

NETZENTWICKLUNGSPLAN 2020

VORARLBERGER
ÜBERTRAGUNGSNETZ
GmbH



Inhalt

| | |
|--|-----|
| 1. Projekttablelle | 1 |
| 2. Projektübersichtsgrafik | 3 |
| Anhang A: Netzentwicklungsplan der APG | 7 |
| Anhang B: Netzentwicklungsplan der VÜN | 131 |

1. Projekttable

Nachfolgend findet sich ein zeitlicher Überblick der Projekte des NEP 2020 (NEP-Projekt-Tabelle, inkl. den geplanten Inbetriebnahmen und graphische Darstellungen). Die im Zeitraum 2021 - 2023 geplanten Netzerweiterungsprojekte stellen durchzuführende Investitionen iSd § 37 Abs 1 Z3 EIWOG 2010 dar (3-Jahres-Zeitraum). Für den Zeitraum 2024 bis 2030 wird ein Ausblick über die weiteren wichtigen Übertragungsinfrastrukturprojekte – entsprechend dem aktuellen Planungsstatus – gegeben. **Die farblich markierten Zeiträume betreffen jeweils die Umsetzungsprojekte (ohne Vorprojekte).** Insbesondere bei Leitungsprojekten gilt es bereits im Vorfeld der Genehmigungsverfahren und damit weit vor den Umsetzungsprojekten, umfangreiche Planungs- und Projektierungsarbeiten im Rahmen mehrjähriger Vorprojekte 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 Ziffer gekennzeichnet sind (2, 4, 5)

| Nr. | Projekte im nationalen/europäischen Interesse | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|-------|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 12-15 | Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter - UW Salzburg | | | | | | | | | | | |
| 2 | Erhöhung der Transformatorkapazität in der Umspannanlage Bürs | | | | | | | | | | | |
| 14-1 | 110-kV-Leitung Steinach - Staatsgrenze (Prati di Vizze / IT) TINETZ | | ◇ | | | | | | | | | |
| 14-2 | 220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Generalerneuerung | ◇ | | | | | | | | | | |
| | Neues 220-kV-SW Weibern | | | | ◇ | | | | | | | |
| 15-3 | UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner | | ◇ | | | | | | | | | |
| 11-8 | Netzraum Weinviertel (Anschluss Windkraft) | | | ◇ | | | | | | | | |
| | Neues UW Zaya | | | ◇ | | | | | | | | |
| | Ausbau UW Bisamberg | | | ◇ | | | | | | | | |
| | Demontagen (220-kV-Leitung) | | | | | | | | | | | |
| 11-12 | Reschenpassprojekt | | | | ◇ | | | | | | | |
| | Neues UW Nauders 380/220 kV | | | | ◇ | | | | | | | |
| 11-7 | 380-kV-Leitung St. Peter - Staatsgrenze DE (Ottenhofen/Isar) | | | | | ◇ | | | | | | |
| | Erweiterung UW St. Peter | | | | | ◇ | | | | | | |
| 11-10 | 380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter - NK Tauern | | | | | | ◇ | | | | | |
| | Neues UW Wagenham 380/110 kV | | | | | | ◇ | | | | | |
| | Neues UW Pongau 380/220/110 kV | | | | | | ◇ | | | | | |
| | Ausbau UW St. Peter | | | | | | ◇ | | | | | |
| | Ausbau UW Salzburg | | | | | | ◇ | | | | | |
| | Adaptierungen UW Kaprun/Tauern | | | | | | ◇ | | | | | |
| | Demontagen (220-kV- und 110-kV-Leitungen) | | | | | | | | | | | |
| 5 | Erweiterung und Ertüchtigung der 220-kV-Schaltanlage im Umspannwerk Meiningen | | | | | | | | ◇ | | | |
| 11-9 | UW Westtirol: 2. 380/220-kV-Umspanner | | | | | ◇ | | | | | | |
| 19-7 | Generalerneuerung 220-kV-Anlage Westtirol | | | | | | | ◇ | | | | |
| 13-2 | UW Westtirol: Umstellung Ltgs.system Memmingen (DE) auf 380 kV | | | | | | | | ◇ | | | |
| 14-3 | 220-kV-Leitung Westtirol - Zell am Ziller (Netzraum Tirol) | | | | | | | | ◇ | | | |
| 19-6 | Generalerneuerung 220-kV-Anlage Ernsthofen | | | | | | | | | ◇ | | |
| 11-11 | 220-kV-Anspeisung Zentralraum Oberösterreich | | | | | | | ◇ | | | ◇ | |
| | Neues UW Hütte 220/110 kV | | | | | | | ◇ | | | | |
| | Neues UW Pichling 220/110 kV | | | | | | | | ◇ | | | |
| | Neues UW Wegscheid 220/110 kV | | | | | | | | | ◇ | | |
| | Ausbau UW Kronstorf 380/220 kV | | | | | | | | | | ◇ | |
| 19-2 | Generalerneuerung 220-kV-Leitung Reitdorf - Weißenbach | | ◇ | | | | | ◇ | | | | |
| 19-3 | Generalerneuerung 220-kV-Leitung Lienz - Staatsgrenze IT | | | | | | | | ◇ | | | |
| 19-4 | Generalsanierung 220-kV-Leitung Weißenbach - Hessenberg | | | | | | | | | ◇ | | |
| 11-14 | Netzraum Kärnten (380-kV-Ringschluss) | | | | | | | | | | | ◇ |
| 4 | Bodenseestudie: Langfristige Ausbauvorhaben in der Bodenseeregion | | | | | | | | | | | |

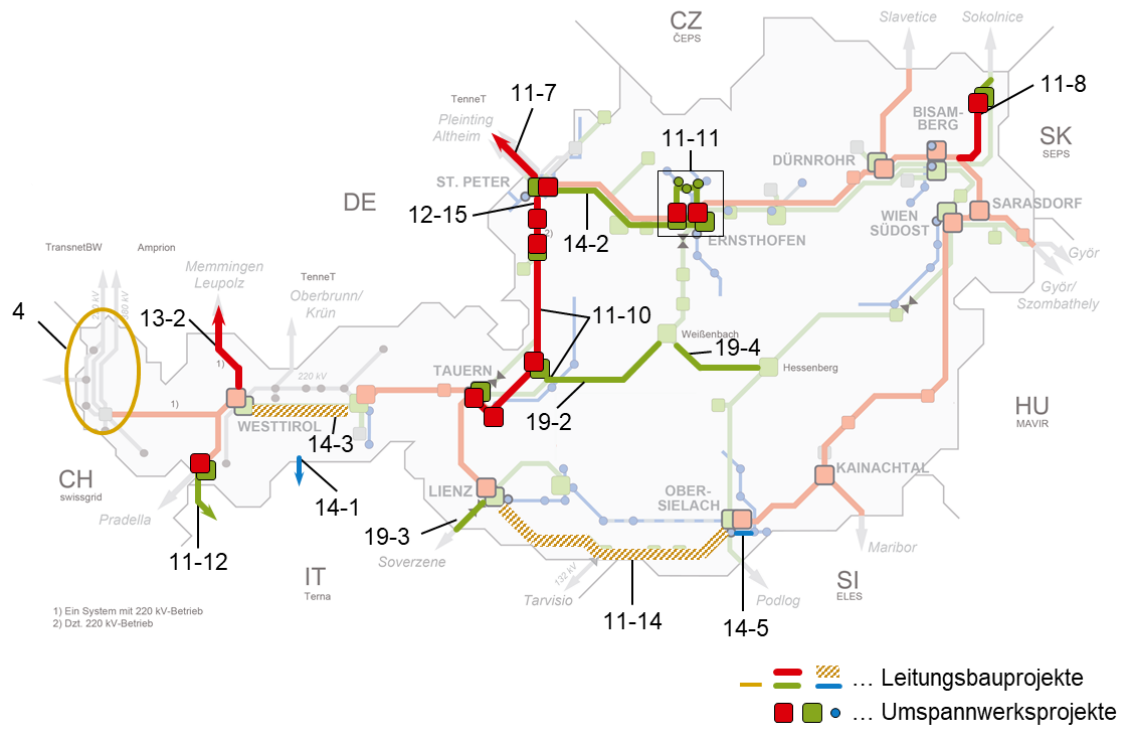
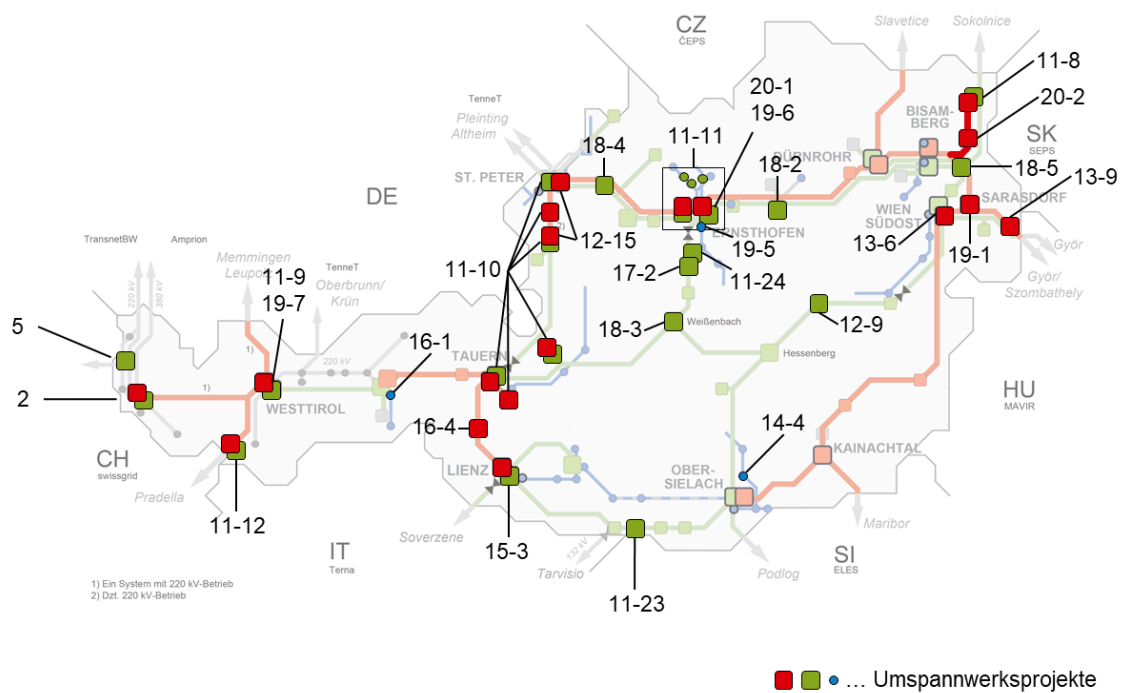
Tabelle 1: Übersicht der Projekt-Umsetzungszeiträume (Teil 1); die Raute markiert das aktuell geplante Jahr der Inbetriebnahme

| Nr. | Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|-------|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 16-1 | UW Gerlos/Zell-Ziller 2. 110/25(30)-kV-Umspanner - <i>TINETZ</i> | ◇ | | | | | | | | | | |
| 13-9 | UW Zurndorf: 4. 380/110-kV-Umspanner - <i>Netz Burgenland (Anschluss Windkraft)</i> | ◇ | | | | | | | | | | |
| 11-23 | Neues UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung - <i>Kärnten Netz</i> | | ◇ | | | | | | | | | |
| 19-5 | Generalerneuerung 110-kV-Anlage Ernsthofen | | | ◇ | | | | | | | | |
| 17-2 | Neues UW Klaus: 220/30-kV-Netzabstützung - <i>Netz OÖ</i> | | | ◇ | | | | | | | | |
| 20-1 | UW Ernsthofen: 6. 220/110-kV-Umspanner - <i>Netz OÖ</i> | | | | ◇ | | | | | | | |
| 13-6 | UW Wien Südost: 380-kV-Netzanschluss - <i>Wiener Netze</i> | | | | ◇ | | | | | | | |
| 16-4 | Neues UW Matrei: 380/110-kV-Netzabstützung - <i>TINETZ</i> | | | | ◇ | | | | | | | |
| 12-9 | Neues UW Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung - <i>Energienetze Steiermark (Windkraft)</i> | | | | | ◇ | | | | | | |
| 18-5 | Neues UW Wien Ost: Netzabstützung - <i>Wiener Netze</i> | | | | | ◇ | | | | | | |
| 19-1 | UW Sarasdorf: 3. 380/110-kV-Umspanner - <i>Netz NÖ (Anschluss Windkraft)</i> | | | | | ◇ | | | | | | |
| 18-3 | UW Weißenbach: 2. 220/110-kV-Umspanner - <i>Energienetze Steiermark</i> | | | | | ◇ | | | | | | |
| 18-4 | Neues UW Innkreis: Netzabstützung - <i>Netz OÖ</i> | | | | | | ◇ | | | | | |
| 18-2 | UW Ybbsfeld: 110-kV Netzabstützung - <i>Netz NÖ</i> | | | | | | ◇ | | | | | |
| 20-2 | Neues UW Prottes: Netzabstützung - <i>Netz NÖ</i> | | | | | | | ◇ | | | | |

| Nr. | Netzanschlussprojekte für Kraftwerke und Merchant Lines | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|-------|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 14-5 | 110-kV-Leitung Obersielach - Schwabeck (Anschluss Windkraft) | | | | | ◇ | | | | | | |
| 14-4 | UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe (Anschluss Windkraft) | | | | | ◇ | | | | | | |
| 11-24 | Neues UW Molln: Einbindung KW Energiespeicher Bernegger | | | | | | ◇ | | | | | |

Tabelle 2: Übersicht der Projekt-Umsetzungszeiträume (Teil 2); die Raute markiert das aktuell geplante Jahr der Inbetriebnahme; grün markiert: neue Projekte des NEP 2020

2. Projektübersichtsgrafik



Anhang A: Netzentwicklungsplan der APG

Austrian
Power
Grid



Netzentwicklungsplan 2020

für das Übertragungsnetz der
Austrian Power Grid AG (APG)

Planungszeitraum: 2021 - 2030

Planungsstand: August 2020



Wien, im August 2020

© Austrian Power Grid AG – 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 dargestellten Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen erarbeitet und geprüft.

Austrian Power Grid AG haftet nicht für etwaige Schäden, die aus der Nutzung oder Nichtnutzung der Inhalte dieses Netzentwicklungsplanes entstehen.

www.apg.at

Layout: APG

Inhalt

| | |
|--|-----------|
| KURZFASSUNG | 8 |
| 1 AUSGANGSSITUATION UND ZIELSETZUNG | 13 |
| 1.1 Allgemeines | 13 |
| 1.2 Gesetzliche Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers | 13 |
| 1.3 Erstellung des NEP durch den Übertragungsnetzbetreiber | 14 |
| 1.4 Ziele und Bedeutung des Netzentwicklungsplans | 15 |
| 1.5 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Netzentwicklungsplans | 17 |
| 1.6 Umfeld für den Netzausbau..... | 18 |
| 1.7 Abgeschlossene Projekte des NEP 2019 | 19 |
| 2 TECHNISCHES UMFELD FÜR DEN NETZAUSBAU | 20 |
| 2.1 Das österreichische Übertragungsnetz..... | 20 |
| 2.2 Marktpreisbestimmter Kraftwerkseinsatz und Verbrauchssteigerungen..... | 21 |
| 2.3 Ausbau erneuerbarer Energieträger..... | 21 |
| 2.4 Netzreserve..... | 23 |
| 2.4.1 Hintergrund und aktuelle Situation | 23 |
| 2.4.2 Steigendes Engpassmanagement und („Redispatch“-) Kosten..... | 24 |
| 2.5 Energiewirtschaftliche Einflussgrößen für die Netzentwicklung | 24 |
| 2.6 Das NOVA-Prinzip in der Netzausbauplanung | 28 |
| 2.7 Nachhaltiges Trassenmanagement (NTM)..... | 29 |
| 3 DIE NETZAUSBAUPLANUNG DER APG | 31 |
| 3.1 Szenarien in der Netzausbauplanung | 32 |
| 3.1.1 Der Stakeholder-Beteiligungsprozess des TYNDP 2020 | 33 |
| 3.1.2 Die Szenarien des TYNDP 2020 | 33 |
| 3.1.3 Identifikation und Bewertung der TYNDP-Projekte im TYNDP 2020..... | 39 |
| 3.1.4 Kohärenz zum Projektumfang im TYNDP2020..... | 39 |
| 3.1.5 Projects of Common Interest (PCI) | 40 |
| 3.1.6 Die TOP 10-Netzausbauprojekte der APG | 41 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 4 | PROJEKTE IM NETZENTWICKLUNGSPLAN 2020 | 44 |
| 4.1 | Allgemeines | 44 |
| 4.1.1 | Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen | 44 |
| 4.1.2 | Weitere Kriterien der Projektbeschreibung | 45 |
| 4.2 | Verschiebungen von geplanten Inbetriebnahmen (durch Partner und Covid19) | 45 |
| 4.3 | Spezifische Erweiterungsprojekte und Betriebsinvestitionen | 45 |
| 4.3.1 | Projekte Leitungen (Betriebsinvestitionen) | 46 |
| 4.3.2 | Projekte Umspannwerke/Schaltanlagen (Betriebsinvestitionen) | 46 |
| 4.3.3 | Umsetzung Thermal Rating | 47 |
| 4.3.4 | Betriebsinvestitionen teilweise als Voraussetzung für Kundenprojekte | 48 |
| 4.4 | Überblick über die Projekte im Netzentwicklungsplan 2020 | 48 |
| 4.5 | Detailbeschreibung der bereits genehmigten Projekte (NEP 2011-2019) | 54 |
| 4.5.1 | 380-kV-Leitung St. Peter – Staatsgrenze DE (Ottenhofen/Isar) | 54 |
| 4.5.2 | Netzraum Weinviertel | 56 |
| 4.5.3 | UW Westtirol: Zweiter 380/220-kV-Umspanner | 58 |
| 4.5.4 | 380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter – NK Tauern | 59 |
| 4.5.5 | 220-kV-Anspeisung Zentralraum Oberösterreich | 63 |
| 4.5.6 | Reschenpassprojekt | 66 |
| 4.5.7 | Netzraum Kärnten | 68 |
| 4.5.8 | Neues UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung – Kärnten Netz | 69 |
| 4.5.9 | Neues UW Molln: Energiespeicher Bernegger | 70 |
| 4.5.10 | Neues UW Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung – Energienetze Steiermark | 72 |
| 4.5.11 | UW Westtirol: Umstellung Ltgs.system Memmingen (DE) auf 380 kV | 74 |
| 4.5.12 | UW Wien Südost: 380-kV-Netzanschluss – Wiener Netze | 75 |
| 4.5.13 | UW Zurndorf: Vierter 380/110-kV-Umspanner – Netz Burgenland | 76 |
| 4.5.14 | 110-kV-Leitung Steinach – Staatsgrenze (Prati di Vizze/IT) – TINETZ | 77 |
| 4.5.15 | 220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Generalerneuerung | 78 |
| 4.5.16 | 220-kV-Leitung Westtirol - Zell am Ziller (Netzraum Tirol) | 79 |
| 4.5.17 | UW St. Andrä: Einbindung Windpark Koralpe | 80 |
| 4.5.18 | 110-kV-Leitung Obersielach – Schwabeck (Anschluss Windkraft) | 81 |
| 4.5.19 | UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner | 82 |
| 4.5.20 | UW Gerlos/Zell-Ziller 2. 110/25(30)-kV-Umspanner – TINETZ | 83 |

| | | |
|---------------------|---|------------|
| 4.5.21 | Neues UW Matri: 380/110-kV-Netzabstützung – TINETZ | 84 |
| 4.5.22 | Ergänzungen 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg | 85 |
| 4.5.23 | Neues UW Klaus: 220/30-kV-Netzabstützung – Netz OÖ | 87 |
| 4.5.24 | UW Ybbsfeld: 110-kV-Netzabstützung – Netz NÖ | 88 |
| 4.5.25 | UW Weißenbach: 2. 220/110-kV-Umspanner – Energienetze Steiermark | 89 |
| 4.5.26 | Neues UW Innkreis: 220/110-kV-Netzabstützung – Netz OÖ | 90 |
| 4.5.27 | Neues UW Wien Ost: 380/110-kV-Netzabstützung – Wiener Netze | 91 |
| 4.5.28 | UW Sarasdorf: 3. 380/110-kV-Umspanner – Netz Niederösterreich | 92 |
| 4.5.29 | Generalerneuerung 220-kV-Leitung (Tauern) Reitdorf – Weißenbach | 93 |
| 4.5.30 | Generalerneuerung 220-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze IT | 95 |
| 4.5.31 | Generalsanierung 220-kV-Leitung Weißenbach – Hessenberg | 96 |
| 4.5.32 | Generalerneuerung 110-kV-Anlage Ernsthofen | 97 |
| 4.5.33 | Generalerneuerung 220-kV-Anlage Ernsthofen | 98 |
| 4.5.34 | Generalerneuerung 220-kV-Anlage Westtirol | 99 |
| 4.6 | Detailbeschreibung der zur Genehmigung eingereichten Projekte (NEP 2020) | 100 |
| 4.6.1 | UW Ernsthofen: 6. 220/110-kV-Umspanner – Netz OÖ | 100 |
| 4.6.2 | Neues UW Prottes: 380/110-kV-Netzabstützung – Netz NÖ | 101 |
| 5 | INFORMATIONEN ÜBER ZUKÜNFTIGE PROJEKTE | 102 |
| 5.1 | Kundenprojekte (Netzanschlussprojekte) | 102 |
| 5.2 | Weitere Entwicklung des APG-Übertragungsnetzes (Netzprojekte) | 102 |
| 6 | RISIKEN | 103 |
| 6.1 | Rechtliche Risiken (Vorprojekt) | 103 |
| 6.2 | Risiken im Zuge der Projektumsetzung | 104 |
| 6.3 | Gesellschaftliche Akzeptanz | 106 |
| ANHANG | | 107 |
| A | ANSATZ DER REGIONALISIERUNG DER TYNDP 2020 SZENARIEN | 107 |
| A.1 | Regionalisierung < Erdgas > | 108 |
| A.2 | Regionalisierung < Steinkohle > | 109 |
| A.3 | Regionalisierung < Andere Fossile > | 110 |
| A.4 | Regionalisierung < Windkraft > | 111 |

| | |
|---|------------|
| A.5 Regionalisierung < Photovoltaik (PV) > | 112 |
| A.6 Regionalisierung < Andere Erneuerbare > | 113 |
| A.7 Regionalisierung < Laufwasserkraft > | 114 |
| A.8 Regionalisierung < (Pump-) Speicher-Turbine > | 115 |
| A.9 Regionalisierung < (Pump-) Speicher-Pumpe > | 116 |
| A.10 Regionalisierung < Batterien > | 117 |
| A.11 Regionalisierung < Power-2-Gas > | 118 |
| A.12 Regionalisierung < Spitzenlast > | 119 |
| B ZIELE DES NACHHALTIGEN TRASSENMANAGEMENTS | 120 |
| B.1 Trassentypen | 120 |
| B.1.1 Leitziel 1 – Schutz und Förderung der Biodiversität | 121 |
| B.1.2 Leitziel 2 – Förderung der regionalen Entwicklung | 121 |
| B.1.3 Leitziel 3 - Bewusstseinsbildung und Akzeptanz in der Bevölkerung | 121 |
| B.2 Artenschutzprojekte | 121 |
| B.2.1 Projekt zur Sicherung des Bestandes des Sakerfalken | 121 |
| B.2.2 LIFE-Nature Projekt EUROKITE | 122 |

TABELLEN- UND ABBILDUNGSVERZEICHNIS

| | |
|--|-----|
| Tabelle 1: Inbetriebnahmen von Projekten des NEP 2019..... | 19 |
| Tabelle 2: Installierte Kapazitäten je Technologie und Szenario | 38 |
| Tabelle 3: Anzahl Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Verbrauch in Österreich..... | 39 |
| Tabelle 4: Einteilung des Projektstatus..... | 44 |
| Tabelle 5: Übersicht der Projekt-Umsetzungszeiträume (Teil 1) | 50 |
| Tabelle 6: Übersicht der Projekt-Umsetzungszeiträume (Teil 2) | 51 |
| Tabelle 7: Informationen über zukünftige (Kunden-)Projekte | 102 |
| | |
| Abbildung 1-1: Europäische Zielsetzungen - Rahmenbedingungen für Übertragungsnetze.. | 16 |
| Abbildung 2-1: Das österreichische Übertragungsnetz | 20 |
| Abbildung 2-2: Laufwasserkraftwerk vs. Windpark | 22 |
| Abbildung 2-3: Handlungsoptionen bei der Netzentwicklung (NOVA-Prinzip) | 28 |
| Abbildung 2-4: Montage eines Brutkastens | 30 |
| Abbildung 2-5: Sakerfalke mit Nachwuchs..... | 30 |
| Abbildung 3-1: Prozesse der Netzausbauplanung | 31 |
| Abbildung 3-2: Beispielhafte Darstellung des Szenarioraum des TYNDP 2020 | 32 |
| Abbildung 3-3: Darstellung der Szenarien des TYNDP 2020 | 34 |
| Abbildung 3-4: Vergleich der Szenarien – Ausbaupfade Wind und PV in Österreich | 35 |
| Abbildung 3-5: Der Szenarioraum des TYNDP 2020 | 36 |
| Abbildung 3-6: Jährliche Stromerzeugung in Österreich | 37 |
| Abbildung 3-7: Zusammenhänge NEP – Regional Plans (TYNDP) – TYNDP – PCI..... | 40 |
| Abbildung 3-8: Die TOP-10-Netzausbauprojekte (Leitungen) der APG..... | 42 |
| Abbildung 4-1: Spezifische Erweiterungsprojekte (Betriebsinvestitionen) | 47 |
| Abbildung 4-2: NEP-Projekte 2020: Umspannwerke (inkl. Betriebsinvestitionen) | 52 |
| Abbildung 4-3: NEP-Projekte 2020: Leitungen und Leitungsgroßprojekte | 52 |
| Abbildung 4-4: Überblick zu den Planungsräumen der Leitungsprojekte des NEP | 53 |
| Abbildung 6-1: Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise..... | 105 |

Kurzfassung

Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Energiewirtschaft in Europa steht inmitten einer weitreichenden Transformation. Politische Beschlüsse (u.a. Kyoto Klimaziele 1997, die 20/20/20-Ziele bzw. die 2014 beschlossenen 40-27-27-Klimaziele der EU für 2030, die Ergebnisse der Klimakonferenz in Paris 2015 und nationalstaatliche Umsetzungspakete, der Atomausstieg in mehreren Ländern sowie aktuell das Clean Energy Package (CEP) und der europäische Grüne Deal („Green Deal“) der Europäischen Kommission kollidieren dabei mit den vorliegenden elektrizitätswirtschaftlichen Bedingungen (u.a. historisch gewachsene Netzstruktur, verzögerter Netzausbau, bestehender Kraftwerkspark etc.). Neue Stromerzeugungsformen an z.B. den Randlagen Europas (Windkraft; Off-Shore) können mit der aktuellen Netzinfrastruktur nicht ausreichend in die Verbrauchszentren am Kontinent transportiert werden. Verzögerter und fehlender Ausbau der Stromnetze wird durch nationale Förderungen von Ökostrom und den rasanten Ausbau der Erneuerbaren zur Gefahr für die Versorgungs- und Systemsicherheit in Europa.

Die Energiewende – massive Steigerung des EE-Anteils und von Netzengpässen

Die Steigerung der erneuerbaren Energieträger (EE) am Gesamtanteil der Stromerzeugung ist ein entscheidender Beitrag zur Erreichung der Klima- und Energieziele der EU und Österreichs. Auch wenn der bisherige Ausbau der Erneuerbaren beeindruckende Zahlen vorweist, so ist für die Erreichung eines Anteils von 27% des europäischen Energieverbrauchs bis 2030 ein weiterer enormer EE-Ausbau nötig. Durch die ambitionierten Zielsetzungen in der Klima- und Energiestrategie der österreichischen Bundesregierung in Bezug auf die Dekarbonisierung der Industrie, Sektorkopplung und 100% bilanzieller Anteil Erneuerbarer im Strombereich werden noch höhere Ausbauraten der EE erforderlich. Basierend auf dem nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) wird derzeit das Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) erarbeitet, welches diesbezüglich weitere Weichenstellungen bringen soll.

Dies wird zu einem massiv steigenden Anteil von Stromproduktion aus Windkraft bzw. Photovoltaik (PV) und weiterer Wasserkraft führen und bringt zusätzlich erhöhte Volatilitäten durch die dargebotsabhängige Stromerzeugung mit sich. Dadurch steigt aus Systemsicht die Bedeutung von kapazitätsstarken und leistungsfähigen Stromnetzen und Speichersystemen.

Durch den EE-Ausbau und den daraus resultierenden eingespeisten Leistungen in die Stromnetze steigen die Anforderungen an diese fortlaufend. Beispielhaft sei genannt: Bis zu 50 GW Einspeiseleistung aus PV sind in Deutschland untertags verfügbar und werden in die Netze eingespeist. Dabei und/oder bei hoher Winderzeugung (bis zu rd. 60 GW) werden konventionelle Grundlast-Kraftwerke, die auch weiterhin für die Netzstabilität und Netzstützung erforderlich sind, wirtschaftlich unrentabel und vom Netz genommen bzw. in weiterer Folge stillgelegt. Die kurzfristige Verfügbarkeit von thermischen Kraftwerken ist jedoch für die Bedarfsdeckung bei unzureichendem EE-Dargebot und für Engpassmanagement (Redispatch) unabdingbar.

Aus diesem Grund muss seit 2015 auch in Österreich die kurzfristige Verfügbarkeit von thermischen Kraftwerken abgesichert werden, um diese im Rahmen von Engpassmanagement

bzw. „Redispatch“ für die Netzsicherheit einsetzen zu können (Netzreserve bzw. „Vorhalteleistung zur Engpassvermeidung (EPV)“). Die Kraftwerke der Netzreserve werden fast täglich als Notmaßnahme zur Beseitigung von Netzengpässen in Betrieb gesetzt. Damit ist die Netzreserve seit rund 5 Jahren eine Grundvoraussetzung, um einen stabilen Netzbetrieb und die Versorgungssicherheit in Österreich zu gewährleisten. **Die Verfügbarkeit der Netzreserve ist zur Aufrechterhaltung des Systembetriebes und der Versorgungssicherheit im österreichischen Übertragungsnetz unabdingbar bzw. unbedingt notwendig (!).**

Zusammengefasst heißt dies: nur erhöhte Transportkapazitäten in den Übertragungs- und Verteilernetzen durch **Netzausbau** können bei weiterem Steigen der installierten EE-Anlagenleistungen **die Versorgungssicherheit auch in Zukunft sicherstellen**. Dies gilt insbesondere für die Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit des gesamten Stromsystems. **Österreich mit seiner zentralen Lage in Europa** ist dabei massiv von internationalen Entwicklungen konfrontiert – Engpässe oder Fehlallokationen in benachbarten Netzen und Ländern haben unmittelbar Auswirkungen auf die österreichischen Stromnetze.

Konsequenzen für die Stromnetze

Der Ausbau bzw. die Optimierung der Übertragungsnetze in Europa und Österreich ist eine unabdingbare Voraussetzung zur Erreichung der Klima- und Energieziele und für die Versorgungssicherheit. Bestätigt wird dies durch die 5. Auflage des im Auftrag der Europäischen Kommission von der ENTSO-E (Gemeinschaft der europäischen Übertragungsnetzbetreiber) erstellten und veröffentlichten Ten Year Network Development Plan (TYNDP 2018). Dieser definiert 357 Netzausbauprojekte sowie 15 Speicherprojekte in Europa mit Gesamtinvestitionen von rd. 114 Mrd. € bis 2030.

Allein in Deutschland besteht gemäß dem deutschen Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2019) ein Netzausbaubedarf von rd. 10.000 km mit Investitionen von rd. 60 Mrd. €. Außerdem steigen die Anforderungen im Bereich der Netzbetriebsführung massiv, wofür weiterführende Entwicklungen für Prognose-Tools und Systemdienstleistungen nötig werden.

Im Rahmen der europäischen Energieinfrastruktur-Verordnung wurden in Europa rund 100 Netzinfrasturprojekte definiert, deren Realisierung vorrangige Bedeutung für die Netzintegration der Erneuerbaren, die Versorgungssicherheit und die europäische Marktintegration haben. Drei Leitungsprojekte der APG sind Teil dieser 2019 von der Europäischen Kommission veröffentlichten vierten Liste der „Projects of Common Interest (PCI)“.

Bei aller Konzentration auf die Energiewende darf nicht vergessen werden, dass dabei auch Marktgegebenheiten und Veränderungen im europäischen Strommarkt berücksichtigt werden müssen, ebenso wie die Verbraucherseite (inkl. Entwicklungen bei leistungsintensiven Industriezweigen z.B. Stahl-/Aluminium-Industrie, Großindustrie, Anlagenbau, Gewerbe und hier ebenfalls Bestrebungen zur Dekarbonisierung durch Übergang von fossilen auf zunehmend strombasierte Verfahren vorangetrieben werden).

Massiver Ökostromausbau in Österreich

Die Ziele des Ökostromgesetzes 2012 in Bezug auf installierte Windkraftleistung bis 2020 wurden bereits Ende 2018 mit über 3.000 MW erfüllt. Dies gilt auch für Photovoltaik: hier wurde Ende 2018 eine installierte Leistung von 1.400 MW bei einem Ziel von 1.200 MW bis 2020 erreicht. Als tragende Säule der österreichischen Stromerzeugung ist auch ein weiterer Ausbau der heimischen Wasserkraft inkl. Kleinwasserkraft zu erwarten. Durch das geplante **Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG 2020)** wird es zu einer Weiterentwicklung der Ökostromförderung und in weiterer Folge **zu weiteren EE-Ausbauten kommen**. Gemäß den im Jahr 2017 veröffentlichten Studien „Stromzukunft Österreich 2030“ (von EEG-TU Wien erstellt) und Energie- und Klimazukunft Österreich, Szenario für 2030 und 2050 (Global 2000, Greenpeace und WWF) sowie hinsichtlich der vormals in der #mission2030 genannten Ziele ist in Österreich mit einem massiven EE-Ausbau bis 2030 zu rechnen (installierte Leistungen von bis zu 9 GW Windkraft und 12 GW Photovoltaik bis 2030 gemäß dieser Studien → **dies bedeutet einen Zubau von weiteren rd. 16 - 18 GW an Erzeugungsleistung bezogen auf die derzeit in Österreich verfügbare Kraftwerksleistung von gesamt 26 GW**).

Werden für die zukünftige und nachhaltige Stromproduktion in Österreich keine entsprechenden Netzkapazitäten im Übertragungsnetz und in den Verteilernetzen geschaffen, entstehen langfristig mehrere negative Folgeeffekte:

- erhöhte Notwendigkeit von Eingriffen in den Strommarkt und Kraftwerkseinsatz durch die Netzbetreiber (marktseitiges und kostenintensives Engpassmanagement)
- Einspeisereduktionen der EE zu Zeiten mangelnder Netzkapazitäten
- Gefährdung der Versorgungssicherheit und des Wirtschaftsstandortes Österreichs

Spezifische Rahmenbedingungen für den Netzausbau in Österreich

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

- Novelle des AVG insbesondere im Sinne einer Verfahrensbeschleunigung bzw. als zentrales Instrument für Verfahrensregelungen auch für Großverfahren und UVP-Verfahren sowie AVG-Anpassungen an das Internet-Zeitalter
- Schaffung von gesellschaftlicher und politischer Akzeptanz für die Notwendigkeit des Netzaus- und -umbaus zur Sicherung der Stromversorgung Österreichs und Erreichung der Klima- und Energieziele der Österreichischen Bundesregierung
- Harmonisierung und angemessene Genehmigungsgrenzwerte
- Sicherung und Freihaltung von Bestandstrassen und Planungskorridoren sowie die Verhinderung von Unterbauung

Netzausbauplanung der APG & europaweite Koordinierung

Gemäß der gesetzlichen Verantwortung wird der Ausbau des österreichischen Übertragungsnetzes unter Zugrundelegung der energiewirtschaftlichen Entwicklungsprognosen vorausschauend, sicher und zuverlässig geplant. Im Rahmen des Ten Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E erfolgt eine koordinierte Netzausbauplanung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber. APG ist seit 2010 intensiv an der Erstellung und Weiterentwicklung des TYNDP beteiligt. Auf Basis abgestimmter energiewirtschaftlicher Szenarien werden Markt- und Netzsimulationen für Europa durchgeführt, deren Ergebnisse zur Identifikation und Bewertung von Netzausbauprojekten herangezogen werden. Die im TYNDP genannten Übertragungsnetzprojekte von APG finden sich im Netzentwicklungsplan (NEP) wieder.

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.

Die TOP-10-Netzausbauprojekte der APG

Die TOP-10-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 eine leistungsfähige Transportachse im Westen Österreichs vor. Das APG-Zielnetz 2030 beinhaltet leistungsfähige 380-kV-Leitungen mit entsprechenden Transportkapazitäten als Verbindung der Ballungsräume und Verbrauchszentren mit den erneuerbaren und konventionellen Kraftwerken in Österreich sowie zu den ENTSO-E-Partnernetzen. Dies ist eine wichtige Voraussetzung für die Netzintegration der Erneuerbaren und den europäischen Strommarkt. **Die TOP-10-Netzausbauprojekte der APG stellen eine robuste Lösung für die zukünftigen Transportaufgaben in Österreich dar, und deren Notwendigkeiten wurden in den umfangreichen Simulationen zum TYNDP 2018 erneut bestätigt.**

Im Rahmen des Regierungsprogramms der österreichischen Bundesregierung ist es für die Erreichung der Klimaschutzziele – wie oben beschrieben – nötig die EE massiv weiter auszubauen. Abhängig von der Umsetzungsgeschwindigkeit und den tatsächlichen Einspeiseleistungen (inkl. der räumlichen Verteilung und den Standorten), die in das Netz zu integrieren sind, werden weitere Netzausbauten über jene des NEP 2020 bei APG ausgelöst. **Es wird darauf hingewiesen, dass die im NEP 2020 angeführten Projekte und Netzausbauten noch NICHT vollständig mit den Zielzahlen (Einspeiseleistungen) und Szenarien der Erneuerbaren gemäß dem Regierungsprogramm, des nationalen Energie- und Klimaplanes (NEKP) und den erwarteten Zielen des EAG in Übereinstimmung gebracht wurden. Diesbezügliche Untersuchungen laufen aktuell im Rahmen des TYNDP-Prozesses 2020 und bei APG, und die entsprechenden Ergebnisse sowie weitere nötige Netzausbauten werden in die Netzentwicklungspläne 2021ff aufgenommen (!).** Dabei werden auch Einflüsse auf das Übertragungsnetz durch kumulierte Effekte aus den Verteilernetzen durch z.B. die großflächige Einführung von E-Mobilität und den Photovoltaik-Ausbau erwartet.

Zur Schaffung einer leistungsfähigen Netzinfrastuktur orientiert sich APG am „NOVA“-Prinzip. Demnach werden zuerst die Möglichkeiten der Netzoptimierung und die Nutzung bestehender Trassen angestrebt bevor neue Leitungstrassen geplant werden.

Netzentwicklungsplan 2020

Der vorliegende Netzentwicklungsplan (NEP 2020) ist eine gesetzliche Verpflichtung (gemäß § 37 EIWOG 2010) und basiert auf den langfristigen Planungen des TYNDP 2018 sowie dem NEP 2019. Hiermit informiert APG alle Marktteilnehmer über den geplanten Netzausbau (Erweiterungsinvestitionen) inkl. den erforderlichen Erneuerungen und Reinvestitionen von Betriebsmittel (Betriebsinvestitionen). Der NEP enthält jene Projekte, die in den nächsten drei Jahren verpflichtend umzusetzen sind, und darüber hinaus die weitere Netzplanung für die kommende Dekade (2021-2030) auf Basis der energiewirtschaftlichen Entwicklungsszenarien.

Die enthaltenen Projekte werden in Projekte von nationalem und europäischem Interesse und Netzanschlussprojekte (ausgelöst von Verteilernetzbetreibern, Kraftwerksbetreibern, Kunden und Marktteilnehmern sowie Merchant-Lines) kategorisiert. Netzanschlussprojekte werden im Netzentwicklungsplan zur Genehmigung eingereicht, sofern entsprechende Projektgrundlagen und Planungssicherheiten vorliegen.

Die öffentliche Konsultation des Netzentwicklungsplans erfolgte zwischen Mitte Juni und Mitte Juli 2020, und die relevanten Marktteilnehmer hatten die Möglichkeit Stellungnahmen abzugeben. Die eingegangenen Stellungnahmen wurden von APG geprüft und sofern sie inhaltlich relevant waren im Netzentwicklungsplan 2020 berücksichtigt.

Um die zuvor angeführten Herausforderungen zu bewältigen, sind bis 2030 mindestens folgende Netzausbauten erforderlich (vgl. oben → noch nicht abgestimmt auf die Ziele des NEKP und EAG, da die Analysen dafür noch bis Herbst 2020 laufen):

- neue Leitungen im Übertragungsnetz: rd. 230 km (Trassen-km)
- Umstellungen von rd. 110 km bestehenden Leitungen auf höhere Spannungsebene
- Generalsanierungen/-erneuerungen von Leitungen: rd. 400 km
- Neubau und Erweiterungen von zahlreichen Umspannwerken (rd. 150 Schaltfelder)
- für die Kupplung der Netzebenen und zur Anspeisung der Verteilernetze sind ca. 30 Transformatoren mit einer Gesamtleistung von 12.000 MVA erforderlich
- im Rahmen der Leitungsgroßprojekte erfolgen umfangreiche Leitungs koordinierungen und Optimierungen (z.B. Reduktion um 65 km Leitungstrassen bei der Salzburgleitung und 15 km bei der Weinviertelleitung)
- umfangreiche Maßnahmen sowie altersbedingte Generalsanierungen/-erneuerungen von 110-kV- und 220-kV-Schaltanlagen
- die Abwicklung der im Netzentwicklungsplan dargestellten Projekte verlangen sowohl von APG als auch den zuständigen Genehmigungsbehörden bedeutende Anstrengungen ab

Die Realisierung der Projekte des APG-Netzentwicklungsplans (NEP) 2020 und weitere Netzausbauprojekte sowie die Erhöhung der Netzkapazitäten sind notwendige Voraussetzungen zur Erreichung der österreichischen Klima- und Energieziele. Neben der Netzintegration der erneuerbaren Energieträger (EE) stehen insbesondere die nachhaltige Sicherung des hohen Niveaus der Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit für Strom, die Netz- und Systemsicherheit 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 in den Datennetzen wird eine sichere und zuverlässige Stromversorgung immer wichtiger. Das Funktionieren unseres Gesellschaftssystems ist untrennbar mit einer zu wirtschaftlichen Bedingungen sowie ständig verfügbaren Stromversorgung verbunden. Neben dem Vorhandensein von jederzeit ausreichenden Erzeugungskapazitäten 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, zunehmend neue Kraftwerke und vor allem der lokal konzentrierte Ausbau der erneuerbaren Energieträger (z.B. Windkraft) massiv die Leistungsflüsse und Belastungen in den Übertragungsnetzen. Insgesamt sind zunehmende bzw. stark schwankende Netzbelastungen und damit in Verbindung deutlich steigende Anforderungen an die elektrischen Netze 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 Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Erreichung der österreichischen und europäischen Energie- und Klimaziele dar.

Können die Anforderungen an die Versorgungsaufgaben 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

¹ Die folgend zitierten gesetzlichen Bestimmungen beziehen sich allesamt auf das Bundesgesetz, mit dem das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl I Nr. 110/2010, i.d.j.g.F und das Energie-Control-Gesetz (E-ControlG) BGBl I Nr. 107/2011, i.d.j.g.F erlassen werden. Der einfachen Lesbarkeit halber wird auf die Verweise der Landesausführungsgesetze verzichtet.

die Errichtung 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

Gemäß § 37 EIWOG 2010 sind Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, jedes Jahr der Regulierungsbehörde einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan zur Genehmigung vorzulegen. Als Grundlage hierfür dienen insbesondere die aktuelle Lage und die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage sowie der energiewirtschaftlichen Entwicklungen.

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 2020 umfasst die erforderlichen Netzausbauprojekte im Übertragungsnetz der APG auf den Netzebenen 1, 2 und 3 im gesetzlich festgelegten zehnjährigen Planungszeitraum von 2021 bis 2030. 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. 3).

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 für Netzanschluss und Kunden

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

Entsprechend den Allgemeinen Netzbedingungen (ANB) der APG ist der Bedarf an neuen oder zu erweiternden Netzanschlüssen bzw. Verbindungen an das Übertragungsnetz in Form einer Anfrage auf Netzanschluss, Netznutzung oder Netzkooperation an APG zu richten. 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 Netzanschlussprojekte in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, für die bereits vertragliche Grundlagen in Verhandlung sind bzw. bereits bestehen (z.B. Errichtungsvertrag) oder eine entsprechende Planungssicherheit vorliegt.

Netzanschlussprojekte werden von APG gemäß der am 27.11.2015 durch die Energie-Control Kommission genehmigten Allgemeinen Netzbedingungen diskriminierungsfrei beurteilt. Die Anfrage eines Projektwerbers wird entsprechend dem Kalenderquartal ihres Einlangens bei der APG gemeinsam mit allen weiteren Anfragen auf Netzanschluss, 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 Binnenmarktes nachzukommen.

Bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans wurden von APG angemessene Annahmen über die Entwicklung der Erzeugung, der Versorgung, des Verbrauchs und des Stromaus-tauschs mit anderen Ländern unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale und benachbarte Netze zugrunde gelegt (vgl. Kap. 3).

Basierend auf diesen Annahmen werden Marktsimulationen für verschiedene Szenarien durchgeführt und die Notwendigkeit der Netzausbauprojekte durch detaillierte Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen 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 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 Stromnetzinfrastruktur weiterhin zu lukrieren.

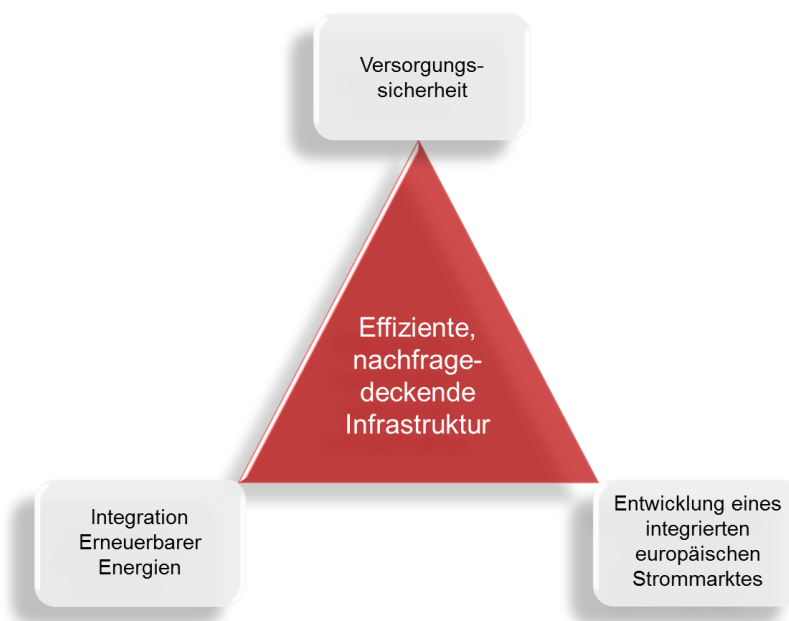


Abbildung 1-1: Europäische Zielsetzungen - Rahmenbedingungen für Übertragungsnetze

Diese Anforderungen decken sich mit den europäischen Vorgaben bzw. Zielsetzungen (vgl. Abbildung 1-1). 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 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 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 Wirtschaftsstandortes hoch zu halten und zu fördern. Zusätzlich zu den genannten Vorteilen werden weitere volkswirtschaftliche Effekte erzielt:

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

In Kapitel 3 werden die TOP 10 Netzausbauprojekte der APG zusammengefasst, welche vor allem zur Beseitigung bestehender struktureller und prognostizierter 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 bestehende Engpässe beseitigt bzw. prognostizierte vermieden werden. Damit können ein hohes Versorgungssicherheitsniveau gewährleistet werden und Engpassmanagementkosten 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 des Netzes gesteigert. Dies ermöglicht die Netzintegration der Erneuerbaren Energieträger (v.a. Windkraft und PV) und neuer Kraftwerke / Kunden (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) sowie die sichere Anbindung der Verteilernetze.

- **Netzanbindung von Kraftwerken und Kunden**

Einige Projekte des NEP sind bedeutend für den Netzanschluss 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 volatilen erneuerbaren Energieträger. Eine leistungsfähige Netzanbindung und sichere Stromversorgung von leistungsstarken Industriebetrieben ist essentiell für den Wirtschaftsstandort Österreich.

- **Integration erneuerbarer Energien zur Erreichung der Klima- und Energieziele**

Der Ausbau der Übertragungsnetzinfrastruktur schafft die Möglichkeit zur Netzintegration der Erneuerbaren und ist damit eine Grundvoraussetzung für die Erreichung der Klima- und Energieziele. Dadurch können CO₂-Emissionen aus weniger klimafreundlichen Stromerzeugungsanlagen verringert werden.

- **Reduktion von Transportverlusten**

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

- **Schaffung eines europäischen Strommarktes**

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 geschaffen.

1.6 Umfeld für den Netzausbau

APG investiert in den nächsten 10 Jahren 2,9 Milliarden Euro in den Aus- und Umbau bzw. die Modernisierung der Netzinfrastruktur, 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 (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 Netzaus- und -umbauprojekte in angemessenen Zeiträumen. Um diese Defizite zu beseitigen sowie die Klima- und Energieziele umsetzen zu können, gilt es die Rahmenbedingungen für die Genehmigungsverfahren von Leitungsprojekten v.a. in folgenden Bereichen zu verbessern:

- Novelle des AVG insbesondere im Sinne einer Verfahrensbeschleunigung bzw. als zentrales Instrument für Verfahrensregelungen auch für Großverfahren und UVP-Verfahren sowie AVG-Anpassungen an das Internet-Zeitalter
- Schaffung von gesellschaftlicher und politischer Akzeptanz für die Notwendigkeit des Netzaus- und umbaus zur Sicherung der Stromversorgung Österreichs und Erreichung der Klima- und Energieziele der Österreichischen Bundesregierung

- Harmonisierung und angemessene Genehmigungsgrenzwerte
- Sicherung und Freihaltung von Bestandstrassen und Planungskorridoren sowie die Verhinderung von Unterbauung nach Inbetriebnahme von Leitungen bei Nicht-Einhaltung genehmigungsrelevanter Grenzwerte

Die Notwendigkeit solcher 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 etc.

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. Darüber hinaus wird in den kommenden zwei Jahren die Infrastruktur-VO auf europäischer Ebene einer Prüfung und eventuellen Novellierung unterzogen. 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 Regierungsprogramm werden auch Milestones im obigen Sinn gesetzt:

- Klimagerechter Umbau aller Sektoren, insbesondere des Energiesystems und der Infrastruktur
- Umfassender neuer Rechtsrahmen mittels Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG)
- Zielsetzung 100% (national bilanziell) Versorgung mit Ökostrom
- Erstellung eines integrierten Netzinfrastrukturplans
- Integration der Energiesysteme durch Sektorkopplungen

Die APG ist mit ihrem gesetzlichen Auftrag ein Garant für die Umsetzung der Modernisierungs- und Ausbauvorhaben bei gleichzeitiger Gewährleistung der zukünftigen Netz- und System-sicherheit. APG wird ihren Beitrag zur Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende leisten und sich in allen relevanten legislativen Prozessen konstruktiv einbringen.

1.7 Abgeschlossene Projekte des NEP 2019

Die folgende Tabelle beinhaltet jene Projekte des NEP 2019, welche planmäßig bis Mitte 2020 in Betrieb genommen bzw. abgeschlossen wurden.

| Proj. Nr. | Projektbezeichnung | Inbetriebnahme |
|-----------|--|----------------|
| 16-3 | UW Bisamberg: 4. 220/110-kV-Umspanner | August 2019 |
| 17-1 | UW Ernsthofen: 110-kV-Netzabstützung Netz NÖ | Oktober 2019 |
| 18-1 | UW Tauern: Dritter 380/220-kV-Umspanner | Dezember 2019 |

Tabelle 1: Inbetriebnahmen von Projekten des NEP 2019

2 Technisches Umfeld für den Netzausbau

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 Engpässen. Zur zukünftigen Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit sind die Netzausbauprojekte des NEP dringend erforderlich.

2.1 Das österreichische Übertragungsnetz

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

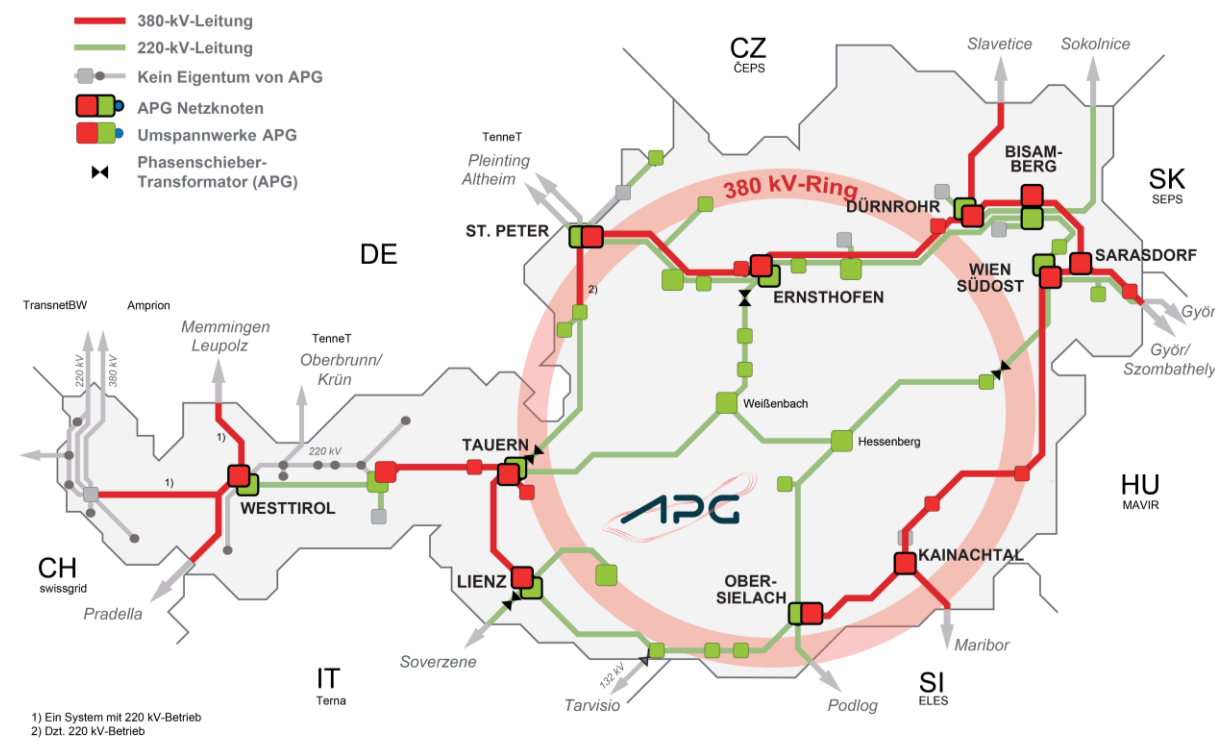


Abbildung 2-1: Das österreichische Übertragungsnetz

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 Netze sind dabei über Kuppelleitungen miteinander verbunden und werden in Zent-

raleuropa 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. 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 dennoch zukünftig weitere Steigerungen durch zunehmende Anwendungen (z.B. E-Mobilität, Wärmepumpen, im Haushaltsbereich etc.) und Übergang auf strombasierte Prozesse z.B. der (Groß- bzw. Schwer-) Industrie zu erwarten.

In den Szenarien des TYNDP 2020 wurden in Hinblick auf den Verbrauch ebenso unterschiedliche Erhöhungen bis zum Jahr 2030 angenommen, da die zu erwartenden Effizienzsteigerungen zusammen mit den hohen Durchdringungen von Stromdienstleistungen und neuen Stromanwendungen zu keiner Reduktion, sondern zu einer Steigerung des Verbrauchs führen.

2.3 Ausbau erneuerbarer Energieträger

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 2-2 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 Jahr². 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 Übertragungs-

² Das Winddargebot ist abhängig von Wetterjahr und Standort, es können auch höhere Werte erreicht werden.

netzes ausschließlich **Leistungsbetrachtungen** maßgeblich, und nicht (transportierte) Energiemengen.

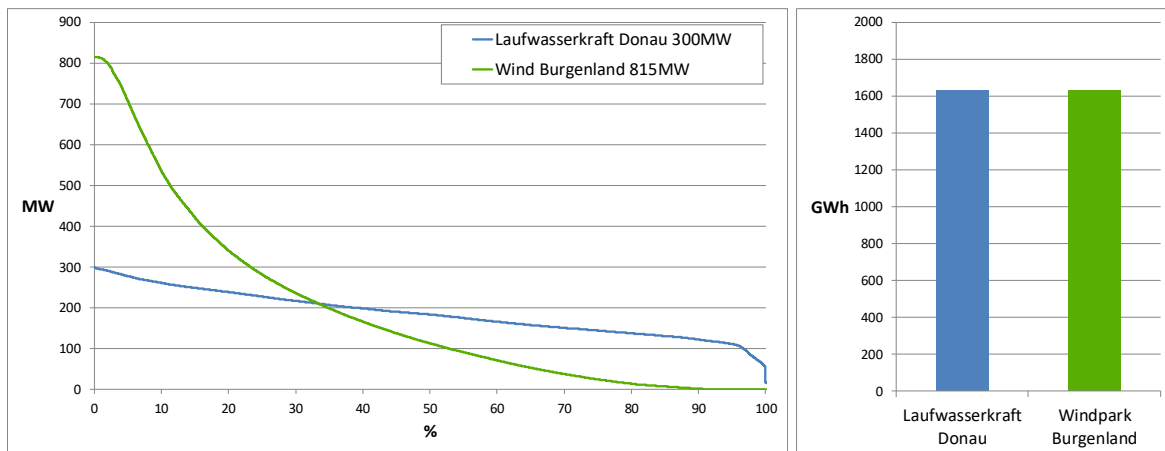


Abbildung 2-2: Laufwasserkraftwerk vs. Windpark: Dauerlinie (Leistung) und Regelarbeitsvermögen (Energie)

Die Dynamik des EE-Ausbaus ist sehr progressiv. Z.B. wurde die Windkraft in der EU von 41 GW in 2005 auf 205 GW in 2019 ausgebaut (vgl. Wind Energy in Europe in 2019, Wind Europe). Ähnliche Entwicklungen liegen im Bereich der PV vor, hier wurden im Jahr 2019 in der EU 17 GW auf eine kumulierte installierte Leistung von insgesamt 132 GW zugebaut.

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 Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) an die Europäische Kommission übermittelt. Dieser orientiert sich an der 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 formale Umsetzung dieser Ziele ist seitens Bundesregierung aktuell mit dem neuen Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG) geplant, und dieses befindet sich bereits in Erarbeitung.

Dabei ist eine weitere Steigerung der Dynamik beim Ausbau und noch progressivere EE-Entwicklungen zu erwarten. Insbesondere der/die

- Ausgleich des Import-/Exportsaldos,
- Umstellung des derzeit fossil erzeugten Stroms auf Erneuerbare und
- Umstellung der Industrie auf v.a. strombasierte Prozesse sowie E-Mobility und Power-to-Gas/-to-X)

führen zu einem zusätzlichen Aufbringungsbedarf von rd. 30 TWh aus Erneuerbaren (vgl. heutiger Gesamtstromverbrauch Österreichs: rd. 70 TWh). Basierend auf den in Abbildung 2-2 gezeigten Sachverhalten und durch die im Vergleich zu konventionellen Erzeugungseinheiten geringen Volllaststunden der EE erfordern 30 TWh/Jahr den Ausbau auf

- rd. 9 GW Wind (= insgesamt rd. 3.600 Windräder mit je 2,5 MW) und
- rd. 12 GW Photovoltaik (= insgesamt rd. 1,2 Mio. Anlagen mit je 10 kW).

Die Konsequenz eines solchen Ausbaus an EE ist enorm und mit der derzeitigen Netzinfrastruktur (Leistungsbetrachtung) nicht ausreichend transportierbar. Zusätzlich sind Dekarbonisierungsvorhaben der Industrie mit zunehmendem Umstieg auf strombasierte Prozesse zu berücksichtigen. Neben umfangreichen weiteren Ausbauten in den Verteilernetzen durch z.B. Photovoltaik und E-Mobility sowie im Übertragungsnetz (über die aktuell genannten Projekte im NEP 2020 hinaus) werden dafür zusätzlich weitreichende Speicher- und Flexibilitätskonzepte, neue Technologien und Sektorkopplungen nötig werden.

2.4 Netzreserve

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist zweifellos sowohl für jeden Haushalt, jeden Betrieb und Österreich als Wirtschaftsstandort von großer Bedeutung. Der Erfolg der Energiewende wird auch an einer sicheren Stromversorgung gemessen. Unbestritten und deshalb gesetzlich sicherzustellen ist, dass in der aktuellen Transitionsphase weiterhin flexible Kraftwerke für ausreichend Netzreservekapazitäten zur Beseitigung von Engpässen im Übertragungsnetz verfügbar sind.

2.4.1 Hintergrund und aktuelle Situation

Die Netzreserve bzw. „EPV“ (Vorhalteleistung zur Engpassvermeidung) ist seit rund 5 Jahren eine Grundvoraussetzung, um einen stabilen Netzbetrieb und damit die Versorgungssicherheit in Österreich zu gewährleisten. Der Umbau des Stromsystems hin zu 100 % Erneuerbaren sowie die dafür notwendigen Maßnahmen und Prozesse sind nicht ausreichend aufeinander abgestimmt. Der dringend erforderliche Netzausbau ist stark verzögert und in der Umsetzung weitaus zeitintensiver als der Ausbau der Erneuerbaren.

Die nationalen thermischen Kraftwerke haben sich mittlerweile aus Kostengründen größtenteils aus dem Markt zurückgezogen oder stehen vor der Konservierung bzw. Stilllegung. Die Folge daraus ist ein deutliches Erzeugungsdefizit im Osten Österreichs, welches oft durch hohe Importe aus dem CWE-Raum (v.a. Deutschland) gedeckt wird. Dies wird durch einen zeitweisen

hohen Strombezug/-bedarf der süd-/östlichen Nachbarländer verschärft, wodurch das APG-Übertragungsnetz zunehmend an seiner Belastungsgrenze betrieben wird.

Die resultierenden Stromflüsse führen immer mehr zu gefährlichen Überlastungen im APG-Netz und können nur mehr durch Notmaßnahmen („Redispatch“) behoben werden. Dazu wurden bereits Kraftwerke als Netzreserve seitens APG in Abstimmung mit E-Control (ECA) vertraglich kontrahiert. Diese Kraftwerke werden fast täglich als Notmaßnahmen zur Beseitigung von Netzengpässen in Betrieb gesetzt. **Die Verfügbarkeit dieser Netzreserve ist mittlerweile zur Aufrechterhaltung des Systembetriebes und der Versorgungssicherheit im österreichischen Übertragungsnetz unbedingt notwendig (!).**

2.4.2 Steigendes Engpassmanagement und („Redispatch“-) Kosten

- Im Übertragungsnetz der APG treten immer häufiger kritische Netzbelastungen auf, die nur durch Notmaßnahmen (Änderungen des Kraftwerkseinsatzes („Redispatch“) und mit der Netzreserve) beherrscht werden können.
- 2017, 2018 und 2019 war der Einsatz dafür 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 93 MEUR, 2018: 117 MEUR und 2019: 147 MEUR**). Diese Kosten sind Teil der Netzkosten der APG und von den Netzkunden über die Tarife zu tragen.

2.5 Energiewirtschaftliche Einflussgrößen für die Netzentwicklung

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:

- **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 durch den Markt sichergestellt werden. Die Umsetzung dieser Vorgaben hat bereits mit der Implementierung europäischer Verfahren und Plattformen begonnen, welche mittlerweile weite Teile Europas koppeln und stetig 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 führt zu einer steigenden internationalen Handelsaktivität, insbesondere im Kurzfristbereich, also z.B. Intraday bis unmittelbar vor dem Lieferzeitpunkt. Diese Entwicklungen ziehen höhere internationale Stromflüssen in Europa nach sich, die zudem immer schwieriger bzw. mit steigendem Aufwand (und auch kurzfristiger und schneller) prognostiziert werden müssen.

- **Clean Energy for all Europeans Package (CEP)**

Mit dem CEP verabschiedete die Europäische 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 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.

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 aufgrund der absehbaren Risiken für den sicheren Netzbetrieb vorerst eine temporäre Freistellung von der 70%-Vorgabe beantragt³,

³ <https://www.apg.at/api/sitecore/projectmedia/download?id=0d61f4dd-932d-4e45-a14f-cbeb96410659>

<https://www.apg.at/api/sitecore/projectmedia/download?id=6df55e64-ea0b-44e4-9659-4131e3719b79>

welche durch E-Control und alle anderen relevanten Regulierungsbehörden genehmigt⁴ wurde.

APG wird die neuen Vorgaben des CEP hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Netzausbauplanung umfassend überprüfen. Grundsätzlich ist die Robustheit und Wirksamkeit der bestehenden NEP-Projekte durch die Vielzahl von Analysen in der Vergangenheit bestätigt und unbestritten (TYNDP, Masterplan, etc.). Aufgrund der veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist jedoch von einem zusätzlichen Stromtransportbedarf auszugehen, der eine Anpassung der bestehenden Projekte (z.B. Zeitpläne / Prioritäten) sowie die Planung weiterer Netzausbaumaßnahmen erfordern kann. APG wird dies bedarfsgemäß im NEP 2021 berücksichtigen.

- **Energiepolitische Herausforderungen**

Energie- und Klimaziele der EU, Förderung von Energieeffizienz, EE-Ausbau, Diversifizierungsstrategien hinsichtlich Primärenergieträgern sowie zur Reduktion der Importabhängigkeit (z.B. bei Erdgas), Ausstieg aus der Kernenergie (Beschlüsse in mehreren europäischen Ländern), nationale Energiestrategien, Belebung des Elektrizitätsmarktes etc.

- **Forcierter Ausbau der erneuerbaren Energieträger**

In den letzten Jahren kam es in Europa zu einem massiven Ausbau der Erneuerbaren. Im Jahr 2019 wurden in der EU rd. 17 GW auf eine Leistung von insgesamt 132 GW Photovoltaik und rd. 15 GW auf eine insgesamt installierte Leistung von 205 GW Windkraftanlagen zugebaut. Auf Basis der Pariser Klimaziele, nationaler Ausbaustrategien für EE sowie auch verschiedensten Studien ist davon auszugehen, dass sich dieser Trend in den nächsten Jahren fortsetzen bzw. verschärfen wird.

- **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 zusätzliche Strom-basierte Anwendungen durch Industrie, E-Mobilität und im Haushaltsbereich (z.B. Wärmepumpen)

⁴ https://www.e-control.at/documents/1785851/0/V+EIBM+02_19+-+Bescheid+Freistellung+APG+Core+Finan+0v4+20191213.pdf/c858a5f1-573a-1cbb-66cd-02edba7de625?t=1579504494676

https://www.e-control.at/documents/1785851/0/V+EIBM+03_19+-+Bescheid+Freistellung+APG+Italy+Nord+Finan+0v4+20191213.pdf/4b4f2cb7-1f7d-a614-3d6a-9d8aef0361fd?t=1579504557053

- **Aufbringungsseite national**

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

- **Internationaler Einfluss**

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

- **Aktuelle und zukünftige Entwicklungen**

Elektromobilität, Speicherentwicklungen (Batterien), Aggregatoren, Demand Side Management, Sektorkopplungen, Digitalisierung, Block Chain, neue Anwendungen etc.

2.6 Das NOVA-Prinzip in der Netzausbauplanung

Die Netzausbauplanung der 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)⁵ verfolgt. Die zur Verfügung stehenden Handlungsoptionen beinhalten die Optimierung der Betriebsführung, 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 – als letzte Option gewählt (vgl. Abbildung 2-3).

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 Instandhaltungs- und Erneuerungsbedarf wird dabei jedenfalls miteinbezogen.

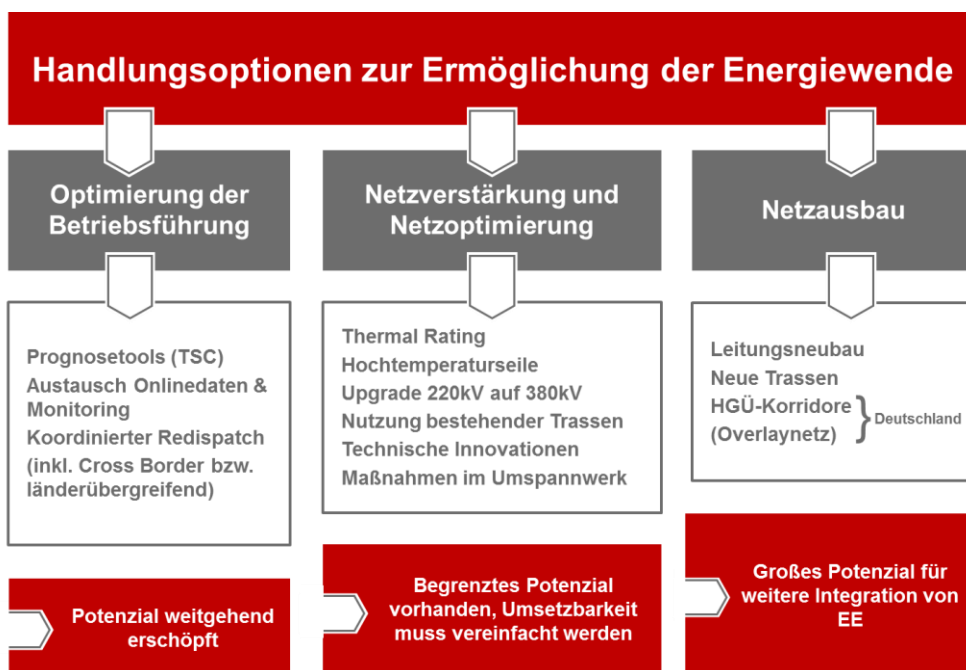


Abbildung 2-3: Handlungsoptionen bei der Netzentwicklung (NOVA-Prinzip)

In der dritten Stufe werden beim Leitungsneubau neue Trassen auf Basis folgender Kriterien ausgewählt:

⁵ Die Bezeichnung „NOVA“ ist von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern bzw. dem deutschen Netzentwicklungsplan übernommen

- 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.

2.7 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 Trassenma-

nagement 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 B.



Abbildung 2-4: Montage eines Brutkastens



Abbildung 2-5: Sakerfalke mit Nachwuchs

3 Die Netzausbauplanung der APG

Im Sinne einer effizienten und vorausschauenden Netzausbauplanung erstellt APG langfristige Szenarien für die Anforderungen an das österreichische Übertragungsnetz und die zu erwartenden Netzbelastungen. Es erfolgt eine Planung auf europäischer Ebene, mit den „Regional Investmentplans“ und dem Ten-Year-Network-Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E, und diese werden alle zwei Jahre veröffentlicht. Seit 2011 wird der Netzentwicklungsplan (NEP) für die Regelzone APG mit einem 10-jährigen Ausblick erstellt und jährlich aktualisiert. Einen Überblick über die unterschiedlichen Planungshorizonte gibt Abbildung 3-1.

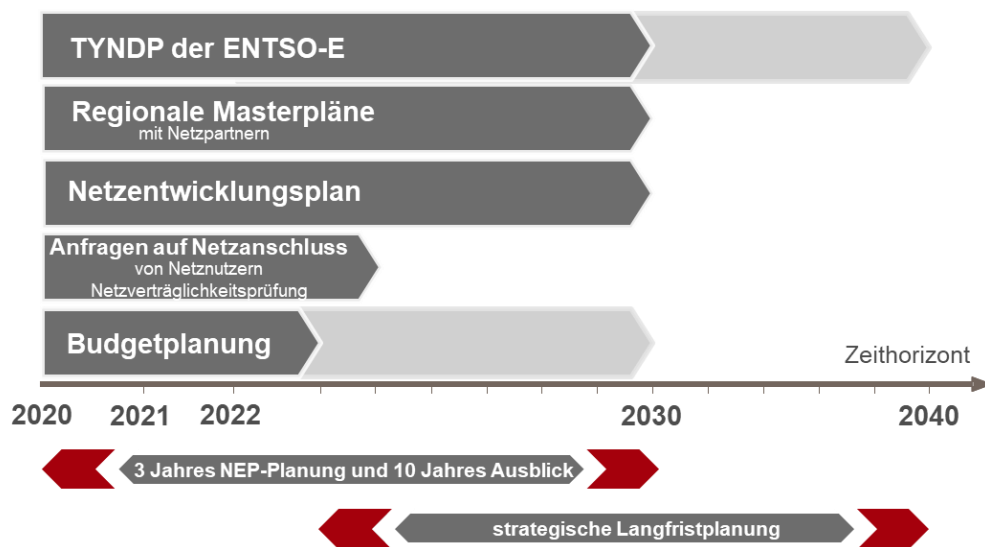


Abbildung 3-1: Prozesse der Netzausbauplanung

Um die energiepolitischen Zielsetzungen zur Schaffung einer leistungsfähigen Netzinfrastruktur für die Gewährleistung einer hohen Versorgungs- und Systemsicherheit, die Integration der EE und die Weiterentwicklung des Strommarktes europaweit zu verfolgen, erfolgt auf europäischer Ebene eine Koordinierung der Netzausbauplanung in der ENTSO-E (Gemeinschaft der europäischen Übertragungsnetzbetreiber). Die Ergebnisse dieser europäischen Übertragungsnetzplanung finden sich im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E, der erstmals im Juni 2010 veröffentlicht wurde. Die sechste Auflage, der TYNDP 2020, wird 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 durchgeführt sowie darauf basierend der erforderliche Netzausbaubedarf in Europa identifiziert. Da im TYNDP-Prozess besonderer Wert auf Transparenz gelegt wird, sind sämtliche Eingangsdaten sowie die Simulationsergebnisse inkl. aller Annahmen und Definitionen auf der Webseite der ENTSO-E veröffentlicht.

3.1 Szenarien in der Netzausbauplanung

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 Entwicklungen in der Energiewirtschaft 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, desto höher werden jedoch die Unsicherheiten.

Da die Netzinfrastruktur für mehrere Jahrzehnte geplant wird, ist für diesen Zeitraum eine einzelne Prognose nicht zweckmäßig. Es werden vielmehr in der Netzplanung *Szenarien* definiert und simuliert. Dabei 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 3-2). Für jedes dieser Szenarien werden Analysen für den erforderlichen Netzausbau durchgeführt, wobei die so identifizierten Netzausbauprojekte möglichst in mehreren Szenarien entsprechende Lösungsbeiträge generieren und somit robuste Lösungen darstellen.

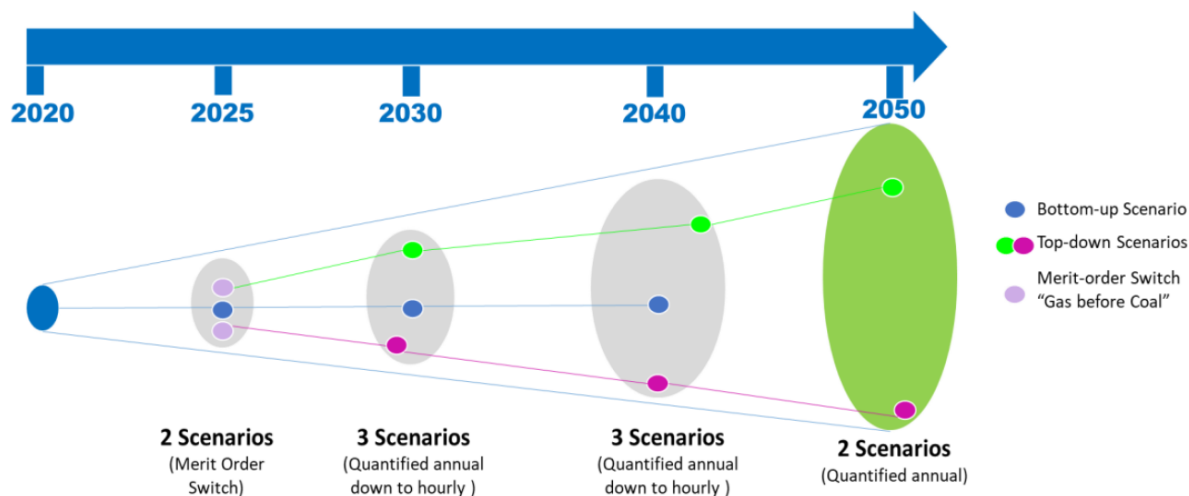


Abbildung 3-2: Beispielhafte Darstellung des Szenarienraum des TYNDP 2020

Die Szenarien unterscheiden sich v.a. im Umfang des EE-Ausbaus, der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks, Verbrauchsentwicklungen und bei den europäischen Rahmenbedingungen. Ziel der Szenarientwicklung ist es jedenfalls, einen möglichst breiten aber realistischen Szenarienraum abzudecken. Dadurch ist die Notwendigkeit der identifizierten Netzausbauprojekte als valide und robust gegenüber möglichen zukünftigen Entwicklungen, d.h. der unterschiedlichen Szenarien, einzustufen.

3.1.1 Der Stakeholder-Beteiligungsprozess des TYNDP 2020

Um eine breite Akzeptanz der Ergebnisse des TYNDP 2020 sicherzustellen, wurden umfangreiche Möglichkeiten geschaffen die betroffenen Stakeholder aber auch die breite Öffentlichkeit aktiv an der Entwicklung der Szenarien zu beteiligen. Diese Beteiligungsmöglichkeiten umfassen nicht nur öffentliche Konsultationen, sondern auch Workshops (auch via Internet) und Webinare. Zusätzlich gründete die ENTSO-E die Network Development Stakeholder Group. Dies ist eine permanente Gruppe die ein breites Spektrum von europäischen Organisationen umfasst. (Konsumenten, NGOs, Regulierungsbehörden, Erzeuger, Händler, Verteilnetzbetreiber etc.). Diese Gruppe ist bestrebt langfristige Beziehungen zwischen den wichtigsten Vertretern des gesamten Stromsektors aufzubauen. Darüber hinaus gab es regelmäßige Treffen von Vertretern der ENTSO-E (des System Development Committees) mit der Europäischen Kommission, ACER und Projektwerbern die nicht Mitglied der ENTSO-E sind. Mehr Informationen dazu stehen auf der Homepage der ENTSO-E oder auf der Projektseite des TYNDP zur Verfügung (siehe www.entsoe.eu und <http://tyndp.entsoe.eu>).

3.1.2 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 APG-seitigen Überlegungen zu nationalen Szenarien finden Eingang in die TYNDP-Szenarien, wobei APG entsprechende andere Informationen (Studien) dazu in ihre Überlegungen einbezieht (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 Zielerreichungspfades.

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 3-3) und ein extern durch 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 vom europäischen Regulator ACER – handelt.

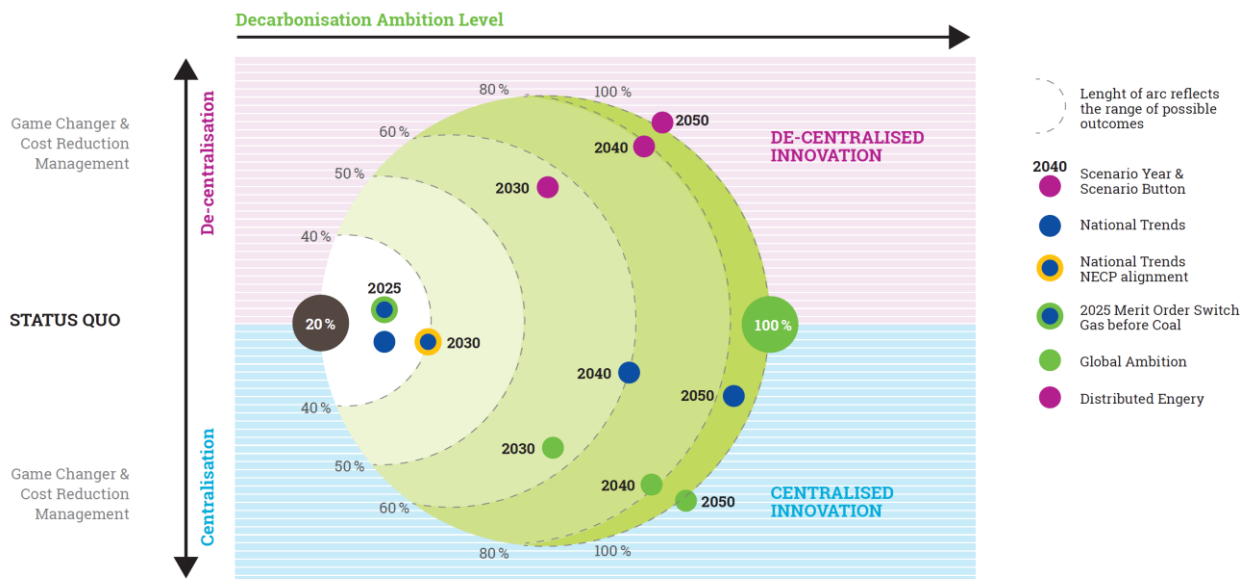


Abbildung 3-3: Darstellung der Szenarien des TYNDP 2020 vgl. <https://tyndp.entsoe.eu/scenarios>

Die Szenarien 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.
- 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 valide Option.

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.

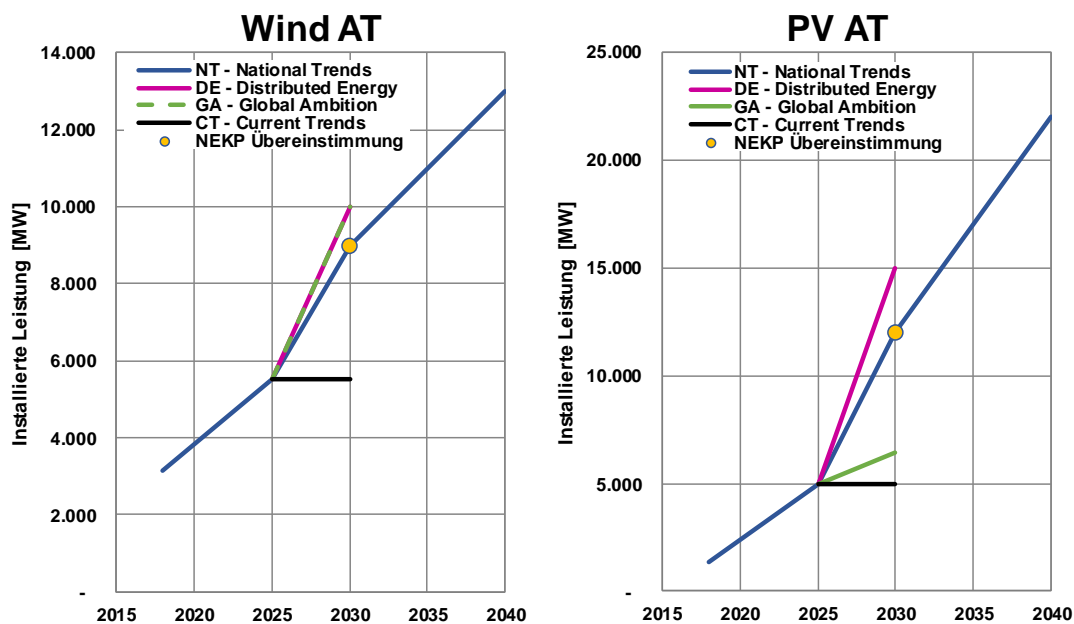


Abbildung 3-4: Vergleich der Szenarien – Ausbaupfade Wind und PV in Österreich

Die unterschiedlichen Ausbaupfade für Wind und PV in Österreich sind in Abbildung 3-4 dargestellt – hier zeigt sich wie verschieden Szenarien sein können bzw. wie Szenarienräume aufgespannt werden. Trotz des starken Zubaus von Wind und PV in allen TYNDP 2020 Szenarien ist nicht sichergestellt das Österreich in jedem Szenario und Wetterjahr seinen jährlichen Verbrauch zumindest 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 (siehe auch Abschnitt 3.1). 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.

- 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.
- Die **externen Szenarien** 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 Verbrauchs-/Lastentwicklung

entnommen werden. Die Detailannahmen für Österreich sind in Abbildung 3-5 im Sinne des Szenarioraums gegenübergestellt (vgl. Kapitel 3.1).

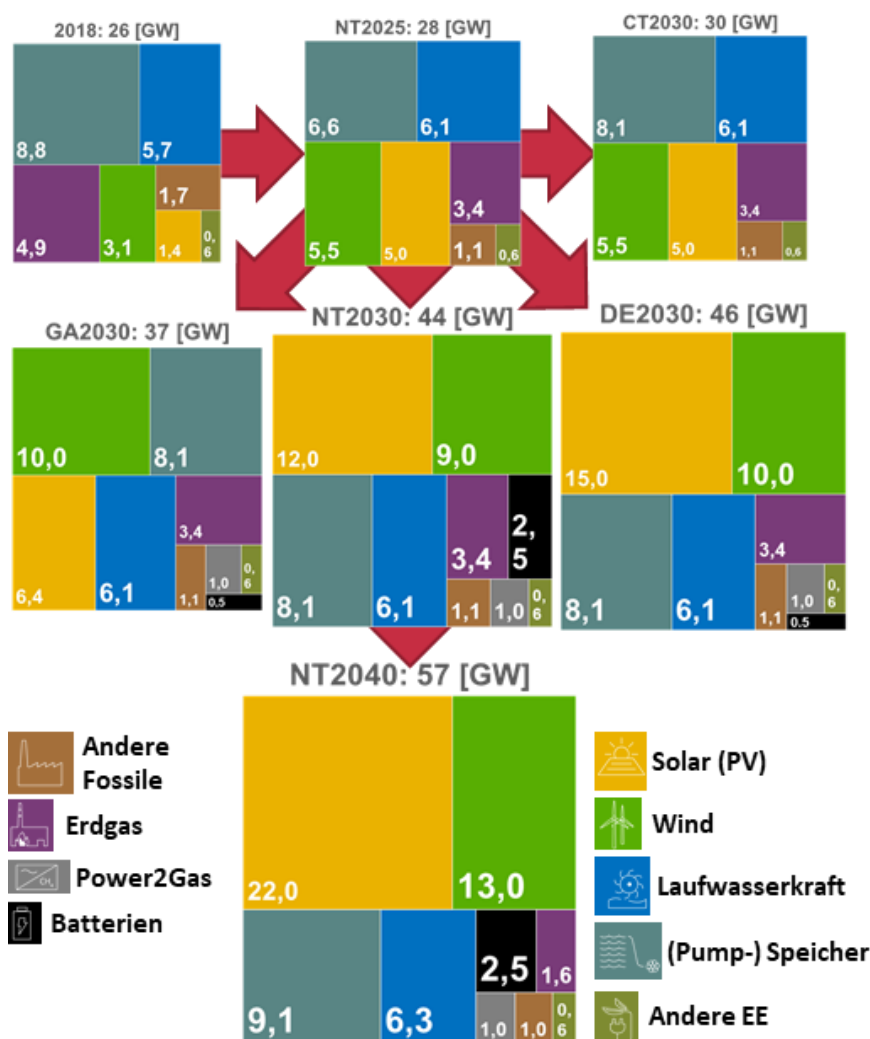


Abbildung 3-5: Der Szenarioraum des TYNDP 2020 für die installierten Erzeugungsleistungen in AT

Ebenfalls in Abbildung 3-5 dargestellt ist das Prognose-Szenario „National Trends 2025“ (NT 2025) und der aktuelle Kraftwerkspark auf Basis der E-Control Statistik 2018 (ECA 2018). 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 Kapazitäten 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.

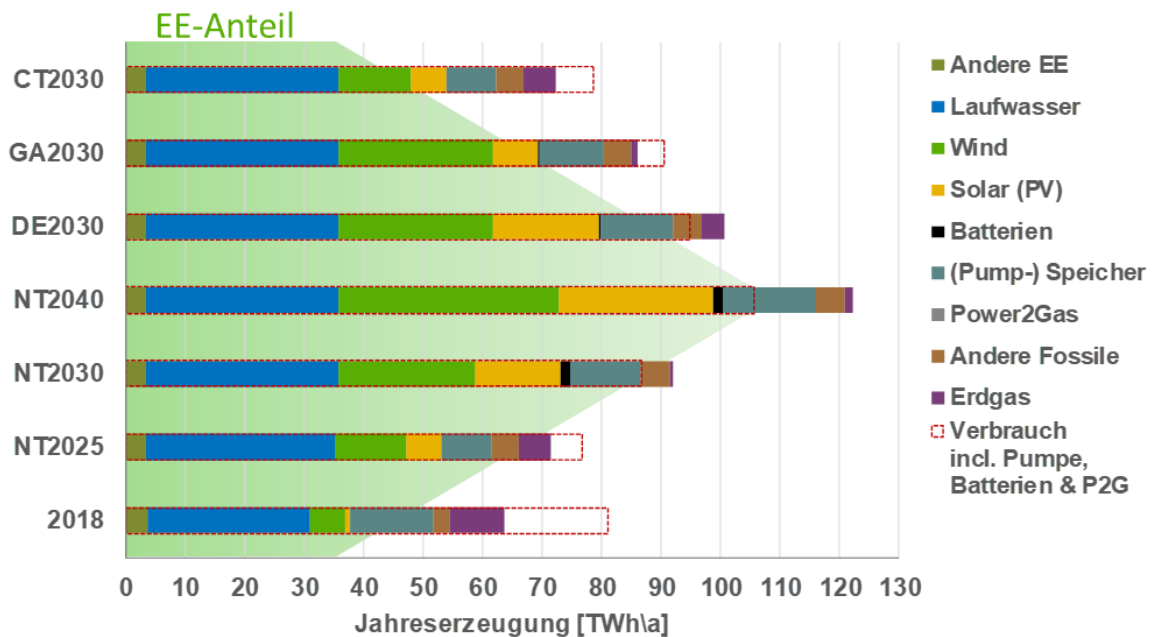


Abbildung 3-6: Jährliche Stromerzeugung in Österreich in den Szenarien des TYNDP 2020 (der österreichische Stromverbrauch ist rot strichliert dargestellt)

In Abbildung 3-6 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 Szenarienfäden.

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 | Szenarienmethode Extern; Top Down - TD; Bottom Up -BU |
|-----------------|--------------------|------------|-------|------------|----------------|------------------------|------------|--------|--------|--------------------|-----------------|-----------------------------------|---------------------------------|-----------|--------------|---|-------------------|-------------------|-------------------------|---|
| | MW | % | | | | MW | MW | | | | | | | | | | | | | |
| ECA 2018 | 6.597 | 25% | 4.876 | 1.012 | 709 | 19.621 | 75% | 3.133 | 1.373 | 598 | 5.722 | 8.795 | 3.857 | - | - | 26.218 | 4.257 | 10.705 | 7.183 | 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 3 repräsentative Wetterjahre 1982, 1984 & 2007. Die Hintergrunddaten der Lastzeitreihen für die Szenarien DE2030, GA2030 und CT2030 werden im Laufe des Jahres 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 TYNDP20

3.1.3 Identifikation und Bewertung der TYNDP-Projekte im TYNDP 2020

Da die Phase der Projektfindung (Identification of System Needs) und die Projektbewertungen mit der **Cost-Benefit-Analysis (CBA)** im TYNDP 2020 noch nicht abgeschlossen sind und die Veröffentlichung des TYNDP 2020 erst im Spätherbst 2020 erfolgt, werden die diesbezüglichen Ergebnisse des TYNDP 2020 von APG erst in den NEP 2021 übernommen. Die Ergebnisse der Projektfindung und -bewertung des vorangegangenen TYNDP 2018 sind im NEP 2019 dargelegt, der NEP 2019 wird weiterhin auf der Homepage von E-Control veröffentlicht (<https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentwicklungsplanung/konsultation-2019>).

3.1.4 Kohärenz zum Projektumfang im TYNDP2020

Alle Projekte des NEP 2020 sind im TYNDP 2020 (implizit bzw. explizit) enthalten. Aufgrund der unterschiedlichen Planungsstände und Zeithorizonte im TYNDP 2020 (Planungsstand Mitte 2019, Zeithorizont bis 2050) und NEP 2020 (Planungsstand Mitte 2020, Zeithorizont bis 2030) sowie des europäischen Planungsprozesses kann es zu geringen Abweichungen zwischen den beiden Plänen kommen. Insbesondere sollen folgende derzeit bestehende Differenzen erläutert werden:

- **TYNDP Projekt 1483: Verstärkung Obersielach – Podlog (SI)**

Dieses Projekt wurde im Rahmen der Identification of System Needs 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 2020-Szenarien untersucht und bewertet.

- **TYNDP Projekt 1631: Upgrade Lienz – Soverzene (IT) auf 380kV**

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 aktuelle Analysen ergeben, dass die Machbarkeit einer 380-kV-Leitung v.a. auf italienischer Seite nicht gegeben ist. Es wird daher ein mittelfristiges koordiniertes Konzept mit einer Generalerneuerung der 220-kV-Leitung von TERNA und APG entwickelt (vgl. auch Projekt 19-3).

3.1.5 Projects of Common Interest (PCI)

Während die nationalen Netzentwicklungspläne in der Regel die Netzprojekte eines Übertragungsnetzbetreibers abbilden, sind im TYNDP die relevanten Projekte in Europa gelistet und zu den „Regional Plans“ zusammengefasst. Aus den „Regional Plans“ wird der TYNDP aufgebaut, der wiederum die Grundvoraussetzung für die Nominierung als PCI-Projekt darstellt (siehe Abbildung 3-7).

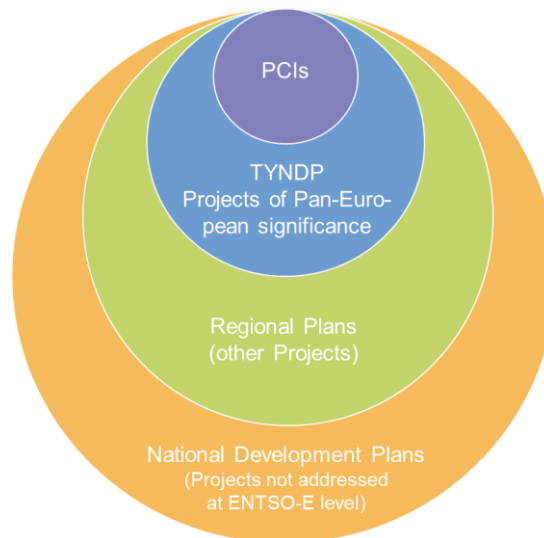


Abbildung 3-7: Zusammenhänge NEP – Regional Plans (TYNDP) – TYNDP – PCI

Projekte „gemeinsamen Interesses“ sind jene Vorhaben, die als besonders wichtig erachtet werden um die Klima- und Energieziele zu erreichen. Für diese Projekte wurde in Österreich im „Infrastrukturgesetz 2016“ die zentrale Abwicklung durch eine Bundesbehörde sowie eine maximale Verfahrensdauer von 3 Jahren und 6 Monaten festgelegt. Folgende APG-Projekte wurden aufgrund ihrer

hohen Bedeutung für die europäische Stromversorgung im Jahr 2019 als „Projects of Common Interest“ der 4th PCI-List klassifiziert:

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

Nähere Informationen zu den PCI-Projekten finden sich im Kapitel 4.5, auf der Homepage der Europäischen Kommission (<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>), im TYNDP 2018 der ENTSO-E, sowie auf der Homepage von APG (<http://www.apg.at/de/Stromnetz/Netzentwicklung>).

Neben den APG-Projekten wurden folgende Kraftwerksprojekte und Merchant-Line-Projekte ebenfalls in der 4th PCI-List klassifiziert und sind in den Netzplanungsszenarien berücksichtigt:

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

3.1.6 Die TOP 10-Netzausbauprojekte der APG

Die Top 10-Netzausbauprojekte der APG sind im TYNDP der ENTSO-E und dem APG-Netzentwicklungsplan seit mehreren Jahren vertreten und bestätigt (vgl. Tabelle 5, „Projekte im nationalen/europäischen Interesse). Damit bestätigt sich – auch wenn sich die Szenarien-Annahmen über die Zeit weiterentwickeln und verändern – dass die TOP 10-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, d.h. die Verringerung der Gesamtkosten des Energiesystems (verbrauchs- und erzeugerseitig), der jeweiligen Projekte zufolge der geänderten Marktstruktur dar. Die TOP 10-Projekte der APG können gemäß TYNDP die entsprechenden Wohlfahrtsgewinne offerieren und so die Gesamtsystemkosten senken.

Das APG-Zielnetzkonzept sieht die Schließung des 380-kV-Ringes mit der Salzburgleitung und im Süden Österreichs sowie eine leistungsfähige Transportachse im Westen Österreichs und starke Verbindungen zu den Nachbarstaaten vor. Damit werden in Österreich wichtige Voraussetzungen für die zukünftige Netz- und Systemsicherheit, die Netzintegration der Erneuerbaren und für die Entwicklung des Strommarktes geschaffen.

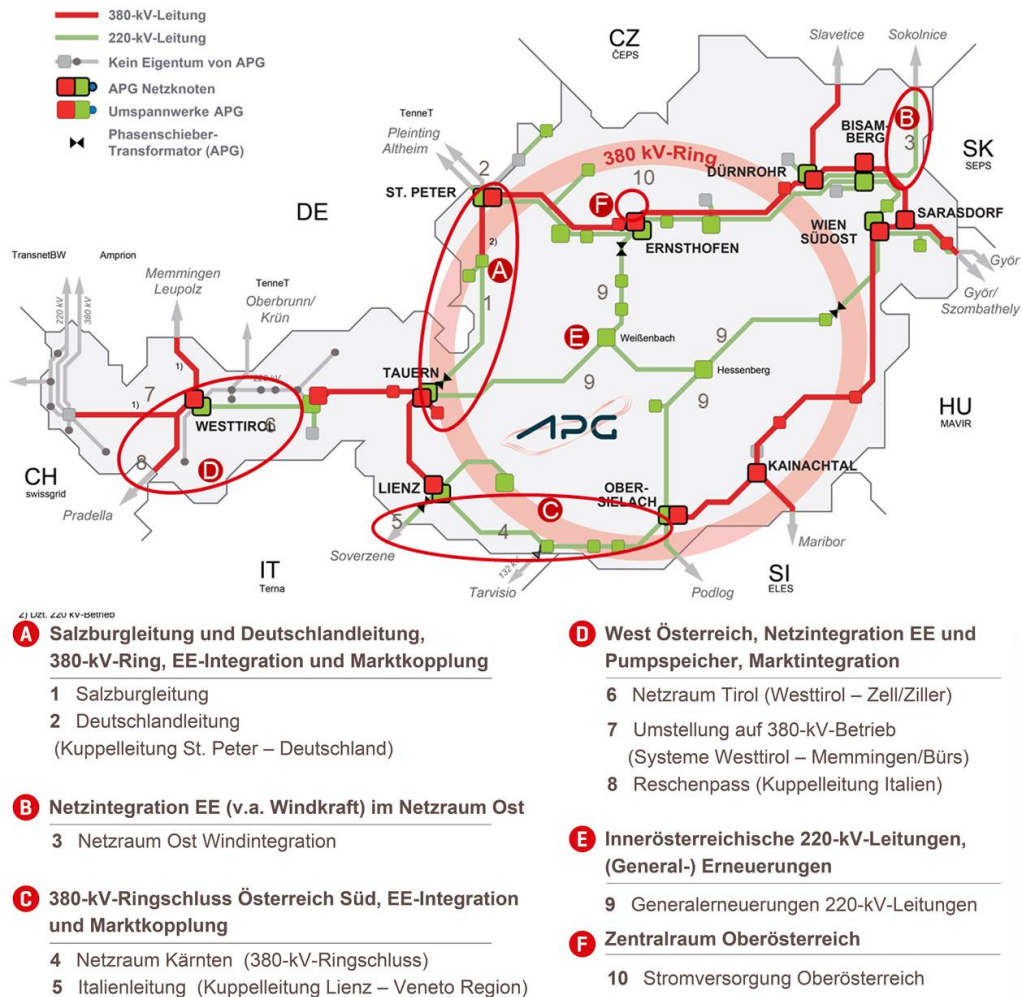


Abbildung 3-8: Die TOP-10-Netzausbauprojekte (Leitungen) der APG

Mit der Umsetzung dieser Projekte werden folgende netztechnische und energiewirtschaftliche Vorteile lukriert und nachhaltig gesichert:

- Langfristige Gewährleistung der Versorgungs- und Systemsicherheit mit elektrischer Energie und eine adäquate Anbindung 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 Nord ↔ Süd- und Ost ↔ West-Richtung sowie von Kuppelleitungen zu Partner-Netzen der ENTSO-E
- Möglichkeit der effizienten Interaktion der neuen 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 von neuen Erzeugungsanlagen und Erreichung der Klima- und Energieziele Österreichs durch Netzintegration der Windparks, von PV-Anlagen und neuen Wasserkraftwerken (Kleinwasserkraft und Pumpspeicher)
- Anbindung von 110-kV-Teilnetzen mit hohem EE-Anteil (Erzeugungsüberschuss) der Verteilernetzbetreiber direkt an die 380-kV-Netzebene, z.B. Einspeisung von Windkraft in den Umspannwerken Zurndorf, Sarasdorf, Bisamberg und Zaya/Weinviertel
- Voraussetzung für nötige längerfristige Abschaltungen (mehrere Monate bis Jahre) für altersbedingte Sanierungen und Generalerneuerungen von alten 220-kV-Leitungen
- Möglichst uneingeschränkter Marktzugang für Erzeuger und Kunden in Österreich und zum europäischen Strommarkt
- Verstärkte Marktintegration und -kopplung mit anderen europäischen Marktzone(n) (z.B. Deutschland, Italien, Schweiz, Slowenien etc.) und damit ein wichtiger Beitrag zur europäischen EE-Integration und Marktentwicklung
- Reduktion und Vermeidung von marktseitigem und kostenintensiven Engpassmanagement („Redispatch“)
- Reduktion von Übertragungsverlusten durch höhere Spannungsebenen

4 Projekte im Netzentwicklungsplan 2020

Im vorliegenden Netzentwicklungsplan (NEP) 2020 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 2020 zur Genehmigung eingereicht werden (Kapitel 04.6).

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 | <p>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.</p> <p><i>Kosten bzw. Leistungen: größtenteils <u>Eigenleistungen</u>, zusätzlich ggf. <u>Fremdleistungen</u> für Studien bei Leitungsprojekten</i></p> |
| Vorprojekt | <p>Technische Detailplanung, Erstellung von Einreichunterlagen für Genehmigungsverfahren (z.B. Starkstromwegerecht/Materiengesetze oder UVE)</p> <p>Behördeneinreichung und Genehmigungsverfahren</p> <p>Vorprojekt endet mit Vorliegen aller behördlichen Genehmigungen und Bescheide; Verträge liegen vor (v.a. Errichtungsvertrag, Netzkooperations-/Netzzugangsvertrag)</p> <p><i>Kosten bzw. Leistungen: <u>Eigen- und Fremdleistungen</u></i></p> |
| Umsetzungs- oder Ausführungsprojekt | <p>Baubeschlussfassung und Gremienfreigaben liegen vor</p> <p>Ausschreibung, Vergabe und Beschaffung von Material, Geräten und Arbeiten (Montagen)</p> <p>Projektrealisierung; Umsetzungsprojekt endet mit Inbetriebnahme und abgeschlossener Dokumentation</p> <p><i>Kosten bzw. Leistungen: <u>Eigen- und Fremdleistungen</u></i></p> |

Tabelle 4: 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)
- Geplantes Inbetriebnahme-Jahr (Gepl. IBN)
- Auslöser und technische Notwendigkeit
- Projektbeschreibung und technische Daten
- Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen
- Weitere Statusdetails

4.2 Verschiebungen von geplanten Inbetriebnahmen (durch Partner und Covid19)

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 aus dem NEP zurückzuziehen.

Weiters sind im Jahr 2020 (und zumindest 2021) die Auswirkungen der Corona/Covid-19-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 Covid-19 durchgeführt werden konnten. Sofern solche Verschiebungen resultieren, wurden diese im NEP 2020 größtenteils bereits berücksichtigt.

4.3 Spezifische Erweiterungsprojekte und Betriebsinvestitionen

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:

- 80°-Ertüchtigungsprogramm für Leitungen (Ertüchtigung auf 80°-Leiterseiltemperatur zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und als Basis für Thermal Rating)
- Seiltausch bei Leitungen mit teilweise Einsatz von modernen Seilen (z.B. TAL-Seile) bzw. Generalsanierungen/-erneuerungen von v.a. 110-kV- und 220-kV-Leitungen; vgl. auch TOP-10-Netzausbauprojekte der APG „Projekt 9“ (220-kV-Leitungen)
- Ertüchtigungen und Generalerneuerungen von v.a. 110-kV- und 220-kV-Schaltanlagen (v.a. betreffend KS-Festigkeit und Nennströme)

4.3.1 Projekte Leitungen (Betriebsinvestitionen)

- a) 110-kV-Ltg. Bisamberg – Wien West: Generalsanierung in Umsetzung
- b) 110-kV-Ltg. Ebenfurth – Ternitz – Landesgrenze Stmk.
- c) 220-kV-Ltg. Bisamberg – Wien Südost

4.3.2 Projekte Umspannwerke/Schaltanlagen (Betriebsinvestitionen)

- d) Lienz 220 kV, in Umsetzung
- e) Obersielach 220 kV, in Umsetzung (Nacharbeiten)
- f) Ternitz 110 kV, in Umsetzung
- g) Zell-Ziller (Gerlos) 110 kV, in Umsetzung
- h) Rosenau 110 kV, in Umsetzung
- i) Schwabeck 110 kV, in Umsetzung
- j) Bisamberg 110 kV, in Umsetzung
- k) Salzach 220 kV, in Umsetzung (Teil-Sanierung)
- l) Dürnrohr 380 kV, in Umsetzung
- m) Wien West 110 kV
- n) Ranshofen 110 kV
- o) Großraming 110 kV
- p) Reißbeck 110 kV
- q) Wien Südost 380 kV (in Kombination mit Projekt 13-6)
- r) Neusiedl 220 kV (inkl. neuer 220/110-kV-Transformatoren)
- s) Hausruck 220 kV
- t) Westtirol 380 kV (in Kombination mit Projekt 11-9 und 19-7)

4.3.3 Umsetzung Thermal Rating

Auf folgenden APG-Leitungen werden bis 2022 die Grundlagen für einen Thermal-Rating Betrieb zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und der (n-1)-Betriebsreserven geschaffen:

- 1) 220-kV-Leitung St. Peter – Ernsthofen
- 2) 220-kV-Leitung 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
- 7) 220-kV-Leitung Hessenberg – Obersielach
- 8) 380-kV-Leitung Dürnrohr – Bisamberg

Maßnahmen darüber hinaus an weiteren Leitungen werden von APG laufend evaluiert und nach Maßgabe der Möglichkeiten der Bestandsanlagen ausgearbeitet. Bei Konkretisierung der Projekte werden diese in den kommenden Ausgaben des Netzentwicklungsplans 2021ff berücksichtigt.

In der nachfolgenden Abbildung sind die in Projekte aus den Abschnitten 4.3.1, 4.3.2 und 4.3.3 dargestellt:

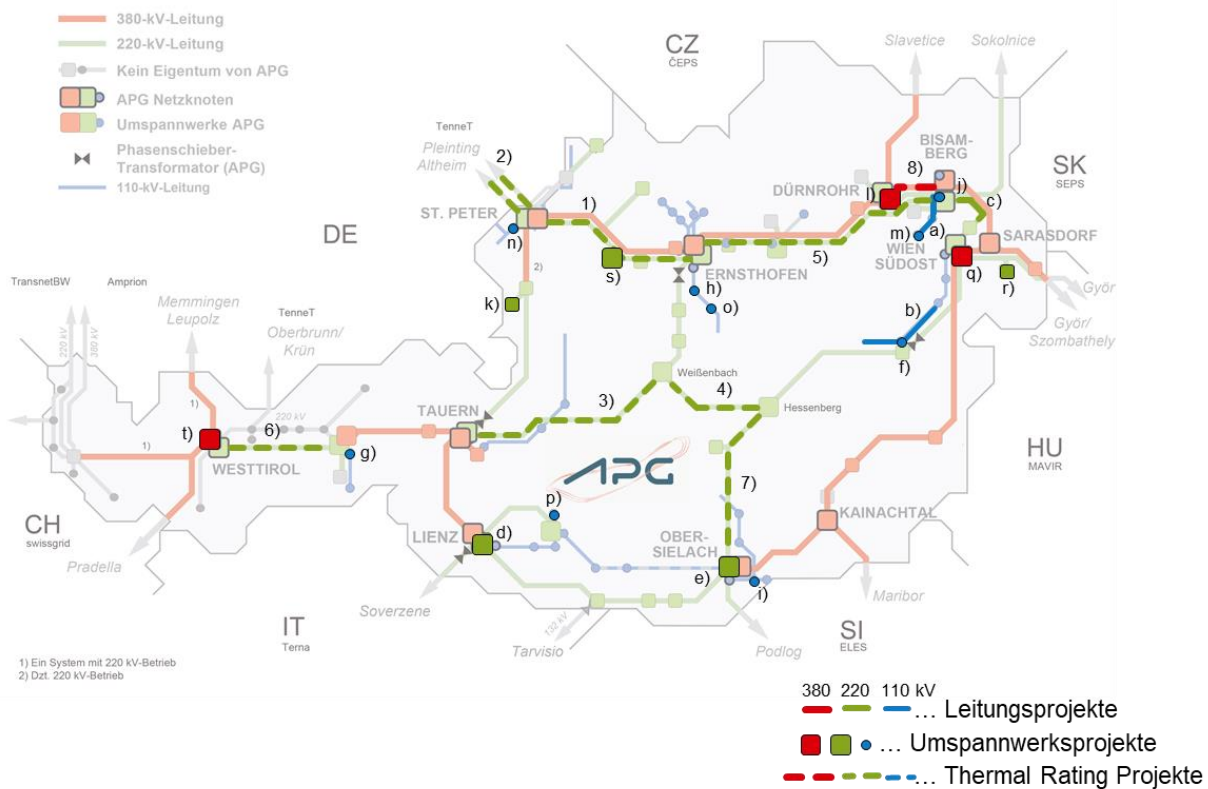


Abbildung 4-1: Spezifische Erweiterungsprojekte (Betriebsinvestitionen) in den nächsten Jahren und Umsetzung bzw. Leitungen mit Thermal Rating (TR)

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 für neue Kraftwerke, Industriebetriebe) sowie für eine möglichst uneingeschränkte Netznutzung.

Zudem liegen Interaktionen und zeitliche Abhängigkeiten – insbesondere zu den benötigten Abschaltungen – für die Projektrealisierungen vor, wobei nun zusätzlich gemäß dem Networkcode „System Operation Guideline“⁶ 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 (Einreichplanungen und Ausführungsplanungen) zu finden, welche die komplexen Anlagenplanungen in der benötigten Qualität liefern können. Für komplexe Groß- und Umspannwerksprojekte finden sich aktuell kaum noch Anlagenplaner mit freien Planungskapazitäten (vgl. 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.

4.4 Überblick über die Projekte im Netzentwicklungsplan 2020

Nachfolgend findet sich ein zeitlicher Überblick der Projekte des NEP 2020 (NEP-Projekt-Tabelle, inkl. den von APG geplanten Inbetriebnahmen und graphische Darstellungen), wobei sich das Gesamt-Investitionsprojektportfolio der APG aus den spezifischen Erweiterungsprojekten und Betriebsinvestitionen (vgl. 4.3) und den hier genannten Erweiterungsinvestitionen zusammensetzt. Die im Zeitraum 2021 - 2023 geplanten Netzerweiterungsprojekte stellen durchzuführende Investitionen iSd § 37 Abs 1 Z3 EIWOG 2010 dar (3-Jahres-Zeitraum). Für den Zeitraum 2024 bis 2030 wird ein Ausblick über die weiteren wichtigen Übertragungsinfrastrukturprojekte – entsprechend dem aktuellen Planungsstatus – gegeben. Die Darstellung der Projekte folgt der in Kapitel 1.3 getroffenen Gliederung. **Die farblich markierten Zeiträume betreffen jeweils die Umsetzungsprojekte (ohne**

⁶ VERORDNUNG (EU) 2017/1485 DER KOMMISSION vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb

Vorprojekte). Insbesondere bei Leitungsprojekten gilt es bereits im Vorfeld der Genehmigungsverfahren und damit weit vor den Umsetzungsprojekten, umfangreiche Planungs- und Projektierungsarbeiten im Rahmen mehrjähriger Vorprojekte 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.

| Nr. | Projekte im nationalen/europäischen Interesse | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|-------|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 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 | | ◇ | | | | | | | | | |
| 14-2 | 220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Generalerneuerung | ◇ | | | | | | | | | | |
| | Neues 220-kV-SW Weibern | | | | ◇ | | | | | | | |
| 15-3 | UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner | | ◇ | | | | | | | | | |
| 11-8 | Netzraum Weinviertel (Anschluss Windkraft) | | | ◇ | | | | | | | | |
| | Neues UW Zaya | | | ◇ | | | | | | | | |
| | Ausbau UW Bisamberg | | | ◇ | | | | | | | | |
| | Demontagen (220-kV-Leitung) und Nacharbeiten | | | | | | | | | | | |
| 11-12 | Reschenpassprojekt | | | | ◇ | | | | | | | |
| | Neues UW Nauders 380/220 kV | | | | ◇ | | | | | | | |
| 11-7 | 380-kV-Leitung St. Peter - Staatsgrenze DE (Ottenhofen/Isar) | | | | | ◇ | | | | | | |
| | Erweiterung UW St. Peter | | | | | ◇ | | | | | | |
| 11-10 | 380-kV-Salzburgleitung NK St. Peter - NK Tauern | | | | | | ◇ | | | | | |
| | Neues UW Wagenham 380/110 kV | | | | | | ◇ | | | | | |
| | Neues UW Pongau 380/220/110 kV | | | | | | ◇ | | | | | |
| | Ausbau UW St. Peter | | | | | | ◇ | | | | | |
| | Ausbau UW Salzburg | | | | | | ◇ | | | | | |
| | Adaptierungen UW Kaprun/Tauern | | | | | | ◇ | | | | | |
| | Demontagen (220-kV- und 110-kV-Leitungen) und Nacharbeiten | | | | | | | | | | | |
| 11-9 | UW Westtirol: 2. 380/220-kV-Umspanner | | | | | ◇ | | | | | | |
| 19-7 | Generalerneuerung 220-kV-Anlage Westtirol | | | | | | | ◇ | | | | |
| 13-2 | UW Westtirol: Umstellung Ltgs.system Memmingen (DE) auf 380 kV | | | | | | | | ◇ | | | |
| 14-3 | 220-kV-Leitung Westtirol - Zell am Ziller (Netzraum Tirol) | | | | | | | | ◇ | | | |
| 19-6 | Generalerneuerung 220-kV-Anlage Ernsthofen | | | | | | | | | ◇ | | |
| 11-11 | 220-kV-Anspeisung Zentralraum Oberösterreich | | | | | | | ◇ | | | ◇ | |
| | Neues UW Hütte 220/110 kV | | | | | | | ◇ | | | | |
| | Neues UW Pichling 220/110 kV | | | | | | | | ◇ | | | |
| | Neues UW Wegscheid 220/110 kV | | | | | | | | | ◇ | | |
| | Ausbau UW Kronstorf 380/220 kV | | | | | | | | | | ◇ | |
| 19-2 | Generalerneuerung 220-kV-Leitung Reitdorf - Weißenbach | | | | | | | | ◇ | | | |
| 19-3 | Generalerneuerung 220-kV-Leitung Lienz - Staatsgrenze IT | | | | | | | | ◇ | | | |
| 19-4 | Generalsanierung 220-kV-Leitung Weißenbach - Hessenberg | | | | | | | | | ◇ | | |
| 11-14 | Netzraum Kärnten (380-kV-Ringschluss) | | | | | | | | | | | ◇ |

Tabelle 5: Übersicht der Projekt-Umsetzungszeiträume (Teil 1); die Raute markiert das aktuell von APG geplante Jahr der Inbetriebnahme

| Nr. | Netzanschlussprojekte für Verteilernetzbetreiber | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|-------|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 16-1 | UW Gerlos/Zell-Ziller 2. 110/25(30)-kV-Umspanner - TINETZ | ◇ | | | | | | | | | | |
| 13-9 | UW Zurndorf: 4. 380/110-kV-Umspanner - Netz Burgenland (Anschluss Windkraft) | ◇ | | | | | | | | | | |
| 11-23 | Neues UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung - Kärnten Netz | | ◇ | | | | | | | | | |
| 19-5 | Generalerneuerung 110-kV-Anlage Ernthofen | | | ◇ | | | | | | | | |
| 17-2 | Neues UW Klaus: 220/30-kV-Netzabstützung - Netz OÖ | | | ◇ | | | | | | | | |
| 20-1 | UW Ernthofen: 6. 220/110-kV-Umspanner - Netz OÖ | | | | ◇ | | | | | | | |
| 13-6 | UW Wien Südost: 380-kV-Netzanschluss - Wiener Netze | | | | ◇ | | | | | | | |
| 16-4 | Neues UW Matri: 380/110-kV-Netzabstützung - TINETZ | | | | ◇ | | | | | | | |
| 12-9 | Neues UW Mürztal: 220/110-kV-Netzabstützung - Energienetze Steiermark (Windkraft) | | | | | ◇ | | | | | | |
| 18-5 | Neues UW Wien Ost: Netzabstützung - Wiener Netze | | | | | ◇ | | | | | | |
| 19-1 | UW Sarasdorf: 3. 380/110-kV-Umspanner - Netz NÖ (Anschluss Windkraft) | | | | | ◇ | | | | | | |
| 18-3 | UW Weißenbach: 2. 220/110-kV-Umspanner - Energienetze Steiermark | | | | | ◇ | | | | | | |
| 18-4 | Neues UW Innkreis: Netzabstützung - Netz OÖ | | | | | | ◇ | | | | | |
| 18-2 | UW Ybbsfeld: 110-kV Netzabstützung - Netz NÖ | | | | | | ◇ | | | | | |
| 20-2 | Neues UW Prottes: Netzabstützung - Netz NÖ | | | | | | | ◇ | | | | |

| Nr. | Netzanschlussprojekte für Kraftwerke und Merchant Lines | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|-------|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 14-5 | 110-kV-Leitung Obersielach - Schwabeck (Anschluss Windkraft) | | | | | ◇ | | | | | | |
| 14-4 | UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe (Anschluss Windkraft) | | | | | ◇ | | | | | | |
| 11-24 | Neues UW Molln: Einbindung KW Energiespeicher Bernegger | | | | | | ◇ | | | | | |

Tabelle 6: Übersicht der Projekt-Umsetzungszeiträume (Teil 2); die Raute markiert das aktuell von APG geplante Jahr der Inbetriebnahme; grün markiert: neue Projekte des NEP 2020

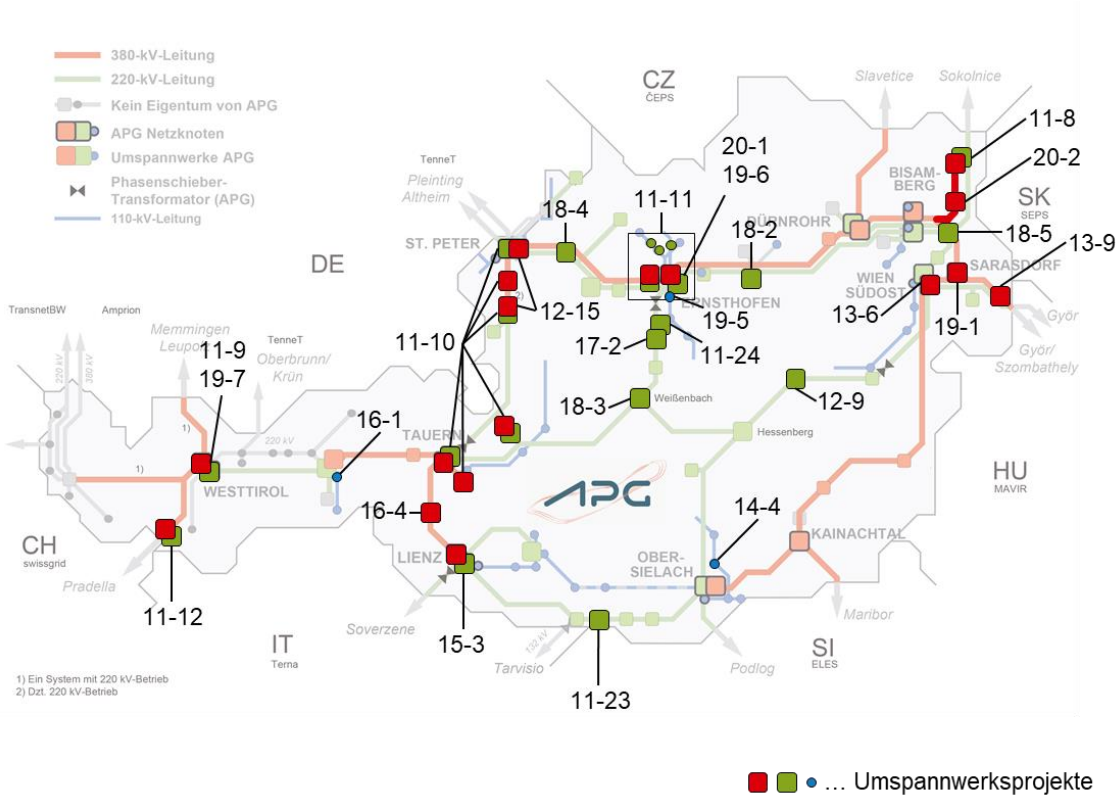


Abbildung 4-2: NEP-Projekte 2020: Umspannwerke

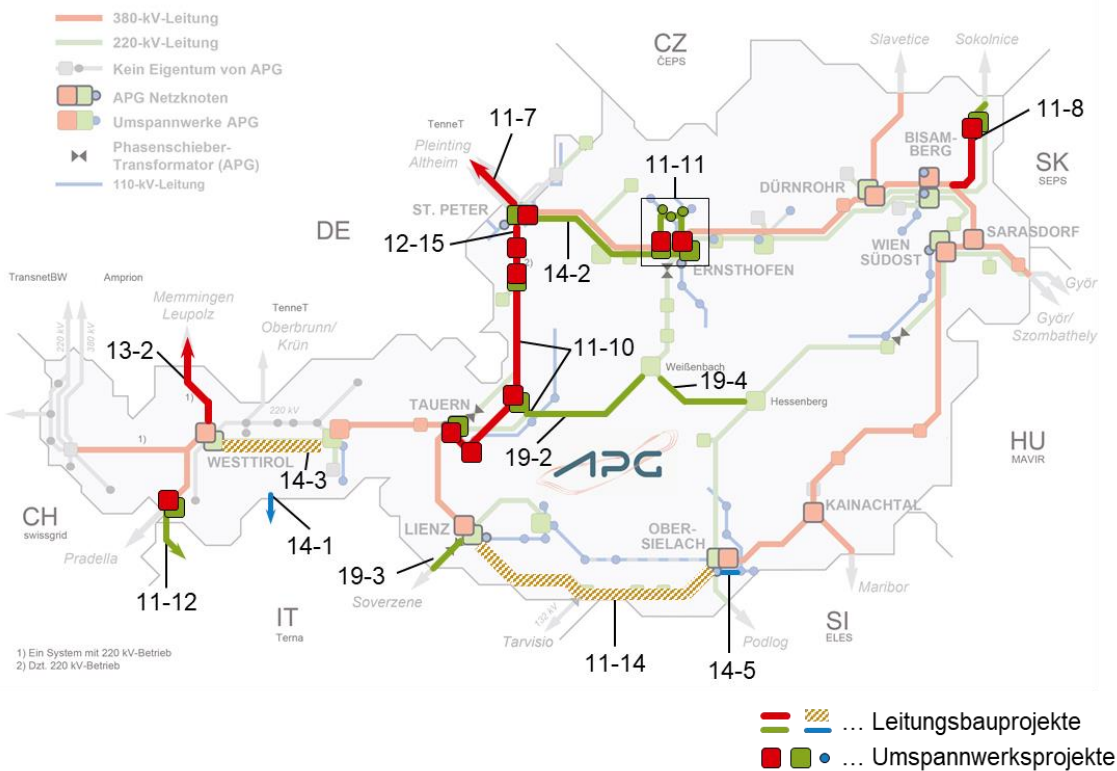


Abbildung 4-3: NEP-Projekte 2020: Leitungen und Leitungsbauprojekte

Annahmen zu den Planungsräumen

Im Zuge der Leitungsprojekte des NEP ist es erforderlich, Annahmen zu Planungsräumen zu treffen. Dies geschieht auch im Hinblick zu Überlegungen von Variantenprüfungen bei UVP-Projekten. Grundsätzlich wird von APG gemäß dem „NOVA“-Prinzip vorrangig versucht, bestehende Leitungstrassen einer optimierten Nutzung zuzuführen (z.B. Thermal Rating, Umrüstung auf TAL-Seile) bzw. in bestimmten Fällen leitungsbautechnische Upgrades umzusetzen. In solchen Fällen – und damit bei den meisten der großen Leitungsprojekten der APG – beschränkt sich der jeweilige Planungsraum auf die bestehenden Leitungstrassen (vgl. Kapitel 2.6). Die Notwendigkeit der Erschließung von neuen Trassen und Trassenräumen für Übertragungsleitungen reduziert sich damit auf wenige Projekte.

Um Planungsräume für die einzelnen Projekte ableiten zu können, werden die geplanten Anfangs- und Endpunkte der Leitungen bzw. die Bestands-Trassen in ein Rechteck gefasst, durch welches die Hauptachse einer Ellipse definiert wird. Neben der Definition von Brennpunkten über die Anfangs- und Endpunkte wurde ein Verhältnis Haupt- zu Nebenachse von 1:3 gewählt (zudem wurden markante Zwischenpunkte (z.B. Umspannwerke; Bsp. UW Villach bei Projekt 11-14) berücksichtigt). Die sich daraus ergebenden Ellipsen bzw. die Schnittmengen davon bilden jeweils den Planungsraum eines Projektes.

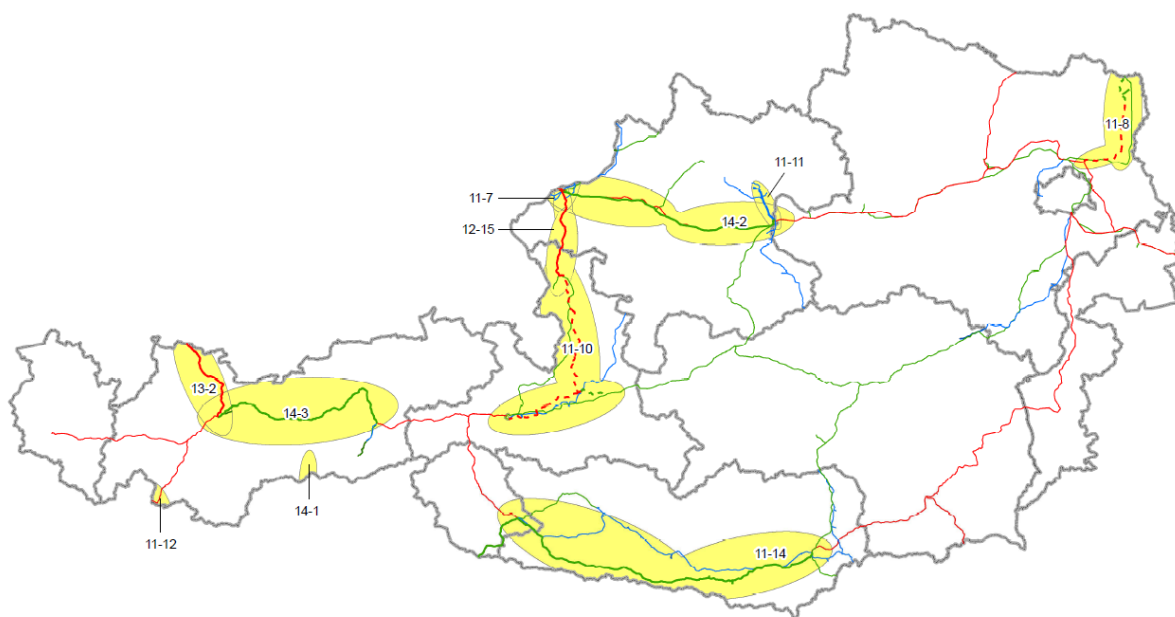


Abbildung 4-4: Überblick zu den Planungsräumen der Leitungsprojekte des NEP, referenziert mit den NEP-Nummern der jeweiligen Projekte; die großen Leitungsprojekte entsprechen den TOP-10-Netzausbauprojekten der APG (ohne Darstellungen für das Projekt 9 „Generalerneuerungen 220-kV-Leitungen“)

4.5 Detailbeschreibung der bereits genehmigten Projekte (NEP 2011-2019)

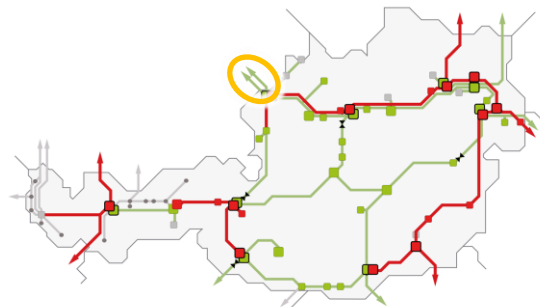
Die im gegenständlichen Kapitel dargestellten Projekte wurden bereits von ECA durch die entsprechenden Bescheide zu den folgenden Netzentwicklungsplänen genehmigt:

- 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

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: 2024 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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.</p> <p>Die beiden 220-kV-Leitungen von St. Peter nach Bayern/DE wurden bereits 1941 (Simbach/Altheim) bzw. 1966-69 (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</p> | | |



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

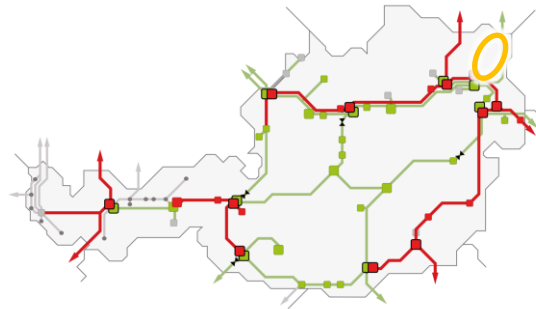
Die 380-kV-Deutschlandleitung erlaubt eine flexible, marktorientierte Interaktion von österreichischen Bilanzgruppen (inkl. Pumpspeicherkraftwerke) mit EE-Einspeisern und Kunden im Norden Europas. Zusätzlich erfolgt eine Steigerung der Versorgungs- und Systemsicherheit und durch die höhere Spannungsebene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

Weitere Projektinformationen

- positiver UVP-Bescheid in der ersten Instanz, Baubeginn für den Leitungsteil ist erfolgt
- ENTSO-E TYNDP 2018 Projekt 313 bzw. 187
- Deutschland Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019; P67 bzw. P112)
- Verzögerungen im Genehmigungsfortschritt auf deutscher Seite bzw. bei TenneT

4.5.2 Netzraum Weinviertel

| | | |
|--|---------------------|----------------------------------|
| Projektnummer: 11-8 | Netzebene: 1, 2 | Projektstatus: Umsetzungsprojekt |
| Spgs.ebene(n): 380/110 kV | Art: UW / Leitungen | GepI. IBN: 2022 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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). Mit Stand Ende 2017 waren im Weinviertel insgesamt Windkraftanlagen mit einer Leistung von rd. 880 MW am Netz. Basierend auf dem von der Niederösterreichischen Landesregierung entwickelten sektoralen Raumordnungsprogramm und Projektinformationen zufolge ist in den kommenden Jahren eine Steigerung auf eine Gesamtleistung von bis zu 1.500 MW zu erwarten (unter Annahme von z.B. Repowering bis zu 1.700 MW). 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.</p> <p>Projektbeschreibung und grundlegende Daten</p> <p>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.</p> <p>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.</p> | | |



Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

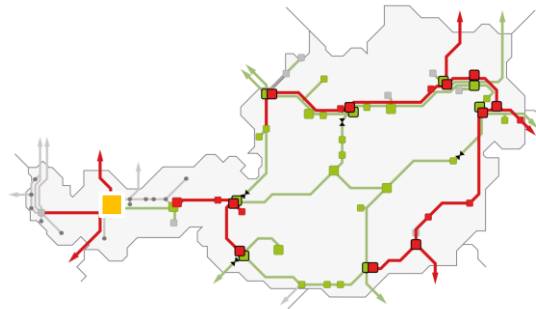
Die Übertragungskapazitäten im Weinviertel werden verstärkt, wodurch der Netzanschluss bzw. Netzzugang der geplanten Windkraftanlagen sowie anderer Erneuerbarer (z.B. PV) ermöglicht wird. Dies ist im Sinne der österreichischen und der europäischen Klima- und Energiestrategie. Darüber hinaus können durch die Netzverstärkung die erwarteten Verbrauchssteigerungen abgedeckt sowie die Versorgungssicherheit und -qualität im Weinviertel erhöht werden.

Weitere Projektinformationen

- ENTSO-E TYNDP 2018 Projekt 186
- Positiver UVP-Bescheid und rechtskräftiges BVwG-Erkenntnis
- Baubeginn ist Ende Q2/2019 erfolgt, Umsetzung verläuft planmäßig

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

| | | |
|---|--------------|---------------------------|
| Projektnummer: 11-9 | Netzebene: 1 | Projektstatus: Vorprojekt |
| Spgs.ebene(n): 380/220 kV | Art: UW | GepI. IBN: 2024/25 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>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.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • ENTSO-E TYNDP2018 Projekt 47 Investment 219 • Teil des Projektes PCI 2.1 • Projektabwicklung in Kombination mit der Generalerneuerung der 220-kV-Anlage, vgl. Projekt 19-7); Überlegungen zur Änderung des Transformatorenkonzeptes (statt zwei 380/220-kV-(Spar-)Transformatoren mit je 1.000 MVA voraussichtlich drei Voll-Transformatoren mit z.B. 850 MVA | | |



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: UW / Leitungen | Gepl. IBN: 2025 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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.</p>  <p>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.</p> <p>Aus energiewirtschaftlicher Sicht werden über die Salzburgleitung die im Süd-Westen gelegenen Speicherkraftwerke mit österreichischen und europäischen Windenergiestandorten sowie Verbraucherzentren verbunden.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> | | |

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:

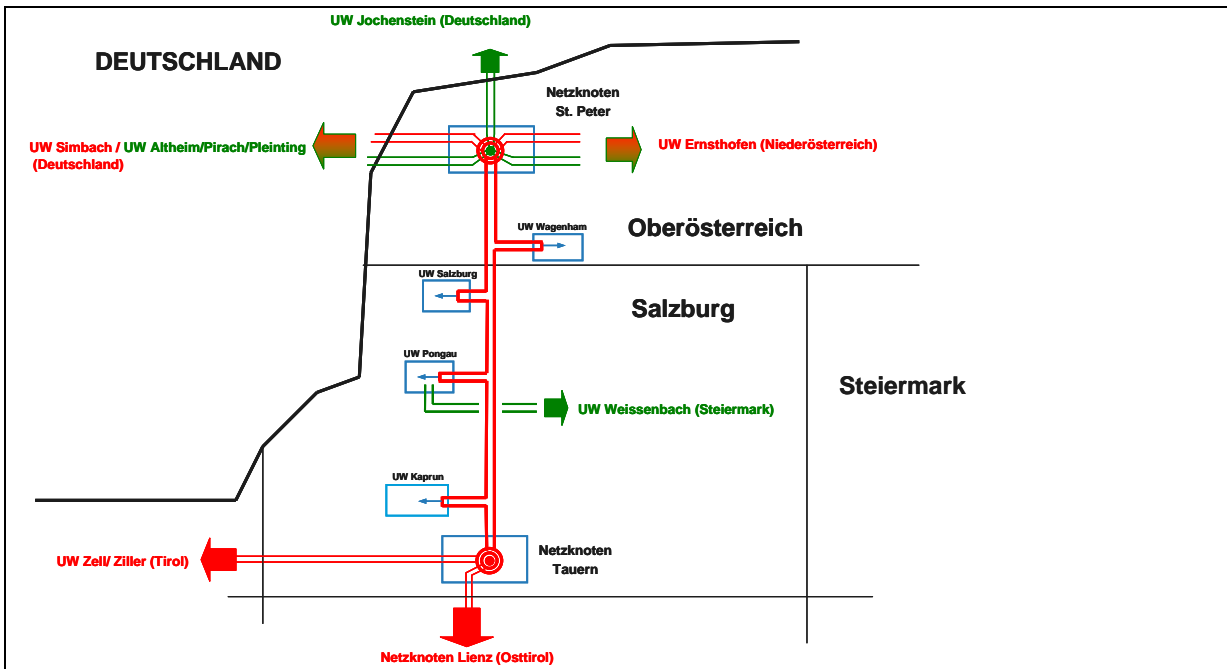
- UW Wagenham zur Anspeisung des Verteilernetzes der Netz OÖ
- UW Salzburg zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz GmbH im Großraum Salzburg
- UW Pongau zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz GmbH im Pongau
- UW Kaprun zur Anspeisung des Verteilernetzes der Salzburg Netz GmbH im Süd-Westen von Salzburg sowie zur direkten Anbindung des Kraftwerkes Kaprun an den 380-kV-Ring

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
- Leitungs koordinierung: 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 GmbH, 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 GmbH im Leitungs koordinierungsvertrag 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 im UW Pongau endet.

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



Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

- (n-1)-sicherer Transport der Leistungsflüsse infolge zukünftiger regenerativer Erzeugungsanlagen und Pumpspeicherkraftwerke sowie zu den Verbrauchszentren in Österreich.
- Reduktion von Engpassmanagement
- Durch die Einbindung von 380/110-kV-Umspannwerken für eine (n-1)-sichere Anbindung der Verteilernetze in Oberösterreich und Salzburg wird mit der Salzburgleitung die regionale Versorgungssicherheit verbessert und ein leistungsfähiger Zugang für Verbraucher und Kraftwerke im Verteilernetz zum europäischen Strommarkt ermöglicht.
- Über die Salzburgleitung werden die im Süd-Westen gelegenen Speicherkraftwerke mit österreichischen und europäischen EE-Standorten sowie Verbraucherzentren verbunden. Ohne die Salzburgleitung können neue Wasserkraftpotentiale (v.a. Pumpspeicherkraftwerke) nicht erschlossen sowie die Netzintegration der Windkraft und von EE nicht im erforderlichen Ausmaß bewerkstelligt werden.
- Durch die höhere Spannung und Übertragungskapazität werden die Verluste bei gleichen Transportmengen deutlich reduziert bzw. höhere Transportmengen ermöglicht.

Weitere Projektinformationen

- ENTSO-E TYNDP 2018 Projekt 312
- TEN-E Projekt (Projekte E217/6 und E256/09)
- PCI-Projekt 3.1.2

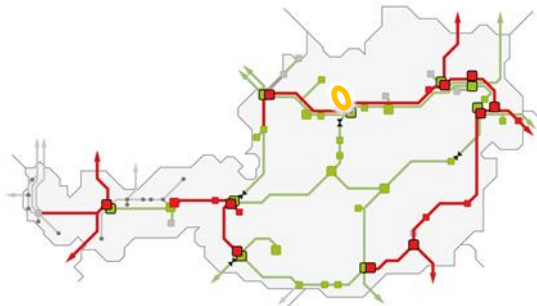
- Die Einreichung der UVE erfolgte bereits im September 2012, und nach Beeinspruchung des positiven UVP-Bescheides übergang das Verfahren an das Bundesverwaltungsgericht (BVwG) in Wien. Das BVwG hat mit Erkenntnis vom 05.03.2019 die Genehmigung des Projekts „380-kV-Salzburgleitung“ bestätigt.
- Aufgrund der herausragenden Bedeutung der 380-kV-Salzburgleitung und der Dringlichkeit des Projektes für die österreichische Netz- und Versorgungssicherheit wurde die, von Projektgegnern beantragte, aufschiebende Wirkung der Beschwerden vom BVwG abgewiesen. Derzeit laufen noch Verfahren bei den Höchstgerichten. Dazu hat auch E-Control verwiesen, wonach die Behörde davon ausgehe, dass APG alle erforderlichen Schritte unternehmen wird, um das Vorhaben 380-kV-Salzburgleitung so rasch wie möglich fertig zu stellen und in Betrieb zu nehmen; ein Zuwarten bis zu den höchstgerichtlichen Entscheidungen erscheine nicht vertretbar.
- In diesem Sinne hat APG über den Sommer 2019, unter Begleitung von umfangreichen Rechtsgutachten den Baubeschluss vorbereitet, im September 2019 getroffen und am 1.10.2019 mit der Errichtung der 380-kV-Salzburgleitung begonnen.
- 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

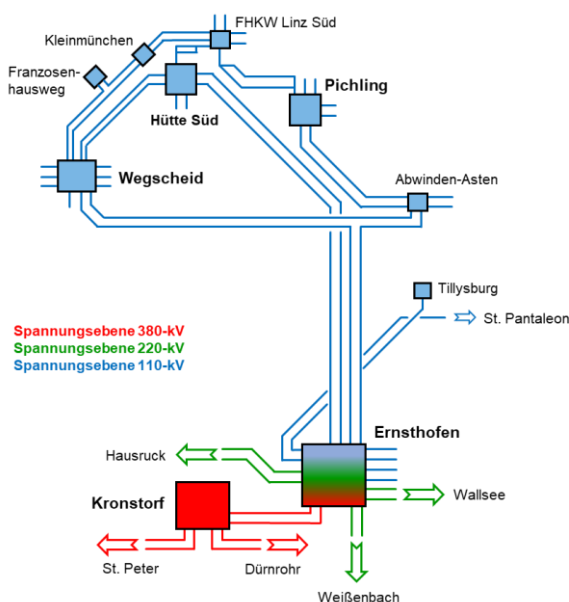
| | | |
|---------------------------|---------------------|---------------------------|
| Projektnummer: 11-11 | Netzebene: 1, 2, 3 | Projektstatus: Vorprojekt |
| Spgs.ebene(n): 220/110 kV | Art: UW / Leitungen | Gepl. IBN: 2026 - 2029 |

Auslöser und technische Notwendigkeit

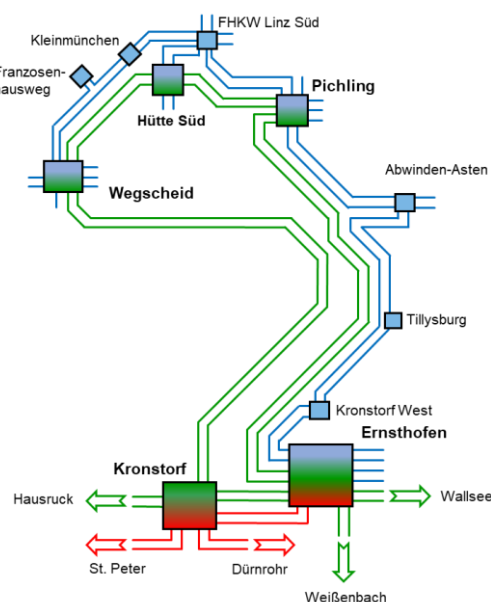
- Erreichen der (n-1)-Grenzen der 110-kV-Anspeisungen des Zentralraumes Oberösterreich (zweitgrößter Lastknoten in AT mit rd. 1 GW Leistungsbezug)
- Aufgrund hoher Kurzschlussleistungen in den Netzknoten bzw. Umspannwerken und um das 110-kV-Schutzkonzept weiterhin sicher und zuverlässig im Sinne höchster 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 Kraftwerkseinspeisungen
- Voraussetzung für die Realisierung weiterer 110-kV-Projekte entsprechend dem Stromnetz-Masterplan Oberösterreich 2028 (durch mögliche Teilnetzbildungen)



Projektbeschreibung und technische Daten



Ist-Ausbauzustand Zentralraum OÖ



Geplanter Ausbauzustand 2028/29

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 von zwei räumlich getrennten 220-kV-Anspeisetrassen in den Großraum Linz aus den APG-Netzknoten (380/220-kV) Ernsthofen und Kronstorf mit Ausbau von 220/110-kV-Umspannungen in den UW Pichling und Wegscheid; d.h. bis 2026/27 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.
- 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
- Leitungslänge: ca. 45 km mit großteils Nutzung bestehender Trassen
Übertragungsleistung: Erhöhung der Anspeisekapazität von derzeit rd. 1.100 MVA_{th} auf rd. 4.000 MVA_{th}

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

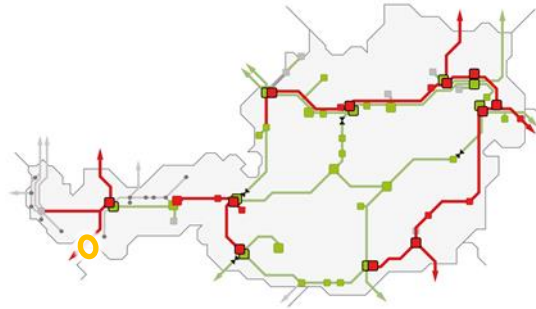
Weitere Projektinformationen

- Abgestimmtes netztechnisches Konzept der drei Netzbetreiber und Gemeinschaftsprojekt von APG, Netz OÖ und LINZ NETZ
- 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
- Der Start des UVP-Verfahrens ist für Herbst 2021 geplant

- TOP-Projekt des Stromnetz-Masterplan Oberösterreich 2028 „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

| | | |
|--|---------------------|---|
| Projektnummer: 11-12 | Netzebene: 1 | Projektstatus: Vorprojekt / Umsetzungsprojekt |
| Spgs.ebene(n): 380/220 kV | Art: UW / Leitungen | Gepl. IBN: 2023 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die derzeit bestehende Verbindungsleitung der APG zwischen Österreich (Lienz) und Italien (Soverzene) stammt aus dem Jahr 1952 und ist mit einer thermischen Grenzleistung von rd. 290 MVA 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.</p> <p>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.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Das Projekt von APG umfasst das 380/220-kV-Umspannwerk „Nauders“ inkl. PST-Transformator (220/220 kV) und eine einsystemige 220-kV-Verbindung bis zur Staatsgrenze am Reschenpass • 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 Glorenza <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Der Ausbau internationaler Verbindungsleitungen trägt wesentlich zur Versorgungssicherheit bei und kommt den europäischen Interessen nach (vgl. CEP). Es ergeben sich durch die zusätzliche Kuppelkapazität zwischen Österreich und Italien positive Effekte auf die verbundenen Strommärkte und die Marktintegration.</p> | | |

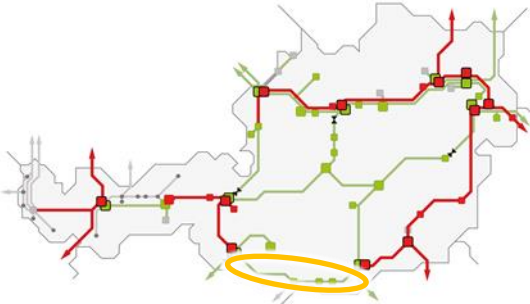


Weiters wird mit Realisierung der Netzabstützung für TINETZ die regionale Versorgungssicherheit im Verteilernetz bedeutend erhöht. Mit dem Reschenpassprojekt kann für den Zeitraum der nötigen Generalerneuerung der 220-kV-Leitung Lienz – Soverzene eine adäquate Marktkapazität nach Italien sichergestellt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

Weitere Projektinformationen

- ENTSO-E TYNDP 2018 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

4.5.7 Netzraum Kärnten

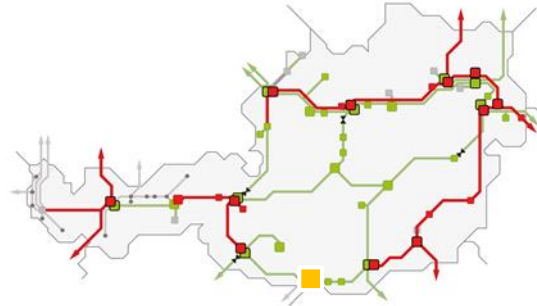
| | | |
|--|---------------------|-----------------------------------|
| Projektnummer: 11-14 | Netzebene: 1 | Projektstatus: Planungsüberlegung |
| Spgs.ebene(n): 380/110 kV | Art: UW / Leitungen | Gepl. IBN: 2030 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Österreich und Europa, Potentiale für zukünftige Pumpspeicherkraftwerke sowie die Interaktion mit den EE (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.</p>  | | |
| <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>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.</p> | | |
| <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • 380-kV-Ringschluss in Österreich • ENTSO-E TYNDP 2018 Projekt 325 Investment 1636 | | |

4.5.8 Neues UW Villach Süd: 220/110-kV-Netzabstützung – Kärnten Netz

| | | |
|---------------------------|-----------------|----------------------------------|
| Projektnummer: 11-23 | Netzebene: 1, 2 | Projektstatus: Umsetzungsprojekt |
| Spgs.ebene(n): 220/110 kV | Art: UW | Gepl. IBN: Q1/2021 |

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die Errichtung der 220/110-kV-Netzabstützung UW Villach Süd dient vorrangig der Beseitigung von Netzengpässen im 110-kV-Netz Kärnten und der Anpassung der 110-kV-Netzstruktur, die größtenteils im Zeitraum von 1960-1970 errichtet wurde, an die Anforderungen eines zeitgemäßen Stromversorgungsnetzes. Die Notwendigkeit wurde im wissenschaftlichen Gutachten vom



15.10.2010 über die „Begründung der netztechnischen Notwendigkeit einer Netzabstützung im Raum Villach“ der Technischen Universität Graz (Prof. Renner) dargelegt.

Projektbeschreibung und technische Daten

Die 220/110-kV-Netzabstützung erfolgt als zweissystemige Einschleifung in die 220-kV-Leitung Lienz – Obersielach und Umspannung mittels zweier 300 MVA-Transformatoren.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Einerseits werden damit die Erfordernisse zur Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit sowohl im 110-kV-Ostnetz als auch -Westnetz in Kärnten unter Berücksichtigung der Laststeigerungen und der geplanten Instandhaltungsarbeiten abgedeckt. Andererseits wird die Beseitigung bestehender netzbetrieblicher Einschränkungen (geringe Übertragungskapazität des 110-kV-Leitungszuges Landskron – Seebach – Siemens sowie Spannungshaltungsprobleme bei Nichtverfügbarkeit des 110-kV-Leitungszuges Seebach – Landskron) im Versorgungsbereich der Stadt Villach durch Schaffung einer leistungsstarken Anspeisung im Süden ermöglicht.

Weitere Projektinformationen

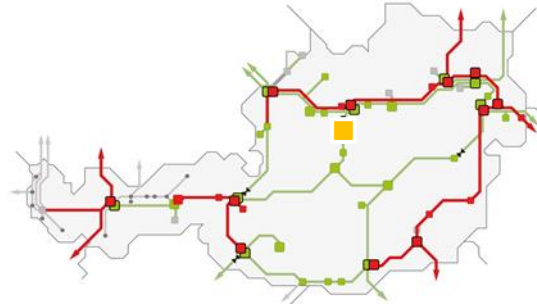
- Neues Umspannwerk (green field)
- Mitte Oktober 2015 erfolgte ein Baustopp seitens KNG wegen Erkenntnis des Verwaltungsgerichtshofes mit Aufhebung des UVP-Feststellungsbescheides und von Genehmigungsbescheiden der KNG. APG musste dadurch ebenfalls entsprechende Maßnahmen setzen. Die ursprünglich geplante IBN 2017 verzögert sich dadurch.
- Nach wiederholter Abwicklung der Rechtsverfahren seitens KNG liegen nun die Genehmigungen rechtskräftig vor, und es erfolgte die Wiederaufnahme der Errichtung im Herbst 2018. Gepl. IBN: KNG-Anlagen Ende 2020, APG-Anlagen: Q1/2021

4.5.9 Neues UW Molln: Energiespeicher Bernegger

| | | |
|-----------------------|--------------|-----------------------------------|
| Projektnummer: 11-24 | Netzebene: 1 | Projektstatus: Planungsüberlegung |
| Spgs.ebene(n): 220 kV | Art: UW | Gepl. IBN: 2025 |

Auslöser und technische Notwendigkeit

Herstellung des Netzanschlusses für die Einbindung des geplanten Wasserversorgerkraftwerk Pfaffenboden (Energiespeicher Bernegger) in das APG-Netz.



Projektbeschreibung u. techn. Daten

Das UW Molln wurde als zweiseitige Einschleifung in die 220-kV-Leitung Ernsthofen – Pyhrn/Weissenbach (Sys.Nr. 201B/202) 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

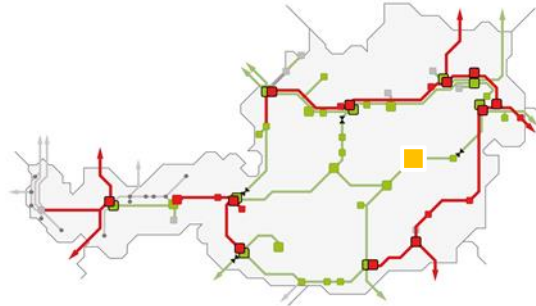
Vollumrichter kann vollflexibel und bedarfsorientiert der Einsatz im Pumpbetrieb (Energieaufnahme) oder im Turbinenbetrieb (Stromproduktion) erfolgen. Das Gesamtprojekt ist in der Lage, stabilisierend zu wirken und leistet somit einen wesentlichen Beitrag zur Stromversorgungssicherheit.

Weitere Projektinformationen

- Neues Umspannwerk (green field)
- Die 220-kV-Schaltanlage (Netzanschluss) wird als GIS-Anlage neu projektiert und wurde zur behördlichen Genehmigung eingereicht

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

| | | |
|--|-----------------|---------------------------|
| Projektnummer: 12-9 | Netzebene: 1, 2 | Projektstatus: Vorprojekt |
| Spgs.ebene(n): 220/110 kV | Art: UW | GepI. IBN: 2024/25 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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.</p> <p>Des Weiteren wurden von der Steiermärkischen Landesregierung im Sachprogramm „Windenergie“ entsprechende Eignungsflächen für die Errichtung von Windparks festgelegt. Einen Schwerpunkt bildet dabei das Mürztal zwischen Mürzzuschlag und Semmering, in dem hier 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.</p> <p>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.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Einbindung in die 220-kV-Doppelleitung Hessenberg – Ternitz und im Erstausbau Errichtung eines 220/110-kV-Umspanners mit der Baugröße von 300 MVA • Für den Endausbau wird ein zweiter Umspanner vorgesehen • 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 <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>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.</p> <p>Gleichzeitig können auch die derzeit bestehenden betrieblichen Einschränkungen in der Betriebsführung des 110-kV-Netzes mit einer Industrie- und einer Verbraucherschleife beseitigt</p> | | |

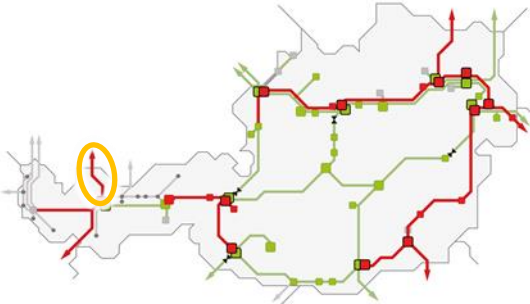


und damit eine deutliche Erhöhung in der Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des 110-kV-Netzbetriebes erreicht werden. Weiters stellt die Inbetriebnahme des UW Mürztal eine wesentliche Voraussetzung für den (n-1)-sicheren Energieabtransport der im Mürztal geplanten Windkraftherzeuger dar.

Weitere Projektinformationen

- Neues Umspannwerk (green field)
- Laufende Planungsgespräche APG/Energienetze Steiermark und Standortüberlegungen

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

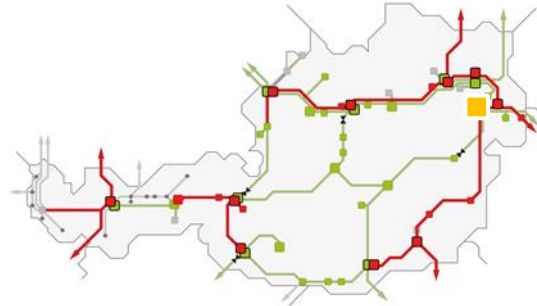
| | | |
|---|-------------------|-----------------------------------|
| Projektnummer: 13-2 | Netzebene: 1 | Projektstatus: Planungsüberlegung |
| Spgs.ebene(n): 380/220 kV | Art: UW / Leitung | Gepl. IBN: 2027 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Der sich durch den massiven Ausbau der 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.</p>  <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>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 (vgl. DE-NEP 2030, Version 2019, 2. Entwurf).</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>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).</p> <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • ENTSO-E TYNDP 2018 Projekt 47 Investment 689 • Deutschland Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019) Projekt P74 | | |

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

| | | |
|-----------------------|-------------------|---------------------------|
| Projektnummer: 13-6 | Netzebene: 1 | Projektstatus: Vorprojekt |
| Spgs.ebene(n): 380 kV | Art: UW / Leitung | GepI. IBN: 2022/2023 |

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 Kandlerstraße 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.

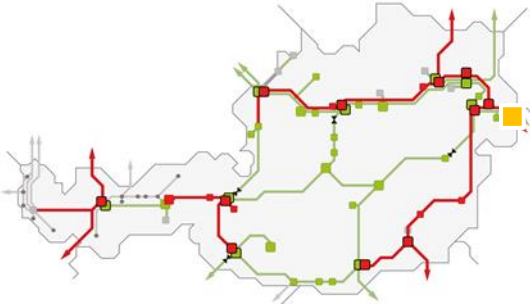
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

Gewährleistung des (n-1)-Kriteriums und damit Erhöhung der Versorgungssicherheit.

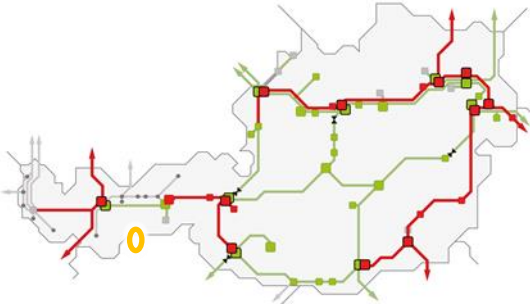
Weitere Projektinformationen

- 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 bzw. in Kombination mit der KS-Verstärkung der 380-kV-Anlage ab Herbst 2020 umgesetzt, vgl. 4.3.2 Pkt. q)

4.5.13 UW Zurndorf: Vierter 380/110-kV-Umspanner – Netz Burgenland

| | | |
|---|--------------|----------------------------------|
| Projektnummer: 13-9 | Netzebene: 2 | Projektstatus: Umsetzungsprojekt |
| Spgs.ebene(n): 380/110 kV | Art: UW | Gepl. IBN: 2020 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Zusätzlich zu den bereits installierten erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von rd. 1.290 MW (Stand Februar 2020) im Burgenland liegen beim Verteilernetzbetreiber Netz Burgenland Anfragen für Windkraftanlagen im Ausmaß von weiteren rd. 260 MW (Stand Februar 2020) vor. Netz Burgenland geht auf Basis von Gesprächen mit Windparkbetreibern und unter Berücksichtigung von Leistungserhöhungen im Zuge von Repowering-Maßnahmen von einem realistischen Potential von bis zu rd. 1.600 MW Windkraftgesamtleistung aus.</p> <p>Zur Aufnahme der künftig erzeugten Windenergie sind umfangreiche Erweiterungen bzw. Verstärkungen bei Burgenland-Netz 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.</p>  <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verschwenkung der 220-kV-Leitung Ri. Staatsgrenze/Győr im Bereich des Umspannwerkes zur Baufeldfreimachung • Errichtung eines vierten 380/110-kV-Umspanners mit 300 MVA • Einbindung in die bestehenden 380- und 110-kV-Schaltanlagen <p>Da diese Erweiterung bei den ursprünglichen Planungen mit drei Umspannern nicht vorgesehen war, sind Umbau- und Adaptierungsmaßnahmen nötig (inkl. Erweiterungen am Betriebsgebäude, der Sekundärtechnik und der Eigenbedarfsanlagen).</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Ermöglichung der Einspeisung von Windenergie und PV aus dem Verteilernetz der Netz Burgenland in das Übertragungsnetz der APG und somit Erfüllung des gesetzlichen Auftrags über die Integration von erneuerbaren Energieträgern.</p> <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Projekt in Umsetzung • Weiters werden Planungsüberlegungen für ein Langfrist-Konzept angestellt, um die Netzeinbindung der Windenergie im (Nord-)Burgenland und die 110-kV-Verteilernetzabstützung sicherzustellen; vgl. 4.3.2. Projekt r) | | |

4.5.14 110-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: 2020/21 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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.</p>  | | |
| <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>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.</p> | | |
| <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 | | |
| <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fertigstellung der Anlagen seitens TINETZ und TERNA geplant für 2020 • aktuell kommt es zu Verzögerungen durch Schwierigkeiten beim Trafotransport auf italienischer Seite, IBN dadurch voraussichtlich erst 2021 • Abschluss erforderlicher Verträge zwischen TERNA, APG und TINETZ | | |

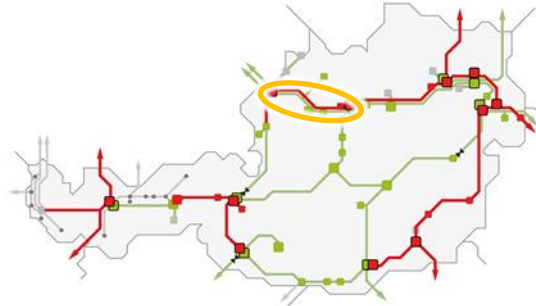
4.5.15 220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Generalerneuerung

| | | |
|-----------------------|-------------------|----------------------------------|
| Projektnummer: 14-2 | Netzebene: 1 | Projektstatus: Umsetzungsprojekt |
| Spgs.ebene(n): 220 kV | Art: Leitung / UW | Gepl. IBN: 2020 / 2023 |

Auslöser und technische Notwendigkeit

Die bestehende 220-kV-Leitung St. Peter – Hausruck – Ernsthofen (Systeme 203/204) wurde bereits im Jahr 1941 in Betrieb genommen. Altersbedingt sind umfangreiche Sanierungsmaßnahmen erforderlich.

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 Auslastungen der 220-kV-Leitung.



Projektbeschreibung und technische Daten

Auf Basis unterschiedlicher Szenarien wurden verschiedene Varianten für die 76 Jahre alte Leitung untersucht und gegenübergestellt. Da wesentliche Abschnitte den heutigen statischen Auslegungen von Leitungsmasten nicht entsprechen, erfolgen eine Generalerneuerung und die Auflage einer modernen Beseilung auf der 111 km langen Bestandsstrasse.

Für die dreijährige Bauzeit ist neben der Einspeisemöglichkeit des Donaukraftwerkes Aschach die Anspeisung von Netz OÖ im 220/110-kV-Umspannwerke Hausruck/Lambach sowie im 220-kV/Mspgs-UW Sattledt sicherzustellen. Dazu wird eine provisorische Anspeisung für das UW Hausruck aus der parallel verlaufenden 380-kV-Leitung St. Peter – Kronstorf errichtet. Um den Blindleistungsbedarf und adäquate Spannungsverhältnisse gewährleisten zu können, wurde eine 220-kV-Kondensatorbatterie mit 100 MVar im UW Hausruck errichtet.

Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

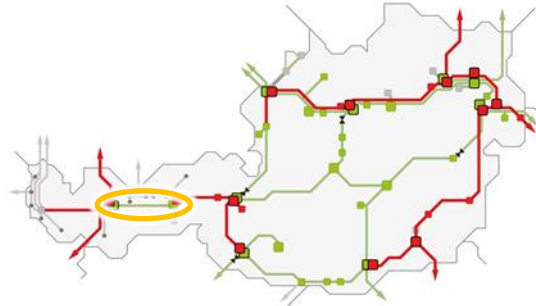
Mit der Generalerneuerung der 220-kV-Leitung St. Peter – Ernsthofen kann die Versorgungssicherheit und (n-1)-Sicherheit sowie zukünftig eine leistungsfähige Anbindung der Verteilernetze in Oberösterreich gewährleistet werden. Das Projekt stellt einen wesentlichen Beitrag für die Entwicklung des österreichischen Übertragungsnetzes dar und geht einher mit den aktuellen energiewirtschaftlichen Entwicklungen (z.B. Interaktion Windkraft mit Pumpspeicher und Lastzentren, Energieaustausch mit Deutschland etc.).

Weitere Projektinformationen

- Fertigstellung Leitungsseitig für Herbst 2020 geplant
- Nachfolgend Errichtung eines 220-kV-Schaltwerkes (SW) in Weibern (im Abzweigspunkt der dzt. Leitungseinschleifung KW Aschach) und dadurch Symmetrierung der Leistungsflüsse und Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und -Reserven; IBN SW Weibern: 2023

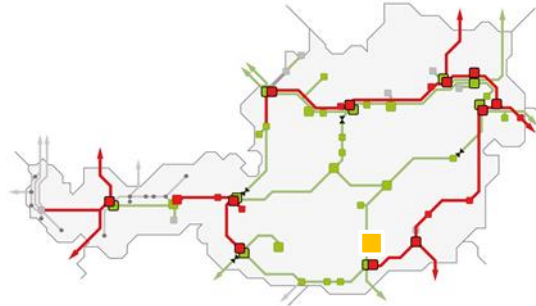
4.5.16 220-kV-Leitung Westtirol - Zell am Ziller (Netzraum Tirol)

| | | |
|---|--------------|-----------------------------------|
| Projektnummer: 14-3 | Netzebene: 1 | Projektstatus: Planungsüberlegung |
| Spgs.ebene(n): 220 kV | Art: Leitung | GepI. IBN: 2027 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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.</p> <p>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 zeigen auch hier Auswirkungen. Bei hohen Leistungstransporten in Ost-West-Richtung muss zeitweise die schwächere parallele 220-kV-Leitung von TINETZ geöffnet werden, um Überlastungen zu vermeiden, wodurch die Belastung der 220-kV-Leitung Westtirol – Zell/Ziller der APG steigt und zunehmend (n-1)-Verletzungen auftreten.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Untersuchung leitungsbautechnische Varianten zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheitsreserven.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Es werden wichtige Voraussetzungen geschaffen, um die Netzintegration der EE und die Entwicklung des europäischen Strommarktes zu unterstützen. Eine leistungsfähige Inntal-Achse bildet mit dem 380-kV-Ring und dessen Anbindungen an die Übertragungsnetze der Partner das APG-Zielnetz 2030 und die Grundlage der zukünftigen Versorgungssicherheit.</p> <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • ENTSO-E TYNDP 2018 Projekt 47 Investment 219 • PCI Projekt 3.1.4. | | |



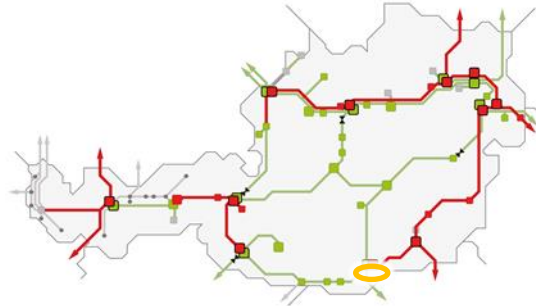
4.5.17 UW St. Andrä: Einbindung Windpark Koralpe

| | | |
|--|--------------|-----------------------------------|
| Projektnummer: 14-4 | Netzebene: 3 | Projektstatus: Planungsüberlegung |
| Spgs.ebene(n): 110 kV | Art: UW | GepI. IBN: 2024 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Herstellung eines Netzanschlusses im 110-kV-Umspannwerk St. Andrä der APG für die Netzanbindung eines Windparks mit einer Leistung von 19,8 MW am Standort Koralpe.</p> <p>Projektbeschreibung u. techn. Daten</p> <p>Das Kundenprojekt umfasst die Errichtung eines Windparks bestehend aus 8 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 19,8 MW am Standort Koralpe.</p> <p>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.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>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.</p> <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> Die Genehmigungen für den Windpark wurden im Februar 2014 bei der Kärntner Landesregierung beantragt. Aktuell (Jan. 2020) läuft noch immer das Feststellungsverfahren, ob das Projekt der Durchführung einer UVP unterliegt (nach Feststellung des Nichtvorliegens durch Amt d. Ktn. LREG im Sept. 2017 und Abweisung der Beschwerden beim BVwG nun Revision beim VwGH anhängig). | | |

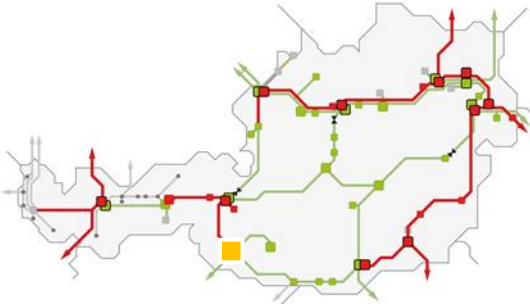


4.5.18 110-kV-Leitung Obersielach – Schwabeck (Anschluss Windkraft)

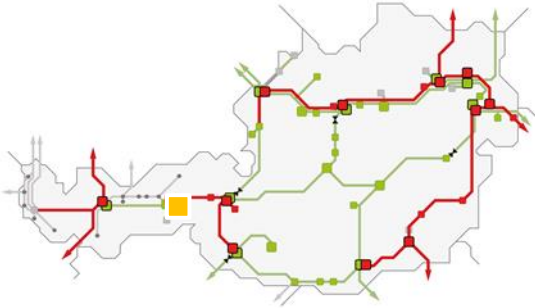
| | | |
|--|-----------------|-----------------------------------|
| Projektnummer: 14-5 | Netzebene: 3 | Projektstatus: Planungsüberlegung |
| Spgs.ebene(n): 110 kV | Art: UW/Leitung | Gepf. IBN: 2024 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Im Lavanttal sind Windkraftwerksprojekte mit einem Gesamtumfang von über 200 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.</p> | | |
| <p>Projektbeschreibung u. technische Daten</p> <p>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 werden gemeinsam mit KNG evaluiert.</p> | | |
| <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Ermöglichung der Einspeisung von Windenergie 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.</p> | | |
| <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Anfrage auf Netzanschluss bzw. Netznutzung durch mehrere Projektwerber bzw. KNG • Planungsgespräche mit KNG und den Projektwerbern • Zeitliche Verschiebungen der Windkraftprojekte (Genehmigungsverfahren) in der Vergangenheit | | |



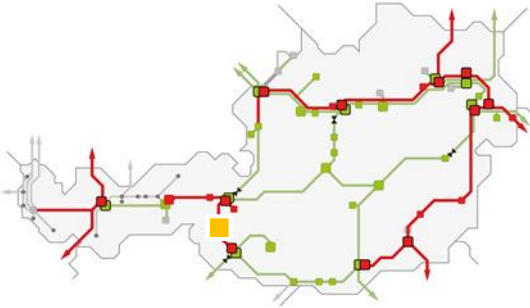
4.5.19 UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner

| | | |
|--|--------------|----------------------------------|
| Projektnummer: 15-3 | Netzebene: 1 | Projektstatus: Umsetzungsprojekt |
| Spgs.ebene(n): 380/220 kV | Art: UW | GepI. IBN: 2021 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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.</p>  <p>Zufolge von Ausbauten im APG-Netz (z.B. durch Kraftwerke, EE-Anlagen, Inbetriebnahme des PSP-KW Reißbeck II) 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) 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.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 der Windkraftanlagen mit den Pumpspeicherkraftwerken <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Projektumsetzung mit der Generalerneuerung der 220-kV-Anlage, vgl. 4.3.2. d) | | |

4.5.20 UW Gerlos/Zell-Ziller 2. 110/25(30)-kV-Umspanner – TINETZ

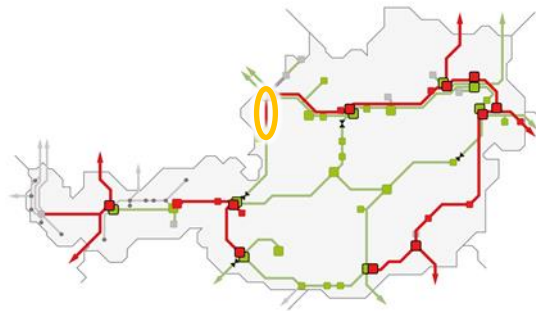
| | | |
|---|--------------|----------------------------------|
| Projektnummer: 16-1 | Netzebene: 3 | Projektstatus: Umsetzungsprojekt |
| Spgs.ebene(n): 110 kV | Art: UW | Gepl. IBN: 2020 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Aufgrund von Redundanzanfordernissen für den bestehenden 110/25(30)-kV-Umspanner bzw. umfangreichen Leistungssteigerungen im Zillertal inkl. der Seitentäler vor allem durch den Wintertourismus plant TINETZ im 110-kV-UW Zell-Ziller die Errichtung eines zweiten 110/25(30)-kV-Umspanners.</p>  | | |
| <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Errichtung eines zweiten 31,5(40)MVA-Umspanners im UW Zell-Ziller durch TINETZ und Anbindung an die gemeinsame 110-kV-GIS-Schaltanlage • Umsetzung erfolgt im Rahmen des Ersatzneubaus der 110-kV-Schaltanlage Zell-Ziller (vgl. 4.3.2. g)) | | |
| <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung der Versorgungssicherheit im Zillertal und im Gerlostal • Deckung der Leistungssteigerungen im Verteilernetz der TINETZ | | |
| <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • 110-kV-Netzabstützung UW Funsingau wurde von TINETZ bereits in Betrieb genommen • 110-kV-UW Zell-Ziller (Generalerneuerung): Baustart erfolgte im März 2018 • Teilinbetriebnahme 2019, Fertigstellung 2020 | | |

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

| | | |
|--|-----------------|---------------------------|
| Projektnummer: 16-4 | Netzebene: 1, 2 | Projektstatus: Vorprojekt |
| Spgs.ebene(n): 380/110 kV | Art: UW | GepI. IBN: 2023/24 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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 sensiblen Kunden 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 Holzportalarmen 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.</p>  <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 sowie 200 MVA Umspanner <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 erneuerbaren Energieträgern in das Verteilernetz (z.B. KWK) <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Neues Umspannwerk (green field), Genehmigungsverfahren ab Herbst 2020 | | |

4.5.22 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 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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.</p> <p>Die technische Notwendigkeit des Projektes besteht darin, den österreichischen 380-kV-Höchstspannungsring im nördlichen Bereich zu schließen sowie den Großraum um die Landeshauptstadt Salzburg und den Flachgau netztechnisch leistungsfähig anzubinden. Die Salzburgleitung wird im Erstausbau mit 220 kV betrieben und im Endausbau auf 380-kV-Betrieb umgestellt (vgl. Projekt 11-10).</p> <p>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.</p> <p>Der Baubeginn fand im August 2009 statt, die Inbetriebnahme des 220-kV-Betriebes wurde den Behörden Ende Jänner 2011 angezeigt.</p> <p>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.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Nachstehend dargestellte Ergänzungen sind ein Teil des Gesamtprojektes 380-kV-Salzburgleitung Abschnitt 1 NK St. Peter – UW Salzburg und die damit verbundenen Investitionen ein Teil der Gesamtinvestition. Die durchzuführenden Maßnahmen waren entweder von Beginn an geplant oder wurden durch Behördenauflagen zur Vervollständigung des Projektes gefordert.</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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)

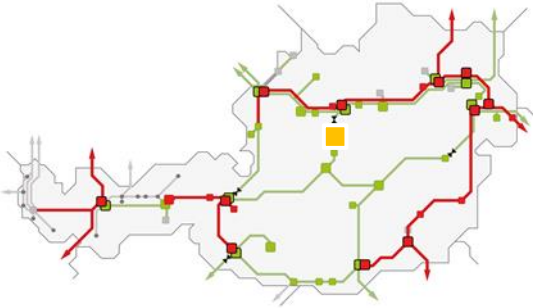
Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen

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.

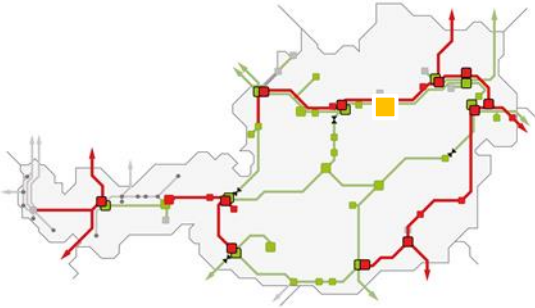
Weitere Projektinformationen

- Projekt ist rechtskräftig genehmigt und der Teilabnahmebescheid liegt vor
- Der erste Abschnitt des Projektes 380-kV-Salzburgleitung wurde im Rahmen der Langfristplanung 2008 vom BMWFJ inklusive der hier angeführten Maßnahmen genehmigt

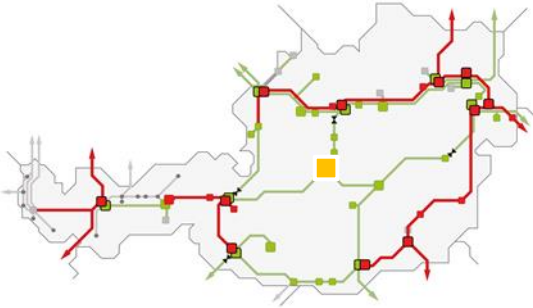
4.5.23 Neues UW Klaus: 220/30-kV-Netzabstützung – Netz OÖ

| | | |
|---|----------------|---------------------------|
| Projektnummer: 17-2 | Netzebene: 1,4 | Projektstatus: Vorprojekt |
| Spgs.ebene(n): 220/30 kV | Art: UW | Gepl. IBN: 2022/23 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Aufgrund der Ansiedelung leistungsintensiver Netzkunden, einer Steigerung der Last im Bereich Klaus, Steyrling und Molln, sowie steigender dezentraler Erzeugung besteht für das 30-kV-Verteilernetz der Netz OÖ Bedarf für eine zusätzliche Abstützung bzw. für eine Ertüchtigung der bestehenden Abstützung UW Klaus.</p> | | |
|  | | |
| <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Ertüchtigung der 220/30-kV-Netzabstützung von APG und Netz OÖ im UW Klaus:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Auflösung der 220-kV-Stichanbindung durch eine neue einsystemige 220-kV-Einschleifung in die 220-kV-Leitung Ernthofen – Weissenbach sowie Errichtung einer 220-kV-Schaltanlage durch APG • Errichtung zweier 220/30-kV-Umspanner (2 x 40 MVA) durch Netz OÖ | | |
| <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>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, Molln und Steyrling, sowie der Schigebiete Hinterstoder bis Windischgarsten ab. Darüber hinaus können die Ersatzversorgung des Umspannwerks Pyhrn bewerkstelligt und netzbetriebliche Verbesserungen bei 30-kV-Umschaltungen erreicht werden.</p> | | |
| <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Neues Umspannwerk (green field) | | |

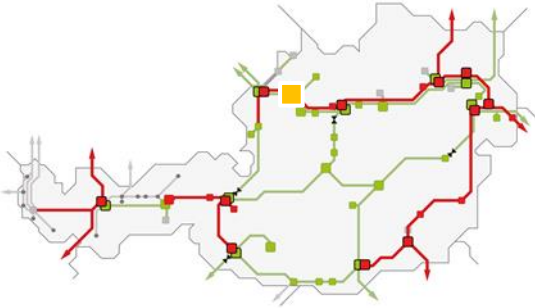
4.5.24 UW Ybbsfeld: 110-kV-Netzabstützung – Netz NÖ

| | | |
|--|----------------|-----------------------------------|
| Projektnummer: 18-2 | Netzebene: 2 | Projektstatus: Planungsüberlegung |
| Spgs.ebene(n): 220/110 kV | Art: Ausbau UW | Gepf. IBN: 2025 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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.</p>  <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 | | |

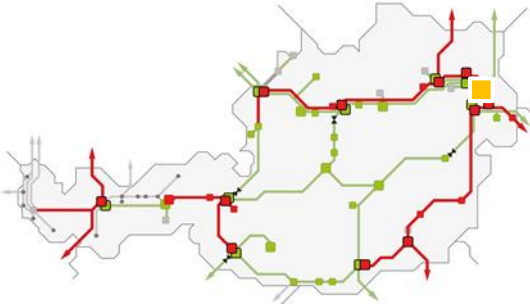
4.5.25 UW Weißenbach: 2. 220/110-kV-Umspanner – Energienetze Steiermark

| | | |
|---|--------------|-----------------------------------|
| Projektnummer: 18-3 | Netzebene: 2 | Projektstatus: Planungsüberlegung |
| Spgs.ebene(n): 220/110 kV | Art: UW | Gepl. IBN: 2024/25 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Der 220/110-kV-Reservetransformator im UW Weißenbach (RHU2, BJ. 1964)) weist ein Alter von über 55 Jahren auf und ist nurmehr bedingt einsatzbereit. Weiters hat der RHU2 nur die halbe Nennscheinleistung des RHU1 und kann nur manuell über das Schaltfeld des RHU1 mittels einer Verseilung betrieben werden. Dies zieht im Stör- oder Revisionsfall aus Sicht von Energienetze Steiermark eine unzureichend lange Nichtverfügbarkeit nach sich (ca. 12 h). In dieser Zeit wird der gesamte Raum des Ennstals über nur eine 110kV- Leitung aus Essling versorgt, was insbesondere im Winterhalbjahr mit den hohen Lasten der Tourismusregionen ein erhebliches Risiko darstellt. Auch in den Zeiten der maximalen Wasserkrafteinspeisung (April bis Juli) können die maximal zulässigen Spannungsgrenzen ohne einen Regelhauptumspanner (RHU) im UW Weißenbach im Ennstal nicht eingehalten werden.</p> | | |
|  | | |
| <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erneuerung und Ersatz des RHU2 im UW Weißenbach mit mind. 150 MVA • Einbindung in die bestehende 220-kV-Schaltanlage und Ausbau eines zweiten 220-Schaltfeldes durch APG • 110-kV-Anbindung durch EN | | |
| <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Herstellung der (n-1)-sicheren Abstützung im UW Weißenbach • Höhere betriebliche Flexibilität im 110-kV-Netzbetrieb • Erhöhung der Versorgungs- und Betriebssicherheit • Wesentliche Maßnahme zur Spannungshaltung im steirischen 110-kV-Netz | | |
| <p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • APG plant in den kommenden Jahren eine umfangreiche Generalerneuerung des UW Weißenbach, diese bildet eine Voraussetzung für die Errichtung des 2. Umspanners | | |

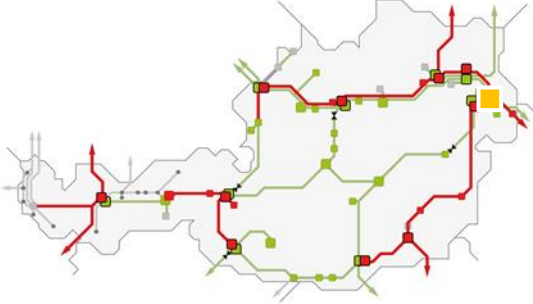
4.5.26 Neues UW Innkreis: 220/110-kV-Netzabstützung – Netz OÖ

| | | |
|---|-----------------------|-----------------------------------|
| Projektnummer: 18-4 | Netzebene: 1, 2 | Projektstatus: Planungsüberlegung |
| Spgs.ebene(n): 220/110 kV | Art: Neuerrichtung UW | Gepf. IBN: 2025 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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.</p>  | | |
| <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Neuerrichtung eines Umspannwerks mit 2-systemiger Leitungseinschleifung (Volleinbindung) • Umspannleistung: 4 x 300 MVA (im Endausbau) • Einbindung von bestehenden und neuen 110-kV-Leitungen von Netz OÖ | | |
| <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>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.</p> | | |
| <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Neues Umspannwerk (green field) • APG und Netz OÖ arbeiten an gemeinsamen Planungsüberlegungen für ein Gesamtkonzept der Netzabstützungen (Teilnetze) in Oberösterreich • Die Netzabstützung im Raum Ried ist im Stromnetz-Masterplan Oberösterreich 2028 gelistet und als Projekt mit besonderer Bedeutung für Oberösterreich angeführt | | |

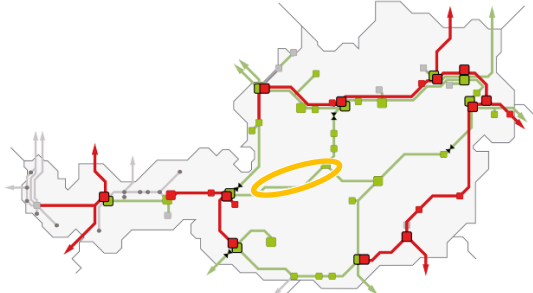
4.5.27 Neues UW Wien Ost: 380/110-kV-Netzabstützung – Wiener Netze

| | | |
|---|-----------------------|-----------------------------------|
| Projektnummer: 18-5 | Netzebene: 1, 2 | Projektstatus: Planungsüberlegung |
| Spgs.ebene(n): 380/110 kV | Art: Neuerrichtung UW | Gepl. IBN: 2024/25 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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.</p>  <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Errichtung eines neuen Umspannwerks im Raum Raasdorf • Errichtung eines 300 MVA-Umspanners <p>Für die im mittel- bzw. längerfristigen Zeithorizont geplante Netztrennung der 110-kV-Netzgruppe N der Wiener Netze werden entsprechende Platzreserven für die Errichtung weiterer Umspanner vorgesehen.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Mit der Errichtung eines UW zur Netzabstützung wird die Netzintegration der potentiellen Windparkprojekte im Raum östlich von Wien sichergestellt und die Laststeigerung (Verbrauch) ermöglicht. Durch die mögliche 110-kV-Netztrennung kann die Versorgungssicherheit langfristig sichergestellt werden.</p> <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Neues Umspannwerk (green field) • Laufende Planungsgespräche APG/Wiener Netze und Standortüberlegungen | | |

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

| | | |
|--|--------------|-----------------------------------|
| Projektnummer: 19-1 | Netzebene: 2 | Projektstatus: Planungsüberlegung |
| Spgs.ebene(n): 380/110 kV | Art: UW | GepI. IBN: 2024 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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. vormals #mission2030) 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.</p>  <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 und einer zweiten Kupplung sowie 3. Sammelschiene • Neuerrichtung eines Betriebsgebäudes <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>Weitere Projektinformationen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Planungsüberlegungen laufend | | |

4.5.29 Generalerneuerung 220-kV-Leitung (Tauern) Reitdorf – Weißenbach

| | | |
|--|--------------|---------------------------|
| Projektnummer: 19-2 | Netzebene: 1 | Projektstatus: Vorprojekt |
| Spgs.ebene(n): 220kV | Art: Leitung | Gepl. IBN: 2027 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>Die Leitung wurde im Jahr 1949 in Betrieb genommen und das fortschreitende Alter sowie die gestiegene Leitungsbelastung bedingen Erneuerungsmaßnahmen.</p> <p>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.</p>  <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Seiltausch auf der 220-kV-Leitung vom UW Tauern bis UW Weißenbach in 2021 zur Reduktion des Engpassmanagements (inkl. Kosten) für diese Leitung; dabei einsystemige Abschaltung • Generalerneuerung als 220-kV-Leitung vom Einbindepunkt der Salzburgleitung bei Reitdorf bis UW Weißenbach nach IBN der Salzburgleitung mit Auflage einer modernen Beseilung (bei der Generalerneuerung wird die Leitung abschnittsweise zweiseitig abgeschaltet) • Demontage des Leitungsabschnittes vom UW Tauern bis zum Einbindepunkt der Salzburgleitung bei Reitdorf bis Ende 2026 gemäß dem UVP-Bescheid der Salzburgleitung, d.h. auf diesem Abschnitt erfolgt keine Generalerneuerung <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>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 energiewirt-</p> | | |

schaftlichen Entwicklungen (z.B. Netzintegration der EE, neue Kundenanschlüsse für Industriebetriebe und Kraftwerksprojekte).

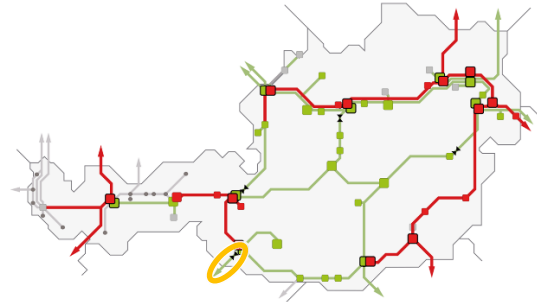
Die Generalerneuerung Reitdorf – UW Weißenbach bringt regional eine wesentliche Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und (n-1)-Betriebsreserven sowie eine Steigerung der Leistungsfähigkeit des APG-Übertagungsnetzes, v.a. aber für die Regionen steirisches Salzkammergut, Schladming-Dachstein und Gesäuse. Damit werden Möglichkeiten für nachhaltige Entwicklungen für Tourismus und Industrie/Gewerbe in diesen Regionen, 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 Aktivitäten für die Genehmigungsverfahren wurden gestartet

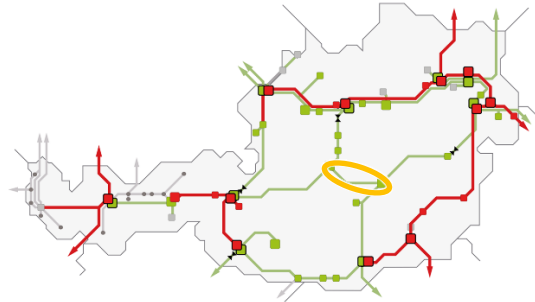
4.5.30 Generalerneuerung 220-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze IT

| | | |
|--|--------------|-----------------------------------|
| Projektnummer: 19-3 | Netzebene: 1 | Projektstatus: Planungsüberlegung |
| Spgs.ebene(n): 220kV | Art: Leitung | Gepl. IBN: 2027 |
| <p>Auslöser, Projektbeschreibung sowie netz- betrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Aufgrund des fortschreitenden Alters und des Betriebes der Leitung seit 1953 müssen Erneuerungsmaßnahmen gesetzt werden.</p> <p>Da sich an der bestehenden Leitung sowie an der norditalienischen Grenze hohe Netzbelastungen zeigen, werden derzeit in Abstimmung mit TERNA Maßnahmen für zukünftige Entwicklungen dieses Netzbereiches untersucht. Diese stehen auch im Einklang mit den übergeordneten europäischen Vorgaben (vgl. CEP). 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; gepl. IBN 2023) umzusetzen. Es wird eine Generalerneuerung der einsystemigen 220-kV-Leitung (System 261) mit der Auflage einer modernen Beseilung und eine Verstärkung des Phasenschieber-Transformators im UW Lienz vorgesehen.</p> <p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • Abgestimmtes Konzept für die Generalerneuerung der Leitung mit dem italienischen Partner-TSO TERNA | | |

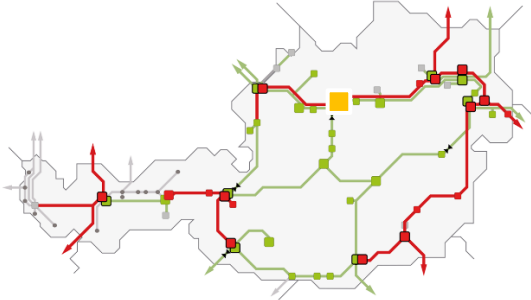


4.5.31 Generalsanierung 220-kV-Leitung Weißenbach – Hessenberg

| | | |
|---|--------------|-----------------------------------|
| Projektnummer: 19-4 | Netzebene: 1 | Projektstatus: Planungsüberlegung |
| Spgs.ebene(n): 220kV | Art: Leitung | GepI. IBN: 2028/29 |
| <p>Auslöser, Projektbeschreibung sowie netz- betrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>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.</p> <p>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 (inkl. der Substituierung von fossilen Energieträgern durch Strom aus EE) werden zukünftig ein leistungsfähiges Stromnetz erfordern.</p> <p>Im Rahmen der Erneuerungsstrategie für das innerösterreichische 220-kV-Netz, vgl. auch TOP-10-Netzausbauprojekte der APG „Projekt 9“ (220-kV-Leitungen) in Abschnitt 3.1.6, ist eine Generalsanierung der 220-kV-Leitung (Systeme 223/224) UW Weißenbach – UW Hessenberg vorgesehen. Die Generalsanierung bringt regional eine Erhöhung der (n-1)-Sicherheit und (n-1)-Betriebsreserven im APG-Netz. Weiters eröffnet sie neue Möglichkeiten im Zusammenhang mit den aktuellen energiewirtschaftlichen Entwicklungen (z.B. Netzintegration der EE, neue Netzabstützungen für die Verteilernetzbetreiber, Kundenanschlüsse für Industriebetriebe und Kraftwerksprojekte).</p> <p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> Planungsüberlegungen und Analyse des Trassenraumes | | |

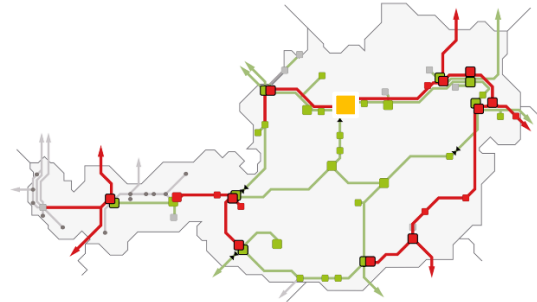


4.5.32 Generalerneuerung 110-kV-Anlage Ernsthofen

| | | |
|--|--------------|----------------------------------|
| Projektnummer: 19-5 | Netzebene: 3 | Projektstatus: Umsetzungsprojekt |
| Spgs.ebene(n): 110 kV | Art: UW | GepI. IBN: 2022 |
| <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>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 22 Bauabschnitten in vier Haupt-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.</p>  | | |
| <p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • ortsgleiche Generalerneuerung der 110-kV-Schaltanlage unter Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebes • Umsetzung läuft planmäßig (2018 – 2022/23) | | |

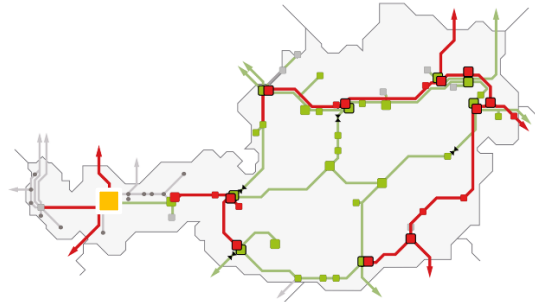
4.5.33 Generalerneuerung 220-kV-Anlage Ernsthofen

| | | |
|---|--------------|---------------------------|
| Projektnummer: 19-6 | Netzebene: 1 | Projektstatus: Vorprojekt |
| Spgs.ebene(n): 220 kV | Art: UW | GepI. IBN: 2028/29 |
| <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>Vorbereitend für das NEP-Projekt 11-11 (Zentralraum Oberösterreich) wird die Generalerneuerung der 220-kV-Anlage im UW Ernsthofen geplant. Auslöser dafür sind insbesondere</p> <ul style="list-style-type: none"> • Grenzen der KS-Festigkeit • Probleme mit den Fundamenten bei Portalen und Gerätstehern aufgrund mangelnder Bodenfestigkeit • Alter und Erreichen des Endes der Lebensdauer von Anlagenkomponenten • mangelnde Reserveteilverfügbarkeit bei Schaltgeräten • nötige Erhöhung der Sammelschienen- und Abzweigsströme sowie der Kurzschlussfestigkeit | | |
| <p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • ortsgleiche Generalerneuerung der 220-kV-Schaltanlage (AIS) unter Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebes • Ersatzneubaukonzept in Ausarbeitung im Rahmen des Vorprojektes • Aufstellung eines zweiten Phasenschiebertransformators zur Erhöhung der (n-1)-Sicherheit im inner-österreichischen 220-kV-Netz bzw. auf den 220-kV-Leitungen Richtung Weißenbach bzw. Ybbsfeld • Einsatz von mobilen 220-kV-Schaltcontainern zur Reduktion der Abschalt- und Umbauzeiten in Entwicklung | | |



4.5.34 Generalerneuerung 220-kV-Anlage Westtirol

| | | |
|---|--------------|-----------------------------------|
| Projektnummer: 19-7 | Netzebene: 1 | Projektstatus: Planungsüberlegung |
| Spgs.ebene(n): 220 kV | Art: UW | GepI. IBN: 2026 |
| <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>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 380/220kV-Transformators (NEP-Projekt 11-9), Kraftwerksprojekte, Umstellung von Leitungssystemen auf 380kV, Reschenpass-Projekt) die Generalerneuerung der 220-kV-Anlage im UW Westtirol. Dabei erfolgen auch Ertüchtigungen und ein Ausbau der 380-kV-Anlage.</p> <p>Die Ausbauten und Ertüchtigungen im UW Westtirol – dem wesentlichen APG-Netzknoten im Westen Österreichs – stellen die Grundlage bzw. in Kombination mit z.B. NEP-Projekt 14-3 (220-kV-Leitung Westtirol – Zell am Ziller (Netzraum Tirol)) die Basis für die Steigerung der Leistungsfähigkeit des APG-Netzes in West-Österreich dar.</p> <p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • ortsgleiche Generalerneuerung der 220-kV-Anlage unter Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebes • Überlegungen zur Änderung des Transformatorenkonzeptes (statt zwei 380/220-kV- (Spar-)Transformatoren mit je 1.000 MVA voraussichtlich drei Voll-Transformatoren mit z.B. 850 MVA) | | |

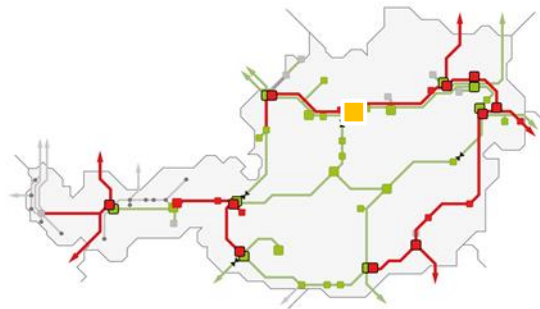


4.6 Detailbeschreibung der zur Genehmigung eingereichten Projekte (NEP 2020)

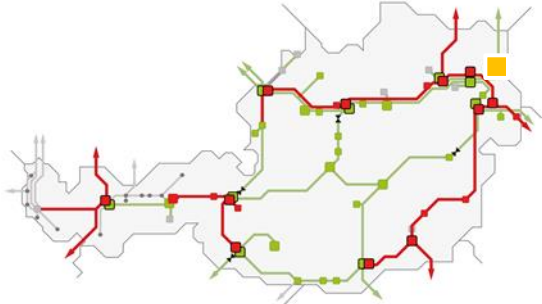
Wie in Abschnitt 4.3.4 beschrieben, forciert APG neben den Netzausbauten und Erweiterungsinvestitionen in der 380/220-kV-Netzebene (TYNDP-Projekte) zunehmend Betriebsinvestitionen und Anlagenertüchtigungen. Die Erhaltung und Steigerung der Leistungsfähigkeit des Bestandsnetzes (z.B. KS-Ertüchtigungen) sowie der 380/220-kV-Netzebene bilden eine Grundlage für weitere Netzanschlüsse 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.

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

| | | |
|---|--------------|---------------------------|
| Projektnummer: 20-1 | Netzebene: 2 | Projektstatus: Vorprojekt |
| Spgs.ebene(n): 220/110 kV | Art: UW | Gepl. IBN: 2023 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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“.</p> <p>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.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Umsetzung mit der Generalerneuerung der 220-kV-Schaltanlage (siehe Projekt 19-6) • Errichtung eines 6. 220/110-kV-Umspanners mit 300 MVA <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aufrechthaltung der Versorgungssicherheit während der Generalerneuerung der Schaltanlage und in der Umbauphase • Erhöhung der Anschlussleistung von Netz OÖ zur Versorgung zusätzlicher Kunden nach Abschluss der Generalerneuerung • Anfrage zur Leistungserhöhung an der Übergabestelle von Netz Oberösterreich | | |



4.6.2 Neues UW Prottes: 380/110-kV-Netzabstützung – Netz NÖ

| | | |
|--|-----------------|-----------------------------------|
| Projektnummer: 20-2 | Netzebene: 1, 2 | Projektstatus: Planungsüberlegung |
| Spgs.ebene(n): 380/110 kV | Art: UW | Gepl. IBN: 2026/2027 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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, bzw. vgl. auch vormals #mission2030) ist von einem zusätzlichen 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.</p>  | | |
| <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Errichtung einer 380-kV-Anlage und Einbindung in die 380-kV-Weinviertelleitung • Errichtung von zwei 380/110-kV-Umspannern mit je 300 MVA im Erstausbau • Errichtung einer 110-kV-Anlage durch Netz NÖ | | |
| <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Erhalt der Versorgungsqualität und der (n-1)-Sicherheit im 110-kV-Netz bei steigender Netzlast und Ermöglichung der Rücklieferung von WKA/PV-Leistung in Kombination mit anderen Übergabestellen (UW Zaya und UW Bisamberg) bis zu einer Leistung von 2.000 MW im Weinviertel.</p> | | |
| <p>Weitere Statusdetails</p> <ul style="list-style-type: none"> • Laufende Abstimmungs- und Planungsgespräche APG / Netz NÖ und mit EE-Planern bzw. Betreibern (v.a. Windkraft und auch PV) • Anfrage zur Errichtung einer Übergabestelle von Netz Niederösterreich | | |

5 Informationen über zukünftige Projekte

5.1 Kundenprojekte (Netzanschlussprojekte)

Für die im Folgenden aufgelisteten **Netzanschlussprojekte von Kunden** liegen die im Punkt 1.3 definierten Voraussetzungen zur Aufnahme in den Netzentwicklungsplan noch nicht vor. Um ein vollständiges Bild des weiteren Netzausbaus bzw. der weiteren Entwicklungen zu bieten, werden diese Projekte angeführt, jedoch nicht zur NEP-Genehmigung eingereicht. Diese Projekte werden bei Vorliegen eines entsprechenden Projektfortschrittes in zukünftigen Jahres-Versionen des Netzentwicklungsplans zur Genehmigung eingereicht.

| Informationen über zukünftige Projekte |
|---|
| UW Reißbeck: 110-kV-Netzanschluss Effizienzsteigerungsanlage Reißbeck II Plus |
| Einbindung Merchant Line Würmlach (AT) - Somplago (IT) TYNDP Projekt 1380 |
| Netzanschluss PSKW Limberg III / Schaufelberg (380 kV) |
| UW Zell/Ziller: 220-kV-Netzanschluss KW Gerlos |
| Erweiterung KW Mayrhofen/Zillertal |
| Netzanschluss PSKW Koralm |
| Netzanschluss Pumpspeicher St. Georgen |
| UW Prutz: 380/220-kV-Umspannwerk/Ausbau KW Kaunertal 2 |

Tabelle 7: Informationen über zukünftige (Kunden-)Projekte

5.2 Weitere Entwicklung des APG-Übertragungsnetzes (Netzprojekte)

Im Rahmen des Regierungsprogramms der Bundesregierung sowie des in Ausarbeitung befindlichen EAG ist es für die Erreichung der Klimaschutzziele nötig die erneuerbaren Energieträger (EE) massiv weiter auszubauen (vgl. Abschnitt 2.3). **Abhängig von der Umsetzungsgeschwindigkeit und den tatsächlichen Einspeiseleistungen (inkl. der räumlichen Verteilung und den Standorten) die in das Netz zu integrieren sind, werden weitere Netzausbauten bei APG ausgelöst.** Dabei werden auch Einflüsse auf das Übertragungsnetz durch kumulierte Effekte aus den Verteilernetzen durch z.B. den Ausbau der Photovoltaik und die großflächige Einführung von E-Mobilität etc. erwartet.

Es wird abschließend darauf hingewiesen, dass die **im APG-NEP 2020 angeführten Projekte und Netzausbauten noch NICHT vollständig mit den erwarteten Zielzahlen (Einspeiseleistungen) und Szenarien der Erneuerbaren** gemäß den noch nicht final bekannten Dokumenten (insbesondere EAG basierend auf NEKP und vormals #mission2030 inkl. der finalen EE-Ausbauleistungen) **in Übereinstimmung gebracht wurden.** Diesbezügliche Untersuchungen laufen aktuell im Rahmen des TYNDP-Prozesses 2020 und bei APG, und **die entsprechenden Ergebnisse sowie weitere nötige Netzausbauten werden in die Netzentwicklungspläne 2021ff aufgenommen (!).**

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 Realisierungsdauer 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 Rechtliche Risiken (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 Projektabbruches angefallenen Kosten eines eingereichten Projektes zu aktivieren und sofort abzuschreiben. Dadurch ergibt sich in der Gewinn- und Verlustrechnung ein hoher Aufwand, 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.

- **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.

- **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 sowie Behördenauflagen dar.

- **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.

6.2 Risiken im Zuge der Projektumsetzung

- **Entwicklung der Rohstoffpreise**

Einen wesentlichen Unsicherheitsfaktor stellt die Entwicklung der Rohstoffpreise dar. Insbesondere wirkt sich eine Veränderung der Stahl-, Aluminium- und Kupferpreise auf die Netzausbaukosten aus. Zur Veranschaulichung der Rohstoffpreisvolatilität ist die Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise sowie auch des Baukostenindex im Zeitraum 2016 bis 2020 in Abbildung 6-1 dargestellt.

- **Planungsänderungen bei Projektpartnern**

Auslöser für Netzanschluss- bzw. Netzkoooperationsprojekte liegen in den lokalen bzw. regionalen Bedürfnissen der Marktteilnehmer (Netzabstützungen von Verteilernetzen, Netzanschlüsse von Kraftwerken, etc.). Daher hängt die Umsetzung in erster Linie von den Planungen der Marktteilnehmer ab, womit sich Änderungen der Projektpartner direkt auf die Umsetzung der Projekte auswirken.

- **Lieferantenrisiko**

Die Auslastungen von Planungsfirmen sowie Liefer- und Montagefirmen zum Bestellzeitpunkt stellen eine schwer abschätzbare Komponente dar. Die steigende Investitionstätigkeit von Netzbetreibern (national und international) führt zu Kapazitätsengpässen, die folglich zu Preissteigerungen oder dem (gänzlichen) Wegfall von Anbietern führen. Neben reinen Preiserhöhungen entstehen durch Produktionsengpässe auch Verlängerungen der Lieferzeiten, die wiederum Folgekosten verursachen. Die Erfahrungen aus aktuellen Projekten und Marktbeobachtungen bestätigen das Risiko von auslastungsbedingten Preissteigerungen. Zusätzlich besteht auch das Risiko, dass die Lieferungen/Leistungen oder Lieferanten gänzlich ausfallen (Bsp. Insolvenz Alpine).

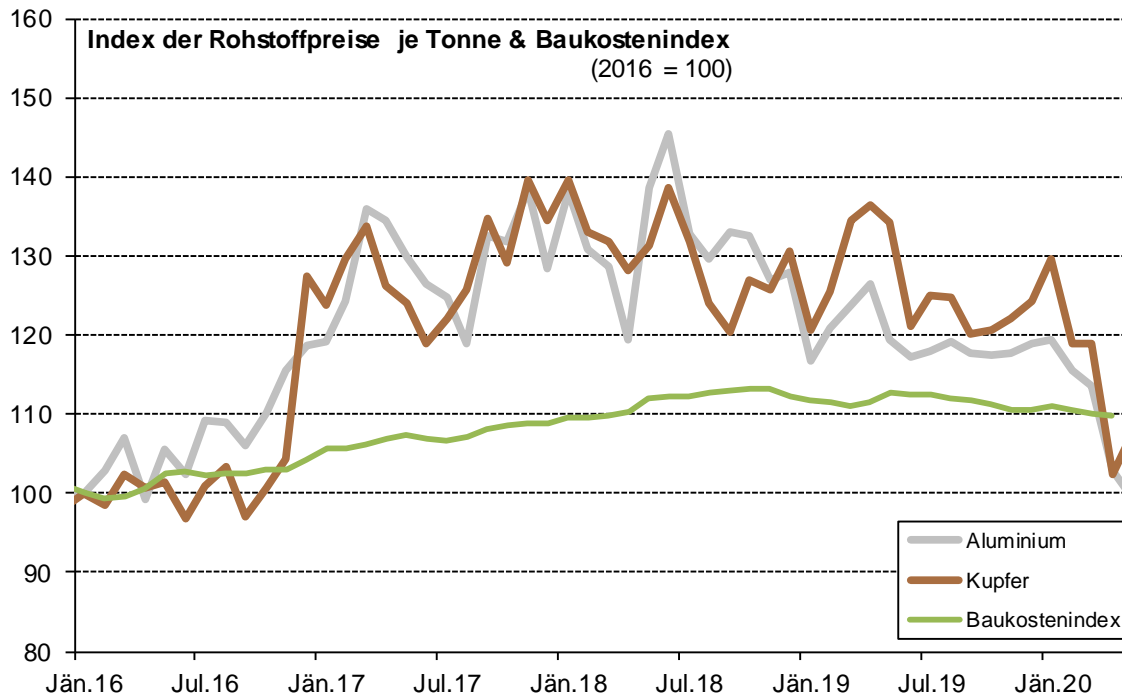


Abbildung 6-1: Entwicklung der Aluminium- und Kupferpreise sowie Baukostenindex 2015 bis 2019 (Quelle: www.finanzen.net & Statistik Austria)

- **Baugrundrisiko**

Vor Baubeginn werden Stichproben und „Schürfe“ des Bodens genommen, um die Beschaffenheit des Untergrundes zu evaluieren. Trotz der Entnahme der Stichproben an verschiedensten Stellen besteht das Risiko, dass mehr Untergrund als geplant verbessert oder ausgetauscht werden muss, wodurch Mehrkosten und Terminverschiebungen entstehen. Zusätzliche Risiken liegen aufgrund der sehr hohen Transportgewichte bei Transformatoren vor, auch hier können Mehraufwendungen entstehen.

- **Abschaltungen**

Die Stromversorgung Österreichs muss trotz Arbeiten an den Anlagen (Instandhaltung, Erneuerungen/Verstärkungen, Ausbauten etc.) immer gewährleistet sein. Aus diesem Grund bedarf es einer umfangreichen Abstimmung der Abschaltungen von Leitungen bzw. in den Schaltanlagen im APG-Netz sowie mit den nationalen und internationalen Netzpartnern. Können geplante Abschaltungen – wie z.B. immer öfter durch hohe Netzbelastungen oder kritische Netzsituationen – nicht durchgeführt werden, kann dies zu Projektverzögerungen und Kostensteigerungen führen (z.B. durch die notwendige Errichtung von umfangreichen Provisorien oder nötigem Engpassmanagement inkl. Kosten).

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 ebenso wie projektspezifische Detailinformationen. Um dies durchführen und gewährleisten zu können, müssen verstärkt personelle und finanzielle Ressourcen bei APG für die Projekte, den Netzausbau und die zugehörige 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.

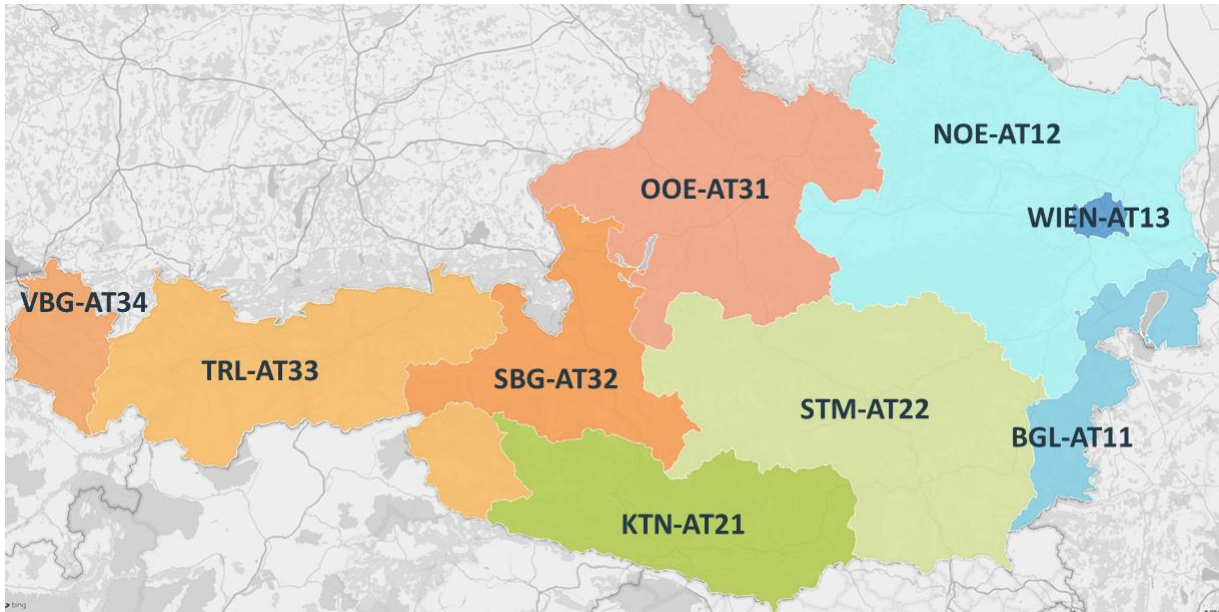


Abbildung A.1: Übersicht NUTS 2 Bundesländer

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.

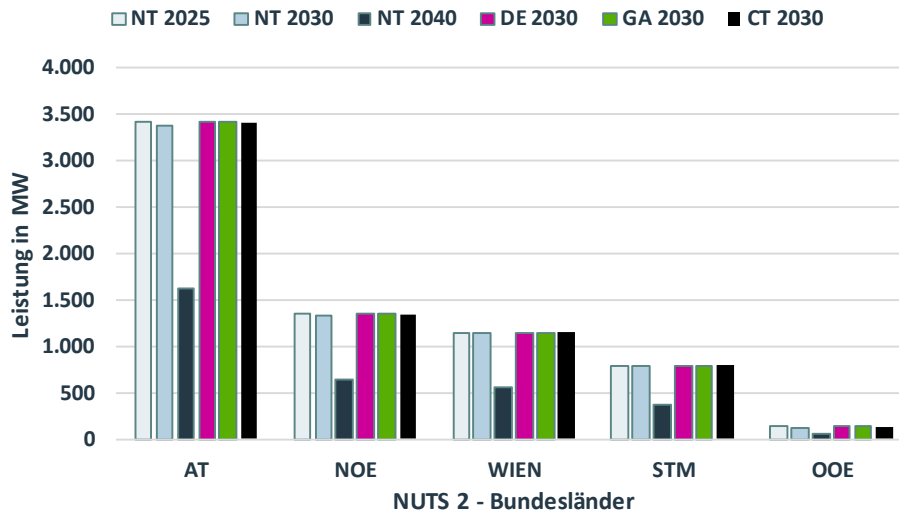


Abbildung A.2: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Erdgas

| Szenario [MW] TYNDP 2020 | AT00 | AT12 | AT13 | AT22 | AT31 |
|-----------------------------|-------|-------|-------|------|------|
| | AT | NOE | WIEN | STM | 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.

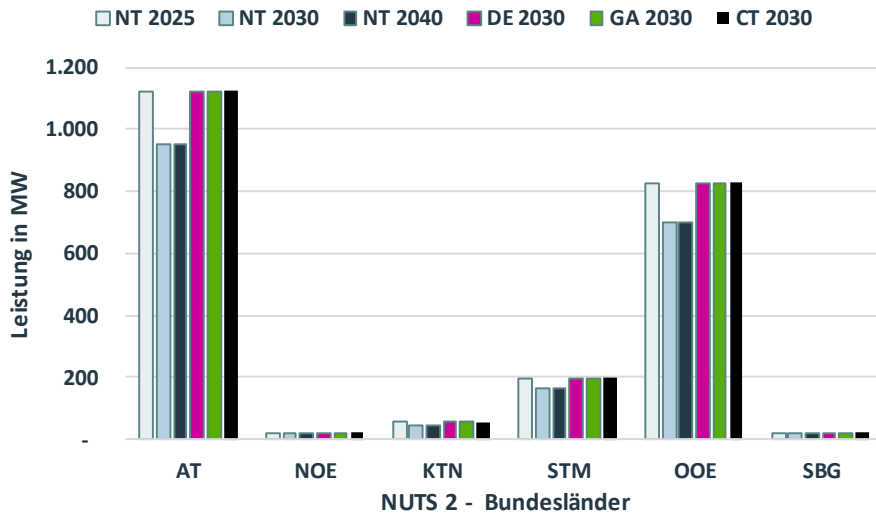


Abbildung A.4: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Andere Fossile

| Szenario [MW] | AT00 | AT12 | AT21 | AT22 | AT31 | AT32 |
|---------------|-------|------|------|------|------|------|
| TYNDP 2020 | AT | NOE | KTN | STM | OOE | 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 (vormals #mission 2030) und dem österreichischen Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) ist hierfür aktuell insbesondere für Wind und PV eine Studie von EEG / TU-Wien „Stromzukunft Österreich 2030“⁷ 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>

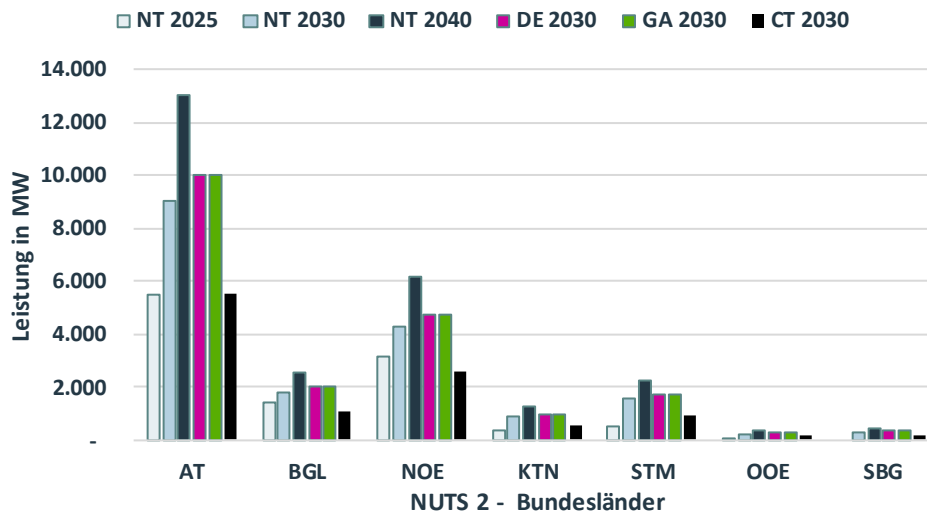


Abbildung A.5: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Windkraft

| 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

⁷ 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“⁸ 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)

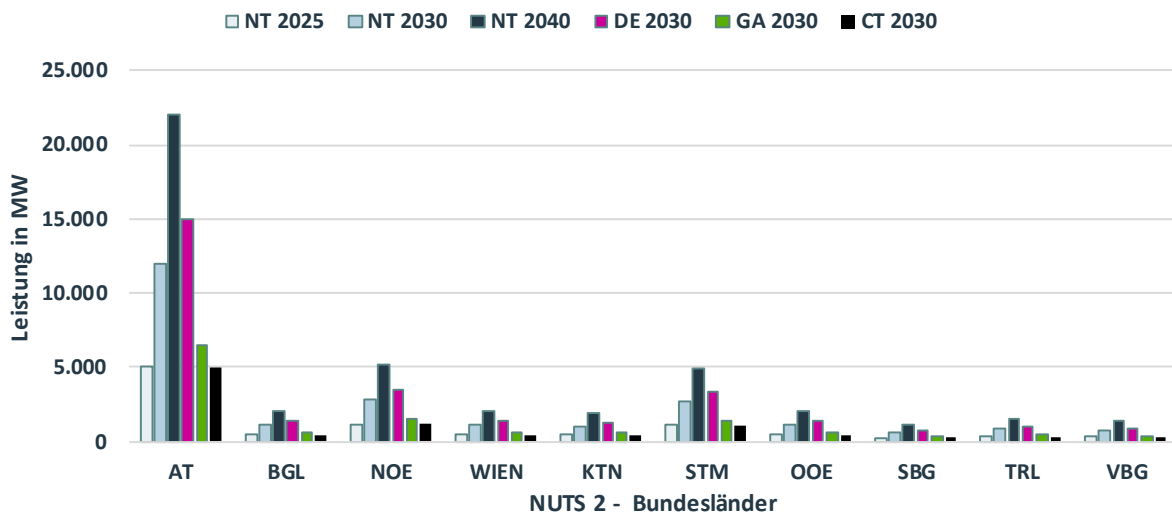


Abbildung A.6: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für PV

| 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

⁸ 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-Holzskraft, 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.

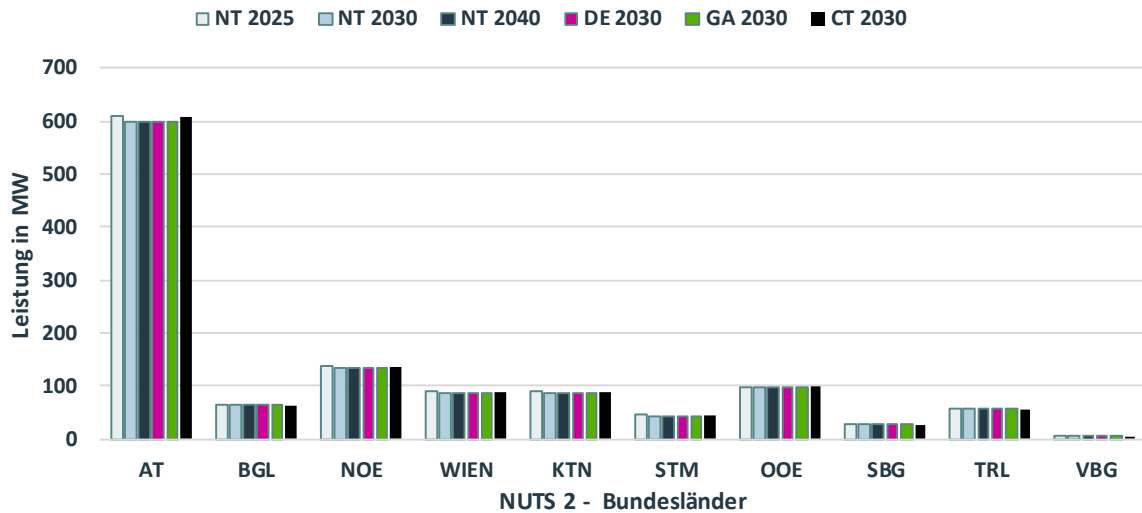


Abbildung A.7: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Andere Erneuerbare

| Szenario [MW] | AT00 AT | AT11 BGL | AT12 NOE | AT13 WIEN | AT21 KTN | AT22 STM | AT31 OOE | AT32 SBG | AT33 TRL | AT34 VBG |
|---------------|------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| TYNDP 2020 | | | | | | | | | | |
| 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.

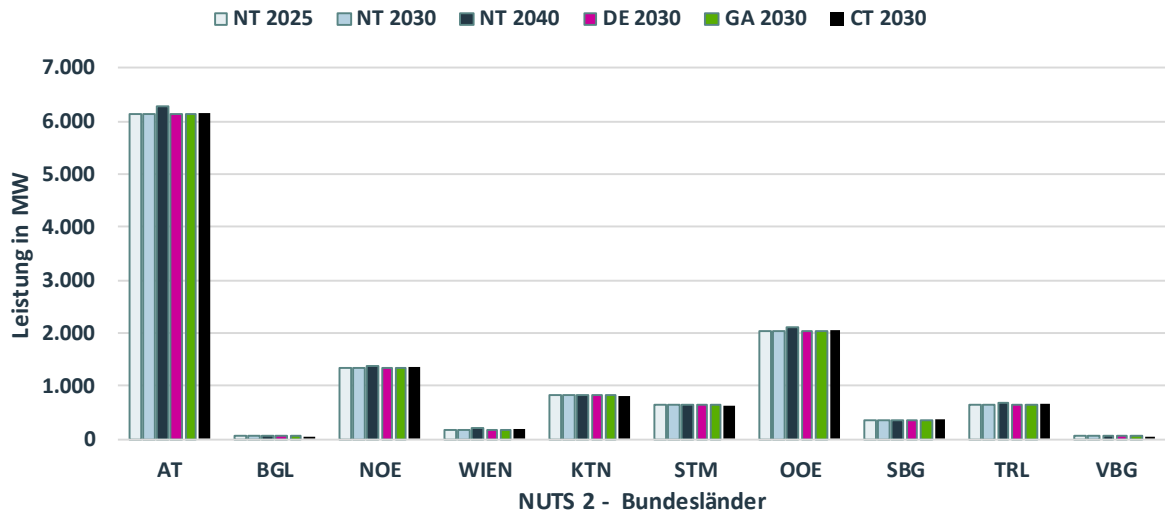


Abbildung A.8: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Laufwasserkraft

| 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.

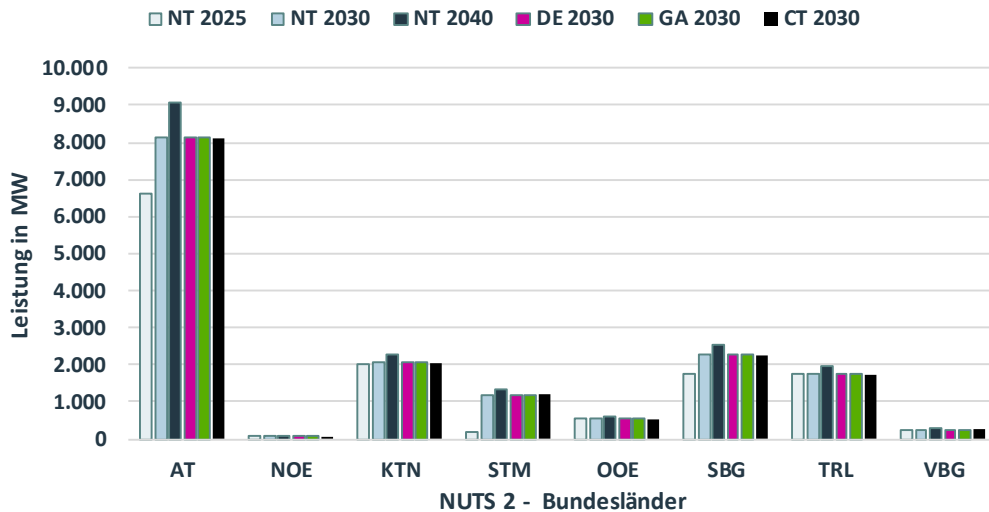


Abbildung A.9: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für (Pump-) Speicher Turbine

| 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.

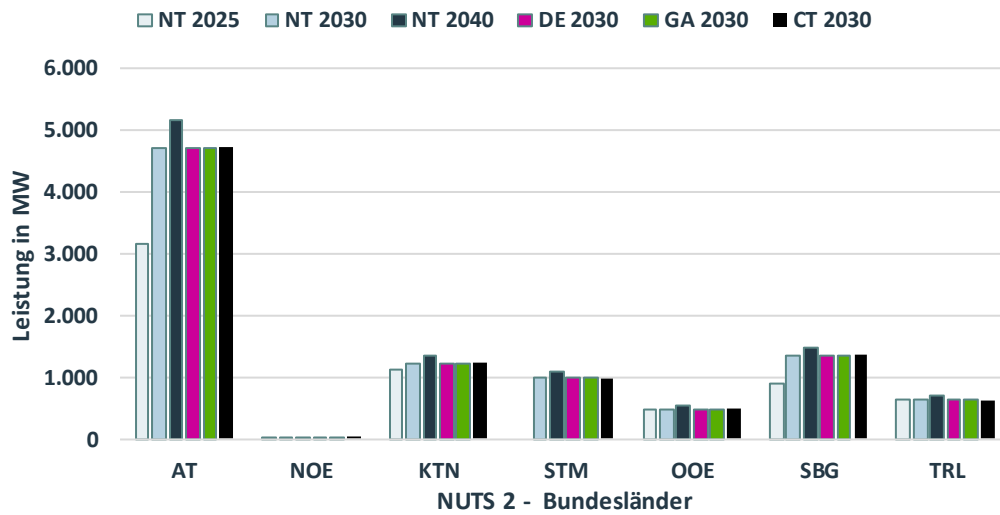


Abbildung A.10: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für (Pump-) Speicher Pumpe

| 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.

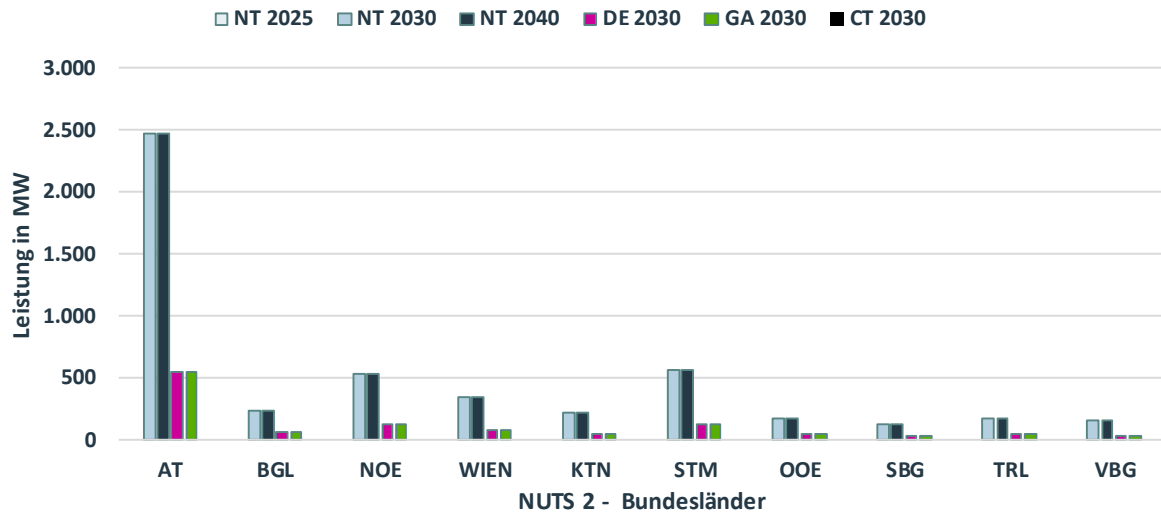


Abbildung A.11: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Batterien

| 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 das 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.

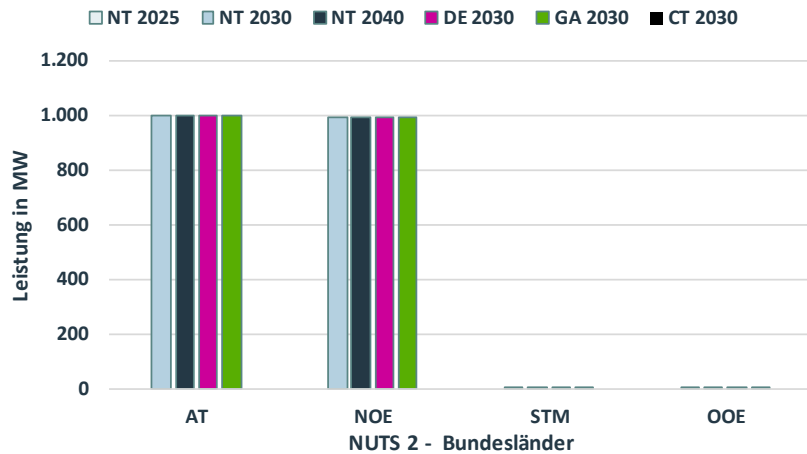


Abbildung A.12: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für Power 2 Gas

| Szenario [MW] TYNDP 2020 | AT00 | AT12 | AT22 | AT31 |
|-----------------------------|-------|-------|------|------|
| | 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.

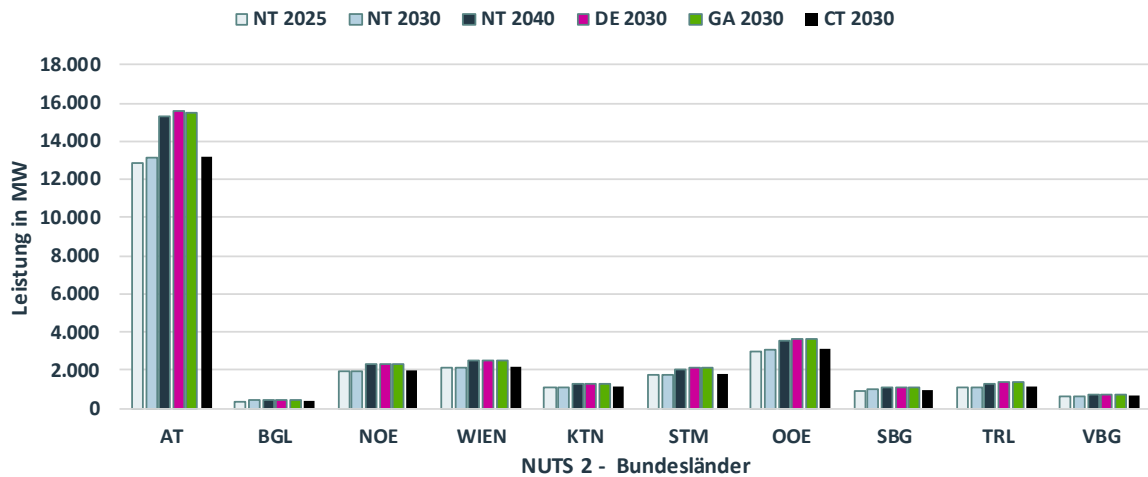


Abbildung A.13: Balkendiagramm je Szenario und Bundesland für die Spitzenlast

| 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 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.

B.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 Außer-alpine 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.

B.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.

B.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.

B.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.

B.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.

B.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 B.1 Sakerfalke mit Nachwuchs



Abbildung B.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 Sakerfalke 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.

B.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, Sakerfalke, Wanderfalke 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 „menschengerichteten“ 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
- Umweltschutz 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.

Anhang B: Netzentwicklungsplan der VÜN



**VORARLBERGER
ÜBERTRAGUNGSNETZ**
GmbH

Netzentwicklungsplan 2020

Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN)

Planungszeitraum 2021-2030
Planungsstand: 1. August 2020

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 2019..... | 12 |
| 3.4 | Abgeschlossene Projekte (NEP2011 bis NEP2019) | 12 |
| 4 | Projekte im Netzentwicklungsplan 2020 | 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 (EiWiG) 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 EiWiG 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 Regenergie. Im Zuge des forcierten Ausbaus erneuerbarer Energien und deren Integration in das europäische Verbundnetz wird den Pumpspeicherkraftwerken eine noch höhere 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 ist derzeit in Ausarbeitung und wird voraussichtlich Ende 2020 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.

In der Folge werden die neuen Vorgaben des CEP hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Netzausbauplanung umfassend in Zusammenarbeit mit APG überprüft. Grundsätzlich ist die Robustheit und Wirksamkeit der bestehenden NEP-Projekte durch die Vielzahl von Analysen in der Vergangenheit bestätigt und unbestritten (TYNDP, etc.).

Aufgrund der veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist jedoch von einem zusätzlichen Stromtransportbedarf auszugehen, der eine Anpassung der bestehenden Projekte (z.B. Zeitpläne / Prioritäten) sowie die Planung weiterer Netzausbaumaßnahmen erfordern kann. VÜN wird dies gegebenenfalls im NEP 2021 berücksichtigen.

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 marktbasierende 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.

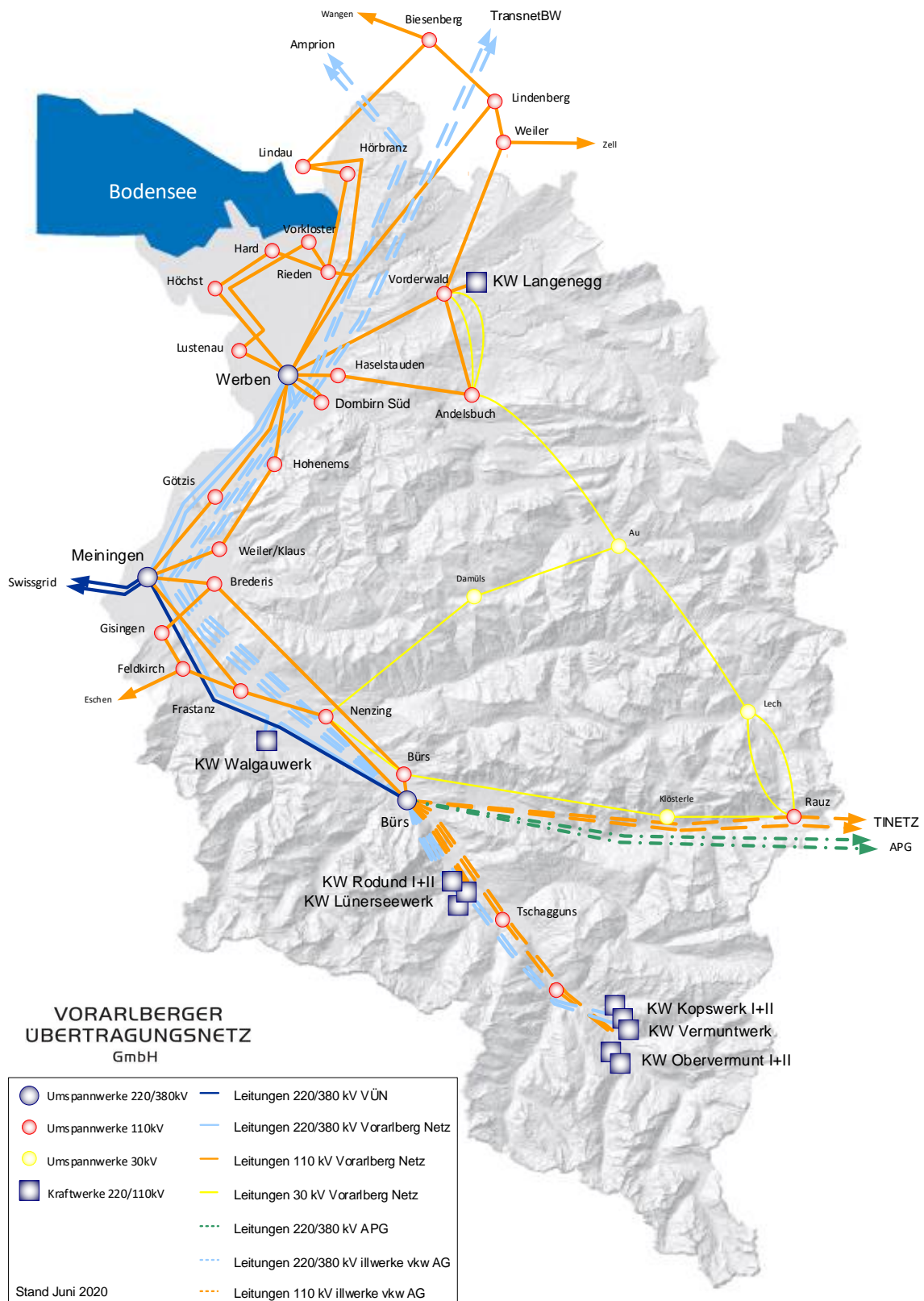
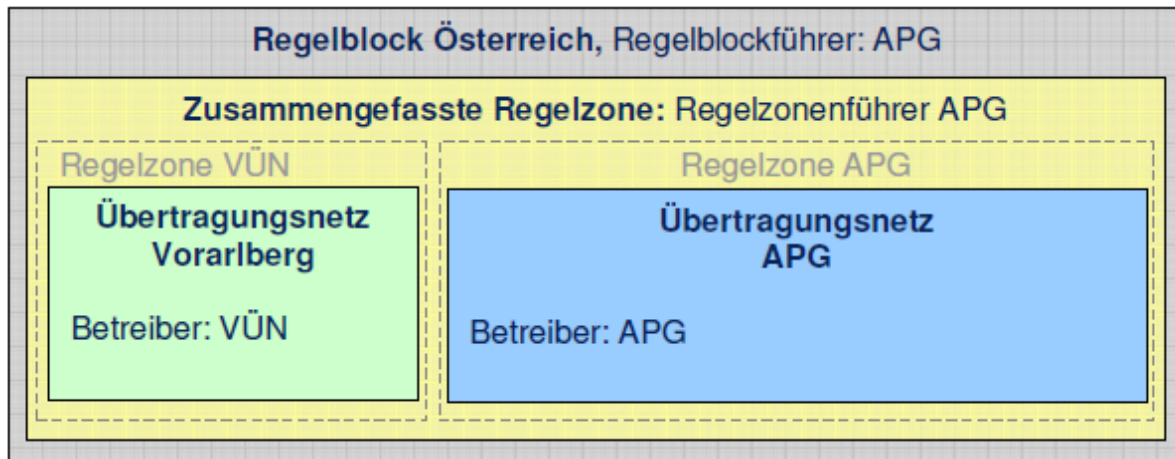


Abbildung 1 Übertragungsnetz in Vorarlberg (inkl. Leitungen von APG, illwerke vkw AG und Vorarlberg Netz)

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 2019

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-Kupplung wurden Schaltungsmöglichkeiten zur Abhilfe von Engpasssituationen und leichterem 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 NEP2019)

| 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 2020

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 | <p>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.</p> <p><i>Kosten bzw. Leistungen: Großteils Eigenleistungen, eventuell Fremdleistungen für Studien (v.a. bei Leitungsprojekten)</i></p> |
| Vorprojekt | <p>Für Projekte mit Netzpartnern bzw. Netzanschlusswerbern besteht eine abgeschlossene Grundsatzvereinbarung</p> <p>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</p> <p><i>Kosten bzw. Leistungen: Eigen- und Fremdleistungen</i></p> |
| Umsetzungsprojekt | <p>Für Projekte mit Netzpartnern bzw. Netzanschlusswerbern besteht ein abgeschlossener Errichtungsvertrag</p> <p>Baubeschlussfassung und Gremien-Freigaben Ausschreibung und Vergabe von Material und Arbeiten (Montagen) Projektrealisierung und Dokumentation; Umsetzungsprojekt endet mit Inbetriebnahme</p> <p><i>Kosten bzw. Leistungen: Eigen- und Fremdleistungen</i></p> |

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 Ausbauprojekte in der Bodenseeregion |
| 5 | Erweiterung und Ertüchtigung der 220-kV-Schaltanlage im Umspannwerk Meinigen |

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 (Verbindungs-kapazität zwischen dem Netz der APG und dem Übertragungsnetz Vorarlberg) anzupassen, ist eine zusätzliche Transformator-kapazität 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 Transformator-kapazität, 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 Engpass-situationen.

Technische Details

Die Umspannanlage Bürs stellt für das Übertragungsnetz Vorarlberg einen wichtigen Knotenpunkt mit Anbindung an das europäische Verbundnetz dar und dient auch als Einspeise-punkt 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 ausführung-relevante Kriterien (Baugröße, Transport, Küh-lung, 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 Netzkuppeltransformator 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 2030 |
| <p>Auslöser und technische Notwendigkeit</p> <p>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.</p> <p>Projektbeschreibung und technische Daten</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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 Ausbaustufen zum 380-kV-Ausbau in der betrachteten Region zum gegebenen Zeitpunkt jedoch erneut zu prüfen und abzustimmen.</p> <p>Das Projekt ist im Regional Investmentplan und TYNDP 2018 mit der Projektnummer 263 enthalten.</p> <p>Netzbetrieblicher und energiewirtschaftlicher Nutzen</p> <p>Die geplante Netzumstrukturierung von der 220-kV- auf die 380-kV-Spannungsebene in Deutschland hat Auswirkungen auf das Höchstspannungsnetz in Vorarlberg.</p> <p>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.</p> | | |

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

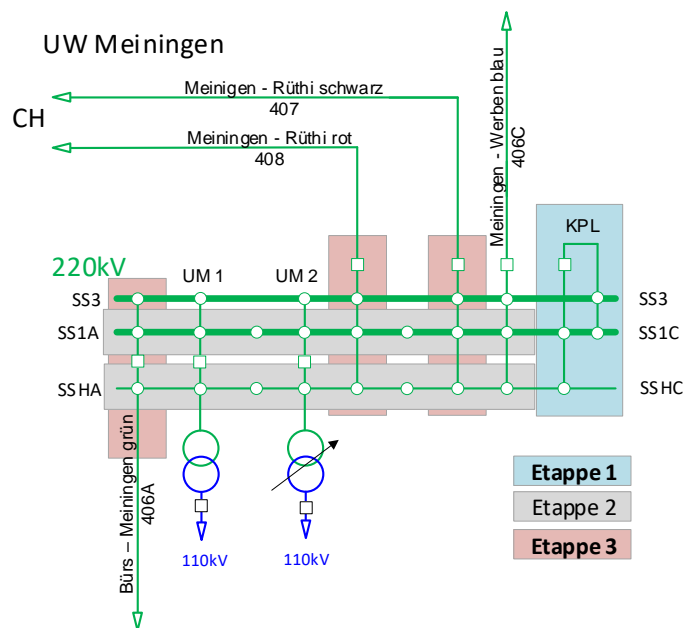
Die 1983 in Betrieb genommene 220-kV-Schaltanlage im Umspannwerk Meiningen, bestehend aus zwei Sammelschienen und 6 Schaltfeldern, wurde für 380 kV konzipiert und ausgelegt (Abstände), aber für 220 kV isoliert und mit 220-kV-Schaltgeräten ausgestattet. Die später errichtete dritte Sammelschiene wurde 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. Derzeit ist kein Umspanner an diesem Schaltfeld installiert. Zur Sicherung der Landesversorgung wird 2019 ein Umspanner am gemeinsam genutzten Schaltfeld installiert. 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 Ausbauplanen in der Bodenseeregion (Projekt 4).
- Zuordnung vereinnahmter Engpasserlöse gemäß Verordnung 2009/714/EG

Weitere Statusdetails

Wurde im NEP 2018 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 Netzinfrastrukturprojekte 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.