abbildung 2: Erzeugungsstruktur in Österreich und resultierender EE Anteil in Österreich und den restlichen Ländern.

In Abbildung 3 ist die Veränderung des Stromerzeugungsmix, aufgeschlüsselt auf Österreich und das Gesamtsystem, dargestellt. Besonders zu erkennen ist hierbei die erhöhte Stromerzeugung von Pumpspeicherkraftwerken (PS Turbine) und der Stromverbrauch der Pumpen (PS Pumpe). Des Weiteren verringert sich der Einsatz von thermischen Kraftwerken, Gaskraftwerke, Öl und Andere Nicht-EE in Österreich und zusätzlich Stein- und Braunkohlekraftwerke in den umliegenden Ländern. Im Gegenzug erhöht sich die Stromerzeugung von Biomasse und in geringerem Maße durch Laufwasser, Nuklear, PV bzw. Wind.



**Abbildung 3: Differenz der Stromerzeugung von mit & ohne PSW Koralm für Österreich und das Gesamtsystem (negativer „Export“ und „PS Pumpe“ bedeuten erhöhte Exporte und Pumpverbrauch).**

Eine sichere Stromversorgung hat in einer ganzheitlichen Betrachtung einen betriebs- und volkswirtschaftlichen Wert, der den reinen Marktpreis für Strom bei weitem übersteigt. Eine stabile und sichere Versorgung insbesondere mit Elektroenergie ist eine der fundamentalen Voraussetzungen für das erfolgreiche Fortbestehen des hoch industrialisierten Wirtschaftsstandortes Europa. Für betriebswirtschaftliche Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen innerhalb eines Stromversorgungsgebietes sind Ausfälle von Produktionsanlagen (Gewinnausfall, mögliche Verzugskosten, etc.), mögliche Anlagenschäden, verdorbene Lebensmittel durch fehlende Kühlung, Kosten für Alternativen bzw. Redundanzanlagen (Stromgenerator), etc. beispielhaft anzuführen. Der Bereich der volkswirtschaftlichen Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen ist noch deutlich vielfältiger als der Bereich der betriebswirtschaftlichen Kosten und betrifft neben Industrie, Gewerbe und Dienstleistungen den Privatsektor sowie die soziale Sicherheit und Stabilität.

Somit spielt bei einer quantitativen, volkswirtschaftlichen Betrachtung der Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen auch die Struktur einer Volkswirtschaft eine große Rolle.

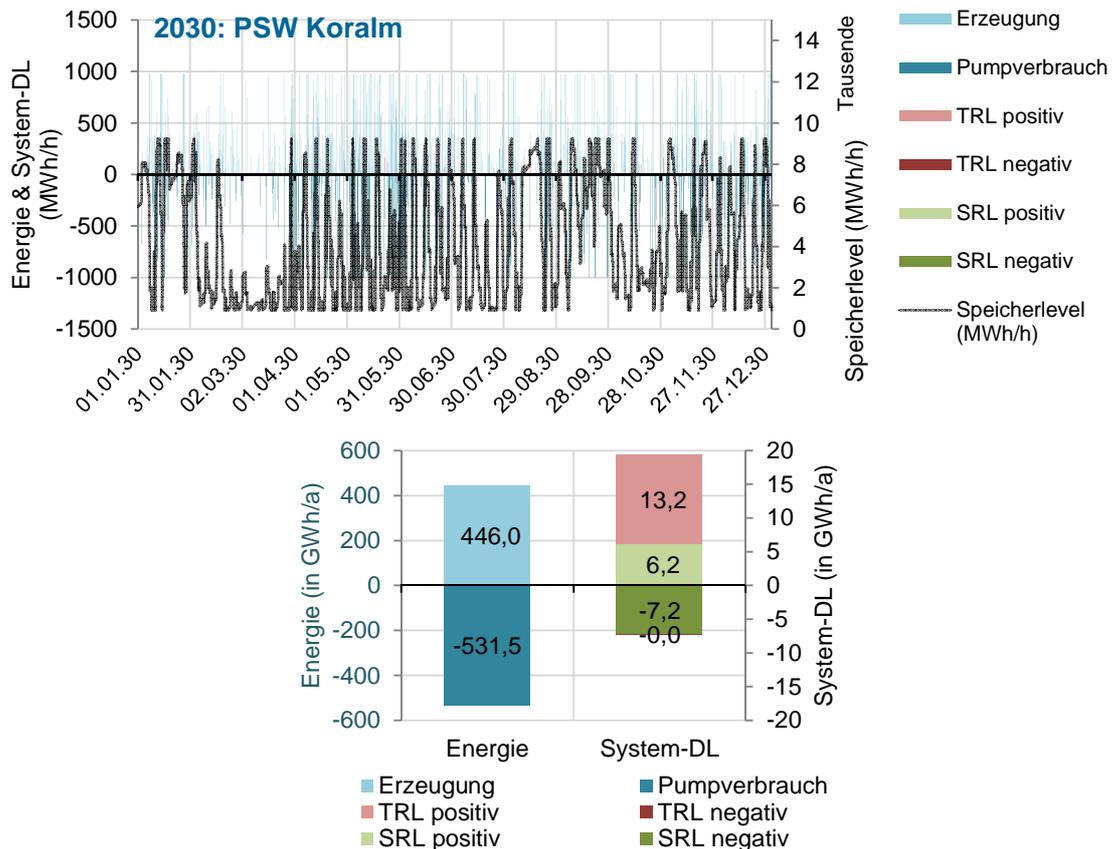
Entsprechende empirische volkswirtschaftliche Analysen verschiedener Länder weltweit sind in der Studie „Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen“ [FrontierEconomics] zusammengefasst worden. Für mitteleuropäische Volkswirtschaften wie Deutschland und Österreich wurden Bandbreiten von 8-16 €/kWh bzw. 5,3-13,2 €/kWh an volkswirtschaftlichen Kosten durch nichtgelieferte elektrische Energie ermittelt. Für nachfolgende Berechnungen wurde ein Mittelwert von 10 €/kWh an vermiedenen volkswirtschaftlichen Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen verwendet. Der Beitrag pro Stunde zu vermiedenen volkswirtschaftlichen Kosten bei Gefahr von Blackout bzw. Beitrag zur rascheren Wiederversorgung (bzw. Aufrechterhaltung eines Inselbetriebes) wird für das PSW Koralm wie folgt berechnet:

$$980 \text{ MW} \cdot 1 \text{ h} \cdot 10,00 \text{ €/kWh} = 9,8 \text{ Mio. €/h}$$

Mit Hilfe des durchschnittlichen Potentials von 4,2 h des PSW Koralm für die Bewältigung einer Versorgungskrise ergibt sich mit der Annahme, dass ein Blackout einmal in 20 Jahren eintritt, ein Mindestwert von 2 Mio. Euro.

Wenn diese Schwarzstart/Inselbetriebs-Dienstleistung alternativ von einem modernen Gas- und Dampfkraftwerk (500 g/kWh) bereitgestellt werden müsste, dann wären dies pro Stunde zusätzliche CO<sub>2</sub> Emissionen von 490 tCO<sub>2</sub>/h.

Der jährliche Speicherungsverlauf bzw. verfügbare Speicherinhalt des PWS Koralm, wodurch sich das durchschnittliche Potential für die Schwarzstart/Inselbetriebs-Dienstleistung berechnet, ist in Abbildung 4 dargestellt.



**Abbildung 4: Jährlicher Einsatz des PSW Koralm aufgeteilt in Energie & Systemdienstleistungen, oben: jährlicher Verlauf, unten: gesamte Energieerzeugung, Pumpverbrauch und Bereitstellung von Systemdienstleistungen.**

Die nachfolgenden Darstellungen in Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigen den Einsatz des PSW Koralm in exemplarischen Wochen des Jahres, einerseits eine Woche mit maximaler Residuallast (= Last – Erzeugung Erneuerbarer) und andererseits eine Woche mit minimaler Residuallast. Die maximale Residuallast kann im Herbst/Winter beobachtet werden, die minimale Residuallast ergibt sich im Frühjahr/Sommer, aufgrund erhöhter Sonneneinstrahlung und Laufwassererzeugung. Die wöchentlichen Summen bzw. Durchschnitte sind in Tabelle 4 enthalten.

**Tabelle 4: Wöchentliche Summe des Pumpverbrauchs und der Erzeugung des PSW Koralm, Erzeugung Erneuerbarer (EE bzw. RES-E), die Stromnachfrage in Österreich, die Residuallast und die CO<sub>2</sub> Emissionen bzw. der durchschnittliche Preis der exemplarischen Wochen.**

Einheit	Verbrauch GWh	Erzeugung GWh	RES-E GWh	Nachfrage GWh	Residuallast GWh	CO <sub>2</sub> kt	Ø Preis Euro/MWh
Max. Residuallast	-8,37	9,14	465,21	1576,17	1110,97	136,9	54,67
Min. Residuallast	-28,00	16,56	1241,68	1300,67	58,99	13,5	35,99

In den oberen Grafiken (a) sind zusätzlich zum Einsatz des PSW Koralm die Stromnachfrage, die Erzeugung Erneuerbarer (RES-E) und die sich ergebende Residuallast dargestellt. Der Vergleich von Abbildung 5 mit Abbildung 6 zeigt, dass je volatil sich der Verlauf der Residuallast verhält, im Falle der Woche mit minimaler Residuallast, desto höher ist der Einsatz des Pumpspeicherkraftwerkes. Dementsprechend verändert sich auch das Verhältnis zwischen Pumpverbrauch und Turbinenerzeugung.

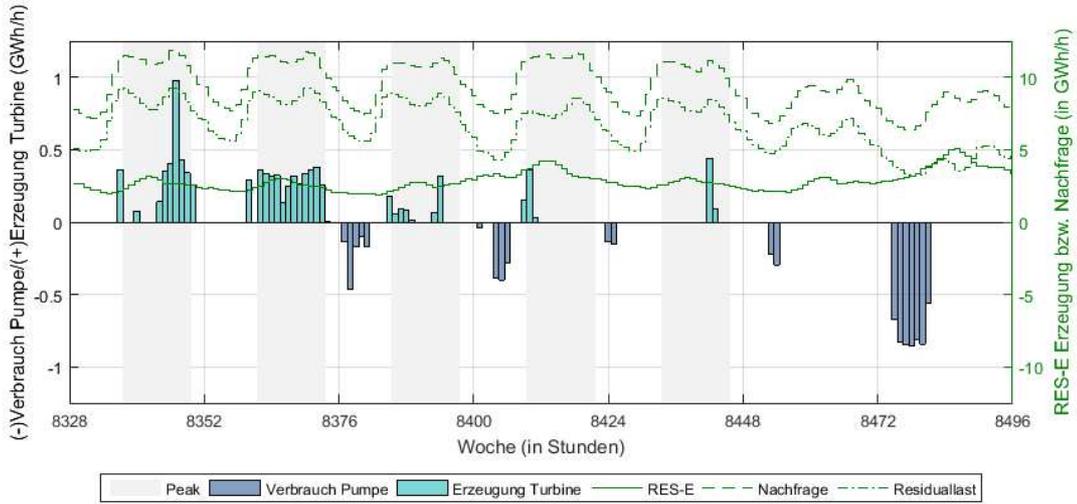
In der Woche mit maximaler Residuallast, wobei hier das wöchentliche Nachfragemuster noch deutlich erkennbar ist in der Residuallast, wird mehr Strom erzeugt als durch die Pumpe verbraucht wird, insbesondere in den Residuallastspitzen. Im Gegensatz dazu wird in der Woche mit minimaler Residuallast doppelt so viel Strom verbraucht als erzeugt, aufgrund der Tatsache, dass in 63 von 168 Stunden die Residuallast negativ ist (Erzeugung aus Erneuerbaren übersteigt die Nachfrage). Um die Erzeugung Erneuerbarer nicht abregeln zu müssen, wird die gewonnene Energie in den Pumpspeichern zwischengespeichert.

Die mittleren Grafiken (b) zeigen den Verlauf des österreichischen Zonenpreises in den jeweiligen exemplarischen Wochen. Der wöchentliche Durchschnittspreis für die Herbst-/Winterwoche beträgt 54,67 Euro/MWh und liegt somit um knapp 5 Euro/MWh über dem jährlichen Durchschnittspreis von 49,98 Euro/MWh. Ohne das PSW Koralm liegt der Preis in dieser Woche bei 55,13 Euro/MWh (+0,46 Euro/MWh) und der jährliche Durchschnittspreis bei 50,01 Euro/MWh (Szenario (O: Ohne Koralm)). Im Vergleich dazu beträgt der wöchentliche Durchschnittspreis im Frühjahr/Sommer 35,99 Euro/MWh (ca. um 14 Euro/MWh geringer als der jährliche Mittelwert) bzw. für Szenario (O: Ohne Koralm) 35,55 Euro/MWh, d.h. der Pumpspeicher erhöht die Wertigkeit des Stromes in Zeiten hoher erneuerbaren Einspeisung und kann Entwicklungen von negativen Strompreisen entgegenwirken. In Szenario (M: Mit Koralm) kann somit eine maximale Spreizung der wöchentlichen Durchschnittspreise von 18,68 Euro/MWh (19,58 Euro/MWh für Szenario (O: Ohne Koralm)) beobachtet werden.

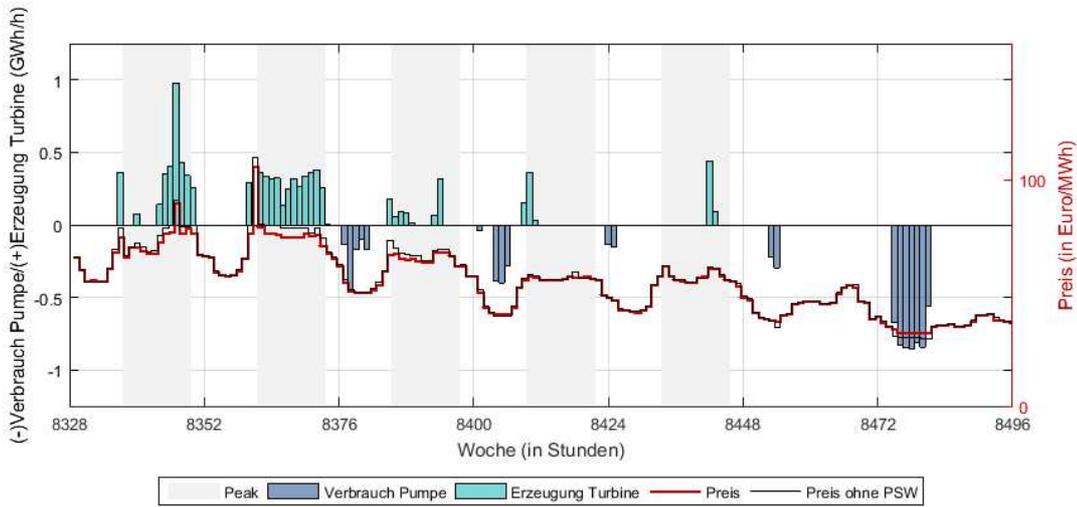
Ein Vergleich der stündlichen Preisstruktur zeigt, dass in Zeiten mit geringer volatiler Stromerzeugung die Preisstruktur dem Nachfrage- bzw. Residuallastverlauf deutlich folgt (siehe Abbildung 5). Des Weiteren ist auch das Preisniveau an den Wochentagen höher als am Wochenende, wohingegen dies in Abbildung 6 nicht so deutlich der Fall ist. Jedoch sei an dieser Stelle angemerkt, dass nicht nur die Residuallast (Nachfrage und Erzeugung erneuerbarer Energiequellen) eine Rolle bei der Preisbildung spielt, sondern auch die Stromimporte bzw. -exporte.

Die letzten Grafiken der Abbildungen zeigen die CO<sub>2</sub> Emissionen im österreichischen Stromsystem. In der Woche mit geringer Einspeisung Erneuerbarer verursacht die Stromproduktion in Österreich 136,9 kt an CO<sub>2</sub> Emissionen. Demgegenüber steht die Woche mit extrem geringen CO<sub>2</sub> Emissionen von 13,5 kt, was in diesem Fall nur ein Zehntel des vorher genannten Wertes ist. Das PSW Koralm ermöglicht die Vermeidung von 66,3 t CO<sub>2</sub> in der exemplarischen Herbst-/Winterwoche. Jährlich ergeben sich Einsparungen von 25,6 kt CO<sub>2</sub> für die Stromproduktion in Österreich. Insgesamt können 103,3 kt CO<sub>2</sub> Emissionen vermieden werden.

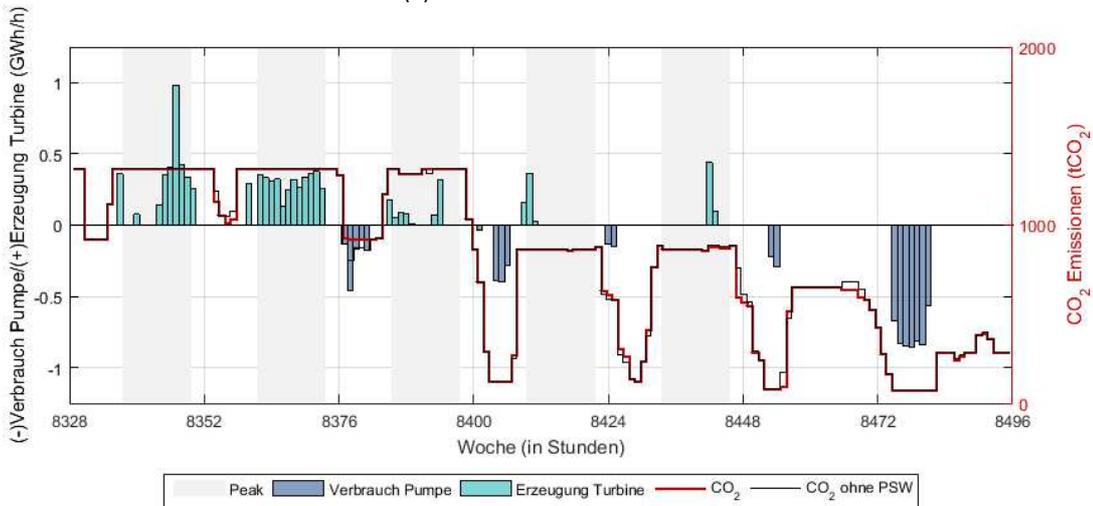
### Maximale Residuallast (Herbst/Winter)



(a) Einsatz PSW Koralm vs. Residuallast (Nachfrage & RES-E)



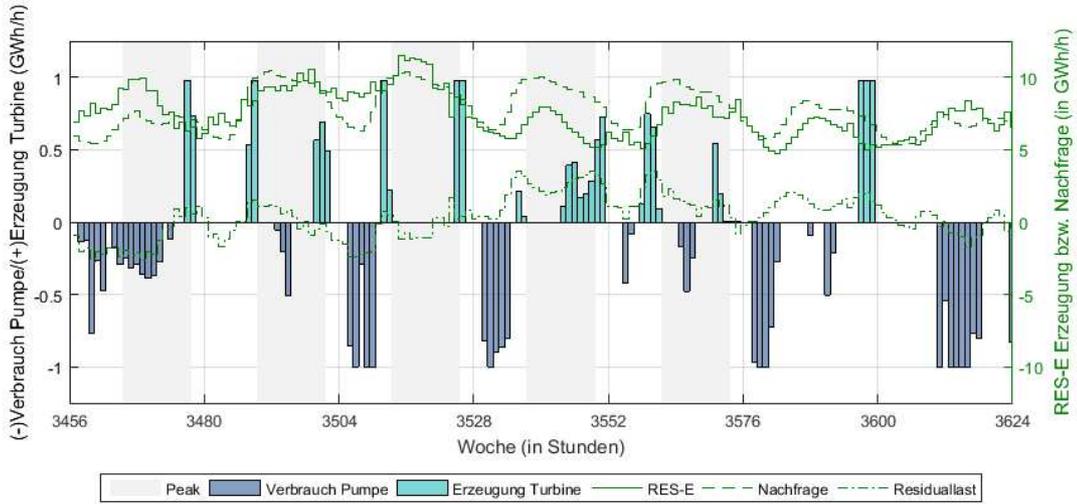
(b) Einsatz PSW Koralm vs. Preis



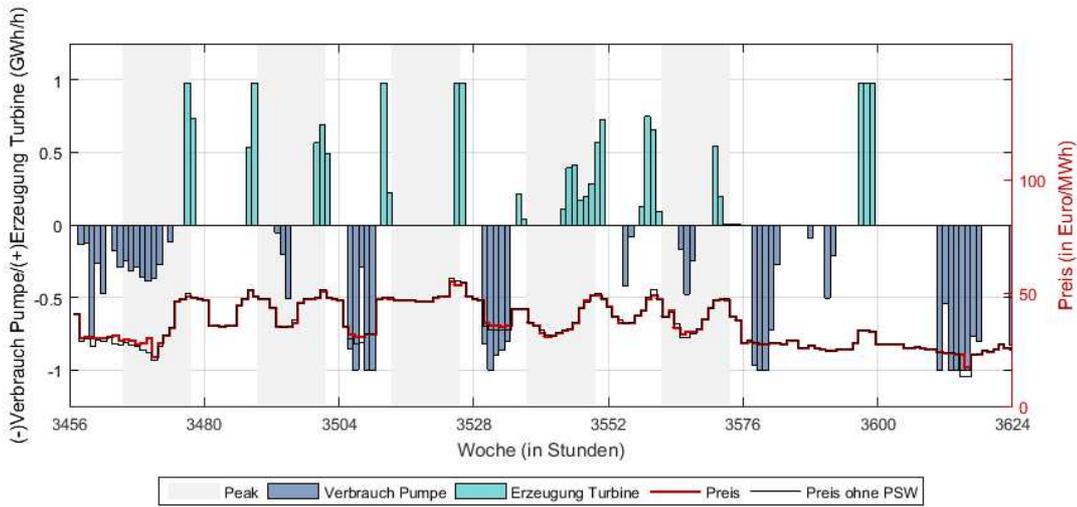
(c) Einsatz PSW Koralm vs. CO<sub>2</sub> Emissionen

**Abbildung 5: Einsatz des PSW Koralm in einer Woche mit maximal auftretender Residuallast; oben: Nachfrage & RES-E Erzeugung, mitte: Preis, unten: CO<sub>2</sub> Emissionen.**

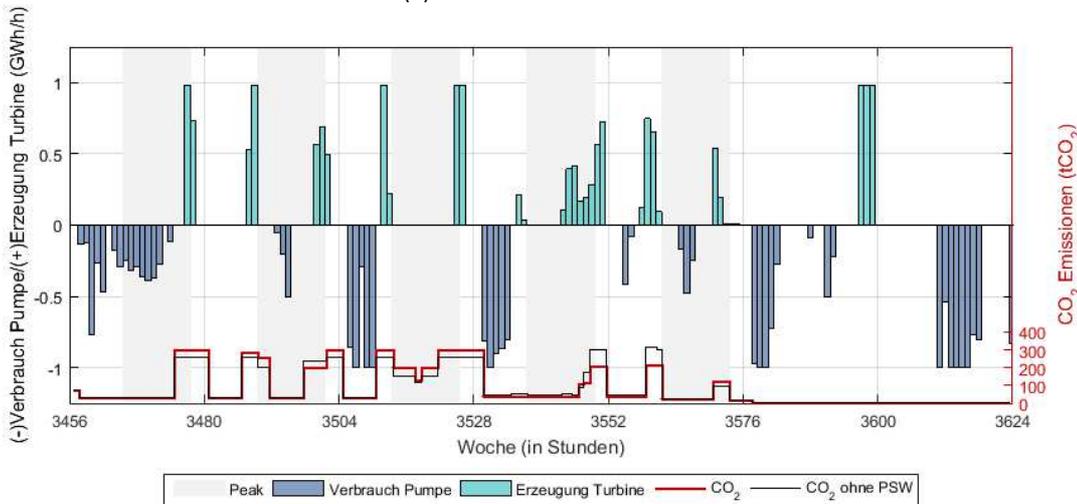
### Minimale Residuallast (Frühjahr/Sommer)



(a) Einsatz PSW Koralm vs. Residuallast (Nachfrage & RES-E)



(b) Einsatz PSW Koralm vs. Preis

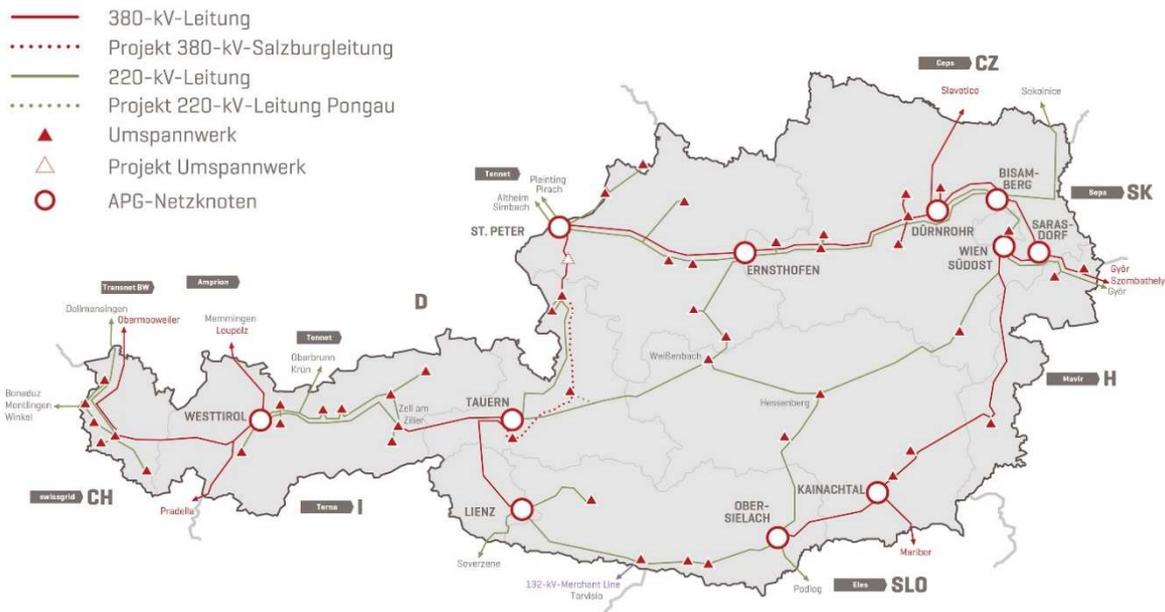


(c) Einsatz PSW Koralm vs. CO<sub>2</sub> Emissionen

**Abbildung 6: Einsatz des PSW Koralm in einer Woche mit minimal auftretender Residuallast; oben: Nachfrage & RES-E Erzeugung, mitte: Preis, unten: CO<sub>2</sub> Emissionen.**

### 3.2 Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit wird maßgeblich durch die Verfügbarkeit der notwendigen Erzeugungsanlagen und der Netze, an die sie angebunden sind, beeinflusst. Das in Österreich von der Austrian Power Grid AG betriebene Übertragungsnetz mit seinen Schnittstellen zu den Netzen der benachbarten Übertragungsnetzbetreiber ist in Abbildung 7 dargestellt.



**Abbildung 7: APG-Netz [Quelle und © Austrian Power Grid AG]**

Für einen Lückenschluss des 380kV-Ringes, der durch die Netzknoten St. Peter, Ernsthofen, Dürnrohr, Bisamberg, Sarasdorf, Wien Südost, Kainachtal, Obersielach, Lienz und Tauern (im Uhrzeigersinn angegeben) und die sie verbindenden Leitungen sind noch Teilstücke zwischen Obersielach und Lienz (derzeit noch als 220kV-Verbindungen ausgeführt) sowie Tauern und St. Peter auf 380kV aufzurüsten. Wie bereits in der Einleitung zu diesem Kapitel erwähnt, wurde vor knapp 10 Jahren die Anbindung des Netzknotens Kainachtal über das UW Südburgenland an den 380kV-Ring wesentlich verstärkt.

Das PSW Koralm liegt geographisch an der Grenze zwischen den Bundesländern Kärnten und Steiermark und damit auf der Strecke der 380kV-Verbindung zwischen den Netzknoten Kainachtal und Obersielach. Diese Lage ist in Abbildung 8 schematisch dargestellt. Nach den Einreichunterlagen ist die direkte Anbindung an das bestehende 380kV-Netz mit einem eigenen Anschlusspunkt im Bereich der Glitzalm geplant, und ein Antrag auf Netzzugang bei der Austrian Power Grid AG wurde für eine Leistung von 1.200 MW gestellt. Ebenfalls nach den Einreichunterlagen liegt bereits eine Zustimmungserklärung der APG für den Netzzutritt über die geplante Leistung der Anlage vor. Es kann also zunächst davon ausgegangen werden, dass durch den Netzzutritt keine Gefährdung des sicheren Netzbetriebes zu befürchten ist.

Mit einer Leistung von knapp 1.000 MW übertrifft das PSW Koralm die Nennleistung des derzeit größten Kraftwerkes im Österreichischen elektrischen Energiesystem, des Pumpspeicherkraftwerkes Malta Hauptstufe von 730 MW deutlich. Das PSW Koralm wird damit neben dem größten Pumpspeicherkraftwerk auch insgesamt die größte Kraftwerksanlage im Österreichischen Netz. Die

Lage der bis dato 10 wichtigsten Pumpspeicherkraftwerke in Österreich und ihre Größe relativ zum PSW Koralm ist in Abbildung 9 dargestellt.

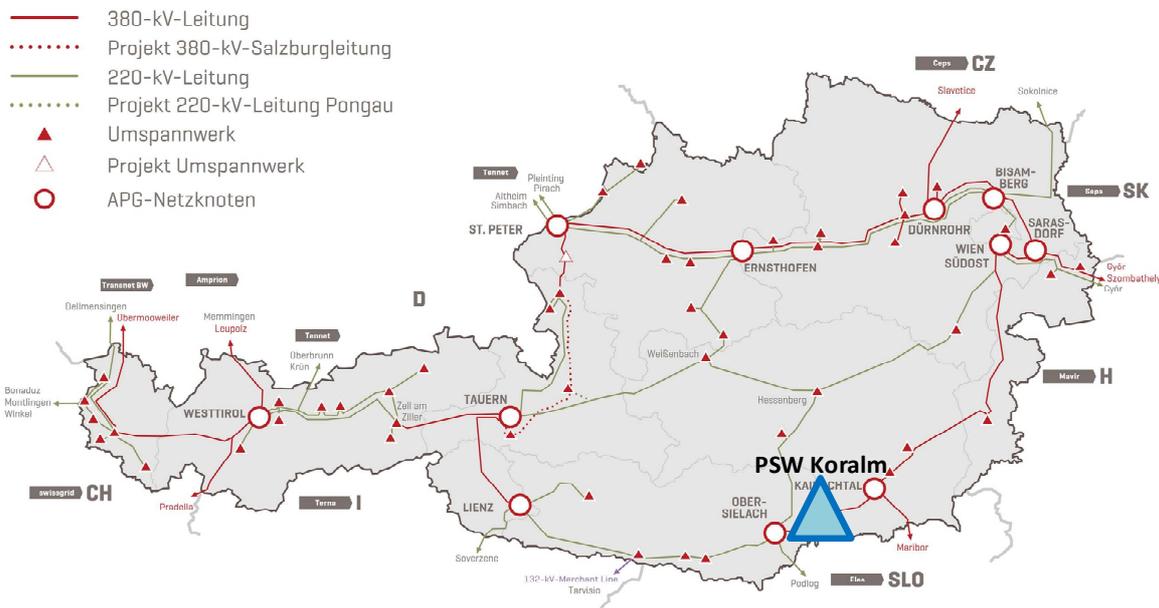


Abbildung 8: Lage des PSW Koralm im APG-Netz zwischen den Netzknoten Obersielach und Kainachtal [Eigene Darstellung, Netz Quelle und © Austrian Power Grid AG]

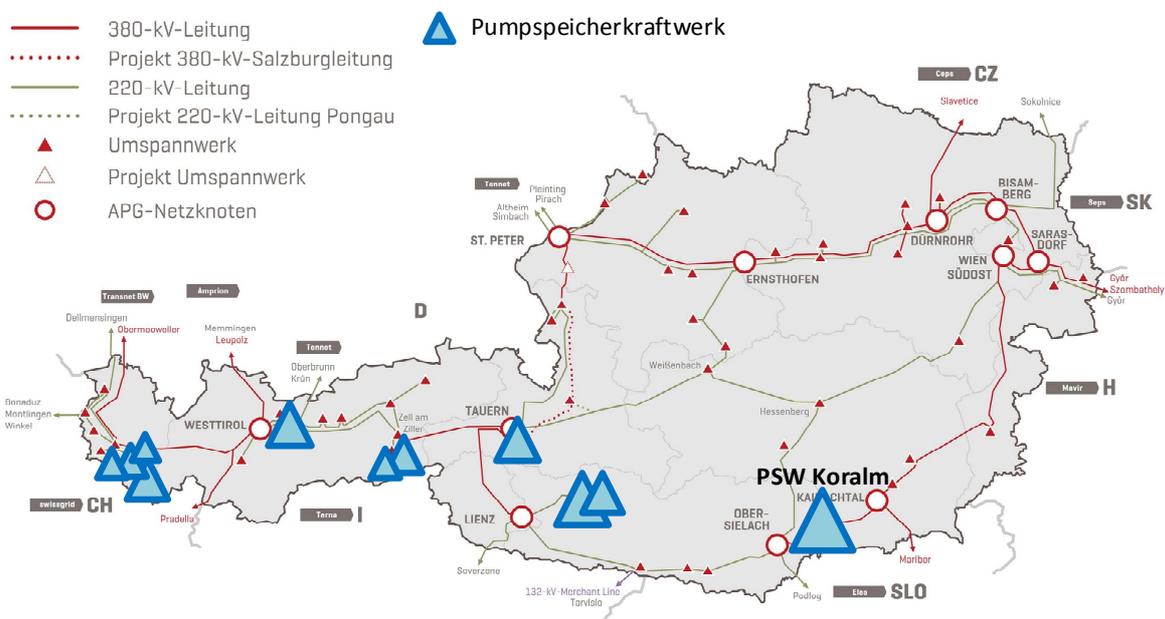
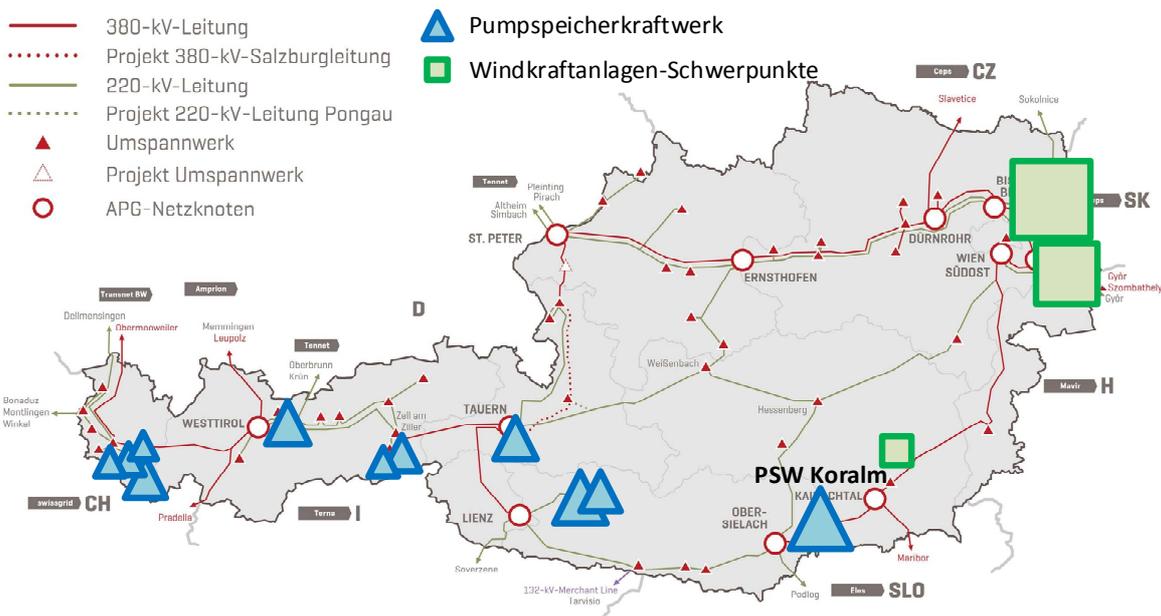


Abbildung 9: PSW Koralm und 10 wichtigste Pumpspeicherkraftwerke in Österreich 2015 [Eigene Darstellung, Netz Quelle und © Austrian Power Grid AG, PSKW-Daten Statista]

Allgemein stellt der Netzanschluss solch leistungsstarker Anlagen zwar auch entsprechend hohe, aber keine grundsätzlich neuen oder technisch nicht beherrschbaren Anforderungen. Das PSW Goldisthal in Thüringen/ Deutschland ist mit einer Leistung von 1.060 MW bereits seit 15 Jahren in Betrieb und

damit derzeit das größte Wasserkraftwerk Deutschlands. Mit dem PSW Markersbach (1.050 MW) und dem Kraftwerk Wehr (980 MW) sind in Deutschland bereits seit längerem drei Kraftwerke in ähnlicher Leistungsgröße am 380kV-System angebunden.

In Abbildung 9 ist auch ersichtlich, dass sich alle anderen österreichischen Pumpspeicherkraftwerke höherer Leistung westlich des PSW Koralm und damit geographisch und elektrisch weiter entfernt von den österreichischen Zentren der Windkraftnutzung befinden. Diese derzeitigen Zentren der Windkraftnutzung sind zusätzlich in Abbildung 10 dargestellt. Somit sind sehr gute Voraussetzungen für eine Integration der derzeitigen bzw. noch weiter zu integrierenden österreichischen erneuerbaren Stromerzeugung (vor allem Wind, aber auch Photovoltaik) im Osten bzw. Süden des Bundesgebietes gegeben.



**Abbildung 10: Pumpspeicherkraftwerke und Schwerpunkte der Windkraftnutzung in Österreich [Eigene Darstellung, Netz Quelle und © Austrian Power Grid AG]**

Neben den positiven Effekten durch regionale (Teil-)Bilanzierung erneuerbarer Erzeugung mit den daraus resultierenden Entlastungen überregionaler Übertragungsstrecken stellt das PSW Koralm auch eine gut steuerbare Anlage dar, um gezielt auf überregionale Energieflüsse im Übertragungsnetz Einfluss zu nehmen. Derzeit werden in Situationen hoher Wind- und PV-Einspeisung im Norden bzw. Süden Deutschlands oft gezielt Kraftwerke im Osten Österreichs angefahren, um bei sich abzeichnender Überlastung der Verbindungsleitungen im Bereich St. Peter gegenläufige Lastflüsse einzubringen. Hier kann das PSW Koralm ebenfalls genutzt werden, um solche Situationen sicher zu beherrschen und die Stabilität des Europäischen Energiesystems zu gewährleisten. Weiters können der Lastgang solcher Reservekraftwerke durch das PSW Koralm vergleichmäßigt und damit deren dynamische Beanspruchung und der damit verbundene Lebensdauerverlust reduziert werden.

Ein weiterer Punkt der Versorgungssicherheit neben der Vermeidung von kritischen Netzsituationen ist der möglichst schnelle Netzwiederaufbau und die schnelle Wiederversorgung insbesondere der industriellen und urbanen Zentren und der Hauptstadt Wien. Für den Netzwiederaufbau, für den im Bereich der ENTSO-E die Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich sind, gibt es wie im Abschnitt 2.2 beschrieben zwei grundsätzliche Strategien: Top-Down und Bottom-Up.

In Österreich ist der Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid AG für den Netzwiederaufbau nach Großstörungen verantwortlich. Die Strategie für einen Netzwiederaufbau nach einem Blackout basiert dabei auf dem Bottom-Up-Ansatz. Dabei wird das Netz ausgehend von schwarzstartfähigen Kraftwerken im Raum des Pumpspeicherkraftwerkes Malta schrittweise wiederaufgebaut und mit möglichst gut prognostizierbaren Lasten sukzessive belastet, während gleichzeitig weitere Erzeugungsanlagen synchronisiert werden. Dabei spielen gut und schnell regelbare Lasten und Erzeugungsanlagen eine wichtige Rolle, um die Frequenzstabilität in dem anfangs noch kleinen und labilen wieder aufgebauten Netzbereich zu gewährleisten. Das PSW Koralm kann in solchen Konzepten eine strategische Rolle spielen.

Ein weiterer Ansatz zum Netzwiederaufbau ist die schnelle Bespannung der Verbindungsleitungen von den schwarzstartenden Anlagen im alpinen Raum und die Weiterschaltung dieser Spannung über den 380kV-Ring in den Großraum Wien, um hier weitere thermische Anlagen und Verbraucher mit Spannung zu versorgen. Eine große Anlage wie das PSW Koralm kann auf dieser Verbindungsstrecke neben der Stabilisierung der Wirkleistungsbilanz auch die Bereitstellung von Blindleistung gewährleisten, um die Spannung über die lange Übertragungsstrecke, deren Belastung sich schrittweise ändert, zu stabilisieren. Damit kann ein wichtiger Beitrag zum schnelleren Netzwiederaufbau nach Großstörungen geleistet werden.

### **3.3 Erneuerbare Energiequellen und Energieeffizienz**

Wie auch die quantitativen Ergebnisse im Abschnitt 3.1 deutlich zeigen, trägt das *PSW Koralm* hinsichtlich sämtlicher relevanter energiewirtschaftlicher Parameter äußerst positiv zur Integration weiterer erneuerbarer Stromerzeugung und zur weiteren Flexibilisierung des Stromsystems in Österreich bei. Aus geographischer Sicht geht es dabei vor allem um die variable Wind- und Photovoltaikerzeugung und gegebenenfalls deren kurzfristige zeitliche und räumliche Verlagerung im Osten und Südosten des Bundesgebietes. Dadurch kann in weiterer Folge nicht zuletzt auch die österreichische Importabhängigkeit von fossiler und nuklearer Stromerzeugung vor allem aus den angrenzenden Ländern wie Deutschland, Tschechien, Ungarn und Slowenien reduziert werden.

Neben einer Reihe anderer Vorteile von Pumpspeicherkraftwerken (wie dem *PSW Koralm*) zur Integration variabler erneuerbarer Stromerzeugung gegenüber möglichen zukünftigen Technologiealternativen (wie z.B. elektrochemischen Batteriespeichern), sei besonders der hohe Wirkungsgrad, die Skalenerträge ab einer bestimmten Speichergröße bzw. -kapazität, die längere Lebensdauer und der geringe Wartungs- bzw. Repowering-Bedarf hervorgehoben. Dies ist insbesondere bei einer Langfristbetrachtung hinsichtlich der effizienten Integration erneuerbarer Stromerzeugung von besonderer Bedeutung.

Schließlich ist es noch wichtig hervorzuheben, dass das *PSW Koralm* gegebenenfalls auch imstande ist, *Re-Dispatch Services* zur Netzstabilisierung in allen vier Betriebsmodi (d.h. Zu-/Abschalten von Erzeugung bzw. Last) zu liefern. Dies ist auch als ein Alleinstellungsmerkmal von Pumpspeicherkraftwerken anzusehen, das zukünftig nicht zu vernachlässigen ist.

## 4 Fazit

### 4.1 Beitrag des Vorhabens PSW Koralm im Sinne der Energie und Umwelt

Die voranstehenden Analysen zeigen, dass das Vorhaben PSW Koralm einen wesentlichen Beitrag im Sinne der Energie und Umwelt in den Bereichen Energiebinnenmarkt, Versorgungssicherheit und Erneuerbare Energiequellen und Energieeffizienz leistet.

- **Energiebinnenmarkt (Abschnitt 3.1):**  
Die quantitative Analyse des PSW Koralm bewertet den zukünftigen Einfluss des PSW Koralm auf das österreichische bzw. europäische Gesamtsystem szenarienbasiert anhand von Key Performance Indicators. Sie kommt zu dem Schluss, dass sowohl für Österreich als auch für das betrachtete Gesamtsystem (im Wesentlichen Zentraleuropa) nennenswerte Einsparungen in Punkten Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den Bau des PSW Koralm erzielt werden können. Das Abregeln von Erneuerbaren Energiequellen verringert sich, durch ihre zusätzliche Nutzung verringert sich der Primärenergiebedarf betreffend Gas und der Anteil erneuerbarer Energie an der Gesamtnachfrage erhöht sich entsprechend. Dadurch ist ein Mehrwert des Vorhabens für die Ziele und das Funktionieren des Energiebinnenmarktes gegeben.
- **Versorgungssicherheit (Abschnitt 3.2):**  
Das PSW Koralm bietet durch seine Lage sehr gute Voraussetzungen für eine Integration bestehender und zukünftiger erneuerbarer Stromerzeugung im Osten und Süden des Bundesgebietes. Es stellt auch eine Anlage dar, mit der gezielt auf überregionale Energieflüsse im Übertragungsnetz eingewirkt werden kann. Das PSW Koralm kann damit einen Beitrag leisten, die Stabilität des Europäischen Verbundsystems in kritischen Netzsituationen zu erhalten. Für zukünftige Konzepte des schnellen Netzwiederaufbaus und der Wiederversorgung nach Großstörungen kann es einen wichtigen Beitrag leisten. Dadurch ist ein Mehrwert für die Gewährung und Sicherstellung der Versorgungssicherheit gegeben.
- **Erneuerbare Energiequellen und Energieeffizienz (Abschnitt 3.3):**  
Das PSW Koralm erlaubt die kurzfristige zeitliche und räumliche Verlagerung von variabler Stromerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen im Osten und Südosten des Bundesgebietes. Damit kann in weiterer Folge die österreichische Importabhängigkeit von fossiler und nuklearer Stromerzeugung aus den Nachbarländern reduziert werden. Der hohe Wirkungsgrad von Pumpspeicherkraftwerken wie dem PSW Koralm, Skalenerträge, die lange Lebensdauer und der geringe Wartungs- bzw. Repowering-Bedarf leisten dabei auch einen starken Beitrag zur Energieeffizienz. Damit ist ein Mehrwert des PSW Koralm im Sinne der erneuerbaren Energiequellen und der Energieeffizienz gegeben.

Damit stellt das Vorhaben PSW Koralm sowohl für Österreich als auch für das Europäische Gesamtsystem einen erheblichen Beitrag zur Sicherstellung des Energiebinnenmarktes, der Versorgungssicherheit und der Steigerung der Nutzung erneuerbarer Energiequellen und der Energieeffizienz dar, dem ein energiepolitisch übergeordnetes öffentliches Interesse zukommt.

## 4.2 Nutzen des Vorhabens PSW Koralm

### 4.2.1 Nutzen des Vorhabens PSW Koralm im Sinne der Umwelt / des Umweltschutzes

Aus den quantitativen und qualitativen Analysen in den vorangegangenen Kapiteln lässt sich hinsichtlich des Nutzens des *PSW Koralm* im Sinne der Umwelt / des Umweltschutzes folgendes festhalten:

- Das *PSW Koralm* liefert einen signifikanten Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Minderung in Österreich (Verringerung der nationalen fossilen Stromerzeugung) und verringert auch die generelle Importabhängigkeit von fossiler (Kohle, Gas) und nuklearer Stromerzeugung aus dem benachbarten Ausland.
- Durch die Möglichkeit der zeitlichen und räumlichen Verlagerung von variabler erneuerbarer Stromerzeugung wird dem Problem des möglichen Abregelns von regionaler erneuerbarer Überschussstromerzeugung mit Hilfe des *PSW Koralm* abgeholfen.
- Durch den Beitrag des *PSW Koralm* zur gesamtheitlichen Flexibilisierung und Optimierung des Stromsystems im (Süd-)Osten Österreichs findet die Integration von weiteren erneuerbaren Energieträgern bei einem minimalen zusätzlichen Landschaftsverbrauch statt.
- Das *PSW Koralm* liefert nicht nur wertvolle Beiträge aus energiewirtschaftlicher Sicht, sondern auch z.B. zum regionalen Hochwasserschutz.
- Die mit dem Bau des *PSW Koralm* notwendigen begleitenden Umweltschutz-Maßnahmen, die als zusätzliche Auflagen erteilt werden und ansonsten nicht gemacht würden, liefern einen zusätzlichen Beitrag im Sinne der Umwelt.
- Erhöhung des möglichen Anteils von Erneuerbaren Energien im elektrischen Energiesystem durch flexiblere Erzeugungs- und Lastseite, damit besserer Ausgleich der Residuallast

### 4.2.2 Nutzen des Vorhabens PSW Koralm im Sinne der Erhaltung der Sicherheit der Menschen

Im Sinne der Erhaltung der Sicherheit liefert das *PSW Koralm* vor allem folgenden Nutzen:

- Alle oben angeführten Aspekte bezüglich des Umweltschutzes (Reduktion fossiler Erzeugung, CO<sub>2</sub>-Minderung, Hochwasserschutz) sind auch sicherheitsrelevante Faktoren.
- Das *PSW Koralm* liefert einen Beitrag zur Flexibilisierung und Optimierung des österreichischen Gesamtstromsystems und somit zum Zurückdrängen der Bedeutung von Stromimporten aus Kernkraftwerken im benachbarten Ausland, die generell eine latente Bedrohung für die österreichische Bevölkerung (Gesundheitsrisiko) darstellen. Dadurch gerät die Kernkrafttechnologie möglicherweise in den Nachbarländern weiter in die Defensive und womöglich führt dies zu einem sukzessiven Ausstieg aus dieser Technologie über Deutschland hinaus. Dies wäre im Sinne der Sicherheit der Bevölkerung in ganz Mitteleuropa.
- Das *PSW Koralm* kann die Versorgungssicherheit verbessern, indem kritische Netzzustände besser vermieden werden können. Damit kann es einen Beitrag dazu leisten, dass großflächige Versorgungsunterbrechungen und Netzausfälle (Blackouts) unwahrscheinlicher werden.
- Im Fall eines solchen Blackouts kann das *PSW Koralm* einen wichtigen Beitrag zum schnelleren und stabileren Netzwiederaufbau und zur Wiederversorgung der Bevölkerung mit elektrischer Energie leisten. Damit trägt das *PSW Koralm* dazu bei, die Gefährdung der Sicherheit der Menschen, die durch kurzzeitige und insbesondere durch langandauernde großflächige Versorgungsunterbrechungen entstehen würden, zu reduzieren.

#### 4.2.3 Nutzen des Vorhabens Koralm im Sinne der nachhaltigen Entwicklung

Im Sinne der nachhaltigen Entwicklung können bezüglich des *PSW Koralm* vor allem folgende Nutzenargumente angeführt werden:

- Durch den Bau und Betrieb des *PSW Koralm* wird der Wirtschafts- und Industriestandort Steiermark bzw. Südostösterreich gestärkt. Die Versorgungssicherheit wird erhöht und dieses Faktum ist wiederum ein Garant für (Industrie-)betriebe, nicht abzuwandern bzw. sich sogar neu anzusiedeln.
- Durch das *PSW Koralm* werden sowohl unmittelbar direkte Arbeitsplätze geschaffen (in der Bauphase bzw. für den dauerhaften Betrieb des Pumpspeicherkraftwerks) als auch indirekt bleiben welche erhalten (die ansonsten eventuell gefährdet wären), da der gesamte Wirtschafts- und Industriestandort gestärkt wird.
- Die Möglichkeit der erhöhten Einbindung erneuerbarer Energieträger zur Erzeugung elektrischer Energie durch die dynamischen und stationären Einflussmöglichkeiten auf den Netzbetrieb reduziert die Abhängigkeit von nicht nachhaltigen Energieträgern und ermöglicht weitere Schritte in Richtung eines nachhaltigen und erneuerbaren Energiesystems in Österreich.

#### 4.3 Beurteilung des öffentlichen Interesses an dem Vorhaben PSW Koralm

Aus der Sicht der Autoren dieses Gutachtens besteht ein erhebliches öffentliches Interesse, das Vorhaben *PSW Koralm* zu realisieren. Folgende Punkte untermauern diese Einschätzung:

- Das *PSW Koralm* liefert einen Beitrag zur Erreichung der österreichischen Klima- und Energieziele und somit direkt einen Beitrag zur Verringerung der Gefahr von möglichen Strafzahlungen z.B. bei Nichterreichung von Klimazielen
- Das *PSW Koralm* liefert einen signifikanten Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Minderung in der Stromerzeugung in Österreich und hinsichtlich der fossil bereitgestellten Stromimporte aus dem benachbarten Ausland.
- Das *PSW Koralm* liefert einen Beitrag zur Verringerung der Notwendigkeit der nuklearen Stromimporte aus dem benachbarten Ausland und trägt somit auch zur Reduktion des Risikos der Gesundheitsgefährdung der Bevölkerung bei, die durch einen möglichen Reaktorunfall entstehen würden.
- Das *PSW Koralm* erhöht die Versorgungssicherheit in der Region und stärkt den regionalen und lokalen Wirtschaftsstandort
- Das *PSW Koralm* schafft unmittelbar neue Arbeitsplätze und sichert auch bestehende Arbeitsplätze ab.
- Durch begleitende umwelttechnische Maßnahmen können potenzielle Umweltgefahren (z.B. Hochwasser) in der Region reduziert werden bzw. die *Region Koralm* auch möglicherweise als Naherholungsgebiet für die Bevölkerung besser erschlossen werden.

Unterschriften



Technische Universität Wien  
Institut für Energiesysteme  
und Elektrische Antriebe  
Abt. Elektrische Anlagen  
A 1040 Wien, Gußhausstr. 25/370-1  
Tel. 01 - 58801 - 370101  
Fax 01 - 58801 - 370199

## 5 Referenzen

- [APG 2013] APG Masterplan 2030: Für die Entwicklung des Übertragungsnetzes in Österreich, Planungszeitraum 2013 - 2030, mit Ausblick bis 2050 2013.
- [APG 2016] Netzentwicklungsplan (NEP) 2016: für das Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG (APG), Version für die öffentliche Konsultation, Planungszeitraum 2017 – 2026, Planungsstand 15. Juni 2016.
- [Burgholzer 2016] Burgholzer, Bettina; Auer, Hans (2016): Cost/benefit analysis of transmission grid expansion to enable further integration of renewable electricity generation in Austria. In: Renewable Energy 97, S. 189–196. DOI: 10.1016/j.renene.2016.05.073.
- [Burgholzer 2016a] Burgholzer, Bettina: Evaluation of different balancing market designs with the EDisOn+Balancing model. In: 2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM). Porto, Portugal, S. 1–6. DOI: 10.1109/EEM.2016.7521271.
- [Crastan 2015] V. Crastan: Elektrische Energieversorgung 1, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2015
- [ENTSO-E 2017] ENTSO-E, TYNDP 2018 Scenario Development Report, November 2017. Online verfügbar unter: [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu).
- [ENTSO-E 2017/2] ENTSO-E Continental Europe Operation Handbook, Policy P5 Emergency Operations, online verfügbar unter: [www.enstoe.eu](http://www.enstoe.eu)
- [EC 1997] European Commission: “Directive 96/92EC of the European Parliament and of the Council Concerning the Common Rules for the Internal Electricity Market”, Official Journal L27 of the 1/30/1997, Luxemburg: European Commission, 1997.
- [EC 2009] European Commission : “Regulation 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003”, *Official Journal of the European Union*, L 211/15, Brussels, Belgium, 14 August 2009.
- [EC 2017] EC (European Commission, 2017). *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast)*. COM(2016) 767 final/2 (Corrigendum of document COM(2016) 767 final of 30.11.2016), Article 22, Brussels, 23.2.2017.
- [FrontierEconomics] Frontier Economics, Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen, RWE AG, 04. Juli 2008.
- [Groiß 2013] C. Groiss: "Maximierung des regenerativen Erzeugungsanteils an der österreichischen Elektrizitätsversorgung"; Dissertation. Betreuer/in(nen), Begutachter/in(nen): G. Brauner, L. Fickert; E370, 2013; Rigorosum: 25.07.2013.
- [Löfberg 2004] Löfberg, J.: YALMIP. A toolbox for modeling and optimization in MATLAB. In: 2004 IEEE Inter-national Symposium on Computer Aided Control Systems Design. Taipei, Taiwan, 2-4 Sept. 2004, S. 284–289.

- [Müsgens, 2014] F. Müsgens, A. Ockenfels, M. Peek, Economics and design of balancing power markets in germany, International Journal of Electrical Power & Energy Systems 55 (2014) 392-401. doi:10.1016/j.ijepes.2013.09.020.
- [Reichl 2011] Dr. Johannes Reichl, MMag. Michael Schmidthaler (Herausgeber): Blackouts in Österreich (BlackÖ.1), Teil I, Endbericht des Projektes im Sicherheitsforschungs-Förderprogramm KIRAS vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit), August 2011
- [Schmaranz 2014] Robert Schmaranz: Auslegung und Betriebsführung elektrischer Netze. Habilitationsschrift, TU Graz 2014
- [T. Drees et al 2012] Impact of a German/Austrian market splitting on the electricity markets and the transmission grid in CEE, Presentation for APG, 3 Sept. 2012, Vienna

## 6 Appendix

### Methodik und Annahmen des Modells EDisOn+Balancing

Die Simulation erfolgt mit Hilfe der von Energy Economics Group/TU-Wien entwickelten und in der Praxis erprobten Tools, welches bereits in diversen Auftragsstudien und nationalen, sowie internationalen Projekten zum Einsatz gelangte. Im Zuge des Projektes GridTech<sup>6</sup> wurde der Übertragungsnetzausbau in Österreich und für die Regelzone TransnetBW analysiert. Rückwirkungen des Erreichens der Energieeffizienzziele im Hinblick auf die Reduktion der Stromnachfrage in Österreich wurde im Projekt Hybrid-VPP4DSO<sup>7</sup> mit dem Modell simuliert. Im Projekt Market4RES<sup>8</sup> wurden die Auswirkungen verschiedener zukünftig möglicher Regelenergiemarktdesigns analysiert. Das Erreichen der Klimastrategieziele in ausgewählten österreichischen Bundesländern und die regionale Implementierung von Batteriespeichern wurde im nationalen Projekt EnergyLab East<sup>9</sup> untersucht. Zukünftige Herausforderungen der Wasserkraft und unterschiedliche Ausbauszenarien der Wasserkraft wurden im nationalen Sondierungsprojekt HydroProfiles<sup>10</sup> wissenschaftlich ausgearbeitet.

#### 6.1 EDisOn+Balancing

Das Modell EDisOn+Balancing = **Electricity Dispatch Optimization**: Lineares Optimierungs Problem (LP) ist in MATLAB<sup>®</sup> programmiert (mit Hilfe der yalmip Toolbox [Löfberg 2004]).

Dieses Kraftwerkseinsatzmodell ...

- ist deterministisch und geht von einem vollkommenen Wettbewerbsmarkt mit perfekter Voraussicht aus.
- bildet den Energy-only Markt ab.
- hat eine stündliche Auflösung und kann für ein ganzes Jahr auf Länder- bzw. Regelzonenebene gelöst werden.
- kann eine rollierende Optimierung über beliebige Zeiträume (z.B. täglich oder wöchentlich) durchgeführt werden.
- wird der Spotmarkt und der Regelleistungsmarkt auf Regelzonenebene (Abbildung einzelner Bilanzgruppen ist möglich) abgebildet.
- sind verschiedene Produktvarianten für aFRR<sup>11</sup> und mFRR möglich (wöchentliche oder tägliche P, OP, WE, HT, NT→4h)<sup>12</sup>.
- können Pumpspeicherkraftwerke und thermische Kraftwerke Regelleistung vorhalten.
- wird eine implizite Allokation von Übertragungsnetzkapazitäten für die Vorhaltung von Regelleistung durchgeführt.

---

<sup>6</sup> "Impact Assessment of New Technologies to Foster RES-Electricity Integration into the European Transmission System" (IEE/11/017/SI2.616364), [www.gridtech.eu](http://www.gridtech.eu).

<sup>7</sup> "Aktive Steuerung von Verbrauchern und erneuerbarer Erzeugung im Verteilnetz" (FFG 843923).

<sup>8</sup> "Post 2020 framework in a liberalised electricity market with large share of Renewable Energy Sources" (IEE/13/593/SI2.674874), [www.market4res.eu](http://www.market4res.eu).

<sup>9</sup> "Energiewende in der Region Ostösterreich mit hoher Nutzung von erneuerbarer Energie", (FFG 855818)

<sup>10</sup> "Anforderungsprofile für die Wasserkraft in zukünftigen Energiemärkten", (FFG 853592).

<sup>11</sup> FRR = Frequency Restoration Reserve (manually and automatically) in Österreich Tertiär- und Sekundärregelreserve

<sup>12</sup> P = Peak, OP = Off-Peak, WE = Weekend, HT = Haupttarif, NT = Nebentarif, 4h = 4-Stunden

Siehe [Burgholzer 2016] für eine Modellbeschreibung der Grundfunktionen des Modells EDisOn und eine der durchgeführten Analysen. Für die Erweiterung der Regelleistungs-vorhaltung siehe [Burgholzer 2016a], in dieser Literaturstelle ist auch eine kurze Validierung des Modells enthalten.

**Zielfunktion:** Minimiere (**Spotmarkt Erzeugungskosten**)  
**+(Kosten der Vorhaltung für a & m FRR)**

Somit handelt es sich beim Ergebnis der Zielfunktion um den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz für einen bestimmten geographischen Bereich für eine vorgegebene Zeit unter Berücksichtigung der systemorientiert kostenoptimalen Vorhaltung von Regelreserve.

#### **Nebenbedingungen der Spotmarkt Simulation:**

- Die Nachfrage von Strom und Wärme muss durch das Angebot gedeckt werden.
- Kapazitätsbeschränkungen der Kraftwerke müssen eingehalten werden.
- Die Wärmeauskopplung thermischer Kraftwerke wird für die Wärmenachfrage verwendet, zusätzlich ist Power-to-heat möglich.
- Startkosten, Start- und Stopprampen thermischer Kraftwerke müssen berücksichtigt werden.
- Speicherstandgleichungen von Pumpspeicher- und Speicherkraftwerken müssen respektiert werden.
- Das Abregeln von Erneuerbaren (PV, Wind, Zufluss Wasserkraft) bei Erzeugungsüberschuss bzw. das Abwerfen von Lasten ist möglich.
- Netzabbildung kann auf Basis von Net Transfer Capacities (NTCs) oder des Flow-Based Ansatzes (DC Lastflüsse) inkl. thermischer Leitungskapazitäten berücksichtigt werden.

#### **Nebenbedingungen der Regelleistungsvorhaltung:**

- Die exogen vorgegebenen Leistungen der einzelnen Regelleistungsprodukte muss durch die Kraftwerke für alle Zeitscheiben erfüllt werden.
- Durch die Leistungsvorhaltung dürfen keine Kapazitätsbeschränkungen bzw. Start-und Stopprampen der Kraftwerke verletzt werden.
- Für Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke muss die Speicherstandveränderung durch die Vorhaltung berücksichtigt werden.
- Die Netzrestriktionen müssen auch für die Regelleistungsvorhaltung eingehalten werden.

Der räumliche Geltungsbereich umfasst Kontinentaleuropa und kann unterschieden werden in zwei Bereiche, wo einerseits die Spotmarkt Simulation durchgeführt wird und andererseits zusätzlich die Vorhaltung der Regelleistung mit berücksichtigt wird.

- Spotmarkt: AT, DE, NL, BE, FR, CH, IT, SI, HU, SK, CZ & PL.
- Regelleistungsmarkt: APG, TransnetBW, Amprion, TenneT, 50Hertz, TenneTNL & ELIA.

## 6.2 Key Performance Indicators (KPI)

Zur Beantwortung der Aufgabenstellung sind im Wesentlichen folgende KPIs bestimmend:

- Gesamtkosten: Energiekosten, Kosten für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (in Mio. Euro/a) = Erzeugungskosten x Energiemenge + Opportunitätskosten Thermik x Vorhaltung Thermik
- Der Indikator CO<sub>2</sub> Emissionen beinhaltet die Emissionen aus der Stromproduktion und der Systemdienstleistungen (beinhaltet die positive und negative Regelleistungsvorhaltung) (in Mio. tCO<sub>2</sub>/a).
- Einsparungen im Hinblick auf Energieerzeugung aus thermischen Kraftwerken, insbesondere Gas (in GWh/a).
- Abregelung erneuerbarer Energiequellen (in GWh/a).
- Anteil erneuerbarer Stromerzeugung gemessen an der Stromnachfrage (in %).

## 6.3 Netzabbildung

Der Simulation ist ein 380-kV-Rumpfnetz für das Jahr 2030 unterstellt, welches das simulierte Netzgebiet für den zentraleuropäischen Raum umfasst: AT, DE, NL, BE, FR, CH, IT, SI, HU, SK, CZ und PL, siehe auch im Anhang Abbildung 16. Das Netzabbild erlaubt die Simulation des kostenoptimierten grenzüberschreitenden Kraftwerkseinsatzes. Des Weiteren wird für Österreich das 380 bis 220 kV Netz mitberücksichtigt, siehe Abbildung 11 basierend auf [APG 2016]. In der Regelzone APG wird dementsprechend der lastflussoptimierte Kraftwerkseinsatz ermittelt. Für die grenzüberschreitenden Leitungen wird der Net Transfer Capacity Ansatz verwendet, wobei für Österreich und Deutschland keine Limitierungen bezüglich des Cross-Border-Austauschs berücksichtigt werden.

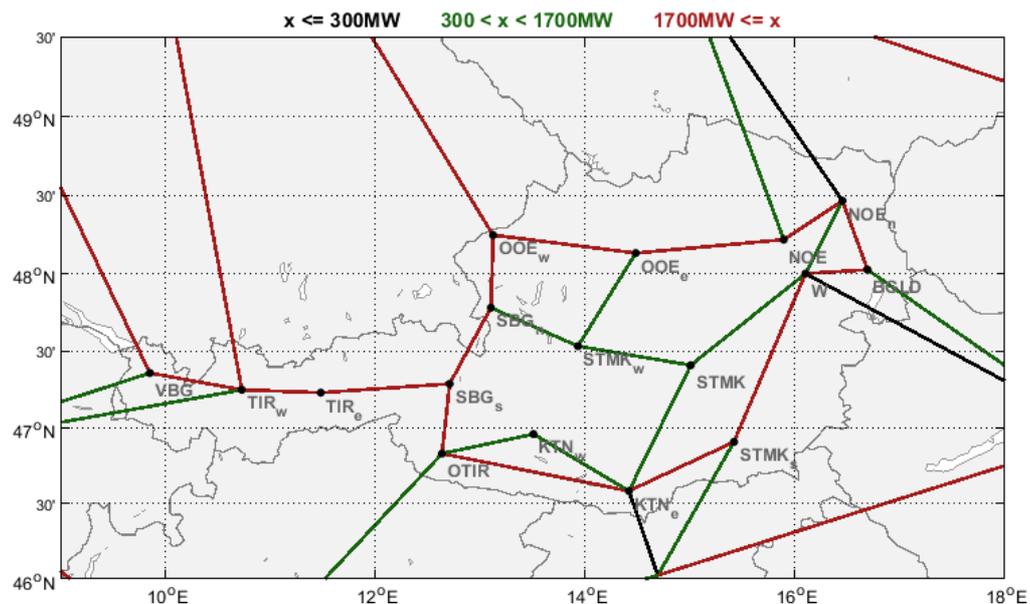


Abbildung 11: Detailausschnitt für Österreich der Stromnetzabbildung für das Jahr 2030.

## 6.4 Modellannahmen

Die installierten Kapazitäten für die jeweiligen Szenarien basieren auf den veröffentlichten Szenariannahmen für den Ten-Year Network Development Plan 2018 (TYNDP2018) der ENTSO-E [ENTSO-E 2017] und zusätzlichen Recherchen bzgl. der Aufteilung der Technologie „Hydro“ in Laufwasser, Pumpspeicher und Speicherkraftwerke. Die installierten Kapazitäten der betrachteten Länder bzw. Regelzonen sind in Abbildung 12 dargestellt. Wir wählten das Szenario Sustainable Transition, da es jener Zukunftsrahmen ist, der von den einzelnen Interessensgruppen (Mitgliedsstaaten, nationale Regulierungsbehörden, etc.) am relevantesten eingestuft wurde, siehe Abstimmungsergebnisse in [ENTSO-E 2017]. Die Primärenergiepreisannahmen der jeweiligen Szenarien sind in Tabelle 5 zu finden.

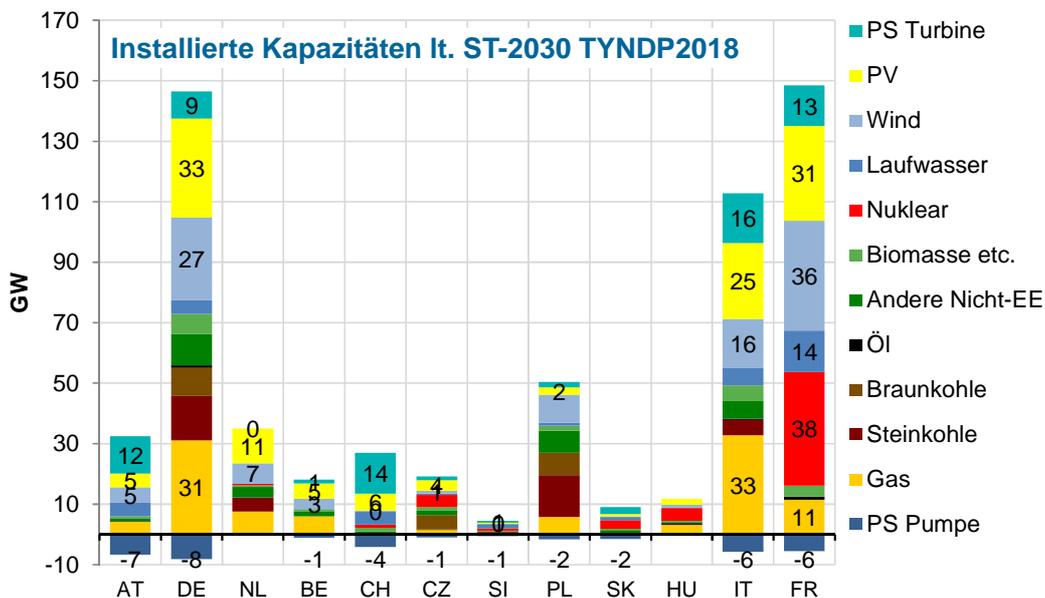


Abbildung 12: Installierte Kapazitäten der berücksichtigten Länder, [ENTSO-E 2017].

Tabelle 5: Primärenergiepreise der einzelnen Szenarien, [ENTSO-E 2017].

IEA WEO 2016	Einheit	2020 Expected Progress	2030 Sustainable Transition	2040 Sustainable Transition
Nuclear	EUR/MWh	1.69	1.69	1.69
Lignite	EUR/MWh	3.96	3.96	3.96
Hard coal	EUR/MWh	8.28	8.64	9.00
Gas	EUR/MWh	21.96	18.00	19.80
Light oil	EUR/MWh	55.80	55.08	61.56
Heavy oil	EUR/MWh	45.72	45.00	50.40
Oil shale	EUR/MWh	8.28	8.28	8.28
CO <sub>2</sub> prices	EUR/t	18.00	33.30	45.00
		WEO 2016 NP	WEO 2016 NP fuel prices adjusted to create a "Low Oil Price Scenario"	WEO 2016 NP fuel prices adjusted to create a "Low Oil Price Scenario"

In Tabelle 6 sind jegliche Annahmen betreffend thermischer Kraftwerkseinheiten zusammengefasst, generell werden je fossiler Technologie drei verschiedene Effizienzeinheiten unterschieden.

**Tabelle 6: Annahmen bzgl. thermischer Anlagen,  $C_p = CO_2$  Zertifikatspreis, Marginale Kosten =  $C_m + C_f/Eff + C_p \cdot C_{ef}/Eff$ .**

Kraftwerkstyp	Eff Effizienz	Cef Emissionen [tCO <sub>2</sub> /MWh]	Cf Primärenergie preis* [€/MWh]	Cm Betrieb und Wartung [€/MWh]	Minimale Last %	Last Gradient [%/min]	Marginale osten [€/MWh]
Gas1	0,34	0,20196	18,00	2,16	40	3	74,88
Gas2	0,4515	0,20196	18,00	2,16	20	6	56,92
Gas3	0,563	0,20196	18,00	2,16	10	9	46,08
Steinkohle1	0,365	0,34524	8,64	2,72	40	1	57,89
Steinkohle2	0,4325	0,34524	8,64	2,72	25	2	49,28
Steinkohle3	0,5	0,34524	8,64	2,72	10	4	42,99
Braunkohle1	0,36	0,364	3,96	2,72	40	0,5	47,35
Braunkohle2	0,405	0,364	3,96	2,72	25	1	42,39
Braunkohle3	0,45	0,364	3,96	2,72	10	2	38,43
Öl1	0,32	0,27	45,00	-	-	1	168,72
Öl2	0,35	0,28	45,00	-	-	2,5	154,88
Öl3	0,38	0,28296	45,00	-	-	4	143,22
Andere Nicht-EE	0,35	0,28296	55,08	-	-	4	184,29
Andere EE	0,46	0	10,00	-	-	4	21,74
Nuklear	0,33	0	1,69	5,52	30	5	10,64

\*Quelle: IEA, WEO 2016 New Policies fuel prices adjusted to create a "Low Oil Price Scenario".

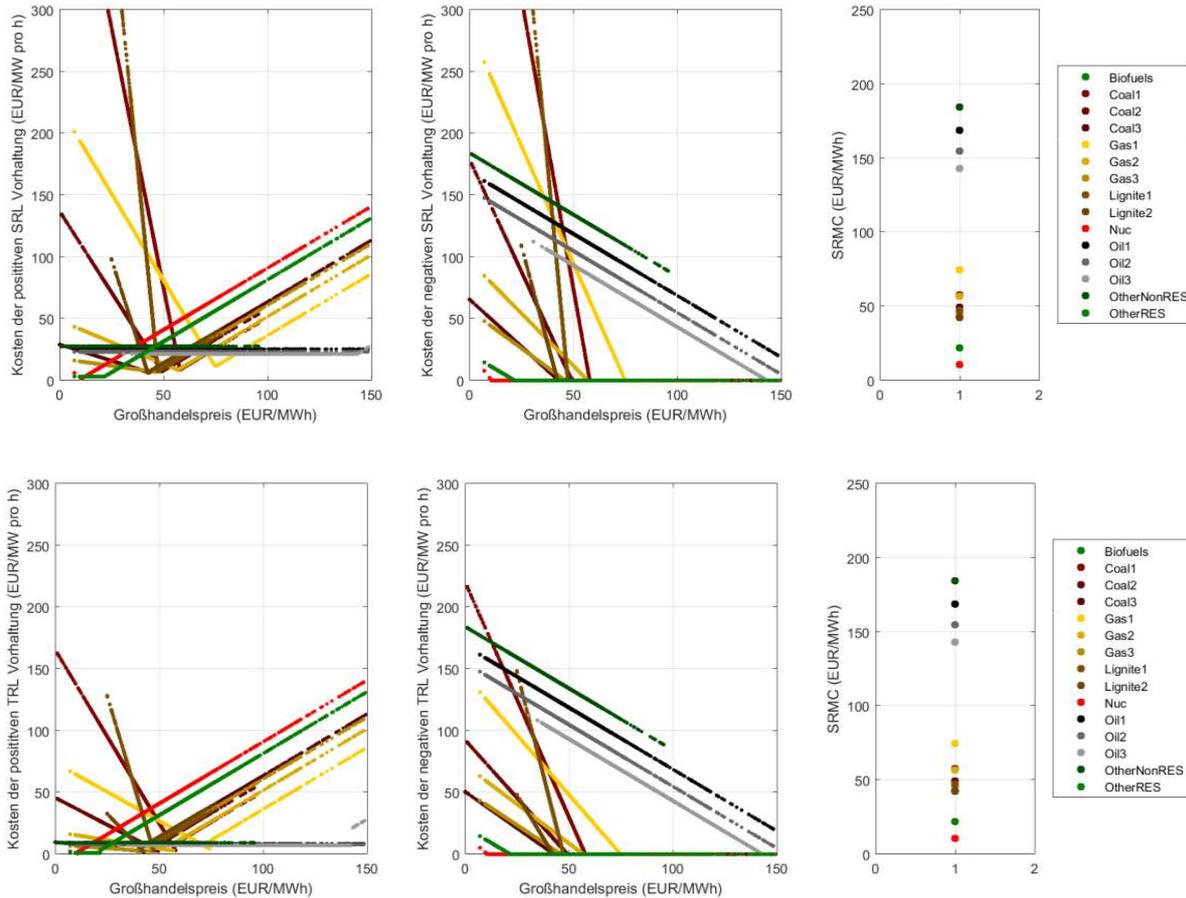
Zusätzlich werden für Wind und PV Kosten von 0,10 EUR/MWh, für Laufwasserkraft 0,01 EUR/MWh und für Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke werden 1,00 EUR/MWh berücksichtigt, somit ergibt sich eine vollständig definierte Merit-Order Kurve der Technologien.

In Tabelle 7 sind die getroffenen Annahmen bezogen auf die Regelleistungsvorhaltung in den jeweiligen Regelzonen angeführt, es werden hierbei aktuelle/historische Werte verwendet. In der Regelzone APG werden für die Regelleistungsvorhaltung der Sekundärregelreserve zwischen wöchentlichen Peak-, Off-Peak- und Weekend-Produkten unterschieden. In den anderen Regelzonen werden wöchentliche Peak- und Off-Peak-Produkte angenommen. Bei der Tertiärregelreserve werden für alle Regelzonen täglich 4-Stundenprodukte angenommen.

**Tabelle 7: Annahmen der Vorhaltung für positive und negative Sekundär- und Tertiärregelleistung.**

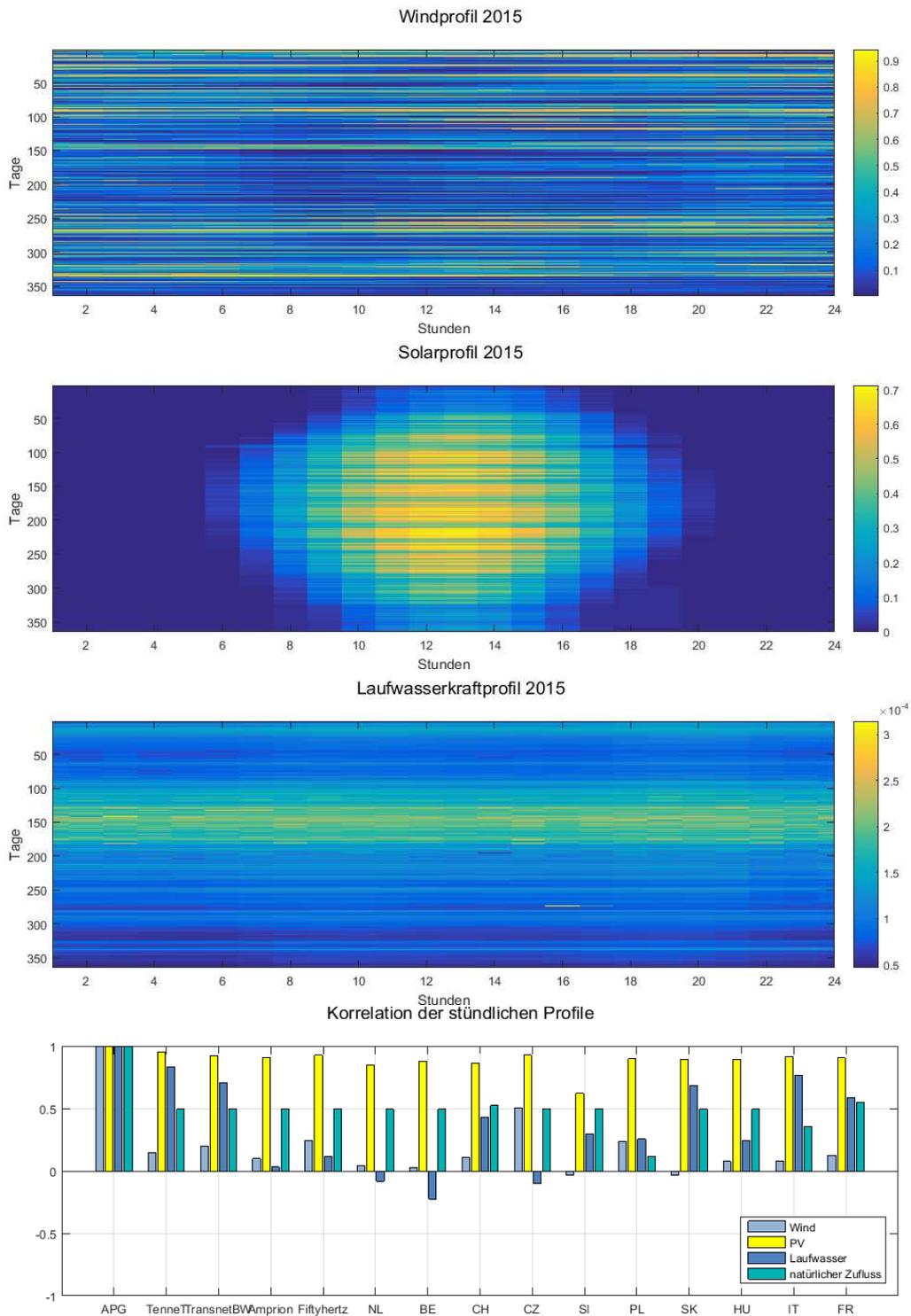
Regelzone	SRL positiv	SRL negativ	TRL positiv	TRL negativ
APG	200	200	280	125
TenneT	568	615	641	715
TransnetBW	386	330	435	384
Amprion	703	710	793	826
Fiftyhertz	476	453	537	527
TenneT NL	340	340	300	300
ELIA	140	140	340	150

Die Kosten der Regelleistungsvorhaltung werden auf Basis des Opportunitätskostenansatzes ermittelt, für Details siehe [Burgholzer 2016a] basierend auf [Müsgens, 2014]. Die aus der Optimierung resultierenden Opportunitätskosten der Regelleistungsvorhaltung sind exemplarisch für das Szenario Sustainable Transition - 2030 in Abbildung 13 dargestellt. Separat für positive und negative Sekundär- und Tertiärregelreserve. Zusätzlich sind noch die kurzfristigen Grenzkosten (SRMC) dargestellt.



**Abbildung 13: Kosten der positiven und negativen Regelleistungsvorhaltung (oben: Sekundärregelreserve, unten: Tertiärregelreserve, links: positiv, mitte: negativ, rechts: SRMC) für das Szenario Sustainable Transition – 2030, [ENTSO-E 2017].**

Abbildung 14 zeigt die exogen vorgegebenen Profile der Windeinspeisung, Solareinstrahlung und des Laufwasserkraftpotentials für Österreich. Für die einzelnen Regelzonen werden die veröffentlichten Werte für 2015 der ENTSO-E<sup>13</sup> zur Erstellung der Profile verwendet.



**Abbildung 14: Angenommene Profile für Österreich (Wind, Solar und Laufwasser basierend auf den tatsächlichen Werten 2015) und die Korrelation der stündlichen Profile.**

<sup>13</sup> <https://transparency.entsoe.eu/>

Wichtig für die Modellierung der Wasserkraft sind die natürlichen Zuflüsse. Diese werden auf Basis von historischen monatlichen bzw. wöchentlichen Erzeugungswerten je Verfügbarkeit **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** auf stündliche Werte interpoliert. Diese so erhaltene Zeitreihe wird mit dem jährlichen Mittelwert normiert.

- $\bar{\varnothing}$  stündlicher Zufluss =  $(PSErzeugung - PSVerbrauch) / (24 * \text{Tage})$

Der Speicherfüllstand des österreichischen Gesamtsystems folgt einem gewissen jährlichen Muster, dieses wird auch im Modell abgebildet. Die Summe über die Füllstände aller Speicherkraftwerke darf nur um 10 % zum Endzeitpunkt der Simulationszeitscheibe des vorgegebenen Profils abweichen.

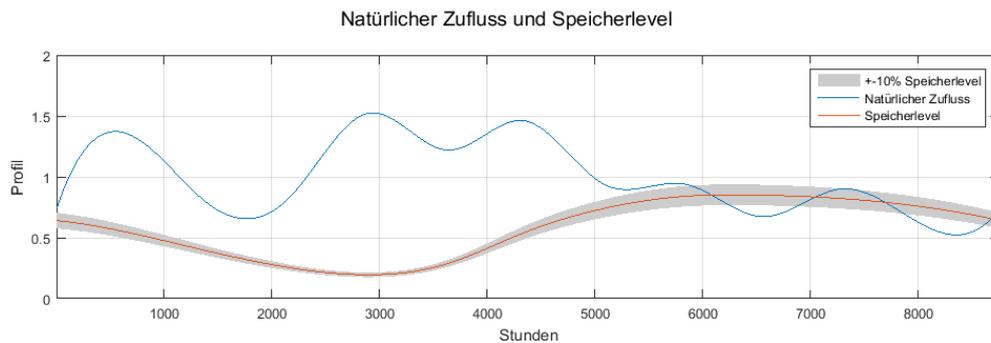


Abbildung 15: Profil des natürlichen Zuflusses und des Speicherlevels in Österreich.

Das berücksichtigte Stromnetz ist in Abbildung 16 mit den Übertragungskapazitäten (NTCs) dargestellt.

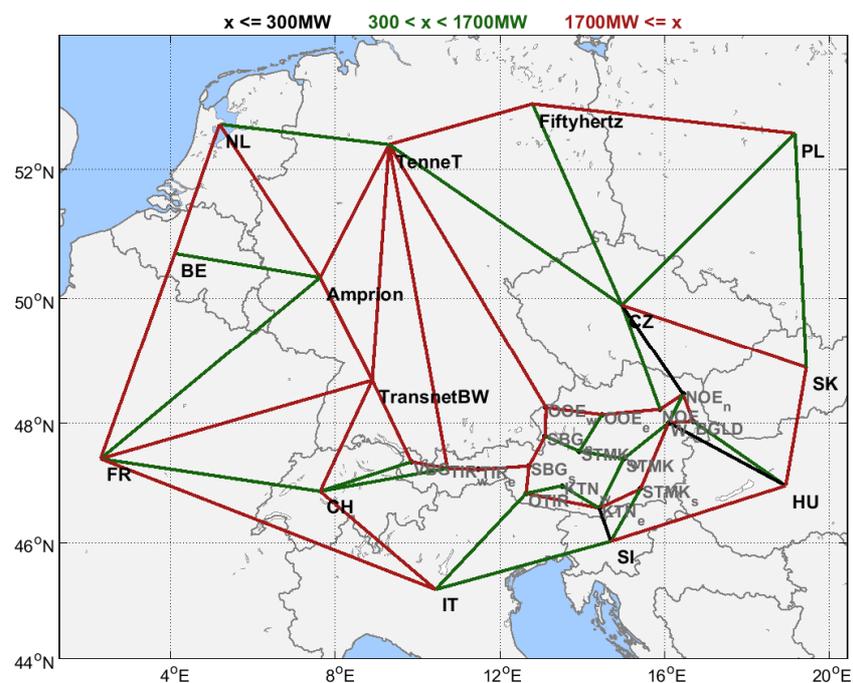
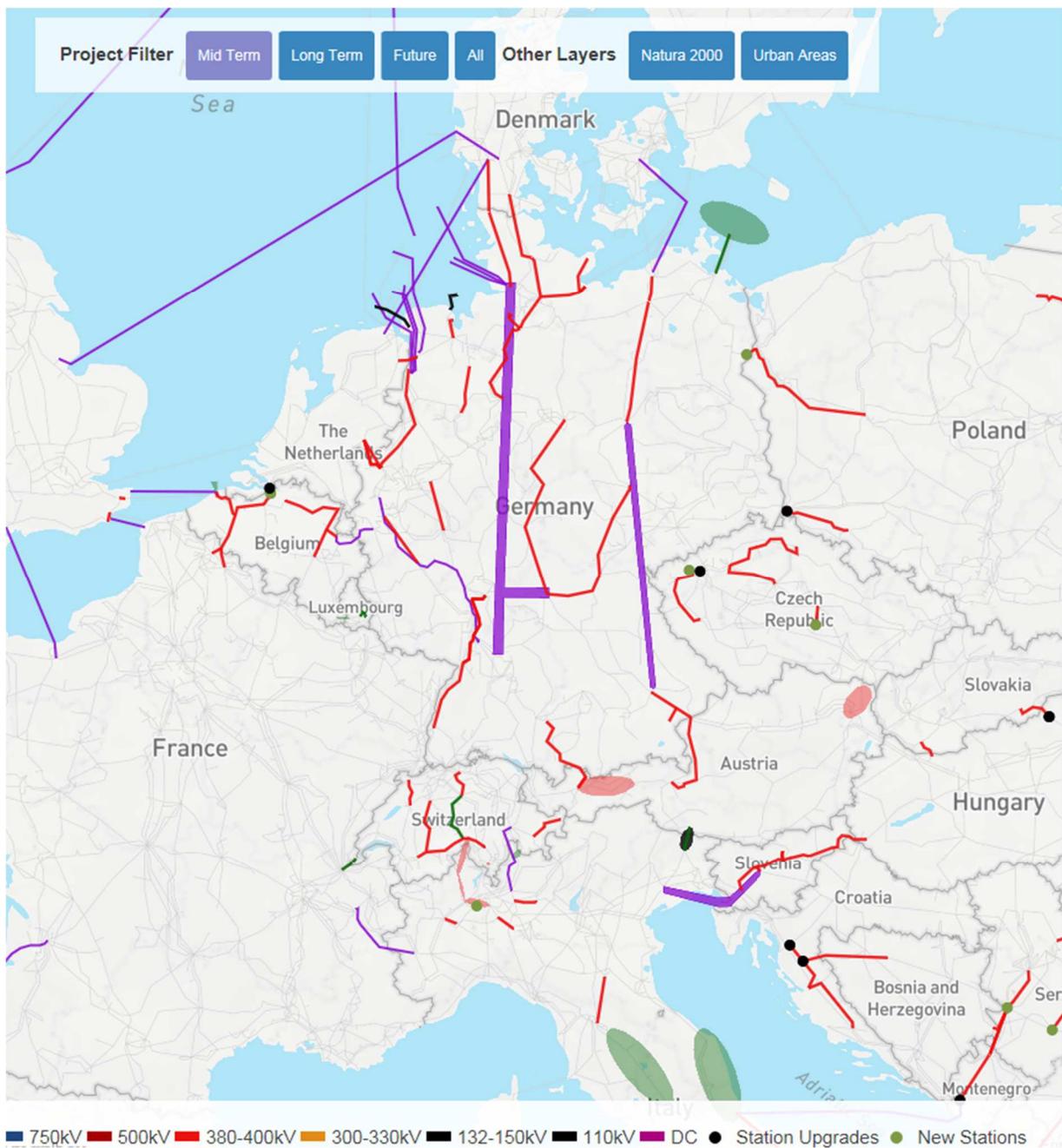


Abbildung 16: Das hinterlegte Stromnetz mit den Übertragungskapazitäten.

Die angenommenen Stromnetzerweiterungen für Sensitivität 1 und 2 sind in Tabelle 8 und Abbildung 17 zusammengefasst.

**Tabelle 8: Mittelfristige DC-Leitungsprojekte für Sensitivität 1 und 2, laut TYNDP2016.**

Projektnummer (TYNDP2016)	Von – Nach	Kapazität (in MW)
235 664	TenneT-TransnetBW	4000
130 665	TenneT-Fiftyhertz	2000
254 660	TransnetBW-Amprion	2000
92 146	Amprion-BE	1000
174 1014	CH-IT_n	1000
150 616	SI-IT_n	1000
021 55	IT_n-FR	1000



**Abbildung 17: Geplante mittelfristige Stromnetzerweiterungen in Zentraleuropa laut TYNDP 2016, Quelle: <https://docs.entsoe.eu/baltic-conf/bites/tyndp16-map/#4.77/50.016/19.741>.**