

NETZENTWICKLUNGSPLAN 2021

Einreichversion

Planungsstand August 2021



VORARLBERGER
ÜBERTRAGUNGSNETZ
GmbH

Wien, im Juni 2021

© Austrian Power Grid AG & Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH – Alle Rechte vorbehalten

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten.

Alle im Netzentwicklungsplan der APG und VÜN dargestellten Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen erarbeitet und geprüft.

Austrian Power Grid AG & Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH haften nicht für etwaige Schäden, die aus der Nutzung oder Nichtnutzung der Inhalte dieses Netzentwicklungsplanes entstehen.

www.apg.at
www.vuen.at

Layout: APG & VÜN

I	DIE NETZAUSBAUPLANUNG VON APG UND VÜN	4
II	SZENARIEN FÜR DIE NETZAUSBAUPLANUNG DER ÖSTERREICHISCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZE.....	5
II.A	Das Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG).....	6
II.B	Der Stakeholder-Beteiligungsprozess des TYNDP 2020	8
II.C	Die Szenarien des TYNDP 2020	9
II.D	Identifikation und Bewertung der TYNDP-Projekte im TYNDP 2020	15
II.E	Key Findings des TYNDP 2020 und Projects of Common Interest (PCI)	16
III	PROJEKTTABELLE.....	18
IV	PROJEKTÜBERSICHTSGRAFIK (UMSPANNWERKE UND LEITUNGEN)	21
V	NETZENTWICKLUNGSPLAN DER APG.....	22
VI	NETZENTWICKLUNGSPLAN DER VÜN.....	151

I Die Netzausbauplanung von APG und VÜN

Gemäß § 37 EIWOG 2010 sind Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, jedes Jahr der Regulierungsbehörde einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan zur Genehmigung vorzulegen. Als Grundlage dafür dienen insbesondere die vorliegenden Daten aus der Netzbetriebsführung, die Prognosen im Bereich von Erzeugung und Verbrauch sowie die energiewirtschaftlichen Entwicklungen und Szenarien (national und europäisch).

Im Sinne einer effizienten und vorausschauenden Netzausbauplanung erstellen die österreichischen Übertragungsnetzbetreiber APG und VÜN langfristige Szenarien für die Anforderungen an das österreichische Übertragungsnetz und die zu erwartenden Netzsituationen. Es erfolgt eine Planung auf europäischer Ebene mit den „Regional Investmentplans“ und dem Ten-Year-Network-Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E (Gemeinschaft der europäischen Übertragungsnetzbetreiber) welche alle zwei Jahre veröffentlicht werden. Seit 2011 werden die Netzentwicklungspläne (NEP) von APG und VÜN mit einem 10-jährigen Ausblick erstellt und jährlich aktualisiert. Einen Überblick über die unterschiedlichen Planungshorizonte gibt Abbildung 1.

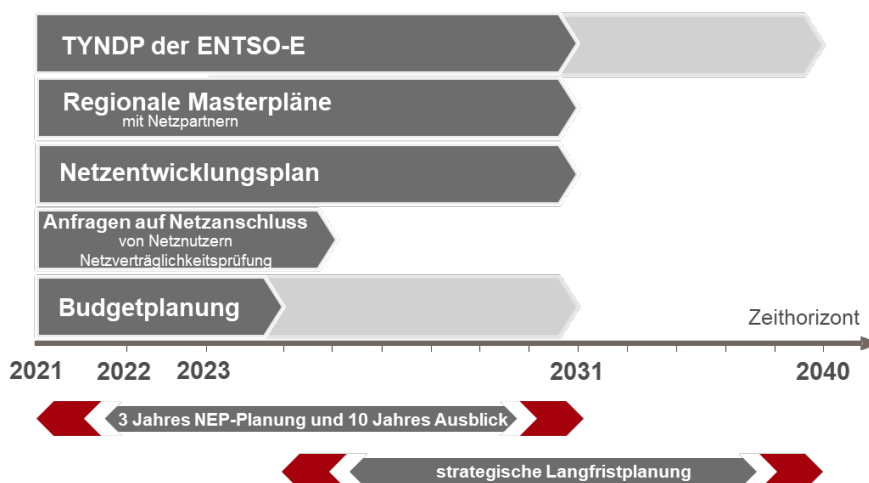


Abbildung 1: Dokumente und Prozesse der Netzausbauplanung

Um die energiepolitischen Zielsetzungen zur Schaffung einer leistungsfähigen Netzinfrastruktur für die Gewährleistung einer hohen Versorgungs- und Systemsicherheit, die Integration der Erneuerbaren Energien (EE) und die Weiterentwicklung des Strommarktes europaweit zu verfolgen, erfolgt auf europäischer Ebene eine Koordinierung der Netzausbauplanung in der ENTSO-E. Die Ergebnisse dieser europäischen Übertragungsnetzplanung finden sich im TYNDP der ENTSO-E, der erstmals im Juni 2010 veröffentlicht wurde. Die sechste Auflage, der TYNDP 2020, ist seit Ende 2020 unter <http://tyndp.entsoe.eu/> veröffentlicht.

In einem Top-Down-Prozess wurden, auf Basis von europaweit einheitlichen energiewirtschaftlichen Szenarien sowie einer gemeinsamen Datenbasis, elektrizitätswirtschaftliche Simulationen (Marktsimulationen) und Netzberechnungen (Lastflusssimulationen) durchgeführt. Darauf basierend wird der erforderliche Netzausbaubedarf in Europa identifiziert. Da sich die Übertragungsnetzbetreiber im TYNDP-Prozess ihrer Schlüsselrolle und Verantwortung für die europäische Gesellschaft bewusst sind, wird ein besonderer Wert auf Transparenz gelegt. Sämtliche Eingangsdaten sowie die Simulationsergebnisse inkl. aller Annahmen und Definitionen sind daher auf der Webseite der ENTSO-E konsultiert und strukturiert veröffentlicht.

II Szenarien für die Netzausbauplanung der österreichischen Übertragungsnetze

Die Szenarien für die Netzausbauplanung der österreichischen Übertragungsnetze von APG und VÜN sind abgestimmt und stellen die Eingangsdaten und Rahmenbedingungen dar. Aufgrund der langen Zeithorizonte, die sich einerseits durch die langen Lebensdauern der Netzinfrastruktur und andererseits aus den langwierigen Genehmigungsverfahren ergeben, ist es erforderlich die zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklungen bestmöglich zu berücksichtigen. Für einen Zeithorizont von einigen (wenigen) Jahren ist eine Prognose bzw. eine relativ gute Vorhersage der zukünftigen Rahmenbedingungen möglich und zielführend. Je weiter der betrachtete Zeitpunkt in der Zukunft liegt (z.B. n+10, n+15 etc. Jahre), desto höher werden auch die Unsicherheiten.

Da die Netzinfrastruktur für mehrere Jahrzehnte geplant wird, ist für diesen Zeitraum eine einzelne Prognose nicht zweckmäßig. Es werden daher **Szenarien** für die Netzplanung und Netzentwicklung definiert. Bei den Szenarien handelt es sich um verschiedene mögliche zukünftige Entwicklungen (mit dem Grunde nach der gleichen Eintrittswahrscheinlichkeit). Durch den Einsatz mehrerer Szenarien für einen zukünftigen Zeitpunkt kann ein sogenannter „Szenarienraum“ aufgespannt werden, der eine größere Bandbreite zukünftiger Entwicklungen abdeckt (vgl. auch Abbildung 2). Für jedes dieser Szenarien werden Analysen für den erforderlichen Netzausbau durchgeführt, mit dem Ziel, dass die so identifizierten Netzausbauprojekte möglichst in mehreren Szenarien entsprechende Lösungsbeiträge generieren und somit **robuste Lösungen** darstellen.

Die Szenarien unterscheiden sich v.a. im Umfang des EE-Ausbaus, der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks, Verbrauchsentwicklungen und bei den europäischen Rahmenbedingungen (z.B. CO₂-Preis). Ziel der Szenarienentwicklung ist es, einen möglichst breiten Szenarienraum abzudecken, der sich auf die Schlüsselkomponenten und damit wesentlichen Einflussparameter konzentriert. Dadurch ist die Notwendigkeit der identifizierten Netzausbauprojekte als valide und robust gegenüber möglichen zukünftigen Entwicklungen, d.h. innerhalb der unterschiedlichen bzw. einzelnen Szenarien, einzustufen.

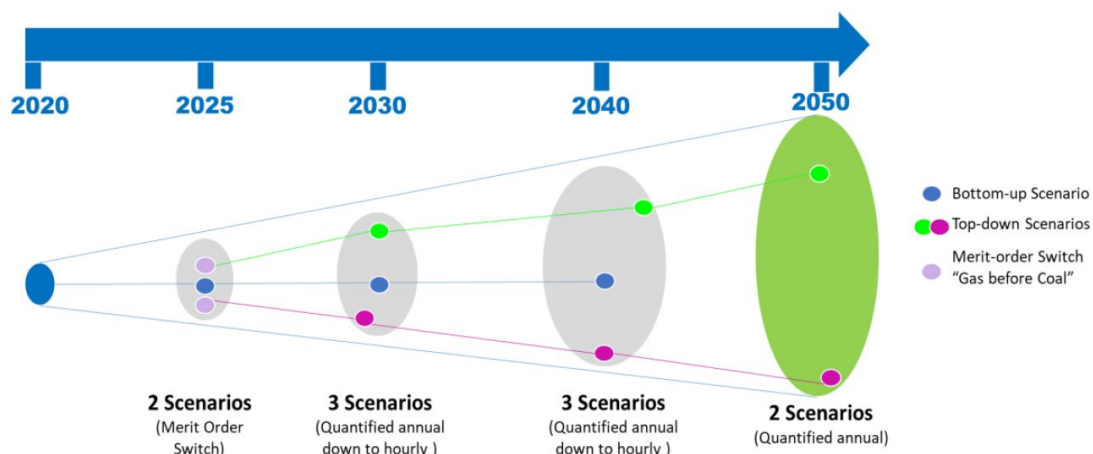


Abbildung 2: Beispielhafte Darstellung des Szenarioraums des TYNDP 2020

II.A Das Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG)

Gesellschaftliche Entscheidungen sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene beeinflussen die Zielsetzungen und Rahmenbedingung und damit ebenfalls die Szenarien. Dabei sind der Ausbau der EE und die dahinterliegenden Gesetzgebungsprozesse (z.B. für EE-Förderungen) wesentlich schneller und flexibler als der Ausbau einer langlebigen, d.h. für Jahrzehnte geschaffenen, Infrastruktur wie dem österreichischen Übertragungsnetz. Das **Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG, BGBl vom 27. Juli 2021)** trifft weitreichende Vorgaben für den EE-Ausbau bis 2030 in Österreich. Die sich daraus ergebenden relevanten Zielsetzungen für die Szenarien-Entwicklung sind:

- **100% erneuerbare Stromversorgung bis 2030**
(Gesamtstromverbrauch national bilanziell, vgl. EE-Anteil 2020: rd. 77%)
- **+27 TWh zusätzliche EE-Erzeugung bis 2030** (bezogen auf Basisjahr 2019):
 - +11 TWh Photovoltaik (vgl. 2019: rd. 1 TWh → +1.210%, 1 Mio. Dächer)
 - +10 TWh Windkraft (vgl. 2019: rd. 7 TWh → +135%)
 - +5 TWh Wasserkraft (vgl. 2019: rd. 44 TWh → +11%)
 - +1 TWh Biomasse (vgl. 2019: rd. 3 TWh → +30%)
- **5 TWh erneuerbare Gase bis 2030**
(national produziert, Gesamtanteil 2020 EE-Gase: 0,1 TWh)
- **Klimaneutralität Österreichs bis 2040**

Die EE-Ausbauziele im EAG werden bis 2030 auf die einzelnen Technologie- bzw. Erzeugungsgruppen heruntergebrochen, und bei der größten Gruppe Photovoltaik (PV) auch auf die Anlagentypen (Dachanlagen & Freiflächen) genauer unterteilt. Die planerische Herausforderung stellt nun die regionale Verteilung der Anlagenleistungen dar (durch die geringen Volllaststunden sind dabei die installierten Leistungen der zusätzlichen EE um ein Vielfaches höher als jene von konventionellen Erzeugungsanlagen). **Aus heutiger Sicht wird es zu einem**

starken Ausbau von stärker volatilen Einspeiseleistungen mit einem Zubau von (zusätzlich) 19 GW (!) an EE-Einspeiseleistungen in Österreich kommen. Leistungsmäßig wird der Zubau eine regionale Konzentration v.a. im Osten Österreichs aufweisen (stark getrieben von v.a. Windkraft, während die PV in ganz Österreich ausgebaut werden muss). Die Verortung von Anlagen für die Produktion der Erneuerbaren Gase aus nationalen erneuerbaren Energiequellen ist hingegen noch eine offene Fragestellung. Beide Faktoren haben einen signifikanten Einfluss auf die zusätzlichen Transportbedarfe in den Stromverteil- und Übertragungsnetzen und sind daher wesentliche Treiber für die Netzplanung und den weiteren Netzausbau. In der Abbildung 3 ist beispielhaft die Verteilung der installierten Leistung von Windkraft und PV auf Bundesländerebene auf Basis von Annahmen der österreichischen Übertragungsnetzbetreiber für den TYNDP 2020 Szenario „National Trends 2030 (NT 2030)“ dargestellt (siehe auch Kapitel II.C).

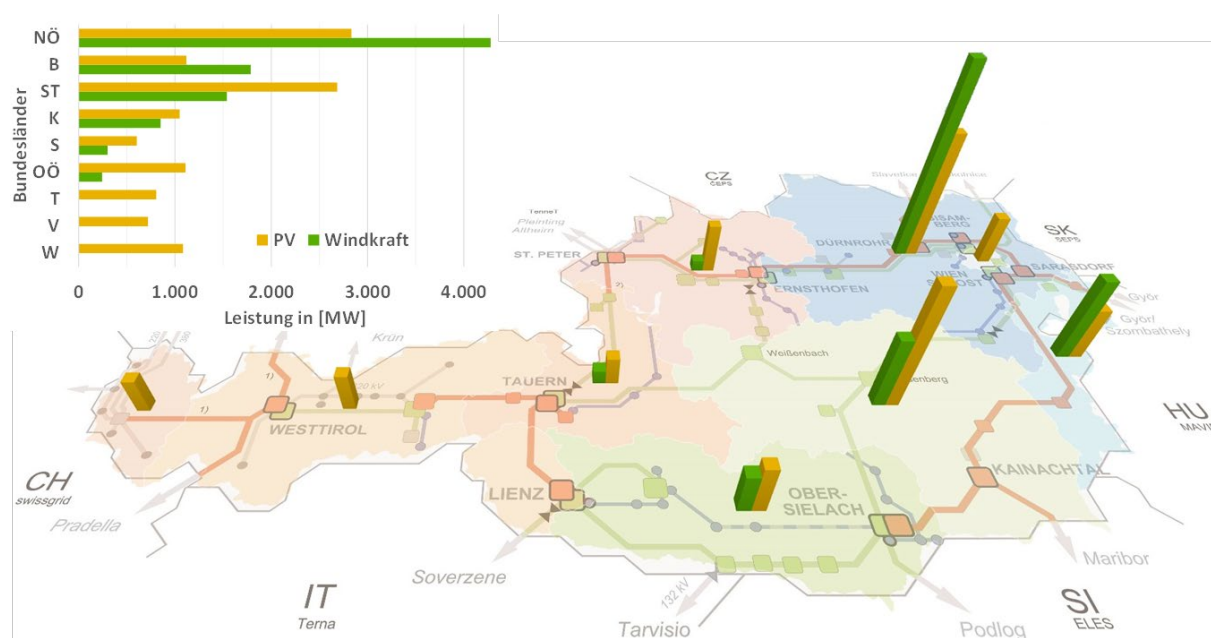


Abbildung 3: Beispielhafte regionale Verteilung der installierten EE-Leistungen gemäß EAG 2030 in AT
(erstellt für TYNDP 2020 Szenario NT 2030; grün: Windkraft, gelb: PV)

Die Daten der in Abbildung 3 gezeigten installierten EE-Leistungen entsprechen der Summe aus den derzeitigen Bestandsanlagen (Stand 2019) und des für die Erreichung der EAG-Ziele notwendigen EE-Zubaus. In Tabelle 1 werden die Werte für 2019 und die Zielzahlen für das EAG nach TYNDP 2020 gegenübergestellt. Andere Erneuerbare (z.B. Biomasse im EAG) spielen aufgrund der relativ geringen leistungsmäßigen Ausbauziele eine untergeordnete Rolle für die zukünftige Netzplanung.

Leistung in [GW]	ECA 2019 (RZ AT)	Ausbaubedarf bis 2030	TYNDP 2020 NT 2030
Pumpspeicherkraftwerke	5,9	2,2	8,1
Laufwasserkraftwerke	5,8	0,3	6,1
Windkraft	3,2	5,8	9,0
PV	1,6	10,4	12,0
Summe	16,5	18,8	35,3

Tabelle 1: Ausbaubedarf EE-Leitungen für EAG 2030; Vergleich E-Control Austria Daten 2019 & TYNDP 2020
Szenario NT 2030: Bestand (ECA 2019) + Ausbaubedarf bis 2030 = EAG-Zielzahlen = NT 2030 im TYNDP 2020

In Summe müssen zur Erreichung der Ziele des EAG 2030 rund 19 GW an zusätzlichen neuen EE-Erzeugern in Österreich ausgebaut werden. Ein gesamthafter und noch detaillierter Überblick dazu findet sich in Kapitel II.C und in Tabelle 2.

Die Zielsetzungen des EAG für 2030 wurden – aus der vormaligen #mission2030 bzw. dem Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) – bereits im TYNDP 2020 im Szenario NT berücksichtigt. Die jedoch weiterreichende Frage der um 10 Jahre vorgezogenen Klimaneutralität über die Sektoren bis 2040 (statt ursprünglich 2050) wurde noch in keinem der bisherigen Szenarien verarbeitet, und kann für Österreich erst im TYNDP 2022 (der auch 2040 berücksichtigt) Eingang finden. Das EAG stellt dennoch eine erhebliche Beschleunigung der Energiewende und Erreichung der Klimaschutzziele für Österreich dar. **Daraus werden sich jedoch entsprechende Auswirkungen auf die Planungen und den Ausbaubedarf der Stromnetze – d.h. der Übertragungsnetze und Verteilernetze – in Österreich ergeben.**

II.B Der Stakeholder-Beteiligungsprozess des TYNDP 2020

Von der Entwicklung der Szenarien und CBA-Methodik, bis hin zum finalen Entwurf, wurden von Dezember 2017 bis Oktober 2020 die Stakeholder und die Öffentlichkeit in zahlreichen Workshops, Webinaren und Begutachtungen in die Entwicklung des TYNDP 2020 aktiv eingebunden. Dabei ist die Diversität der Stakeholder hervorzuheben, welche Repräsentanten der Gas- und Elektrizitätsindustrie, Konsumenten, Umwelt NGOs, Regulatoren, EU Mitgliedsstaaten und die europäische Kommission umfasst. Im Zuge der Workshops wurden breitgefächerte Stellungnahmen der Stakeholder geäußert, teilweise wurden die betrachteten Szenarien, mangelnde Transparenz und fehlende Daten spezifischer Projekte kritisiert. Oftmals wurde auch die CBA-Methodik und deren Implementierung in Frage gestellt.

Insgesamt wurden Stellungnahmen von 22 Kommentatoren gesammelt und vom Organisator ENTSO-E beantwortet, wobei der Fokus auf dem Standpunkt der einheitlichen, gesamteuropäischen Herangehensweise lag. Viele Verbesserungsvorschläge zur Lesbarkeit, Verständlichkeit und Aufbereitung der Daten wurden direkt implementiert, jene an der Methodik werden erst in den TYNDP 2022 einfließen können. Ausgehend von diesen positiven Ergebnissen wird eine aktive Beteiligung der Stakeholder am nächsten TYNDP vonseiten der ENTSO-E stärker

unterstützt. Dieses Angebot wird auch schon stark genutzt, allein bei der Vorstellung der Szenarien im Juli 2020 wurden mehr als 40 Stellungnahmen gesammelt und beantwortet. Für den weiteren Entwicklungsprozess ist daher weiterhin breites Feedback möglichst vieler Interessensgruppen erwünscht.

II.C Die Szenarien des TYNDP 2020

Eine Herausforderung bei der Verwendung und der öffentlichen Kommunikation von Szenarien ist die Vergleichbarkeit. Dies insbesondere aufgrund der unterschiedlichen betrachteten Zeithorizonte, Veröffentlichungsintervalle und verwendeten Methodik. **Der folgende Abschnitt erläutert die TYNDP 2020 Szenarien.** Die Überlegungen zu nationalen Szenarien finden Eingang in die TYNDP-Szenarien, wobei die Übertragungsnetzbetreiber entsprechende andere Informationen (Studien) dazu in ihre Überlegungen einbeziehen (dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die TYNDP-Szenarien jeweils am Anfang des 2-jährigen Prozesses definiert werden – d.h. die Scenario-Building-Phase für den TYNDP 2020 wurde bereits im Frühjahr 2018 gestartet).

Die Beschreibung der aktuellen Szenarien des TYNDP 2020 können im Detail auf der Homepage des TYNDP nachgelesen werden <https://tyndp.entsoe.eu/scenarios> und werden hier im Überblick vorgestellt. Wesentliche methodische Weiterentwicklung der TYNDP 2020 Szenarien besteht in der Vorgabe eines „CO₂-Budgets“ als Definition des Zielerreichungspfad.

Im Vergleich zum TYNDP 2018 wird im TYNDP 2020 neben dem Zeithorizont 2030 auch der Zeithorizont 2040 und 2050 mit bis zu 3 Szenarien betrachtet (siehe Übersicht in Abbildung 4) und ein extern durch die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (**ACER**) vorgegebenes Szenario (Current Trends). Eine Prognose ist bereits bis 2025 möglich und wird durch das Szenario „National Trends 2025“ (NT2025) repräsentiert. Sowohl das Szenario NT2025 als auch das Szenario „National Trends 2030“ sind sogenannte Bottom-Up Szenarien. Diese werden federführend von den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern mit deren nationalem Know-How erstellt. Bei allen weiteren Szenarien handelt es sich um Top-Down Szenarien, welche im TYNDP-Prozess anhand der jeweiligen europäischen Story-Line und bestimmter Methoden erstellt werden. Eine Ausnahme stellt das Szenario „Current Trends 2030“ (CT 2030) dar, bei dem es sich um ein externes Szenario – vorgegeben von ACER – handelt.

Die **Szenarien des TYNDP 2020** repräsentieren folgende Entwicklungen unter Einhaltung der „CO₂-Budget“- Vorgaben:

- **National Trends (NT)** kann als zentrales Szenario bezeichnet werden, da dieses Szenario auch die Entwürfe der nationalen Energie- und Klimapläne soweit als möglich bereits berücksichtigt. Es folgt daher auch den EU 2030 Klima- und Energierahmen (32% EE & 32,5 % Energieeffizienz) und den Zielen der Europäischen Kommission Langzeitstrategie 2050 des vorrangigen Klimaziels einer CO₂-Reduktion von 80-95% im Vergleich zum Niveau von 1990. (aktuellere Zielsetzungen werden im TYNDP 2022 wieder berücksichtigt)

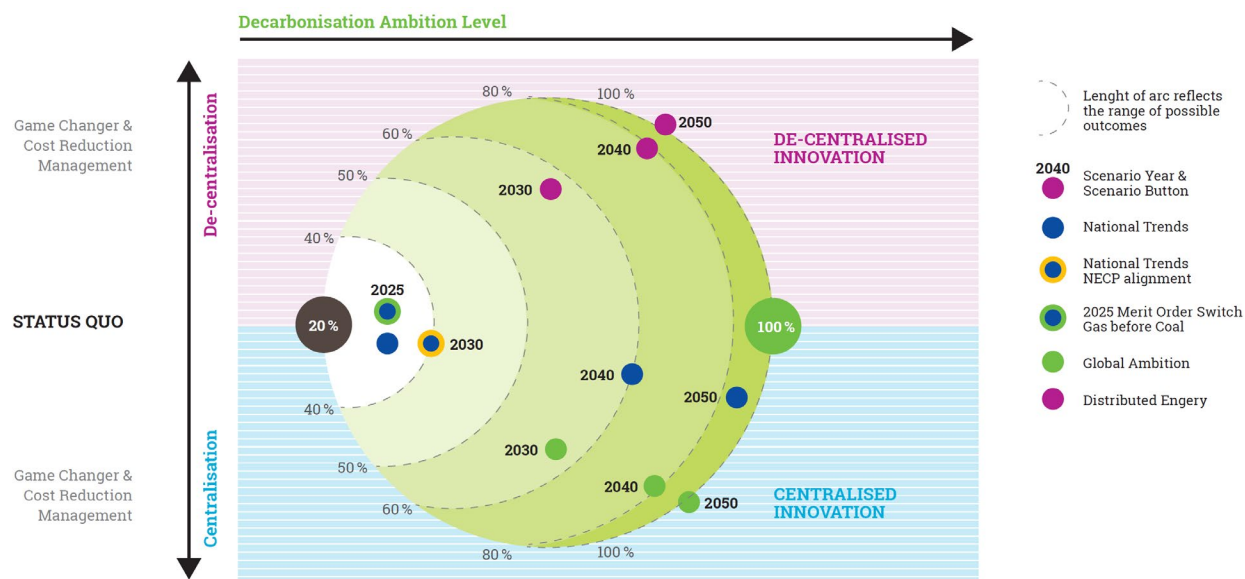


Abbildung 4: Darstellung der Szenarien des TYNDP 2020 vgl. <https://tyndp.entsoe.eu/scenarios>

- **Distributed Energy (DE)** stellt den Prosumer in den Mittelpunkt. Der Fokus liegt dabei auf sehr stark auf dezentralen Technologien wie Photovoltaik und Batteriespeichern. Wobei hier die Einhaltung des Abkommens von Paris den Temperaturanstieg auf 1,5°C zu begrenzen das zentrale Ziel ist. Aber auch die EU-Klimaziele für 2030 werden eingehalten.
- **Global Ambition (GA)** repräsentiert starke Anstrengungen zur Dekarbonisierung des Energiesystems. Auch in diesem Szenario werden das 1,5°C-Ziel aus dem Abkommen von Paris und die EU-Ziele 2030 eingehalten. Hier spielen vor allem zentrale Großkraftwerke wie Offshore Windparks eine stärkere Rolle im zukünftigen Energiesystem. Aber auch EE-Energieimporte aus wettbewerbsfähigen Quellen sind eine Option.
- **Current Trends (CT)** ist ein externes Szenario des europäischen Regulators ACER. Dieses geht von einem schwachen Wirtschaftswachstum aus, was in einem langsameren Ausbau von erneuerbaren Energien resultiert. Hierfür wurden Daten der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen, wobei für Wind und PV die niedrigsten und für thermische Kraftwerke die höchsten prognostizierten Ausbauten verwendet werden. Die Einhaltung der vorgegebenen CO₂ Budgets ist dadurch unwahrscheinlich.

Im National Trends Szenario-Pfad wird ein beschleunigter Rückgang der mit fossilen Brennstoffen betriebenen thermischen Kraftwerke in Österreich angenommen. In allen anderen Szenarien wird von einer Stabilisierung der installierten Leistung der thermischen Kraftwerke in Österreich bis 2030 auf dem Niveau des Szenarios NT 2025 ausgegangen.

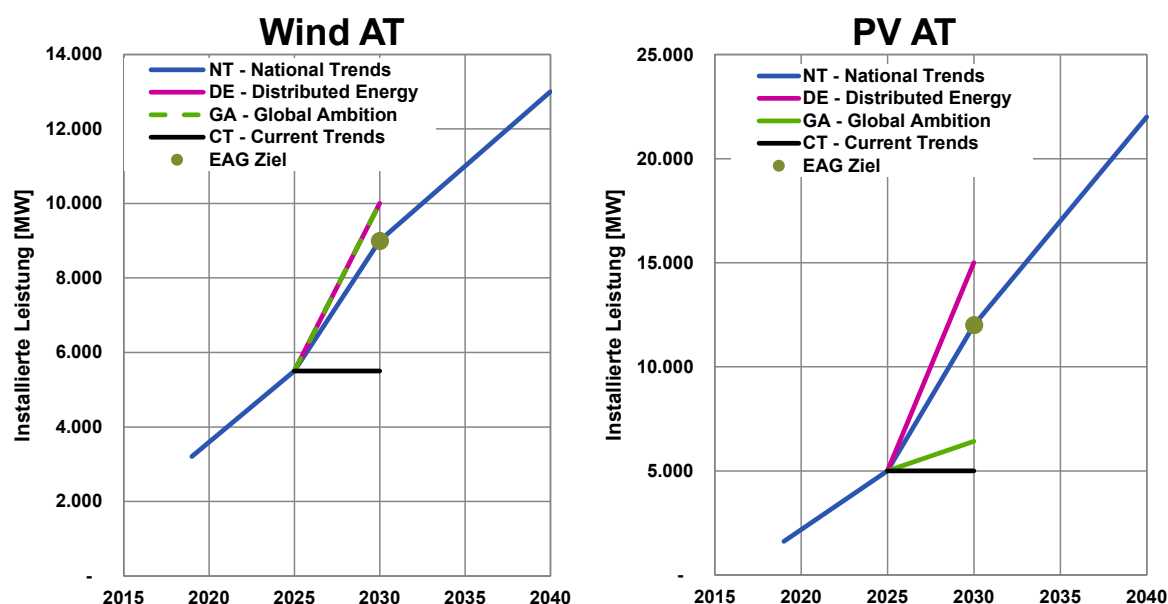


Abbildung 5: Vergleich der Szenarien – Ausbaupfade Wind und PV in Österreich

Die unterschiedlichen Ausbaupfade für Windkraft und PV in Österreich sind in Abbildung 5 dargestellt – hier zeigt sich wie verschieden Szenarien sein können bzw. wie Szenarienräume aufgespannt werden. Trotz des starken Zubaus von Windkraft und PV in allen TYNDP 2020 Szenarien ist nicht sichergestellt, dass Österreich in jedem Szenario und Wetterjahr seinen jährlichen Verbrauch bilanziell aus heimischen erneuerbaren Quellen bis 2030 decken kann.

Wie bereits beschrieben, werden die TYNDP Szenarien methodisch in drei Gruppen eingeteilt. Alle Szenariendaten in den jeweiligen Gruppen durchlaufen dabei eine umfassende Qualitätsüberprüfung mithilfe von Testrechnungen und Kontrollen durch Experten.

- **Bottom-Up-Szenarien** bilden die Ausgangsbasis für die Erstellung des Szenarioraumes. Diese Szenarienkategorie wird auf Basis der von ENTSO-E vorgegebenen Bottom-Up Methodologie durch die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber erstellt. Die Szenariendaten basieren auf eigenen bzw. nationalen Berechnungen und Annahmen. Dabei wurde für den Rahmen der möglichen maximalen Szenarienannahmen je Erzeugungstechnologie das technisch-wirtschaftliche Potential auf Basis bekannter nationaler Studien erhoben. Des Weiteren wurden bekannte Kraftwerksprojekte gemäß interner Datenbanken, Netzzutrittsanfragen und Informationen der Verteilernetzbetreiber für die Szenarienerstellung herangezogen. Die Regionalisierung der Szenarien je Land erfolgt nach einer gemeinsam definierten einheitlichen Methodologie von ENTSO-E unter Berücksichtigung der angenommenen Projekte und mit Expertenwissen der Übertragungsnetzbetreiber. Mehr Details zur nationalen Regionalisierung werden im Anhang A dargestellt. In diesem Fall entsprechen die Bottom-Up-Szenarien die National Trend Szenarien von 2025 und 2030.

- Auf Basis der Bottom-Up-Szenarien werden die **Top-Down-Szenarien** erstellt. Diese Szenarien werden durch eine Expertengruppe der ENTSO-E anhand einer vorab definierten Methodologie auf der Grundlage von europäischen Vorgaben auf die jeweiligen Gebotszonen heruntergebrochen. Die Regionalisierung folgt methodisch dem Bottom-Up-Ansatz. Top-Down-Szenarien sind Global Ambition (GA2030) und Distributed Energy (DE2030).
- Die **externen Szenarien**, im TYNDP das Current Trend (CT2030) Szenario, werden mithilfe von externen Vorgaben und Daten modelliert. Je nach Qualität und Granularität der externen Daten müssen diese an die Anforderungen des TYNDP angepasst werden. Diese Art der Szenarien-Modellierung wurde das erste Mal im TYNDP 2018 mit dem „EUCO-Szenario“ der Europäischen Kommission angewandt.

Die **installierten Leistungen je Erzeugungstechnologie** der aktuell verfügbaren Szenarien können aus Tabelle 2 entnommen werden. Die Detailannahmen für Österreich sind in Abbildung 6 im Sinne des Szenarioraums gegenübergestellt (siehe auch Einleitung Kapitel II).

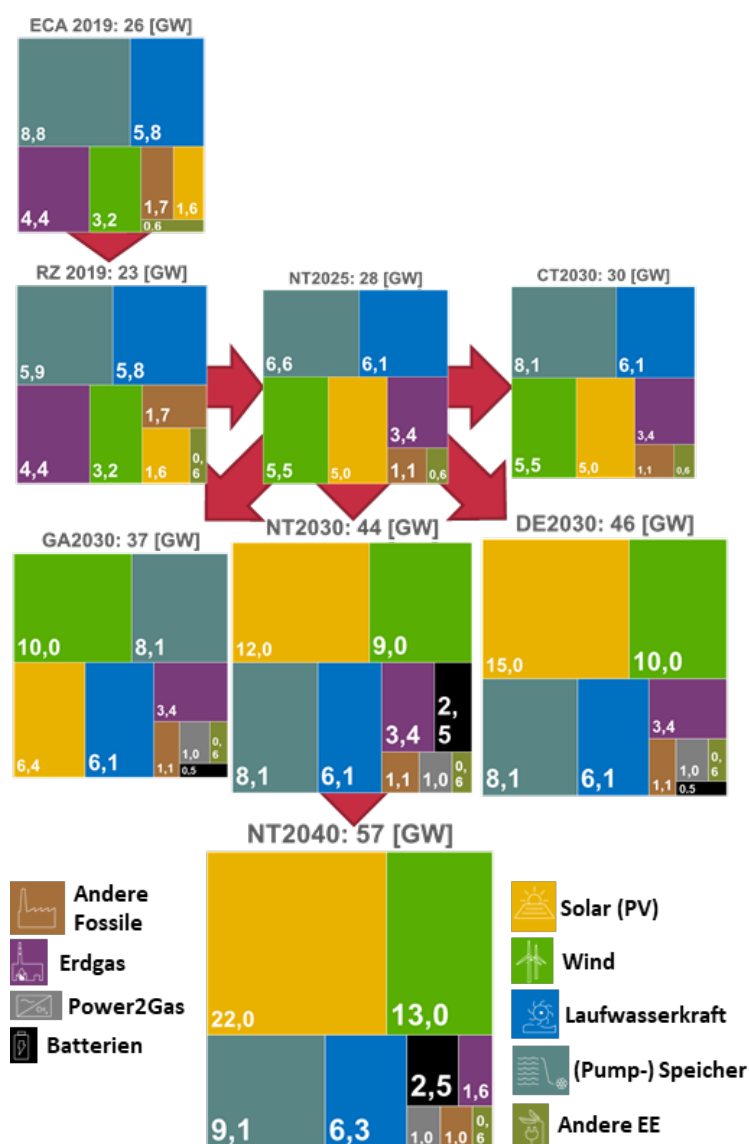


Abbildung 6: Der Szenarioraum des TYNDP 2020 für die installierten Erzeugungsleistungen in AT

Ebenfalls in Abbildung 6 dargestellt ist das Prognose-Szenario „National Trends 2025“ (NT 2025), der aktuelle Kraftwerkspark für das Bundesgebiet auf Basis der E-Control Statistik 2019 (ECA 2019) und der aktuelle Kraftwerkspark der österreichischen Regelzone (RZ AT 2019). Dabei ist darauf zu achten, dass die diversen Szenarien ihren Fokus auf den Bereich der österreichischen Regelzone legen, dies muss ggf. bei etwaigen Vergleichen berücksichtigt werden. Ein Ausbau der EE wurde in allen Szenarien im Sinne der Story-Line der jeweiligen Szenarios hinterlegt. In allen Szenarien wird von einem starken Rückgang der thermischen Kraftwerke im Vergleich zu 2018 ausgegangen, und es wurde in allen Szenarien ein starker EE-Ausbau hinterlegt – insbesondere DE 2030 ist durch einen massiven PV-Ausbau geprägt.

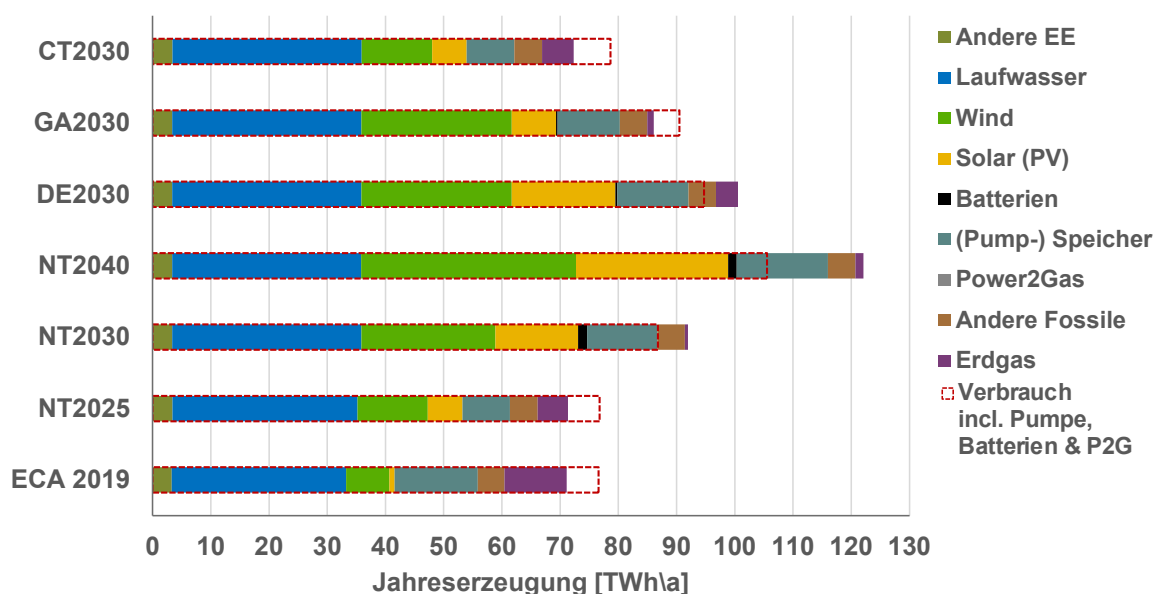


Abbildung 7: Jährliche Stromerzeugung in Österreich in den Szenarien des TYNDP 2020 (der österreichische Stromverbrauch ist rot strichliert dargestellt)

In Abbildung 7 sind die Ergebnisse der Marktsimulationen des TYNDP 2020 mit der Zusammensetzung der jährlichen Stromerzeugung und des Verbrauches Österreichs für die unterschiedlichen Szenarien dargestellt. Auf Basis statistischer Auswertungen wurden drei repräsentative Wetterjahre ausgewählt, deren Wetterdaten (Temperatur, Sonneneinstrahlung, Windaufkommen usw.) für die Simulationen herangezogen werden. Die massive EE-Erzeugung zeigt sich – wenn auch in unterschiedlicher Ausprägung – in allen vier Szenariopfaden.

Tabelle 2: Installierte Kapazitäten je Technologie und Szenario

SZENARIO	Fossile Kraftwerke		Gas	Steinkohle	Andere Fossile	Erneuerbare Kraftwerke		Wind	PV	Andere Erneuerbare	Laufwasserkraft	Pumpspeicherkraftwerke Turbine	Pumpspeicherkraftwerke Pumpe	Batterien	Power to Gas	Summe installierte Kraftwerkskapazität AT	Last Minimalwerte	Last Maximalwerte	Last Durchschnittswerte	Szenariomethode Extern; Top Down - TD; Bottom Up - BU
	MW	%				MW	%													
ECA 2019	6.148	24%	4.429	598	1.121	20.009	76%	3.208	1.619	584	5.795	8.803	3.857	-	-	26.157	4.138	10.670	7.404	Extern
RZ 2019	6.148	26%	4.429	598	1.121	17.095	74%	3.208	1.619	584	5.795	5.889	2.504	-	-	23.243	4.138	10.670	7.404	Extern
NT 2025	4.540	16%	3.416	-	1.124	23.860	84%	5.500	5.002	609	6.130	6.618	3.160	-	-	28.399	4.985	12.858	8.739	BU
NT2030	4.329	10%	3.376	-	953	35.877	82%	8.999	12.006	599	6.142	8.131	4.709	2.469	1.000	43.675	5.161	13.179	8.957	BU
NT 2040	2.576	5%	1.623	-	953	50.963	89%	13.000	22.000	599	6.292	9.071	5.149	2.469	1.000	57.008	5.956	15.327	10.328	TD
DE 2030	4.537	10%	3.416	-	1.122	39.872	87%	10.000	15.000	599	6.142	8.131	4.709	535	1.000	45.944	6.050	15.540	10.085	TD
GA 2030	4.537	12%	3.416	-	1.122	31.293	84%	10.000	6.421	599	6.142	8.131	4.709	535	1.000	37.365	5.922	15.524	9.854	TD
CT 2030	4.540	15%	3.416	-	1.124	25.385	85%	5.500	5.002	609	6.142	8.131	4.709	-	-	29.924	5.161	13.179	8.957	Extern

Die Annahmen und Hintergründe zu den einzelnen Szenarien, Technologien und der räumlichen Verteilung im Netzmodell – die sogenannten Regionalisierung – werden im Anhang A detailliert dargestellt. Die Werte der Last beziehen sich auf die 3 repräsentativen Wetterjahre 1982, 1984 und 2007.

Verbrauchs-/Lastentwicklung

Auf Basis des durchschnittlichen Verbrauchs, der Spitzenlast, der angenommenen Anzahl an Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen sowie dem Verbrauch des Industriesektors wurde mit Hilfe eines Tools für die unterschiedlichen Szenarien des TYNDP für jedes Land eine Lastgangskurve ermittelt. Die Annahmen betreffend Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und zusätzlicher Grundlast (auf Basis eigener Berechnungen) sowie der ermittelte Jahresverbrauch finden sich in den nachfolgenden Tabellen bezogen auf die drei hinterlegten Wetterjahre 1982, 1984 & 2007. Die Hintergrunddaten der Lastzeitreihen für die Szenarien DE2030, GA2030 und CT2030 wurden im Laufe des Jahres 2020 im Rahmen des TYNDP 2020-Prozesses veröffentlicht.

Szenario	Anzahl der zusätzlichen Elektrofahrzeuge in 1.000 Stück	Anzahl der zusätzlichen Wärmepumpen in 1.000 Stück	Anzahl der zusätzlichen hybriden Wärmepumpen in 1.000 Stück	Zusätzliche Grundlast in MW	Minimaler Verbrauch in TWh	Maximaler Verbrauch in TWh	Durchschnittlicher Verbrauch in TWh
TYNDP 2020 NT2025	178	151	-	-	75,7	76,7	76,3
TYNDP 2020 NT2030	436	234	-	300	77,6	78,6	78,2
TYNDP 2020 NT2040	2.008	484	-	600	89,5	90,6	90,2
TYNDP 2020 DE2030	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	87,3	88,5	88,1
TYNDP 2020 GA2030	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	85,3	86,5	86,1
TYNDP 2020 CT2030	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	77,6	78,6	78,2

Tabelle 3: Anzahl Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Verbrauch in Österreich im TYNDP2020

II.D Identifikation und Bewertung der TYNDP-Projekte im TYNDP 2020

Wie in der EU-Verordnung 347/2013 vorgesehen, wurden alle TYNDP-Projekte einer Kosten-Nutzen-Analyse oder engl. Cost-Benefit-Analysis (CBA) unterzogen, wobei für die CBA die Methode einer Multi-Kriterien-Analyse herangezogen wurde. Es können jedoch nicht alle ermittelten Indikatoren monetisiert werden. Nach einem umfangreichen Konsultations- und Beteiligungsprozess wurde die Methodik und die Beschreibung der Indikatoren von der Europäischen Kommission genehmigt und auf die TYNDP 2020 Projekte angewandt. Alle österreichischen Projekte weisen insgesamt einen wesentlichen und positiven sozioökonomischen Nutzen auf (SEW: socio economic welfare). Die Investitionskosten der Projektcluster werden – je nach Szenario – in wenigen Jahren kompensiert und amortisiert. Aufgrund der vergleichsweise langen Lebensdauer der Netzprojekte ergibt sich daher ein erheblicher monetarisierbarer positiver sozioökonomischer Effekt (SEW) durch den Ausbau des Übertragungsnetzes. Die Detailergebnisse dazu sind in Anhang A dargestellt.

Im Zuge des TYNDP 2020 wurden, vor der Bewertung der einzelnen Projekte mittels Kosten-Nutzen-Analysen in der Phase „Identification of System Needs (IoSN)“, umfangreiche Untersuchungen durchgeführt, um den Bedarf an Kapazitätserhöhungen an nationalen bzw. Zonen-Grenzen zu analysieren. Ziel war dabei Projekte zu identifizieren, die insbesondere eine positive Bilanz aus Kosten und Nutzen sowie damit entsprechende Wohlfahrtsgewinnen (SEW) aufweisen. Weiters wurden auch zwei Extremfälle betrachtet, wo zum einen nach 2025 keine Investitionen mehr für das Übertragungsnetz getätigt werden und zum anderen es keine Kapazitätseinschränkungen zwischen den Zonen in Europa geben würde.

Die großen Leitungsprojekte des NEP sind auch im TYNDP 2020 enthalten. Aufgrund der unterschiedlichen Planungsstände und Zeithorizonte im TYNDP 2020 (Planungsstand Mitte 2019, Zeithorizont bis 2050) und NEP 2021 (Planungsstand Mitte 2021, Zeithorizont bis 2031) sowie des europäischen Planungsprozesses kann es zu bestimmten Abweichungen zwischen den Plänen kommen. Insbesondere sollen folgende derzeit bestehende Differenzen aus der IoSN erläutert werden:

- **TYNDP Projekt 325: Verstärkung Obersielach – Podlog (SI)**

Dieses Projekt wurde im Rahmen der IoSN-Phase im TYNDP 2018 für den Zeithorizont 2035-2040 identifiziert. Basierend darauf wurden auch weitere CBA-Analysen durchgeführt. Aufgrund der Langfristigkeit des Projekts liegt es jedoch außerhalb des NEP-Zeithorizonts und wird weiter in den neuen TYNDP 2022-Szenarien untersucht und bewertet.

- **TYNDP Projekt 375: Upgrade Lienz – Soverzene (IT)**

In der gemeinsamen Projektentwicklung mit Terna wurde dieses Projekt im TYNDP als Langfristprojekt (2035-2040) eingebracht und ist damit ebenfalls nicht im NEP-Zeitraum. Weiters haben Analysen ergeben, dass die Machbarkeit des ursprünglichen Vorhabens einer 380-kV-Leitung v.a. auf italienischer Seite nicht gegeben ist. Es wird daher ein koordiniertes Konzept einer Generalerneuerung der 220-kV-Leitung von Terna und APG verfolgt (vgl. auch NEP-Projekt 19-3).

II.E Key Findings des TYNDP 2020 und Projects of Common Interest (PCI)

Die Key Findings des TYNDP 2020 sind in Abbildung 8 abgebildet. Diese beinhalten insgesamt 323 Projekte, wobei Potential für 252 Investments im Netzausbau mit einer Gesamtlänge von über 46.000 km im Netz der ENTSO-E gefunden wurden. Im Vergleich zum TYNDP 2018 haben sich die Investitionskosten bis 2030 von 114 Mrd. € auf 118 Mrd. € erhöht. Die Daten und die Projekte können auch auf der Homepage des TYNDP (<http://tyndp.entsoe.eu/>) nachgelesen werden.



Abbildung 8: Key findings des TYNDP 2020

Während die nationalen Netzentwicklungspläne in der Regel die Netzprojekte der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber abbilden, sind im TYNDP alle relevanten Projekte in Europa zusammengefasst und in den „Regional Plans“ detailliert beschrieben. Aus den „Regional Plans“ wird der TYNDP aufgebaut, der wiederum die Grundvoraussetzung für die Nominierung als PCI-Projekt darstellt (siehe Abbildung 9).

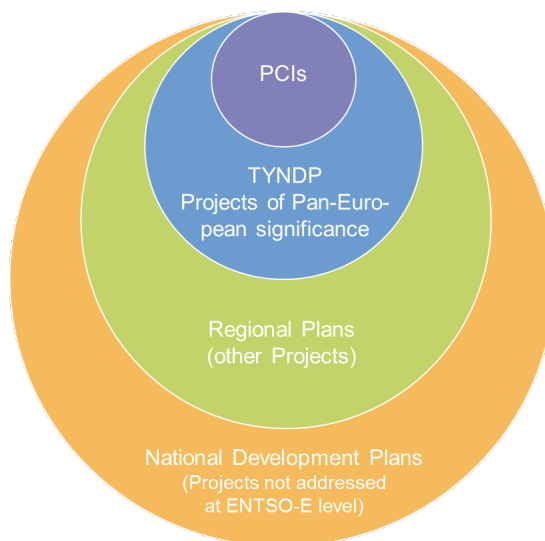


Abbildung 9: Zusammenhänge NEP – Regional Plans (TYNDP) – TYNDP – PCI

PCI- bzw. Projekte „gemeinsamen Interesses“ sind jene Vorhaben, die als besonders wichtig erachtet werden, um die Klima- und Energieziele in Europa zu erreichen sowie die Versorgungssicherheit und Marktentwicklungen zu gewährleisten. Die PCI-Liste wird von der Europäischen Kommission alle zwei Jahre veröffentlicht.

Die fünfte PCI-Liste der „Projects of Common Interest“ ist derzeit in Ausarbeitung und wird voraussichtlich im Herbst 2021 veröffentlicht. Dabei wurden von APG die Projekte der vierten PCI-Liste und zusätzlich das Projekt Netzraum Kärnten (vgl. NEP-Projekt 11-14) eingereicht.

Folgende APG-Projekte sind aufgrund der hohen regionalen Bedeutung für das europäische Stromsystem als „Projects of Common Interest“ in der 4th PCI-Liste (2019) genannt:

- 3.1.2. 380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK Tauern; NEP-Projekt 11-10
- 3.1.1. 380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Ottenhofen/Isar); NEP-Projekt 11-7
- 3.1.4. 220-kV-Leitung Westtirol – Zell am Ziller (Netzraum Tirol); NEP-Projekt 14-3

Neben den APG-Projekten finden sich in der 4th PCI-Liste folgende Projekte:

- 2.18. Ausbau Pumpspeicherkraftwerk Kaunertal (Tirol/TIWAG)
- 3.4. Merchant-Line Würmlach (Kärnten/AT) – Somplago (IT)

Nähere Informationen zu den PCI-Projekten finden sich im Kapitel 4.5 des NEP von APG, auf der Homepage der Europäischen Kommission (<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>), im TYNDP 2020 der ENTSO-E, sowie auf der Homepage von APG (<http://www.apg.at/de/Stromnetz/Netzentwicklung>).

III Projekttable

Nachfolgend findet sich ein zeitlicher Überblick der Projekte des NEP 2021 (NEP-Projekt-Tabelle, inkl. den geplanten Inbetriebnahmen und graphische Darstellungen). Die im Zeitraum 2022 - 2024 geplanten und genehmigten Netzerweiterungsprojekte stellen durchzuführende Investitionen iSd § 37 Abs 1 Z3 EIWOG 2010 dar (3-Jahres-Zeitraum). Für den Zeitraum 2025 bis 2031 wird ein Ausblick über die weiteren Netzprojekte – entsprechend dem aktuellen Planungsstand – gegeben. Die Darstellung der Projekte folgt der in Kapitel 1.3 des NEP von APG getroffenen Gliederung. Die farblich markierten Zeiträume betreffen jeweils die Umsetzungsprojekte (ohne Vorprojekte). Insbesondere bei Leitungsgroßprojekten gilt es bereits im Vorfeld der Genehmigungsverfahren – und damit weit vor den Umsetzungsprojekten – umfangreiche Planungs- und Projektierungsarbeiten im Rahmen mehrjähriger Vorprojekte zur Erlangungen der Behördengenehmigungen durchzuführen.

Bei Angabe von „neues“ Umspannwerk (UW) n.n. handelt es sich um „green-field“-Anlagen, welche gänzlich neu entwickelt werden, d.h. dies beginnt in der Regel mit einem Planungskonzept (Layout inkl. Leitungsanbindung) und einer Standortsuche bzw. -entwicklung.

APG-Projekte sind mit der Konvention XX-XX (z.B: 11-10) bezeichnet, während VÜN-Projekte mit einer fortlaufenden Nummer gekennzeichnet sind (2, 4, 5).

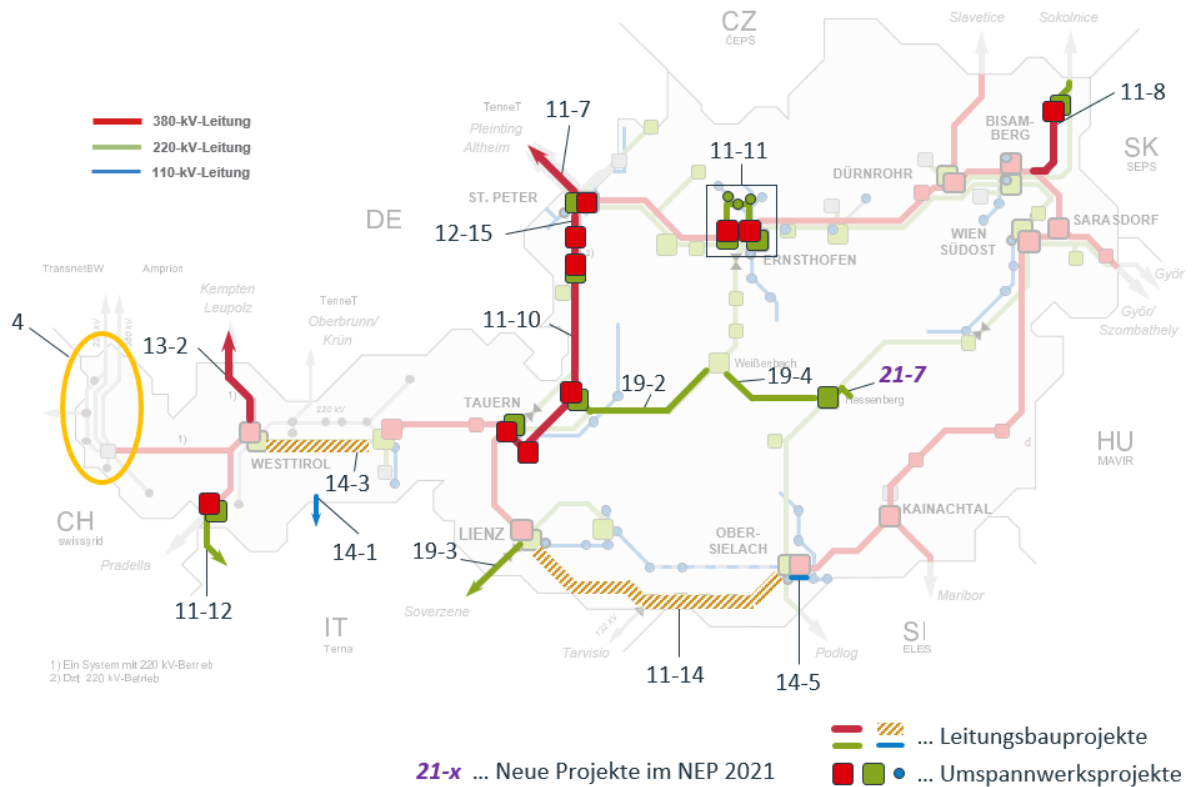
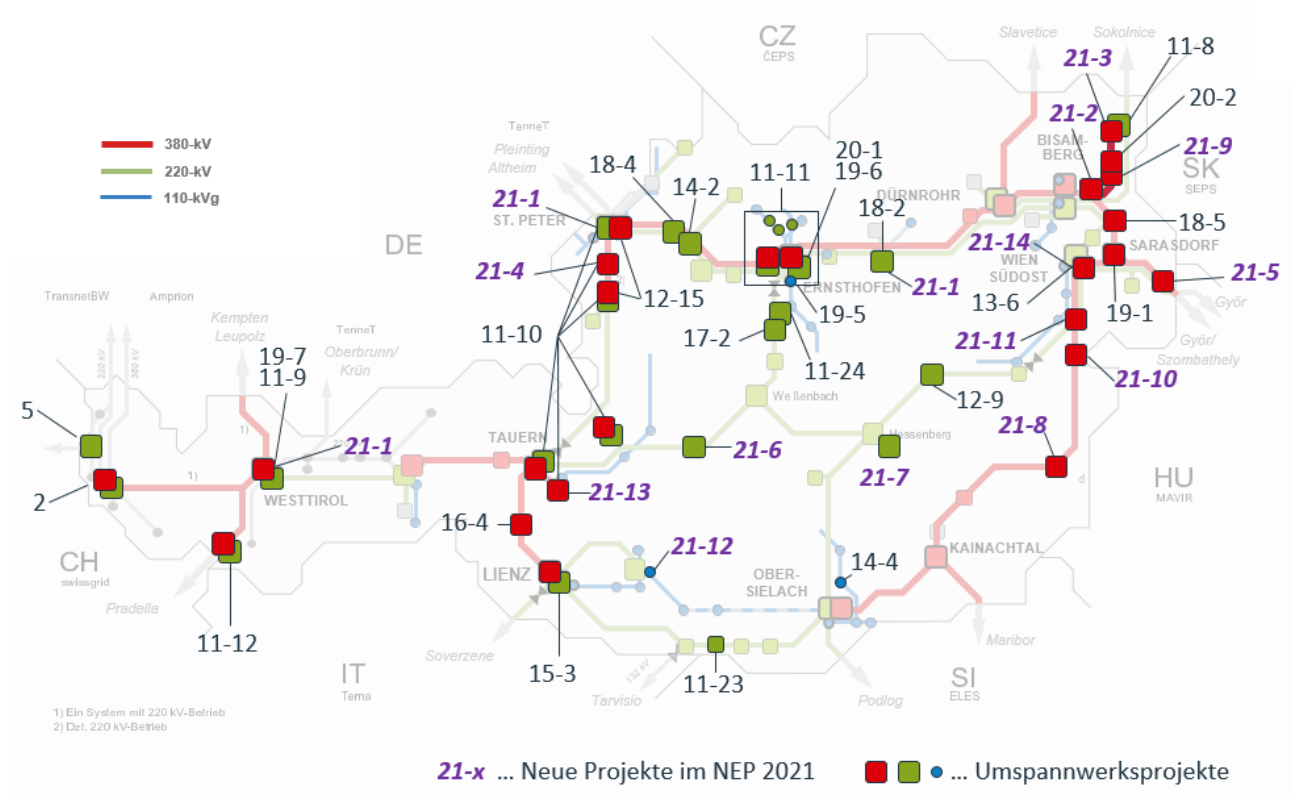
Nr.	Projekte im nationalen/europäischen Interesse	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
12-15	Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 (NK St. Peter - UW Salzburg)											
2	Erhöhung der Transformatorkapazität in der Umspanneranlage Bürs											
14-1	110-kV-Leitung Steinach - Staatsgrenze (Prati di Vizze / IT) TINETZ	◇										
15-3	UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner	◇										
11-8	Netzraum Weinviertel (Anschluss Windkraft)		◇									
	Neues UW Zaya 380/220/110 kV		◇									
	Ausbau UW Bisamberg 380 kV		◇									
	Demontagen (220-kV-Leitung) und Nacharbeiten			◇								
14-2	Neues 220-kV-SW Weibern			◇								
11-12	Reschenpassprojekt			◇								
	Neues UW Nauders 380/220 kV			◇								
21-1	Lastflusssteuernde Elemente "CEP-70%"			◇		◇						
	a.) Netzraum Donauschiene Ost-West / Ybbsfeld / St. Peter: PST 220-kV-UW Ybbsfeld, UW St. Peter: LFL-DR 220 kV und 4. Umspanner 380/220 kV			◇		◇						
	b.) Netzraum Tirol (UW Westtirol: 3. Umspanner 380/220 kV (850 MVA))					◇						
11-10	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter - NK Tauern					◇						
	Ausbau UW St. Peter 380 kV					◇						
	Ausbau UW Salzburg 380 kV					◇						
	Neues UW Wagenham 380/110 kV					◇						
	Neues UW Pongau 380/220/110 kV					◇						
	Adaptierungen UW Kaprun/Tauern 380 kV					◇						
	Demontagen (220-kV- und 110-kV-Leitungen) und Nacharbeiten							◇				
11-7	380-kV-Leitung St. Peter - Staatsgrenze DE (Ottenhofen/Isar)						◇					
	Ausbau UW St. Peter 380 kV						◇					
11-9	UW Westtirol: 2. Umspanner 380/220-kV (850 MVA)				◇							
19-7	Generalerneuerung 220-kV-Anlage Westtirol								◇			
14-3	220-kV-Leitung Westtirol - Zell/Ziller (Netzraum Tirol)									◇		
13-2	UW Westtirol: Umstellung Ltgs.system Memmingen (DE) auf 380 kV										◇	
5	Erweiterung und Ertüchtigung der 220-kV-Schaltanlage im Umspannwerk Meiningen							◇				
19-6	Generalerneuerung 220-kV-Anlage Ernstshofen								◇			
11-11	220-kV-Anspeisung Zentralraum Oberösterreich (ZROÖ)						◇				◇	
	Neues UW Hütte Süd 220/110 kV						◇					
	Neues UW Pichling 220/110 kV							◇				
	Ausbau UW Kronstorf 380/220 kV									◇		
	Neues UW Wegscheid 220/110 kV										◇	
21-2	Neues 380-kV-SW Seyring								◇			
19-2	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Reitdorf - Weißenbach							◇				
19-3	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Lienz - Staatsgrenze IT (Soverzene)								◇			
19-4	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Weißenbach - Hessenberg									◇		
11-14	Netzraum Kärnten (380-kV-Ringschluss)											◇
4	Bodenseestudie: Langfristige Ausbauvorhaben in der Bodenseeregion											

Tabelle 4 : Übersicht der Projekt- Umsetzungszeiträume (Teil1), die Raute markiert das geplante Inbetriebnahmejahr (IBN); grün: neue APG-Projekte im NEP 2021

Nr.	Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
11-23	Neues UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung - <i>Kärnten Netz</i>	IBN erfolgt										
19-5	Generalerneuerung 110-kV-Anlage Ernsthofen		◇									
20-1	UW Ernsthofen: Ausbau 6. 220/110-kV-Umspanner - <i>Netz OÖ</i>			◇								
13-6	UW Wien Südost: Ausbau 380-kV-Netzanschluss - <i>Wiener Netze</i>			◇								
21-3	UW Zaya: Ausbau 3. 380/110-kV-Umspanner - <i>Netz NÖ / Windkraft-Einspeiser</i>			◇								
17-2	UW Klaus: 220/30-kV-Netzabstützung - <i>Netz OÖ</i>				◇							
16-4	Neues UW Matrei: 380/110-kV-Netzabstützung - <i>TINETZ</i>				◇							
19-1	UW Sarasdorf: Ausbau 3. 380/110-kV-Umspanner - <i>Netz NÖ (Windkraft)</i>					◇						
18-2	UW Ybbsfeld: Ausbau 110-kV-Netzabstützung - <i>Netz NÖ</i>					◇						
21-4	UW Wagenham: Ausbau und 2. 380/110-kV-Umspanner - <i>Netz OÖ</i>					◇						
21-5	UW Zurndorf: Ausbau 5. 380/110-kV-Umspanner - <i>Netz Burgenland (Windkraft, PV)</i>					◇						
12-9	Neues UW Mürtal: 220/110-kV-Netzabstützung - <i>Energienetze Steiermark (Windkraft)</i>					◇						
18-5	Neues UW Wien Ost: 380/110-kV-Netzabstützung - <i>Wiener Netze</i>						◇					
20-2	Neues UW Spannberg: 380/110-kV-Netzabstützung - <i>Netz NÖ (Windkraft; vormals "Prottes")</i>						◇					
21-6	Neues UW Haus: 220/110-kV-Netzabstützung - <i>Energienetze Steiermark</i>						◇					
21-7	Neues UW Leoben: 220/110-kV-Netzabstützung - <i>Energienetze Steiermark ("green energy hub")</i>						◇					
18-4	Neues UW Innkreis: 220/110-kV-Netzabstützung - <i>Netz OÖ</i>							◇				
21-8	UW Südburgenland: Ausbau 3. und 4. 380/110-kV-Umspanner - <i>Netz Burgenland (Windkraft, PV)</i>							◇				
21-14	UW Wien Südost: Ausbau 4. Umspanner (380/110 kV) - <i>Wiener Netze (Teilnetzbildung, EE)</i>								◇			
21-9	Neues UW Prottes: 380/110-kV-Netzabstützung - <i>Netz NÖ (Windkraft, PV)</i>									◇		
21-10	Neues UW Mattersburg: 380/110-kV-Netzabstützung - <i>Netz Burgenland (Windkraft, PV)</i>									◇		
21-11	Neues UW Trumau: 380/110-kV-Netzabstützung - <i>Wiener Netze (Windkraft, PV)</i>									◇		
Nr.	Netzanschlussprojekte für Kraftwerke und Merchant Lines und Kunden	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
14-5	110-kV-Leitung Obersielach - Schwabeck (Netzanschluss Windkraft)					◇						
14-4	UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe (Netzanschluss Windkraft)								◇			
21-12	Umstrukturierung 110-kV-Netz Reißbeck / Malta				◇							
11-24	Neues SW Molln: Netzanschluss Energiespeicher Bernegger (220 kV)					◇						
21-13	UW Kaprun: Netzanschluss PSP-KW Limberg 3 (380 kV)					◇						

Tabelle 5 : Übersicht der Projekt- Umsetzungszeiträume (Teil1), die Raute markiert das geplante Inbetriebnahmejahr (IBN); grün: neue APG-Projekte im NEP 2021

IV Projektübersichtsgrafik (Umspannwerke und Leitungen)



V Netzentwicklungsplan der APG

Netzentwicklungsplan 2021

für das Übertragungsnetz von
Austrian Power Grid AG (APG)



Planungszeitraum
2022-2031

Planungsstand August 2021

Österreich
braucht
Strom.



Inhalt

KURZFASSUNG ZUM APG-NETZENTWICKLUNGSPLAN (NEP) 2021	7
1 AUSGANGSSITUATION UND ZIELSETZUNG	11
1.1 Allgemeines	11
1.2 Gesetzliche Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers	11
1.3 Erstellung des NEP durch den Übertragungsnetzbetreiber	12
1.4 Ziele und Bedeutung des Netzentwicklungsplans	13
1.5 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Netzentwicklungsplans	15
1.6 Rahmenbedingungen für den Netzausbau	16
1.7 Abgeschlossene Projekte des NEP 2020	18
2 NETZENTWICKLUNG FÜR DAS ÜBERTRAGUNGSNETZ DER APG	19
2.1 Das Übertragungsnetz von APG	19
2.2 Marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz und Verbrauchssteigerungen	20
2.3 Ausbau erneuerbarer Energieträger (Einspeiseleistung vs. „erzeugte“ Energie)	20
2.4 Netzreserve zur Sicherstellung des Netz- und Systembetriebes	22
2.4.1 Hintergrund und aktuelle Situation	23
2.4.2 Steigender Bedarf an Engpassmanagement und („Redispatch“-)Kosten	23
2.5 Europäische und energiewirtschaftliche Einflüsse	24
2.5.1 Europäische Marktintegration auf Basis verbindlicher Guidelines	24
2.5.2 Clean Energy for all Europeans Package (CEP)	24
2.5.3 Weitere energiewirtschaftliche Einflussfaktoren	26
2.6 Simulationsrechnungen für die Netzentwicklung	27
2.7 Das NOVA-Prinzip in der Netzausbauplanung	27
2.8 Nachhaltiges Trassenmanagement (NTM)	29
2.9 Forschung und Innovation bei APG	29
3 DIE TOP-NETZAUSBAUPROJEKTE DER APG	31
4 PROJEKTE IM NETZENTWICKLUNGSPLAN 2021	34
4.1 Allgemeines	34
4.1.1 Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen	34
4.1.2 Weitere Kriterien der Projektbeschreibung	35

4.2	Verschiebungen und Änderungen von geplanten Inbetriebnahmen	35
4.3	Betriebsinvestitionen (spezifische Erweiterungsprojekte).....	35
4.3.1	Betriebsinvestitionen für Leitungen	36
4.3.2	Betriebsinvestitionen für Umspannwerke/Schaltanlagen.....	36
4.3.3	Umsetzung Thermal Rating.....	37
4.3.4	Betriebsinvestitionen teilweise als Voraussetzung für Kundenprojekte	38
4.4	Überblick über die Projekte im Netzentwicklungsplan 2021	39
4.5	Detailbeschreibung der bereits genehmigten Projekte (NEP 2011-2020).....	43
4.5.1	380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Ottenhofen/Isar)	43
4.5.2	Netzraum Weinviertel	45
4.5.3	UW Westtirol: Zweiter 380/220-kV-Umspanner	47
4.5.4	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK Tauern	48
4.5.5	220-kV-Anspeisung Zentralraum Oberösterreich	52
4.5.6	Reschenpassprojekt (neues UW Nauders).....	54
4.5.7	Netzraum Kärnten	55
4.5.8	Neues SW Molln: Energiespeicher Bernegger	56
4.5.9	Neues UW Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung – Energienetze Steiermark	57
4.5.10	UW Westtirol: Umstellung Ltgs.system Memmingen (DE) auf 380 kV	58
4.5.11	UW Wien Südost: 380-kV-Netzanschluss – Wiener Netze.....	59
4.5.12	110-kV-Leitung Steinach – Staatsgrenze (Prati di Vizze/IT) – TINETZ	60
4.5.13	Neues 220-kV-Schaltwerk (SW) Weibern	61
4.5.14	220-kV-Leitung Westtirol – Zell/Ziller (Netzraum Tirol).....	62
4.5.15	UW St. Andrä: Einbindung Windpark Koralpe.....	63
4.5.16	110-kV-Leitung Obersielach – Schwabeck (Anschluss Windkraft).....	64
4.5.17	UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner	65
4.5.18	Neues UW Matri: 380/110-kV-Netzabstützung – TINETZ	66
4.5.19	Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg	67
4.5.20	UW Klaus: 220/30-kV-Netzabstützung – Netz OÖ	68
4.5.21	UW Ybbsfeld: 110-kV-Netzabstützung – Netz NÖ.....	69
4.5.22	Neues UW Innkreis: 220/110-kV-Netzabstützung – Netz OÖ	70
4.5.23	Neues UW Wien Ost: 380/110-kV-Netzabstützung – Wiener Netze	71
4.5.24	UW Sarasdorf: 3. 380/110-kV-Umspanner – Netz Niederösterreich	72

4.5.25	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Reitdorf – Weißenbach.....	73
4.5.26	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze IT (Soverzene).....	74
4.5.27	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Weißenbach – Hessenberg.....	75
4.5.28	Generalerneuerung 110-kV-Anlage Ernsthofen.....	76
4.5.29	UW Ernsthofen: 6. 220/110-kV-Umspanner – Netz OÖ	77
4.5.30	Generalerneuerung 220-kV-Anlage Ernsthofen.....	78
4.5.31	Generalerneuerung 220-kV-Anlage Westtirol	79
4.5.32	Neues UW Spannberg: 380/110-kV-Netzabstützung – Netz NÖ	80
4.6	Detailbeschreibung der zur Genehmigung eingereichten Projekte (NEP 2021)	81
4.6.1	Lastflussteuernde Elemente für die 70%-Forderung des CEP	82
4.6.2	Neues 380-kV-Schaltwerk (SW) Seyring	85
4.6.3	UW Zaya: Ausbau 3. 380/110-kV-Umspanner – Netz NÖ / Windkraft und PV.....	86
4.6.4	UW Wagenham: Ausbau und zweiter 380/110-kV-Umspanner (2. Ausbaustufe).....	87
4.6.5	UW Zurndorf: Ausbau 5. 380/110-kV-Umspanner – Netz Burgenland (Windkraft)	88
4.6.6	Neues UW Haus: 220/110-kV-Netzabstützung – Energienetze Steiermark.....	89
4.6.7	Neues UW Leoben: 220/110-kV-Netzabstützung ENS („green energy hub“)	90
4.6.8	UW Südburgenland: Ausbau 3. und 4. 380/110-kV-Umspanner – Netz Burgenland	91
4.6.9	Neues UW Prottes: 380/110-kV-Netzabstützung Netz NÖ (Windkraft und PV)	92
4.6.10	Neues UW Mattersburg: 380/110-kV-Netzabstützung – Netz Burgenland (WKA, PV)	93
4.6.11	Neues UW Trumau: 380/110-kV-Netzabstützung Wiener Netze (Windkraft und PV)	94
4.6.12	Umstrukturierung 110-kV-Netz Reißbeck / Malta.....	95
4.6.13	UW Kaprun: 380-kV-Netzanschluss PSP-KW Limberg 3	96
4.6.14	UW Wien Südost: Ausbau 4. Umspanner (380/110 kV) – Wiener Netze	97
5	INFORMATIONEN ÜBER ZUKÜNFTIGE PROJEKTE.....	98
5.1	Weitere Entwicklung des APG-Übertragungsnetzes (Leitungsprojekte).....	98
5.2	Kundenprojekte (Netzanschlussprojekte, Kraftwerke, Merchant Line)	100
6	RISIKEN.....	101
6.1	Risiken im Vorprojekt.....	101
6.2	Risiken im Zuge der Projektumsetzung.....	102
6.3	Gesellschaftliche Akzeptanz	104
A	ANSATZ DER REGIONALISIERUNG DER TYNDP 2020 SZENARIEN.....	105

A.1 Regionalisierung < Erdgas >	106
A.2 Regionalisierung < Steinkohle >	107
A.3 Regionalisierung < Andere Fossile >	108
A.4 Regionalisierung < Windkraft >	109
A.5 Regionalisierung < Photovoltaik (PV) >	110
A.6 Regionalisierung < Andere Erneuerbare >	111
A.7 Regionalisierung < Laufwasserkraft >	112
A.8 Regionalisierung < (Pump-) Speicher-Turbine >	113
A.9 Regionalisierung < (Pump-) Speicher-Pumpe >	114
A.10 Regionalisierung < Batterien >	115
A.11 Regionalisierung < Power-2-Gas >	116
A.12 Regionalisierung < Spitzenlast >	117
B CBA-ERGEBNISSE TYNDP 2020.....	118
C ZIELE DES NACHHALTIGEN TRASSENMANAGEMENTS.....	125
C.1 Trassentypen.....	125
C.1.1 Leitziel 1 – Schutz und Förderung der Biodiversität	126
C.1.2 Leitziel 2 – Förderung der regionalen Entwicklung	126
C.1.3 Leitziel 3 - Bewusstseinsbildung und Akzeptanz in der Bevölkerung	126
C.2 Artenschutzprojekte.....	126
C.2.1 Projekt zur Sicherung des Bestandes des Sakerfalken.....	126
C.2.2 LIFE-Nature Projekt EUROKITE.....	127

TABELLEN- UND ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Tabelle 1: Inbetriebnahmen von Projekten des NEP 2020	18
Tabelle 2: Einteilung des Projektstatus	34
Tabelle 3: Übersicht der Projekt-Umsetzungszeiträume (Teil 1); die Raute markiert das aktuell von APG geplante Jahr der Inbetriebnahme bzw. siehe auch Projekt-Detailblätter; grün markiert: neue Projekte des NEP 2021	40
Tabelle 4: Übersicht der Projekt-Umsetzungszeiträume (Teil 2); die Raute markiert das aktuell von APG geplante Jahr der Inbetriebnahme (bei optimalem Projektverlauf) bzw. siehe auch Projekt-Detailblätter; grün markiert: neue Projekte des NEP 2021	41
Tabelle 5: Informationen über zukünftige Kundenprojekte.....	100
Abbildung 1: Europäische Zielsetzungen - Rahmenbedingungen für Übertragungsnetze	14
Abbildung 2: Das österreichische Übertragungsnetz.....	19
Abbildung 3: Laufwasserkraftwerk vs. Windpark: Dauerlinie (Leistung) und Regelarbeitsvermögen (Energie).....	21
Abbildung 4: Handlungsoptionen bei der Netzentwicklung (NOVA-Prinzip).....	28
Abbildung 5: Top-Netzausbauprojekte im NEP 2021 von APG	31
Abbildung 6: Geplante Betriebsinvestitionen (spezifische Erweiterungsprojekte) bis 2030/31 und Umsetzung von Maßnahmen an Leitungen für Thermal-Rating-Betrieb (TR) bis 2023.....	37
Abbildung 7: NEP-Projekte 2021: APG-Umspannwerke.....	42
Abbildung 8: NEP-Projekte 2021: Leitungsgroßprojekte von APG	42
Abbildung 9: Top-Leitungsprojekte des NEP 2021 und nötige Steigerung von Transportkapazitäten	99
Abbildung 10: Entwicklung der Aluminium-, Kupfer-, Eisen- & Stahlpreise sowie Baukostenindex 2017 bis 2021 (Quelle: www.finanzen.net & Statistik Austria)	103

Kurzfassung zum APG-Netzentwicklungsplan (NEP) 2021

Ausgangssituation und Rahmenbedingungen

Die Energiewirtschaft in Europa steht inmitten einer fundamentalen Transformation. Die politischen Zielsetzungen zur **Energiewende**, d.h. der massive Ausbau von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energieträgern (v.a. Windenergie, Photovoltaik und Wasserkraft) bei gleichzeitiger Stilllegung konventioneller Kraftwerke (die bisher die Grundlastdeckung gewährleistet haben) stellen die Stromnetze vor große Herausforderungen. Gleichzeitig steigt die **Bedeutung einer sicheren Stromversorgung** weiter, da die heutigen Wirtschafts- und Industrieprozesse massiv von unterbrechungsfreien Stromversorgungen und Datenübertragungen abhängig sind. Dies betrifft alle Wirtschaftssektoren, Industrie und Gewerbe sowie die privaten Haushalte.

Die bestehende Netzinfrastruktur ist jedoch noch nicht für die neuen Aufgaben der Energiewende, die dynamischen Anforderungen durch massive Ausbauten der erneuerbaren Energieträger (EE), den steigenden Spitzenlastbedarf sowie den erhöhten Bedarf an Netzkapazitäten für den Transport und die Verteilung der elektrischen Energie ausgelegt. Es liegen bereits heute **strukturelle Engpässe im Übertragungsnetz** vor. Für eine sichere Stromversorgung sind neben dem Vorhandensein von jederzeit ausreichenden Erzeugungsleistung zur Deckung des Strombedarfs auch jederzeit ausreichende Netzkapazitäten zur Übertragung und Verteilung der elektrischen Leistung bzw. Energie nötig. Wenn die Transportbedarfe die verfügbaren Transportkapazitäten übersteigen muss APG zur Wahrung der Netzsicherheit Engpassmanagement-Maßnahmen (EPM; bzw. sog. „Redispatch“) einsetzen. Zusätzlich sind Netzkapazitäten für betriebliche Reserven bei Ausfällen als (n-1)-Sicherheitsreserve, für Wartung/Instandhaltung sowie für nötige Regelungs- und Ausgleichsvorgänge und für die Systemstabilität erforderlich.

Für das Engpassmanagement bzw. Redispatch in Österreich ist die kurzfristige Verfügbarkeit von thermischen Kraftwerken und flexibler Kraftwerksleistung sowie von Lasten notwendig – diese flexiblen Leistungen müssen von APG als „**Netzreserve**“ in Abstimmung mit E-Control vertraglich gesichert werden. **Die Verfügbarkeit der Netzreserve ist zur Aufrechterhaltung des sicheren Netz- und Systembetriebes und der Versorgungssicherheit im österreichischen Übertragungsnetz mittlerweile unabdingbar.** In den vergangenen Jahren (2017 bis 2020) waren der Einsatz von Redispatch bzw. von Netzreserveleistung an bis zu 300 Tagen pro Jahr erforderlich (!). Die damit verbundenen Kosten sind in den letzten Jahren massiv angestiegen (in 2020: 132 MEUR), und sind als Teil der APG-Netzkosten von den Kunden über die Netztarife zu tragen.

Nachhaltig können strukturelle Engpässe im APG-Übertragungsnetz nur durch Netzausbau und mit den NEP-Projekten gelöst werden. Die im Netzentwicklungsplan vorgesehenen Investitionsprojekte der APG sind damit eine **Voraussetzung für die sichere Stromversorgung in Österreich.** Weiters stellen die NEP-Projekte einen essentiellen Baustein bei der Transformation des Energiesystems **und für die österreichischen Klimaschutz- und Energieziele** dar. Als Übertragungsnetzbetreiber hat APG die betriebliche Verantwortung für den sicheren Netz- und Systembetrieb gemäß dem gesetzlichen Auftrag im EIWOG und unterstützt die ambitionierten politischen und gesellschaftlichen Ziele der Energiewende mit aller Kraft.

Energiewirtschaftliche und europäische Einflussfaktoren

Für die Erreichung der Klimaschutzziele ist es nötig den Ausbau der erneuerbaren Energieträger (EE) massiv zu forcieren. Dies wird im österreichischen Regierungsprogramm vorgegeben und im Erneuerbaren Ausbau Gesetze (**EAG**) geregelt. Dabei soll es zu einem **massiven weiteren Ausbau von zusätzlich 19 GW an EE-Erzeugungsleistung in Österreich bis 2030 kommen** (vgl. die dzt. in Österreich installierte Kraftwerksleistung: ca. 27 GW). Diese Leistungen und die EE-Erzeuger müssen in die Stromnetze – d.h. in das Übertragungsnetz und die Verteilernetze – sowie in das Stromsystem integriert werden. Durch diese stärker volatilen Erzeugungsformen und Leistungen im hohen GW-Bereich steigen die Volatilitäten im Netzbetrieb und insbesondere der Transportbedarf. Es werden zunehmend zeitliche und räumliche Ausgleichs von regionalen EE-Überschussleistungen und die Speicherung des „grünen Stromes“ sowohl national als auch in Europa notwendig. Diese Entwicklungen vollziehen sich nicht nur in Österreich, sondern sind ein Teil der europäischen Energiewende und Klimaschutzziele.

Weitere Einflüsse resultieren aus europäischen regulativen und gesetzlichen Vorgaben sowie den Veränderungen im europäischen Strommarkt. Mit dem „**Clean Energy Package (CEP)**“ verabschiedete die EU im Jahr 2019 ein umfassendes Update des energiepolitischen Rahmens als Gesetzespaket, welches insbesondere auf die Erreichung der europäischen Energie- und Klimaziele mit einer Reduktion der Treibhausgasemissionen abzielt. Dieses Paket enthält unter anderem auch neue Vorgaben für die Nutzung der europäischen Übertragungsnetze. Dabei wurden die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, ab 1.1.2020 einen Mindestwert von 70% der Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung zu stellen. Nach umfassenden Analysen wurde festgestellt, dass es bei unmittelbarer Anwendung der 70%-Vorgabe zu einer deutlichen Erhöhung der Netzbelastungen und Verschärfung von strukturellen Engpässen im österreichischen Übertragungsnetz käme.

Demgemäß musste APG eine temporäre Freistellung von der 70%-Vorgabe für 2021 beantragen bzw. wurde in weiterer Folge vom Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) auf Basis des NEP 2020 ein Aktionsplan erlassen, um schrittweise bis 2025 an das 70%-Ziel heranzuführen. **Insgesamt manifestieren damit der forcierte EE-Ausbau im EAG und die europäischen gesetzlichen Vorgaben abermals die dringende Notwendigkeit des raschen weiteren Ausbaus des APG-Übertragungsnetzes und die Umsetzung der Projekte des NEP 2021.**

APG-Netzausbauplanung und europaweite Koordinierung

APG ist als Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer verpflichtet, das Übertragungsnetz sicher, zuverlässig, leistungsfähig und unter Bedachtnahme auf den Umweltschutz zu betreiben sowie auszubauen und zu erhalten (§ 40 Abs. 1 Z 1 EIWOG 2010). Weiters erfolgt im Rahmen des TYNDP von ENTSO-E zudem – auf Basis abgestimmter energiewirtschaftlicher Szenarien – eine koordinierte Netzausbauplanung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber. Die zugrunde gelegten Szenarien und die daraus abgeleiteten Projekte sind sowohl auf europäischer als auch auf österreichischer Ebene weitreichend und robust, sodass aus kurz- bis mittelfristigen wirtschaftlichen Änderungen (z.B. infolge von Covid-19 oder Konjunkturzyklen) keine erheblichen Auswirkungen auf die Langfristplanung der APG resultieren.

Der vorliegende **Netzentwicklungsplan (NEP 2021)** ist eine gesetzliche Verpflichtung (gemäß §37 EIWOG 2010) und basiert auf den langfristigen Planungen des TYNDP 2020 und stellt die Weiterentwicklung des NEP 2020 dar. Hiermit informiert APG alle Marktteilnehmer über den geplanten Netzausbau (Erweiterungsinvestitionen und Betriebsinvestitionen) und die Netzentwicklung im Zehnjahres-Zeithorizont. Alle relevanten Marktteilnehmer hatten die Möglichkeit im Rahmen der öffentlichen Konsultation zwischen 22. Juni und 16. Juli 2021 Stellungnahmen abzugeben. Die eingegangenen neun Stellungnahmen wurden von APG geprüft und im Netzentwicklungsplan 2021 (Einreichversion) berücksichtigt, wobei keine wesentlichen inhaltlichen Anpassungen ausgelöst wurden.

Die TOP-Netzausbauprojekte im NEP 2021 von APG

Die Top-Netzausbauprojekte für Übertragungsleitungen leiten sich aus dem TYNDP ab und sehen v.a. die Schließung des 380-kV-Ringes mit der Salzburgleitung und im Süden Österreichs sowie leistungsfähige Ost $\leftrightarrow$ West-Transportachsen und im Westen Österreichs vor (inkl. leistungsfähige Verbindungen zu den Pumpspeicherkraftwerken). Mit dem massiven weiteren EE-Ausbau durch das EAG werden weitere Netzausbauten bei APG ausgelöst. Dies zur weiteren Netzintegration von v.a. der Windkraftleistungen und PV im Osten Österreichs sowie für leistungsfähige Verbindungen zu den Ballungsräumen und Lastzentren inkl. der großen Industriestandorte. Weiters kommt es im Rahmen der Dekarbonisierung zunehmend zur Verlagerung des Energiebedarfes der Industrie und von Gewerbe in den Stromsektor (z.B. Pläne zur Technologieumstellung von voestalpine).

Den strukturellen Engpässen im APG-Netz gilt unter Anwendung des NOVA-Prinzips (vgl. Abschnitt 2.7) durch Modernisierungen bzw. Ertüchtigungen und mit neuen Leitungsverbindungen entgegen zu wirken. **Detaillierte Ausführungen zu den Top-Netzausbauprojekten und zum Netzausbau von APG finden sich in Kapitel 3 und Abschnitt 5.1 des APG-Netzentwicklungsplanes (NEP) 2021.** Weiters sind für die gesamthafte EE-Systemintegration zusätzliche Speicher- und Flexibilitätsoptionen, Kooperationen mit den Verteilernetzbetreibern, Sektorenkopplungen und innovative technologische Lösungen in den kommenden Jahren nötig.

Zusammengefasst resultieren aus dem NEP 2021 folgende Ausbauvorhaben im Übertragungsnetz der APG:

- neue Leitungen im Übertragungsnetz von mindestens rd. 240 km Trassen-km
- Umstellungen von rd. 110 km bestehende Leitungen auf höhere Spannungsebenen
- Generalerneuerungen von Leitungen mit rd. 290 km
- 20 neue Umspannwerke („green field“ UWs) bis 2030 zur Verstärkung der Anbindungen der Verteilernetze sowie Ausbauten bestehender Umspannwerke mit zusätzlichen Umspannern
- für die Kupplung der Netzebenen rd. 50 Umspanner (Transformatoren) mit einer Gesamtleistung von rd. 18.000 MVA
- umfangreiche Maßnahmen sowie altersbedingte Generalerneuerungen und Ertüchtigungen von Schaltanlagen als Betriebsinvestitionen

Sofern der Netzausbau in Österreich bzw. **die NEP-Projekte nicht zeitgerecht umgesetzt werden können** – und damit die nötigen Erhöhungen der Transportkapazitäten und Leistungsfähigkeit der Stromnetze nur verzögert oder nicht erreicht werden – **entstehen langfristig negative Folgen**:

- weitere Steigerung und Einsatz von kostenintensivem Engpassmanagement inkl. daraus resultierenden Kosten (vgl. „Netzreserve“) für die Netzkunden
- Einspeisereduktionen von EE und Kraftwerken bei mangelnden Netzkapazitäten und Engpässen sowie Leistungseinschränkungen an Übergabestellen zu den Verteilernetzen (bzw. zukünftig Ablehnung von neuen Netzanschlüssen)
- Auswirkungen auf überregionale Stromtransporte
- Gefährdung der Netz- und Systemsicherheit sowie der Versorgungssicherheit
- Weitreichend negative Effekte für den Wirtschaftsstandort Österreich

Rahmenbedingungen für den Netzausbau und Fazit

Ein wesentlicher Faktor für die Umsetzung der notwendigen Leitungsprojekte ist die Dauer der Genehmigungsverfahren, diese sind derzeit sehr komplex und langwierig. Weitere spezifische Faktoren und auch Kapazitätsengpässe in den verfahrensführenden Verwaltungen bzw. bei Sachverständigen verzögern die Genehmigungsverfahren. Um diese Defizite zu beseitigen und den bereits zeitlich stark verzögerten Netzausbau (vgl. Salzburgleitung) sowie die Strom- und Energiewende in Österreich zu beschleunigen, gilt es **folgende Rahmenbedingungen zu verbessern** (vgl. auch Abschnitt 1.6):

- Schaffung von **gesellschaftlicher und politischer Akzeptanz für die Energiewende** (auch über die Sektoren) **und die unabdingbare Notwendigkeit des Ausbaues der Stromnetze** als essentiell nötigen „Baustein“ für die Energie- und Klimaschutzziele
- Novelle des AVG insbesondere im Sinne einer **Verfahrensbeschleunigung** bzw. als zentrales Instrument für Verfahrensregelungen auch für Groß- und UVP-Verfahren sowie Anpassungen an die Möglichkeiten des Internets und der Digitalisierung
- Harmonisierung und angemessene Genehmigungsgrenzwerte für Leitungs- und Netzprojekte sowie Sicherung/Freihaltung von Bestandstrassen und Planungskorridoren

Die Abwicklung der im Netzentwicklungsplan dargestellten umfangreichen Projekte verlangen ohnehin von APG als auch den zuständigen Genehmigungsbehörden bedeutende Anstrengungen ab. **Die Realisierung der Projekte des APG-Netzentwicklungsplans (NEP) 2021 und weitere Netzausbauprojekte sowie die Erhöhung der Transportkapazitäten sind notwendige Voraussetzungen zur Erreichung der österreichischen Klimaschutz- und Energieziele. Neben der Netzintegration der erneuerbaren Energieträger stehen insbesondere die nachhaltige Sicherung der Netz- und Systemsicherheit, des hohen Niveaus der Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit für Strom, sowie die weitere Entwicklung des Strommarktes in Österreich im Mittelpunkt.**

1 Ausgangssituation und Zielsetzung

1.1 Allgemeines

In Zeiten der Digitalisierung und Vernetzung sowie der unlimitierten Verfügbarkeit von Informationen und Daten ist nicht nur für die „klassischen“ Anwendungen der elektrischen Energie eine sichere und zuverlässige Stromversorgung unerlässlich. Österreichs Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit liegt – mit einer Stromnetz-Verfügbarkeit von über 99,99 % – im weltweiten Spitzenfeld. Die sichere und leistbare Stromversorgung ist die Basis unserer modernen, nachhaltigen, digitalen Gesellschaft – jetzt und in Zukunft. Neben dem Vorhandensein von jederzeit ausreichenden Erzeugungsleistung zur Deckung des Strombedarfs müssen auch entsprechende Netzkapazitäten zur Übertragung und Verteilung der Elektrizität verfügbar sein.

Im liberalisierten Umfeld der europäischen Elektrizitätswirtschaft und vor der Zielsetzung eines integrierten europäischen Strommarktes (vgl. das Clean energy for all Europeans package der Europäischen Kommission – siehe auch Kapitel 2.5) stehen Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der sich ändernden Rahmenbedingungen vor immer neuen Herausforderungen. Neben dem marktpreisbestimmten Kraftwerkseinsatz beeinflussen der Stromverbrauch, und v.a. zunehmend die massiven Ausbauten der erneuerbaren Energieträger (z.B. Windkraft, PV) im GW-Bereich massiv die Leistungsflüsse und Belastungen in den Übertragungsnetzen. Insgesamt sind zunehmende bzw. stark schwankende Netzbelastungen und damit in Verbindung markant steigende Anforderungen an die Stromnetze zu verzeichnen.

Eine leistungsfähige Übertragungsnetzinfrastruktur bildet die Grundlage für die hohe Sicherheit und Zuverlässigkeit der Versorgung mit elektrischer Energie. Sie stellt das Rückgrat des österreichischen Wirtschaftsstandortes und die Grundvoraussetzung für den weiteren EE-Ausbau sowie die Erreichung der österreichischen und als Beitrag zu den europäischen Energie- und Klimaschutzzielen dar.

Können die Anforderungen an die Transportaufgaben mit den bestehenden Netzinfrastrukturen nicht mehr erfüllt werden, liegen Engpässe vor. Das dabei erforderliche Engpassmanagement führt zu Einschränkungen des freien Marktes sowie zu erhöhten Kosten (siehe auch Kapitel 2.4). Neben dem temporären Einsatz von Engpassmanagement für zeitweise auftretende Engpässe können wiederholt auftretende – d.h. strukturbedingte – Engpässe nur durch Netzausbaumaßnahmen effizient und nachhaltig beseitigt werden.

1.2 Gesetzliche Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers¹

Die APG als Übertragungsnetzbetreiber hat bei der Planung und beim Betrieb ihrer Hochspannungsanlagen umfangreiche gesetzliche Verpflichtungen zu erfüllen. Als gemeinwirtschaftliche Verpflichtung obliegt der APG neben der diskriminierungsfreien Behandlung aller Kunden **die Errichtung**

¹ Die zitierten gesetzlichen Bestimmungen beziehen sich auf das Bundesgesetz, mit dem das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl I Nr. 110/2010 i.d.F. Nr. 17/2021 und das Energie-Control-Gesetz (E-ControlG) BGBl I Nr. 110/2010 i.d.F. Nr. 108/2017 erlassen werden. Der einfachen Lesbarkeit halber wird auf die Verweise der Landesausführungsgesetze verzichtet.

und Erhaltung einer ausreichenden Netzinfrastruktur (§ 5 Abs. 1 EIWOG 2010). Die APG ist als Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer verpflichtet, **das Übertragungsnetz sicher, zuverlässig, leistungsfähig und unter Bedachtnahme auf den Umweltschutz zu betreiben sowie auszubauen und zu erhalten (§ 40 Abs. 1 Z 1 EIWOG 2010).** Insbesondere wird im Gesetz (§ 40 Abs. 1 Z 7 EIWOG 2010) auf das Erfordernis zur langfristigen Sicherstellung der Fähigkeit des Netzes zur Befriedigung einer angemessenen Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität abgestellt. Der Netzentwicklungsplan bzw. die Umsetzung der darin enthaltenen Projekte stellen somit die Voraussetzung für die zukünftige Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit in Österreich dar.

Zusätzlich gelten neben den genannten gesetzlichen Aufgaben zusätzliche Verpflichtungen wie jene, die aus den Network Codes resultieren. Analog zu den Bestimmungen im EIWOG (bzw. den Technisch Organisatorischen Regeln [TOR]) zum sicheren Netzbetrieb sind in den Network Codes die Einhaltung technisch-organisatorischer Regeln für den sicheren Betrieb des europaweiten ENTSO-E-Netzes vereinbart.

1.3 Erstellung des NEP durch den Übertragungsnetzbetreiber

Durch die geänderte Wortfolge des neuen § 37 Abs. 1 EIWOG 2010 – novelliert durch das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG-Paket) vom 27.7.2021 (BGBl. I Nr. 150/2021) – wird festgelegt, dass der NEP zukünftig nicht mehr jährlich, sondern alle zwei Jahre zu erstellen und der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen ist (damit 2021 und danach wieder 2023). Als Grundlage dafür dienen insbesondere die vorliegenden Daten aus der Netzbetriebsführung, die Prognosen im Bereich von Erzeugung und Verbrauch sowie die energiewirtschaftlichen Entwicklungen und Szenarien (national und europäisch). Durch die Novelle ergibt sich ein stimmiger Rhythmus zwischen den europäischen (TYNDP: wird in den „geraden“ Jahren veröffentlicht) und österreichischen Planungsdocumenten (NEP). Weiters kann damit das wechselseitige Zusammenspiel mit dem zugehörigen Szenarien-Building im TYNDP und mit dem NEP optimiert werden.

APG kommt damit den gesetzlichen Forderungen nach, den Marktteilnehmern Angaben zu liefern, welche wichtigen Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahren errichtet oder ausgebaut werden. Jene Projekte in den ersten drei Jahren des genehmigten NEP sind dabei verpflichtend umzusetzen.

Der vorliegende Netzentwicklungsplan 2021 umfasst die erforderlichen Netzausbauprojekte im Übertragungsnetz der APG auf den Netzebenen 1, 2 und 3 im gesetzlich festgelegten zehnjährigen Planungszeitraum von 2022 bis 2031. Diese Projekte lassen sich in folgende Kategorien unterteilen:

Projekte von nationalem bzw. europäischem Interesse

Diese Netzausbauprojekte resultieren aus der langfristig vorausschauenden (strategischen) Netzausbauplanung auf Basis von Szenarienrechnungen und umfangreichen Umfeldrecherchen der nationalen und europäischen energiewirtschaftlichen Entwicklungen. Die Ergebnisse dieser umfassenden Analysen fließen in die auf europäischer Ebene koordinierten Planungsaktivitäten ein, welche im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E gebündelt werden und mit dem Netzentwicklungsplan abgestimmt sind (vgl. Kap. I & II).

Bei Projekten, die eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP-Verfahren) durchlaufen, wird zusätzlich im Rahmen der Umweltverträglichkeitserklärung (UVE) die energiewirtschaftliche Notwendigkeit umfangreich analysiert und beschrieben (vgl. jeweiliger UVE-Fachbeitrag „Energiewirtschaft“).

Projekte zum Netzananschluss von Kunden

Auslöser für solche Projekte liegen in den entsprechenden lokalen bzw. regionalen Bedürfnissen der Marktteilnehmer (Netzabstützungen von Verteilernetzen, Netzanlüsse von Kraftwerken, etc.).

Entsprechend den Allgemeinen Netzbedingungen (ANB) der APG, veröffentlicht auf www.apg.at, ist der Bedarf an neuen oder zu erweiternden Netzanlässen bzw. Verbindungen an das Übertragungsnetz in Form einer Anfrage auf Netzanschluss, Netznutzung oder Netzkooperation an APG zu stellen. Folgende Netzbenutzergruppen sind hier zu unterscheiden:

- Verteilernetzbetreiber
- Kraftwerksbetreiber
- Kunden
- Projektwerber zu neuen Verbindungsleitungen gemäß VO (EG) 714/2009, kurz: Merchant Lines

Unter der Prämisse definierter und verbindlicher Rahmenbedingungen werden jene Netzananschlussprojekte in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, für welche eine entsprechende Planungssicherheit bzw. bereits vertragliche Grundlagen in Verhandlung sind (z.B. Errichtungsvertrag).

Netzananschlussprojekte werden von APG gemäß der am 27.11.2015 durch die Energie-Control Kommission genehmigten Allgemeinen Netzbedingungen (ANB) der APG diskriminierungsfrei beurteilt. Die Anfrage eines Projektwerbers wird entsprechend dem Kalenderquartal ihres Einlangens bei der APG gemeinsam mit allen weiteren Anfragen auf Netzananschluss, die innerhalb desselben Kalenderquartals eingelangt sind, einer Netzverträglichkeitsprüfung unterzogen, um die Auswirkungen auf das Netz der APG zu beurteilen. Im Zuge dieser Netzverträglichkeitsprüfung findet auch eine Analyse konkurrierender Projekte statt. Bis dato musste kein Projekt aus diesem Titel abgelehnt werden.

1.4 Ziele und Bedeutung des Netzentwicklungsplans

Ziele der Netzentwicklung gemäß § 37 Abs. 3 EIWOG 2010 sind insbesondere

- die Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- die Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur), sowie
- der Nachfrage nach Leitungskapazitäten zur Erreichung eines europäischen Strom-Binnenmarktes nachzukommen.

Bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans wurden von APG gemäß den beschriebenen Annahmen zu den Szenarien-Entwicklungen inkl. der Entwicklung von Erzeugung, Versorgung und des Verbrauchs sowie des Stromaustauschs (Importe und Exporte) mit den europäischen Ländern unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale und benachbarte Netze zugrunde gelegt (vgl. TYNDP, Kapitel I & II).

Basierend auf diesen Annahmen werden Marktsimulationen für die verschiedenen Szenarien durchgeführt und die Notwendigkeit der Netzausbauprojekte durch detaillierte Lastflussberechnungen identifiziert. Dabei werden für den jeweiligen Netzraum – ausgehend von IST-Belastungen und Planungsdatensätzen der ENTSO-E – auch Worst-Case-Datensätze erstellt. Notfallszenarien stellen in diesem Rahmen (n-1)- und (n-2)-Analysen dieser Worst-Case-Datensätze dar. Damit wird das Netz entsprechend den gültigen Regeln auf (n-1)-Standards geplant, und relevante Doppelausfälle werden zusätzlich analysiert. Zudem muss berücksichtigt werden, dass im Netzbetrieb durch wartungsbedingte Abschaltungen (v.a. zwischen Frühjahr und Herbst) oder Nicht-Verfügbarkeiten von Netzelementen nicht immer alle Betriebsmittel zur Verfügung stehen, die (n-1)-Sicherheit jedoch trotzdem jederzeit eingehalten werden muss.

Die Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans und die damit in Zusammenhang stehende Verstärkung der Netzkapazitäten ist eine wesentliche Voraussetzung, um die bedeutenden betrieblichen, energiewirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Vorteile einer leistungsfähigen Stromnetzinfrastuktur weiterhin zu lukrieren.

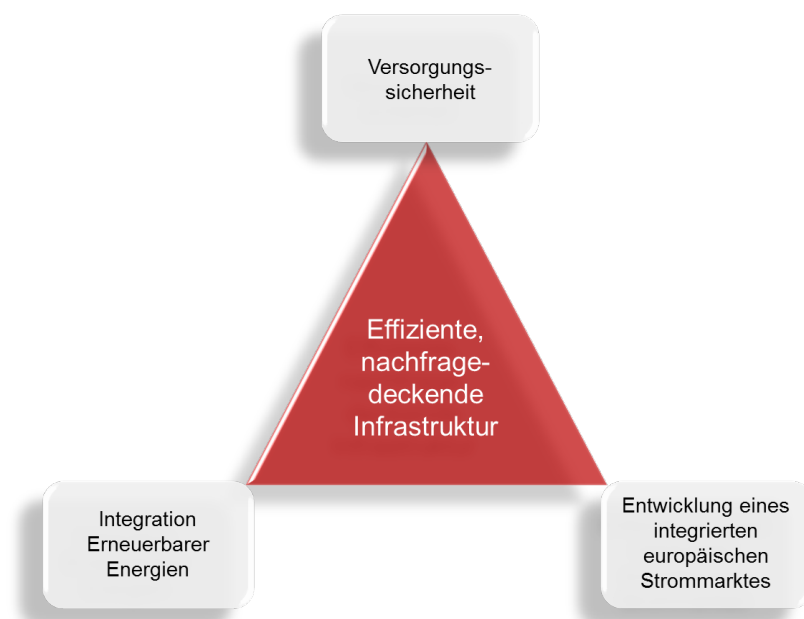


Abbildung 1: Europäische Zielsetzungen - Rahmenbedingungen für Übertragungsnetze

Diese Anforderungen decken sich mit den europäischen Vorgaben bzw. Zielsetzungen (vgl. Abbildung 1). Die Projekte des Netzentwicklungsplans sind erforderlich, um die geforderte effiziente, nachfragedeckende Infrastruktur entsprechend den aktuellen bzw. absehbaren Entwicklungen zur Verfügung zu stellen. Deren Realisierung stellt eine wesentliche Voraussetzung dar, um die Versorgungs- und Systemsicherheit für elektrische Energie weiterhin jederzeit zu gewährleisten. Darüber hinaus werden die weitere Netzintegration der Erneuerbaren Energieträger (kurz: EE) im Rahmen der Energie- und Klimaziele der EU und Österreichs (vgl. EAG) ermöglicht, sowie die Schaffung eines integrierten europäischen Strommarktes gefördert.

1.5 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Netzentwicklungsplans

Gemäß Studien des Umweltbundesamtes und Institutes Economica sowie des Industriewirtschaftlichen Institutes profitiert die österreichische Wirtschaft durch die NEP-Investitionen in besonderem Maße, da die Wertschöpfung bei APG-Investitionen überdurchschnittlich hoch ist. Der unmittelbar im Inland wirksame Anteil an den gesamten Investitionen beträgt bis zu 80%. Durch diesen kommt es zu einer direkten, indirekten und induzierten Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung und somit zu einer Stärkung der österreichischen Wirtschaft.

Durch die Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans 2021 mit einem Investitionsvolumen von rd. 3,5 Mrd. € bis 2031 wird eine leistungsfähige Übertragungsnetzinfrastruktur und die Basis für die Netz- und Systemsicherheit geschaffen. Diese bilden die Grundlage für eine hohe Stromversorgungssicherheit und -qualität in Österreich und sind damit wesentliche Faktoren, um die Attraktivität des heimischen Wirtschafts- und Lebensstandortes hoch zu halten und zu fördern. Gerade in der aktuellen Corona-Krise bilden diese Investitionen auch einen zusätzlichen „Boost“ für die heimische Wirtschaft. Darüber hinaus werden zu den genannten Vorteilen weitere volkswirtschaftliche Effekte erzielt:

- **Vermeidung von Engpässen und damit verbundenen Engpassmanagementkosten**

In Kapitel 3 werden die Top-Netzausbauprojekte der APG zusammengefasst, welche vor allem zur Beseitigung bestehender struktureller Engpässe dienen. Engpässe im APG-Netz sind mit hohen (volkswirtschaftlichen) Kosten und mit Einbußen an Versorgungssicherheit verbunden (vgl. Kapitel 2.4). Durch die Realisierung der Projekte des NEP können Engpässe beseitigt bzw. prognostizierte möglichst vermieden werden. Damit können ein hohes Versorgungssicherheitsniveau gewährleistet und Engpassmanagement eingespart werden. Zudem wird durch die Vermeidung von marktseitigem Engpassmanagement auch der freie Marktzugang für die Marktteilnehmer sichergestellt.

- **Höhere Transportkapazitäten**

Durch die Ertüchtigungen sowie neue Leitungen und Umspannwerke werden die Transportkapazität und Leistungsfähigkeit der Stromnetze und des Übertragungsnetzes gesteigert. Dies ermöglicht die Netzintegration der Erneuerbaren Energieträger (v.a. Windkraft und PV, vgl. EAG) und neuer Kraftwerke/Kunden (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) sowie die sichere Anbindung der 110-kV-Verteilernetze.

- **Netzanbindung von Kraftwerken und Kunden**

Einige Projekte des NEP sind bedeutend für den Netzananschluss neuer Kraftwerke und Kunden (v.a. neue Übergabepunkte/Umspannwerke zu den Verteilernetzbetreibern sowie Anschluss von leistungsstarken Industriebetrieben). Ausreichende Erzeugungskapazitäten sind ein wichtiger Faktor für die Versorgungssicherheit und Bedarfsdeckung in Österreich. Zusätzliche Kraftwerke verhindern die Abhängigkeit von Stromimporten und beleben den Strommarkt. Weiters ermöglicht die leistungsfähige Anbindung der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen die effiziente Nutzung und Speicherung der EE. Zudem ist eine leistungsfähige Netzanbindung und sichere Stromversorgung von leistungsstarken Industriebetrieben essentiell für den Wirtschaftsstandort Österreich.

- **Netzintegration der EE zur Erreichung der Klimaschutz- und Energieziele**

Der Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur schafft die Möglichkeit zur Netzintegration der Erneuerbaren und ist damit eine Grundvoraussetzung für die Erreichung der Klimaschutz- und Energieziele. Dadurch können CO₂-Emissionen aus weniger klimafreundlichen Stromerzeugungsanlagen verringert werden. Das EAG setzt nun die dafür nötigen Rahmenbedingungen (siehe auch Abschnitt II.A). Die Windkraftleistungen im Osten Österreichs speisen bereits heute über 380/110-kV-Umspannwerke direkt in die 380-kV-Ebene von APG ein.

- **Schaffung eines europäischen Strommarktes inkl. überregionale EE-Stromtransporte**

Durch die stärkere europäische Vernetzung wird die österreichische Versorgungssicherheit verbessert sowie den österreichischen Marktteilnehmern der Zugang zum europäischen Strommarkt ermöglicht. Darüber hinaus wird der Zugang zu erneuerbaren Energiequellen in Europa und die Möglichkeit zum zeitlichen und räumlichen Austausch geschaffen. Dies ist insbesondere auch in der Kombination mit Speicherung wichtig, da nicht an allen Orten in Europa zeitgleich optimale EE-Erzeugungsbedingungen herrschen (z.B. Windstille, wenig Sonne, PV → Nacht (!) vs. auch zeitweise stürmisches Wetter oder sehr sonnig ;-). Insgesamt ergänzen sich v.a. Windkraft und PV insofern, sodass eine der beiden Erzeugungsformen typischerweise stärker dominiert (Windkraft oder PV (außer in der Nacht), wodurch die zeitgleiche Einspeisung der gesamten Windkraft- und PV-Leistung tendenziell selten – aber nicht unmöglich – ist. Grundsätzlich sind für die Netzplanung jedoch die (möglichen zeitgleichen) Einspeiseleistungen und Gesamtpotentiale zu berücksichtigen (vgl. auch Abschnitt 2.3).

- **Reduktion von Transportverlusten**

Durch die Umstellung von Leitungsverbindungen auf höhere Spannungsebenen können bei gleicher Transportmengen die Verluste deutlich reduziert werden. Dadurch werden CO₂-Emissionen eingespart und es sinken die Verlustenergiebeschaffungskosten.

1.6 Rahmenbedingungen für den Netzausbau

APG wird in den nächsten 10 Jahren rd. 3,5 Milliarden Euro in den Aus- und Umbau bzw. die Modernisierung der Netzinfrastruktur investieren, um den oben genannten Verpflichtungen gerecht zu werden bzw. optimale Rahmenbedingungen für Österreich, die Menschen und Unternehmen zu ermöglichen. Damit wird ein bedeutender Beitrag zur Sicherung der regionalen und überregionalen Wertschöpfung und des Wirtschaftsstandortes Österreich, aber auch der sicheren Stromversorgung für unser Land geleistet.

Die aktuellen internationalen energiepolitischen Entwicklungen und das europaweite Bekenntnis zur Erreichung der Pariser Klimaziele sowie der beschlossene „**Green Deal**“ der neuen EU-Kommission, bestätigen zusätzlich die Notwendigkeit der raschen Umsetzung des Netzentwicklungsplans. Sehr lange Vorprojektphasen und Verfahrensdauern der Genehmigungen (Bsp. Salzburgleitung) stellen große Gefährdungspotenziale für den nötigen Ausbau- und Modernisierungsschub des österreichischen Übertragungsnetzes dar.

Die teilweise in Österreich unterschiedlichen gesetzlichen Rahmenbedingungen sind zusätzliche Hemmnisse für die Realisierung der notwendigen Netzausprojekte in angemessenen Zeiträumen. Um diese Defizite zu beseitigen sowie die Klima- und Energieziele umsetzen zu können, **gilt es die gesellschaftlichen Rahmenbedingungen v.a. in folgenden Bereichen zu verbessern:**

- Schaffung von gesellschaftlicher und politischer Akzeptanz für bevorstehenden Veränderungen durch die Energiewende und über die Sektoren.² Es zeigen sich dabei massive energetische Verlagerungen von z.B. fossilen Energieträgern bzw. aus anderen Sektoren (Bsp. Verkehr, Industrie) in den Stromsektor.
- Der Erfolg der Energiewende (und des EAG)³ wird physikalisch über leistungsfähige Stromnetze und nötige Netzausbaumaßnahmen führen. Dafür wird ebenfalls die gesellschaftliche und politische Akzeptanz nötig sein.
- Novelle des AVG insbesondere im Sinne einer Verfahrensbeschleunigung bzw. als zentrales Instrument für Verfahrensregelungen auch für Großverfahren und UVP-Verfahren sowie AVG-Anpassungen an die Möglichkeiten des Internets und der Digitalisierung
- Harmonisierung und angemessene Genehmigungsgrenzwerte für Schall und EMF für Leitungs- und Netzprojekte.
- Sicherung und Freihaltung von Bestandstrassen und Planungskorridoren sowie die Verhinderung von Unterbauung nach Inbetriebnahme von Leitungen bei Nicht-Einhaltung genehmigungsrelevanter Grenzwerte.

Die Notwendigkeit diesbezüglicher gesetzlicher Initiativen zeigt sich anhand internationaler Beispiele wie die Energieinfrastruktur-Verordnung der EU, EnLAG Deutschland, Strommarktdesign im Rahmen des Clean Energy Packages, New Green Deal sowie für bestimmte Bereiche bzw. national auch im EAG.

Ende 2018 wurden im Rahmen der Österreichischen EU-Präsidentschaft das **Clean Energy Package** endverhandelt und wesentliche Weichen für die Ordnung des Energie- und Strommarktdesigns bzw. die Versorgungssicherheit gestellt. In vielen dabei adressierten Themen ist die Verfügbarkeit von entsprechenden Netz- und Leitungskapazitäten eine Schlüsselfrage. Mit den ambitionierten Zielsetzungen des Green Deals der EU (u.a. 2050 keine Netto-Treibhausgasemissionen) wurde darüber hinaus ein weiterer Meilenstein gesetzt. Dies kann zum Anlass genommen werden, um bestehende Defizite im Sinne der unten angeführten Pläne der Bundesregierung zu lösen. **Im aktuellen österreichischen Regierungsprogramm werden dazu auch Milestones im obigen Sinn gesetzt:**

² z.B. Akzeptanz für neue EE-Erzeugungsanlagen wie Windparks, Ausbau PV-Anlagen, Wasserkraftwerke sowie die Entstehung von lokalen/regionalen Strukturen und Speichern, stark zunehmende E-Mobilität, neue Flexibilitäten und Technologien sowie auch zukünftig weitere Sektorenkopplungen.

³ Auch z.B. Energiegemeinschaften oder PV-Parks benötigen zum (physikalischen) Austausch von Überschussleistungen entsprechende Netzverbindungen sofern sie nicht auf (direkt) benachbarten Grundstücken bzw. Arealen errichtet werden.

- Klimagerechter Umbau aller Sektoren, insbesondere des Energiesystems und der zugehörigen Infrastruktur
- Umfassender neuer Rechtsrahmen mit dem Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG)
- Zielsetzung 100% national bilanzielle Deckung des Stromverbrauches durch EE-Strom
- Weiterführende Integration der Energiesysteme durch Sektorenkopplungen

APG ist mit ihrem gesetzlichen Auftrag (vgl. Abschnitt 1.2 und 1.3) ein Garant für die Umsetzung der Modernisierungs- und Ausbauprojekte bei gleichzeitiger Gewährleistung der zukünftigen Netz- und Systemsicherheit. Dazu wird APG ihren Beitrag zur Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende leisten sowie sich in allen gesellschaftlichen Diskussionen und relevanten legislativen Prozessen konstruktiv einbringen. **Besonders wichtig erscheint es in diesem Zusammenhang, die Bevölkerung, die Bürger*innen, die Gemeinden und Regionen sowie die von Netzinfraststrukturen berühren Anrainer frühzeitig über die Zusammenhänge der Energiewende zu informieren und die Gesamt-Systemzusammenhänge zu erklären.**

1.7 Abgeschlossene Projekte des NEP 2020

Die folgende Tabelle beinhaltet jene Projekte des NEP 2020, welche planmäßig bis Frühjahr 2021 in Betrieb genommen bzw. abgeschlossen wurden.

Proj. Nr.	Projektbezeichnung	Inbetriebnahme
13-9	UW Zurndorf: Vierter 380/110-kV-Umspanner – Netz Burgenland	Q4 / 2020
16-1	UW Gerlos/Zell-Ziller 2. 110/25(30)-kV-Umspanner – TINETZ	Q4 / 2020
11-23	Neues UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung – Kärnten Netz	Q1 / 2021

Tabelle 1: Inbetriebnahmen von Projekten des NEP 2020

2 Netzentwicklung für das Übertragungsnetz der APG

Durch den liberalisierten Strommarkt und den damit verbundenen dynamischen Veränderungen sind die Anforderungen an die Übertragungsnetzinfrastruktur stark gestiegen. Der marktpreisbestimmte Kraftwerkseinsatz, neue Stromanwendungen, Kraftwerksprojekte und der enorme Ausbau erneuerbarer Energieträger führen zunehmend zu hohen Netzbelastungen und kostenintensiven Engpassmanagement. Für die Gewährleistung der zukünftigen Netz- und Systemsicherheit sowie Versorgungssicherheit sind die Netzausbauprojekte des NEP unbedingt erforderlich.

2.1 Das Übertragungsnetz von APG

Mit einer Trassenlänge von rund 3.500 Kilometern und den darauf verlaufenden Leitungen mit einer Gesamtlänge von fast 7.000 System-km bildet das Übertragungsnetz der APG das Rückgrat der österreichischen Stromversorgung. Die APG ist als österreichischer Übertragungsnetzbetreiber für die sichere und zuverlässige Stromversorgung Österreichs verantwortlich.

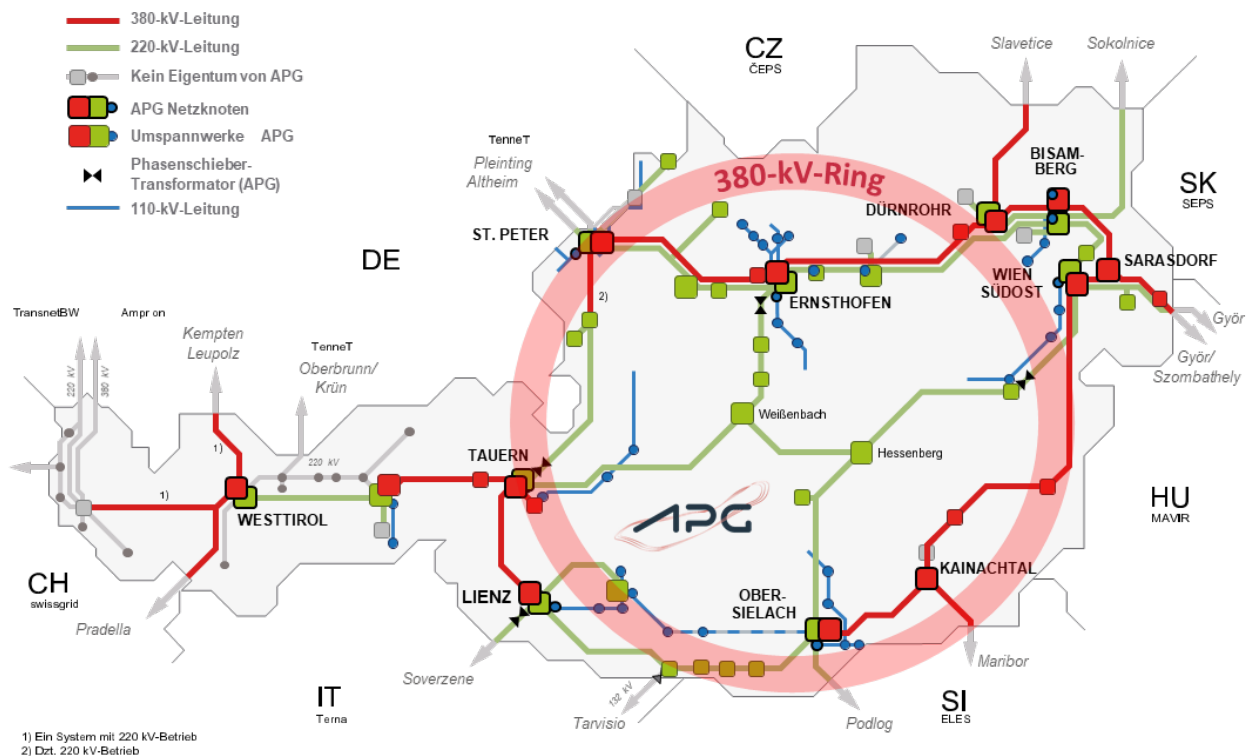


Abbildung 2: Das österreichische Übertragungsnetz

Mit dem Ziel zur Steigerung der Versorgungssicherheit wurde aus den einzelnen nationalen Netzen über die vergangenen Jahrzehnte des vorigen Jahrhunderts ein großes zusammenhängendes europäisches Netzsystem gebildet, das Übertragungsnetz der ENTSO-E. Die nationalen Übertragungsnetze sind dabei über Kuppelleitungen miteinander verbunden und werden in Zentraleuropa synchron – das heißt mit gleicher Netzfrequenz von 50 Hz – betrieben. Das Übertragungsnetz der

APG ist Teil des ENTSO-E-Übertragungsnetzes. Über die Kuppelleitungen haben die Marktteilnehmer Zugang zum europäischen Strommarkt, und es können Importe und Exporte abgewickelt werden. Im internationalen Vergleich fällt auf, dass in Österreich noch kein durchgängiges 380-kV-Netz realisiert ist.

2.2 Marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz und Verbrauchssteigerungen

Der Kraftwerkseinsatz in Europa wird über Börsengeschäfte, über bilaterale Geschäfte zwischen Bilanzgruppen und Stromhändlern sowie über lang- und kurzfristige Lieferverträge bestimmt. Der internationale Stromhandel beeinflusst die Import- und Exportszenarien und damit die Netzbelastungen in den Übertragungsnetzen in einem immer größeren Ausmaß.

Der Stromverbrauch hingegen hängt stark von wirtschaftlichen Entwicklungen und demographischen Veränderungen in den jeweiligen Regionen ab und war bis zu den Jahren vor der Wirtschaftskrise von hohen Zuwachsraten gekennzeichnet. Zunehmende Maßnahmen zur Effizienzsteigerung wirken den hohen Steigerungsraten entgegen, jedoch sind zukünftig weitere Steigerungen durch zunehmende Anwendungen (z.B. E-Mobilität, Wärmepumpen, Datencenter etc.) und Übergang auf strombasierte Prozesse z.B. der (Groß-)Industrie und bei Gewerbe zu erwarten.

In den Szenarien des TYNDP 2020 wurden für die Annahmen zum Verbrauch bereits unterschiedliche Steigerungen angenommen. Einfluss auf die Steigerungsraten haben die zu erwartenden Effizienzsteigerungen, die Höhe der Durchdringungen von Strom-basierten Prozessen und neuen Stromanwendungen (z.B. E-Mobilität). Die Summe der Effekte führt damit zunehmend zu keiner Reduktion – sondern langfristig zu einer Steigerung – des Stromverbrauchs.

2.3 Ausbau erneuerbarer Energieträger (Einspeiseleistung vs. „erzeugte“ Energie)

Aufgrund der nicht ständigen Verfügbarkeit der „neuen“ EE (v.a. PV und Windkraft sowie weitere Ausbauten der Wasserkraft) ist für das Erreichen eines bestimmten Anteils am Endenergieverbrauch ein entsprechend hoher Anteil an EE-Leistung nötig. Um dies zu illustrieren zeigt Abbildung 3 im linken Diagramm die Dauerlinien (d.h. die sortierten **Erzeugungsleistungen** eines Jahres) eines Windparks im Vergleich zu einem Donaukraftwerk mit dem Ziel über ein Jahr gesehen dieselbe Menge an **elektrischer Energie** zu erzeugen (vgl. rechtes Diagramm „Regelarbeitsvermögen“; entspricht der Fläche unter den Leistungs-Dauerlinien).

Während das Laufwasserkraftwerk an der Donau über 5.400 Volllaststunden pro Jahr erreicht, betragen diese für den betrachteten Windpark nur rd. 2.000 Stunden pro Jahr⁴. Demnach ist für die selbe im Jahr erzeugte Energiemenge in etwa die dreifache installierte Anlagenleistung für den Windpark erforderlich und diese muss jederzeit in das Netz eingespeist werden können. Daher sind für die Auslegung der elektrischen Netze und damit auch des Übertragungsnetzes ausschließlich **Leistungsbetrachtungen** maßgeblich, und nicht (transportierte) Energiemengen.

⁴ Das Winddargebot ist abhängig von Wetterjahr und Standort, es können auch höhere Werte erreicht werden.

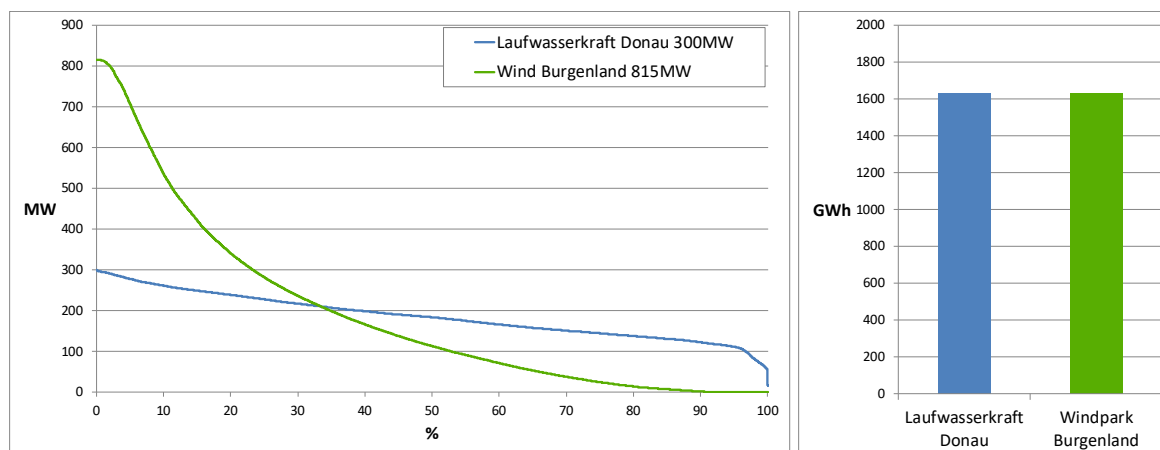


Abbildung 3: Laufwasserkraftwerk vs. Windpark: Dauerlinie (Leistung) und Regelarbeitsvermögen (Energie)

Die Dynamik des EE-Ausbaus ist sehr progressiv. Z.B. wurde die Windkraft in Europa von 41 GW in 2005 auf 220 GW in 2020 ausgebaut (vgl. Wind Energy in Europe 2020, Wind Europe). Ähnliche Entwicklungen liegen im Bereich der PV vor, hier wurden im Jahr 2020 in der EU 19 GW auf eine kumulierte installierte Leistung von insgesamt 137 GW zugebaut (vgl. EU Market Outlook for Solar Power, 2020–2024, Solar Power Europe).

Die Zielsetzungen für das Jahr 2020 des österreichischen Ökostromgesetzes 2012 (ÖSG 2012) wurden im Bereich der Windkraft bereits Ende 2018 mit etwa 3.050 MW erfüllt (vgl. 3.000 MW Zielsetzung ÖSG 2012) und die mit Ende 2019 installierte Leistung betrug 3.159 MW. Auch im Bereich der Photovoltaik, konnte das Ziel des ÖSG 2012 bereits erreicht werden. Ende 2018 war die installierte Leistung etwa 1.400 MW (vgl. 1.200 MW Zielsetzung ÖSG 2012). Als tragende Säule der österreichischen Stromerzeugung spielt auch der weitere Ausbau der heimischen Wasserkraft inkl. Kleinwasserkraft eine wichtige Rolle.

Ende 2018 wurde, im Einklang mit den Vorgaben der EU Verordnung über die Governance der Energieunion, seitens der österreichischen Bundesregierung ein Entwurf des NEKP an die Europäische Kommission übermittelt. Dieser orientierte sich an der damaligen österreichischen Klima- und Energiestrategie „#mission2030“ aus dem Jahr 2018 und sieht bis 2030 eine Senkung der Treibhausgasemissionen von 36% gegenüber 2005, sowie eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Energie auf 45 bis 50 % bezogen auf den Bruttoendenergieverbrauch vor. Zudem soll bis 2030 der Stromverbrauch zu 100% bilanziell aus Erneuerbaren gedeckt werden. Diese Zielsetzungen für 2030 stehen in Einklang mit den langfristigen Zielen nach dem Pariser Klimaschutzübereinkommen.

Die aktuelle Umsetzung dieser Ziele ist seitens der Bundesregierung mit dem neuen Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG; siehe auch „Die Netzausbauplanung von APG und VÜN“ Abschnitt II.A) geplant. Dabei ist eine weitere Steigerung der Dynamik beim EE-Ausbau und eine noch progressivere

EE-Leistungsentwicklungen zu erwarten. Gemäß der im Jahr 2017 veröffentlichten Studie „Strom-zukunft Österreich 2030“⁵ (von EEG-TU Wien erstellt) ist hinsichtlich des im EAG angeführten über-geordneten Ziels, 100% national bilanzielle Deckung des Stromverbrauches durch **EE bis 2030, mit einem massiven EE-Ausbau bis 2030 zu rechnen (installierte Leistungen / erzeugte Energie von 9 GW / 17,4 TWh Windkraft und 12 GW / 11,9 TWh Photovoltaik bis 2030)**. Weiters ist zu beachten, dass insgesamt der / die

- Ausgleich des österreichischen Import-/Exportsaldos,
- Umstellung des derzeit fossil erzeugten Stroms auf Erneuerbare
- und die Umstellungen bei Industrie und Gewerbe auf v.a. strombasierte Prozesse zur De-karbonisierung sowie zunehmend E-Mobility und Sektorenkopplungen

zu einem zusätzlichen EE-Aufbringungsbedarf über die Zielzahlen des EAG hinaus führt. D.h. für die Erreichung der **Klimaneutralität bis 2040 in den Sektoren Industrie sind zusätzlich rd. 36 TWh** (siehe Studie AIT IndustRiES 2019 Szenario „Umbruch“⁶) **und Mobilität rd. 20 TWh** (siehe Studie ÖVK⁷) nötig.⁸ Die Konsequenz eines solchen weiteren EE-Ausbaus ist enorm und mit der derzeitigen Netzinfrastruktur (Leistungsbetrachtung) bei weitem nicht transportierbar. Neben um-fangreichen weiteren Ausbauten in den Verteilernetzen für v.a. Photovoltaik und E-Mobility sowie in den Übertragungsnetzen sind dafür weitreichende Speicher- und Flexibilitätskonzepte, neue Tech-nologien und Power-to-Gas/Wasserstoff-Konzepte nötig.

2.4 Netzreserve zur Sicherstellung des Netz- und Systembetriebes

Die Gewährleistung der System- und Versorgungssicherheit ist sowohl für jeden Betrieb (Industrie, Gewerbe und Dienstleister) und jeden Haushalt, als auch gesamthaft für den Wirtschaftsstandort Österreich von größter Bedeutung. Der Erfolg der Energiewende wird auch an einer sicheren und zuverlässigen Stromversorgung gemessen, welche in der aktuellen Transitionsphase nur mittels ge-sichert verfügbarer flexibler Kraftwerke sowie Verbraucher (Lasten) zur Beseitigung von Engpässen im Übertragungsnetz gewährleistet werden kann. Der konkrete Bedarf an verfügbarer flexibler Lei-stung wird von APG gemäß gesetzlicher Vorgaben (EIWOG §23a Abs.2 EIWOG 2010) jährlich im Rahmen der Systemanalyse evaluiert. Unter Berücksichtigung der Stilllegungsanzeigen von Kraft-werken wird sodann der zu sichernde Bedarf an flexibler Leistung, d.h. die **Netzreserveleistung**, ermittelt.

⁵ EEG-TU Wien-„[Stromzukunft Österreich 2030 - Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuer-barer Energien](#)“ im Auftrag von IG Windkraft, Kompost & Biogas Verband Österreich & IG-Holzkraft, veröffentlicht im Sommer 2017

⁶ AIT Austrian Institute of Technology GmbH - ["IndustRiES - Energieinfrastruktur für 100 % erneuerbare Energie in der Industrie"](#) im Auftrag des Klima- und Energiefonds, veröffentlicht September 2019

⁷ ÖVK Österreichischer Verein für Kraftfahrzeugtechnik [„Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge: Bedarf, Kosten und Auswirkungen auf die Energieversorgung in Österreich bis 2030“](#), erstellt von TU Wien IFA & ESEA, veröffentlicht Juni 2019

⁸ Im Vergleich dazu beläuft sich der heutige Gesamtstromverbrauch Österreichs auf rund rd. 70 TWh. Ebenfalls nicht eindeutig berück-sichtigt ist der zusätzliche Aufbringungsbedarf der im EAG vorgesehenen rd. 5 TWh an erneuerbaren Gasen bis 2030.

2.4.1 Hintergrund und aktuelle Situation

Die Netzreserve ist mittlerweile eine essentielle Grundvoraussetzung, um einen stabilen und sicheren Netz- und Systembetrieb und damit die Versorgungssicherheit in Österreich zu gewährleisten. Der Umbau des Stromsystems hin zu 100% EE und die verstärkte Nutzung internationaler Handelskapazitäten (vgl. Abschnitt 2.5.2, 70%-Forderung gemäß CEP) sowie die dafür notwendigen Maßnahmen und Prozesse sind nicht ausreichend aufeinander abgestimmt. Insbesondere der dringend erforderliche Netzausbau ist in der Umsetzung weitaus zeitintensiver und insgesamt verzögert (Bsp. Salzburgleitung) – dem gegenüber schreitet der Ausbau der erneuerbaren Erzeugungsanlagen rasant voran.

Zudem haben sich die thermischen Kraftwerke in Österreich in den letzten Jahren aus wirtschaftlichen Gründen großteils aus dem Markt zurückgezogen und planen Konservierungen bzw. Stilllegungen. Die Folge daraus ist ein deutliches Defizit an Kraftwerks- und Erzeugungsleistung im Osten Österreichs (sofern nicht durch EE, z.B. Windkraft gedeckt), welches oft durch hohe Importe aus den westlich gelegenen Ländern (v.a. Deutschland) gedeckt wird. Dies wird durch einen zeitweisen hohen Strombezug/-bedarf der süd-östlichen Nachbarländer zusätzlich verschärft, wodurch das APG-Übertragungsnetz zunehmend an und über seine Belastungsgrenzen kommt.

Die resultierenden Stromflüsse führen zu (n-1)-Verletzungen bzw. Überlastungen im APG-Netz und können nur mehr durch Engpassmanagement („Redispatch“) bewerkstelligt werden. Um die kurzfristige Verfügbarkeit von (Kraftwerks-)Leistung für Engpassmanagement sicherzustellen, werden seitens APG in Abstimmung mit E-Control flexible Erzeuger und Verbraucher als Netzreserve kontrahiert. Diese Netzreserveleistung wird regelmäßig zur Beseitigung von Netzengpässen eingesetzt. **Zur Aufrechterhaltung des Systembetriebes und der Versorgungssicherheit ist der Einsatz der Netzreserveleistung im österreichischen Übertragungsnetz mittlerweile unabdingbar. Nachhaltig können strukturelle Engpässe im APG-Übertragungsnetz jedoch nur durch Netzausbau und mit den NEP-Projekten gelöst werden.**

2.4.2 Steigender Bedarf an Engpassmanagement und („Redispatch“-)Kosten

Im APG-Übertragungsnetz treten zunehmend kritische Netzbelastungen und (n-1)-Verletzungen auf, die nur durch Engpassmanagement („Redispatch“) und mit der Netzreserveleistung beherrscht werden können.

- **In den vergangenen Jahren (2017 bis 2020) waren der Einsatz von Redispatch bzw. von Netzreserveleistung an bis zu 300 Tagen pro Jahr erforderlich (!)**
- **Die damit verbundenen Kosten sind in den letzten Jahren massiv angestiegen (2014 noch 4 MEUR; im Jahr 2017 bereits 92 MEUR und 2020: 132 MEUR). Diese Kosten sind Teil der Netzkosten der APG und von den Netzkunden über die Netztarife zu tragen.**

2.5 Europäische und energiewirtschaftliche Einflüsse

Steigende Anforderungen an die Übertragungsnetzinfrastruktur (z.B. durch die Netzintegration von EE, erhöhte Transportanforderungen, regional steigender Stromverbrauch) ergeben sich aufgrund nationaler Einflüsse der Verbrauchs- und Erzeugungsentwicklung und Entwicklungen im europäischen Umfeld. Folgende Einflussfaktoren sind zu berücksichtigen:

2.5.1 Europäische Marktintegration auf Basis verbindlicher Guidelines

Infolge des 3. Energiebinnenmarkt-Pakets der Europäischen Kommission sind weitere für den Stromhandel relevante Guidelines entstanden. Diese Guidelines fordern eine immer stärkere horizontale Integration der Märkte. Sie definieren und harmonisieren zahlreiche Regelungen im Bereich der Marktintegration und bilden somit die Grundlage für einen effizienten und europaweit integrierten Strombinnenmarkt. Als rechtlich verbindliche EU-Verordnungen sind diese Guidelines unmittelbar in jedem EU-Mitgliedsstaat gültig. Sie beinhalten zahlreiche Verpflichtungen für Übertragungsnetzbetreiber und auch der Strombörsen, welche innerhalb klar festgelegter Fristen umzusetzen sind. Hervorzuheben sind hierbei vor allem die Guidelines CACM (Capacity Allocation & Congestion Management) sowie FCA (Forward Capacity Allocation).

Die europäischen Vorgaben reichen von einer stärkeren Harmonisierung bei der langfristigen Vergabe von grenzüberschreitenden Kapazitäten bis hin zu einer effizienten Bewirtschaftung gekoppelter Day-Ahead und Intraday Märkte. Anstatt wie in der Vergangenheit getrennt voneinander, sollen Übertragungskapazitäten und elektrische Energie entsprechend den europäischen Vorgaben gemeinsam in einem Schritt gehandelt und dadurch die europäischen Märkte gekoppelt werden („Market Coupling“). Durch diese „implizite“ Vergabe über die Strombörsen soll eine möglichst effiziente Nutzung grenzüberschreitender Kapazitäten sichergestellt werden. Die Umsetzung dieser Vorgaben hat bereits mit der Implementierung europäischer Verfahren und Plattformen begonnen, welche mittlerweile weite Teile Europas koppeln und stetig sowohl geografisch als auch funktional erweitert werden. Während die o.g. Verfahren schon auf einigen österreichischen Grenzen Anwendung finden, arbeitet APG zusammen mit verschiedenen Partnern an der Erweiterung der Verfahren auf die noch verbleibenden Grenzen.

Diese immer stärkere Integration und Weiterentwicklung in allen Marktsegmenten zusammen mit dem weiter stattfindenden europaweiten Ausbau der EE-Erzeugung führt zu einer steigenden internationalen Handelsaktivität, insbesondere im Kurzfristbereich, also z.B. Intraday bis unmittelbar vor dem Lieferzeitpunkt. Diese Entwicklungen ziehen höhere internationale Stromflüsse in Europa nach sich, die zudem immer schwieriger bzw. mit steigendem Aufwand (und auch kurzfristiger und schneller) prognostiziert werden müssen.

2.5.2 Clean Energy for all Europeans Package (CEP)

Mit dem CEP verabschiedete die Europäischen Union im Jahr 2019 ein umfassendes Update des energiepolitischen Rahmens in Form eines Gesetzespaketes, welches insbesondere auf die Erreichung der Energie- und Klimaziele der EU hinsichtlich einer Reduktion der Treibhausgasemissionen abzielt. Dieses Paket enthält unter anderem auch neue Vorgaben für die Nutzung der europäischen

Übertragungsnetze. Gemäß Artikel 16 Abs. 8 der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt – als Teil des CEP – sind Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, ab 1.1.2020 einen Mindestwert von 70% der Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung zu stellen. In einer am 9.8.2019 veröffentlichten Recommendation der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) wird zudem detaillierter auf die Frage, wie die 70% zu kalkulieren sind, eingegangen.

- **Folgen aus CEP: temporäre Freistellung, Hot Spot-Bericht und Aktionsplan des BMK**

Neben den dynamischen Veränderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen steigen durch diese neuen europäischen Vorgaben die Anforderungen an die Übertragungsnetze und die operativen Systeme maßgeblich. Wie zahlreiche andere europäische Übertragungsnetzbetreiber hat APG aufgrund der absehbaren Risiken für den sicheren Netzbetrieb sowie der noch nicht vollständig implementierten Methoden und IT-Tools zur Berechnung der 70% grenzüberschreitenden Handelskapazitäten eine temporäre Freistellung von der 70%-Vorgabe für 2021 beantragt⁹. Diese wurde durch E-Control in Koordination mit den maßgeblichen Regulierungsbehörden im europäischen Umfeld genehmigt¹⁰.

APG und VÜN haben zudem die Auswirkungen einer unmittelbaren Umsetzung der 70%-Vorgabe auf das österreichische Übertragungsnetz umfassend untersucht. Die Ergebnissen wurden im „Hot-spot Bericht“¹¹ zusammengefasst, welcher von E-Control per Bescheid¹² angenommen wurde. Demgemäß käme es bei unmittelbarer Umsetzung der 70%-Vorgabe zu einer deutlichen Erhöhung der Netzbelastungen und strukturellen Engpässe im gesamten österreichischen Übertragungsnetz. Österreich – vertreten durch das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) – hat daher im Rahmen der Umsetzung der Verordnung 2019/943 Ende 2020 einen **Aktionsplan**¹³ gemäß Artikel 15 dieser Verordnung erlassen.

Der Aktionsplan zielt auf eine schrittweise Umsetzung der 70%-Vorgabe bis Ende 2025 ab. Er legt hierfür einen linearen Verlauf („Trajektorie“) fest, anhand welchem die grenzüberschreitenden Kapazitäten jährlich zu steigern sind, sodass Ende 2025 das 70%-Ziel gemäß Verordnung der EC bzw. wie gesetzlich gefordert erreicht wird. Dafür enthält der Aktionsplan wichtige Maßnahmen zur Reduzierung bzw. Lösung struktureller Engpässe. **Neben der umfassenden Weiterentwicklung des Engpassmanagements und dem optimierten Betrieb der Netzinfrasturktur nehmen insbesondere die Netzausbauprojekte eine wesentliche Schlüsselrolle ein, um die nötigen Netzkapazitäten zur Verfügung zu stellen.**

⁹ <https://www.apg.at/api/sitecore/projectmedia/download?id=5bd3a33d-ac98-42fa-bae1-1afcd0034515>
<https://www.apg.at/api/sitecore/projectmedia/download?id=9c33a5e2-035a-4309-89f9-f05209b2a674>

¹⁰ https://www.e-control.at/documents/1785851/0/V+ELBM+05_20_1+Bescheid+an+Power+Grid+AG+-+Austrian+Power+Grid+AG.pdf/5c914e3b-2926-45c1-438c-53a2a4b989c4?version=1.0&t=1611835378867&download=true
https://www.e-control.at/documents/1785851/0/V+ELBM+04_20_1+Bescheid+an+Austrian+Power+Grid+AG+-+Austrian+Power+Grid+AG.pdf/27f04b9d-6f20-c7ec-acef-657e22d8b02d?version=1.0&t=1611831487765&download=true

¹¹ <https://www.e-control.at/documents/1785851/0/Beilage+1+-+Hotspot+Bericht+gem+Art+14+Abs+7+EU-VO.pdf/cc107b19-4ad5-2404-1521-4afe3f268f1f?t=1601447284360>

¹² https://www.e-control.at/documents/1785851/0/V+ELBM+03_20+Bescheid_Hot+Spot+Bericht+Art.+14_7+final+1v0+20200922.pdf/359d1d42-2441-0da0-63ba-8bd563cca3ef?t=1601447251935

¹³ https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:bb4181fc-41cd-4c96-9f68-26350c69f712/Action_Plan_Austria.pdf

- **Konsequenzen für den NEP 2021**

APG und VÜN haben die Vorgaben des CEP hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Netzausbauplanung und den NEP umfassend geprüft. Aufgrund der sich ändernden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Europa mit dem massiven EE-Ausbau und der 70%-Vorgabe aus dem CEP ist von einem zusätzlichen Stromtransportbedarf auszugehen. Kritische Netzbelastungen und Netzingpässe werden dadurch maßgeblich verschärft. Grundsätzlich ist die Robustheit und Wirksamkeit der NEP-Projekte durch die Vielzahl von Analysen in der Vergangenheit bestätigt und unbestritten (vgl. v.a. TYNDP von ENTSO-E).

Aufbauend auf dem NEP 2020 und dem Aktionsplan haben die österreichischen Übertragungsnetzbetreiber die relevanten Einflüsse geprüft und die Planung der Projekte im NEP 2021 sowie die Netzausbaumaßnahmen darauf abgestellt. Insbesondere und unter Berücksichtigung des kurzen verfügbaren Zeitraumes bis Ende 2025 für die 70%-Vorgabe des CEP **wurden weitere nötige Netzausbaumaßnahmen entwickelt – siehe dazu Projekt NEP 21-1 (Abschnitt 4.6.1)** im Kapitel 4.6 der neuen Projekte im NEP 2021. Diese wurden im Rahmen umfangreichster Analysen mit year-around (Markt-)Simulationsrechnungen und Netzberechnungen von APG entwickelt.

2.5.3 Weitere energiewirtschaftliche Einflussfaktoren

Als weitere energiewirtschaftliche Einflussfaktoren auf die Netzentwicklung und Netzplanung sind im Detail insbesondere zu nennen:

- **Energiepolitische Herausforderungen**

Energie- und Klimaschutzziele sowie regulatorische und gesetzliche Vorgaben der EU, Förderung von Energieeffizienz, Diversifizierungsstrategien hinsichtlich Primärenergieträgern sowie zur Reduktion der Importabhängigkeit (z.B. bei Erdgas), Ausstieg aus der Kernenergie und Kohlestrom-Erzeugung in DE (vgl. Beschlüsse in mehreren europäischen Ländern), nationale Energiestrategien, Forcierung des Flexibilitätsmarktes etc.

- **Forcierter Ausbau der erneuerbaren Energieträger (EE) in Europa**

In den letzten Jahren kam es in Europa zu einem massiven Ausbau der Erneuerbaren. Im Jahr 2020 wurden z.B. in der EU rd. 19 GW auf eine Leistung von insgesamt 137 GW Photovoltaik und rd. 15 GW auf eine insgesamt installierte Leistung von 220 GW Windkraftanlagen zugebaut.

- **Internationaler und europäischer Einfluss**

Energiewirtschaftliche Entwicklungen im europäischen Umfeld (Aufbringungs- und Marktentwicklungen), Veränderung der Import-Export-Muster, Entstehen von Export- und Importregionen, zeitliche und räumliche Zusammenhänge inkl. Speicherbedarfe der EE, Veränderungen und Ausbauten der Übertragungsnetze der ENTSO-E-Partner

- **Nachfrageseite national**

Demographische und wirtschaftliche Entwicklungen, regionale Verbrauchsentwicklung in Österreich, Entwicklungen der Sektoren Industrie, Gewerbe und Dienstleistungen, leistungsintensive

Industriezweige (z.B. Stahl-/Aluminium-Industrie, Papierindustrie, Anlagenbau etc.) sowie zusätzlich vermehrter Übergang auf Strom-basierte Anwendungen, E-Mobilität und im Haushaltsbereich (z.B. Wärmepumpen)

- **Aufbringungsseite national**

Veränderungen des Kraftwerksparks (v.a. neue Windparks, PV und Erneuerbare, vgl. EAG; neue Pumpspeicher versus Konservierung und Stilllegung von thermischen Kraftwerken), Entwicklung der Primärenergie-, Strom- und CO₂-Preise, marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz etc.

- **Aktuelle und zukünftige Entwicklungen und Technologien**

Energiespeicher, Speicherentwicklungen (inkl. Batterien), Flexibilitätsmarkt (FlexHub) und TSO-DSO-Kooperationen, Sektorenkopplungen, Blindleistungs-Management, E-Mobilität etc.

2.6 Simulationsrechnungen für die Netzentwicklung

Aufgrund der immer komplexer werdenden Prozesse des europäischen Stromsektors bzw. Erweiterungen von regulatorischen Rahmenbedingungen und gesetzlichen Anforderungen steigt auch die Komplexität von Simulationen und Planungsrechnungen. Sowohl Hardware als auch Software zur Berechnung von Marktsimulationen- und Leistungsflüssen müssen am Stand der Technik sein (inkl. heute üblicher year-around-Kalkulationen in denen 8.760 Datensätze, d.h. je 1 Datensatz für je eine Stunde eines gesamten Zieljahres simuliert werden). APG begegnet diesen Herausforderungen mit der eigenen Simulationsplattform „VAMOS“. Experten aus den Fachbereichen verwenden gemeinsam diese zentrale Plattform, in der verschiedene Berechnungsmodule gebündelt sind. Sowohl kommerzielle Software-Bausteine als auch eigens entwickelte Algorithmen und Module können zu kombinierten Berechnungsketten zusammengefasst und verwendet werden. Die VAMOS-Plattform und die zugehörigen Tools bewähren sich im APG-Einsatz und werden auch in verschiedenen Projekten der europäischen Übertragungsnetzbetreiber und ENTSO-E – z.B. für den TYNDP und die Bidding Zone Review – eingesetzt. Vergleiche mit Parallelrechnungen anderer Simulationstools bestätigen dabei jedenfalls die hohe Qualität der mit VAMOS erzielbaren Ergebnisse.

2.7 Das NOVA-Prinzip in der Netzausbauplanung

Die Netzausbauplanung von APG verfolgt nachhaltige Überlegungen zur Steigerung der Leistungsfähigkeit der Transportkapazitäten, zur Umweltverträglichkeit und zu volkswirtschaftlichen Kosten. Hierzu wird prinzipiell das NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Ausbau)¹⁴ verfolgt. Die zur Verfügung stehenden Handlungsoptionen beinhalten die Optimierung der Betriebsführung, Erneuerungen / Modernisierungen, Netzverstärkungen und -optimierungen von bestehenden Anlagen und Trassen sowie im dritten Schritt Maßnahmen zum Netzausbau auf neuen Trassen. Erst nach Ausschöpfung der Möglichkeiten im jeweilig vorgelagerten Schritt wird die nächste Stufe im Netzentwicklungsprozess in Betracht gezogen. Ein Leitungsneubau auf einer neuen Leitungstrasse wird – auch aus Kostengründen – zumeist als letzte Option gewählt (vgl. Abbildung 4).

¹⁴ Die Bezeichnung „NOVA“ ist von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern bzw. dem deutschen Netzentwicklungsplan übernommen

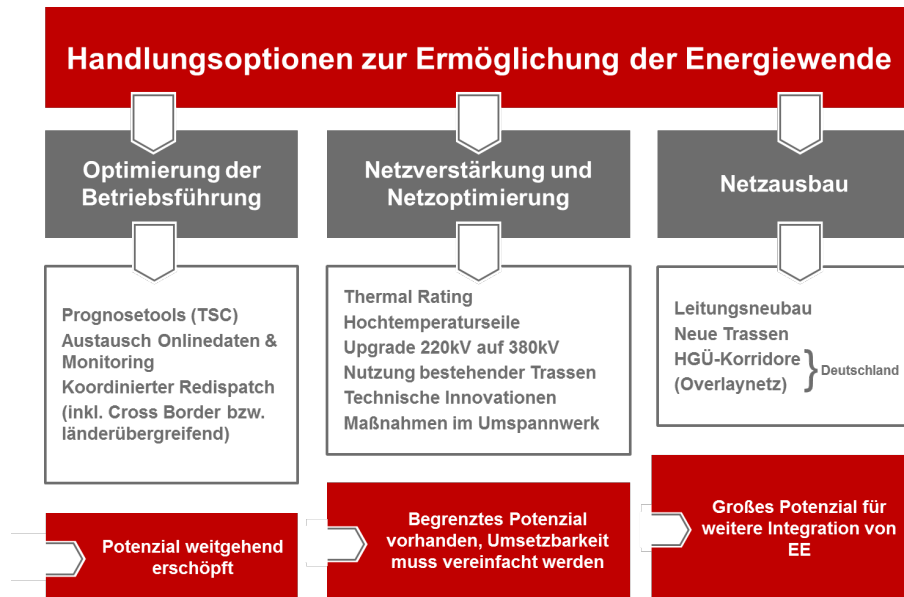


Abbildung 4: Handlungsoptionen bei der Netzentwicklung (NOVA-Prinzip)

Das **NOVA-Prinzip** wird sowohl für die gesamthafte Netzentwicklung als auch für einzelne Netzausbauprojekte angewandt. Für die Projekte werden jeweils individuelle Variantenüberlegungen durchgeführt, wobei die Auslegungskriterien sowie das Alter und der Zustand bestehender Leitungen bzw. Anlagen berücksichtigt werden. Ein bei älteren Leitungen oft vorliegender (umfangreicher) Instandhaltungs- und Erneuerungsbedarf wird dabei jedenfalls miteinbezogen. In der dritten Stufe werden beim **Leitungsneubau neue Trassen auf Basis folgender Kriterien** ausgewählt:

- Wirtschaftlichkeit: Optimierung der Netzkonzepte und wenn möglich Bündelungen/Mitführungen mit bzw. von 110-kV-Leitungen der Verteilernetzbetreiber
- Umweltschutz: Vermeidung von Annäherungen zu sensiblen Widmungen, Landschaftsräumen und Schutzgebieten sowie wenn möglich Trassenbündelung mit anderen linienhaften Infrastrukturen
- Sicherheit: Einhaltung der Standards für die Betriebs- und Anlagensicherheit

Zusätzlich werden folgende Trassierungsgrundsätze bestmöglich berücksichtigt:

- Berücksichtigung von Zwangspunkten wie bestehende und geplante Umspannwerke sowie Anschlusspunkte an das APG-Netz
- Möglichst geringe Beeinträchtigungen für den Siedlungs- und Naturraum
- Meidung von Siedlungsgebieten unter Berücksichtigung von humanmedizinischen Kriterien wie Klima & Luft, Schall und elektromagnetischen Feldern (EMF)
- weitgehende Vermeidung der Inanspruchnahme/Querung von Flächen, die einer Trassenutzung entgegenstehen wie naturschutzrechtlich geschützte Gebiete (v.a. Europaschutzgebiete, Naturschutz- und Landschaftsschutzgebiete und geschützte Landschaftsteile sowie hoch sensible Landschaftsräume bzw. hochwertige Erholungsgebiete)
- Parallelführungen mit bestehenden Freileitungen (Trassenbündelung) oder anderen linienhaften Infrastrukturen (z.B. Straßen, Bahntrassen, etc.)

Zudem setzt APG auf den Leitungstrassen zahlreiche Projekte für ein nachhaltiges und ökologisches Trassenmanagement für den Schutz der heimischen Fauna und Flora in Kooperationen mit Umweltorganisationen und Universitäten um.

2.8 Nachhaltiges Trassenmanagement (NTM)

Die APG wird zunehmend angehalten, neben den technisch-wirtschaftlichen Kriterien vermehrt auch der wachsenden Bedeutung des Umweltschutzes in den Bereichen Projektierung, Ausführung und Instandhaltung von Freileitungen gerecht zu werden. Dabei müssen die divergierenden Erwartungshaltungen und Anforderungen der entsprechenden Behörden, der Eigentümer, der Bevölkerung, verschiedener Interessensgruppen (z.B. Land- und Forstwirtschaft, Umweltschutz, Tourismus, Jagd) sowie der APG selbst berücksichtigt werden, um flexible und integrative Ansätze für bedarfsgerechte und optimierte Lösungen zu finden.

APG hat bereits im Jahr 1997 ein Forschungsprojekt „Ökologische und ökonomische Trasseninstandhaltung“ ins Leben gerufen. In diesem Projekt (1997-1999) wurden von unterschiedlichen Fachdisziplinen vier Mustertrassen bezüglich ihres ökologischen und ihres sozioökonomischen Wertes und ihrer ökologischen Einbindung in die Landschaft untersucht. Mit dem Projekt „Nachhaltiges Trassenmanagement“ wurde diese Arbeit inhaltlich fortgesetzt, räumlich auf das gesamte Übertragungsnetz der APG ausgedehnt und in die Trasseninstandhaltung integriert. Damit hat APG nun bereits über 20 Jahre Erfahrung mit nachhaltigem Trassenmanagement und leistet einen bedeutenden Beitrag zur Nutzung von Leitungstrassen als Lebensraum für (gefährdete) heimische Tier- und Pflanzenarten.

Weiters unterstützt APG mit Partnern zahlreiche Artenschutzprojekte mit dem Ziel den Lebensraum der Avifauna zu verbessern und Leitungsanlagen für Vögel, wie den Sakerfalken oder den Habichtskauz, durch z.B. Montage von Nisthilfen und Brutkästen als Lebensraum nutzbar zu machen. Weitere Informationen zum nachhaltigen Trassenmanagement finden sich im Anhang C.

2.9 Forschung und Innovation bei APG

Die Umstellung auf ein vollständig erneuerbares Stromsystem bedeutet eine Vielzahl neuer Herausforderungen für APG. Neue Lösungen durch Forschung und Innovationen sind daher wesentliche Erfolgsfaktoren für das Gelingen der Energiewende. APG ist u.a. an mehreren F&E-Initiativen beteiligt, die das Ziel haben das Bestandsnetz und den (zukünftigen) Netzbetrieb zu optimieren sowie neue innovative Lösungen zu finden. Um die Breite dieser Themen zu unterstreichen, werden in der Folge exemplarisch einige Initiativen beschrieben.

• EU-Projekt FARCROSS

Zusätzlich zum bestehenden Dynamic Rating (d.h. dem Einbeziehen von Umweltparametern zur dynamischen Bestimmung der (n-1)-Reserven), welches bereits operativ im APG-Netz eingesetzt

wird, werden im Projekt FARCROSS¹⁵ von einem internationalen Konsortium weiterführende Hardware- und Softwarelösungen untersucht. Diese haben zum Ziel die (grenzüberschreitenden) Stromleitungen und deren Betriebsführung zu optimieren. Der Schwerpunkt von APG im Projekt liegt dabei auf der Erprobung und Bewertung unterschiedlicher Sensoren für Dynamic Line Rating. Es werden dabei z.B. zur Überwachung des Durchhanges und der Seiltemperatur leitungsgebundene und mastgebundene Sensoren auf APG-Leitungen installiert und erprobt. Die resultierenden Daten werden in komplexen (Rechen-)Modellen verarbeitet, um Prognosen zu erstellen sowie die Übertragungskapazitäten und (n-1)-Reserven zukünftig weiter zu optimieren.

- **Digitales Umspannwerk**

APG befasst sich (auch mit Industriekooperationen) mit einer Vielzahl an innovativen Ideen zur Digitalisierung im Bereich der Umspannwerke. Mittels Sensorik und modernen Kommunikationsprotokollen ist es möglich, mehr Informationen über den aktuellen Zustand der Betriebsmittel zu erfassen. Dadurch können kritische Zustände (z.B. bei Transformatoren) frühzeitig erkannt und bestenfalls kostenintensive Abschaltungen, Ausfälle bzw. Reparaturen vermieden werden. Diese Daten stellen auch die Basis für zukünftige Instandhaltungsstrategien („predictive maintenance“) dar. Neben Transformatoren kommen Sensoren (zukünftig) auch bei Kabelendverschlüssen, Leistungsschaltern, Trennern und Messwandlern zum Einsatz und werden damit immer umfassendere Datenbestände zu den Umspannwerken liefern.

- **Leistungselektronikbasierte Lastflusssteuerung**

Im Rahmen eines Demonstrationsprojektes ist 2022 geplant in einem Umspannwerk der APG leistungselektronikbasierte Komponenten zur Lastflusssteuerung in einer Pilotinstallation zu testen. Diese Komponenten besitzen interessante Eigenschaften, die jedoch auf ihren statischen und dynamischen Einfluss auf den Netzbetrieb und andere Netzkunden (z.B. nahe gelegene Kraftwerksanschlüsse) getestet werden müssen. APG zeigt sich gegenüber solchen und neuen Technologien im Bereich der Übertragungsnetze jedenfalls interessiert.

Weitere Informationen zu Forschungsprojekten bei APG finden sich auf www.apg.at unter <https://www.apg.at/de/projekte/forschungsprojekte>. Dabei ist auch das Projekt ABS4TSO (Advanced Balancing Services for Transmission System Operators) zu erwähnen. Mit ABS4TSO werden mittels intelligenten Batteriespeichersystemen und schnell regelbaren Technologien neue Möglichkeiten für die dynamischen Eigenschaften und zur Stabilisierung des Stromnetzes untersucht.

¹⁵ FARCROSS ... „Facilitating Regional Cross-Border Electricity Transmission Through Innovation“

3 Die TOP-Netzausbauprojekte der APG

Die Top-Netzausbauprojekte der APG sind im TYNDP der ENTSO-E und dem APG-Netzentwicklungsplan seit mehreren Jahren vertreten und bestätigt (vgl. Tabelle 3, „Projekte im nationalen / europäischen Interesse“). Damit bestätigt sich – auch wenn sich die Szenarien-Annahmen über die Zeit weiterentwickeln und verändern – dass die Top-Projekte von APG eine robuste Lösung darstellen. Zudem wird im TYNDP der Indikator „Socio-Economic-Welfare (SEW)“ für jedes Projekt auf Basis der Marktsimulationsergebnisse ermittelt. Dieser stellt den Gesamt-Wohlfahrtsgewinn (SEW), d.h. die Verringerung der Gesamtkosten des Stromsystems (verbrauchs- und erzeugerseitig), der jeweiligen Projekte zufolge der geänderten Marktbedingungen dar. Die Top-Projekte der APG können gemäß TYNDP die entsprechenden Wohlfahrtsgewinne offerieren und so die Gesamtsystemkosten senken.

Die Top-Netzausbauprojekte (Abbildung 5) für Übertragungsleitungen leiten sich aus dem TYNDP ab und sehen v.a. die Schließung des 380-kV-Ringes mit der Salzburgleitung und im Süden Österreichs sowie leistungsfähige Ost $\leftrightarrow$ West-Transportachsen und im Westen Österreichs vor (inkl. leistungsfähige Verbindungen zu den Pumpspeicherkraftwerken). Mit dem massiven weiteren EE-Ausbau durch das EAG werden weitere Netzausbauten bei APG ausgelöst. Dies zur weiteren Netzintegration von v.a. der Windkraftleistungen und PV im Osten Österreichs (vgl. Szenarien-Teil APG & VÜN Abschnitt II.A) sowie für leistungsfähige Verbindungen zu den Ballungsräumen und Lastzentren (inkl. den großen Industriestandorten).

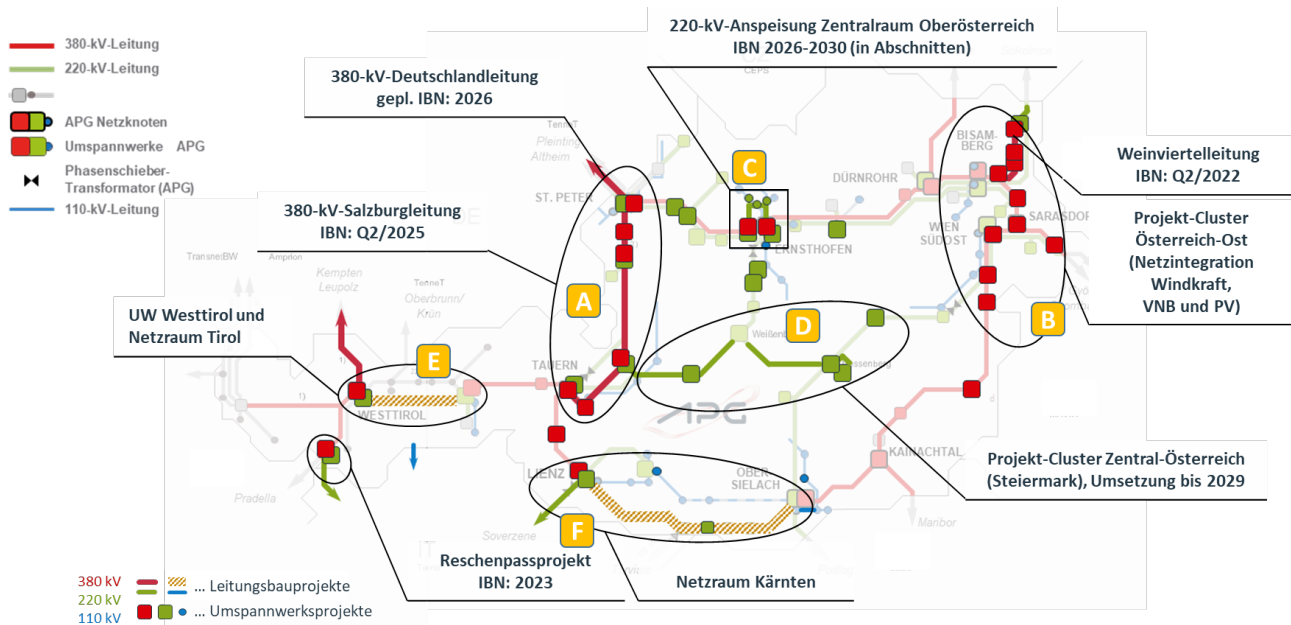


Abbildung 5: Top-Netzausbauprojekte im NEP 2021 von APG

Cluster Beschreibung und Einzelprojekte

A	Salzburgleitung und Deutschlandleitung
11-10	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK Tauern
11-7	380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Ottenhofen/Isar)
21-1	380-kV-UW St. Peter Ausbau (LFL-Drossel und vierter 380/220-kV-Umspanner)
B	Projekt-Cluster Ost-Österreich (Windkraft & PV)
11-8	Netzraum Weinviertel
21-2	Neues 380-kV-Schaltwerk (SW) Seyring
div.	mehrere 380/110-kV-Umspannwerke in NÖ und Bgld. mit VNB
C	Projekt Zentralraum Oberösterreich
11-11	220-kV-Anspeisung Zentralraum Oberösterreich
D	Projekt-Cluster Zentral-Österreich (Steiermark)
19-2	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Reitdorf – Weißenbach
19-4	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Weißenbach – Hessenberg
div.	220/110-kV-Umspannwerke mit VNB
E	UW Westtirol und Netzraum Tirol
11-9, 21-1	UW Westtirol: 2. und 3. 380/220-kV-Umspanner und Generalerneuerung 220-kV-Anlage (19-7)
14-3	220-kV-Leitung Westtirol – Zell/Ziller (Netzraum Tirol)
13-2	UW Westtirol: Umstellung Ltgs.system Memmingen (DE) auf 380 kV
F	Projekte AT-Italien und Netzraum Kärnten
11-12	Reschenpassprojekt
19-3	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze IT (Soverzene)
11-14	Netzraum Kärnten (380-kV-Ringschluss)

Mit der Umsetzung dieser Projekte werden **folgende netztechnische und energiewirtschaftliche Vorteile** lukriert und **für das APG-Übertragungsnetz nachhaltig gesichert**:

- Langfristige Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit mit elektrischer Energie und verstärkte Anbindungen der Verteilernetze durch neue Netzabstützungen (Umspannwerke)
- Optimierte Übertragungsnetzstruktur mit dem 380-kV-Ring und einer leistungsfähigen Anbindung der westlichen Bundesländer, Schaffung von leistungsfähigen Netzkapazitäten in Ost ↔ West- und Nord ↔ Süd-Richtung sowie Verbindungen zu Partner-Netzen der ENTSO-E
- Möglichkeit der effizienten Interaktion der EE-Erzeuger mit den Lastzentren und den Pumpspeicherkraftwerken inkl. leistungsfähige Anbindung der Pumpspeicher für Ausgleichs- und Regelmöglichkeiten sowie für Systemdienstleistungen (inkl. Netzwiederaufbau)
- Voraussetzung für die Netzintegration der EE und zur Erreichung der Klima- und Energieziele Österreichs. **Die Netzintegration von EE in einer Dimension von zusätzlich rd. 19 GW, wie aus den Zielzahlen des EAG abgeleitet werden kann, setzt jedoch weitere Netzverstärkungen und Ausbauten voraus – siehe dazu auch Abschnitt 5.1.**

- Anbindung von 110-kV-Verteilerneilnetzen mit hohem EE-Anteil (Erzeugungsüberschuss) direkt an die 380-kV-Netzebene, z.B. Einspeisung von Windkraft in den Umspannwerken Zurndorf, Sarasdorf, Bisamberg, Zaya/Weinviertel und Südburgenland
- Voraussetzung für altersbedingte Sanierungen und Generalerneuerungen von Leitungen
- Möglichst uneingeschränkter Marktzugang für Erzeuger und Verbraucher in Österreich und zum europäischen Strommarkt
- Verstärkte Marktintegration und -kopplung mit anderen europäischen Marktzonen (z.B. Deutschland, Italien, Schweiz, Slowenien etc.) und damit ein wichtiger Beitrag zur europäischen EE-Integration und Marktentwicklung
- Reduktion von marktseitigem und kostenintensiven Engpassmanagement („Redispatch“)
- Reduktion von Übertragungsverlusten durch höhere Spannungsebenen

4 Projekte im Netzentwicklungsplan 2021

Im vorliegenden Netzentwicklungsplan (NEP) 2021 werden die aktuellen Netzausbau- und Investitionsprojekte entsprechend den in Kapitel 1.3 genannten Rahmenbedingungen beschrieben. Es werden sowohl jene Projekte dargestellt, die bereits mit den NEP der vergangenen Jahre genehmigt wurden (siehe Kapitel 4.5) als auch neue Projekte, die im Rahmen des NEP 2021 zur Genehmigung eingereicht werden (Kapitel 4.6).

Die Detailbeschreibungen der Projekte von nationalem bzw. europäischem Interesse wurden von APG erstellt, während für Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber, Kraftwerke, Kunden und Merchant Lines auch jeweils Angaben von den Marktteilnehmern herangezogen wurden. Die Detailbeschreibungen der Projekte finden sich in den Kapiteln 4.5 und 4.6.

4.1 Allgemeines

4.1.1 Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen

In nachstehender Tabelle wird ein Überblick der im Folgenden verwendeten Klassifizierungen zum Projektstatus gegeben. Aufgrund der Komplexität der Projekte fällt bereits bei „Planungsüberlegung“ und „Vorprojekt“ ein hoher Aufwand an Kosten und Leistungen an (v.a. bei den Leitungs(groß)projekten). Bei Projekten mit UVP-Genehmigung fallen in diesen Phasen bereits bedeutende Kosten für Untersuchungen, Studien und Gutachten sowie die Erstellung der UVE-Unterlagen an. Für den Projektstatus wird die folgende Einteilung vorgenommen:

Projektstatus	Beschreibung bzw. Meilensteine sowie Kosten/Leistungen
Planungsüberlegung	Netztechnische Untersuchungen, systematische Lösungsfindung mittels technischer und wirtschaftlicher Variantenvergleiche, Trassenraumuntersuchungen, Festlegung der Ausbauvariante und des Ausbauumfanges, Standortsuche bei neuen Umspannwerken; ggf. Erstellung einer Grundsatzvereinbarung bei „green-field“-Projekten. <i>Kosten bzw. Leistungen: Großteils <u>Eigenleistungen</u>, zusätzlich ggf. Fremdleistungen für Studien bei Leitungsprojekten</i>
Vorprojekt	Technische Detailplanung, Erstellung von Einreichunterlagen für Genehmigungsverfahren (z.B. Starkstromwegerecht/Materiengesetze oder UVE) Behördeneinreichung und Genehmigungsverfahren Vorprojekt endet mit Vorliegen aller behördlichen Genehmigungen und Bescheide; Verträge liegen vor (v.a. Errichtungsvertrag, Netzkooperations-/Netzzugangsvertrag) <i>Kosten bzw. Leistungen: <u>Eigen- und Fremdleistungen</u></i>
Umsetzungs- oder Ausführungsprojekt	Baubeschlussfassung und Gremienfreigaben liegen vor Ausschreibung, Vergabe und Beschaffung von Material, Geräten und Arbeiten (Montagen) Projektrealisierung; Umsetzungsprojekt endet mit Inbetriebnahme und abgeschlossener Dokumentation <i>Kosten bzw. Leistungen: <u>Eigen- und Fremdleistungen</u></i>

Tabelle 2: Einteilung des Projektstatus

4.1.2 Weitere Kriterien der Projektbeschreibung

- Projekt- und NEP-Nummer (Proj.-Nr.)
- Netzebene
- Spannungsebene (Spgs.ebene)
- Klassifikation Umspannwerks- oder Leitungsprojekt, UW / Ltg. (oder beides); bei Umspannwerken Ausbau oder gänzliche Neuerrichtung (= neues UW / „green field“)
- Geplantes Inbetriebnahme-Jahr (Gepl. IBN)
- Auslöser und technische Notwendigkeit
- Projektbeschreibung und technische Daten
- Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen
- Weitere Statusdetails

4.2 Verschiebungen und Änderungen von geplanten Inbetriebnahmen

APG ist hinsichtlich der Projektplanungen auf Angaben von Projektpartnern angewiesen. Verzögerungen von Projekten haben direkte Auswirkungen auf den NEP, die anderen darin dargestellten und zur Genehmigung vorgelegten Projekte und die mit den Projekten verbundene Planung von Ressourcen bei APG (Eigen- und Fremdleistungen) und Abschaltanforderungen. Bei wiederholten **Projektverschiebungen durch den Projektwerber** behält sich APG vor, das Projekt zeitlich neu einzureihen bzw. ggf. auch aus dem NEP zurückzuziehen (gemäß ANB der APG, genehmigt von E-Control und veröffentlicht auf www.apg.at).

Weiters sind in den Jahren 2020 und 2021 die **Auswirkungen der Corona/Covid-Krise** zu berücksichtigen, dabei kam es im Frühjahr 2020 zu einem weitreichenden Shut-Down in Europa und damit auch in Österreich mit Auswirkungen auf die NEP-Projekte. Diese Auswirkungen sind vielschichtig, angefangen von einer temporären Bauunterbrechung auf den APG-Baustellen von Mitte März bis ca. Mitte April 2020, über eingeschränkte europäische Lieferketten von Geräten und Material sowie Verfügbarkeit von Bau- und Montagepersonal bis hin zu Verwerfungen in der Abschaltplanung. APG ist bemüht diese Situation ohne große Auswirkungen auf das NEP-Projektportfolio zu verarbeiten, dennoch können resultierende Verzögerungen/Verschiebungen der Inbetriebnahmen von einzelnen Projekten um z.B. ein Jahr nicht ausgeschlossen werden. Dies kann auch Projekte im Status Planungsüberlegung oder Vorprojekt betreffend, da nicht alle Abstimmungen und Vorort-Erhebungen durch Einschränkungen aus Corona und den Lock-Downs durchgeführt werden konnten.

4.3 Betriebsinvestitionen (spezifische Erweiterungsprojekte)

Die Netzausbauplanung der APG folgt, wie in Kapitel 2.6 beschrieben, dem NOVA-Prinzip. Dabei werden seitens APG verschiedene Maßnahmen zur Netzoptimierung gesetzt, um das bestehende Übertragungsnetz möglichst leistungsfähig zu halten bzw. die Leistungsfähigkeit zu steigern.

APG plant umfangreiche Erneuerungen und Investitionen in bestehende Umspannwerke und Leitungen als Betriebsinvestitionen. Überlegungen zu Verstärkungen bestehender Schaltanlagen (z.B. hinsichtlich der Kurzschlussfestigkeit oder der Nennströme) führen besonders bei alten Anlagen zu umfangreichen Ertüchtigungen, Generalsanierungen oder im Sinne einer technisch-wirtschaftlichen Optimierung immer öfter zu Ersatzneubauten. Die Betriebsinvestitionen im APG-Netz werden – neben den Erweiterungsinvestitionen der Netzausbauprojekte – zunehmende Investitionsvolumina in den kommenden Jahren erfordern. Folgende Schwerpunkte liegen dabei vor:

- Ertüchtigungsprogramm für Leitungen (Ertüchtigung für 80°-Leiterseiltemperatur) zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und als Basis für Thermal bzw. Dynamic Rating
- Seiltausch bei Leitungen mit teilweise Einsatz von modernen Seilen (z.B. TAL-Seile) bzw. Generalsanierungen/-erneuerungen von Leitungen
- Ertüchtigungen und Generalerneuerungen von v.a. 110-kV- und 220-kV-Schaltanlagen (v.a. betreffend Ertüchtigung der Kurzschluss-Festigkeit (KSE) und Nennströme) sowie zunehmend auch von 380-kV-Anlagen
- Altersbedingter Tausch von Transformatoren
- Erneuerungen der Sekundärtechnik und UW-Infrastruktur (inkl. Eigenbedarf usw.)

4.3.1 Betriebsinvestitionen für Leitungen

Folgende Betriebsinvestitionen an 110-kV-Leitungen sind in den nächsten Jahren vorgesehen:

- a) 110-kV-Ltg. Wien Südost – Ebenfurth – Ternitz
- b) 110-kV-Ltg. Ternitz – Landesgrenze Stmk.
- c) 110-kV-Ltg. St. Peter – Staatsgrenze DE/Eggfing – Passau/Ingling

4.3.2 Betriebsinvestitionen für Umspannwerke/Schaltanlagen

Auflistung von großen Betriebsinvestitionen (Generalerneuerungen) von Schaltanlagen und Umspannwerken inkl. Ertüchtigungen der Kurzschluss-Festigkeit und Nennströme bis ca. 2030/31:

- d) Lienz 220 kV, in Umsetzung
- e) Zell/Ziller (vormals Gerlos) 110 kV, Nacharbeiten
- f) Rosenau 110 kV, Nacharbeiten
- g) Ternitz 110 kV, in Umsetzung
- h) Schwabeck 110 kV, in Umsetzung
- i) Bisamberg 110 kV, in Umsetzung
- j) Dürnröhr 380 kV, in Umsetzung
- k) Wien West 110 kV
- l) Ranshofen 110 kV
- m) Großraming 110 kV
- n) Neusiedl 220 kV (Teil-Sanierung)
- o) Sarasdorf 380 kV (in Kombination mit Projekt 19-1)
- p) Westtirol 380 kV (in Kombination mit NEP-Projekt 11-9, 21-1 b.2.) und 13-2)
- q) Wien Südost 380 kV (in Kombination mit Projekt 13-6) und 220 kV
- r) Weißenbach 220 kV
- s) Hausruck 220 kV
- t) St. Peter 220 kV und 380 kV
- u) Bisamberg 380 kV
- v) Ternitz 220 kV

4.3.3 Umsetzung Thermal Rating

Auf folgenden Leitungen werden bis 2023 die Leitungsbau-technischen Voraussetzungen für einen Thermal- bzw. Dynamic-Rating Betrieb zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und (n-1)-Betriebsreserven geschaffen:

- 1) 220-kV-Leitung St. Peter – Ernsthofen
- 2) 220-kV-Leitungen St. Peter – Deutschland
- 3) 220-kV-Leitung Tauern – Weißenbach
- 4) 220-kV-Leitung Weißenbach – Hessenberg
- 5) 220-kV-Leitung Ernsthofen – Bisamberg
- 6) 220-kV-Leitung Westtirol – Zell/Zilller (Thermal-Rating Betrieb aktiv seit Feb. 2021)
- 7) 220-kV-Leitung Hessenberg – Obersielach
- 8) 380-kV-Leitung Dürnrohr – Bisamberg

Darüber hinaus werden Maßnahmen an weiteren APG-Leitungen evaluiert und abhängig von den technischen Möglichkeiten an den Bestandsanlagen ausgearbeitet. Bei Konkretisierung werden diese im folgenden Netzentwicklungsplan berücksichtigt. In der nachfolgenden Abbildung sind die in Projekte aus den Abschnitten 4.3.1, 4.3.2 und 4.3.3 graphisch dargestellt:

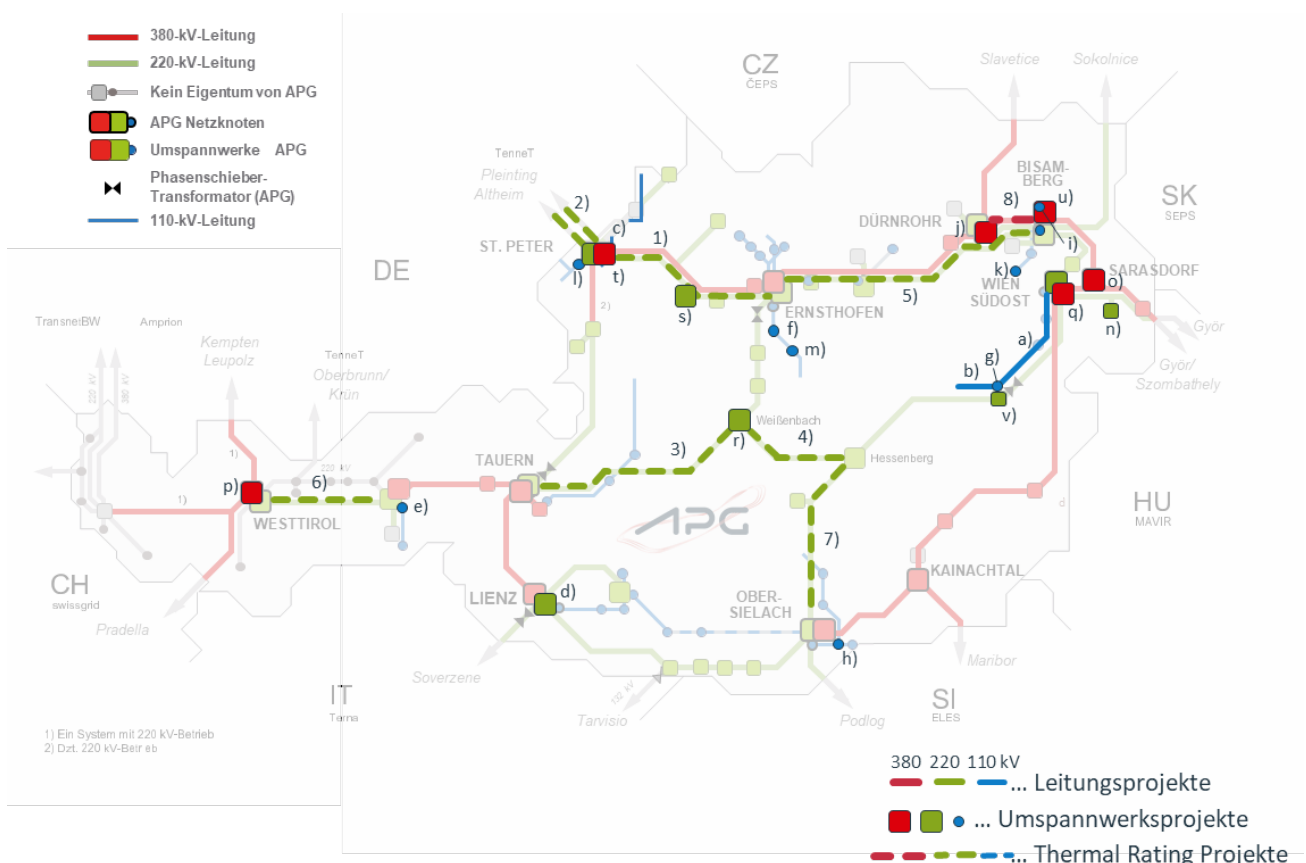


Abbildung 6: Geplante Betriebsinvestitionen (spezifische Erweiterungsprojekte) bis 2030/31 und Umsetzung von Maßnahmen an Leitungen für Thermal-Rating-Betrieb (TR) bis 2023

4.3.4 Betriebsinvestitionen teilweise als Voraussetzung für Kundenprojekte

APG forciert neben den Netzausbauten und Erweiterungsinvestitionen in der 380/220-kV-Netzebene (vgl. auch TYNDP-Projekte) zunehmend Betriebsinvestitionen und Anlagenertüchtigungen im gesamten Netz. Die Erhaltung und Steigerung der Leistungsfähigkeit des Bestandsnetzes (z.B. KS-Ertüchtigungen) in Kombination mit dem Ausbau der 380/220-kV-Netzebene **bilden eine Grundlage für weitere und neue Netzanschlüsse** der Verteilernetzbetreiber und von Kunden (z.B. Netzanschlüsse neue UWs, Kraftwerke und große Industriebetriebe) sowie für eine möglichst uneingeschränkte Netznutzung.

Zudem liegen Interaktionen und zeitliche Abhängigkeiten – insbesondere zu den benötigten Abschaltungen – für die Projektrealisierungen vor, wobei zusätzlich gemäß dem Networkcode „System Operation Guideline“¹⁶ eine 3-Jahresplanung und internationale Abstimmung von relevanten Nichtverfügbarkeiten (Abschaltungen) zu führen ist. Dabei müssen bereits in der Vorprojektphase umfangreiche Detailplanungen für die Projektumsetzung angestellt und die benötigten Abschaltungen drei Jahre im Voraus detailliert bekannt gegeben werden, wodurch jedenfalls Flexibilität in der Projektsteuerung und -abwicklung verloren geht.

Weiters stellt APG fest, dass es durch umfangreiche Ausbauten der Netzinfrastruktur in Zentraleuropa bzw. im deutschsprachigen Raum zunehmend schwierig wird, externe Anbieter für die Projektplanungen zu finden, welche die komplexen Planungen für Hochspannungsanlagen in der benötigten Qualität liefern können. Für komplexe Großprojekte und Umspannwerksprojekte ist es mittlerweile schwierig geworden qualifizierte Anlagenplaner mit freien Planungskapazitäten zu finden (vgl. auch Kapitel 6.2 – Lieferantenrisiko).

Aus den hier genannten Gründen kann es zu Verzögerungen und zeitlichen Verschiebungen der Inbetriebnahmen von Projekten und (neuen) Netzanschlüssen kommen (z.B. Netzabstützungen für Verteilernetzbetreiber, neue Kraftwerksanschlüsse etc.), auch wenn diese aus Kundensicht teilweise mit früheren Inbetriebnahmen bei APG angefragt werden.

¹⁶ VERORDNUNG (EU) 2017/1485 DER KOMMISSION vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb

4.4 Überblick über die Projekte im Netzentwicklungsplan 2021

Nachfolgend findet sich ein zeitlicher Überblick der Projekte des NEP 2021 (NEP-Projekt-Tabelle, inkl. den von APG geplanten Inbetriebnahmen und graphische Darstellungen), wobei sich das Gesamt-Investitionsportfolio der APG aus den Betriebsinvestitionen (und spezifischen Erweiterungsprojekten; vgl. 4.3) und den hier genannten Erweiterungsinvestitionen zusammensetzt. Die im Zeitraum 2022 - 2024 geplanten und genehmigten Netzerweiterungsprojekte stellen durchzuführende Investitionen iSd § 37 Abs 1 Z3 EWOOG 2010 dar (3-Jahres-Zeitraum). Für den Zeitraum 2025 bis 2031 wird ein Ausblick über die weiteren Netzprojekte – entsprechend dem aktuellen Planungsstand – gegeben. Die Darstellung der Projekte folgt der in Kapitel 1.3 getroffenen Gliederung. **Die farblich markierten Zeiträume betreffen jeweils die Umsetzungsprojekte (ohne Vorprojekte).** Insbesondere bei Leitungsgroßprojekten gilt es bereits im Vorfeld der Genehmigungsverfahren – und damit weit vor den Umsetzungsprojekten – umfangreiche Planungs- und Projektierungsarbeiten im Rahmen mehrjähriger Vorprojekte zur Erlangungen der Behördengenehmigungen durchzuführen. Dabei entstehen bereits bei den Vorprojekten erhebliche Projektkosten.

Bei Angabe von „**neues**“ **Umspannwerk (UW)** n.n. handelt es sich um „**green-field**“-**Anlagen**, welche gänzlich neu entwickelt werden, d.h. dies beginnt in der Regel mit einem Planungskonzept (Layout inkl. Leitungsanbindung) und einer Standortsuche bzw. -entwicklung. Aufgrund des mittlerweile außergewöhnlich großen Projektportfolios der geplanten Netzausbauten bis 2031 (vgl. unten Tabelle 3 und v.a. Tabelle 4: Ausbau / neue Übergabestellen zu den 110-kV-Verteilernetzbetreibern) schieben sich die IBN von neu angefragten Netzanschlüssen (v.a. green field UWs) bereits an des Ende der Dekade bis 2030. Demnach werden von APG wenn möglich **Ausbauten von bestehenden Umspannwerken** mit zusätzlichen Transformatoren forciert, die schneller und Projektressourcen-schonender umsetzbar sind.

Insgesamt ist festzuhalten, dass im Vorfeld des im Sommer 2021 in Kraft getretenen EAG massive Ausbauvorhaben an neuen **Übergabestellen und EE-Einspeisepunkten** von den 110-kV-Verteilernetzbetreibern an APG im NEP 2021 herangetragen wurden (vgl. unten Tabelle 4; VNB-Projekte, Umspannwerke). APG ist bemüht diese Kundenwünsche bestmöglich zu bedienen, allerdings stellt das nun erreichte Ausmaß APG vor umfangreiche Herausforderungen. Weiters ist festzuhalten, dass die in das APG-Netz eingespeisten zusätzlichen EE-Leistungen auch **entsprechende Übertragungskapazitäten (Leitungskapazitäten !)** im APG-Netz benötigen – siehe dazu auch **Abschnitt 5.1 im NEP 2021**.

.

Nr.	Projekte im nationalen/europäischen Interesse	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
12-15	Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 (NK St. Peter - UW Salzburg)											
14-1	110-kV-Leitung Steinach - Staatsgrenze (Prati di Vizze / IT) TINETZ	◇										
15-3	UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner	◇										
11-8	Netzraum Weinviertel (Anschluss Windkraft)		◇									
	Neues UW Zaya 380/220/110 kV		◇									
	Ausbau UW Bisamberg 380 kV		◇									
	Demontagen (220-kV-Leitung) und Nacharbeiten			◇								
14-2	Neues 220-kV-SW Weibern			◇								
11-12	Reschenpassprojekt			◇								
	Neues UW Nauders 380/220 kV			◇								
21-1	Lastflusssteuernde Elemente "CEP-70%"			◇		◇						
	a.) Netzraum Donauschiene Ost-West / Ybbsfeld / St. Peter: PST 220-kV-UW Ybbsfeld, UW St. Peter: LFL-DR 220 kV und 4. Umspanner 380/220 kV			◇		◇						
	b.) Netzraum Tirol (UW Westtirol: 3. Umspanner 380/220 kV (850 MVA))					◇						
11-10	380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter - NK Tauern					◇						
	Ausbau UW St. Peter 380 kV					◇						
	Ausbau UW Salzburg 380 kV					◇						
	Neues UW Wagenham 380/110 kV					◇						
	Neues UW Pongau 380/220/110 kV					◇						
	Adaptierungen UW Kaprun/Tauern 380 kV					◇						
	Demontagen (220-kV- und 110-kV-Leitungen) und Nacharbeiten							◇				
11-7	380-kV-Leitung St. Peter - Staatsgrenze DE (Ottenhofen/Isar)						◇					
	Ausbau UW St. Peter 380 kV						◇					
11-9	UW Westtirol: 2. Umspanner 380/220-kV (850 MVA)				◇							
19-7	Generalerneuerung 220-kV-Anlage Westtirol								◇			
14-3	220-kV-Leitung Westtirol - Zell/Ziller (Netzraum Tirol)									◇		
13-2	UW Westtirol: Umstellung Ltgs.system Memmingen (DE) auf 380 kV										◇	
19-6	Generalerneuerung 220-kV-Anlage Ernstshofen								◇			
11-11	220-kV-Anspeisung Zentralraum Oberösterreich (ZROÖ)						◇				◇	
	Neues UW Hütte Süd 220/110 kV						◇					
	Neues UW Pichling 220/110 kV							◇				
	Ausbau UW Kronstorf 380/220 kV									◇		
	Neues UW Wegscheid 220/110 kV										◇	
21-2	Neues 380-kV-SW Seyring								◇			
19-2	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Reitdorf - Weißenbach							◇				
19-3	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Lienz - Staatsgrenze IT (Soverzene)								◇			
19-4	Generalerneuerung 220-kV-Leitung Weißenbach - Hessenberg									◇		
11-14	Netzraum Kärnten (380-kV-Ringschluss)											◇

Tabelle 3: Übersicht der Projekt-Umsetzungszeiträume (Teil 1); die Raute markiert das aktuell von APG geplante Jahr der Inbetriebnahme bzw. siehe auch Projekt-Detailblätter;
grün markiert: neue Projekte des NEP 2021

Nr.	Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
11-23	Neues UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung - Kärnten Netz	IBN erfolgt										
19-5	Generalerneuerung 110-kV-Anlage Ernthofen		◇									
20-1	UW Ernthofen: Ausbau 6. 220/110-kV-Umspanner - Netz OÖ			◇								
13-6	UW Wien Südost: Ausbau 380-kV-Netzanschluss - Wiener Netze			◇								
21-3	UW Zaya: Ausbau 3. 380/110-kV-Umspanner - Netz NÖ / Windkraft-Einspeiser			◇								
17-2	UW Klaus: 220/30-kV-Netzabstützung - Netz OÖ				◇							
16-4	Neues UW Matrei: 380/110-kV-Netzabstützung - TINETZ				◇							
19-1	UW Sarasdorf: Ausbau 3. 380/110-kV-Umspanner - Netz NÖ (Windkraft)					◇						
18-2	UW Ybbsfeld: Ausbau 110-kV-Netzabstützung - Netz NÖ					◇						
21-4	UW Wagenham: Ausbau und 2. 380/110-kV-Umspanner - Netz OÖ					◇						
21-5	UW Zurndorf: Ausbau 5. 380/110-kV-Umspanner - Netz Burgenland (Windkraft, PV)					◇						
12-9	Neues UW Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung - Energienetze Steiermark (Windkraft)					◇						
18-5	Neues UW Wien Ost: 380/110-kV-Netzabstützung - Wiener Netze						◇					
20-2	Neues UW Spannberg: 380/110-kV-Netzabstützung - Netz NÖ (Windkraft; vormals "Prottes")						◇					
21-6	Neues UW Haus: 220/110-kV-Netzabstützung - Energienetze Steiermark						◇					
21-7	Neues UW Leoben: 220/110-kV-Netzabstützung - Energienetze Steiermark ("green energy hub")						◇					
18-4	Neues UW Innkreis: 220/110-kV-Netzabstützung - Netz OÖ							◇				
21-8	UW Südburgenland: Ausbau 3. und 4. 380/110-kV-Umspanner - Netz Burgenland (Windkraft, PV)							◇				
21-14	UW Wien Südost: Ausbau 4. Umspanner (380/110 kV) - Wiener Netze (Teilnetzbildung, EE)								◇			
21-9	Neues UW Prottes: 380/110-kV-Netzabstützung - Netz NÖ (Windkraft, PV)									◇		
21-10	Neues UW Mattersburg: 380/110-kV-Netzabstützung - Netz Burgenland (Windkraft, PV)									◇		
21-11	Neues UW Trumau: 380/110-kV-Netzabstützung - Wiener Netze (Windkraft, PV)									◇		
Nr.	Netzanschlussprojekte für Kraftwerke und Kunden	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
14-5	110-kV-Leitung Obersielach - Schwabeck (Netzanschluss Windkraft)					◇						
14-4	UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe (Netzanschluss Windkraft)								◇			
21-12	Umstrukturierung 110-kV-Netz Reißbeck / Malta				◇							
11-24	Neues SW Molin: Netzanschluss Energiespeicher Bernegger (220 kV)					◇						
21-13	UW Kaprun: Netzanschluss PSP-KW Limberg 3 (380 kV)					◇						

Tabelle 4: Übersicht der Projekt-Umsetzungszeiträume (Teil 2); die Raute markiert das aktuell von APG geplante Jahr der Inbetriebnahme (bei optimalem Projektverlauf) bzw. siehe auch Projekt-Detailblätter; grün markiert: neue Projekte des NEP 2021

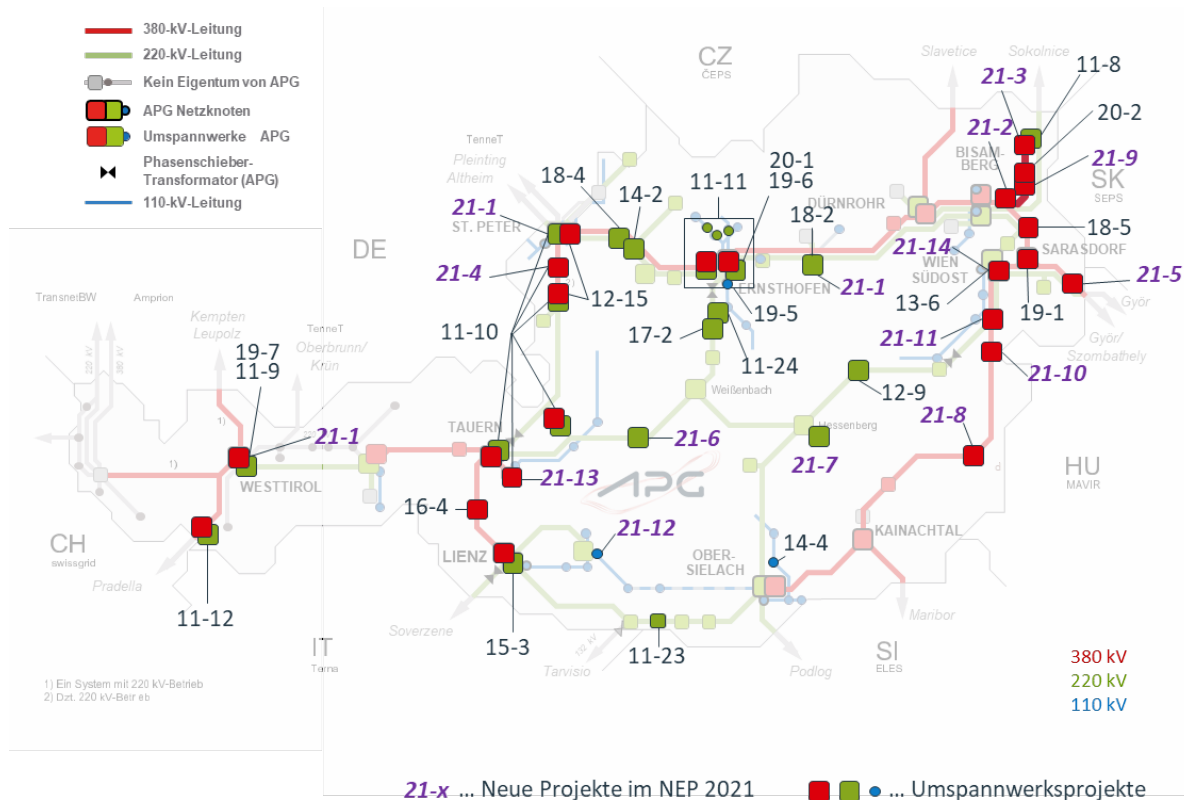


Abbildung 7: NEP-Projekte 2021: APG-Umspannwerke

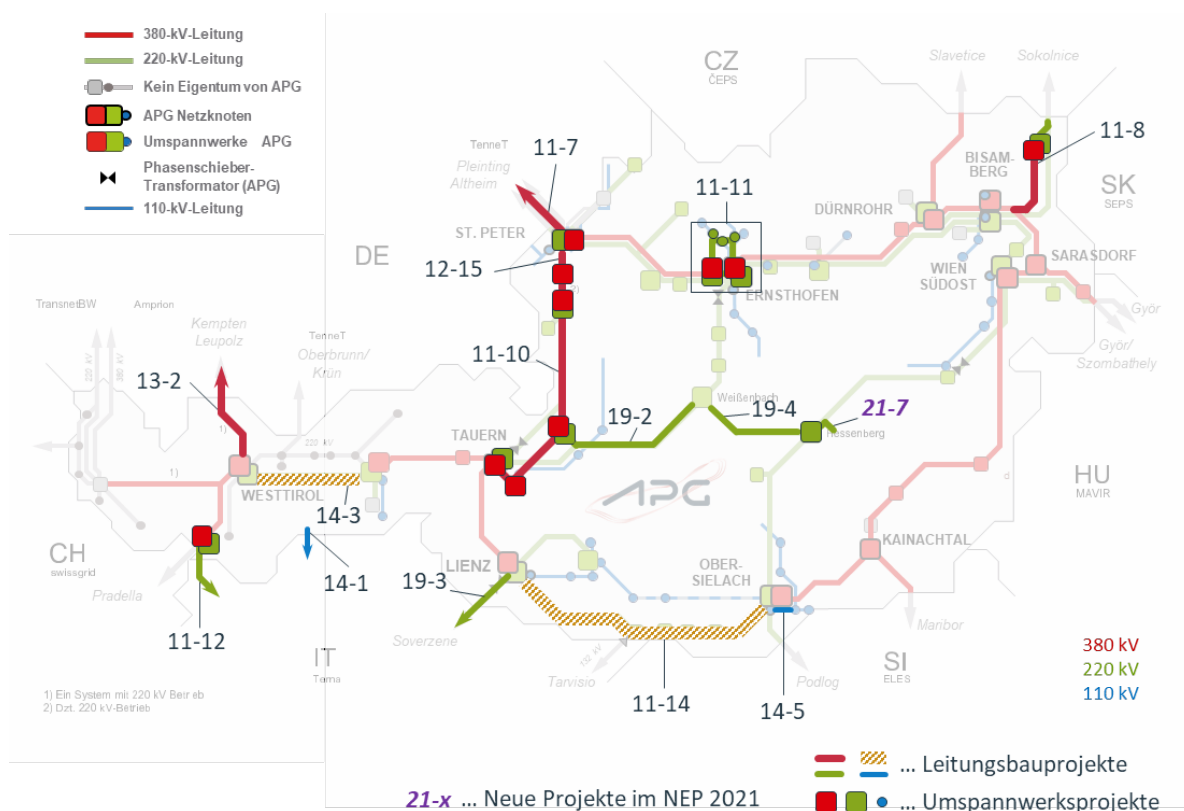


Abbildung 8: NEP-Projekte 2021: Leitungsgroßprojekte von APG

4.5 Detailbeschreibung der bereits genehmigten Projekte (NEP 2011-2020)

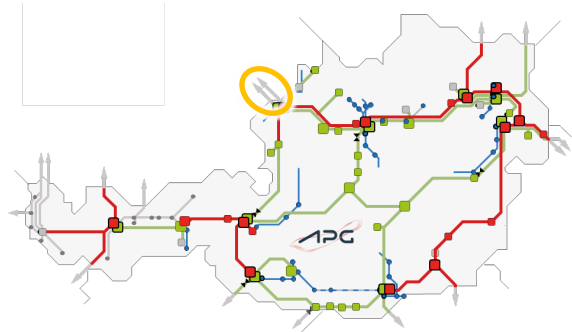
Die im gegenständlichen Kapitel dargestellten Projekte wurden bereits von ECA durch die entsprechenden Bescheide zu den folgenden Netzentwicklungsplänen genehmigt:

- NEP 2011; Bescheid am 16.12.2011
- NEP 2012; Bescheid am 29.11.2012
- NEP 2013; Bescheid am 02.12.2013
- NEP 2014; Bescheid am 27.11.2014
- NEP 2015; Bescheid am 27.11.2015
- NEP 2016; Bescheid am 23.11.2016
- NEP 2017; Bescheid am 15.11.2017
- NEP 2018; Bescheid am 15.11.2018
- NEP 2019; Bescheid am 22.11.2019
- NEP 2020; Bescheid am 19.11.2020

Die folgenden Projektinformationen entsprechen dem Planungsstand gemäß der Angabe am Titelblatt des NEP.

4.5.1 380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Ottenhofen/Isar)

Projektnummer: 11-7	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2026
Auslöser und technische Notwendigkeit Durch den massiven Ausbau der Erneuerbaren im Norden Europas (insbesondere Windkraft) hat sich der Energieaustausch zwischen Österreich und Deutschland intensiviert. Durch die steigenden Importe der österreichischen Bilanzgruppen und der entstehenden Interaktion mit den österreichischen Pumpspeicherkraftwerken kommt es zu steigenden Netzbelastungen an den 220-kV-Kuppelleitungen in St. Peter. Die beiden 220-kV-Leitungen von St. Peter nach Bayern/DE wurden bereits 1941 (Simbach/Altheim) bzw. 1966-1969 (Pirach/Pleinting) errichtet. Die damals getroffenen Auslegungen der Leitungskapazitäten erfüllen die heutigen Anforderungen nicht mehr. Die Übertragungskapazitäten sind zunehmend ausgeschöpft, wodurch in diesem Netzbereich vermehrt international koordinierte Engpassmanagement-Maßnahmen nötig sind. Durch den absehbaren weiteren Ausbau der Erneuerbaren in (Nord-)Europa sind weiter steigende Lastflüsse auf den Kuppelleitungen zu erwarten. Die derzeitigen Maßnahmen werden mittelfristig nicht mehr		



ausreichen, um die (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten.

Der deutsche Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH und APG planen daher einen 380-kV-Ersatzneubau vom Netzknoten St. Peter zum deutschen Netzknoten Altheim, sodass eine leistungsstarke Netzverbindung entsteht. Die 380-kV-Deutschlandleitung unterstützt die Interaktion zwischen den Erneuerbaren und den Pumpspeicherkraftwerken in Österreich, erhöht die Kuppel- und Marktkapazität und führt somit insgesamt zum optimierten Kraftwerkseinsatz inkl. Bedarfsdeckung (ökonomisch und ökologisch).

Projektbeschreibung und technische Daten

Für die Erhöhung der Kuppelkapazität wird zwischen Deutschland und Österreich eine neue 380-kV-Leitung errichtet (im Abschnitt auf deutschem Staatsgebiet ist TenneT TSO GmbH Projektwerber des 380-kV-Projekts). Die beiden bestehenden 220-kV-Leitungen werden, nach der Inbetriebnahme der Deutschlandleitung, auf österreichischer Seite bis zur Staatsgrenze schrittweise demontiert.

- | | |
|---|-----------|
| • Spannung | 380 kV |
| • Leitungslänge in AT (NK St. Peter – Staatsgrenze) | rd. 3 km |
| • Gesamte Leitungslänge (AT und DE) | rd. 89 km |

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

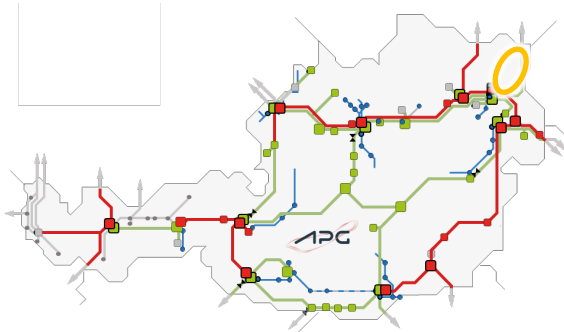
Die 380-kV-Deutschlandleitung erlaubt eine flexible, marktorientierte Interaktion von österreichischen Bilanzgruppen (inkl. Pumpspeicherkraftwerke) mit EE-Einspeisern und Kunden im Norden Europas. Zusätzlich erfolgt eine Steigerung der Versorgungs- und Systemsicherheit und durch die höhere Spannungsebene werden die Übertragungsverluste reduziert (bei gleichen Transportmengen um etwa ein Drittel).

Weitere Projektinformationen

- PCI-Projekt
- positiver UVP-Bescheid in der ersten Instanz, Baubeginn für den Leitungsteil ist erfolgt
- ENTSO-E TYNDP 2020 Projekt 313 bzw. 187
- Deutschland Netzentwicklungsplan Strom 2035 (P67 bzw. P112)
- Durch Verzögerungen im Genehmigungsfortschritt auf deutscher Seite bzw. bei TenneT IBN nunmehr für 2026 erwartet

4.5.2 Netzraum Weinviertel

Projektnummer: 11-8	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: UW / Leitungen	Gepl. IBN: 2022
Auslöser und technische Notwendigkeit Die bestehende 220-kV-Freileitung von Bisamberg Richtung Staatsgrenze (Sokolnice) wurde teilweise in den Kriegsjahren bzw. danach errichtet und 1958 in Betrieb genommen. Sie führt durch das östliche Weinviertel, in dem ein starker Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern erfolgt (v.a. Windkraft). Basierend auf dem EAG und Projektinformationen ist im Jahr 2022 mit einer Gesamtleistung von bis zu 1200 MW zu rechnen. Zudem bestehen entsprechende Potentiale für einen Zubau von Photovoltaikanlagen. Mit der vorhandenen Leitungskapazität sind der Anschluss der im Weinviertel geplanten Windparks bzw. die Netzeinspeisung nicht möglich. Die bestehende 220-kV-Leitung bietet keine Potentiale und Möglichkeiten, die absehbaren und zukünftigen Entwicklungen im Weinviertel zu bedienen. Zusätzlich wäre die bestehende 220-kV-Leitung alters- und zustandsbedingt einer umfangreichen Generalsanierung zu unterziehen. Projektbeschreibung und grundlegende Daten Um die Netzeinbindung der erneuerbaren Energieträger zu ermöglichen, sind die Übertragungsnetzinfrastruktur im östlichen Weinviertel zu verstärken (Ersatzneubau) und Umspannwerke auszubauen. Dazu sind eine neue 110-kV-Netzabstützung im nördlichen Weinviertel mit dem UW Zaya und eine neue 220-kV-Leitungsanbindung bis zur Staatsgrenze geplant. Der Ersatzneubau der APG-Weinviertelleitung wird bis Sommer 2022 zu einem 380/110-kV-Netzkonzept führen. Als kurzfristig umsetzbare Maßnahme zur Erhöhung der Einspeisekapazität für die Windkraftanlagen wurden die NEP-Projekte 12-6 und 13-3 (3. und 4. 380/110-kV-Transformator mit je 300 MVA im UW Bisamberg) bereits in Betrieb genommen. Diese ermöglichten den Netzanschluss von insgesamt max. 900 MW Windkraft im Weinviertel. Im Anschluss an die Inbetriebnahme der APG-Weinviertelleitung erfolgt die Demontage der bestehenden 220-kV-Leitung von Bisamberg bis zur Staatsgrenze. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Die Übertragungskapazitäten im Weinviertel werden verstärkt, wodurch der Netzanschluss bzw. Netzzugang der geplanten Windkraftanlagen sowie anderer Erneuerbarer (z.B. PV) ermöglicht wird. Dies ist im Sinne der österreichischen und der europäischen Klima- und Energiestrategie sowie des EAG. Darüber hinaus können durch die Netzverstärkung die		



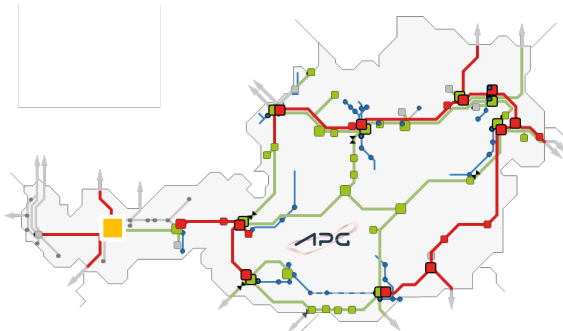
erwarteten Verbrauchssteigerungen abgedeckt sowie die Versorgungssicherheit und -qualität im Weinviertel erhöht werden.

Weitere Projektinformationen

- ENTSO-E TYNDP 2020 Projekt 186
- Positiver UVP-Bescheid und rechtskräftiges BVwG-Erkenntnis
- Baubeginn ist Ende Q2/2019 erfolgt, Umsetzung verläuft planmäßig
- Möglicher 3. 380/110-kV-Umspanner im UW Zaya, siehe Projekt 21-3

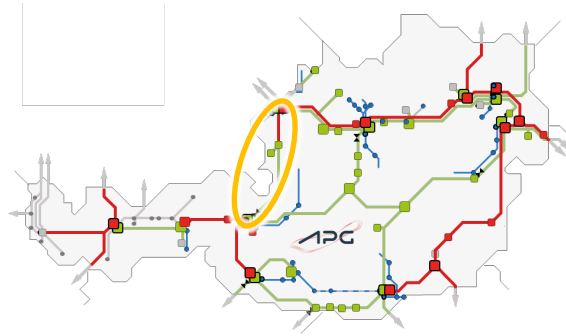
4.5.3 UW Westtirol: Zweiter 380/220-kV-Umspanner

Projektnummer: 11-9	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2024/25
Auslöser und technische Notwendigkeit Ausgelöst durch geplante Erzeugungsanlagen im Westen Österreichs, durch erhöhte Interaktion mit dem europäischen Umfeld (Deutschland, Schweiz, Frankreich, Italien) sowie die allgemeine Laststeigerung, kommt es vermehrt zu hohen Belastungen des bestehenden 380/220-kV-Umspanners (1000 MVA) in Westtirol. Es kommt bei Nichtverfügbarkeiten und Ausfällen von Leitungen im südbayerischen und baden-württembergischen Raum zu (n-1)-Verletzungen, welche vermehrt nur mit Engpassmanagementmaßnahmen abgewendet werden können. Ebenso kommt es bei Ausfall der Trafobank zu unzulässig hohen Leistungsflüssen im süddeutschen Hochspannungsnetz. Durch bereits gestiegene und zukünftig erhöhte Belastungen (z.B. durch Pumpspeicherkraftwerke in Österreich sowie in der östlichen Schweiz) und durch Ost-West-Leistungsflüsse im Inntal bedarf es der Erhöhung der Übertragungskapazität bzw. der (n-1)-Sicherheit. Projektbeschreibung und technische Daten Die technische Ausgestaltung des Projekts wird im Rahmen eines Vorprojekts ausgearbeitet. Neben den erhöhten Anforderungen an die Übertragungskapazitäten führen Kraftwerksprojekte, die stärkere Vermaschung im Übertragungsnetz und Einflüsse aus benachbarten Netzen zu einer Erhöhung der Kurzschlussleistung. Daher sind (auch altersbedingt) Ertüchtigungen der 380-kV- und 220-kV-Schaltanlagen notwendig. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Ermöglichen des (n-1)-sicheren Transportes infolge stetig steigender Leistungsflüsse in Ost-West-Richtung im Bereich des Inntales sowie durch neue und zukünftige Erzeugungsanlagen (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) in Österreich sowie Entwicklungen des energiewirtschaftlichen Umfelds in benachbarten Netzbereichen • Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und (n-1)-Reserve im Westen Österreichs Weitere Projektinformationen • ENTSO-E TYNDP2020 Projekt 1054 • Teil des Projektes PCI 3.1.4 • Projektabwicklung in Kombination mit der Generalerneuerung der 220-kV-Anlage (vgl. NEP-Projekt 19-7) und NEP-Projekt 21-1 Teil b.2.		



4.5.4 380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK Tauern

Projektnummer: 11-10	Netzebene: 1, 2, 3	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220/110 kV	Art: neue Leitung / UWs	Gepl. IBN: 2025
Auslöser und technische Notwendigkeit Die 380-kV-Salzburgleitung verbindet als überregionales Leitungsprojekt den Netzknoten St. Peter in Oberösterreich und den Netzknoten Tauern in Salzburg. Der Engpass auf der bestehenden 220-kV-Leitung wird durch die 380-kV-Salzburgleitung beseitigt. Die Salzburgleitung ist ein wesentlicher Schritt zur Realisierung des 380-kV-Rings – dem Rückgrat der Stromversorgung in Österreich – und das zentrale Netzausbau-Projekt der APG. Die Netzknoten im 380-kV-Ring ermöglichen durch ankommende bzw. abgehende 380-kV-Leitungen eine redundante Anbindung und mit den Kuppelleitungen zu den Nachbarländern die Integration in das europäische Höchstspannungsnetz. Die Salzburgleitung hat in diesem Netzsystem höchste Bedeutung für die nationale und regionale Versorgungssicherheit sowie für die Realisierung der österreichischen Energiestrategie und das Erreichen der Klimaschutzziele, da diese ein leistungsfähiges Übertragungsnetz erfordern. Aus energiewirtschaftlicher Sicht werden über die Salzburgleitung die im Süd-Westen gelegenen Speicherkraftwerke mit österreichischen und europäischen Windenergiestandorten sowie Verbraucherzentren verbunden sowie neue leistungsstarke Pumpspeicherkraftwerk-sprojekte in der Region ermöglicht. Durch die Einbindung von 380/110-kV-Umspannwerken und mit den aktuellen energiewirtschaftlichen Entwicklungen muss zukünftig die (n-1)-sichere Anbindung der Verteilernetze in Oberösterreich und Salzburg gewährleistet werden. Mit der Salzburgleitung wird die regionale Versorgungssicherheit verbessert und ein leistungsfähiger Zugang für Verbraucher und Kraftwerke im Verteilernetz zum europäischen Strommarkt ermöglicht. Aus netzbetrieblicher Sicht ist die leistungsfähige Anbindung der Speicherkraftwerke zur Netzregelung sowie zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie (Beispiel Windkraft) und für die Netzaufbau- und Wiederversorgungskonzepte im Falle von großen Netzstörungen von großer Bedeutung.		



Projektbeschreibung und technische Daten

Das Projekt sieht die Errichtung einer zweisystemigen 380-kV-Freileitung zwischen dem Netzknoten St. Peter und dem Netzknoten Tauern vor. In diesen Leitungszug werden mehrere Umspannwerke für die Anspeisung der regionalen Verteilernetze integriert:

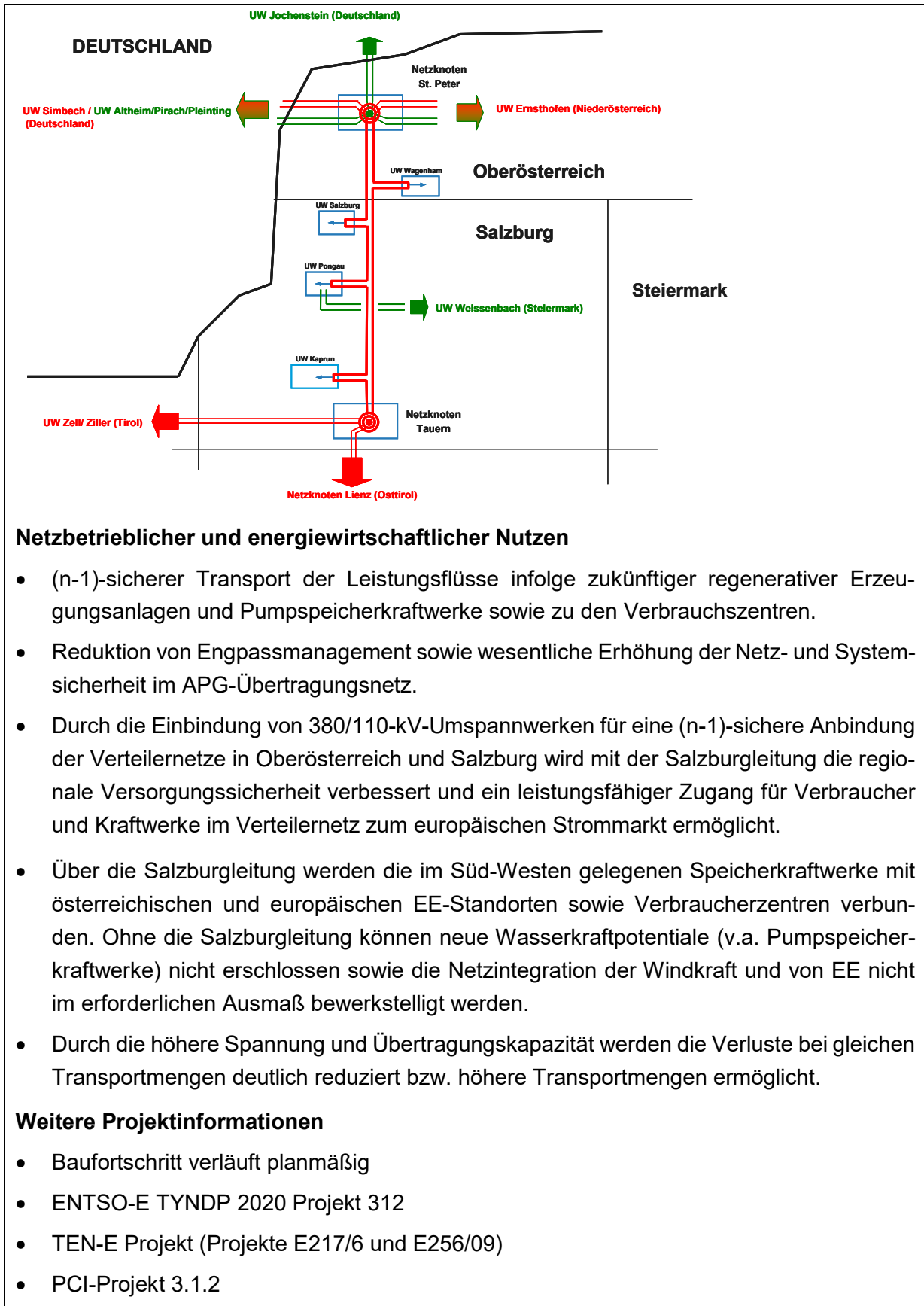
- UW Wagenham zur Anspeisung des Verteilernetzes der Netz OÖ
- UW Salzburg zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz im Großraum Salzburg
- UW Pongau zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz im Pongau
- UW Kaprun zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz im Süd-Westen von Salzburg und Anbindung der Kraftwerksgruppe Kaprun/Limberg in den UWs Tauern/Kaprun
- Adaptierungen an den 380-kV-Bestandsanlagen in UW Kaprun/Tauern

Weitere Projektdaten:

- Gesamtlänge (380-kV-Ltg.): ca. 174 km, davon ca. 128 km Neubau; 46 km Leitung zwischen NK St. Peter und UW Salzburg bereits in Betrieb mit 220 kV
- Leitungskoordinierung: Umfangreiche Mitführungen von 110-kV-Systemen und Koordinierungen mit Salzburg Netz GmbH/Salzburg AG
- Demontagen: Umfangreiche Demontagen von 220-kV- und 110-kV-Leitungen, in Summe ca. 256 km (64 km im Abschnitt NK St. Peter – UW Salzburg bereits demontiert)

Die Salzburgleitung ist ein sehr umfangreiches und komplexes Projekt, das neben dem 380-kV-Ringschluss im Übertragungsnetz zwischen den Netzknoten St. Peter und Tauern durch neue Umspannwerke für die Anspeisung der Verteilernetze die regionale Stromversorgung strukturell bedeutend verbessert. Dies betrifft insbesondere das Verteilernetz von Salzburg Netz, das durch mehrfache 110-kV-Mitführungen und Neuerrichtungen von 110-kV-Netzteilen eine wesentliche strukturelle Veränderung und einen für die zukünftigen Anforderungen entsprechenden Ausbau erfährt. Diese Vorhaben sind mit Salzburg Netz im Leitungskoordinierungsvertrag vereinbart und teilweise auch Bestandteil des UVP-pflichtigen Projektes, andere Vorhabensteile werden in eigenständigen Verfahren genehmigt und zeitlich abgestimmt umgesetzt. Weiters werden Rückbauten auf der 220-kV-Ebene ermöglicht, da die dzt. Leitung Weißenbach (Steiermark) – Tauern künftig über den „Einbindepunkt“ Reitdorf im UW Pongau endet.

Die folgende Abbildung zeigt die 380-kV-Systemführung der Salzburgleitung Netzknoten St. Peter – Netzknoten Tauern:



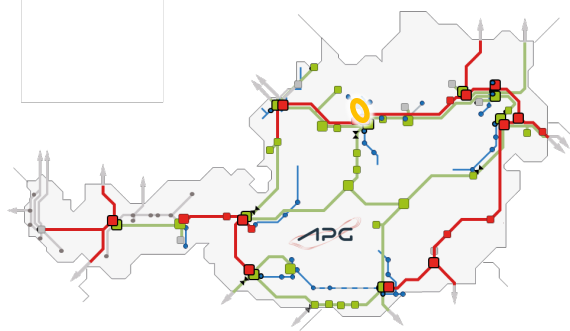
- Die Salzburgleitung ist rechtskräftig genehmigt. Die UVP-Genehmigung wurde im Dezember 2015 von der Salzburger Landesregierung erteilt. Das Bundesverwaltungsgericht hat mit Erkenntnis vom 26.02.2019 die UVP-Genehmigung bestätigt. Den eingebrachten Revisionen wurde vom BVwG keine aufschiebende Wirkung zuerkannt – daher konnte der Baubeginn rechtmäßig mit 1.10.2019 erfolgen.
- Am 20.10.2020 wurde das Erkenntnis des VwGH vom 15.10.2020, Ro 2019/04/0021 ua, zugestellt. In diesem Erkenntnis wurden die Revisionen als unbegründet abgewiesen. Somit sind alle höchstgerichtlichen Verfahren abgeschlossen und der UVP-Genehmigungsbescheid für die 380-kV-Salzburgleitung wurde bestätigt. Es sind keine weiteren ordentlichen und außerordentlichen Rechtsmittel zulässig.
- Der Teilabschnitt Netzknoten St. Peter – UW Salzburg wurde bereits Anfang 2011 mit 220-kV in Betrieb genommen, wird jedoch durch das Projekt 380-kV-Salzburgleitung in Teilbereichen abgeändert bzw. auf 380-kV-Betrieb umgestellt.

4.5.5 220-kV-Anspeisung Zentralraum Oberösterreich

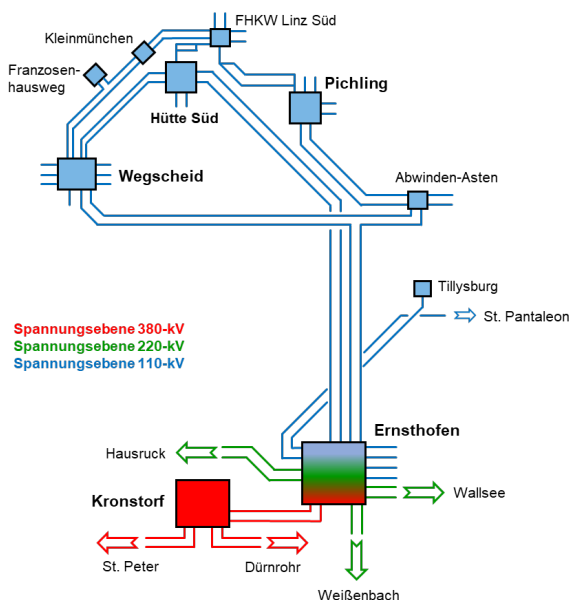
Projektnummer: 11-11	Netzebene: 1, 2, 3	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: neue Leitungen / UWs	Gepl. IBN: 2026 - 2030

Auslöser und technische Notwendigkeit

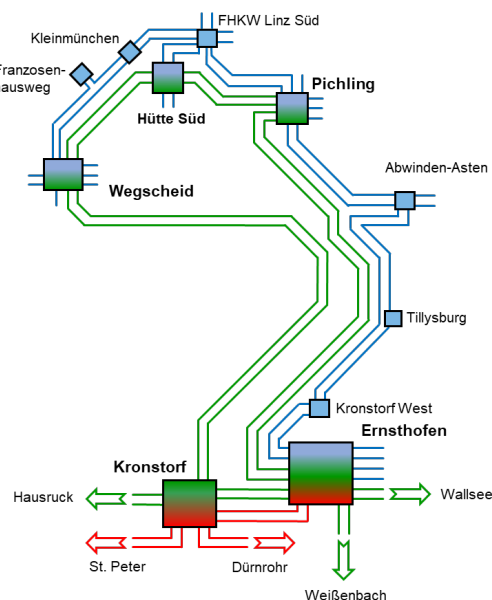
- Erreichen der (n-1)-Grenzen der 110-kV-Anspeisungen des Zentralraumes Oberösterreich (zweitgrößter Lastknoten in AT mit rd. 1 GW Leistungsbezug)
- Aufgrund hoher Kurzschlussleistungen in den Netzknoten bzw. Umspannwerken und um das 110-kV-Schutzkonzept weiterhin sicher und zuverlässig im Sinne höchster Versorgungssicherheit betreiben zu können, sind 110-kV-Teilnetzbildungen im Zentralraum Oberösterreich erforderlich
- Ausbaupläne/Leistungserhöhungen und Dekarbonisierung der Industrie (zB. voestalpine)
- Absicherung der Versorgungszuverlässigkeit und Leistungsbereitstellung für stetig steigende Netzlasten (öffentlicher Bezug) und für Kraftwerks- bzw. EE-Einspeisungen
- Voraussetzung für die Realisierung weiterer 110-kV-Projekte entsprechend dem Stromnetz-Masterplan Oberösterreich (durch mögliche Teilnetzbildungen)



Projektbeschreibung und technische Daten



Ist-Ausbauzustand Zentralraum OÖ



Geplanter Ziel-Ausbauzustand 2030

Das Ausbaukonzept bezieht sich auf die zwischen den Projektpartnern APG, Netz Oberösterreich GmbH (Netz OÖ) und LINZ NETZ GmbH (LN) abgestimmte Netzentwicklung für den Zentralraum Oberösterreich. Dieses stellt nunmehr ein netztechnisches Gesamtkonzept mit einem 220-kV-Ringschluss zwischen den Umspannwerken Ernsthofen – Pichling – Hütte Süd (voestalpine) – Wegscheid – Kronstorf dar, dessen Umsetzung schrittweise geplant ist:

- Entwicklung eines 220-kV-Leitungsringes im Großraum Linz mit getrennter Anspeisung aus den APG-Netzknoten (380/220-kV) Ernsthofen und Kronstorf mit Ausbau von 220/110-kV-Umspannungen in den UW Pichling und Wegscheid; Ersatzneubau der derzeitigen 110-kV-Anspeiseleitungen als 220-kV-Leitungen von Ernsthofen/Kronstorf bis in den Bereich der Autobahnkreuzungen und Umstellung von bereits für 220 kV errichtete Leitungsabschnitte auf 220-kV-Betrieb. Errichtung eines 220/110-kV-Anspeiseknotens „Hütte Süd“ für voestalpine und den zentralen Netzraum.
- Trennung des 110-kV-Netzes im Zentralraum Oberösterreich in zwei Teilnetze aufgrund der erhöhten Kurzschlussleistung und um das 110-kV-Schutzkonzept weiterhin sicher und zuverlässig im Sinne höchster Versorgungssicherheit betreiben zu können
- Leitungslängen: ca. 45 km mit großteils Nutzung bestehender Trassen sowie Rückbauten von 110-kV-Leitungen

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Auflösung der dzt. bestehenden 4-fach-Leitung (rd. 2 km im Bereich Golfplatz Tillysburg) in den Zentralraum Oberösterreich. Schaffung eines 220-kV-Ringes zur redundanten Anspeisung der Umspannwerke des Zentralraumes Oberösterreich aus dem Übertragungsnetz der APG
- Auftrennung des 110-kV-Teilnetzes „OÖEH“ aus Ernsthofen; dadurch können die Kurzschlussleistungen gesenkt und die Versorgungssicherheit zukünftig sicher und zuverlässig gewährleistet werden

Weitere Projektinformationen

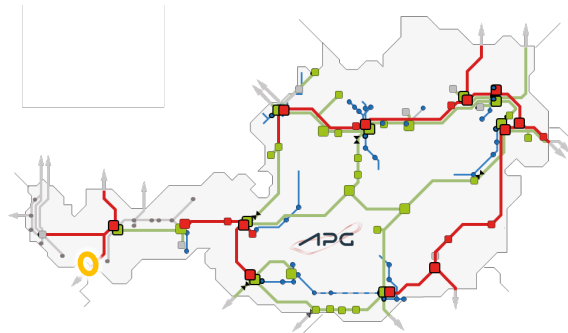
- Abgestimmtes netztechnisches Konzept der drei Netzbetreiber und Gemeinschaftsprojekt von APG, Netz OÖ und LINZ NETZ sowie mit Einbeziehung von voestalpine
- Aufgrund des Projektumfanges (v.a. der Umspannwerke) und der weitgehenden Nutzung der bestehenden Trassen liegt ein sehr komplexes Projekt vor, wobei in den Umbauphasen (d.h. in den Zeiträumen der Abschaltungen) die Versorgung / Anspeisung des ZROÖ weiterhin sichergestellt werden muss
- UVP-Feststellungsantrag und Vorarbeitenbescheide vorliegend
- Start des UVP-Verfahrens im Herbst 2021
- TOP-Projekt des Stromnetz-Masterplan Oberösterreich „Netzabstützung Zentralraum Oberösterreich“ (Projekt Nr. 4) und wesentliche Voraussetzung für die Realisierungsmöglichkeit weiterer Projekte des Stromnetz-Masterplans Oberösterreich 2028 zur Bildung von 110-kV-Teilnetzen (vgl. Projekte 9 a-c, 10, 11, 12, 13 a-b und 14 – v.a. 110-kV-Kabelprojekte im Linzer Raum); siehe auch: <https://www.land-oberoesterreich.gv.at/187716.htm>

4.5.6 Reschenpassprojekt (neues UW Nauders)

Projektnummer: 11-12	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2023

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die derzeit bestehende Verbindungsleitung der APG zwischen Österreich (Lienz) und Italien (Soverzene) ist den Anforderungen des heutigen europäischen Strommarktes weitaus nicht mehr gewachsen. Die zunehmende Wasserkrafterzeugung in der westlichen Alpenregion Österreichs (vorwiegend Pumpspeicherkraftwerke), der weitere Ausbau der Windenergie im Norden Europas



und die energiewirtschaftlichen Entwicklungen Italiens (inkl. massiven EE-Ausbauten) erfordern höhere Kapazitäten nach Italien. Durch eine neue Verbindung im Raum Nauders nach Premadio (bzw. Lombardia Region) kann eine weitere Kuppelleitung zwischen den Übertragungsnetzen von Terna und APG mit einer zusätzlichen Kapazität geschaffen werden.

Im Zusammenhang mit dem Projekt wird für das Verteilernetz von TINETZ eine neue Mspgs.-Netzabstützung zur Verbesserung der lokalen Versorgungssicherheit für den Raum Nauders geplant.

Projektbeschreibung und technische Daten

- Das Projekt von APG umfasst das neue 380/220-kV-Umspannwerk „Nauders“ inkl. Phasenschieber-Transformator (220/220 kV) und eine 220-kV-Kabelverbindung bis zur Staatsgrenze am Reschenpass bzw. nach IT
- Anbindungspunkt für das Umspannwerk ist die bestehende 380-kV-Leitung Westtirol – Pradella (CH) im Bereich der Staatsgrenze AT/CH/IT
- Auf italienischer Seite erfolgt in der Lombardia Region die Einbindung in das bestehende 220-kV-Netz von Terna im UW Gorenza

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Der Ausbau internationaler Verbindungsleitungen trägt wesentlich zur Versorgungssicherheit bei und kommt den europäischen Interessen zur Marktentwicklung nach. Es ergeben sich durch die zusätzliche Kuppelkapazität zwischen Österreich und Italien positive Effekte auf die verbundenen Strommärkte und die Marktintegration.

Weiters wird mit Realisierung einer Netzabstützung für TINETZ die regionale Versorgungssicherheit im Verteilernetz bedeutend erhöht. Mit dem Reschenpassprojekt kann für den Zeitraum der nötigen Generalerneuerung der 220-kV-Leitung Lienz – Soverzene (vgl. NEP-Projekt 19-3) eine adäquate Marktkapazität nach Italien sichergestellt werden.

Weitere Projektinformationen

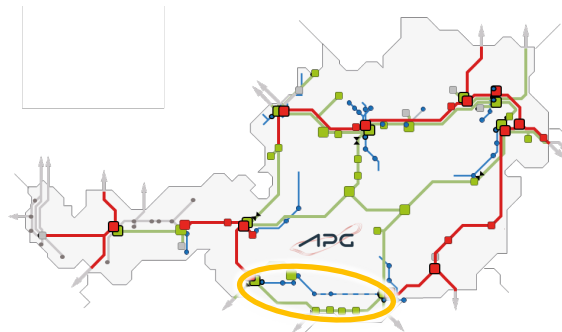
- ENTSO-E TYNDP 2020 Projekt 26
- Cooperation Agreement wurde im Dez. 2017 zwischen Terna und APG abgeschlossen
- Alle erforderlichen Genehmigungen liegen in Österreich und in Italien vor
- Bauvorbereitende Maßnahmen wurden im Sommer 2020 gestartet, Umsetzung läuft planmäßig

4.5.7 Netzraum Kärnten

Projektnummer: 11-14	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Leitung / UWs	Gepl. IBN: 2031/32

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Österreich und Europa, Potentiale für zukünftige Pumpspeicherkraftwerke sowie die massiven EE-Ausbauten (inkl. Netzregelung und Speicherung) sowie eine bessere Abstützung des 110-kV-Netzes von Kärnten Netz (KNG) erfordern eine Verstärkung des Übertragungsnetzes im Raum Kärnten und den 380-kV-Ringschluss in Österreich.



Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

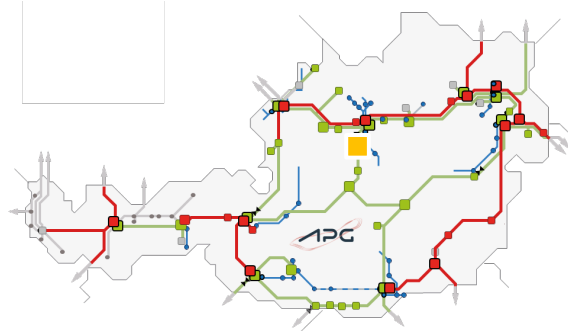
Mit der Verstärkung des Netzraumes Kärnten kann der 380-kV-Ring in Österreich vollendet werden und es kommen alle damit verbundenen Vorteile zum Tragen. Die Versorgungssicherheit in Kärnten und im Süden Österreichs kann langfristig gewährleistet werden. Mit dem 380-kV-Ringschluss wird eine redundante Verbindung der EE-Einspeisезentren im Osten Österreichs (v.a. Windkraft, PV) und den Lastzentren mit den Pumpspeicherkraftwerken im Zentralalpenraum erreicht. Der 380-kV-Ringschluss ist für die Netzintegration der EE und die Erreichung der Klima- und Energiestrategie der österreichischen Bundesregierung erforderlich, und dessen Notwendigkeit wird im Kärntner Regierungsprogramm 2018-2023 ebenfalls genannt.

Weitere Projektinformationen

- 380-kV-Ringschluss in Österreich
- ENTSO-E TYNDP 2020 Projekt 1052

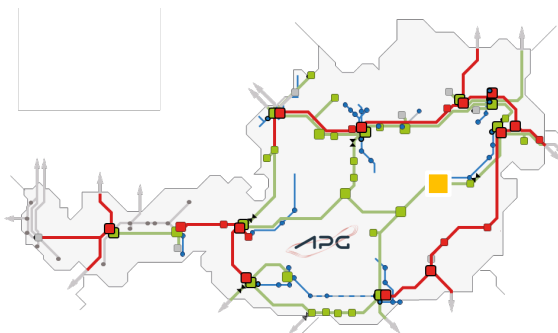
4.5.8 Neues SW Molln: Energiespeicher Bernegger

Projektnummer: 11-24	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2025
Auslöser und technische Notwendigkeit Netzanschlusses für die Einbindung des geplanten Wasserspeicherkraftwerk Pfaffenboden (Energiespeicher Bernegger). Projektbeschreibung u. techn. Daten Das UW Molln wurde als zweisystemige Einschleifung in die 220-kV-Leitung Ernsthofen – Pyhrn/Weissenbach projektiert. Daten Kraftwerk: • Engpassleistung Turbinenbetrieb elektrisch: 300,0 MW • Leistungsaufnahme Pumpbetrieb elektrisch: 326,4 MW • Maximale / minimale Rohrfallhöhe: 654 / 610,5 m • Die Anbindung der Maschinensätze an das 220-kV-Netz erfolgt über Mittelspannungsvollumrichter und Transformatoren Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Der energiewirtschaftliche Nutzen des PSKW ist, gemäß den Angaben des Projektwerbers, den Anforderungen des Elektrizitätsmarktes zukunftsorientiert nachzukommen. Neben der Deckung des steigenden Strombedarfes ist aus den Gegebenheiten des Elektrizitätsmarktes ein markant steigender Bedarf an regulativen Kraftwerkskapazitäten abzuleiten. Einerseits ist dies durch den wachsenden Anteil geänderter Erzeugungsformen (z.B. Windkraftwerke) gegeben, andererseits erfordern ausgeprägte Lastprofile des Verbrauchs eine erhöhte Flexibilisierung leistungsstarker Erzeugungseinheiten. Insbesondere die verstärkte Nutzung der Windenergie in Europa, und in zunehmendem Maße auch in Österreich, erfordert Kraftwerke und zugehörige Umspannwerke, welche die Erzeugungsschwankungen derartiger Anlagen kompensieren. Die Einspeisecharakteristik dieser Anlagen ist durch eine systembedingt höhere Volatilität gekennzeichnet und verursacht einen Mehrbedarf an Ausgleichsenergie. Das Gesamtvorhaben erfüllt genau diese Anforderung nach zusätzlichen regulativen Kraftwerkskapazitäten beziehungsweise erhöhter Bereitstellung von Ausgleichsenergie infolge geänderter Erzeugungsformen und ausgeprägter Lastprofile des Verbrauchs. Durch Einsatz der Vollumrichter kann vollflexibel und bedarfsorientiert der Einsatz im Pumpbetrieb (Energieaufnahme) oder im Turbinenbetrieb (Stromproduktion) erfolgen. Das Gesamtprojekt ist in der Lage, stabilisierend zu wirken und leistet somit einen Beitrag zur Stromversorgungssicherheit. Weitere Projektinformationen • Neues Umspannwerk (green field) • Die 220-kV-Schaltanlage (Netzanschluss) wurde als GIS-Anlage neu projektiert. Die StWG-rechtliche Genehmigung erfolgte mit Bescheid vom 30.09.2020.		

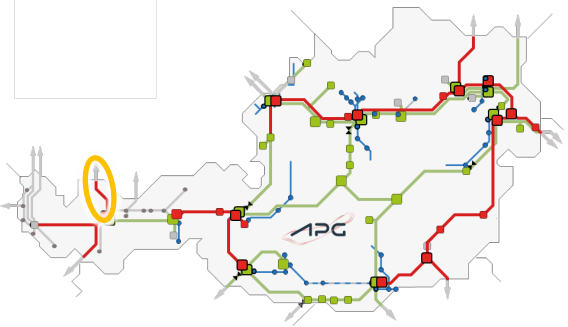


4.5.9 Neues UW Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung – Energienetze Steiermark

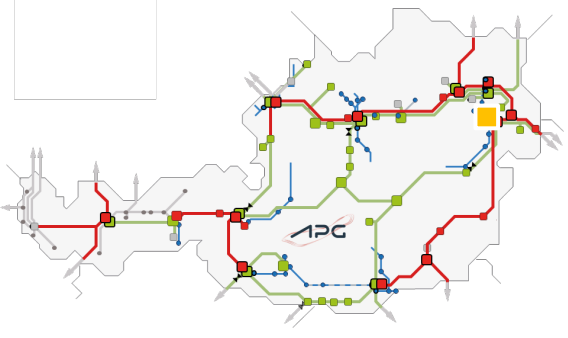
Projektnummer: 12-9	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2025
Auslöser und technische Notwendigkeit Die Notwendigkeit zur Errichtung eines weiteren 220/110-kV-Übergabepunktes ergibt sich zum einem durch den steigenden Leistungsbedarf der Industriebetriebe im Mürztal, verursacht vor allem durch die lokale Eisen- und Stahlindustrie, zum anderen durch die evidente Flickerproblematik im Mürztal sowie der damit verbundene Bedarf einer Kurzschlussleistungserhöhung. Des Weiteren wurden von der Stmk. Landesregierung im Sachprogramm „Windenergie“ entsprechende Eignungsflächen für die Errichtung von Windparkanlagen festgelegt. Einen Schwerpunkt bildet dabei das Mürztal zwischen Mürzzuschlag und Semmering, in welchem bereits konkrete Einspeiseanfragen im Bereich von 600 MW vorliegen. Für einen (n-1)-sicheren Abtransport ist neben der Teilverstärkung von 110-kV-Leitungen im Mürztal auch die Errichtung des UW Mürztal erforderlich. Des Weiteren ist für die Einhaltung der Spannungsqualität in den Mittelspannungsnetzen im Mürztal, neben den alternativen Maßnahmen in Kundenanlagen, die Erhöhung der Kurzschlussleistung im Mürztal eine wesentliche Voraussetzung. Projektbeschreibung und technische Daten • Einbindung in die 220-kV-Leitung Hessenberg – Ternitz und im Erstausbau ein 220/110-kV-Umspanner mit der Baugröße 300 MVA (Endausbau: zweiter Umspanner) • Die Anspeisung des 110-kV-Netzes der EN erfolgt durch die Einbindung des bestehenden Doppelleitungssystems Bruck – Mürzzuschlag – Ternitz in die neue 110-kV-Schaltanlage von Energienetze Steiermark Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Mit der Errichtung des UW Mürztal wird die weitere Bedarfssteigerung in der Industrieregion im Mürztal, aber auch im unteren Murtal (Raum Bruck a.d. Mur) langfristig sichergestellt. Die damit einhergehende Erhöhung der Kurzschlussleistung in diesem Netzteil wird zu einer deutlichen Reduktion der Auswirkungen von Netzurückwirkungen führen und somit wesentlich zur Verbesserung der Versorgungsqualität beitragen. Gleichzeitig können auch die derzeit bestehenden betrieblichen Einschränkungen in der Betriebsführung des 110-kV-Netzes mit einer Industrie- und einer Verbraucherschienen beseitigt und damit eine deutliche Erhöhung in der Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des 110-kV-Netzbetriebes erreicht werden. Weiters stellt die Inbetriebnahme des UW Mürztal eine wesentliche Voraussetzung für den (n-1)-sicheren Energieabtransport der im Mürztal geplanten Windkraftherzeuger dar. Weitere Projektinformationen • Neues Umspannwerk (green field) • Laufende Planungsgespräche APG/ENS und Standortfestlegung in Finalisierung		



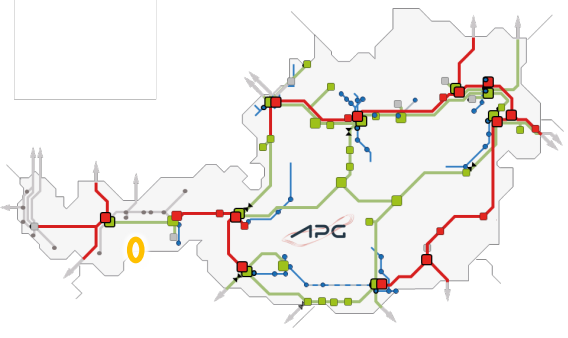
4.5.10 UW Westtirol: Umstellung Ltgs.system Memmingen (DE) auf 380 kV

Projektnummer: 13-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: UW / Leitung	Gepl. IBN: 2030
Auslöser und technische Notwendigkeit Der sich durch den massiven Ausbau der Erneuerbaren im Norden Europas (insbesondere Windkraft) intensivierende Energieaustausch zwischen Österreich und Deutschland (Strommarkt) führt durch steigende Importe der österr. Bilanzgruppen und der Interaktion mit den österreichischen Pumpspeicherkraftwerken zu steigenden Netzbelastungen an den Kuppelleitungen nach Deutschland. Durch den weiteren Windkraftausbau in Nordeuropa und der Interaktion mit den Pumpspeicherkraftwerken sind steigende Lastflüsse auf den Kuppelleitungen zu erwarten.  Projektbeschreibung und technische Daten Bei der bestehenden Leitung Westtirol – Memmingen/Leupolz (DE) handelt es sich um eine zweisystemige 380-kV-Kuppelleitung zwischen Österreich und Deutschland. Eines der beiden Leitungssysteme (Westtirol – Memmingen) wird derzeit noch mit 220 kV betrieben. Mit dem Ziel der Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich ist die Umstellung der Spannungsebene geplant bzw. wird eine Optimierung der Seilbelegung geprüft. Für diese Maßnahme ist die Errichtung eines 380-kV-Schaltfeldes im UW Westtirol erforderlich, die Leitung ist bereits für 380-kV-Betrieb errichtet. Das Projekt ist mit dem deutschen Übertragungsnetzpartner Amprion abgestimmt und umfasst auf deutscher Seite unter anderem die Errichtung einer neuen Leitung auf bestehender Trasse (ca. 35 km) mit erhöhter Übertragungskapazität. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Die erhöhte Übertragungskapazität erlaubt eine flexible, marktorientierte Interaktion von österreichischen Bilanzgruppen (inkl. der Pumpspeicherkraftwerke) mit EE-Einspeisern und Kunden in (Nord-)Europa. Mit der Umstellung des Leitungssystems auf 380-kV-Betrieb werden höhere Austauschleistungen ermöglicht. Das Projekt unterstützt die Interaktion zwischen den Erneuerbaren und den Pumpspeicherkraftwerken in Österreich, verbessert die Marktkopplung und führt somit zu einem insgesamt optimierten Kraftwerkseinsatz und damit zu einer effizienteren Deckung des Strombedarfs (ökonomisch und ökologisch). Neben der Erhöhung der Kuppelkapazität werden durch die höhere Spannungsebene die Verluste bei gleichen Transportmengen deutlich reduziert (auf ca. ein Drittel). Weitere Projektinformationen • ENTSO-E TYNDP 2020 Projekt 47 • Deutschland Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021) Projekt P74		

4.5.11 UW Wien Südost: 380-kV-Netzanschluss – Wiener Netze

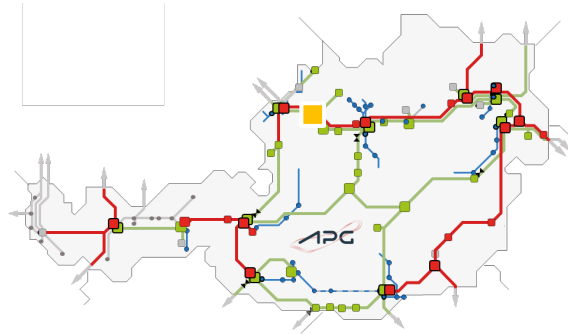
Projektnummer: 13-6	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2023
Auslöser und technische Notwendigkeit Seitens Wiener Netze besteht der Bedarf für eine 380-kV-Leitungsverbindung zwischen dem UW Wien Südost und UW Simmering, da auf den bestehenden Leitungsverbindungen über UW Kendlerstraße und UW Wien Süd Kapazitätsengpässe bestehen und der älteste Kabelabschnitt zum Zeitpunkt der geplanten Inbetriebnahme bereits 45 Jahre alt ist. Das geplante Vorhaben sieht im Endausbau eine Doppelleitungsverbindung von UW Simmering nach UW Wien Südost vor. Die Trasse verläuft über eine Gesamtlänge von 8,1 km (Kabel ca. 4,5 km und Freileitung ca. 3,6 km) im 10. und 11. Wiener Gemeindebezirk. Der Freileitungsabschnitt nützt eine bestehende 110-kV-Freileitungstrasse auf ca. 1,5 km Länge. Die erste Ausbaustufe umfasst auch die Errichtung eines Kabelsystems von der KÜ Schemmerlstraße nach UW Simmering, und damit eine durchgehende Verbindung von UW Wien Südost nach UW Simmering. In der zweiten Ausbaustufe wird die Doppelleitungsverbindung durch den Bau der zweiten Kabelstrecke vervollständigt. In der ersten Ausbaustufe ist der Betrieb mit einem max. Dauerstrom von 1.650 A pro Leitungssystem geplant.  Projektbeschreibung und technische Daten Zur Einbindung im UW Wien Südost der APG muss die bestehende 380-kV-Doppelleitung (Systeme 501/503) der Wiener Netze um zwei Schaltfelder verschwenkt werden. Die dadurch freiwerdenden Schaltfelder sind für die Anbindung der neuen Doppelleitung vorgesehen. Seitens APG sind für den Anschluss der 380-kV-Doppelleitung (501/503) zwei neue 380-kV-Schaltfelder und ein Ersatzschaltfeld im UW Wien Südost zu errichten. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Gewährleistung des (n-1)-Kriteriums und damit Erhöhung der Versorgungssicherheit. Weitere Projektinformationen • Ende 2016 wurde mit der Errichtung der 380-kV-Freileitung und des auf gemeinsamem Gestänge mitgeführten 110-kV-Freileitungsabschnittes der erste Bauabschnitt für die erste Ausbaustufe von Wiener Netze fertiggestellt. Der anschließende zweite Bauabschnitt sieht die Errichtung der Kabelanlage sowie die Einbindungen im Umspannwerk Simmering und Wien Südost vor. • Die Inbetriebnahme für die erste Ausbaustufe ist bis Ende 2023 geplant. • Dieses Projekt wird vorbereitend der KS-Verstärkung der 380-kV-Anlage ab Herbst 2020 umgesetzt, vgl. 4.3.2 Pkt. q)		

4.5.12 110-kV-Leitung Steinach – Staatsgrenze (Prati di Vizze/IT) – TINETZ

Projektnummer: 14-1	Netzebene: 3	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW/Leitung	Gepl. IBN: 2021
Auslöser und technische Notwendigkeit Die TINETZ-Tiroler Netze GmbH beabsichtigt gemeinsam mit TERNA die Errichtung einer 110-kV-Verbindungsleitung zwischen dem UW Steinach in Österreich und dem geplanten UW Brenner in Italien. Es ist geplant, die aus historischen Gründen dzt. teilweise unterbrochene Leitungsverbindung wieder zu aktivieren. In erster Linie kann mit der geplanten Verbindungsleitung die Versorgungssituation im Wipptal und den entsprechenden Seitentälern durch Herstellung der (n-1) Sicherheit im Wipptal wesentlich verbessert werden. Weiters wird ein Beitrag zur Steigerung der Marktkapazität zwischen Österreich und Italien geleistet.  Projektbeschreibung und technische Daten Die erforderlichen leitungs- und werksseitigen Einrichtungen zur Reaktivierung der 110/132-kV-Leitungsverbindung werden auf österreichischem Staatsgebiet von TINETZ errichtet. APG nimmt die erforderlichen sekundärtechnischen Maßnahmen (z.B. Mess- und Zählwerterfassung etc.) für die Integration der Kuppelleitung in den Netzregler und in die Regelzone APG vor. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Wesentliche Verbesserung der Versorgungssituation im Verteilernetz Wipptal und den entsprechenden Seitentälern durch Herstellung (n-1) Sicherheit im Wipptal • Erhöhung der Marktkapazität zwischen Österreich und Italien Weitere Projektinformationen • Fertigstellung der Anlagen seitens TINETZ und TERNA geplant für 2021 • Abschluss erforderlicher Verträge zwischen TERNA, APG und TINETZ		

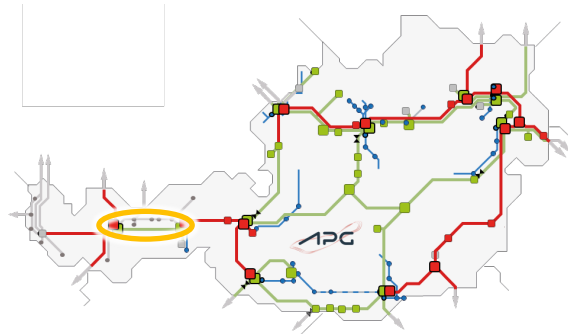
4.5.13 Neues 220-kV-Schaltwerk (SW) Weibern

Projektnummer: 14-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt / Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: neues SW	Gepl. IBN: 2023
Auslöser und technische Notwendigkeit Die 220-kV-Leitung St. Peter – Hausruck – Ernsthofen (Systeme 203/204) wurde altersbedingt generalsaniert und ging im Oktober 2020 wieder in Betrieb. Die 220-kV-Leitung hat durch die Einspeisung des Donaukraftwerkes Aschach, hohe Bezüge der Verteilernetze von Netz OÖ und LINZ NETZ sowie als Teil des österreichischen Ost-West-Übertragungsnetzes eine hohe netzbetriebliche Bedeutung. Die geplanten bzw. absehbaren energiewirtschaftlichen Entwicklungen wie insbesondere der EE-Ausbau und die Interaktion mit den Pumpspeicherkraftwerken und Lastzentren sowie die Marktkopplung mit Deutschland führen zu steigenden Leistungsflüssen. Projektbeschreibung und technische Daten Nach erfolgreicher Umsetzung der Generalerneuerung der 220-kV-Leitung erfolgt nun die Errichtung eines 220-kV-Schaltwerkes (SW) in Weibern (im Abzweigspunkt der dzt. Leitungseinschleifung KW Aschach). Dadurch wird eine Symmetrierung der Leistungsflüsse und Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und -Reserven erzielt. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Damit wird die Versorgungs- und (n-1)-Sicherheit sowie zukünftig die leistungsfähige Anbindung des Verteilernetzes in Oberösterreich gewährleistet. Dies geht einher mit den aktuellen energiewirtschaftlichen Entwicklungen (z.B. Interaktion Windkraft mit Pumpspeicher und Lastzentren, Energieaustausch mit Deutschland etc.) und dem forcierten EE-Ausbau. Weitere Projektinformationen Start der Projektumsetzung im Herbst 2021		



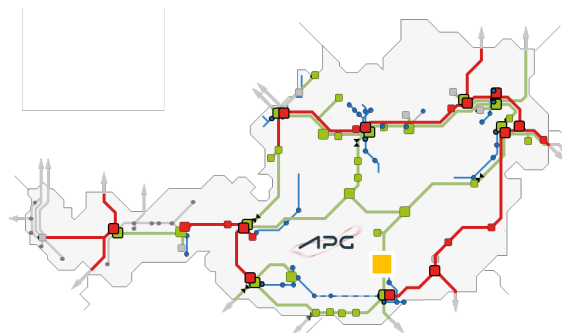
4.5.14 220-kV-Leitung Westtirol – Zell/Ziller (Netzraum Tirol)

Projektnummer: 14-3	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2029
Auslöser und technische Notwendigkeit Das UW Westtirol stellt einen wichtigen Netzknoten des APG-Übertragungsnetzes in West-Österreich dar. Es bestehen Leitungsverbindungen zu den Übertragungsnetzen von VÜN, nach Deutschland und in die Schweiz bzw. 220-kV-Verbindungen zur TINETZ. Die sog. „Inntal-Achse“ mit der Verbindung zwischen den Umspannwerken Zell/Ziller und Westtirol und deren Fortsetzung über den Arlberg sowie die Kuppelleitungen nach Deutschland und in die Schweiz stellen das APG-Übertragungsnetz im Westen Österreichs dar. Über die Inntal-Achse erfolgt zukünftig die leistungsfähige Anbindung an den geplanten 380-kV-Ring. Es liegt eine starke Interaktion mit dem Übertragungsnetz und den Entwicklungen in Süd-West-Deutschland vor (EE-Ausbau, KKW-Stilllegungen), da die Inntal-Achse über die Netzknoten Tauern und St. Peter aus netztechnischer Sicht die erste Parallel-Masche bildet. Die laufenden und zukünftigen Entwicklungen im Rahmen der Energiewende und dem EE-Ausbau zeigen auch hier Auswirkungen. Projektbeschreibung und technische Daten Untersuchungen zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheitsreserven im betroffenen Netzraum und zu Leitungsbau-technischen Umsetzungsvarianten Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Mit dem Projekt werden die Netzintegration der EE, die Netz- und Versorgungssicherheit sowie die Entwicklung des europäischen Strommarktes unterstützt. Weitere Projektinformationen • PCI Projekt • ENTSO-E TYNDP 2020 Projekt 1054		



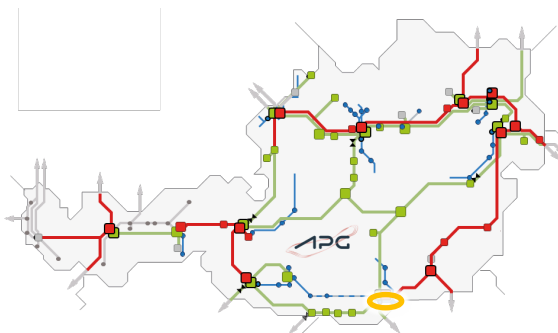
4.5.15 UW St. Andrä: Einbindung Windpark Koralpe

Projektnummer: 14-4	Netzebene: 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2028
Auslöser und technische Notwendigkeit Herstellung eines Netzan schlusses im 110-kV-Umspannwerk St. Andrä der APG für die Netzanbindung eines Windparks mit einer Leistung von 19,8 MW am Standort Koralpe. Projektbeschreibung u. techn. Daten Das Kundenprojekt umfasst die Errichtung eines Windparks bestehend aus 8 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 19,8 MW am Standort Koralpe. Die Windkraftleistung soll über ein rund 19 km langes Mittelspannungskabel im UW St. Andrä in das Netz der APG eingespeist werden. Eingebunden wird der Windpark über einen neuen Umspanner von Mspg auf 110-kV. Weiters ist die Erneuerung eines 110-kV-Schaltfeldes vorgesehen. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Ermöglichung der Einspeisung von Windenergie in das Übertragungsnetz der APG im Lavanttal und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Netz-Integration von erneuerbaren Energien. Dies ist im Sinne der österreichischen und der europäischen energiepolitischen Zielsetzungen. Weitere Projektinformationen • Die Genehmigungen für den Windpark wurden im Februar 2014 bei der Kärntner Landesregierung beantragt • Mittlerweile wurden die gestellten Anträge seitens der Projektwerber auf Grund von Einsprüchen und verzögerten Genehmigungsverfahren zurückgezogen • Neuevaluierung des Windpark-Projektes und ggf. Einreichung nach dem UVP-Gesetz • Inbetriebnahme daher nicht vor 2028		

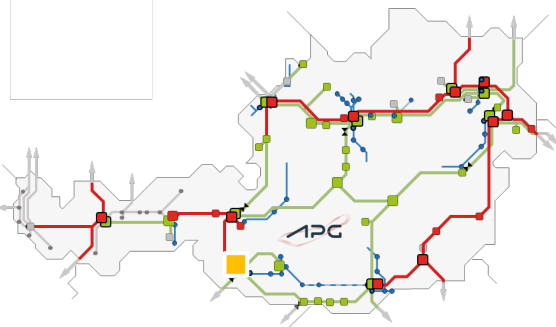


4.5.16 110-kV-Leitung Obersielach – Schwabeck (Anschluss Windkraft)

Projektnummer: 14-5	Netzebene: 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: Leitung (UW)	Gepl. IBN: 2025
Auslöser und technische Notwendigkeit Im Lavanttal sind Windkraftwerksprojekte mit einem Gesamtumfang von über 240 MW bekannt. Die zusätzliche Einspeisung aus Windkraft in dieser Region muss – da diese in Kombination mit den bestehenden Kraftwerken der Region den regionalen Verbrauch deutlich übersteigt – in das Übertragungsnetz der APG eingespeist werden. Projektbeschreibung u. technische Daten Durch die zusätzliche Einspeisung kommt es in diesem Netzbereich gemäß den durchgeführten Netzanalysen und Planungsrechnungen auf der 110-kV-Leitung Obersielach – Schwabeck zu Engpässen. Nach den durchgeführten leitungsbautechnischen Untersuchungen ist eine Umbeseilung auf TAL-Seile vorgesehen. Weitere Maßnahmen und damit zusammenhängende Umstrukturierungen im Netzraum werden gemeinsam mit KNG evaluiert. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Ermöglichung der Einspeisung von Windkraft in das Übertragungsnetz der APG und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Netzintegration von EE. Dies ist im Sinne der österreichischen und der europäischen energiepolitischen Zielsetzungen. Weitere Projektinformationen - Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch mehrere Projektwerber bzw. KNG - Planungsgespräche mit KNG und den Projektwerbern - Verzögerungen der Windkraftprojekte (Genehmigungsverfahren) in der Vergangenheit, neue Impulse werden durch das EAG erwartet		

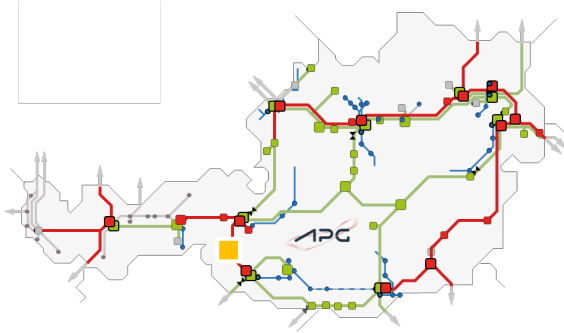


4.5.17 UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner

Projektnummer: 15-3	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2021
Auslöser und technische Notwendigkeit Das 380/220-kV-UW Lienz stellt mit seinen Leitungsverbindungen Richtung Salzburg, West-Österreich und Obersielach sowie nach Italien einen wichtigen Netzknoten dar. Mit der 220-kV-Leitung nach Malta Hauptstufe sind die Pumpspeicherkraftwerke West-Kärntens an das Übertragungsnetz der APG in Lienz angebunden.  Zufolge von Ausbauten im APG-Netz (z.B. durch Kraftwerke, EE-Anlagen, Inbetriebnahme des PSP-KW Reißeck II und Effizienzsteigerungen im Kraftwerkspark) steigen im südlichen Netzbereich die Leistungsflüsse. Es kommt zu stärkeren Interaktionen mit andern Regionen (z.B. Windkraft im Osten Österreichs mit den Pumpspeicherkraftwerken in West-Kärnten und -Österreich sowie den Lastzentren). Für eine leistungsfähige Verbindung und Steigerung der (n-1)-Sicherheit innerhalb Österreichs wird im UW Lienz ein dritter 380/220-kV-Umspanner geplant. Dieser ermöglicht in Kombination mit dem dritten 380/220-kV-Umspanner in Obersielach (vgl. Projekt NEP 13-1, NEP 2018) eine leistungsfähige und (n-1)-sichere Ost-West-Verbindung im südlichen Netzbereich der APG. Dies ist insbesondere bei instandhaltungsbedingten Abschaltungen oder bei Ausfall eines der 380/220-kV-Transformatoren von Bedeutung. Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung eines dritten 380/220-kV-Umspanners mit 550 MVA • Einbindung in die bestehenden 380- und 220-kV-Schaltanlagen • Abwicklung im Rahmen des Ersatzneubaus der 220-kV-Anlage Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Erhöhung der Ost-West-Übertragungskapazität, Erhöhung der Versorgungssicherheit im südlichen Bereich des APG-Netzes • Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und -Reserve, auch bei Abschaltungen für Instandhaltungsarbeiten • Interaktion z.B. der Windkraftanlagen im Osten Österreichs mit den Pumpspeicherkraftwerken Weitere Projektinformationen • Projektumsetzung mit der Generalerneuerung der 220-kV-Anlage, vgl.4.3.2 d)		

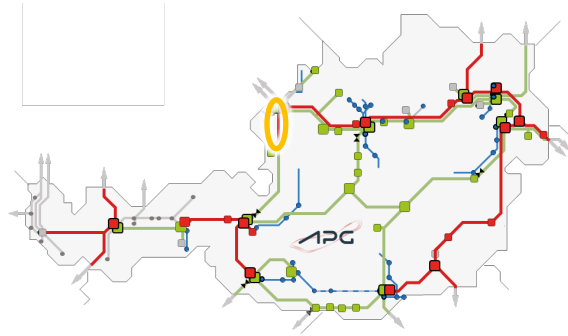
4.5.18 Neues UW Matri: 380/110-kV-Netzabstützung – TINETZ

Projektnummer: 16-4	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2024
Auslöser und technische Notwendigkeit Das Iseltal in Osttirol wird derzeit über eine ca. 36 km lange 110-kV-Einfachleitung versorgt. In diese 110-kV-Leitung sind derzeit vier Umspannwerke, davon zwei mit dem kritischen Infrastrukturbetreiber Transalpine Ölleitung, angeschlossen. Aufgrund der steigenden Netzlast im Winter (rd. 1,5%/a bzw. 0,5-1 MVA/a) und der stark zunehmenden Einspeisung durch Kleinwasserkraftwerke im Sommer (rd. 5-10 %/a bzw. 5-10 MVA/a) soll zur Erhöhung der Versorgungs- und (n-1)-Sicherheit eine zusätzliche Netzabstützung aus der vorbeiführenden 380-kV-Leitung Lienz – Tauern errichtet werden. Durch diese zusätzliche Netzabstützung kann die teilweise über 50 Jahre alte – abschnittsweise noch mit Holzportal-masten ausgeführte – 110-kV-Leitung der Tiroler Netze GmbH (TINETZ) anschließend saniert werden. Weiters kann bei Störungen im bereits bestehenden 380/220/110-kV-Knoten Lienz der Bezirk Osttirol von diesem neuen 380/110-kV-UW versorgt bzw. im Sommer die Rücklieferung der in Osttirol aus zahlreichen (Klein-)Wasserkraftwerken erzeugten Energie bewerkstelligt werden. Derzeit beträgt der maximale Bezug aus dem 220-kV-Netz ca. 50–60 MVA bzw. die maximale Rücklieferung ca. 120-130 MVA. Die Leistung der geplanten bzw. bereits in Umsetzung befindlichen (Klein-)Wasserkraftanlagen im Iseltal beträgt dzt. ca. 70 bis 100 MVA. Darüber hinaus ist aufgrund von Anfragen bzw. veröffentlichten Untersuchungen von einem weiteren Potential für Kleinwasserkraftanlagen im Iseltal in der Größenordnung von einigen 10 MVA auszugehen. Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung eines 380/110-kV-Umspannwerkes in Osttirol, Einbindung des neuen UW als einsystemige Einschleifung in die 380-kV-Leitung Lienz – Tauern der APG und Einbindung der 110-kV-Leitung Iseltal der TINETZ Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Herstellung der (n-1)-Sicherheit für große Teile des 110-kV-Netzes im Iseltal • Erhöhung der Versorgungssicherheit in Osttirol • Ermöglichung von erforderlichen Abschaltungen im 110-kV-Netz der TINETZ für betriebliche Erfordernisse und Ertüchtigungen • Integration von EE in das Verteilernetz (z.B. Kleinwasserkraft) Weitere Projektinformationen • Neues Umspannwerk (green field)		

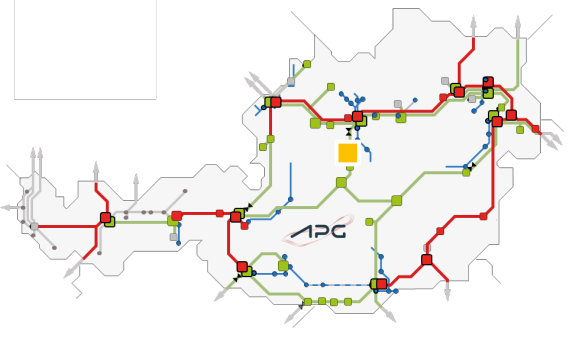


4.5.19 Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg

Projektnummer: 12-15	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV (vorerst 220-kV-Betrieb)	Art: UW / Leitungen	IBN: in Betrieb seit 2011
Auslöser und technische Notwendigkeit Der Abschnitt Netzknoten St. Peter – UW Salzburg der 380-kV-Salzburgleitung umfasst eine Leitungslänge von 46 km. Die Freileitung führt 31,5 km durch Oberösterreich und 14,5 km durch Salzburg. Das Projekt wurde mit Bescheiden der Salzburger Landesregierung vom 27.3.2007, 5/06-39.726/362-2007, und der Oberösterreichischen Landesregierung vom 26.3.2007, UR-2006-74/228-St/Ws, in der Fassung des Bescheids des Umweltsenats vom 4.4.2008, US 8A/2007/11-94, nach dem UVP-G 2000 rechtskräftig genehmigt. Der Baubeginn fand im August 2009 statt, die Inbetriebnahme des 220-kV-Betriebes wurde den Behörden Ende Jänner 2011 angezeigt. Die Teilabnahmebescheide der Salzburger Landesregierung vom 12.12.2011, 20401-1/39726/564-2011, sowie der Oberösterreichischen Landesregierung vom 30.11.2011, UR-2006-74/521-St/Ts, schreiben Auflagen vor, welche im Rahmen des gegenständlichen Projektes umgesetzt werden müssen. Projektbeschreibung und technische Daten Nachstehend dargestellte Ergänzungen und die damit verbundenen Investitionen sind ein Teil des Gesamtprojektes 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg. Die durchzuführenden Maßnahmen waren entweder von Beginn an geplant oder wurden durch Behördenauflagen zur Vervollständigung des Projektes gefordert. • Kontrolle der Wiederbewaldungs- und Ersatzaufforstungsflächen bis zur Sicherung der Kulturen (Beauftragung einer forstökologischen Bauaufsicht) • Bescheidgemäße 5-Jahres Nachkontrolle der Rekultivierungen, Kontrolle der Befestigungsart der Zufahrtswege und der Bodenverdichtungen (Gutachten inkl. Probenahme und Laboruntersuchungen) • Nachkontrollen an den Anlagenteilen (z.B. Mastfundament-Setzungsmessungen) Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Bei den gegenständlichen Maßnahmen handelt es sich um behördliche Auflagen aus den Teilabnahmebescheiden der Salzburger und der Oberösterreichischen Landesregierungen, welche für einen dauerhaften Betrieb der Leitung verpflichtend umzusetzen sind.		



4.5.20 UW Klaus: 220/30-kV-Netzabstützung – Netz OÖ

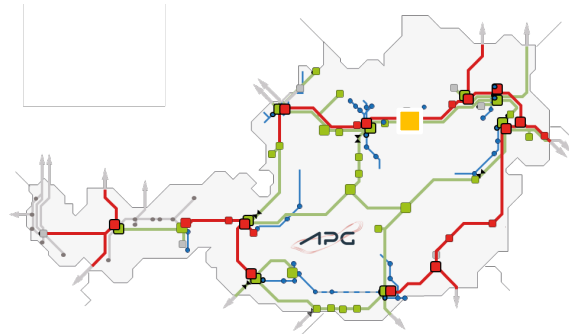
Projektnummer: 17-2	Netzebene: 1,4	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220/30 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2024
Auslöser und technische Notwendigkeit Aufgrund der Ansiedelung leistungsintensiver Netzkunden, Steigerungen der Netzlast im Bereich Klaus, Steyrling und Molln, sowie steigender dezentraler Erzeugung besteht für das 30-kV-Verteilernetz der Netz OÖ Bedarf für eine Erweiterung/Ertüchtigung der bestehenden Abstützung UW Klaus.  Projektbeschreibung und technische Daten Ertüchtigung der 220/30-kV-Netzabstützung von APG und Netz OÖ im UW Klaus: • Auflösung der 220-kV-Stichanbindung durch eine neue einsystemige 220-kV-Einschleifung in die 220-kV-Leitung Ernsthofen – Weißenbach sowie Errichtung einer 220-kV-Schaltanlage durch APG • Errichtung zweier 220/30-kV-Umspanner (2 x 40 MVA) durch Netz OÖ Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Durch die Errichtung der Abstützung können die lokalen Versorgungsaufgaben von Netz OÖ sichergestellt werden und somit die Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Das Umspannwerk Klaus deckt den Bedarf der Regionen Klaus, Steyrling und Molln sowie der Skigebiete Hinterstoder bis Windischgarsten ab. Darüber hinaus können die Ersatzversorgung des Umspannwerks Pyhrn bewerkstelligt und netzbetriebliche Verbesserungen bei 30-kV-Umschaltungen erreicht werden. Weitere Projektinformationen • Technische Planungen sind weitgehend abgeschlossen		

4.5.21 UW Ybbsfeld: 110-kV-Netzabstützung – Netz NÖ

Projektnummer: 18-2	Netzebene: 2, 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2025

Auslöser und technische Notwendigkeit

Derzeit ist der Raum Waidhofen a.d. Ybbs, Amstetten und Haag über die beiden APG-Abstützungen Ernsthofen und Ybbsfeld an das Übertragungsnetz angebunden. Die Laststeigerung in diesem Netzraum ist aufgrund der hohen Dichte an Industriebetrieben und Neuansiedelungen überdurchschnittlich. Die Netzberechnungen von Netz



NÖ zeigen, dass zur Einhaltung des (n-1)-Kriteriums im 110-kV-Netz, die Errichtung einer 110/20-kV-Schaltanlage im UW Ybbsfeld durch Netz NÖ erforderlich ist.

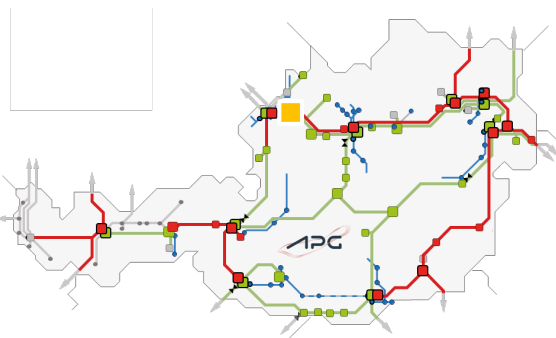
Projektbeschreibung und technische Daten

- Umbau der Doppel-Stichanbindungen auf zwei 220/110-kV-Umspannerabzweige und Errichtung einer vollwertigen 110/20-kV-Schaltanlage durch Netz NÖ
- Erforderliche Versetzung des 220/110-kV-Umspanners RHU1 (200 MVA) inkl. der Neu-Errichtung eines Transformatorfundamentes durch APG, im Zuge dieser Versetzung wird voraussichtlich der Umspanner erneuert (altersbedingter Ersatz)
- Adaptierung von Sekundärtechnik seitens APG

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

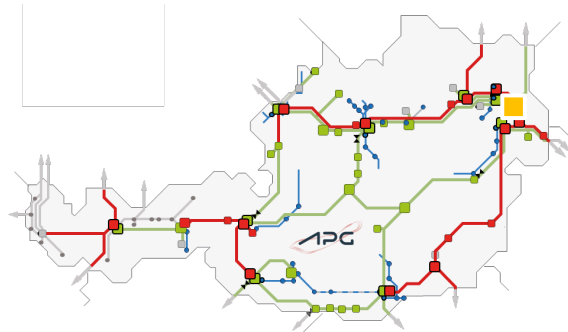
- Erhalt der (n-1)-Sicherheit im 110-kV-Netz von Netz NÖ zufolge allgemeiner Laststeigerungen
- Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit bzw. -sicherheit und Wahrung langfristiger Ausbaumöglichkeiten in einem Netzraum mit überdurchschnittlicher Laststeigerung
- Sicherer Netzbetrieb im Verteilernetz von Netz NÖ inkl. Einhaltung der ES-Löschgrenzen

4.5.22 Neues UW Innkreis: 220/110-kV-Netzabstützung – Netz OÖ

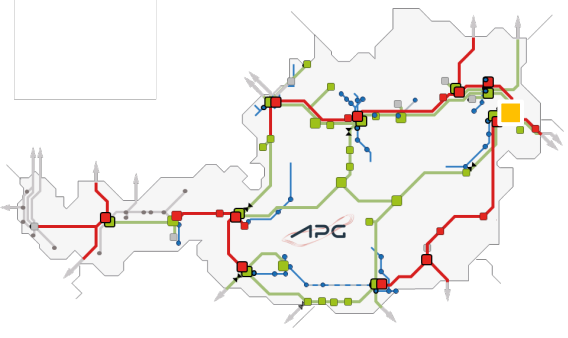
Projektnummer: 18-4	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2027
Auslöser und technische Notwendigkeit Um den stetig steigenden Leistungsbedarf im 110-kV-Teilnetz Lambach / St. Peter nachhaltig abdecken zu können und den zukünftigen energiewirtschaftlichen wie netztechnischen Anforderungen gerecht zu werden, ist im Bereich von Ried im Innkreis ein neuer Netzanschlusspunkt für Netz OÖ aus dem Höchstspannungsnetz (220 kV) von APG erforderlich. Der bestehende und schon derzeit stark belastete Netzanschlusspunkt Hausruck/Lambach wird dadurch markant entlastet.  Projektbeschreibung und technische Daten • Neuerrichtung eines Umspannwerks mit 2-systemiger 220-kV-Leitungseinbindung (Volleinbindung) • Umspannleistung: 4 x 300 MVA (im Endausbau) • Einbindung von bestehenden und neuen 110-kV-Leitungen von Netz OÖ Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Langfristige und nachhaltige Erhaltung der Versorgungssicherheit und Erfüllung des Versorgungsauftrags von Netz OÖ als Verteilernetzbetreiber. Absicherung der Versorgungszuverlässigkeit und Leistungsbereitstellung durch stetig steigende Netzlasten (öffentlicher Bezug) und Einspeisung. Zudem ermöglicht die neue Netzabstützung die Reduktion der netzbetrieblichen Komplexität und einen effizienten regionalen Energietransport, wodurch eine erhöhte Zuverlässigkeit der Netze erreicht wird. Weitere Projektinformationen • Neues Umspannwerk (green field) • APG und Netz OÖ arbeiten an gemeinsamen Planungsüberlegungen für ein Gesamtkonzept der Netzabstützungen (Teilnetze) in Oberösterreich • Die Netzabstützung im Raum Innkreis/Ried ist im aktuellen Stromnetz-Masterplan Oberösterreich gelistet und als Projekt mit besonderer Bedeutung für Oberösterreich angeführt		

4.5.23 Neues UW Wien Ost: 380/110-kV-Netzabstützung – Wiener Netze

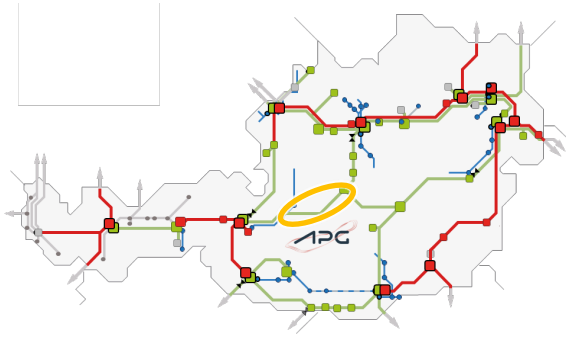
Projektnummer: 18-5	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2026/2027
Auslöser und technische Notwendigkeit Im nordöstlichen Konzessionsgebiet der Wiener Netze gibt es Potential für die Errichtung von Windkraftanlagen. Die Leistung der Windkraftanlagen kann weder in das vorhandene Mittelspannungsnetz noch ins vorhandene 110-kV-Netz eingespeist werden. Zur Netzintegration ist die Errichtung einer neuen Netzabstützung erforderlich. Die neue Übergabestelle APG/Wiener Netze kann mittel-/längerfristig auch genutzt werden, um das bereits derzeit zeitweise hoch ausgelastete 110-kV-Teilnetz der Wiener Netze (Netzgruppe „N“) zu teilen. Die Netzbelastung wird aufgrund der Stadtentwicklung, insbesondere im 22. Wiener Gemeindebezirk, und geplanter Maßnahmen zur Dekarbonisierung sowie weiterer Projekte für Großverbraucher zunehmend steigen. Projektbeschreibung und technische Daten • Neues 380/110-kV-Umspannwerk • zwei 380/110-kV-Umspanner (300 MVA) • 110-kV-Ausbau durch Wiener Netze Für die im mittel- bzw. längerfristigen Zeithorizont geplante Netztrennung der 110-kV-Netzgruppe „N“ der Wiener Netze werden entsprechende Platzreserven für Umspanner vorgesehen. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Mit der Errichtung eines UW zur Netzabstützung wird die Netzintegration der potentiellen Windparkprojekte (und PV) im Raum östlich von Wien sichergestellt und die Laststeigerung (Verbrauch) ermöglicht. Durch die mögliche 110-kV-Netztrennung kann die Versorgungssicherheit langfristig sichergestellt werden. Weitere Projektinformationen • Neues Umspannwerk (green field) • Laufende Planungsgespräche APG/Wiener Netze und Finalisierung der Standortüberlegungen		



4.5.24 UW Sarasdorf: 3. 380/110-kV-Umspanner – Netz Niederösterreich

Projektnummer: 19-1	Netzebene: 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2025
Auslöser und technische Notwendigkeit Derzeit sind rund 600 MW Windkraftleistung im Brucker Becken an das Verteilernetz der Netz Niederösterreich angeschlossen. Aufgrund der im Regierungsprogramm festgeschriebenen Ziele für den Umbau des Energiesystems (vgl. EAG) ist von einem zusätzlichen starken Anstieg der Leistung in diesem Netzgebiet auszugehen. Da diese erzeugten Energiemengen bei weitem nicht im lokalen 110-kV-Netzgebiet von Netz NÖ verbraucht werden können, müssen zusätzliche Übergabestellen zum Übertragungsnetz der APG errichtet werden.  Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung eines dritten 380/110-kV-Umspanners mit 300 MVA im UW Sarasdorf und Anlageneinbindungen für die An-/Einspeisung von Netz NÖ • Vollausbau der 380-kV-Anlage mit zusätzlich vier Leitungsschaltfeldern (Volleinbindung) und einer zweiten Kupplung sowie 3. Sammelschiene • Kurzschlussfestigkeitsbedingte Generalerneuerung der 380-kV-Anlage • Neuerrichtung eines Betriebsgebäudes Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Ermöglichung des Abtransportes von Windenergie aus dem Verteilernetz der Netz Niederösterreich und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Integration von erneuerbaren Energien • Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit bzw. -sicherheit und Wahrung langfristiger Ausbaumöglichkeiten in einem Netzraum der durch stark steigende Windeinspeisung gekennzeichnet ist und eine wesentliche Rolle für die sichere Stromversorgung des südöstlichen Großraums Wiens einnimmt. Weitere Projektinformationen • Planungsüberlegungen laufend • Aufgrund der Anlagenkonfiguration mit mehreren Ausbaustufen und zur Erhöhung der KS-Festigkeit (vgl. 4.3.2 o)) ist ein umfassender Anlagenumbau nötig		

4.5.25 Generalerneuerung 220-kV-Leitung Reitdorf – Weißenbach

Projektnummer: 19-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2027
Auslöser und technische Notwendigkeit Die Leitung wurde im Jahr 1949 in Betrieb genommen und das fortschreitende Alter sowie die gestiegene Leitungsbelastung bedingen Erneuerungsmaßnahmen. Die Stromflüsse im APG-Netz sind heute im steigenden Maße durch den Ausbau von Erneuerbaren Energien (EE) und den aktuellen energiewirtschaftlichen Entwicklungen dominiert und zeigen zunehmend volatile Leistungsflüsse. Absehbare weitere Verbrauchszuwächse im steirischen Ennstal und den Regionen steirisches Salzkammergut, Schladming-Dachstein und Gesäuse (inkl. der Substituierung von fossilen Energieträgern durch Strom aus EE) werden zukünftig ein leistungsfähiges Stromnetz im Ennstal erfordern.  Projektbeschreibung und technische Daten Aufgrund von gegenseitigen Abhängigkeiten von Projekten – v.a. hinsichtlich der nötigen Abschaltungen – wurde für die Leitung (Tauern) Reitdorf – Weißenbach (Systeme 221/222) ein mehrstufiges Sanierungskonzept ausgearbeitet, welches auf die Bauphasen und nötigen Abschaltungen der Salzburgleitung und andere Projekte Rücksicht nimmt: • Seiltausch auf der 220-kV-Leitung vom UW Tauern bis UW Weißenbach in 2021 zur Reduktion des Engpassmanagements (inkl. Kosten) für diese Leitung. Diese Maßnahme wird bis Mitte/Ende Juni 2021 abgeschlossen. • Generalerneuerung als 220-kV-Leitung vom Einbindepunkt „Reitdorf“ der Salzburgleitung bis UW Weißenbach nach IBN der Salzburgleitung mit Auflage einer modernen Beseilung (abschnittsweise zweisystemige Abschaltung) • Demontage des Leitungsabschnittes vom UW Tauern bis zum Einbindepunkt „Reitdorf“ nach Inbetriebnahme der 380-kV-Salzburgleitung gemäß dem UVP-Bescheid der Salzburgleitung, d.h. auf diesem Abschnitt erfolgt keine Generalerneuerung Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Das Projekt dient der Stärkung der Leistungsfähigkeit in Ost↔ West-Richtung im zentralen APG-Netz, ist Grundlage für die Realisierung weiterer Projekte (z.B. Netzabstützungen für Energienetze Steiermark) und ist wichtig in Zusammenhang mit den aktuellen energiewirtschaftlichen Entwicklungen (z.B. Netzintegration der EE, neue Kundenanschlüsse für Industriebetriebe und Kraftwerksprojekte). Die Generalerneuerung Reitdorf –Weißenbach bringt regional eine wesentliche Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und -Betriebsreserven sowie eine Steigerung der Leistungsfähigkeit des APG-Übertagungsnetzes, v.a. aber für die Regionen Schladming-Dachstein („Ennstal“), steirisches		

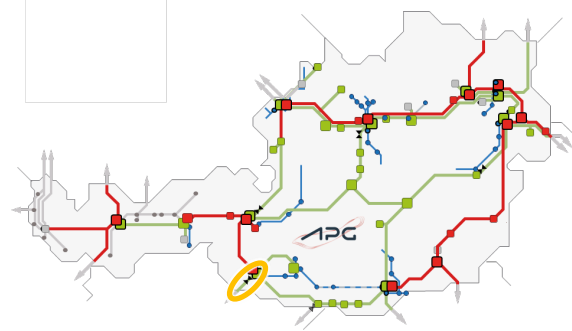
Salzkammergut und Gesäuse. Damit werden Möglichkeiten für nachhaltige Entwicklungen für Tourismus und Industrie/Gewerbe in diesen Regionen, EE-Ausbauten und die Erreichung der Klimaschutzziele auf regionaler Ebene sowie insbesondere die Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit für die Zukunft gesichert.

Weitere Statusdetails

- Vorbereitende Untersuchungen für die Generalerneuerung und erste Genehmigungsschritte (UVP-Feststellungsverfahren) wurden gestartet

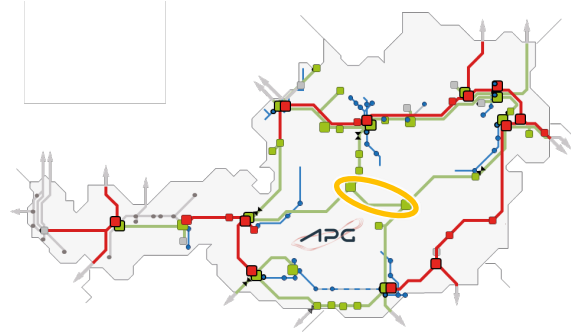
4.5.26 Generalerneuerung 220-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze IT (Soverzene)

Projektnummer: 19-3	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2028
Auslöser, Projektbeschreibung sowie netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Aufgrund des fortschreitenden Alters der Leitung mit einer Inbetriebnahme im Jahr 1953 müssen Erneuerungsmaßnahmen gesetzt werden. Aufgrund der regionalen Netzbelastungen und an den Übergabestellen nach Italien, werden derzeit in Abstimmung mit TERNA die Detail-Maßnahmen für die zukünftige Entwicklung dieses Netzraumes untersucht. Diese stehen auch im Einklang mit den übergeordneten europäischen Vorgaben zur Marktentwicklung. Um dem Strommarkt bei längeren Abschaltungen für die Generalerneuerung dieser Leitung entsprechende Handelskapazitäten auf der AT-IT-Grenze zur Verfügung zu stellen, ist geplant dieses Projekt nach Inbetriebnahme des Reschenpass-Projektes (NEP 11-12) umzusetzen. Die Planungen sehen eine Generalerneuerung der einsystemigen 220-kV-Leitung mit der Auflage einer modernen Beseilung sowie eine Verstärkung des Phasenschieber-Transformators im UW Lienz vor. Weitere Statusdetails • Abgestimmtes Konzept für die Generalerneuerung der Leitung mit dem italienischen Partner-TSO TERNA		



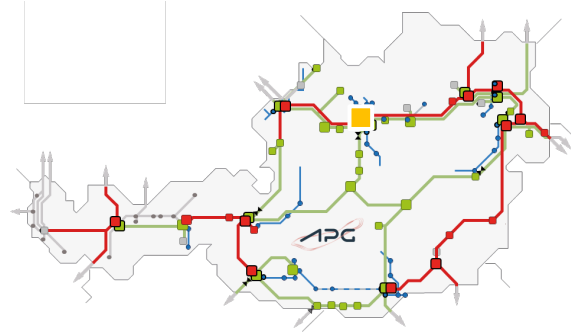
4.5.27 Generalerneuerung 220-kV-Leitung Weißenbach – Hessenberg

Projektnummer: 19-4	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Leitung	Gepl. IBN: 2029
Auslöser, Projektbeschreibung sowie netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Die 220-kV-Leitung Weißenbach – Hessenberg ist ebenfalls eine wichtige und zentrale innerösterreichische Ost ↔ West-Verbindung, die im Jahr 1957 errichtet wurde. Anlassbezogen stehen Instandhaltungs- bzw. Erneuerungsmaßnahmen in den nächsten Jahren an. Die Stromflüsse im APG-Netz sind heute im steigenden Maße durch den Ausbau von Erneuerbaren Energien (EE) und den aktuellen energiewirtschaftlichen Entwicklungen dominiert und zeigen zunehmend volatile Leistungsflüsse. Absehbare weitere Verbrauchszuwächse in Zentral-Österreich und in der Steiermark werden zukünftig ein leistungsfähiges Stromnetz erfordern. Das Projekt dient der Stärkung der Leistungsfähigkeit in Ost ↔ West-Richtung im zentralen APG-Netz, ist Grundlage für die Realisierung weiterer Projekte (z.B. Netzabstützungen für Energienetze Steiermark) und ist wichtig in Zusammenhang mit den aktuellen energiewirtschaftlichen Entwicklungen (z.B. Netzintegration der EE, neue Kundenanschlüsse für leistungsstarke Industriebetriebe und Kraftwerksprojekte). Die Generalerneuerung bringt regional eine wesentliche Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und -Betriebsreserven sowie eine Steigerung der Leistungsfähigkeit des APG-Übertagungsnetzes. Damit werden Möglichkeiten für nachhaltige Entwicklungen für die Industrie/Gewerbe in dieser Region, EE-Ausbauten und die Erreichung der Klimaschutzziele auf regionaler Ebene sowie insbesondere die Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit für die Zukunft gesichert. Weitere Statusdetails • Start von Planungsüberlegungen		

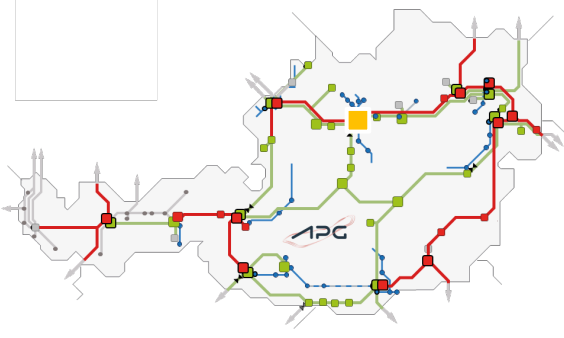


4.5.28 Generalerneuerung 110-kV-Anlage Ernsthofen

Projektnummer: 19-5	Netzebene: 3	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2022/2023
Projektbeschreibung und technische Daten Das Alter und Erreichen des Endes der Lebensdauer von Anlagenkomponenten erfordern in Ernsthofen eine Generalerneuerung der 110-kV-Anlage (die erste Teilerneuerung von acht Schaltfeldern erfolgte bereits im Jahr 2010/11). Jener Anlagenteil, der zur 110-kV-Anspeisung von Netz NÖ dient, wird als GIS-Anlage neu errichtet. Der andere Anlagenteil (Anspeisung von Netz OÖ; Teilnetzbereiche: Zentralraum Oberösterreich und Raum Steyr) wird als Freiluftanlage neu errichtet. Aufgrund der Größe der Anlage und des Ersatzneubaus der restlichen 18 Schaltfelder der 110-kV-Freiluft- und des Neubaus der GIS-Anlage (10 Schaltfelder) erfolgt dieser in vier Haupt- bzw. 22 Unter-Umbauschritten. Der gesamte Umbau erfolgt unter Aufrechterhaltung des Betriebs, erfordert daher zahlreiche Provisorien und ist hoch komplex, weshalb erstmals ein mobiler 110-kV-GIS-Container in der Umbauphase eingesetzt wird. Für den Umbau sind je nach Bauabschnitt 8 bis 11 km an 110-kV-Baueinsatzkabel im Einsatz. Weitere Statusdetails • ortsgleiche Generalerneuerung der 110-kV-Schaltanlage unter Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebes • Umsetzung läuft planmäßig (2018 – 2022/23)		

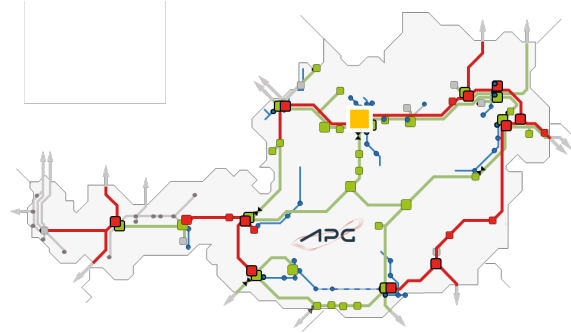


4.5.29 UW Ernsthofen: 6. 220/110-kV-Umspanner – Netz OÖ

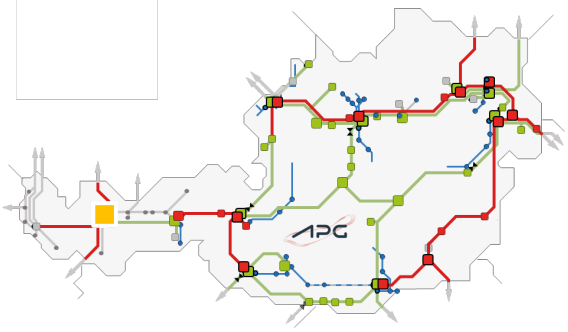
Projektnummer: 20-1	Netzebene: 2	Projektstatus: Umsetzung
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2022/23
Auslöser und technische Notwendigkeit Durch Laststeigerungen und zur Deckung neuer Kundenanfragen ist eine Erhöhung der Bezugsleistung von Netz OÖ im UW Ernsthofen nötig. Netz OÖ plant dafür eine 110-kV-Leitungsverstärkung und die Errichtung einer neuen 110-kV-Schaltanlage „Kronstorf West“. Weiters ist der 6. Umspanner eine wichtige Voraussetzung für die Umsetzung der Generalerneuerung der 220-kV-Schaltanlage im UW Ernsthofen (vgl. Projekt 19-6). Dieser ermöglicht die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit während der erforderlichen Abschaltungen und Sonderschaltzustände (da in den Umbauphasen in weiten Zeiträumen jeweils einer der bestehenden fünf Umspannern umbau-/abschaltungsbedingt nicht zur Verfügung steht). Die gesamte Leistungsfähigkeit der 220/110-kV-Netzabstützung und mögliche Leistungserhöhungen sind damit erst nach Abschluss der Generalerneuerung der 220-kV-Anlage möglich. 		
Projektbeschreibung und technische Daten • Umsetzung mit der Generalerneuerung der 220-kV-Schaltanlage (siehe Projekt 19-6) • Errichtung eines 6. 220/110-kV-Umspanners mit 300 MVA		
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit während der Generalerneuerung der 110-kV- und 220-kV-Anlagen Ernsthofen und in den Umbauphasen • Erhöhung der Anschlussleistung von Netz OÖ zur Versorgung zusätzlicher Kunden nach Abschluss der Generalerneuerungen • Anfrage zur Leistungserhöhung an der Übergabestelle von Netz Oberösterreich		

4.5.30 Generalerneuerung 220-kV-Anlage Ernsthofen

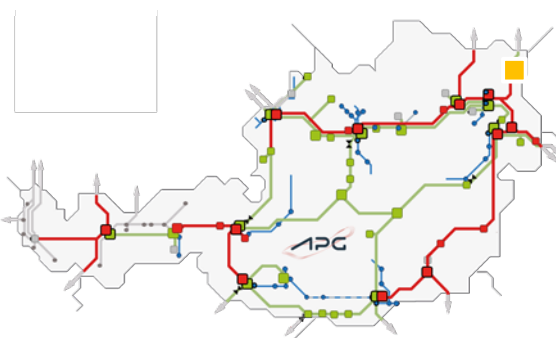
Projektnummer: 19-6	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2028/29
Projektbeschreibung und technische Daten Vorbereitend für das NEP-Projekt 11-11 (Zentralraum Oberösterreich) wird die Generalerneuerung der 220-kV-Anlage im UW Ernsthofen geplant. Auslöser dafür sind insbesondere • Grenzen der Kurzschluss-Festigkeit • Probleme mit Fundamenten bei Portalen und Gerätestehern aufgrund mangelnder Bodenfestigkeit • Alter und Erreichen des Endes der Lebensdauer von Anlagenkomponenten • Mangelnde Reserveteilverfügbarkeit bei Schaltgeräten • Nötige Erhöhung der Sammelschienen- und Abzweigströme Weitere Statusdetails • Ortsgleiche Generalerneuerung der 220-kV-Schaltanlage (AIS) unter Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebes mit umfangreichen 220-kV-Provisorien (inkl. mobilen 220-kV-GIS-Schaltcontainern und Baueinsatzkabeln zur Reduktion der Abschalt- und Umbauzeiten) • Errichtung eines zweiten Phasenschiebertransformators (PST) zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheit im inner-österreichischen 220-kV-Netz (geplante „Übersiedelung“ des 220-kV-PST aus Tauern nach dessen Außerbetriebnahme mit der 380-kV-Salzburgleitung)		



4.5.31 Generalerneuerung 220-kV-Anlage Westtirol

Projektnummer: 19-7	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: UW	Gepl. IBN: 2025 / 2028
Projektbeschreibung und technische Daten Das Erreichen des Endes der Lebensdauer von Anlagenkomponenten (inkl. Grenzen der KS-Festigkeit) und das Alter (Ersterrichtung im Jahr 1964) sowie mangelnde Reserveteilverfügbarkeit bei Schaltgeräten erfordern in Zusammenhang mit den zukünftigen Entwicklungen (Errichtung eines zweiten und dritten 380/220-kV-Transformators (NEP-Projekte 11-9 und 21-1 b.2.), regionalen Kraftwerksprojekten und weiteren Netzausbauten (vgl. NEP-Projekte 19-7, 14-3, 13-2) die Generalerneuerung der 220-kV-Anlage im UW Westtirol. Dabei erfolgen auch Ertüchtigungen und ein Ausbau der 380-kV-Anlage. Die Ausbauten und Ertüchtigungen im UW Westtirol – dem größten APG-Netzknoten im Westen Österreichs – stellen in Kombination mit den genannten weiteren Netzausbauten die Basis für die Steigerung der Leistungsfähigkeit des APG-Netzes in West-Österreich dar.  Weitere Statusdetails • ortsgleiche Generalerneuerung der 220-kV-Anlage unter Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebes inkl. Einsatz umfangreicher Provisorien • aufgrund der beengten Platzverhältnisse und der technischen Komplexität stellt dieses Projekt eine besondere Herausforderung dar • schrittweise Umsetzung und in Kombination mit NEP-Projekt 11-9 und 21-1 b.2.		

4.5.32 Neues UW Spannberg: 380/110-kV-Netzabstützung – Netz NÖ

Projektnummer: 20-2 Spannberg (vormals Prottes)	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2026/2027
Auslöser und technische Notwendigkeit Mit 2022 werden rund 1200 MW Windkraftleistung im Weinviertel an das Verteilernetz der Netz Niederösterreich angeschlossen sein. Aufgrund der im Regierungsprogramm festgeschriebenen Ziele für den Umbau des Energiesystems (vgl. EAG) ist von einem zusätzlichen massiven Anstieg der Einspeiseleistung aus Windkraft und PV im Weinviertel auszugehen. Da diese erzeugten Energiemengen bei weitem nicht im lokalen 110-kV-Netzgebiet von Netz NÖ eingespeist bzw. verbraucht werden können, müssen zusätzliche Übergabestellen zum Übertragungsnetz der APG errichtet werden.  Projektbeschreibung und technische Daten • 380-kV-Anlage und Einbindung in die 380-kV-Weinviertelleitung • 380/110-kV-Umspanner (300 MVA) • 110-kV-Ausbauten durch Netz NÖ Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Erhalt der Versorgungsqualität und der (n-1)-Sicherheit im 110-kV-Netz bei steigender Netzlast und Ermöglichung der Rücklieferung von WKA/PV-Leistung durch starken EE-Ausbau (vgl. EAG) in Kombination mit anderen Übergabestellen (UW Zaya und UW Bisamberg) bis zu einer Leistung von 2 GW im Weinviertel. Weitere Statusdetails • Laufende Abstimmungs- und Planungsgespräche APG / Netz NÖ und mit EE-Planern bzw. Betreibern (v.a. Windkraft und auch PV) sowie mit ECA		

4.6 Detailbeschreibung der zur Genehmigung eingereichten Projekte (NEP 2021)

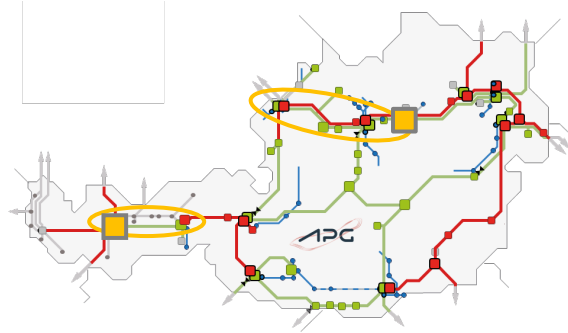
Wie in Abschnitt 4.3.4 beschrieben, forciert APG neben den Netzausbauten und Erweiterungsinvestitionen in der 380/220-kV-Netzebene (TYNDP-Projekte) zunehmend Betriebsinvestitionen und Anlagenertüchtigungen. Die Erhaltung und Steigerung der Leistungsfähigkeit des Bestandsnetzes (z.B. KS-Ertüchtigungen) sowie der 380/220-kV-Netzebene bilden eine Grundlage für weitere Netzan-schlüsse für Verteilernetzbetreiber und Kundenprojekte sowie für eine möglichst uneingeschränkte Netznutzung. Zudem liegen Interaktionen und zeitliche Abhängigkeiten – insbesondere zu den benötigten Abschaltungen – für die Projektrealisierungen vor. Es kann dadurch, neben Verzögerungen in den Genehmigungsverfahren auch zu Verzögerungen der Inbetriebnahmen von neuen Projekten – in Bezug auf die von Projektwerbern bei APG angefragte IBN – kommen.

Bei Angabe von „**neues**“ **Umspannwerk** (UW) n.n. handelt es sich um „**green-field**“-**Anlagen**, welche gänzlich neu entwickelt werden, d.h. dies beginnt in der Regel mit einem Planungskonzept (Layout inkl. Leitungsanbindung) und einer Standortsuche bzw. -entwicklung. Aufgrund des mittlerweile außergewöhnlich großen Projektportfolios der geplanten Netzausbauten bis 2031 (vgl. auch 4.4 bzw. Tabelle 4: Ausbau / neue Übergabestellen zu den 110-kV-Verteilernetzbetreibern) schieben sich die IBN von neu angefragten Netzan-schlüssen (v.a. green field UWs) bereits an des Ende der Dekade bis 2030. Demnach werden von APG wenn möglich **Ausbauten von bestehenden Um-spannwerken** mit zusätzlichen Transformatoren forciert, die schneller und Projektressourcen-schonender umsetzbar sind.

Insgesamt ist festzuhalten, dass im Vorfeld des im Sommer 2021 in Kraft getretenen EAG massive Ausbauvorhaben an neuen **Übergabestellen und EE-Einspeisepunkten** von den 110-kV-Verteilernetzbetreibern an APG im NEP 2021 herangetragen wurden (vgl. Abschnitt 4.4, Tabelle 4; VNB-Projekte, Umspannwerke). APG ist bemüht diese Kundenwünsche bestmöglich zu bedienen, allerdings stellt das nun erreichte Ausmaß APG vor umfangreiche Herausforderungen. Weiters ist festzuhalten, dass die in das APG-Netz eingespeisten zusätzlichen EE-Leistungen auch **entsprechende Übertragungskapazitäten (Leitungskapazitäten !)** im **APG-Netz benötigen – siehe dazu auch Abschnitt 5.1 im NEP 2021**.

4.6.1 Lastflussteuernde Elemente für die 70%-Forderung des CEP

Projektnummer: 21-1	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung / Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Ausbaus UWs	Gepl. IBN: 2023 und 2025
Auslöser und technische Notwendigkeit Mit dem Clean Energy Package (CEP) der Europäischen Union sind die grenzüberschreitenden Handelskapazitäten zwischen den EU-Mitgliedsstaaten (und damit auch zw. Österreich und EU-Nachbarn) seit 1.1.2020 auf 70% der verfügbaren Übertragungskapazitäten anzuheben (vgl. Abschnitt 2.5.2). Umfangreiche Analysen (vgl. Hotspot-Bericht der österreichischen Übertragungsnetzbetreiber) haben gezeigt, dass eine unmittelbare Umsetzung dieser Erfordernisse die Engpasssituation maßgeblich verschärfen und den sicheren Betrieb des österreichischen Übertragungsnetzes gefährden würde. Wie im Abschnitt 2.5.2 ausgeführt, hat APG gemäß den gesetzlichen Rahmenbedingungen für 2021 eine temporäre Freistellung von diesen Vorgaben des CEP erwirkt, um eine unmittelbare Gefährdung des sicheren Netzbetriebs abzuwenden. Die Österreichische Bundesregierung (zuständiges Ministerium BMK) hat darüber hinaus einen Aktionsplan erlassen, der eine schrittweise Anhebung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten entlang einer linearen Trajektorie bis Ende 2025 vorsieht. Die hierfür im Aktionsplan definierten Maßnahmen – darunter auch zahlreiche NEP-Projekte – wirken der Verschärfung der strukturellen Engpässe entgegen. Da wesentliche Leitungsprojekte – wie insbesondere die sehr wichtige Salzburgleitung – aufgrund maßgeblicher Verzögerungen in den Genehmigungsverfahren jedoch erst ab 2025 in Betrieb gehen (vgl. Tabelle 7), bleibt die Umsetzung der 70%-Forderung eine enorme Herausforderung. APG hat daher weitere Maßnahmen untersucht und entwickelt, deren Umsetzungen kurzfristig (im Zeitraum 2022 bis 2025), parallel zur steigenden Trajektorie als umsetzbar eingeschätzt werden. Diese Maßnahmen zielen darauf ab, die Netz- und Systemsicherheit – trotz der steigenden Anforderungen aus den massiven EE-Ausbauten in Europa und des CEP – zu gewährleisten sowie den erforderlichen Anstieg des Redispatch-Bedarfs möglichst zu dämpfen.		



Projektbeschreibung und technische Daten

Unter Maßgabe der CEP-Anforderung und der im österreichischen Aktionsplan definierten Trajektorie der zukünftigen Handelskapazitäten sind zusätzlich zu den im Aktionsplan festgehaltenen Maßnahmen die folgenden Projekte bis 2023 bzw. 2025 erforderlich:

a) Netzraum „Donauschiene Ost-West“ / Ybbsfeld / St. Peter

- 1) Mit der Errichtung eines 220-kV-Phasenschiebertransformators (PST mit 600 MVA und Anlagenausbauten) im UW Ybbsfeld kann mittels Lastflusssteuerung eine Optimierung der regionalen Leitungsbelastungen sowie eine Reduktion von Engpässen erreicht werden. Diese Maßnahme wirkt lastflusstechnisch bis in den Raum der westlichen Donauschiene und den Netzknoten St. Peter (Übergabestelle St. Peter – TenneT/DE) und ist die einzige Möglichkeit einer raschen Realisierung eines lastflussteuernden Elements für den Bereich der „Donauschiene Ost-West“ (geplante IBN Ende 2023 / Anfang 2024). Weiters bietet dieser PST netzbetriebliche Vorteile bei Abschaltungen für andere NEP-Projekte (v.a. für die Projekte NEP 19-6 und 19-4 sowie auch 19-2).
- 2) Weiters wird die Errichtung einer Lastfluss-Längsdrossel (220-kV-Luftdrossel und Einbindung in das System #258 „Pleinting“/TenneT) zur bessern Symmetrierung der Leistungsflüsse und ebenfalls anteiliger Engpassreduktion geprüft (geplante IBN wenn Anlagenbau-technisch möglich bis Ende 2022; inkl. Abstimmung mit TenneT).
- 3) Unmittelbar nach Errichtung / IBN der Salzburgleitung wird ein 4. 380/220-kV-Umspanner (550 MVA) im UW St. Peter in Betrieb genommen (bis Herbst/Ende 2025), da mit diesem bestimmte netztopologische Schaltungen der vier 220-kV-Leitungssysteme zur TenneT mit dem Ziel einer Reduktion von Engpassmanagement möglich werden.
- Die Simulationsrechnungen zeigten eine Entspannung/Verbesserung zur Erreichung der CEP-70%-Ziele v.a. mit den Inbetriebnahmen der 380-kV-Salzburgleitung und der 380-kV-Deutschlandleitung (vgl. NEP 2020 DE-Ltg.: geplante IBN 2024). Die IBN der Deutschlandleitung ist allerdings durch weitere Verzögerungen im Genehmigungsverfahren in DE nun auf 2026 verzögert (vgl. Abschnitt 4.5.1). Weitere Abstimmungen dazu und zu Maßnahmen an der Kuppelstelle St. Peter / DE mit TenneT sind in weiterer Folge nötig.

b) Netzraum Tirol / Netzknoten Westtirol

- 1) Der Netzraum Tirol (Netzbereich zwischen Westtirol und Zell/Ziller) zeigt sich in den Analysen und Simulationen zu CEP-70% als zweiter markanter Netzbereich. Durch den parallelen Verlauf der Leitungen von APG und Tinetz liegen wechselseitige Einflüsse vor. APG und Tinetz führen aktuell Detailberechnungen und Untersuchungen aus bzw. welche Wirkung mit einem lastflussteuernden Element (PST) in diesem Netzbereich erzielt werden können.

- 2) Weiters plant APG die Errichtung eines dritten 380/220-kV-Transformators mit 850 MVA im UW Westtirol in Kombination mit einer (direkten) Verbindung zweier Transformatoren mit den APG-Systemen 275/276 (Westtirol – Zell/Ziller; in Kombination mit dem NEP-Projekt 11-9: zweiter 380/220-kV-Transformator UW Westtirol). Dies löst einerseits die (n-1)-Problematik bei Ausfall/Nicht-Verfügbarkeit des bestehenden Transformators und ermöglicht höhere bzw. noch weitreichendere Steuerbarkeit der Leistungsflüsse. Eine IBN wird bis Ende 2025 angestrebt, dies ist aber aufgrund der technischen Komplexität des Projektes bzw. nötigen Anlagenumbaus/Ertüchtigungen (vgl. Projekt 19-7) noch nicht final bestätigt.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

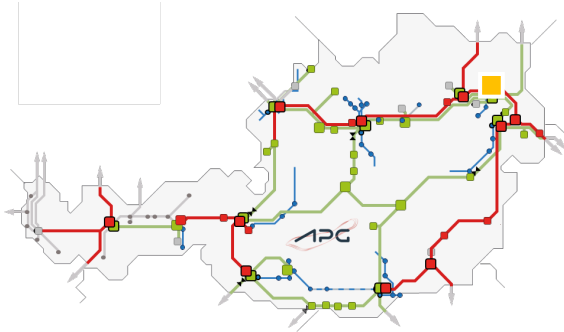
Angesichts der CEP-Vorgaben zur Forcierung des grenzüberschreitenden Stromhandels ist bis Ende 2025 mit sukzessive steigenden Netzbelastungen und zunehmenden Engpässen zu rechnen. Die hier im NEP-Projekt 21-1 definierten Maßnahmen zielen in Ergänzung zum österreichischen Aktionsplan darauf ab, den sicheren Netz- und Systembetrieb trotz der steigenden Anforderungen zu gewährleisten, sowie den resultierenden Anstieg des Redispatch-Bedarfs und der damit verbundenen Mehrkosten durch die Vorhaltung von Netzreserveleistung und Abrufen möglichst zu dämpfen. Dadurch sollen entsprechende Beiträge für einen ökonomischen, ökologischen sowie möglichst sicheren Netz- und Systembetrieb des APG-Übertragungsnetzes generiert werden.

Weitere Statusdetails

- Seit über sechs Monaten wurden umfangreichste year-around-Marktsimulationen und Netzberechnungen von APG durchgeführt und diese Studien/Analysen wurden Ende Mai 2021 abgeschlossen.
- Die Anlagenbau-technischen Planungsüberlegungen und die Projektzeitpläne/IBN der einzelnen Maßnahmen werden bis Sommer 2021 finalisiert.
- Die oben angeführten Ausbaumaßnahmen von APG werden je Standort/UW in Vorprojekte übergeführt, und es werden Einreichplanungen (für die Behördenverfahren) und Ausführungsplanungen vorbereitend für die Errichtung erstellt.

4.6.2 Neues 380-kV-Schaltwerk (SW) Seyring

Projektnummer: 21-2	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: neues SW	Gepl. IBN: 2028
Auslöser und technische Notwendigkeit Aufgrund der im EAG festgeschriebenen Ziele für ein Erneuerbares Energiesystem bzw. 100% „grüner Strom“ kommt es aktuell zu zahlreichen Netzanschlussansuchen von EE (Windkraft und PV im Bereich der Weinviertel-Leitung, vgl. NEP-Projekt 11-8). Zu den bisher bekannten Ausbauvorhaben ist von einem weiteren starken Anstieg der Einspeiseleistungen im Weinviertel auszugehen. Aus diesem Grund ist es nötig am Standort Seyring ein 380-kV-Schaltwerk zu errichten, um die Weinviertelleitung in die bestehende 4-fach 380-kV-Leitung zwischen den UW Dürnrohr/Bisamberg und Südost zweisystemig einzubinden. Damit kann die erzeugte Energie aus erneuerbaren Energieträgern im Weinviertel mit höherer Leistungsfähigkeit zu den APG-Netzknoten Dürnrohr/Bisamberg im Norden und Sarasdorf/Wien SO im Süd-Osten des Ballungsraumes und Lastknotens Großraum Wien (und weiter im APG-Netz) transportiert werden. Projektbeschreibung und technische Daten Errichtung eines neuen 380-kV-Schaltwerks in Seyring in Freiluftbauweise und Einbindung von vier Systemen der 380-kV-Leitung Dürnrohr/Bisamberg – Sarasdorf/Wien SO sowie der Weinviertelleitung (Projekt NEP 11-8). Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Durch das 380-kV-Schaltwerk Seyring wird eine Symmetrierung der Leistungsflüsse erwirkt. Dadurch wird die Netzintegration weiterer bzw. der geplanten hohen Einspeisungen aus erneuerbaren Energieträgern (EE) im Weinviertel in das APG-Übertragungsnetz ermöglicht, um die Zielvorgaben des EAG möglichst zu erreichen.		

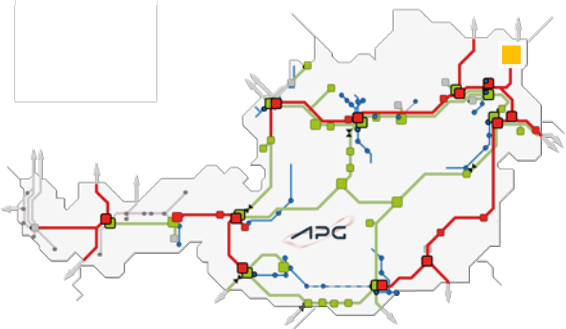


4.6.3 UW Zaya: Ausbau 3. 380/110-kV-Umspanner – Netz NÖ / Windkraft und PV

Projektnummer: 21-3	Netzebene: 2	Projektstatus: Planungsüberlegung / Vorprojekt	
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2023	

Auslöser und technische Notwendigkeit

Aufgrund der im EAG festgeschriebenen Ziele für ein Erneuerbares Energiesystem bzw. 100% „grüner Strom“ kommt es aktuell zu zahlreichen Netzanschlussansuchen von EE (Windkraft und PV im Bereich der Weinviertel-Leitung, vgl. NEP-Projekt 11-8). Zu den bisher bekannten Ausbauvorhaben ist von einem weiteren starken Anstieg der Einspeiseleistungen im Weinviertel auszugehen. Aus diesem Grund laufen aktuell Planungsüberlegungen mit Netz NÖ und v.a. der Windkraftbranche zur Errichtung eines dritten 380/110-kV-Umspanners im UW Zaya im nördlichen Weinviertel.



Projektbeschreibung und technische Daten

Errichtung eines dritten 380/110-kV-Umspanners im UW Zaya und Anbindung (Schaltfeld) an die 380-kV-GIS-Anlage.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

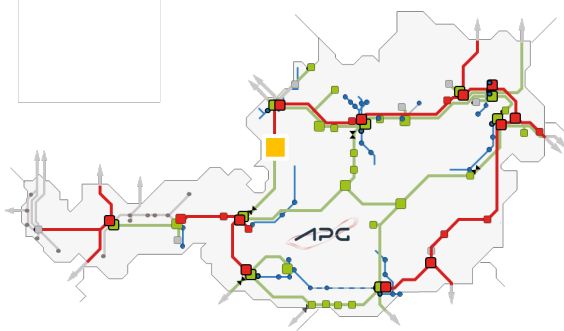
Erhöhung der Einspeisekapazität für erneuerbare Energieträger (Windkraft und PV) im UW Zaya zur Erfüllung der EAG- und Klimaschutzziele.

Weitere Statusdetails

- Aktuell Abstimmungen mit Netz NÖ und v.a. der Windkraftbranche (bzw. auch für PV-Projekte) sowie mit ECA

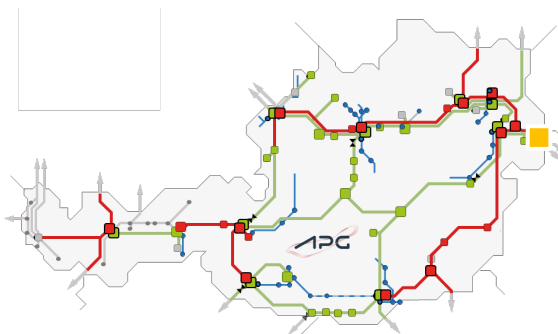
4.6.4 UW Wagenham: Ausbau und zweiter 380/110-kV-Umspanner (2. Ausbaustufe)

Projektnummer: 21-4	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2025
Auslöser und technische Notwendigkeit Die erste Ausbaustufe des Umspannwerks Wagenham wird im Zuge der Salzburgleitung (vgl. NEP-Projekt 11-10) als 380/110-kV-Netzabstützung für Netz OÖ errichtet. Durch steigende Anforderungen bezüglich der (n-1)-Sicherheit an den Übergaben zu den Verteilernetzen und den regionalen energiewirtschaftlichen Entwicklungen im westlichen Innviertel (inkl. auch EE-Ausbau) soll die Netzabstützung ausgebaut und um einen zweiten 380/110-kV-Umspanner erweitert werden. Eine weitere Notwendigkeit ist die netzbetrieblich erforderliche 110-kV-Teilnetzbildung (Trennung der Teilnetze OÖSP und OÖLA, vgl. UW Innkreis NEP-Projekt 18-4). Das Projekt ermöglicht eine wesentliche Verbesserung für die Netzintegration Erneuerbarer Energieträger im Innviertel (vor allem Wasserkraft und Photovoltaik). Außerdem kann die Versorgung der energieintensiven Industrie in dieser Region langfristig gesichert werden. Projektbeschreibung und technische Daten • Ausbau der Netzabstützung, weiterführend zum Erstausbau mit der Salzburgleitung • Errichtung eines 380-kV-Schaltfeldes und einer 380-kV-Sammelschienenkupplung sowie Freiluft-Umgehung • Errichtung eines zweiten 380/110-kV-Umspanners • Ausbau und Erweiterung der UW-Infrastruktur, GIS-Halle & Betriebsgebäude sowie Eigenbedarfsanlagen und Sekundärtechnik Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit sowie 110-kV-Teilnetzbildung und Erfüllung des Versorgungsauftrages der Netzbetreiber • Erhöhung der Versorgungssicherheit und Betriebssicherheit • Wesentliche Maßnahme zur Netzintegration von EE (vgl. EAG) und zur Dekarbonisierung der Industrie durch vermehrt Umstieg auf strombasierte Prozesse Weitere Statusdetails • Aktuell laufen Detailplanungen zur zweiten Ausbaustufe • Die Errichtung soll zeitnahe mit der ersten Ausbaustufe (vgl. NEP-Projekt 10-11) erfolgen, um Synergien in der Projektabwicklung zu nutzen		



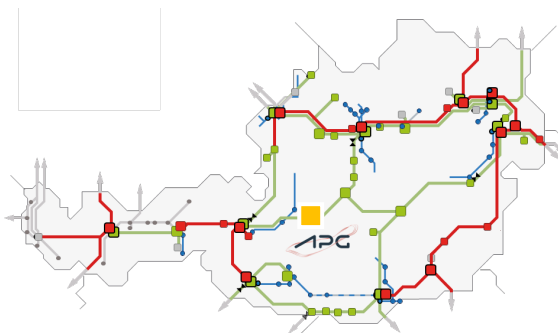
4.6.5 UW Zurndorf: Ausbau 5. 380/110-kV-Umspanner – Netz Burgenland (Windkraft)

Projektnummer: 21-5	Netzebene: 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2025
Auslöser und technische Notwendigkeit Zusätzlich zu den bereits installierten EE-Stromerzeugern (v.a. Windkraft) mit einer Gesamtleistung von rd. 1.310 MW (Stand Februar 2021) im Burgenland liegen beim Verteilernetzbetreiber Netz Burgenland Anfragen für Windkraftanlagen von weiteren rd. 500 MW (Stand Februar 2021) im Nord-Burgenland vor. Netz Burgenland geht auf Basis von Gesprächen mit Windparkbetreibern und unter Berücksichtigung von Leistungserhöhungen durch geplantes Repowering von einem realistischen Potential von bis zu rd. 2.000 MW Windkraftgesamtleistung aus. Zur Netzintegration der künftig erzeugten Windenergie sind umfangreiche Erweiterungen bzw. Verstärkungen bei Netz Burgenland erforderlich. Da in Schwachlastzeiten der überwiegende Teil der Leistung in das übergeordnete 380-kV-Netz der APG eingespeist wird, sind die Errichtung und der Betrieb eines zusätzlichen Umspanners im UW Zurndorf erforderlich. Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung eines fünften 380/110-kV-Umspanners mit 300 MVA • Einbindung in die 380- und 110-kV-Schaltanlagen durch APG und Netz Burgenland • Da diese Erweiterung bei den seinerzeitigen Planungen für vier Umspanner nicht vorgesehen war, sind Umbau- und Adaptierungsmaßnahmen nötig (inkl. Erweiterungen am Betriebsgebäude, der Sekundärtechnik und der Eigenbedarfsanlagen). Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Ermöglichung der Einspeisung von Windenergie und PV aus dem Verteilernetz von Netz Burgenland in das Übertragungsnetz der APG und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Integration von erneuerbaren Energieträgern (EAG- und Klimaschutzziele). Weitere Projektinformationen • Aktuell Planungsüberlegung zwischen APG und Netz Burgenland • Detailabstimmungen zu einem Gesamt-Konzept für die Netzintegration erneuerbarer Energien für den Zielzeitraum des EAG (d.h. bis 2030) für die Regionen Nord-/Mittleres- und Süd-Burgenland wurden gestartet; vgl. auch NEP-Projekte 21-8 und 21-10. • Mittelfristig werden auch Modernisierungen/Ertüchtigungen an der Leitung Wien SO – Neusiedl (Zurndorf) nötig, um den steigenden EE-Einspeiseleistungen entsprechende Transportkapazitäten im Übertragungsnetz zu bieten; vgl. auch Abschnitt 5.1		

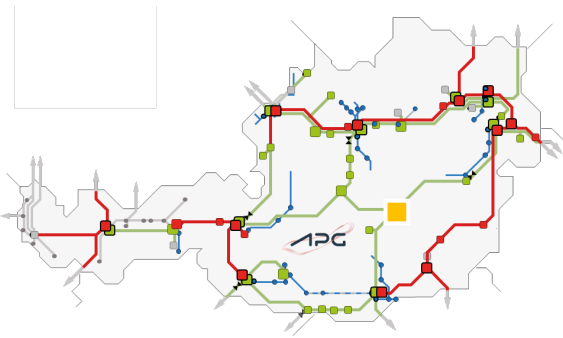


4.6.6 Neues UW Haus: 220/110-kV-Netzabstützung – Energienetze Steiermark

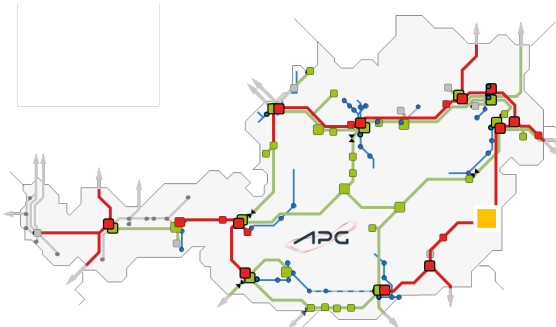
Projektnummer: 21-6	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2026
Auslöser und technische Notwendigkeit Die Notwendigkeit zur Errichtung eines 220/110-kV-Übergabepunktes im Ennstal ergibt sich zum einen durch den steigenden Leistungsbedarf der Tourismusregion rund um Schladming-Haus-Reiteralm, verursacht durch klimatisch bedingten zunehmenden Einsatz von Schneeerzeugungsanlagen als auch durch die in den letzten Jahren zu verzeichnende starke Leistungserhöhung der Gastronomie- und Hotelbetriebe. Insbesondere im Winterhalbjahr werden einerseits die Grenzen des (n-1)-sicheren Betriebes im Netz der Energienetze Steiermark (EN) erreicht bzw. teilweise bereits überschritten, darüber hinaus ist die Spannungshaltung im Winterhalbjahr aufgrund der steigenden Lasten und des weit ausgedehnten Mittelspannungsnetzes an den zulässigen Grenzen angelangt. Der Großraum Schladming ist von erhöhtem medialem Interesse („Night Race“, mehrfacher Austragungsort der alpinen Ski-WM), es bedarf bei solchen Großveranstaltungen eines erheblichen Aufwandes mit zahlreichen Notstromaggregaten, um auf Ausfälle vorbereitet zu sein. Weiters gab es bereits informelle Anfragen über die Integration von bis zu 200 MW Windkraft aus nahen/benachbarten Regionen in das steirische Verteilernetz. Mit einer zusätzlichen Netzabstützung im Raum Schladming-Haus kann die Versorgungssicherheit der Region Ennstal und Steirisches Salzkammergut bzw. Gesäuse erheblich gesteigert werden. Projektbeschreibung und technische Daten • Einbindung in die 220-kV-Leitung Pongau (vormals Tauern) – Weißenbach • 220-kV-Schaltanlage und 220/110-kV-Umspanner (220 MVA) • 110-kV-Errichtung/Ausbau durch EN Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Erhöhung der regionalen Versorgungs- und Betriebssicherheit • Wesentliche Maßnahme zur Integration Erneuerbarer Energieträger Weitere Statusdetails • Detaillierte Planungsüberlegungen in Abstimmung zwischen APG und EN • Ersetzt das NEP-Projekt 18-3 aus NEP 2020: UW Weißenbach 2. Umspanner 220/110 kV		



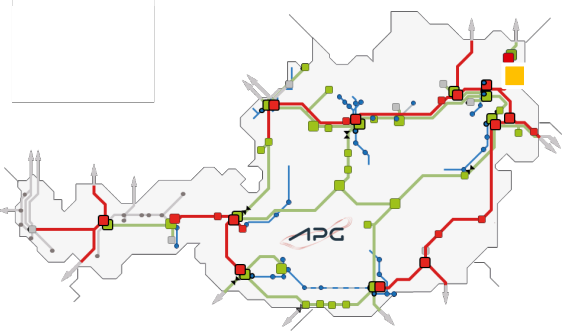
4.6.7 Neues UW Leoben: 220/110-kV-Netzabstützung ENS („green energy hub“)

Projektnummer: 21-7	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 220/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2026
Auslöser und technische Notwendigkeit Steigende regionale EE-Ausbauten von Wasserkraft, Windkraft und PV führen zum Bedarf einer 220/110-kV-Netzabstützung für Energienetze Steiermark im Bereich westlich von Leoben. Weiters liegen Pläne der lokalen Stahlindustrie für Technologieumstellungen als Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele vor. Dabei werden Prozesse der konventionellen kohlebasierten Stahlerzeugung schrittweise auf strombasierte Verfahren umgestellt bzw. mit diesen ergänzt. Durch diese Technologieumstellung und die Herstellung von „grünem Stahl“ können große CO₂-Einsparungen erreicht werden. Für die Netzintegration der lokalen erneuerbaren Stromerzeuger ist es nötig im Bereich westlich von Leoben einen neuen 220-kV-Übergabepunkt zum 110-kV-Verteilernetz der ENS zu errichten. Dieser bietet in weiterer Folge auch die Möglichkeit für den Netzanschluss der lokalen Stahlindustrie für die Technologieumstellung zur Herstellung von „grünem Stahl“ mit dem Einsatz von Elektroschmelzöfen (sog. „EAF“).  Projektbeschreibung und technische Daten • Umbau der vom UW Hessenberg Richtung Ternitz führenden 220-kV-Leitung (ca. 4 km) und Mitführung von zwei 220-kV-Systemen zum UW Leoben 220/110 kV • Errichtung eines neuen 220/110-kV-Umspannwerks westlich von Leoben mit Energienetze Steiermark (ENS) • Errichtung eines 220/110-kV-Umspanners (220 MVA durch APG) und einer 110-kV/Mspgs.anlage durch ENS • Möglichkeit eines 220-kV-Netzanschlusses für die lokale Stahlindustrie Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Netzintegration der stark steigenden lokalen EE-Erzeugung • Erhöhung der Versorgungs- und Betriebssicherheit • Wesentliche Maßnahme zur EE-Integration und zur Dekarbonisierung im Industriesektor und damit Beitrag zur Erreichung der EAG- und Klimaschutzziele Weitere Statusdetails • Planungsüberlegungen und das Ausbaukonzept werden von APG mit Energienetze Steiermark und der lokalen Stahlindustrie (voestalpine) entwickelt		

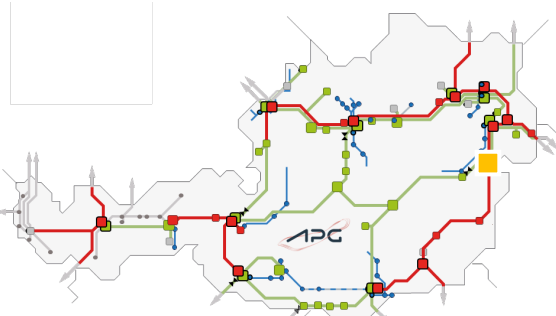
4.6.8 UW Südburgenland: Ausbau 3. und 4. 380/110-kV-Umspanner – Netz Burgenland

Projektnummer: 21-8	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2027
Auslöser und technische Notwendigkeit Auf Grund der derzeit dynamischen Verbrauchs- und Einspeisesituation im südlichen und mittleren Burgenland und dem weiterhin durch das EAG zu erwartenden massiven EE-Ausbauten ergibt sich die Notwendigkeit zur Erhöhung der Anschlussleistung im Umspannwerk Südburgenland in der Marktgemeinde Rotenturm an der Pinka.  Projektbeschreibung und technische Daten • Der bestehende 380/110-kV-APG-Übergabepunkt UW Südburgenland soll um einen 3. und 4. Umspanner erweitert werden (Erhöhung der Umspannerleistung von derzeit 400 MVA auf zunächst 600 MVA und weiter auf 900 MVA) • Damit wird auch ein Ausbau des Umspannwerkes zu einem APG-Netzknoten erfolgen inkl. einer zweisystemigen Leitungseinbindung, Sammelschienenenerweiterung und 2. Kupplung sowie nötige Ausbauten des Betriebsgebäudes und der Eigenbedarfsanlagen und Sekundärtechnik Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Mit der Erhöhung der Anschlussleistung im Umspannwerk Südburgenland werden im Bereich des südlichen und mittleren Burgenlandes der gesetzliche Auftrag über die Netzintegration von erneuerbaren Energieträgern erfüllt. Weitere Statusdetails • Detaillierte Planungsüberlegungen in Abstimmung zwischen APG und NEB • Detailabstimmungen zu einem Gesamt-Konzept für die Netzintegration erneuerbarer Energien für den Zielzeitraum des EAG (d.h. bis 2030) für die Regionen Nord- und mittleres Burgenland wurden gestartet; vgl. auch NEP-Projekte 21-5 und 21-10.		

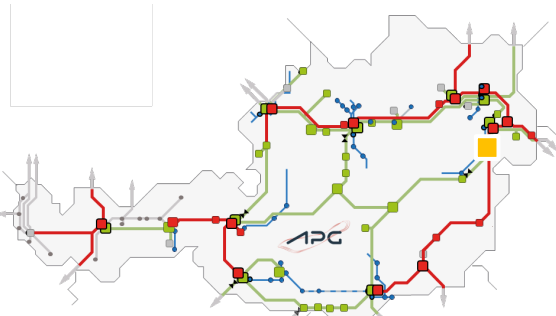
4.6.9 Neues UW Prottes: 380/110-kV-Netzabstützung Netz NÖ (Windkraft und PV)

Projektnummer: 21-9	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2029
Auslöser und technische Notwendigkeit Mit 2022 werden rund 1200 MW Windkraftleistung im Weinviertel an das Verteilernetz der Netz Niederösterreich angeschlossen sein. Aufgrund der im Regierungsprogramm festgeschriebenen Ziele für den Umbau des Energiesystems (EAG) ist von einem zusätzlichen starken Anstieg der Einspeiseleistungen aus Windkraft und PV im Weinviertel auszugehen. Da diese erzeugten Leistungen und Energiemengen nicht im lokalen 110-kV-Netz von Netz NÖ eingespeist bzw. verbraucht werden können, wurden Planungsüberlegungen für eine zusätzliche Übergabestelle zum APG-Übertragungsnetz von Netz NÖ aufgenommen.  Projektbeschreibung und technische Daten • 380-kV-Schaltanlage und Einbindung in die Weinviertelleitung • 380/110-kV-Umspanner mit je 300 MVA • 110-kV-Ausbau/Anbindung durch Netz NÖ Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Erhalt der Versorgungsqualität und (n-1)-Sicherheit im 110-kV-Netz bei steigender Netzlast und insbesondere Einspeisung von Windkraft-/PV-Leistungen in Kombination mit den anderen Übergabestellen im Weinviertel. Beitrag zur Erreichung der EAG- und Klimaziele durch die Netzintegration von EE und weitere EE-Ausbauten. Weitere Statusdetails • Planungsüberlegungen von Netz NÖ in Abstimmung mit APG und EE-Einspeisern		

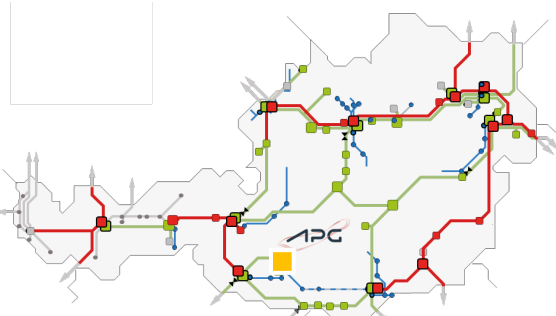
4.6.10 Neues UW Mattersburg: 380/110-kV-Netzabstützung – Netz Burgenland (WKA, PV)

Projektnummer: 21-10	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2028/2029
Auslöser und technische Notwendigkeit Auf Grund der derzeit dynamischen Verbrauchs- und Einspeisesituation im nördlichen und mittleren Burgenland und der weiteren durch das EAG zu erwartenden EE-Entwicklung sowie zur Sicherstellung der (n-1)-sicheren Versorgung des Verteilernetzes ergibt sich die Notwendigkeit einer neuen 380/110-kV-Netzabstützung aus dem Übertragungsnetz der APG.  Projektbeschreibung und technische Daten • 380-kV-Schaltanlage und Einbindung in die „Südburgenland“-Leitung im Raum Mattersburg • 380/110-kV-Umspanner mit 300 MVA • 110-kV-Ausbau/Anbindung durch Netz Burgenland Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Mit einer zusätzlichen Netzabstützung im Raum Mattersburg werden im Bereich des nördlichen und mittleren Burgenlandes der gesetzliche Auftrag zur Netzintegration von erneuerbaren Energieträgern erfüllt sowie die (n-1)-Anspeisekapazität gesichert. Weitere Statusdetails • Planungsüberlegungen in Abstimmung zwischen APG und NEB • Detailabstimmungen zu einem Gesamt-Konzept für die Netzintegration erneuerbarer Energien für den Zielzeitraum des EAG (d.h. bis 2030) für die Regionen Nord- und Südburgenland wurden gestartet; vgl. auch NEP-Projekte 21-5 und 21-8		

4.6.11 Neues UW Trumau: 380/110-kV-Netzabstützung Wiener Netze (Windkraft und PV)

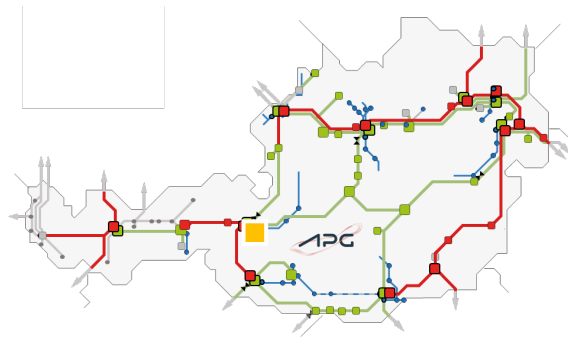
Projektnummer: 21-11	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: neues UW	Gepl. IBN: 2029
Auslöser und technische Notwendigkeit Für das südliche Konzessionsgebiet von Wiener Netze GmbH liegen Anfragen zum Netzanschluss von Windkraftanlagen und PV mit einer Gesamtleistung bis zu rd. 500 MW vor. Die Tendenz der angefragten Leistungen der Netzanschlüsse ist stark steigend. Diese Erzeugungsleistung kann weder im Mittelspannungsnetz (20 kV) noch im 110-kV-Netz adäquat eingebunden werden.  Projektbeschreibung und technische Daten • 380-kV-Schaltanlage und Einbindung in die „Südburgenland“-Leitung im Raum südlich von Wien • 380/110-kV-Umspanner mit 300 MVA • 110-kV-Ausbau/Anbindung durch Wiener Netze (und ggf. APG) Im Einklang mit der tatsächlichen Entwicklung der EE-Rückspeisung werden ein stufenweises Anschlusskonzept für den bedarfsgerechten Ausbau entwickelt und Platzreserven für weitere 380/110-kV-Umspanner vorgesehen. Zusätzlich können in weiterer Folge vorbeiführende bzw. nahe 110-kV-Leitungen von APG und Wiener Netze eingebunden werden, und so der Vermaschungsgrad und die Versorgungssicherheit im 110-kV-Netzgebiet südlich von Wien verbessert werden. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Mit der neuen 380/110-kV-Netzabstützung im Raum Trumau wird der Netzanschluss der geplanten EE-Projekte (v.a. Windkraft und PV) in Netzgebiet südlich von Wien sichergestellt. Zusätzlich ergibt sich später über die Möglichkeit der Einbindung von 110-kV-Leitungen eine stärkere Vermaschung der Netzgruppe „S“ von Wiener Netze und APG, wodurch die Versorgungssicherheit und -qualität nachhaltig erhöht wird. Weitere Statusdetails • Erste Planungsüberlegungen zwischen Wiener Netze und APG gestartet		

4.6.12 Umstrukturierung 110-kV-Netz Reißbeck / Malta

Projektnummer: 21-12	Netzebene: 3	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 110 kV	Art: Änderungen UW / Ltg.	Gepl. IBN: 2023/2024
Auslöser und technische Notwendigkeit Verbund Hydro Power GmbH (VHP) wird an den Erzeugungsanlagen im Kraftwerk Malta und Reißbeck/Kreuzbeck bestimmte Erneuerungen und Effizienzsteigerungsmaßnahmen durchführen. APG betreibt in diesem Netzbereich Teile des 110-kV-Netzes und es liegt die Notwendigkeit einer Generalerneuerung der gemeinsamen (APG und VHP) 110-kV-Anlage „Reißbeck“ vor. Aus diesem Grund wurde ein umfassendes Gesamtkonzept für den betroffenen Netzraum von APG und VHP erarbeitet, welches die jeweiligen betrieblichen Bedarfe bestmöglich und effizient erfüllt.  Projektbeschreibung und technische Daten - Die von Malta Unterstufe und Kamering kommende 110-kV-Leitung der APG (die derzeit in die 110-kV-Schaltanlage Reißbeck eingebunden ist) wird von APG in die nahe gelegene 110-kV-Schaltanlage Malta der APG geführt, dafür sind in der Schaltanlage Malta zwei 110-kV-Schaltfelder von APG auszubauen - Weiters wird APG am Standort Malta im Zuge des Projektes ein eigenes Betriebsgebäude für den Betrieb der 220-kV- und 110-kV-Anlagen von APG errichten - VHP errichtet in Reißbeck eine neue 110-kV-Kraftwerkschaltanlage (im Zuge dessen werden die dzt. 110-kV-Anlagenteile in Reißbeck von VHP und APG demontiert) - Weiters werden Demontagen von (nach diesen Umbauten) nicht mehr benötigten 110-kV-Leitungsabschnitten der APG erfolgen Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Die Maßnahmen stellen ein 110-kV-Gesamtkonzept dar, welches die jeweiligen betrieblichen Bedarfe bestmöglich und effizient erfüllt. Weiters kommt es zu einer weitreichenden „Entflechtung“ der APG-Netzanlagen von den Kraftwerksanlagen der VHP. Weitere Statusdetails - Das Ausbau-/Umbaukonzept liegt abgestimmt zwischen APG und VHP vor - Laufende Planungsgespräche für weitere Detailplanungen - Weiters wird 2024/25 ein 220-kV-Netzanschluss von VHP an der 220-kV-Schaltanlage Malta der APG durch weitere Umstrukturierungen/Ausbauten der VHP erfolgen		

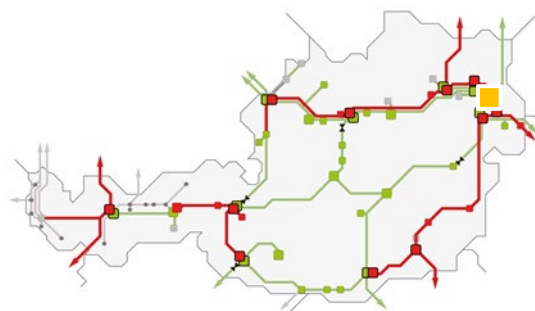
4.6.13 UW Kaprun: 380-kV-Netzanschluss PSP-KW Limberg 3

Projektnummer: 21-13	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung / Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 380 kV	Art: Ausbau UW	Gepl. IBN: 2025
Auslöser und technische Notwendigkeit Verbund Hydro Power GmbH (VHP) hat im Frühjahr 2021 den Baubeschluss für die Erweiterung der Kraftwerksgruppe Kaprun / Limberg mit dem Kraftwerk Limberg 3 getroffen. Das Kraftwerk Limberg 3 wird über die, aus dem „hinteren Kaprunertal“ kommende, 380-kV-Leitung (Systeme 457/458) der VHP an das 380-kV-Netz von APG in den Schaltanlagen Kaprun/Tauern angebunden. APG errichtet aktuell die 380-kV-Salzburgleitung, und bindet diese gemäß dem UVP-Projekt Salzburgleitung in das 380-kV-UW Kaprun ein (vgl. NEP-Projekt 11-10). Die Salzburgleitung sowie der Netzanschluss von Limberg 3 sind de facto bzw. rechtlich zwei unabhängige Projekte. Da allerdings Erweiterungen und Umbauten von GIS-Anlagen aufgrund der beengten Raumverhältnisse eine komplexe Aufgabe darstellen und hier zeitliche Überschneidungen vorliegen, wird APG – auch um die Abschaltzeiträume kurz zu halten – die einzelnen Projektteile für die Erweiterung der 380-kV-Anlage Kaprun bezogen auf den technischen Bauablauf auf einander abstimmen und als eine Um-/Ausbaumaßnahme bis 2025 abwickeln. Projektbeschreibung und technische Daten - Ausbau eines 380-kV-Schaltfeldes und anlagenbautechnische Erweiterungen in der GIS-Anlage „Kaprun“ durch APG für den Netzanschluss von Limberg 3 Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Netzanschluss des Pumpspeicherkraftwerks Limberg 3 von VHP an das Übertragungsnetz der APG. Die leistungsfähige 380-kV-Anbindung von Limberg 3 bzw. von Pumpspeicherkraftwerken ermöglicht die effiziente Speicherung sowie Ausregelung der volatilen erneuerbaren Energien und trägt somit zur Erreichung der EAG- und Klimaschutzziele bei. Weiters ergeben sich Vorteile für den Netzwiederaufbau durch den direkten Netzanschluss auf die 380-kV-Netzebene. Durch die Abstimmung mit den entsprechenden Projektteilen der Salzburgleitung werden notwendige Abschaltzeiträume im Bauablauf möglichst kurz gehalten. Weitere Statusdetails - Baubeschlussfassung für Limberg 3 durch VHP im Frühjahr 2021		



4.6.14 UW Wien Südost: Ausbau 4. Umspanner (380/110 kV) – Wiener Netze

Projektnummer: 21-14	Netzebene: 1, 2	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/110 kV	Art: Umspannwerk	Gepl. IBN: 2027/28
Auslöser und technische Notwendigkeit Das Umspannwerk Wien Südost ist eine wichtige Netzabstützung für das Verteilernetz der Wiener Netze. Aktuell sind im Umspannwerk Südost drei Umspanner zu je 200 MVA für Wiener Netze vorhanden. Im Normalbetrieb versorgen zwei dieser Umspanner die 110-kV-Netzgruppe „S“, welche sich bis ins südliche Niederösterreich erstreckt. Der dritte Umspanner stützt neben den Abstützungen in Wien Süd und Wien Simmering die Netzgruppe „J“. Das Netzgruppenkonzept der Wiener Netze sieht zur Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit eine Maximallast von 300 MVA je Netzgruppe vor, die Entwicklungen im Bereich der Netzgruppen „J“ und „S“ zeigen jedoch, dass diese zukünftig deutlich überschritten werden. Um die Notwendigkeit von Netzgruppenkuppelungen so gering wie möglich zu halten, ist ein weiterer Kuppelumspanner am Standort Wien Südost notwendig, durch welchen eine Teilung der Netzgruppe „J“ ermöglicht wird. Projektbeschreibung und technische Daten • Errichtung eines 380/110-kV-Umspanners mit 300 MVA • Kombiniert mit der Generalerneuerung der 380-kV-Schaltanlage Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen • Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit für das Verteilernetz der Wiener Netze • Möglichkeiten zur Netzgruppentrennung (Kurzschlussleistung, Löschgrenze) • Erhöhung der betrieblichen Flexibilität bei Abweichungen vom Normalschaltzustand Weitere Projektinformationen • Planungsüberlegungen WN mit APG gestartet		



5 Informationen über zukünftige Projekte

5.1 Weitere Entwicklung des APG-Übertragungsnetzes (Leitungsprojekte)

Im Rahmen des Regierungsprogramms der Bundesregierung sowie mit dem **EAG ist es für die Erreichung der Klimaschutzziele nötig die erneuerbaren Energieträger (EE) massiv weiter auszubauen** (vgl. Abschnitt II.A im allgemeinen NEP-Teil von APG und VÜN und Abschnitt 2.3 im APG-Netzentwicklungsplan: Ausbau von zusätzlich 19 GW an EE-Erzeugungsleistung¹⁷). Abhängig von den tatsächlichen Einspeiseleistungen und deren räumliche Verteilungen welche in die Stromnetze zu integrieren sind, werden weitere Netzausbauten bei APG ausgelöst. Dabei werden massive Einflüsse auf das Übertragungsnetz durch kumulierte Effekte aus den Verteilernetzen durch z.B. den Ausbau der Photovoltaik, den vermehrten Umstieg der Industrie (z.B. voestalpine) und Gewerbe auf Strom-basierte Prozesse sowie die großflächige Einführung von E-Mobilität erwartet. Zudem werden die Windkraftleistungen (im GW-Bereich) bereits heute über 380/110-kV-Umspannwerke direkt in die 380-kV-Ebene von APG eingespeist. Der dringend erforderliche Netzausbau ist in der Umsetzung weitaus zeitintensiver und insgesamt verzögert (Bsp. Salzburgleitung) – dem gegenüber schreitet der Ausbau der erneuerbaren Erzeugungsanlagen rasant voran.

Insbesondere mit der Vielzahl an neuen Umspannwerksprojekten (vgl. Tabelle 3 / Tabelle 4 in Abschnitt 4.4) → d.h. **20 neue („green field“) Umspannwerke bis 2030** sowie UW-Erweiterungen mit zusätzlichen Transformatoren werden weitere bzw. neue Einspeisepunkte (bzw. Bezugspunkte) von den Verteilernetzen in das APG-Übertragungsnetz geschaffen. Hierbei ist anzuführen, dass APG in den meisten Fällen aufgrund von Netzengpässen keinen uneingeschränkten Netzzugang mehr gewähren kann. Um vorerst Absagen von neuen Netzanschlüssen zu vermeiden, werden in Abstimmung mit E-Control seit mehreren Jahren neue Netzanschlüsse nur mit beschränkten Netznutzungsrechten – d.h. unter dem Vorbehalt von Leistungseinschränkungen ohne Kostenersatz bei Netzengpässen – gewährt. Da die Häufigkeit von Netzengpässen mit den aktuellen Entwicklungen (massiver EE-Ausbau, CEP, energiewirtschaftliche Einflüsse vgl. Kapitel 2) weiter steigt, wächst auch das Risiko für jeden zusätzlichen Anschlusswerber für Leistungseinschränkungen durch fehlende Netzkapazitäten und Engpässe im APG-Netz.

Mit der Einspeisung zusätzlicher EE-Leistungen und von lokalen/regionalen Überschussleistungen von mehreren GW durch das EAG steigt jedenfalls der Bedarf an Transportkapazitäten im APG-Übertragungsnetz, weshalb zusätzliche Leitungsprojekte zu entwickeln sind. Aus den in 2020/2021 durchgeführten Simulationen und Netzberechnungen sowie Überlegungen zur Netzentwicklung bei APG, sowie begleitend zum TYNDP-Prozess 2022, zeigt sich insbesondere – neben den NEP-Leitungsprojekten gemäß Tabelle 3 – vorrangig folgender Bedarf an nötigen höheren Transportkapazitäten (vgl. Abbildung 9):

¹⁷ Vgl. die aktuell in Österreich installierte Kraftwerksleistung: ca. 27 GW

- Raum Österreich-Ost zur weiteren Netzintegration der Windkraftleistungen und PV sowie Verbindungen zu den Ballungsräumen und Lastzentren, dies betrifft v.a. „alte“ 220-kV-Leitungen aus den 1960er-Jahren:
 - Leitung Neusiedl (Zurndorf) – Wien SO – Bisamberg¹⁸
 - Leitung Wien SO – Ternitz – Hesselberg / Leoben
- Steigerungen der Transportkapazitäten vorrangig in Ost ⇌ West-Richtung in Österreich zur leistungsfähigen Verbindung der EE-Regionen mit den Lastzentren, Industriestandorten und den Pump-Speicherkraftwerken
- sowie an einzelnen Nord-Süd-Leitungen

Aus den netzplanerischen Untersuchungen – mit den derzeit bekannten Szenarien (v.a. mit EAG 2030 und den Klimaschutzzielen 2040, TYNDP und mit dem CEP) – leiten sich diese weiteren Engpässe im APG-Netz ab, diesen gilt es unter Anwendung des NOVA-Prinzips (vgl. Abschnitt 2.7) durch Modernisierungen bzw. Ertüchtigungen sowie neuen Leitungsverbindungen rechtzeitig entgegenzuwirken.

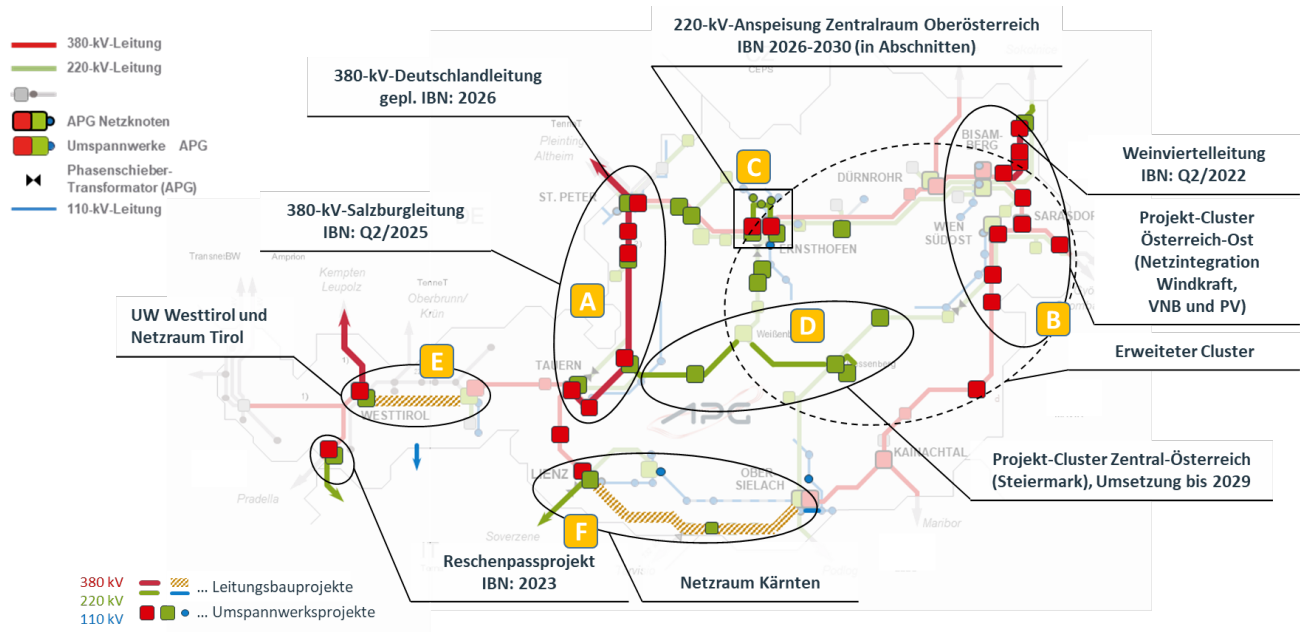


Abbildung 9: Top-Leitungsprojekte des NEP 2021 und nötige Steigerung von Transportkapazitäten

¹⁸ und für über 2030 hinausführende EE-Ausbauten: Bereich des südlichen Weinviertels

Unter Heranziehung der zusätzlichen nötigen EE-Leistungen von 19 GW für die Ziele des EAG 2030 bzw. weiterführend für eine Klimaneutralität (über die Sektoren inkl. Industrie) bis 2040 wird auch verstärkt die Entwicklung von weiteren 380-kV-Verbindungen notwendig werden. APG wird entsprechende Voruntersuchungen durchführen und Leitungsprojekte entwickeln sowie diese in die kommenden Netzentwicklungspläne als Projekte zur Genehmigung aufnehmen – vgl. auch gesetzliche Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers in Abschnitt 1.2. Unter Berücksichtigung der nötigen Vorlauf- und Genehmigungszeitdauern für Leitungsgroßprojekte ist, bei Start dieser Projekte in den kommenden Jahren, mit Inbetriebnahmen ab 2030 bis 2035 zu rechnen. Weiters sind für eine gesamthafte EE-Systemintegration in der Größenordnung von zusätzlich 19 GW (und mehr) jedenfalls weitere Speicher- und Flexibilitätsoptionen, Kooperationen mit den Verteilernetzbetreibern sowie Sektorenkopplungen und innovative technologische Lösungen nötig.

5.2 Kundenprojekte (Netzanschlussprojekte, Kraftwerke, Merchant Line)

Für die im Folgenden aufgelisteten Netzanschlussprojekte von Kunden (Netzanschlussprojekte, Pumpspeicher-Projekte und ein Merchant-Line-Projekt (vgl. Abschnitt II.E)) liegen die im Punkt 1.3 definierten Voraussetzungen zur Aufnahme in den Netzentwicklungsplan noch nicht vor. Um ein vollständiges Bild der Entwicklungen zu geben, werden diese Projekte zusätzlich angeführt.

Informationen über zukünftige Kundenprojekte
UW Malta: Netzanschluss Reißbeck II+
Netzanschluss Merchant Line Würmlach (AT) - Somplago (IT), TYNDP Projekt 1380
UW Zell/Ziller: Netzanschluss KW Gerlos (220 kV)
Erweiterung KW Mayrhofen/Zillertal
Netzanschluss PSKW Koralm
Netzanschluss PSKW St. Georgen
UW Prutz: Netzanschluss KW Kaunertal 2 (380 kV)

Tabelle 5: Informationen über zukünftige Kundenprojekte

6 Risiken

Die Realisierung der Projekte des Netzentwicklungsplans und die Verstärkung der Netzkapazitäten sind wesentliche Voraussetzungen, um die Aufgaben des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers erfüllen zu können.

Verschiedene Faktoren stellen ein Risiko für die Umsetzbarkeit der Projekte dar bzw. haben Einflüsse auf die Realisierungsdauern und Kosten. Vor allem jene Projekte, deren Start gegen Ende des zehnjährigen Planungszeitraumes angesetzt ist, sind mit Unsicherheiten behaftet. Langfristige Leitungsprojekte (typischerweise UVP-Projekte) lassen am Planungsbeginn nur unzureichend erahnen, welche Verzögerungen und Veränderungen sich im Rahmen des Vorprojektes ergeben können. Nachstehend werden potentielle Unsicherheitsfaktoren (Risikofaktoren) für die im Netzentwicklungsplan angeführten Projekte angeführt.

6.1 Risiken im Vorprojekt

- **Projekt wird nicht genehmigt**

Wird ein Projekt nicht genehmigt bzw. nach Errichtung und Inbetriebnahme die dauerhafte Betriebsbewilligung nicht erteilt, sind die bis zum Zeitpunkt des Projektabbruchs angefallenen Kosten eines eingereichten Projektes zu aktivieren und sofort abzuschreiben. Dadurch würde sich in der Gewinn- und Verlustrechnung ein hoher Aufwand ergeben, der in weiterer Folge zu höheren Netzkosten führt. Die Kosten zur Erlangung eines Genehmigungsbescheides machen – insbesondere bei UVP-Verfahren – einen hohen Anteil der Gesamtprojektkosten aus (bei der Steiermarktleitung z.B. rd. 20% der Gesamtkosten).

Ein besonderes Risiko birgt der Fall einer nachträglichen Aufhebung eines positiven Bescheides durch die Höchstgerichte. Bei Vorliegen eines positiven UVP-Genehmigungsbescheides auf verwaltungsgerichtlicher Ebene (Bundesverwaltungsgericht) kann unter gewissen Bedingungen trotz anhängiger Höchstgerichtsverfahren mit der Projektrealisierung begonnen werden, wenn den Beschwerden keine aufschiebende Wirkung zuerkannt wird. Wird jedoch der Bescheid während bzw. nach der Projektrealisierung aufgehoben, muss das Projekt abgebrochen und im ungünstigsten Fall die bereits errichteten Anlagen demontiert werden. Dabei sind (im worst case) bis zu 100% der Projektkosten zuzüglich Demontagekosten sofort abzuschreiben.

- **Der Abschluss des Genehmigungsverfahrens verzögert sich**

Der Gesetzgeber sieht Verfahrensdauern für die Durchführung von Genehmigungsverfahren vor (UVP-Verfahren Verwaltungsbehörde 9 Monate, nachfolgend Verwaltungsgericht 6 Monate). Aufgrund der bisherigen Erfahrungen mit UVP-Verfahren kann bei derartigen Projekten die tatsächliche Dauer erheblich davon abweichen (Bsp. Salzburgleitung 77 Monate). Neben einer verzögerten Projektumsetzung haben die langen Genehmigungsverfahren zusätzlich auch erhöhte Kosten zur Folge.

- **Projektänderungen während des Genehmigungsverfahrens**

Eine Ursache für Verzögerungen in der Projektrealisierung und für Kostensteigerungen stellen insbesondere bei UVP-pflichtigen Projekten die während der Genehmigungsverfahren von Dritten eingeforderten Projektänderungen dar. Behördenauflagen und z.B. (ökologische) Ausgleichsmaßnahmen führen ebenfalls zu Kostensteigerungen.

- **Veränderung übergeordneter rechtlicher Rahmenbedingungen**

Infrastrukturprojekte haben in der Regel einen langen Planungshorizont. Dieser lange Zeithorizont führt nicht selten dazu, dass sich im Zuge von Planungsarbeiten übergeordnete europäische, aber auch nationale Zielsetzungen und Gesetzesvorgaben ändern. Daraus folgende erforderliche Änderungen in der Projektplanung können höhere Kosten nach sich ziehen.

- **Zwangsrechtliche Einräumung von Dienstbarkeiten und andere Verfahren**

Die APG strebt einvernehmliche Lösungen mit den Grundeigentümern an. Wenn diese nicht möglich sind, müssen Dienstbarkeiten gegebenenfalls zwangsrechtlich eingeräumt werden. Dies kann längere Zeit in Anspruch nehmen, wodurch sich die Projektdauer verlängert und in einer Erhöhung von Projektkosten resultiert (Bsp. Salzburgleitung).

6.2 Risiken im Zuge der Projektumsetzung

- **Entwicklung der Rohstoffpreise**

Einen wesentlichen Unsicherheitsfaktor stellt die Entwicklung der Rohstoffpreise dar. Die Netzausbaukosten sind dabei vor allem abhängig von der Veränderung der Stahl/Eisen-, Aluminium- und Kupferpreise sowie auch der Bau-, Errichtungs- und Montagepreise. Zur Veranschaulichung der Rohstoffpreisvolatilität ist die Entwicklung der Aluminium-, Kupfer-, Eisen- & Stahlpreise sowie des Baukostenindex (Brückenbau) im Zeitraum 2017 bis Anfang 2021 in Abbildung 10 dargestellt.

Zu sehen sind aktuell extreme Anstiege der Preisindizes für Rohstoffe, getrieben durch Verwerfungen, Lieferverzögerungen, Nachholeffekte und Forcierung von weltweiten Wirtschaft stimulierenden Maßnahmen im Nachgang zur Corona-Krise. Diese Effekte zeigen auch bereits erste Auswirkungen auf in Umsetzung befindliche Projekte der APG (z.B. Preisgleitungen, Teilabrechnungen, etc.). Aktuell können daraus entstehende Erhöhungen der Gesamtkosten von NEP-Projekten sowie einzelne Projektverzögerungen nicht ausgeschlossen werden.

Derzeit sind die diesbezüglichen weiteren (v.a. mittelfristigen) Entwicklungen schwer einschätzbar. Durch steigende Bauaktivitäten und Nachfrage in Europa, die z.B. auch stark durch die forcierte Netzintegration der Erneuerbaren getrieben werden, können sich höhere Preisniveaus in den nächsten Jahren einstellen. Dies zeigt sich aktuell bereits bei laufenden Projekten und Vergaben für Fremdleistungen und Lieferungen (Geräte, Material und Montagepreise etc.). APG führt deshalb das Risiko von Kostenerhöhungen bei Projekten im internen Risk-Management-Portfolio.

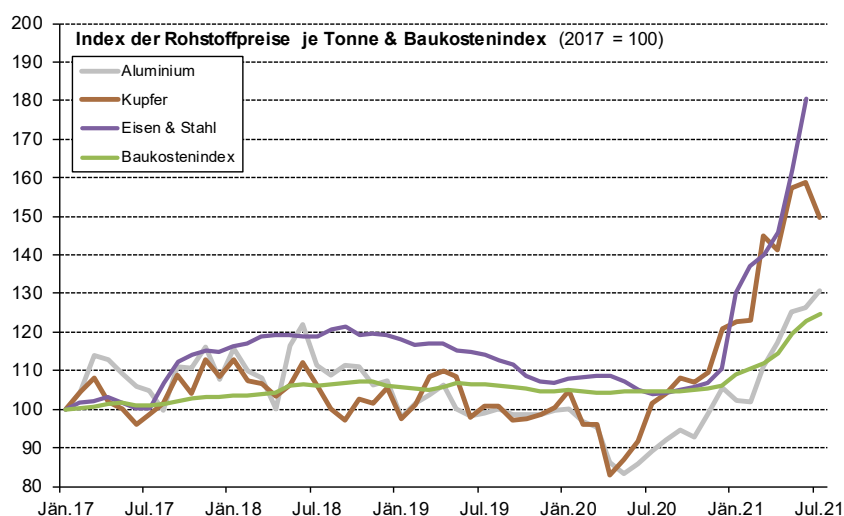


Abbildung 10: Entwicklung der Aluminium-, Kupfer-, Eisen- & Stahlpreise sowie Baukostenindex 2017 bis 2021
(Quelle: www.finanzen.net & Statistik Austria)

• Lieferantenrisiko

Die Auslastungen von Planungs-, Liefer-, und Montagefirmen ist zum Zeitpunkt der Budgetplanung schwer abschätzbar. Die steigende Investitionstätigkeit von nationalen und internationalen Netzbetreibern führt zu Kapazitätsengpässen und damit einhergehenden Preissteigerungen oder sogar zum (gänzlichen) Wegfall von Anbietern. Zudem kann es zu Verlängerungen der Lieferzeiten kommen, die wiederum Folgekosten verursachen. Die Erfahrungen aus aktuellen Projekten und Marktbeobachtungen bestätigen das Risiko von auslastungsbedingten Preissteigerungen sowie möglichen Liefer- und Projektverzögerungen.

• Baugrundrisiko

Zur Evaluierung der Beschaffenheit des Untergrundes werden als Planungsgrundlage vor Baubeginn Bodenproben und „Schürfe“ entnommen. Dennoch verbleibt ein Risiko, dass dennoch mehr Boden als geplant verbessert oder ausgetauscht werden muss, wodurch Mehrkosten entstehen.

• Abschaltungen

Die Stromversorgung Österreichs muss trotz Arbeiten an den Anlagen (Instandhaltung, Erneuerungen/Verstärkungen, Ausbauten, etc.) immer gewährleistet sein. Es bedarf daher einer umfangreichen Koordinierung von Leitungsabschaltungen bzw. Abschaltungen in den Umspannwerken innerhalb des APG-Netzes sowie mit den nationalen und internationalen Netzpartnern. Können geplante Abschaltungen nicht durchgeführt werden, wie es z.B. immer öfters durch hohe Netzbelastungen oder kritische Netzsituationen der Fall ist, kann dies zu Projektverzögerungen und Kostensteigerungen führen (auch z.B. aufgrund notwendiger Errichtung umfangreicher Provisorien oder Engpassmanagement).

• Externe Einflüsse, höhere Gewalt

(Un-)Wetter, strenge Winter oder lange Kälteperioden können vor allem in Kombination mit Bauzeitbeschränkungen, die in den Genehmigungsverfahren festgelegt wurden, zu Verzögerungen in den Projekten, und in weiterer Folge zu Kostensteigerungen führen.

6.3 Gesellschaftliche Akzeptanz

Eine der größten Herausforderungen für den Netzausbau ist die Schaffung der regionalen und gesellschaftlichen Akzeptanz. Besonders Leitungsprojekte von überregionalem Interesse werden häufig regional hinsichtlich ihrer Notwendigkeit hinterfragt. Im Rahmen der gesetzlich vorgeschriebenen Verfahren müssen Umsetzungsalternativen umfassend geprüft werden, um die bestmögliche Trassenführung zu bestimmen. Darüber hinaus müssen Eingaben von Parteien in den Verfahren geprüft werden, welche teilweise singuläre Interessen in den Vordergrund stellen und nicht auf ein Gesamtoptimum abzielen. Diese Prüfungen sind ressourcenintensiv, verlängern die Genehmigungsverfahren und führen somit zu einer Erhöhung der Projektkosten.

Umfassende Information von und Diskussion mit Anrainern, Grundeigentümern, Betroffenen und Gemeinden sind unbedingt notwendig, um die Akzeptanz zu fördern – dazu gehören wichtige allgemeine Informationen zu energiewirtschaftlichen Zusammenhängen und zum Verständnis des Energie- und Stromsystems ebenso wie projektspezifische Detailinformationen. Um dies durchführen und gewährleisten zu können, müssen verstärkt personelle und finanzielle Ressourcen bei APG für die Netzausbauprojekte, die Projektumfeld-Betreuung und Öffentlichkeitsarbeit vorgehalten werden. ■

Anhang

A Ansatz der Regionalisierung der TYNDP 2020 Szenarien

Um Transparenz, Nachvollziehbarkeit und Durchgängigkeit des Szenario- und Modellierungsansatzes des Netzentwicklungsplanes der APG zu gewährleisten, werden die Erzeugungstechnologien, Speicher und Lastverteilung für jeweiligen Kapazitäten und Technologiegruppen des TYNDP 2020 von der nationalen Ebene auf die regionale NUTS 2 Ebene oder Bundesländer heruntergebrochen.

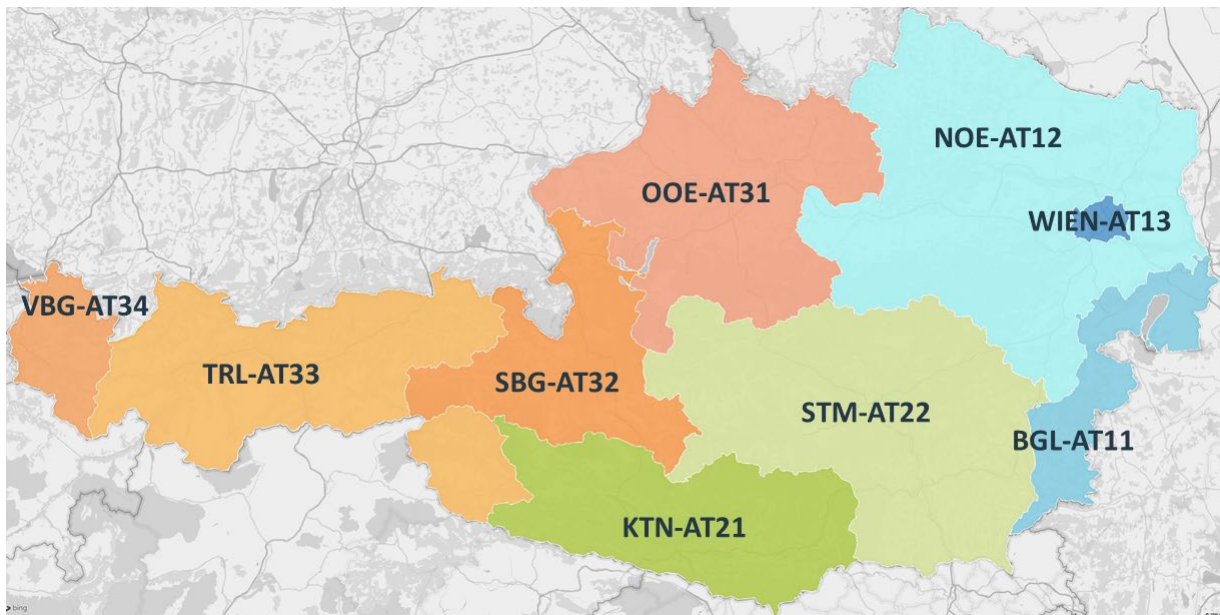


Abbildung A.1: Übersicht NUTS 2 Bundesländer

Die Regionalisierung ist ein notwendiger Prozessschritt von den gebotszonengenauen Ergebnissen der europäischen Marktsimulationen auf die Modellierung der knotenscharfen Eingangsdaten für die Durchführungen der Lastflusssimulationen in europäischen Netzmodell.

A.1 Regionalisierung < Erdgas >

Die Technologiegruppe Erdgas wurde anhand der bestehenden Kraftwerkskapazitäten aufgeteilt. Die Außerbetriebnahme der Bestandsanlagen erfolgte nach der Reihung einer angenommenen technischen Lebensdauer von 40 Jahren. Es wurden keine neuen Kraftwerksprojekte angenommen.

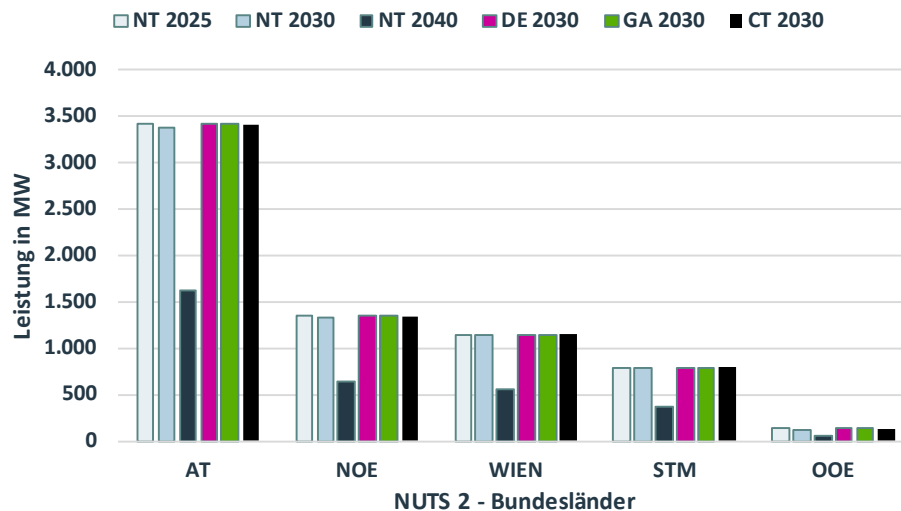


Abbildung A.2: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Erdgas

Szenario [MW] TYNDP 2020	AT00 AT	AT12 NOE	AT13 WIEN	AT22 STM	AT31 OOE
NT 2025	3.416	1.350	1.151	786	128
NT 2030	3.376	1.335	1.137	777	127
NT 2040	1.623	642	547	374	61
DE 2030	3.416	1.350	1.151	786	128
GA 2030	3.416	1.350	1.151	786	128
CT 2030	3.416	1.350	1.151	786	128

Tabelle A.1: Daten Erdgas je Szenario und Bundesland

A.2 Regionalisierung < Steinkohle >

Es werden keine Steinkohlekapazitäten für die TYNDP 2020 Szenarien in Österreich angenommen.

Szenario [MW] TYNDP 2020	AT00 AT
NT 2025	0
NT 2030	0
NT 2040	0
DE 2030	0
GA 2030	0
CT 2030	0

Tabelle A.2: Daten Steinkohle je Szenario und Bundesland

A.3 Regionalisierung < Andere Fossile >

Bei den restlichen fossilen Kraftwerken handelt es sich um industrielle Bestandsanlagen. Zum überwiegenden Teil aus den Sektoren Stahl und Papier. Die bestehende regionale Verteilung wurde in den Szenarien beibehalten.

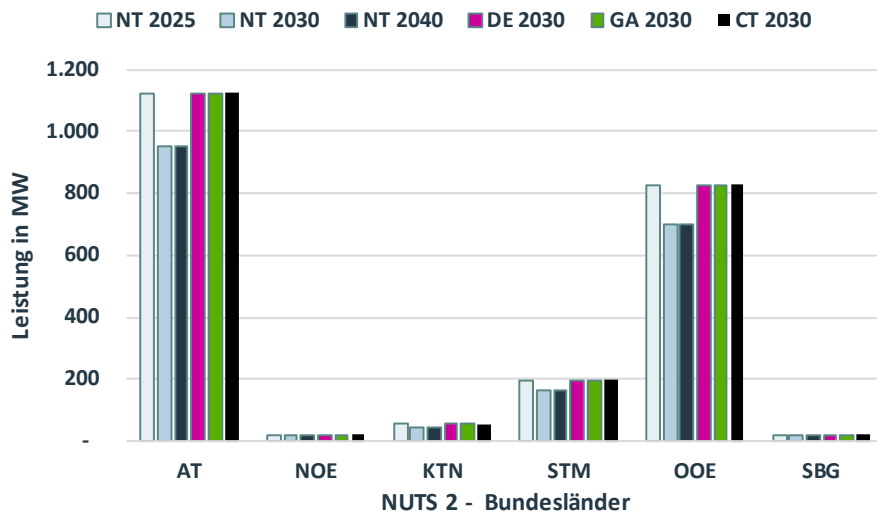


Abbildung A.4: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Andere Fossile

Szenario [MW] TYNDP 2020	AT00 AT	AT12 NOE	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG
NT 2025	1.124	23	56	198	826	21
NT 2030	953	17	48	168	702	18
NT 2040	953	17	48	168	702	18
DE 2030	1.122	20	56	198	826	21
GA 2030	1.122	20	56	198	826	21
CT 2030	1.124	20	56	198	828	21

Tabelle A.3: Daten Andere Fossile je Szenario und Bundesland

A.4 Regionalisierung < Windkraft >

Die Verteilung der Windkraftanlagen in den Szenarien setzt sich aus der Verteilung der Bestandsanlagen, den bekannten Projekten, Netzzutrittsanfragen und der Einschätzung der Verteilnetzbetreiber zusammen. Wobei die Projekte und die Einschätzung der Verteilnetzbetreiber eine höhere Gewichtung erhalten.

In diesem Kontext und hinsichtlich der Österreichischen Klima- und Energiestrategie und dem österreichischen NEKP ist hierfür aktuell insbesondere für Wind und PV eine Studie von EEG / TU-Wien „Stromzukunft Österreich 2030“¹⁹ zu erwähnen. Die Zielvorgaben für das Szenario NT 2030 Windkraft wurde aus dieser Quelle übernommen. Für die Potentialabschätzung der Windkraft wird auf „Realisierbares Windpotential Österreich“ verwiesen. <https://windfakten.at/mmedia/download/2018.09.18/1537264985124972.pdf>

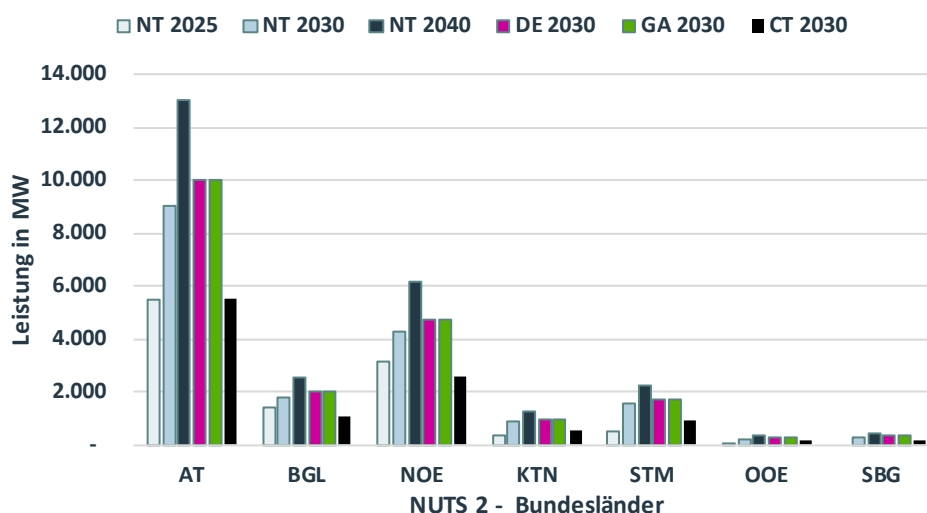


Abbildung A.5: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Windkraft

Szenario [MW]	AT00	AT11	AT12	AT21	AT22	AT31	AT32
TYNDP 2020	AT	BGL	NOE	KTN	STM	OOE	SBG
NT 2025	5.500	1.438	3.129	351	539	44	-
NT 2030	9.000	1.787	4.279	851	1.539	244	300
NT 2040	13.000	2.581	6.181	1.229	2.223	352	433
DE 2030	10.000	1.985	4.755	946	1.710	271	333
GA 2030	10.000	1.985	4.755	946	1.710	271	333
CT 2030	5.500	1.092	2.615	520	941	149	183

Tabelle A.4: Daten Windkraft je Szenario und Bundesland

¹⁹ EEG-TU Wien-„Stromzukunft Österreich 2030 - Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien“ im Auftrag von IG Windkraft, Kompost & Biogas Verband Österreich & IG-Holzkraft, veröffentlicht im Sommer 2017

A.5 Regionalisierung < Photovoltaik (PV) >

Die Verteilung erfolgt auf Basis der Verteilung der Bestandsanlagen und der Einschätzung der Verteilnetzbetreiber. Wobei die Einschätzung der Verteilnetzbetreiber eine höhere Gewichtung erhält.

Auch hier wird bei der PV auf die Studie von EEG / TU-Wien „Stromzukunft Österreich 2030“²⁰ verwiesen. Die Zielvorgaben für das Szenario NT 2030 PV wurde direkt aus dieser Quelle übernommen. Für die Potentialabschätzung der PV wird auf die Quelle „Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich 2016“ verwiesen. (https://www.pvaustria.at/wp-content/uploads/1615_technologie_roadmap_photovoltaik.pdf)

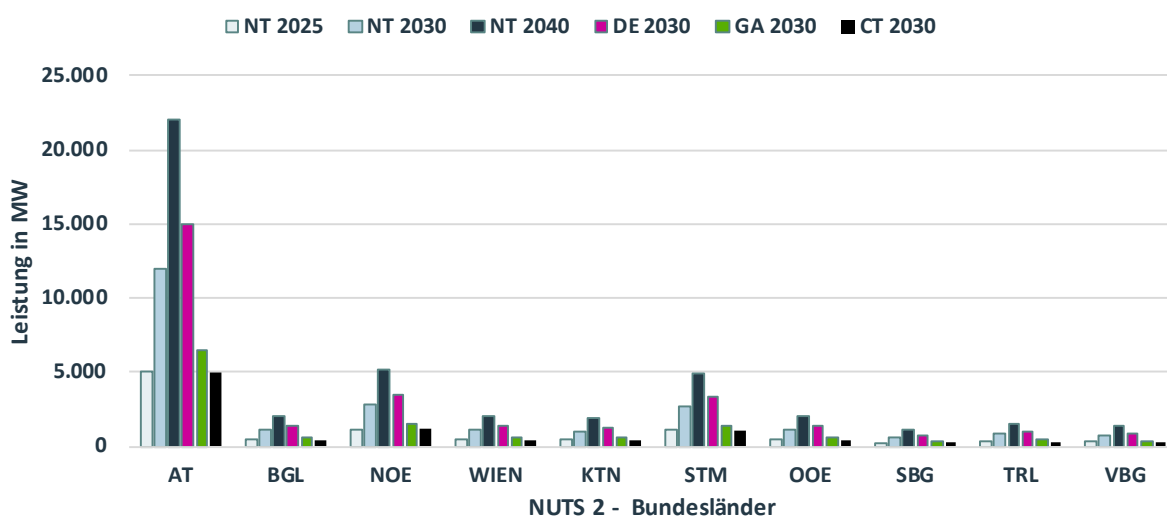


Abbildung A.6: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für PV

Szenario [MW] TYNDP 2020	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 WIEN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
NT 2025	5.002	466	1.180	451	437	1.119	462	251	335	300
NT 2030	12.006	1.118	2.833	1.083	1.048	2.685	1.110	603	805	720
NT 2040	22.000	2.049	5.190	1.985	1.921	4.919	2.034	1.106	1.475	1.319
DE 2030	15.000	1.397	3.539	1.353	1.310	3.354	1.387	754	1.006	900
GA 2030	6.421	598	1.515	579	561	1.436	594	323	431	385
CT 2030	5.002	466	1.180	451	437	1.119	462	251	335	300

Tabelle A.5: Daten PV je Szenario und Bundesland

²⁰ EEG-TU Wien-„Stromzukunft Österreich 2030 - Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien“ im Auftrag von IG Windkraft, Kompost & Biogas Verband Österreich & IG-Holzkraft, veröffentlicht im Sommer 2017

A.6 Regionalisierung < Andere Erneuerbare >

Die Gruppe der Anderen Erneuerbaren bestehen in Österreich zum größten Teil aus Biomasseanlagen, Müllverbrennungsanlagen und Geothermie. Die Regionalisierung der Anderen Erneuerbaren wurde anhand der Bestandsanlagenverteilung dieser Gruppe vorgenommen.

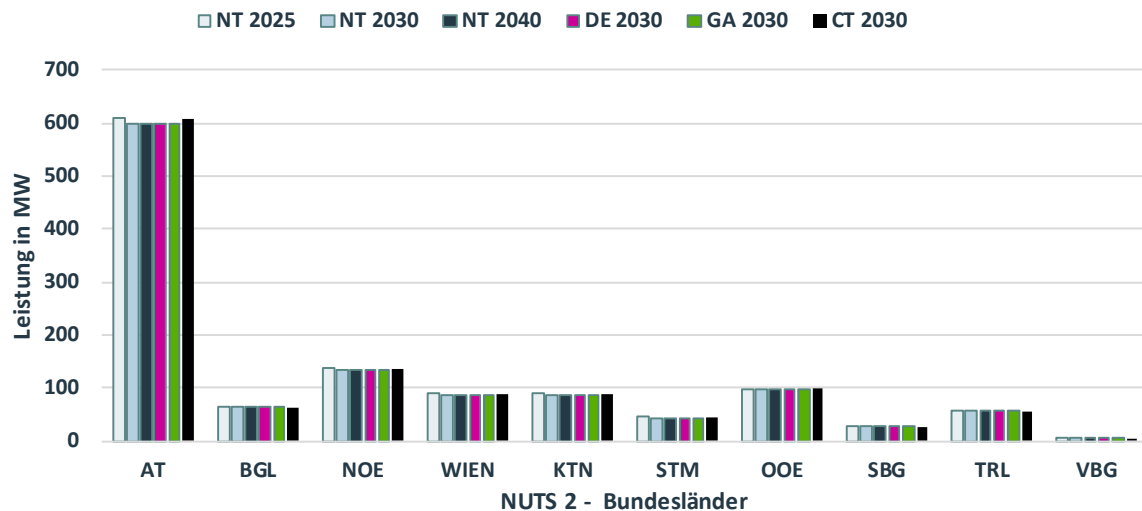


Abbildung A.7: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Andere Erneuerbare

Szenario [MW] TYNDP 2020	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 WIEN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
NT 2025	609	64	137	89	89	44	98	27	57	5
NT 2030	599	63	134	87	87	44	96	27	56	5
NT 2040	599	63	134	87	87	44	96	27	56	5
DE 2030	599	63	134	87	87	44	96	27	56	5
GA 2030	599	63	134	87	87	44	96	27	56	5
CT 2030	609	64	137	89	89	44	98	27	57	5

Tabelle A.6: Daten Andere Erneuerbare je Szenario und Bundesland

A.7 Regionalisierung < Laufwasserkraft >

Die Laufwasserkraft wurde anhand der Bestandsanlagen und bekannter Projekte regional verteilt. Die Gruppe Laufwasserkraftwerke enthält sowohl reine Laufwasserkraftwerke als auch Schwellkraftwerke und Kleinwasserkraftwerke.

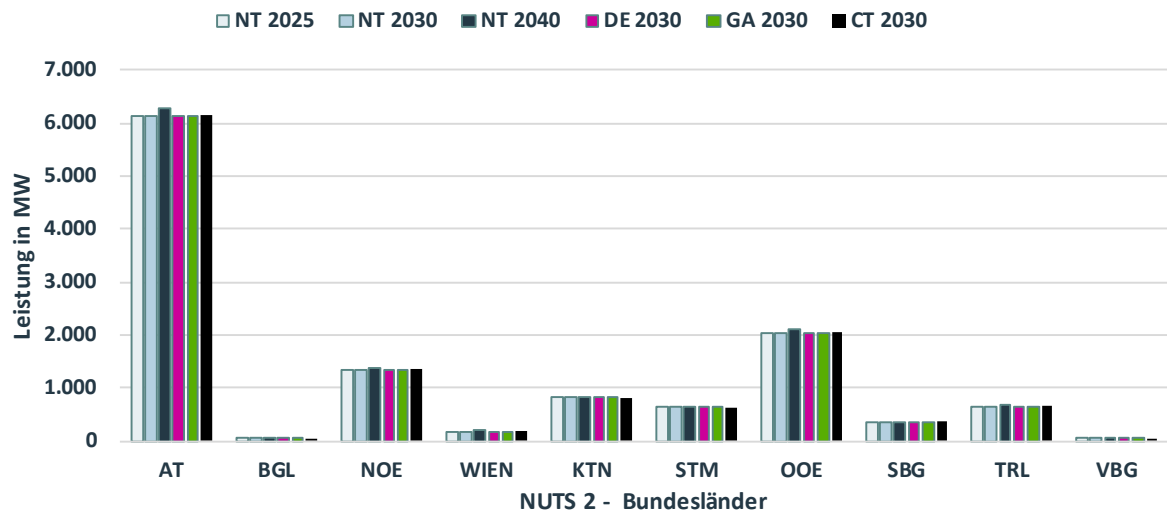


Abbildung A.8: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Laufwasserkraft

Szenario [MW] TYNDP 2020	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 WIEN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
NT 2025	6.130	46	1.348	184	812	636	2.040	355	660	51
NT 2030	6.142	46	1.348	184	812	636	2.051	355	660	51
NT 2040	6.292	47	1.381	188	831	651	2.102	363	676	52
DE 2030	6.142	46	1.348	184	812	636	2.051	355	660	51
GA 2030	6.142	46	1.348	184	812	636	2.051	355	660	51
CT 2030	6.142	46	1.348	184	812	636	2.051	355	660	51

Tabelle A.7: Daten Laufwasserkraft je Szenario und Bundesland

A.8 Regionalisierung < (Pump-) Speicher-Turbine >

Die Regionalisierung der (Pump-) Speicher erfolgt anhand der Bestandskraftwerke in der Regelzone APG und bekannter Projekte.

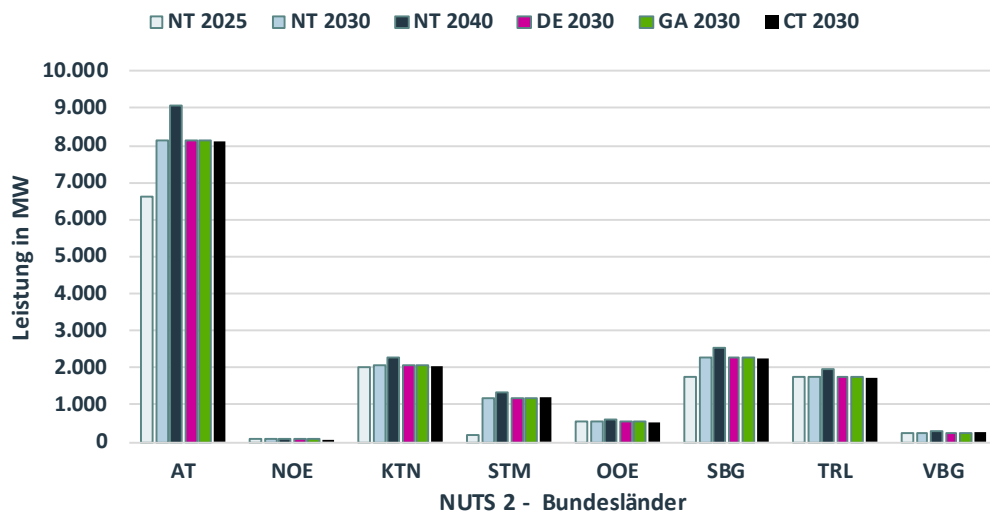


Abbildung A.9: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für (Pump-) Speicher Turbine

Szenario [MW] TYNDP 2020	AT00 AT	AT12 NOE	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
NT 2025	6.618	78	2.005	205	544	1.782	1.746	259
NT 2030	8.131	78	2.045	1.194	544	2.261	1.750	259
NT 2040	9.071	87	2.281	1.332	607	2.522	1.952	289
DE 2030	8.131	78	2.045	1.194	544	2.261	1.750	259
GA 2030	8.131	78	2.045	1.194	544	2.261	1.750	259
CT 2030	8.131	78	2.045	1.194	544	2.261	1.750	259

Tabelle A.8: Daten (Pump-) Speicher Turbine je Szenario und Bundesland

A.9 Regionalisierung < (Pump-) Speicher-Pumpe >

Die Regionalisierung der (Pump-) Speicher erfolgt anhand der Bestandskraftwerke in der Regelzone APG und bekannter Projekte.

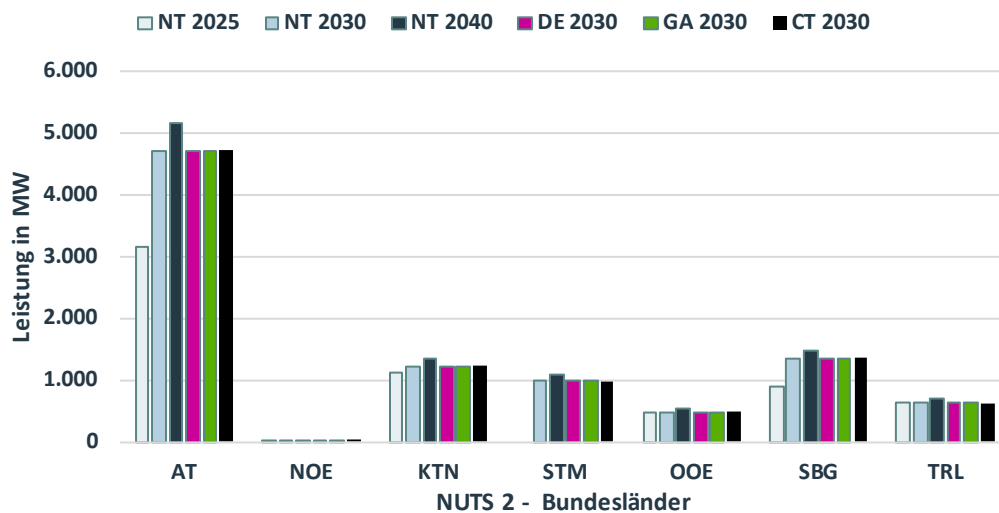


Abbildung A.10: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für (Pump-) Speicher Pumpe

Szenario [MW] TYNDP 2020	AT00 AT	AT12 NOE	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL
NT 2025	3.160	19	1.138	0	486	885	632
NT 2030	4.709	19	1.223	984	486	1.365	632
NT 2040	5.149	20	1.337	1.076	531	1.493	691
DE 2030	4.709	19	1.223	984	486	1.365	632
GA 2030	4.709	19	1.223	984	486	1.365	632
CT 2030	4.709	19	1.223	984	486	1.365	632

Tabelle A.9: Daten (Pumpe-) Speicher Pumpe je Szenario und Bundesland

A.10 Regionalisierung < Batterien >

Die Regionalisierung der Batterien wurde proportional zur Regionalisierung der installierten Leistung der PV vorgenommen.

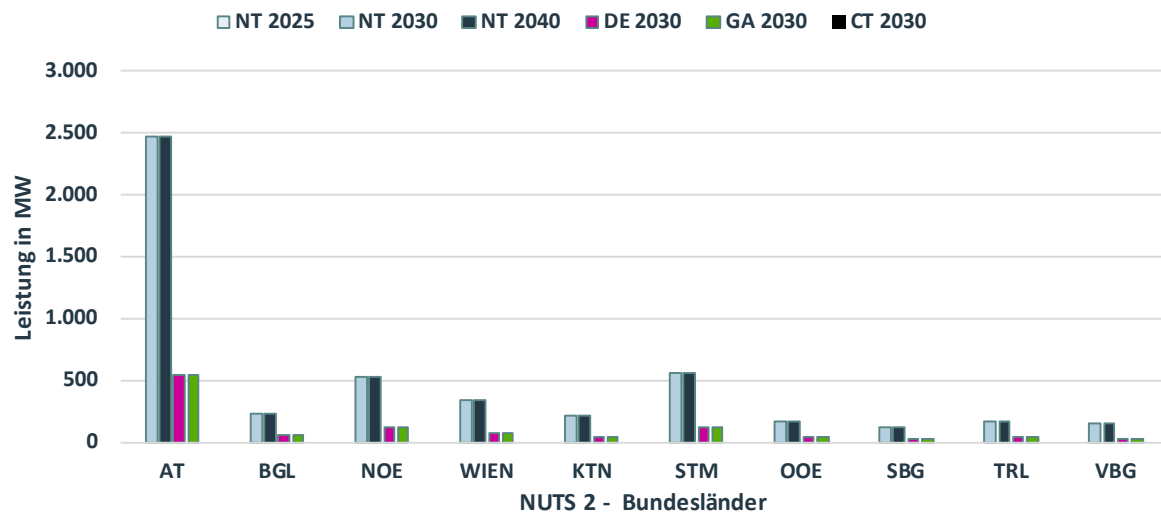


Abbildung A.11: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Batterien

Szenario [MW] TYNDP 2020	AT00 AT	AT11 BGL	AT12 NOE	AT13 WIEN	AT21 KTN	AT22 STM	AT31 OOE	AT32 SBG	AT33 TRL	AT34 VBG
NT 2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NT 2030	2.469	230	530	343	216	552	161	124	166	148
NT 2040	2.469	230	530	343	216	552	161	124	166	148
DE 2030	535	50	115	74	47	120	35	27	36	32
GA 2030	535	50	115	74	47	120	35	27	36	32
CT 2030	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0

Tabelle A.10: Daten Batterien je Szenario und Bundesland

A.11 Regionalisierung < Power-2-Gas >

Bei der Verteilung der Power-2–Gas-Anlagen wurde ein stark vereinfachter Expertenansatz gewählt. Es wird angenommen, dass der Anschluss des überwiegenden Anteils der Power 2 Gas Anlagen an großen Windanschlusspunkten im Osten Österreichs (in NOE) erfolgt. Bekannte Power 2 Gas Anlagen und Projekte wurden ebenfalls in die Regionalisierung mit einbezogen.

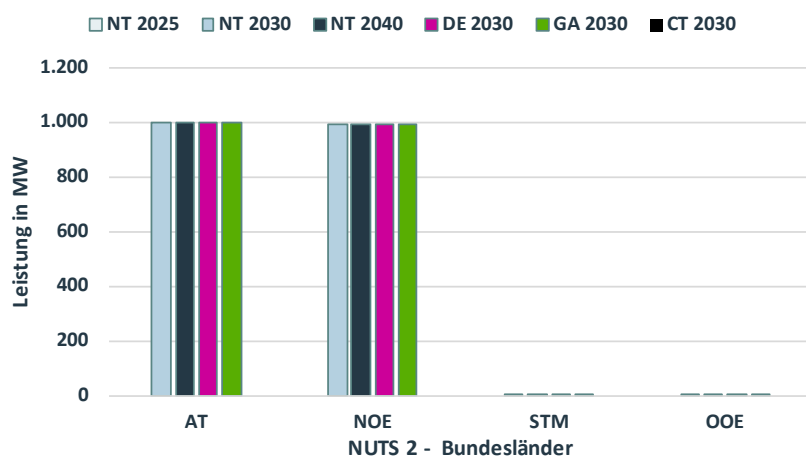


Abbildung A.12: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Power 2 Gas

Szenario [MW]		AT00	AT12	AT22	AT31
TYNDP 2020		AT	NOE	STM	OOE
NT 2025		0	0,0	0,0	0,0
NT 2030		1.000	993,4	0,2	6,5
NT 2040		1.000	993,4	0,2	6,5
DE 2030		1.000	993,4	0,2	6,5
GA 2030		1.000	993,4	0,2	6,5
CT 2030		0	0,0	0,0	0,0

Tabelle A.11: Daten Power 2 Gas je Szenario und Bundesland

A.12 Regionalisierung < Spitzenlast >

Die Verteilung der Spitzenlast erfolgt expertenbasiert auf der Grundlage von APG internen Daten und Analysen.

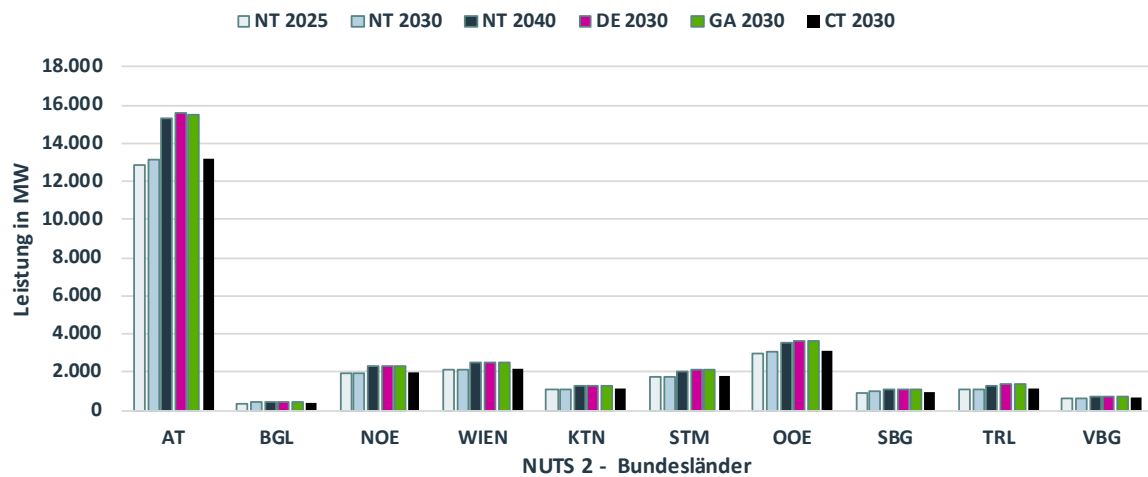


Abbildung A.13: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für die Spitzenlast

Szenario [MW] TYNDP 2020	AT00	AT11	AT12	AT13	AT21	AT22	AT31	AT32	AT33	AT34
	AT	BGL	NOE	WIEN	KTN	STM	OOE	SBG	TRL	VBG
NT 2025	12.858	374	1.932	2.108	1.075	1.730	3.001	928	1.098	613
NT 2030	13.179	384	1.981	2.160	1.102	1.773	3.076	951	1.125	628
NT 2040	15.327	446	2.303	2.512	1.281	2.062	3.578	1.106	1.309	730
DE 2030	15.540	452	2.335	2.547	1.299	2.090	3.628	1.121	1.327	740
GA 2030	15.524	452	2.333	2.545	1.298	2.088	3.624	1.120	1.325	740
CT 2030	13.179	384	1.981	2.160	1.102	1.773	3.076	951	1.125	628

Tabelle A.12: Daten Spitzenlast je Szenario und Bundesland

B CBA-Ergebnisse TYNDP 2020

Wie in der EU-Verordnung 347/2013 vorgesehen, wurden alle TYNDP-Projekte einer Kosten-Nutzen-Analyse oder engl. **Cost-Benefit-Analyses** unterzogen. Wobei für die CBA die Methode einer Multikriterienanalyse herangezogen wurde. Das bedeutet, dass nicht alle ermittelten Indikatoren monetisiert werden können. Nach einem umfangreichen Konsultations- und Beteiligungsprozess wurde die Methodik und die Beschreibung der Indikatoren von der Europäischen Kommission zur Genehmigung vorgelegt und auf die TYNDP 2020 Projekte angewandt. Die Datengrundlage und die Methodik können direkt auf der Projekthomepage der ENTSO-E (<https://tyndp.entsoe.eu/>) und mit Fokus auf Österreich im Kapitel II und die Regionalisierung der Annahmen für Österreich im Anhang A nachgelesen werden

Die im Rahmen des TYNDP bewerteten NEP-Projekte wurden im TYNDP 2020 als sogenannte „Single Investment Projects“ eingebracht. Jedes TYNDP Projekt kann einem NEP Projekt zugeordnet werden. In der folgenden Tabelle B.1 werden die TYNDP Projektnummern, deren TYNDP Benennung, den NEP Projektnummern und den PCI-Nummern der vierten Liste zugeordnet und in der Abbildung B.1 auf der APG Netzkarte verortet.

TYNDP number	Name	PCI-Nummer	NEP Nummer
Project 47	Westtirol (AT) – Vöhringen (DE)	-	13-2
Project 26	Reschenpass Interconnector Project	-	11-12
Project 186	East of Austria	-	11-8
Project 187	St. Peter (AT) – Pleinting (DE)	3.1.1	11-7
Project 312	St. Peter (AT) - Tauern (AT)	3.1.2	11-10
Project 313	Isar/Altheim/Ottenhofen (DE) - St.Peter (AT)	3.1.1	11-7
Project 325	Obersielach (AT) – Podlog (SI)	-	Keine NEP Nr.
Project 375	Lienz (AT) - Veneto region (IT) 220 kV	-	19-3
Project 1052	Lienz (AT) – Obersielach (AT)	-	11-14
Project 1054	Westtirol (AT) – Zell/Ziller (AT)	3.1.4	14-3

Tabelle B.1: Gegenüberstellung der TYNDP 2020 und NEP Projektnummern (*IBN außerhalb des NEP-Planungshorizont)

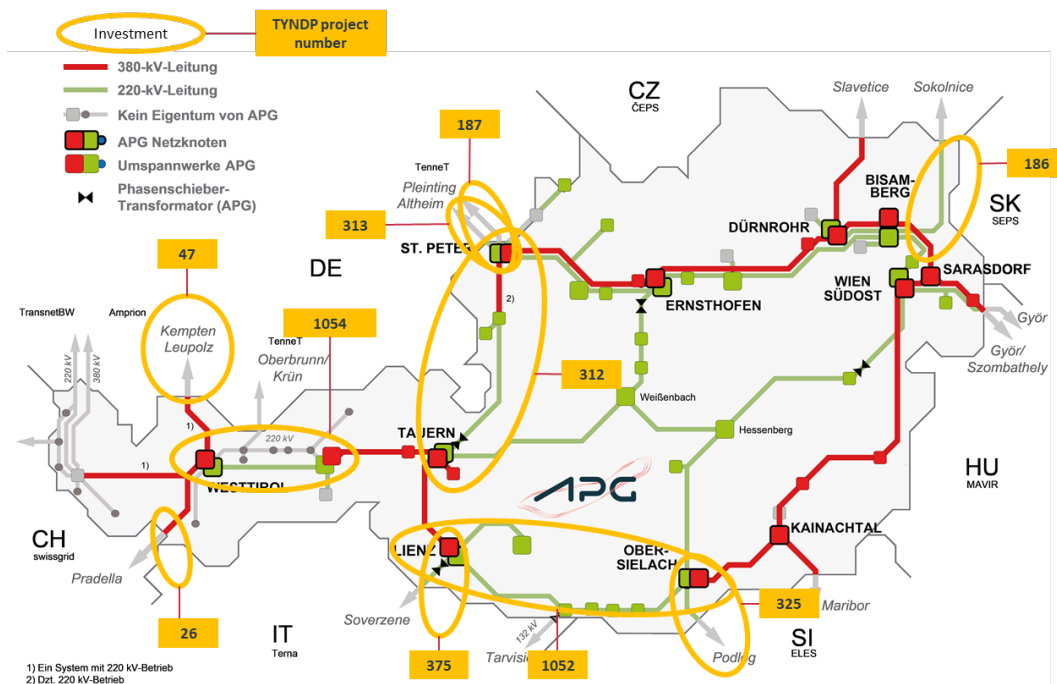


Abbildung B. 1 :Übersicht Projekte im TYNDP 2020

Die nachfolgenden Grafiken (Abbildung B.2 bis B.6) veranschaulichen die gesamteuropäischen Ergebnisse der CBA des TYNDP 2020 für die 10 APG TYNDP Projekte. Die Darstellung erfolgt für das Bottom-Up-Szenarien (**N**ational **T**rends) für die Zeithorizonte 2025 und 2030, für die Top-Down-Szenarien (**D**istributed **E**nergy & **G**lobal **A**mbition) für das Jahr 2030 und außerdem für das externe Szenario (**C**urrent **T**rends) ebenfalls für das Jahr 2030 (siehe auch Abschnitt II.D).

Die Höhe der Balken zeigt immer das durchschnittliche Ergebnis des einzelnen Indikators für das jeweilige Stützjahr und Szenario. Die schwarzen Fehlerindikatoren zeigen jeweils die minimalen und maximalen Ergebnisse der mindestens 3 unterschiedlichen Simulationsprogramme und der 3 repräsentativen Wetterjahre 1982, 1984 & 2007.

Die Balkenhöhe zeigt den durchschnittlichen Nutzen des APG-Projekts für das jeweilige Jahr und Szenario. Um den Nutzen des Projekts über die gesamte Lebensdauer des Projekts zu bestimmen, ist eine Interpolation der Ergebnisse je Szenario zwischen 2025, 2030 und 2040 ab dem Jahr der Inbetriebnahme notwendig. Darüber hinaus werden die Ergebnisse für 2040 je Szenario fortgeschrieben.

Stellt man zum Beispiel die reinen Investitionskosten (TYNDP Project Sheet: CAPEX 215 M€) dem durchschnittlichen monetarisierten Nutzen des Indikators SEW (144 M€) des Projekts TYNDP 186/NEP 11-8 Netzraum Weinviertel gegenüber, amortisiert sich das Projekt im Szenario NT2025 in rund 1,5 Jahren nach der Inbetriebnahme.

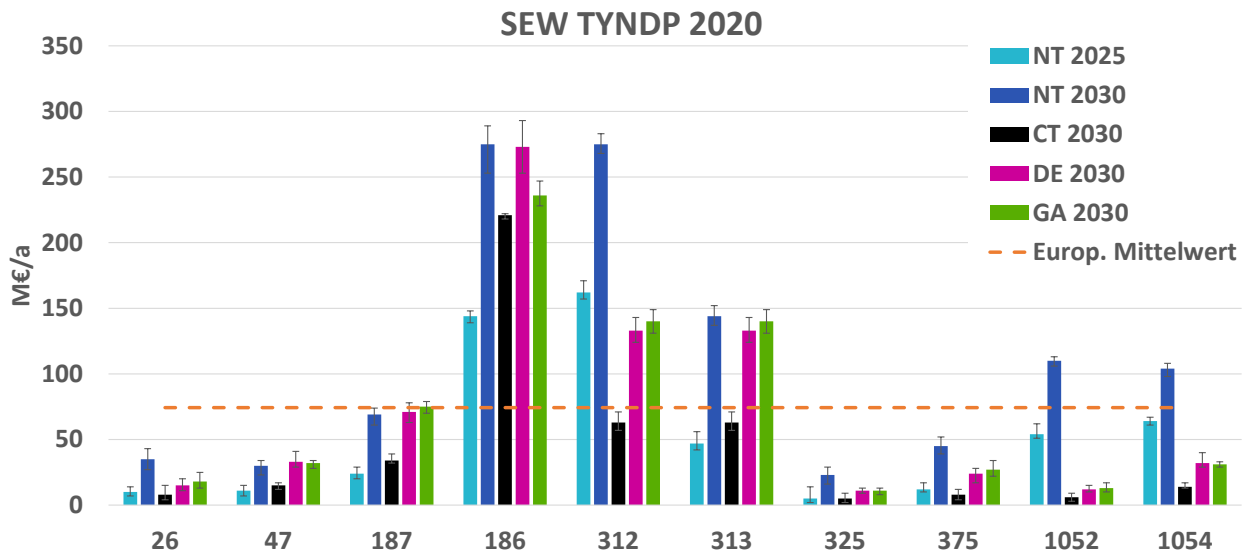


Abbildung B. 2: Social Economic Welfare der APG-Projekte im TYNDP 2020

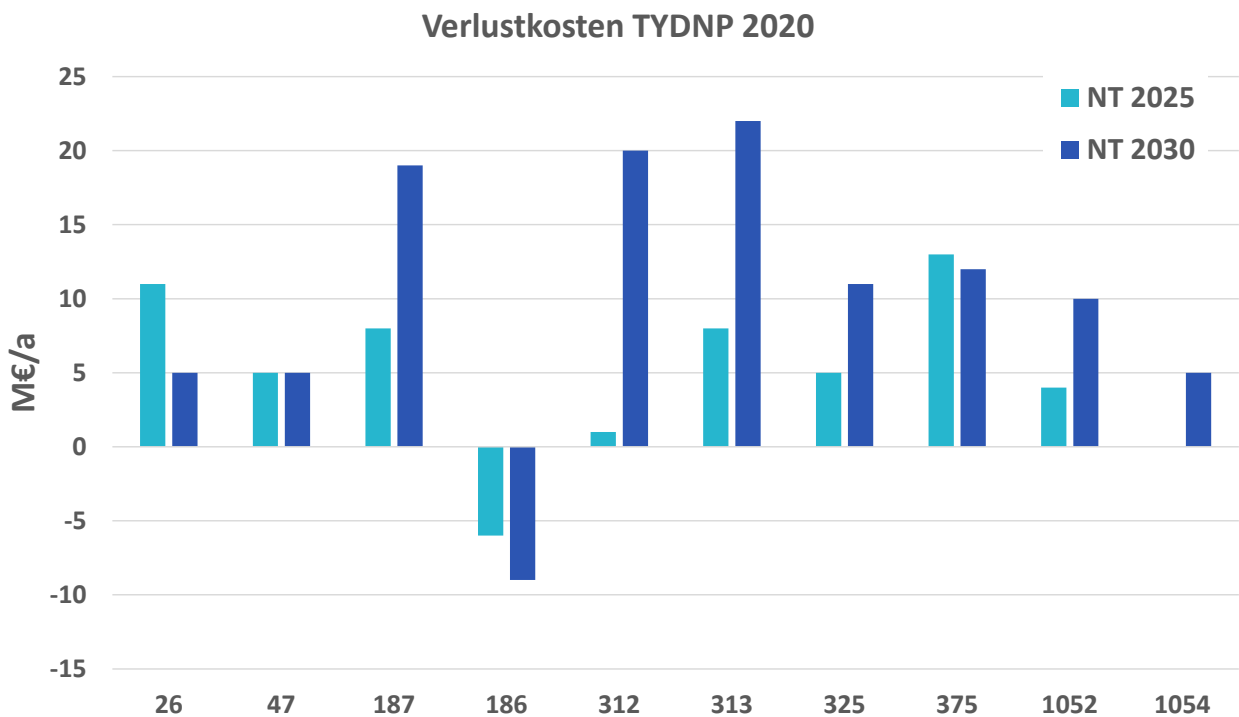


Abbildung B. 3: Verlustkosten der APG-Projekte im TYNDP 2020 (positive Werte = erhöht die Verluste und Kosten)

In Abbildung B. 2 und Abbildung B. 3 werden die beiden monetarisierbaren Indikatoren der sozial-ökonomischen Wohlfahrt (SEW) und die Verlustkosten gegenübergestellt. Ein positives SEW Ergebnis zeigt eine positive sozialökonomische Wohlfahrt des Projekts durch die europaweite Erzeugungskostenreduktion.

Alle APG-Projekte weisen auch unter Berücksichtigung der Verlustkosten einen wesentlichen positiven sozioökonomischen Nutzen auf. Die Investitionskosten der Projekte werden in wenigen Jahren je nach Szenario kompensiert. Aufgrund der vergleichsweise langen Lebensdauer der Projekte ergibt sich daher ein erheblicher monetarisierbarer positiver sozioökonomischer Effekt durch den Ausbau des Übertragungsnetzes.

Durch die CBA-Methodik können noch nicht alle Vermeidungskosten durch die Projekte bewertet werden. Zum Beispiel betrug der Aufwand für die getätigten EPM-Maßnahmen in Österreich im Jahr 2020 rund 203 M€ (davon wurden rund 132 M€ von APG getragen; vgl. [APG Geschäftsbericht 2020 S.37](#)) bzw. betrug die abgerufene Energiemenge rund 1.455 GWh. Durch den Ausbau des Übertragungsnetzes werden diese Kosten reduziert, fließen aber nur teilweise in die Bewertung ein. Das Potential der Reduktion der EPM-Maßnahmen wurde im TYNDP 2020 aufgrund des Ressourcenaufwandes nur für die internen Projekte, das Szenario NT, die beiden Zeithorizonte 2025 und 2030 und das Wetterjahr 2007 durchgeführt.

Stellt man die anfallende Jahresenergiemenge der europäischen Verluste in Abbildung B. 5 (positive Werte = mehr Verluste durch das Projekt) den vermiedenen Einschränkungen der EE-Einschränkungen in Abbildung B. 4 (positive Werte = weniger EE Einschränkungen) gegenüber, zeigt sich ein differenziertes Bild in Abhängigkeit des betrachteten Projekts. Durch das Projekt 186 (NEP 11-8: Netzraum Weinviertel) zeigt sich die vergleichsweise hohen positiven Werte durch die Integration der Windenergie und zusätzlich negative Werte durch die Reduktion von Verlusten. Um die in den Abbildungen dargestellten Ergebnisse besser einordnen zu können seien hier die angefallenen Netzverluste 2020 der APG von rund 732 GWh angeführt (vgl. [APG Geschäftsbericht 2020 S.55](#)). Zusammenfassend lässt sich daher der wesentlich positive Nutzen der APG-Projekte für die EE-Integration zeigen. Die entstehenden zusätzlichen Transportverluste in Europa sind hingegen vergleichsweise gering.

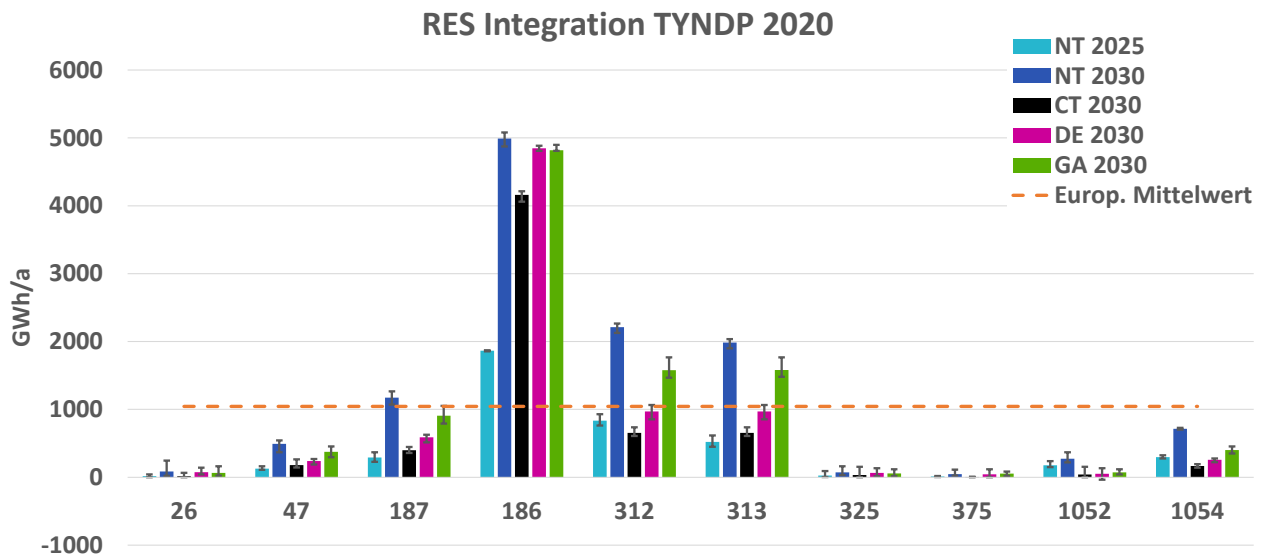


Abbildung B. 4: RES Integration im TYNDP 2020

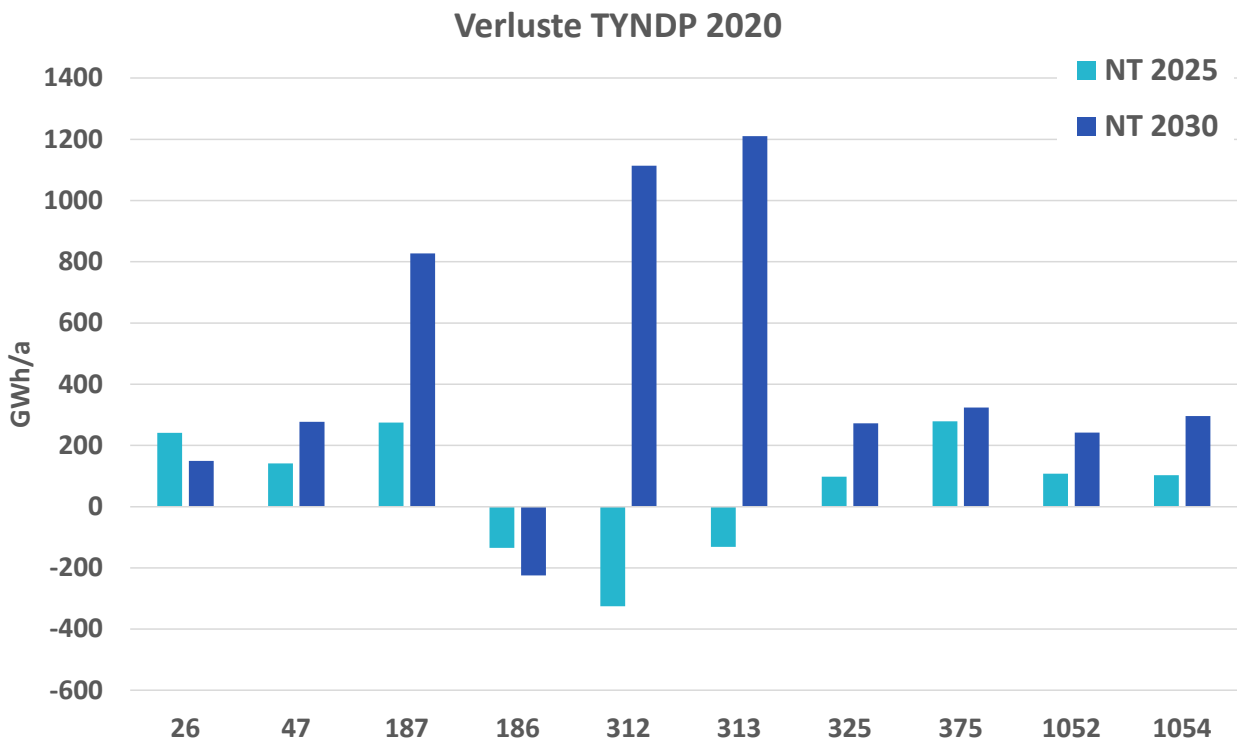


Abbildung B. 5: Verluste der APG-Projektcluster im TYNDP 2020

Sowohl der Indikator RES-Integration (vgl. Abbildung A.3) als auch der in Abbildung A.4 gezeigte Indikator zur Einsparung der CO₂-Emissionen (negative Werte = reduzierte CO₂ Emission durch das Projekt) sind bereits im Indikator SEW eingepreist. Der wesentliche Faktor für die Erreichung der Klima- und Energieziele ist aber immer noch die durch die Projekte zu erzielende Menge an CO₂-

Einsparung.

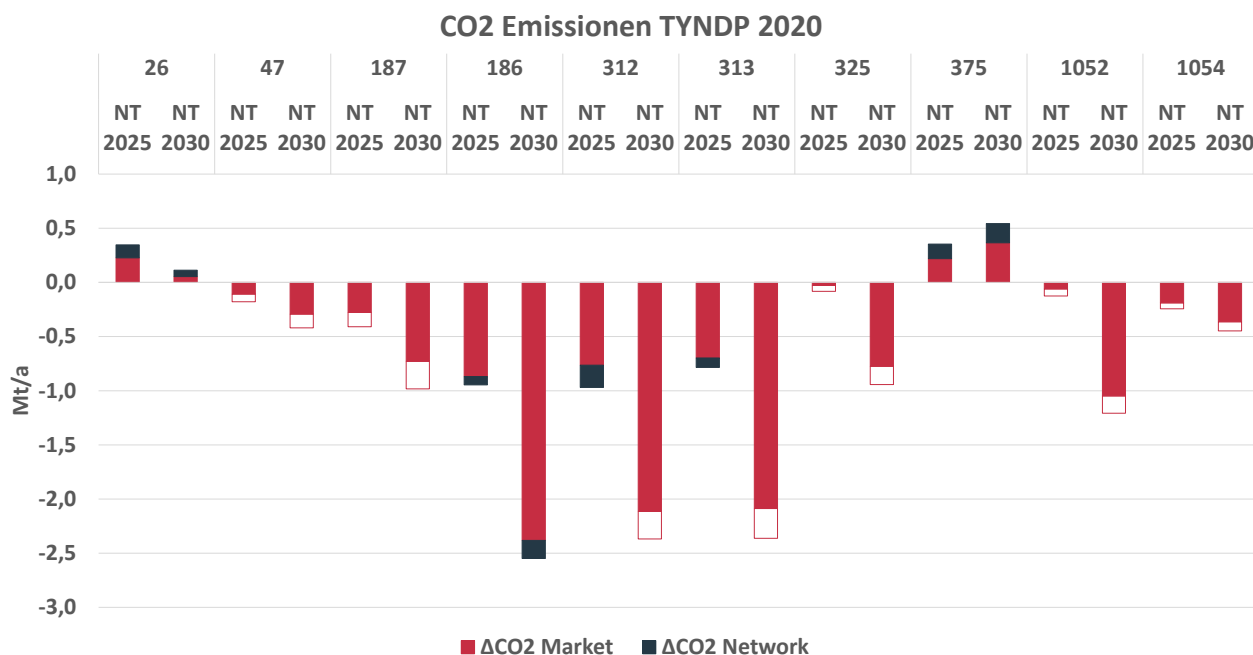


Abbildung B. 6: CO₂-Einsparungen der APG-Projektcluster im TYNDP 2020 in Mt pro Jahr

Auch bei den CO₂-Emissionen zeigen die APG-Projekte Ihre Notwendigkeit für die Erreichung der Klima- und Energieziele. Mit Ausnahme des Projekts 186 ist die CO₂ Einsparung bei den Projekten vor allem vom Szenario und damit vom EE-Anteil, dem Verhältnis von Gaspreis zum Kohlepreis und dem CO₂-Preis im Gesamtsystem abhängig. Folgende Faktoren wirken sich dabei positiv auf die erzielbaren CO₂-Einsparungen durch die Projekte aus:

- Ein hoher CO₂-Preis in Kombination mit einem niedrigen Gaspreis führt zu einem „Fuel-Switch“, also zu einem Wechsel von Kohle hin zur Gaserzeugung
- Ein hoher Anteil an EE (aufgrund der nicht vorhandenen Grenzkosten)

Für die Veranschaulichung der Größenordnung der möglichen CO₂ Einsparungen wird das Konzept eines CO₂ Budgets zur Erreichung des 1,5 bis 2°C Ziels weltweit bzw. des 4,5 bis 6,6°C Ziels für AT auf Basis der Studie des Wegener Center der Uni Graz herangezogen. In der Studie wird von einem Treibhausgasbudget für den Zeitraum von 2017 bis 2050 von 1.000 Mio t ausgegangen, wobei von 2017-2020 laut Prognosen schon 314 Mio t verbraucht wurden, womit noch ab 2021 noch etwa 700 Mio t verbleiben.²¹ Um die Klimaneutralität 2040 zu erreichen ist es unabdingbar das Teilbudget von knapp 550 Mio t bis 2030 einzuhalten. Das würde Treibhausgasemissionen von 55 Mio t CO₂ jährlich entsprechen. Im Jahr 2019 Betrug die Emissionen rund 80 Mio t CO₂.²²

²¹ Wegener Center Uni Graz – Treibhausbudget für Österreich auf dem Weg zur Klimaneutralität 2040, Oktober 2020

²² Umweltbundesamt – Austrian Annual Greenhouse Gas Inventory 1990-2019; 2021

Die Projekte der APG ermöglichen durch den geänderten Kraftwerksbetrieb je nach Szenario eine Reduktion des CO₂ Ausstoßes von bis zu 9 Mio t CO₂ im Jahr 2030. Dies entspricht einer Reduktion der CO₂-Emissionen im Vergleich zu 2019 über 10 % pro Jahr.

Der positive Nutzen der APG Projekte und deren Notwendigkeit zeigt sich in allen Szenarien des TYNDP 2020. Bei der CO₂-Einsparung zeigen die Ergebnisse der CBA Analyse, dass die Effekte der APG-Projekte umso effektiver und zielführender sind je weiter die Energiewende zur Erreichung der Klima- und Energieziele fortgeschritten ist. Trotz der geänderten Rahmenbedingungen im Vergleich zu den Szenarien der älteren TYNDP, können die Top 10 Projekte der APG als Teil der TYNDP 2020 Projekte mithilfe der CBA weiterhin im vollem Umfang bestätigt werden.

Alle Eingangsdaten, Dokumente und Ergebnisse können im Detail auf der Projektseite der ENTSO-E eingesehen werden. <http://tyndp.entsoe.eu/>

C Ziele des Nachhaltigen Trassenmanagements

Der voranschreitende Verlust an heimischen Tier- und Pflanzenarten und der für sie unabdingbaren Lebensräume macht es notwendig, alle in Frage kommenden Bereiche der Landnutzung auf ihre Eignung und ihre Nutzbarkeit zu durchleuchten. Die Instandhaltung von Freileitungstrassen bietet diesbezüglich zahlreiche Entwicklungschancen.

Strategisches Ziel des NTMs ist es, aufbauend auf den Unternehmenszielen der APG, ökologische Leitbilder für das Leitungsnetz zur Verfügung zu stellen und diese weiter zu entwickeln. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die Potentiale gerichtet, die ein nachhaltiges Trassenmanagement für den Naturschutz und seine Ziele entfalten können. Die Anstrengungen des Natur- und Umweltschutzes, einen vorsorgenden Umgang mit der Natur auch außerhalb der ausgewiesenen Schutzgebiete zu verankern, sollen unterstützt werden. Dazu wurden und werden die Aufgaben und Ziele des Natur- und Umweltschutzes bestmöglich in die lang- und mittelfristige Planung der Trasseninstandhaltung integriert und entsprechende Grundlagen geschaffen.

C.1 Trassentypen

Das Trassenmanagement hängt im Besonderen von der Charakteristik der von der Freileitung durchquerten Landschaft ab – von ihren naturräumlichen als auch kulturräumlichen Voraussetzungen. Die Einteilung der österreichischen Kulturlandschaften in Typenreihen und Typengruppen (vgl. Wrba et al., 2000) basiert auf diesen Kriterien und bildet damit die Grundlage für die Erfassung der für das Trassenmanagement wesentlichen Landschaftsfaktoren. In Anlehnung an diese Klassifizierung wurden die Trassen der APG zu 5 Haupttypen bzw. zu 12 Trassensubtypen zusammengefasst:

- 10– Trassen oberhalb der aktuellen Waldgrenze**
 - 11 Alpine Fels- und Eisregion
 - 12 Alpines und subalpines Naturgrünland und Extensivweideland
 - 13 Intensivweideland alpiner und subalpiner Hochlagen
- 20 – Walddominierte Trassen**
 - 21 Ausgedehnte geschlossene Waldlandschaft
 - 22 Inselförmige Waldlandschaft
- 30 – Grünlanddominierte Trassen**
 - 31 Bergland (inner- bis randalpine Waldrodungsflächen)
 - 32 Glazial geformte Becken und Talböden
 - 33 Außeralpine Hügelländer, Becken und Täler
- 40 – Ackerlanddominierte Trassen**
 - 41 Gemischte Acker-Grünlandnutzung
 - 42 Acker- und Futterbau dominierte Nutzung
 - 43 Weinbaudominierte Nutzung
 - 44 Kleinteilige Obst- und Weinbaunutzung
- 50 – Trassen im Siedlungs- und Industrielandbereich**

Auf Basis dieser Trassentypen wurde das Netz der APG in 52 Trassenabschnitte gegliedert. Jedem Abschnitt ist ein Leitbild zugrunde gelegt, welches auf die ökologischen Besonderheiten hinweist und welche Potentiale im Rahmen des NTM gefördert werden können, um die Leitziele zu erreichen.

C.1.1 Leitziel 1 – Schutz und Förderung der Biodiversität

Die Pflege der Freileitungstrassen nimmt Bedacht auf die natur-, wie auch kulturräumliche Situation der Region und orientiert sich mit ihren Maßnahmen am natürlichen Potenzial des Standortes und seiner Umgebung. Analog den drei Aspekten der Biodiversität werden folgende Leitziele für die Trasseninstandhaltung als Handlungsmaxime formuliert:

- Leitprinzip 1: Sicherung und Verbesserung der natürlichen Vielfalt an Lebensräumen.
- Leitprinzip 2: Erhalt und Förderung der Artendiversität von Tieren und Pflanzen.
- Leitprinzip 3: Erhalt und Förderung des Biotopverbundes.

C.1.2 Leitziel 2 – Förderung der regionalen Entwicklung

In der Trassenpflege wird versucht den Einsatz regionaler Anbieter – großteils Landwirte und regionale Landschaftspfleger – unter Einhaltung der vergaberechtlichen Bedingungen zu fördern. Dies führt dazu, dass die Wertschöpfung genau in jene Region fließt, in der die Arbeiten durchgeführt werden und viele der eingesetzten Landwirte auch gleichzeitig von unseren Anlagen betroffene Grundeigentümer sind.

C.1.3 Leitziel 3 - Bewusstseinsbildung und Akzeptanz in der Bevölkerung

Durch die verschiedenen Maßnahmen zum Schutz einzelner Arten und verschiedener Biotope kommt es zu einem regen Erfahrungsaustausch mit den Eigentümern, Behörden und Interessenvertretern, wo die Erfordernisse und Herausforderungen eines Netzbetreibers erläutert werden und gemeinsame Lösungen zur Erreichung z.B. naturschutzrelevanter Ziele erarbeitet werden.

C.2 Artenschutzprojekte

Die APG als Landnutzer und verantwortungsbewusster Netzbetreiber betreibt bereits seit 1989 zahlreiche Artenschutzprojekte. Ziele dabei sind den Lebensraum der Avifauna zu verbessern und Leitungen für Vögel, wie die Großtrappe, den Sakerfalken, den Rotmilan oder den Habichtskauz, als Lebensraum nutzbar zu machen.

C.2.1 Projekt zur Sicherung des Bestandes des Sakerfalken

Im Jahre 2010 begann ein Kooperationsprojekt zum Schutz des Sakerfalken mit dem Partner Birdlife und dem Forschungsinstitut für Wildtierkunde (FIWI). Basierend auf den Erfahrungen aus der Vergangenheit, wo bereits gemeinsam mit dem FIWI Nisthilfen an der 380-kV-Leitung Dürnrohr – Staatsgrenze montiert wurden, war unser oberstes Credo dem Sakerfalken (geschätzter österr. Brutbestand 20-25 Paare) langfristig bzw. nachhaltig sichere Brutplätze im Netz der APG zu bieten. Aus diesem Grund wurden gemeinsam Nistplattformen und Nistkästen aus Aluminium entwickelt. Die Nisthilfen werden unmittelbar von Turmfalken und Baumfalken, vor allem aber auch von Sakerfalken angenommen.

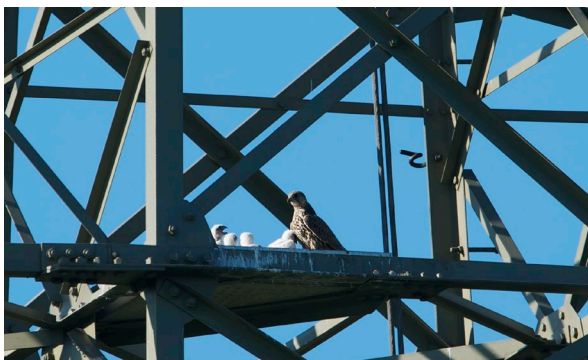


Abbildung C.1 Sakerfalte mit Nachwuchs



Abbildung C.2 Montage eines Brutkastens

Falken bauen sich selbst keine Nester. Zur Reproduktion sind sie auf ausreichendes Vorliegen von Nestern anderer Großvögel angewiesen. Dort, wo es schroffe Felswände gibt brüten Falken auch auf Felsvorsprüngen. Sowohl Nester als auch Felswände sind im aktuellen Verbreitungsgebiet des Sakerfalken (*Falco cherrug*) - dem intensiv genutzten Flachland Ostösterreichs - Mangelware. Als Großfalke braucht der Sakerfalte eine besonders stabile Nestunterlage, die ersatzweise auf den massiv konstruierten Freileitungsmasten in Form künstlicher Nisthilfen angeboten werden kann. Seit Beginn des Projektes wurden 96 Nisthilfen auf Masten der APG montiert.

Seit 2011 machten bereits mehr als 50% des österreichischen Sakerfalken-Bestandes die Nisthilfen der APG zum Zentrum ihres Reviers! Es herrscht offenbar akuter Mangel an sicheren Brutplätzen für den Sakerfalken. Der Aufbau einer Sakerfalken-Population entlang der Trassen der APG braucht Zeit. Nach den ersten drei Jahren darf bereits geschlossen werden, dass die Nisthilfen einen wichtigen Teil zur Sicherung des Bestandes des Sakerfalken übernommen haben und die Erfolge der letzten Jahre lassen uns zuversichtlich in die Zukunft sehen.

C.2.2 LIFE-Nature Projekt EUROKITE

Die Motivation ein international/national breit aufgestelltes Projekt zur Populationsentwicklung des Rotmilans zu entwickeln, ist eine unerklärliche Populationsreduktion in Österreich und Deutschland, obwohl es eine Steigerung der Population in Frankreich und der Schweiz gibt. Um einen genauen Überblick über die Ausbreitung der Greifvögel zu erlangen, werden in der Untersuchung auch die Rote-Liste Arten Kaiseradler, Sakerfalte, Wanderfalte und Seeadler betrachtet. Generell ist der Rotmilan den folgenden Gefährdungen ausgesetzt: direkte/Indirekte Vergiftung, Habitatverlust, intensive Landnutzung, geringer Bruterfolg, Kollisionen, Verkehrsaufkommen und illegaler Abschuss.

Daraus resultieren die folgenden Ziele für das Projekt:

- Analyse des Einflusses von „mensenverursachten“ Verlusten beim Rotmilan und den vier anderen Greifvogelarten
- Planung und Umsetzung von Gegenmaßnahmen
- Datenerfassung über die Habitatnutzung in Mitteleuropa mit Schwerpunkten in Österreich und Deutschland

Um belastbare Daten zu erhalten werden ca. 500 Rotmilane und ca. 100 andere Greifvögel mit Sendern ausgestattet um ihre Aktivität permanent überwachen zu können. Sollte ein Tier verenden, kann es rasch gefunden werden, damit die Todesursache wissenschaftlich festgestellt werden kann. Basierend auf diesen Resultaten werden Gegenstrategien erarbeitet und zur Umsetzung gebracht.

Projektpartner national:

- Austrian Power Grid AG
- Netz Niederösterreich GmbH
- Netz Burgenland Strom GmbH
- Umweltanwaltschaft Burgenland
- Niederösterreichischer Landesjagdverband
- OÖ Landesjagdverband
- Burgenländischer Landesjagdverband
- Amt der Vorarlberger Landesregierung – Abteilung Naturschutz
- Amt der Salzburger Landesregierung – Abteilung Naturschutz
- Amt der NÖ Landesregierung, Abteilung Naturschutz
- Ministerium für Umwelt, Land-und Forstwirtschaft

Projektpartner international:

- NABU - Naturschutzbund Deutschland e.V.
- Landesbund für Vogelschutz in Bayern (LBV) e. V.
- Deutsche Bahn
- SEO/BirdLife (Sociedad Española de Ornitología)
- LPO - Ligue pour la Protection des Oiseaux – BirdLife
- LIPU - Lega Italiana Protezione Uccelli – BirdLife
- AVES (NATAGORA) BE (Wallonie)
- Ochrana dravcov na Slovensku – Raptor Protection of Slovakia
- SNC (State Nature Conservation Agency SK)
- ZSD (Zapado Slovenska Distribucna - E-ON SK)
- Ministry of Interior (SK)
- Česká společnost ornitologická (ČSO)
- E-ON (CZ)
- Hungarian Ornithological and Nature Conservation Society (BirdLifeHungary)
- Herman Otto Institute Hungary
- MAVIR ZRt.
- Ministry of Environment of the Slovak Republic
- Ministry of Agriculture (Hungary)

Das Projekt fokussiert primär auf Österreich und Deutschland. Die hohe Anzahl an anderen beteiligten Staaten liegt an der großen Mobilität der Vögel. Der Hauptpartner ist der NABU Deutschland, da der Schwerpunkt der Rotmilan-Vorkommen (50%) in Deutschland liegt. Warum die Bestände in Mitteleuropa (AT/CZ/SK/HU) nicht stärker wachsen ist derzeit unklar und bei Berücksichtigung des Anstiegs in der Schweiz nur durch menschlich verursachte Probleme erklärbar. Genau hier wird das Projekt Erklärungen liefern und Gegenmaßnahmen können ausgearbeitet werden.

Das LIFE-Projekt EUOKITE wurde 2019 von der EU-Kommission genehmigt und läuft bis Ende 2027. Das Projekt hat über die gesamte Laufzeit ein Gesamtbudget von 10 Millionen Euro, welches durch die EU in der Höhe von 60% co-finanziert wird.

VI Netzentwicklungsplan der VÜN

Netzentwicklungsplan 2021

Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN)

Planungszeitraum 2022-2031

Planungsstand: 1. August 2021

Netzentwicklungsplan gemäß 29a i.V.m. § 29 Abs. 1 lit p Vorarlberger Elektrizitätswirtschaftsgesetz

© Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH – Alle Rechte vorbehalten

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten.

Alle im Netzentwicklungsplan dargestellten Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen erarbeitet und geprüft.

Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH haftet nicht für etwaige Schäden, die aus der Nutzung oder Nichtnutzung der Inhalte dieses Netzentwicklungsplanes entstehen.

Die vorliegende Fassung des Netzentwicklungsplans wurde für die Zwecke der Veröffentlichung gemäß § 36 Abs 4 E-ControlG um wirtschaftlich sensible Informationen bereinigt.

Layout: VÜN

1	Ausgangssituation und Zielsetzung	3
1.1	Allgemeines.....	3
1.2	Gesetzliche Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers	3
1.3	Erstellung des Netzentwicklungsplans durch den Übertragungsnetzbetreiber	3
1.4	Ziele und Bedeutung des Netzentwicklungsplans.....	4
1.5	Volkswirtschaftliche Bedeutung des Netzentwicklungsplans	4
2	Technisches Umfeld für den Netzausbau.....	6
2.1	Allgemeines.....	6
2.2	Clean Energy for all Europeans Package (CEP)	7
2.3	Notfallszenarien bei Auftreten von Engpässen	8
3	Überblick Übertragungsnetz VÜN	9
3.1	Regelzone VÜN	11
3.2	Situation im europäischen Verbundnetz	11
3.3	Netzausbau bis 2020.....	12
3.4	Abgeschlossene Projekte (NEP2011 bis NEP2020)	12
4	Projekte im Netzentwicklungsplan 2021.....	12
4.1	Allgemeines.....	12
4.1.1	Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen	12
4.1.2	Weitere Kriterien der Projektbeschreibung	13
4.2	Bereits genehmigte Projekte	14
4.2.1	Erhöhung der Transformatorkapazität zwischen den 220-kV- und 380-kV-Anlagen in der Umspannanlage Bürs.....	15
4.2.2	Bodenseestudie; Langfristige Ausbauvorhaben in der Bodenseeregion.....	17
4.2.3	Erweiterung und Ertüchtigung der 220-kV-Schaltanlage im Umspannwerk Meiningen.....	19
4.3	Zur Genehmigung eingereichte neue Projekte	21
5	Weitere Projekte in Planungsüberlegung	21
6	Risiken	21

1 Ausgangssituation und Zielsetzung

1.1 Allgemeines

Die Aufrechterhaltung einer gesicherten Versorgung erfordert neben dem Vorhandensein von ausreichenden Erzeugungskapazitäten zur Deckung des Strombedarfs auch entsprechende Netzkapazitäten zur Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie.

Vor dem Hintergrund der Liberalisierung der europäischen Elektrizitätswirtschaft mit dem Ziel eines funktionierenden gesamteuropäischen Strommarktes, dem Ausbau der Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und der damit einhergehenden zunehmenden räumlichen Entflechtung zwischen Verbrauchs- und Erzeugungsschwerpunkten ist ein leistungsfähiges Übertragungsnetz von essentieller Bedeutung.

1.2 Gesetzliche Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers

Die Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN) hat gemäß § 29a i.V.m. § 29 Abs. 1 lit p Vorarlberger Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWiG) als Betreiber eines Übertragungsnetzes der österreichischen Regulierungsbehörde jedes Jahr einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan (NEP) für das Übertragungsnetz zur Genehmigung vorzulegen, der sich auf die aktuelle Lage und Prognose im Bereich Angebot und Nachfrage stützt.

1.3 Erstellung des Netzentwicklungsplans durch den Übertragungsnetzbetreiber

Mit der Einreichung des Netzentwicklungsplans kommt die VÜN gemäß § 29a i.V.m. § 29 Abs. 1 lit p Vorarlberger ElWiG ihren gesetzlichen Forderungen nach, den Marktteilnehmern Angaben zu liefern, welche Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahren errichtet oder ausgebaut werden. Im Interesse der Versorgungssicherheit sollen der Ausbau und der Erhalt der erforderlichen Netzinfrastuktur, einschließlich der Verbundmöglichkeiten, zu einer stabilen Elektrizitätsversorgung beitragen.

Das Verfahren zur Erstellung des Netzentwicklungsplans ist klar vorgegeben. Der NEP ist mit den regionalen und gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplänen abzustimmen und alle relevanten Marktteilnehmer sind zu konsultieren.

Weiters sind laut §9 Energielenkungsdatenverordnung i.d.F. BGBl. I Nr. 106/2006 der Regulierungsbehörde jährlich im Rahmen der Erhebungen zum Monitoring der Versorgungssicherheit u.a. auch die geplanten Erweiterungen im Netz bekannt zu geben.

1.4 Ziele und Bedeutung des Netzentwicklungsplans

Ziele der Netzentwicklung gemäß § 29a Vorarlberger ElWiG sind insbesondere

- die Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- die Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur), und
- der Nachfrage nach Leitungskapazitäten zur Erreichung eines europäischen Binnenmarktes nachzukommen.

Die Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH hat bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans angemessene Annahmen über die Entwicklung der Erzeugung, der Versorgung, des Verbrauchs und des Stromaustauschs mit anderen Staaten unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale Netze gemäß Art. 12 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 und für gemeinschaftsweite Netze gemäß Art. 8 Abs. 3 lit. b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 zugrunde gelegt.

1.5 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Netzentwicklungsplans

Eine sichere Stromversorgung ist in unserer heutigen Zeit nicht mehr wegzudenken. In der Wirtschaft stellen zuverlässige Energieübertragungsnetze eine wichtige Voraussetzung für einen Wirtschaftsstandort dar. Ausfälle in der Energieversorgung verursachen hohe volkswirtschaftliche Folgeschäden und sind daher weitgehend zu vermeiden.

Der steigende Anteil an erneuerbaren Energien und deren Integration in das europäische Verbundnetz stellen einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der europäischen und nationalen Klimaschutzziele dar. Der dafür erforderliche Netzausbau ist in den Netzentwicklungsplänen besonders zu berücksichtigen.

Wesentliche Faktoren die beim Ausbau der Netzinfrastruktur eine volkswirtschaftliche Relevanz aufweisen sind für jedes Ausbauprojekt separat aufgeführt. Eine Beschreibung dieser Größen soll die folgende Auflistung geben.

Erhöhung der Versorgungs- und Ausfallssicherheit

Ausfälle bei der Stromversorgung bzw. minimale Spannungsschwankungen können bereits Produktionsausfälle mit großem Schaden in den Unternehmen anrichten. Ebenso wird das internationale Ansehen als Industriestandort herabgesetzt. Sowohl im Unternehmensleitbild als auch im Nachhaltigkeitsverständnis bekennt sich die Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH zu einer hohen Versorgungssicherheit und attraktiven Preisen zur Stärkung des Standorts.

Verstärkung der Netzkapazitäten

Zur Erreichung der von der EU angestrebten Ziele zur Begrenzung der Erderwärmung, werden der Ausbau der Windkraft auf europäischer Ebene, insbesondere der Offshore-Winderzeugung, und der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken im Alpenraum forciert. In Folge dieser Entwicklungen nehmen die Nord-Süd-Leistungsflüsse und somit die Transportaufgaben der Übertragungsnetzbetreiber im Dreieck Deutschland-Österreich-Schweiz zu. Eine ausreichende Verfügbarkeit von Netzkapazität im Übertragungsnetz stellt einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der europäischen Klimaschutzziele dar.

Verbesserung/Schaffung von Netzsteuermöglichkeiten

Hochspannungsnetze und Hochspannungsschaltanlagen sind langlebige Investitionsgüter. Gerade deshalb müssen geeignete Erhaltungsmaßnahmen diese Dauerfunktion gewährleisten. Um einen sicheren Netzbetrieb auch während Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten gewährleisten zu können sind entsprechende Reserve- und Steuermöglichkeiten in den Netzen vorzusehen. Diese Freiheitsgrade in der Betriebsführung ermöglichen weiters netzbetriebliche Maßnahmen zur kurzfristigen Beseitigung möglicher Engpässe und Störungsfälle.

Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs

Der Betrieb des Übertragungsnetzes gemäß den europäischen Sicherheitsstandards und den Regeln, Instruktionen und Empfehlungen der europäischen Netzbetreiber stellt die Ausgangsbasis für die sichere Versorgung mit elektrischer Energie dar.

Verstärkte Anbindung an das europäische Verbundnetz und damit der Einbindung in den integrierten europäischen Strommarkt

Durch die Schaffung eines gemeinsamen Elektrizitätsbinnenmarkts soll laut Richtlinie neue Geschäftschancen für die Unternehmen eröffnet werden sowie der grenzüberschreitende Handel gefördert und auf diese Weise Effizienzgewinne, wettbewerbsfähige Preise und höhere Dienstleistungsstandards erreicht. Dies soll einen Beitrag zu mehr Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit beisteuern. Durch die verstärkte Anbindung des Übertragungsnetzes in Vorarlberg an das europäische Verbundnetz profitieren die österreichischen Marktteilnehmer von diesen Vorteilen.

Maßnahmen zur Umsetzung neuer Energiestrategien in Europa (Ausstieg Kernenergie, Erneuerbare, Elektromobilität, Smart Grids)

Ein hoher Grad an Diversifikation bei den erneuerbaren Energien wird aufgrund des einerseits stark fluktuierenden andererseits von der geographischen Lage abhängigen Verhaltens notwendig werden. Pumpspeicherkraftwerke leisten bereits jetzt einen wesentlichen Beitrag zur Spitzen- und Regelernergie. Im Zuge des forcierten Ausbaus erneuerbarer Energien und deren Integration in das europäische Verbundnetz wird den Pumpspeicherkraftwerken eine noch hö-

here Bedeutung zukommen. Pumpspeicherkraftwerke tragen zur Bereitstellung von Spitzenlastkapazität und zur Flexibilisierung des Elektrizitätssystems bei und zeichnen sich durch eine hohe Systemqualität im Hinblick auf ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit aus. (Aus der Dena-Netzstudie II)

Beitrag zur heimischen Wertschöpfung

Die Errichtung von Netzinfrastruktureinrichtungen in Österreich bringt eine hohe nationale Wertschöpfung und schafft bzw. sichert Arbeitsplätze, auch wenn die Herstellerfirmen, aufgrund des vorgeschriebenen EU-weiten Ausschreibungsverfahrens, nicht immer in Österreich ansässig sind. Viele österreichische Unternehmen sind als Zulieferer oder Dienstleister in den Ablauf eingebunden.

2 Technisches Umfeld für den Netzausbau

2.1 Allgemeines

Für die Erreichung der zentralen energiepolitischen Ziele der Europäischen Union ist der Ausbau der Netzinfrastruktur von bedeutender Rolle. Im Rahmen des dritten Energieliberalisierungspakets der EU ist die zukünftige Netzentwicklung in einem nicht bindenden gemeinschaftsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan (TYNDP) aufzuführen. Dadurch soll eine größtmögliche Transparenz beim Ausbau des gesamten Elektrizitätsübertragungsnetzes in der Europäischen Union gewährleistet werden sowie realisierbare Elektrizitätsübertragungsnetze und die für den Handel und die Versorgungssicherheit notwendigen regionalen Verbindungen verzeichnet sein.

ENTSO-E verabschiedet und veröffentlicht alle zwei Jahre einen gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan der auf den nationalen und regionalen Investitionsplänen, einschließlich der Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze, beruht.

Das TYNDP 2020 Package wurde Ende 2020 finalisiert und veröffentlicht. (Weitere Informationen unter <https://tyndp.entsoe.eu/>)

Für den Netzausbau im Übertragungsnetz Vorarlberg sind unter anderem die langfristig geplanten Ausbaumaßnahmen in Deutschland maßgeblich. Im Jahr 2012 haben die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber ihren ersten Netzentwicklungsplan erstellt und somit die Schritte zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Stromnetzes für die kommenden zehn bzw. 20 Jahre aufgezeigt. Die in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen in Deutschland ausgewiesenen Maßnahmen erweisen sich auch bei veränderten Rahmenbedingungen des NEP2030, wie beispielsweise der EEG-Novellierung, Spitzenkappung erneuerbarer Energien und verkleinerter konventioneller Kraftwerkspark, als robust. Der NEP

2030 zeigt somit wieder einen vergleichbar hohen, energiewirtschaftlich benötigten Netzausbaubedarf. (Weitere Informationen unter <http://www.netzentwicklungsplan.de>).

2.2 Clean Energy for all Europeans Package (CEP)

Mit dem CEP verabschiedete die Europäischen Union im Jahr 2019 ein umfassendes Update des energiepolitischen Rahmens in Form eines Gesetzespaketes, welches insbesondere auf die Erreichung der Energie- und Klimaziele der EU hinsichtlich einer Reduktion der Treibhausgasemissionen abzielt. Dieses Paket enthält unter anderem auch neue Vorgaben für die Nutzung der europäischen Übertragungsnetze. Gemäß Artikel 16 Abs. 8 der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt – Teil des CEP – sind Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, ab 01.01.2020 einen Mindestwert von 70% der Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung zu stellen.

In einer am 09.08.2019 veröffentlichten Recommendation der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) wird zudem detaillierter auf die Frage, wie die 70% zu kalkulieren sind, eingegangen.

Neben anderen dynamischen Veränderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen steigen auch durch diese neuen Vorgaben die Anforderungen an die Übertragungsnetzinfrastruktur und die operativen Systeme maßgeblich. Wie zahlreiche andere europäische Übertragungsnetzbetreiber hat APG als der in Österreich für die Kapazitätskalkulation und Vergabe zuständige Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der absehbaren Risiken für den sicheren Netzbetrieb vorerst eine temporäre Freistellung von der 70%-Vorgabe beantragt, welche durch E-Control und alle anderen relevanten Regulierungsbehörden genehmigt wurde.

APG und VÜN haben zudem die Auswirkungen einer unmittelbaren Umsetzung der 70%-Vorgabe auf das österreichische Übertragungsnetz umfassend untersucht. Die Ergebnisse wurden im „Hotspot Bericht“¹ zusammengefasst, welcher von E-Control per Bescheid² angenommen wurde. Demgemäß käme es bei unmittelbarer Umsetzung der 70%-Vorgabe zu einer deutlichen Erhöhung der Netzbelastungen und strukturellen Engpässe im gesamten österreichischen Übertragungsnetz.

Österreich – vertreten durch das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) – hat daher im Rahmen der Umsetzung der Verordnung 2019/943 Ende 2020 einen Aktionsplan³ gemäß Artikel 15 dieser Verordnung erlassen.

¹<https://www.e-control.at/documents/1785851/0/Beilage+1+-+Hotspot+Bericht+gem+Art+14+Abs+7+EU-VO.pdf/cc107b19-4ad5-2404-1521-4afe3f268f1f?t=1601447284360>

²https://www.e-control.at/documents/1785851/0/V+ELBM+03_20+Bescheid_Hot+Spot+Bericht+Art.+14_7+fi-nal+1v0+20200922.pdf/359d1d42-2441-0da0-63ba-8bd563cca3ef?t=1601447251935

³ https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:bb4181fc-41cd-4c96-9f68-26350c69f712/Action_Plan_Austria.pdf

Der Aktionsplan zielt auf eine schrittweise Umsetzung der 70%-Vorgabe bis Ende 2025 ab. Er legt hierfür einen linearen Verlauf („Trajektorie“) fest, anhand welchem die grenzüberschreitenden

Kapazitäten jährlich zu steigern sind, sodass Ende 2025 das 70%-Ziel gemäß Verordnung der EC bzw. wie gesetzlich gefordert erreicht wird. Dafür enthält der Aktionsplan wichtige Maßnahmen zur Reduzierung bzw. Lösung struktureller Engpässe. Neben der umfassenden Weiterentwicklung des Engpassmanagements und dem optimierten Betrieb der Netzinfrastruktur nehmen insbesondere die Netzausbauprojekte eine wesentliche Schlüsselrolle ein, um die nötigen Netzkapazitäten zur Verfügung zu stellen.

APG und VÜN haben die Vorgaben des CEP hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Netzausbauplanung und den NEP umfassend geprüft. Aufgrund der sich ändernden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Europa mit dem massiven EE-Ausbau und der 70%-Vorgabe aus dem CEP ist von einem zusätzlichen Stromtransportbedarf auszugehen. Kritische Netzbelastungen und Netzengpässe werden dadurch maßgeblich verschärft. Grundsätzlich ist die Robustheit und Wirksamkeit der NEP-Projekte durch die Vielzahl von Analysen in der Vergangenheit bestätigt und unbestritten (vgl. v.a. TYNDP von ENTSO-E).

Aufbauend auf dem NEP 2020 und dem Aktionsplan haben die österreichischen Übertragungsnetzbetreiber die relevanten Einflüsse geprüft und die Planung der Projekte im NEP 2021 sowie die Netzausbaumaßnahmen darauf abgestellt.

2.3 Notfallszenarien bei Auftreten von Engpässen

Die Netzbetreiber sind nach nationalen und europäischen Vorschriften im Rahmen ihrer Möglichkeiten verpflichtet, Netzengpässe zu erkennen, Abhilfemaßnahmen zu planen und zu ergreifen, sowie aufgetretene Engpässe mit den ihnen zur Verfügung stehenden technischen und organisatorischen Mitteln zu beseitigen.

Vorübergehend Maßnahmen zur Beherrschung von Engpasssituationen im Übertragungsnetz sind von jedem Übertragungsnetzbetreiber vorzusehen, sie sind jedoch nur für einen Übergangszeitraum zulässig. Die Maßnahmen sind aber aus Sicht einer nachhaltigen Netzausbauplanung nicht vertretbar, da keine betrieblichen Reserven mehr bestehen. Aufgrund der, vor allem im Winter zu erwartenden verschärften Netzsituationen (Höchstlast, Eislast, Starkwinde,...) sind betriebliche Einschränkungen in der Konzeptplanung zu berücksichtigen.

Im eng vermaschten europäischen Verbundnetz sind mögliche Netzengpässe gemeinsam mit allen betroffenen Netzbetreibern zu untersuchen und Maßnahmen zu deren Vermeidung bzw. Beseitigung zu erarbeiten. Eine besondere Bedeutung kommt in diesem Fall den grenzüberschreitenden Kuppelleitungen zu.

Netzbezogene Engpassmanagementmaßnahmen

Darunter sind vor allem betriebliche Schaltungsmaßnahmen zur Beseitigung von Grenzwertüberschreitungen von Betriebsmitteln und zur Sicherstellung der Netzstabilität zu verstehen. Netzbezogene Maßnahmen werden stets als erste wirksam.

Verschiebung und Umplanung von dringenden Netzinstandhaltungs- und -ausbaumaßnahmen

Sämtliche Wartungs- und Ausbaumaßnahmen werden mit den betroffenen Netzbetreibern koordiniert und laufend an die aktuelle bzw. erwartete Netzsituation angepasst. Durch eine gemeinsam abgestimmte Wahl des Zeitraums für die Netzinstandhaltungsarbeiten kann bereits im Vorfeld ein wesentlicher Beitrag zur Vermeidung von Engpasssituationen geleistet werden. Eine Verschiebung von Arbeiten innerhalb des festgelegten Terminplans bzw. ein Vorziehen anderer Arbeiten stehen zusätzlich noch als kurzfristige Möglichkeiten zur Engpassbeseitigung zur Verfügung.

Marktbezogene Engpassmanagementmaßnahmen

Durch Eingriffe in die Fahrweise der Kraftwerkseinheiten in seinem Zuständigkeitsbereich, stehen dem Netzbetreiber weitere Möglichkeiten zur Abwendung von Netzengpässen zur Verfügung.

Mittelfristige marktbasierte Verfahren haben das Ziel, einen Anreiz an die Marktteilnehmer zu geben, ihre Fahrpläne so anzupassen, dass die Entstehung eines Netzengpasses vermieden wird. Derzeit wichtigstes Instrument in dieser Kategorie sind die expliziten und impliziten Auktionen. Sie werden in den meisten europäischen Ländern eingesetzt. Dabei werden die Übertragungskapazitäten im grenzüberschreitenden Verkehr versteigert und dadurch gleiche Kriterien für alle Unternehmen geschaffen.

3 Überblick Übertragungsnetz VÜN

Das Übertragungsnetz der VÜN umfasst das 220(380)-kV-Leitungssystem „Bürs-Meiningen grün“, die zwei 220(380)-kV-Leitungssysteme „Meiningen-Rüthi rot“ und „Meiningen-Rüthi schwarz“ in die Schweiz zur Swissgrid sowie die 220-kV-Anlage im UW Meiningen.

In der Umspannanlage Bürs der illwerke vkw AG erfolgt über die 380-kV-Schaltanlage und über die 380-kV-Leitungssysteme zur TransnetBW und zur APG die Anbindung an das 380-kV-Netz. Weiters bestehen eine 220/380-kV-Verbindung zu Amprion und eine 220-kV-Verbindung zur APG. Die 220(380)-kV-Anlagen und -Leitungen der VÜN und Vorarlberg Netz sind für 380 kV konzipiert und behördlich bewilligt, werden aber derzeit mit 220 kV betrieben.

Das Netz der VÜN mit den Verbindungsleitungen zu den benachbarten Netzbetreibern ist in Abbildung 1 dargestellt.

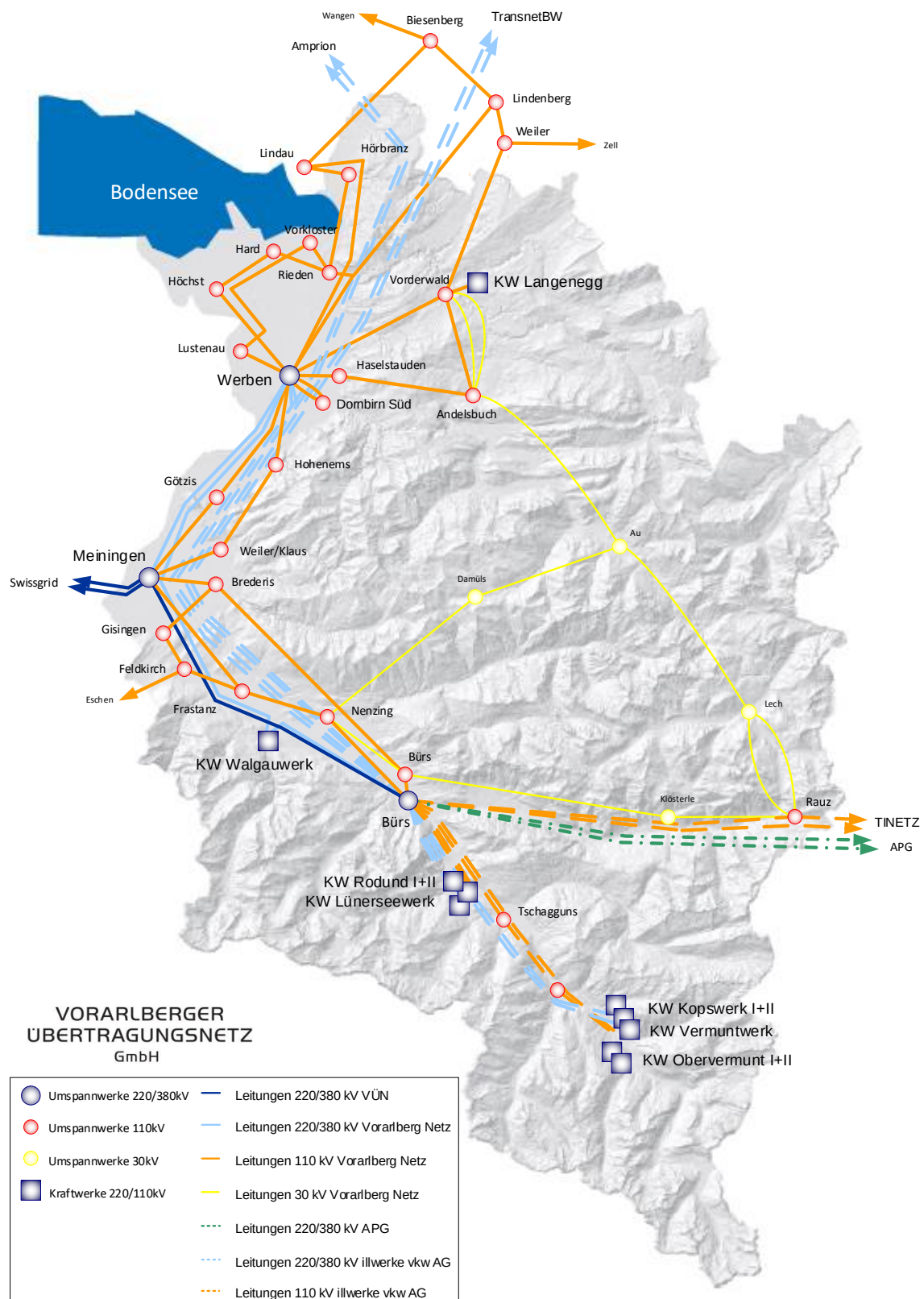
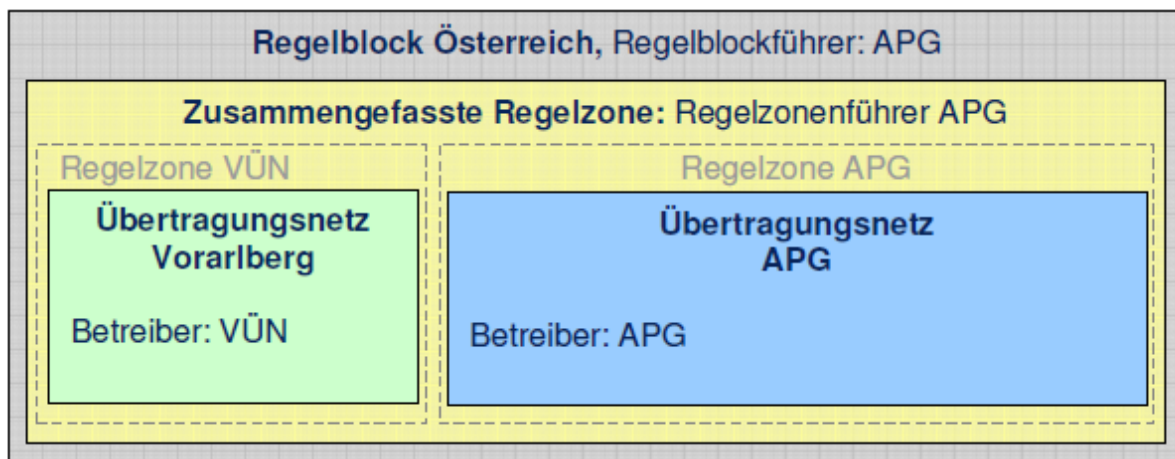


Abbildung 1 Übertragungsnetz in Vorarlberg (inkl. Leitungen von APG, illwerke vkw AG und Vorarlberg Netz)

3.1 Regelzone VÜN

Gemäß § 23 Abs. 1 EIWOG 2010 bildet das vom Übertragungsnetz der VÜN abgedeckte Gebiet eine eigene Regelzone. Dieses umfasst das Vorarlberger Landesgebiet ohne Kleinwalsertal und ein Teil des benachbarten Südwestallgäus.

Mit Wirkung ab dem 1.1.2012 wurde die Regelzone VÜN (vormals Regelzone der VKW-Netz AG) aus dem deutschen Regelblock gelöst und dem österreichischen Regelblock zugeordnet. Gemäß § 23 EIWOG 2010 wurde die Regelzone VÜN mit der Regelzone APG in Form eines gemeinsamen Betriebs durch APG als Regelzonenführer zusammengefasst. APG übernimmt für die zusammengefasste Regelzone die Funktion des Regelzonenführers und nimmt alle Aufgaben und Pflichten im Zusammenhang mit dem Regelzonenbetrieb wahr. Daraus ergibt sich die Situation eines Regelblocks (Österreich) mit einer Regelzone und zwei Übertragungsnetzbetreibern.



APG ist Regelzonenführer und gleichzeitig auch Regelblockführer des österreichischen Regelblocks.

3.2 Situation im europäischen Verbundnetz

Durch die geographische Lage liegt das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Vorarlberg zwischen den Übertragungsnetzbetreibern von Deutschland (TransnetBW und Amprion), der Schweiz (Swissgrid) und Österreich (APG). Daher kommt dem strategischen Ausbau des Übertragungsnetzes unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit und Sicherheit der Netzführung aufgrund der rasanten Entwicklung des europäischen Strommarktes und der damit verbundenen Entwicklungen der Nachbarnetze eine immer stärkere Bedeutung zu.

Die Entwicklungen der Liberalisierung der Strommärkte und der zunehmenden Einspeisung Erneuerbarer Energien stellen neue Anforderungen an die Übertragungs- und Verteilernetze in Europa. Für eine ausreichende Betriebssicherheit und Verfügbarkeit der Netzinfrastrukturen sind Investitionen für den Netzausbau notwendig.

3.3 Netzausbau bis 2020

Ende 2012 wurde in der UA Bürs die Erweiterung der 220-kV-Schaltanlage in Betrieb genommen und 2013 planmäßig abgeschlossen. Mit dem Vollausbau der dritten Sammelschiene und dem Einbau einer Längstrennung in diese und der Errichtung einer zusätzlichen 220-kV-Kuppelung wurden Schaltungsmöglichkeiten zur Abhilfe von Engpasssituationen und leichteren Durchführung von Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen geschaffen. Beim Projekt Nr. 3 wurde die Abklärung des Genehmigungsbedarfs abgeschlossen, eine Überleitung in ein Umsetzungsprojekt ist derzeit nicht vorgesehen.

3.4 Abgeschlossene Projekte (NEP2011 bis NEP2020)

Proj.Nr.	Projektbezeichnung	IBN:
1	Erweiterung der 220-kV-Schaltanlage in der Umspannanlage Bürs	2012
3	Vorbereitende Maßnahmen für einen künftigen Betrieb des Leitungssystems Bürs-Meiningen mit erhöhter Betriebsspannung	-

4 Projekte im Netzentwicklungsplan 2021

Die besondere Situation des Hoch- und Höchstspannungsnetz in Vorarlberg erfordert ein langfristiges, mit allen benachbarten Netzbetreibern koordiniertes Ausbaukonzept. Daher ist VÜN regelmäßig in Gesprächen mit allen beteiligten Netzbetreibern, um Netzausbaumaßnahmen von gemeinschaftlichen Interessen rechtzeitig abzustimmen. In Hinblick auf die bevorstehenden Ausbauvorhaben in den benachbarten Ländern, insbesondere der Umstrukturierung von der 220-kV- auf die 380-kV-Spannungsebene, wurden gemeinsame Netzkonzepte diskutiert. Aufgrund der langfristigen Bestandsdauer sowie der hohen Kapitalintensität von Netzinfrastruktureinrichtungen einerseits und den umfangreichen Prüf- und Genehmigungsverfahren andererseits ist die vorausschauende und koordinierte Konzepterstellung unerlässlich.

4.1 Allgemeines

4.1.1 Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen

In nachstehender Tabelle wird ein Überblick der im Folgenden verwendeten Klassifizierungen zum Projektstatus gegeben. Aufgrund der Komplexität von Hochspannungsprojekten fällt bereits bei „Planungsüberlegung“ und „Vorprojekt“ ein hoher Aufwand an Kosten und Leistungen an. Bei Projekten mit UVP-Genehmigung fallen in diesen Phasen zusätzlich bedeutende Kosten für Untersuchungen, Studien und Gutachten sowie die Erstellung der Einreichunterlagen an. Für den Projektstatus wurde die folgende Einteilung vorgenommen:

Projektstatus	Beschreibung bzw. Meilensteine sowie Kosten/Leistungen
Planungsüberlegung	Netztechnische und energiewirtschaftliche Untersuchungen, systematische Lösungsfindung mittels technischer und wirtschaftlicher Variantenvergleiche, Trassenraumuntersuchungen bzw. -studien, Festlegung der Ausbauvariante und des Ausbauumfanges, grundsätzliche Standortsuche bei neuen Umspannwerken; ggf. Erstellung einer Grundsatzvereinbarung zur Dokumentation der gewählten Ausbauvariante und als Grundlage für das Vorprojekt. <i>Kosten bzw. Leistungen: <u>Großteils Eigenleistungen</u>, eventuell Fremdleistungen für Studien (v.a. bei Leitungsprojekten)</i>
Vorprojekt	Für Projekte mit Netzpartnern bzw. Netzanschlusswerbern besteht eine abgeschlossene Grundsatzvereinbarung Detaillierte Trassenüberlegungen, Trassenplanung, techn. Detailplanung Erstellung von Einreichunterlagen für Genehmigungsverfahren (z.B. Starkstromwegerecht, Materiengesetze oder UVE) Behördeneinreichung und laufendes Genehmigungsverfahren Vorprojekt endet mit Vorliegen aller behördlichen Genehmigungen und Bescheide <i>Kosten bzw. Leistungen: <u>Eigen- und Fremdleistungen</u></i>
Umsetzungsprojekt	Für Projekte mit Netzpartnern bzw. Netzanschlusswerbern besteht ein abgeschlossener Errichtungsvertrag Baubeschlussfassung und Gremien-Freigaben Ausschreibung und Vergabe von Material und Arbeiten (Montagen) Projektrealisierung und Dokumentation; Umsetzungsprojekt endet mit Inbetriebnahme <i>Kosten bzw. Leistungen: <u>Eigen- und Fremdleistungen</u></i>

4.1.2 Weitere Kriterien der Projektbeschreibung

- Projektnummer (Proj.-Nr.)
- Netzebene
- Spannungsebene (Spgs.ebene)
- Geplante Inbetriebnahme (Gepl. IBN)
- Auslöser und technische Notwendigkeit
- Projektbeschreibung und technische Daten
- Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen
- Weitere Statusdetails

4.2 Bereits genehmigte Projekte

Die aktuellen Projekte berücksichtigen Maßnahmen, die von nationalen und internationalen Interesse hinsichtlich eines koordinierten Netzausbaus sind. Im Fokus steht dabei die Sicherstellung der bestehenden Anbindung des Übertragungsnetzes in Vorarlberg an die benachbarten Übertragungsnetze in Österreich, Deutschland und der Schweiz. Dadurch soll einerseits die zukünftige Lastflussentwicklung in der Bodenseeregion beherrschbar bleiben, andererseits die Versorgungssicherheit der Kunden in Vorarlberg auch in Hinblick auf die steigenden Anforderungen gewährleistet werden.

Proj.Nr.	Projektbezeichnung
2	Erhöhung der Transformatorkapazität zwischen den 220-kV- und 380-kV-Anlagen in der Umspannanlage Bürs
4	Bodenseestudie; Langfristige Ausbauvorhaben in der Bodenseeregion
5	Erweiterung und Ertüchtigung der 220-kV-Schaltanlage im Umspannwerk Meiningen

Eine ausführliche Beschreibung zu den einzelnen Projekten findet sich auf den nachfolgenden Seiten.

4.2.1 Erhöhung der Transformatorkapazität zwischen den 220-kV- und 380-kV-Anlagen in der Umspannanlage Bürs

Projektnummer: 2	Netzebene: 1	Projektstatus: Umsetzungsprojekt
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Umspannwerk	IBN: 2015/16
Auslöser und technische Notwendigkeit Um die Leistungsfähigkeit in der Umspannanlage in Bürs der illwerke vkw AG an die gestiegenen Anforderungen des Netzverbundes (Verbindungskapazität zwischen dem Netz der APG und dem Übertragungsnetz Vorarlberg) anzupassen, ist eine zusätzliche Transformatorkapazität zwischen den 220-kV- und 380-kV-Anlagen erforderlich. Projektbeschreibung und technische Daten In Abstimmung mit den beteiligten Partnern, der illwerke vkw AG, der Austrian Power Grid AG und der TransnetBW GmbH soll die Installation einer zusätzlichen Transformatorleistung von rund 500 MVA in der Umspannanlage Bürs zwischen der 220- und 380-kV-Spannungsebene umgesetzt werden, um die Leistungsfähigkeit für den vermaschten Netzbetrieb sicherzustellen. Aufgrund der Möglichkeit der gegenseitigen Reservestellung und aus Sicht der im Fehlerfall noch zur Verfügung stehenden Transformatorkapazität, stellt sich eine Ausführung in Form eines zusätzlichen Transformators mit 450 MVA als geeignete Lösung dar. Die durchgeführten Netzberechnungen ergaben, dass unter Berücksichtigung der zu erwartenden Lastflusssituation, geprägt durch zunehmende Einspeisung von erneuerbaren Energien, der Einsatz von Netzkuppeltransformatoren mit Leistungsregelung zweckmäßig ist. Die Regelung bietet unter anderem Möglichkeiten der Steuerung des übergeordneten Lastflusses in Vorarlberg zur Vermeidung von Engpasssituationen. Technische Details Die Umspannanlage Bürs stellt für das Übertragungsnetz Vorarlberg einen wichtigen Knotenpunkt mit Anbindung an das europäische Verbundnetz dar und dient auch als Einspeisepunkt der Illwerke Kraftwerksgruppe Obere Ill/Lünersee. Aufgrund der von Norden nach Süden ausgeprägten übergeordneten europäischen Lastflusssituation, als auch im Hinblick auf weitere Kraftwerksprojekte im alpinen Raum, ist eine Verstärkung der Kuppelkapazität dringend erforderlich. Für die Einhaltung der (n-1)-Situation im Übertragungsnetz einerseits und dem sicheren Abtransport der Kraftwerksleistung andererseits, sind sowohl im Netz- als auch im Erzeugerbereich zusätzliche Kapazitäten geplant und in der Umsetzungsphase. Durch die gewählte Auslegung des Transformators ist auf der einen Seite eine Steuerung des Lastflusses auf der 220-kV-Ebene des Übertragungsnetzes in Vorarlberg realisierbar, auf der anderen Seite wurden ausführungsrelevante Kriterien (Baugröße, Transport, Kühlung, Verluste,...) in der Dimensionierung miteinbezogen.		

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Durch die Errichtung der zusätzlichen Transformatorkapazität wird sichergestellt, dass ausreichend Übertragungskapazität zur Verfügung steht, damit der öffentliche Transport im Ausmaß der Kapazität des Übertragungsnetzes in Richtung Schweiz gesichert ist.

Der Netzkuppletransformator stellt eine wichtige Verbindung zwischen der 380-kV und 220-kV-Spannungsebene dar, welche die Versorgung und den Energietransport in Vorarlberg auch in Hinblick auf die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten in die Schweiz gewährleistet. Weiters bildet die Netzkupplung eine Sicherstellung zur 380/220-kV-Kupplung im Umspannwerk Westtirol der Austrian Power Grid AG.

Die Umsetzung des Projektes befindet sich in Einklang mit den nationalen und internationalen Interessen hinsichtlich eines koordinierten Netzausbaus.

Nutzen für Österreich

- Erhöhung der (n-1)-Sicherheit
- Erhöhung der Versorgungs- und Ausfallssicherheit
- Verstärkung der Netzkapazitäten
- Verbesserung/Schaffung von Netzsteuermöglichkeiten
- Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs
- Maßnahmen zur Umsetzung neuer Energiestrategien in Europa (Ausstieg Kernenergie, Ausbau erneuerbarer Energien, Elektromobilität, Smart Grids)
- Beitrag zur heimischen Wertschöpfung
- Zuordnung der vereinnahmten Engpasserlöse gemäß Verordnung 2009/714/EG

Weitere Statusdetails

Wurde im NEP 2011 genehmigt.

Terminplan wurde im NEP 2013 angepasst und genehmigt.

Inbetriebnahme ist erfolgt. Restarbeiten sind noch offen.

4.2.2 Bodenseestudie; Langfristige Ausbauvorhaben in der Bodenseeregion

Projektnummer: 4	Netzebene: 1	Projektstatus: Planungsüberlegung
Spgs.ebene(n): 380/220 kV	Art: Umspannwerk/Leitung	Gepl. IBN: nach 2035
Auslöser und technische Notwendigkeit Die Entwicklungen im Übertragungsnetz in Deutschland, der Schweiz und in Österreich sprechen immer mehr dafür, zumindest die bestehenden 220-kV-Leitungen zu verstärken und wo es möglich ist, auf 380 kV umzubauen. Die zunehmende Einspeisung von erneuerbaren Energien aus Wind und Photovoltaik und dem damit verbundenen erhöhten Übertragungsbedarf erfordert in den nächsten Jahren einen koordinierten Netzausbau auf europäischer Ebene. Projektbeschreibung und technische Daten Mit den benachbarten Netzbetreibern Amprion und TransnetBW in Deutschland, Swissgrid in der Schweiz und APG wird gemeinsam eine langfristige Netzausbauplanung erarbeitet. In der dazu vorbereitenden Studie werden die Entwicklungen der Übertragungsnetze in Süddeutschland, der Ostschweiz und Westösterreich berücksichtigt. In der Studie wird ein Betrachtungszeitraum bis über das Jahr 2025 hinaus, zahlreiche Netzausbauprojekte auf europäischer Ebene, der Ausbau der Windenergie und damit einhergehende Interaktionen österreichischer und schweizerischer Pumpspeicherkraftwerke mit deutscher Windenergie, berücksichtigt. Als vorläufiges Ergebnis der Untersuchungen zur grenzüberschreitenden Netzentwicklung stellt sich als bedarfsgerechte Ausbauoption die langfristige Umstellung der heutigen 220-kV-Leitungen in der Bodenseeregion zwischen Deutschland, Österreich und der Schweiz auf 380 kV heraus. Im Hinblick auf laufende Veränderungen der Rahmenbedingungen und den Aktualisierungen der europäischen und nationalen Netzentwicklungspläne sind die Varianten und verschiedenen Ausbauetappen zum 380-kV-Ausbau in der betrachteten Region zum gegebenen Zeitpunkt jedoch erneut zu prüfen und abzustimmen. Das Projekt ist im Regional Investmentplan und TYNDP 2020 mit der Projektnummer 263 enthalten. Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen Die geplante Netzumstrukturierung von der 220-kV- auf die 380-kV-Spannungsebene in Deutschland hat Auswirkungen auf das Höchstspannungsnetz in Vorarlberg. In Grenznähe zu Meiningen auf der Schweizer Seite soll langfristig neben dem neu erbauten 220-kV-Umspannwerk Rüthi ein 380-kV-Umspannwerk errichtet werden, in das in weiterer Folge das 380-kV-Netz der Ostschweiz eingebunden wird. Dadurch kommt den beiden grenzüberschreitenden Leitungssystemen vom Umspannwerk Meiningen in die Schweiz auch eine besondere energiewirtschaftliche Bedeutung zu.		

Nutzen für Österreich

- Erhöhung der (n-1) -Sicherheit
- Erhöhung der Versorgungs- und Ausfallssicherheit
- Beitrag zur heimischen Wertschöpfung
- Verstärkung der Netzkapazitäten
- Verstärkte Anbindung an das europäische Verbundnetz und damit der Einbindung in den integrierten europäischen Strommarkt
- Verbesserung/Schaffung von Netzsteuermöglichkeiten
- Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs
- Maßnahmen zur Umsetzung neuer Energiestrategien in Europa (Ausstieg Kernenergie, Ausbau erneuerbarer Energien, Elektromobilität, Smart Grids)

Weitere Statusdetails

Wurde im NEP 2011 genehmigt.

Basierend auf dieser Studie wurde von den beteiligten Unternehmen die Aktualisierung der Netzberechnungen durchgeführt und werden Konzepte zur Umsetzung von Ausbaumaßnahmen entwickelt und analysiert.

4.2.3 Erweiterung und Ertüchtigung der 220-kV-Schaltanlage im Umspannwerk Meiningen

Projektnummer: 5	Netzebene: 1	Projektstatus: Vorprojekt
Spgs.ebene(n): 220 kV	Art: Umspannwerk	IBN: 2027

Auslöser und technische Notwendigkeit

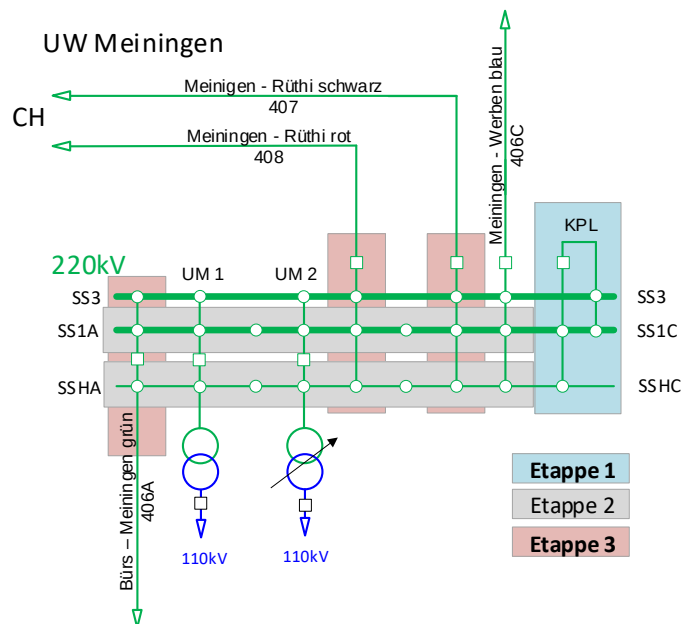
Die 1983 in Betrieb genommene 220-kV-Schaltanlage im Umspannwerk Meiningen, bestehend aus zwei Sammelschienen und 6 Schaltfeldern, wurde für 380 kV konzipiert und ausgelegt (Abstände), aber für 220 kV isoliert und mit 220-kV-Schaltgeräten ausgestattet. Die später errichtete dritte Sammelschiene wurde bereits für 380 kV isoliert.

In dieser Schaltanlage sind in den kommenden Jahren Erweiterungen und Ertüchtigungen vorgesehen:

Etappe 1: Erweiterung um eine eigenständige Kupplung. Die bestehende Kupplung der 220-kV-Sammelschienen ist kein eigenständiges Kupplungsfeld, da für die Kupplung und den Umspanner 1 ein gemeinsames Schaltfeld verwendet wird. Damit sowohl die Kupplung für das Übertragungsnetz als auch der Umspanner ohne Einschränkungen betrieben werden können, ist die Erweiterung um ein eigenständiges Kupplungsfeld erforderlich.

Etappe 2: Ertüchtigung der zwei 220-kV-Sammelschienen auf 380 kV entsprechend der später errichteten und bereits für 380 kV ausgelegten dritten Sammelschiene.

Etappe 3: Austausch der 220-kV-Schaltgeräte der Abzweige (Trenner, Leistungsschalter, Wandler, etc.). In diesem Zuge ist vorgesehen, die Abzweige ebenfalls auf 380 kV zu ertüchtigen.



Projektbeschreibung und technische Daten

- Erweiterung der 220-kV-Schaltanlage um ein eigenständiges Kupplungsfeld, geeignet für den Betrieb mit 380 kV.
- Ertüchtigung der beiden für 220 kV isolierten Sammelschienen für einen Betrieb mit 380 kV (Umbau Sammelschienen SS1 und SSH auf 380 kV, neue Sammelschientrenner, Längstrenner und Isolatoren)
- Ertüchtigung der Abzweige für einen zukünftigen Betrieb mit 380 kV (Austausch und Erneuerung Schaltgeräte, Wandler und Sekundärverkabelung)

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- Entflechtung der Schaltfelder für die Kupplung der 220-kV-Sammelschienen und des Abzweigs für den 220/110-kV-Umspanner ermöglichen voneinander unabhängigen Betrieb des Übertragungsnetzes als auch des Umspanners zur Landesversorgung.
- Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs
- Erhöhung der Versorgungs- und Ausfallssicherheit
- Trägt zur Gewährleistung der Verfügbarkeit der Kapazität des Übertragungsnetzes bei.
- Ertüchtigung für einen zukünftigen Betrieb mit 380 kV im Zuge der erforderlichen Erneuerung der bestehenden 220-kV-Schaltgeräte.
- Vorbereitende Maßnahmen für einen zukünftigen Betrieb mit 380 kV im Hinblick auf die langfristigen Ausbauvorhaben in der Bodenseeregion (Projekt 4).
- Zuordnung vereinnahmter Engpasserlöse gemäß Verordnung 2009/714/EG

Weitere Statusdetails

Wurde im NEP 2018 genehmigt.

Terminplan wurde im NEP 2020 angepasst und genehmigt.

4.3 Zur Genehmigung eingereichte neue Projekte

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt liegen bei VÜN keine neu zu genehmigenden Projekte vor.

5 Weitere Projekte in Planungsüberlegung

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt liegen bei VÜN keine weiteren Projekte vor.

6 Risiken

Diverse Faktoren stellen ein Risiko für die Umsetzbarkeit der Projekte dar bzw. haben diese teils gravierenden Einfluss auf die Realisierungsdauer und die Kosten der Projekte.

Politisches Risiko

Unsichere Rahmenbedingungen und Einflussnahme politischer Interessensgruppen können zu Verzögerungen in der Projektumsetzung führen.

Rechtliches Risiko

Darunter fallen vor allem Verzögerungen in Genehmigungsverfahren, insbesondere bei UVP-pflichtigen Projekten kann es zu langwierigen Verfahren kommen.

Wirtschaftliches Risiko

In dieser Risikoart sind z.B. unerwartete Kostensteigerungen, Erlösausfälle, Gefahr von „Stranded Investments“ aufgrund von sich ändernden Rahmenbedingungen enthalten.

Methoden- und Datenrisiko

Durch die oftmals ungenauen Rahmenbedingungen aber auch durch die langen Prognose- und Planungshorizonte liegen oftmals nur unzureichende bzw. ungenaue Daten für die Analysen vor.

Beschaffungsrisiko

Bei Netzinfrastukturauprojekten spielen häufig die langen Bestell- und Lieferzeiten von Betriebsmitteln sowie Schwierigkeiten bei Lieferungen in unzureichender Qualität oder nicht zum vereinbarten Zeitpunkt durch Subunternehmen eine bedeutende Rolle.

Umsetzungsrisiko

Bei witterungsabhängigen Arbeiten, besonderen Lastflusssituationen oder unerwartet eintretenden Ereignissen kann es zu zeitlichen Verzögerungen bei der Projektumsetzung kommen.

Örtliches Risiko

In der Planung und Umsetzung von Infrastruktureinrichtungen dieser Größenordnung sind mit Interessenskonflikten zwischen Projektbetreiber und lokalen bzw. regionalen Bürgergruppen oder auch einzelner Anrainer zu rechnen. Zusätzlich können besondere Umstände aufgrund der geographischen und geologischen Lage die Situation verschärfen, bzw. raumplanerische Aspekte eine Projektmodifikation bewirken.

Umweltrelevantes Risiko

Diese Kategorie beinhaltet das Risiko von schädlichen Auswirkungen auf die Umwelt durch Errichtung und Betrieb von Netzinfrastruktureinrichtungen.

Technologisches Risiko

An dieser Stelle sind Risiken bei der Erprobung und dem Einsatz neuer Technologien in Netzinfrastruktureinrichtungen zu verstehen.