



**TINETZ**

**TINETZ-Tiroler Netze GmbH**

# **Netzentwicklungsplan**

**2024**

Thaur, im September 2024

© TINETZ-Tiroler Netze GmbH – Alle Rechte vorbehalten

Die Inhalte dieses Dokuments sind urheberrechtlich geschützt. Jegliche Rechte, insbesondere zur Übersetzung, Wiedergabe, Vervielfältigung in jeglicher Form, der Entnahme von Bildern oder Tabellen sowie der elektronischen Speicherung, sind vorbehalten. Auch eine teilweise Nutzung bedarf der ausdrücklichen Zustimmung des Rechteinhabers.

Obwohl die Informationen in diesem Dokument mit größter Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt wurden, kann keine Garantie für deren Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernommen werden. Eine Haftung für Schäden, die durch die Nutzung der Inhalte entstehen, wird ausgeschlossen.

[www.tinetz.at](http://www.tinetz.at)

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Ausgangssituation</b> .....	<b>3</b>
1.1	Darstellung des Versorgungsgebietes .....	3
1.2	Netzstrukturdaten: Aktuelle Situation und historische Entwicklung.....	4
1.3	Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossene Erzeugungsanlagen.....	8
1.4	Entwicklung bei meldepflichtigen Betriebsmitteln in Kundenanlagen .....	11
1.5	Kapazitäten auf Netzebene 4 .....	12
1.6	Auslastung der Transformatorstationen (Netzebene 6) .....	14
1.7	Netzmonitoring, Digitalisierung des Verteilernetzes, Smart Grid-Lösungen sowie Möglichkeiten zur Beeinflussung von Lastflüssen .....	14
<b>2</b>	<b>Planungsannahmen</b> .....	<b>16</b>
2.1	Beschreibungen der eingesetzten Prognosetools.....	16
2.2	Ausblick für Einspeisung .....	17
2.3	Ausblick für Lasten .....	19
2.3.1	Vertikale Netzlast.....	19
2.3.2	Elektromobilität .....	20
2.3.3	Wärmepumpen .....	22
<b>3</b>	<b>Planungsgrundsätze und -methoden</b> .....	<b>24</b>
3.1	Planungsgrundsätze und Methoden der quantitativen Bedarfsermittlung .....	24
3.1.1	Höchst-/Hochspannungsnetz (220 kV u. 110 kV) .....	24
3.1.2	Mittelspannungsnetz (25(30) kV, 20 kV und 10 kV).....	24
3.1.3	Niederspannungsnetz (0,4 kV) .....	25
3.2	Umsetzung der Netzausbauplanung und dafür verwendete Werkzeuge.....	25
3.2.1	Höchst-/Hochspannungsnetz (220 kV u. 110 kV) .....	25
3.2.2	Mittelspannungsnetz (25(30) kV, 20 kV und 10 kV).....	25
3.2.3	Niederspannungsnetz (0,4 kV) .....	26
<b>4</b>	<b>Netzausbauprojekte und -programme, Planungsüberlegungen</b> .....	<b>27</b>
4.1	Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen .....	28
4.2	Detaillierte Einzeldarstellungen konkreter Projekte auf den Netzebenen 1 bis 4 .....	29
4.3	Beschreibung von Netzentwicklungsprogrammen auf den Netzebenen 5 bis 7 .....	49
4.4	Weitere und längerfristige Planungsüberlegungen .....	50
<b>5</b>	<b>Flexibilitätsleistungen</b> .....	<b>52</b>
5.1	Aktuelle Nutzung von Flexibilitätsleistungen .....	52
5.2	Beschreibung geplanter Flexibilitätsbeschaffung .....	52
5.3	Umsetzungsstatus „Flexibilitätsmanagement“ .....	52

# 1 Ausgangssituation

Entsprechend den Anforderungen aus Artikel 32 der EU-Richtlinie 2019/944 („Clean Energy Package“) sind Verteilernetzbetreiber dazu aufgefordert den notwendigen Ausbau des Verteilernetzes sowie Netzstrukturdaten im Rahmen eines Netzentwicklungsplanes transparent darzustellen und zu veröffentlichen.

Dieser Netzentwicklungsplan soll alle zwei Jahre einer Aktualisierung und einem jeweils daran anknüpfenden Konsultationsverfahren unterzogen werden. Die Ergebnisse des Konsultationsverfahrens werden anschließend der Regulierungsbehörde vorgelegt. Parallel zur Erstellung der Netzentwicklungspläne der Verteilernetzbetreiber erfolgt auch die Erstellung entsprechender Netzentwicklungspläne von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber. Diese Pläne sind aufeinander abzustimmen. Zur einfacheren Lesbarkeit werden Projekte, welche die Schnittstelle TSO/DSO betreffen in beiden Netzentwicklungsplänen beschrieben.

Dieses Dokument beinhaltet allgemeine Informationen zum jeweiligen Verteilernetzbetreiber (siehe Kapitel 1). Anschließend werden in Kapitel 2 die strategischen Zielsetzungen sowie die zukünftigen Anforderungen an das Verteilernetz beschrieben. Kapitel 3 widmet sich den Planungsgrundsätzen, welche der jeweilige Verteilernetzbetreiber verfolgt. In Kapitel 4 werden die konkreten Netzausbaumaßnahmen dargestellt.

## 1.1 Darstellung des Versorgungsgebietes

Die TINETZ-Tiroler Netze GmbH ist eine 100%ige Tochtergesellschaft der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG (TIWAG) und hat ihren Hauptsitz in Thaur.

Weitere regionale Stützpunkte sind über ganz Tirol verteilt. Mit ca. 550 Mitarbeitern, über 12.000 km Leitungslänge, 51 Umspannwerken, ca. 4.250 Transformatorstationen und rund 252.000 Entnahmepunkten ist die TINETZ-Tiroler Netze GmbH der größte Verteilernetzbetreiber Tirols. Zu den Netzkunden der TINETZ zählen unter anderem 24 Weiterverteiler, wie z. B. die Innsbrucker Kommunalbetriebe AG (IKB AG), die Elektrizitätswerke Reutte AG (EWR), etc.

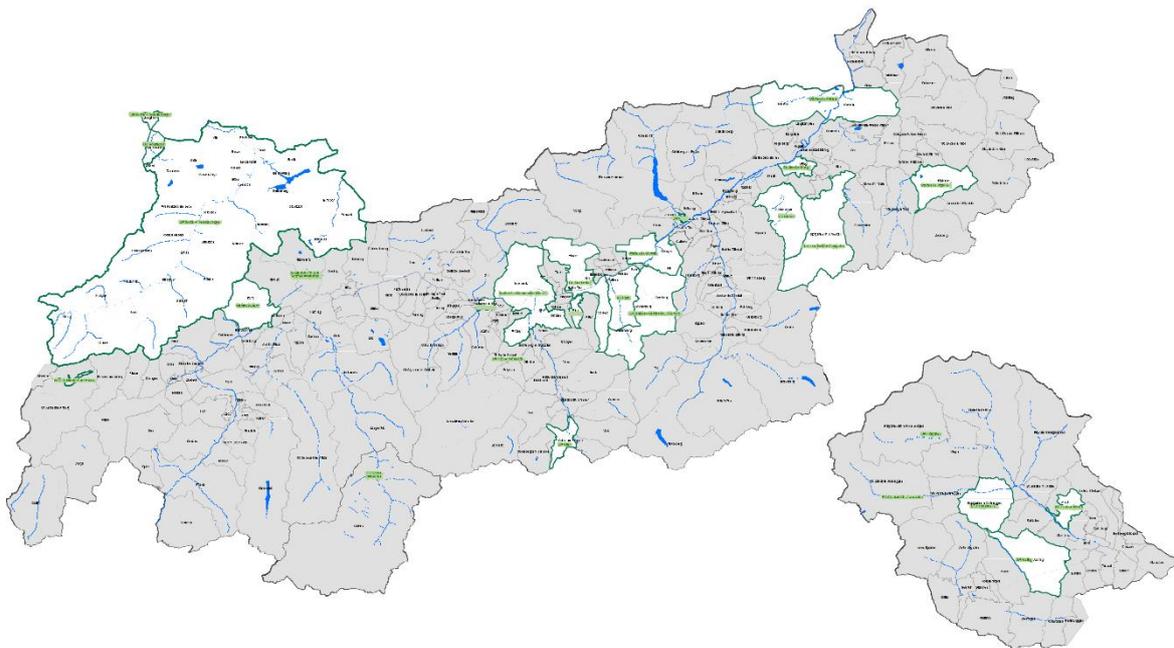


Abbildung 1: Übersicht über das Versorgungsgebiet der TINETZ-Tiroler Netze GmbH (Netzgebiet von rund 10.730 km<sup>2</sup>)

Eine Besonderheit stellt die Versorgung des Bezirkes Lienz (Osttirol) dar, welcher geographisch nicht mit Nordtirol verbunden ist und über ein Teilnetz der TINETZ erfolgt, welches sich aus den Spannungsebenen von der Hochspannung (110 kV) über die Mittelspannung bis zur Niederspannung zusammensetzt und über das Übertragungsnetz der APG angespeist wird.

Auf der Mittelspannungsebene stellt die Versorgung des Oberen Paznauntales mit einer Versorgungsspannung von 20 kV ein weiteres Spezifikum dar, die unter Berücksichtigung des Normalschaltzustandes aus historischen Gründen aus dem Netz der Illwerke VKW AG (Vorarlberg) erfolgt.

Neben dem Hochspannungs-, Mittelspannungs- und Niederspannungsnetz betreibt die TINETZ, wie auch aus Tabelle 1 ersichtlich, zusätzlich ein 220-kV-Netz, welches mit dem vorgelagerten Übertragungsnetz der Austrian Power Grid (APG) vermascht betrieben wird.

## 1.2 Netzstrukturdaten: Aktuelle Situation und historische Entwicklung

Tabelle 1: Bestand an Freileitungen und Kabeln

	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Freileitungen: Trassenlänge (km)</b>					
380 kV	19,32 <sup>1</sup>				
220 kV	137,89	137,89	137,89	137,89	137,89
110 kV	560,74	560,74	563,12	563,12	563,12
60 kV	-	-	-	-	-
45 kV	-	-	-	-	-
Mittelspannung (1)	1.208,18	1.186,46	1.164,92	1.133,20	1.100,12
Niederspannung (2)	920,26	882,07	833,48	797,09	747,90
<b>Freileitungen: Systemlänge (km)</b>					
380 kV	7,95 <sup>1</sup>				
220 kV	281,51	281,51	281,51	281,51	281,51
110 kV	999,94	999,94	1.002,40	1.011,48	1.011,48
60 kV	-	-	-	-	-
45 kV	-	-	-	-	-
Mittelspannung (1)	1.208,18	1.186,46	1.164,92	1.133,20	1.100,12
Niederspannung (2)	920,26	882,07	833,48	797,09	747,90

<sup>1</sup> mit 220 kV betrieben

<b>Kabel: Trassenlänge (km)</b>					
380 kV	-	-	-	-	-
220 kV	-	-	-	-	-
110 kV	3,8	3,8	3,8	4,21	4,21
60 kV	-	-	-	-	-
45 kV	-	-	-	-	-
Mittelspannung (1)	2.818,77	2.860,30	2.920,66	2.972,75	3.047,84
Niederspannung (2)	5.704,43	5.780,62	5.875,18	5.969,17	6.081,70

<b>Kabel: Systemlänge (km)</b>					
380 kV	-	-	-	-	-
220 kV	-	-	-	-	-
110 kV	4,68	4,68	4,68	5,42	5,42
60 kV	-	-	-	-	-
45 kV	-	-	-	-	-
Mittelspannung (1)	2.818,77	2.860,30	2.920,66	2.972,75	3.047,84
Niederspannung (2)	5.704,43	5.780,62	5.875,18	5.969,17	6.081,70

1) Mittelspannung: mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV

2) Niederspannung: 1 kV und darunter

Tabelle 2: Bestand an Umspannwerken und Transformatorstationen

	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Höchstspannung zu Hochspannung (1)</b>					
Anzahl Umspann- bzw. Schaltwerke	8	8	8	8	8
Anzahl Umspanner	9	9	9	9	9
Leistung Umspanner (MVA)	1.484,000	1.484,000	1.484,000	1.484,000	1.484,000
<b>Hochspannung zu Hoch-, Mittel- und Niederspannung (1)</b>					
Anzahl Umspannstationen	42	42	43	43	44
Anzahl Umspanner	79	79	81	80	81
Leistung Umspanner (MVA)	2.554,000	2.559,000	2.559,000	2.618,000	2.649,000
<b>Mittelspannung zu Mittel- und Niederspannung (1)</b>					
Anzahl Transformatorstationen	4.185	4.189	4.212	4.237	4.283
Anzahl Umspanner	4.511	4.522	4.549	4.582	4.633
Leistung Umspanner (MVA)	2.492,505	2.522,555	2.550,175	2.611,930	2.686,520
<b>Sonstige (2)</b>					
Anzahl Transformatorstationen	-	-	-	-	-
Anzahl Umspanner	-	-	-	-	-
Leistung Umspanner (MVA)	-	-	-	-	-

1) Spannungsniveaus:

Höchstspannung: mehr als 150 kV

Hochspannung: mehr als 36 kV bis einschließlich 150 kV

Mittelspannung: mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV

Niederspannung: 1 kV und darunter

2) Allfällige Umspannwerke/Transformatorstationen, die nicht den obigen Kategorien

zuordenbar sind. Die Beschriftung „Sonstige“ ist durch eine kurze Beschreibung zu ersetzen.

Tabelle 3: Bestand an Bezugszählpunkten

	Größenklasse des jährlichen Strombezugs bzw. Netzebene	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Haushalte</b>						
Anzahl Bezugs- zählpunkte nach Größenklassen <sup>1)</sup>	bis 2.500 kWh/a	60.697	61.367	57.212	61.463	67.490
	von 2.500 kWh/a bis 15.000 kWh/a	119.262	121.073	123.804	121.412	118.299
	über 15.000 kWh/a	5.056	5.388	9.611	9.719	8.785
	Insgesamt	185.015	187.828	190.627	192.594	194.574
Jährlicher Strombezug nach Größen- klassen (MWh)	bis 2.500 kWh/a	73.120,957	72.206,028	72.880,130	79.034,520	87.952,161
	von 2.500 kWh/a bis 15.000 kWh/a	578.334,176	581.871,068	613.565,589	605.625,725	562.383,116
	über 15.000 kWh/a	106.070,481	110.185,361	122.281,312	128.177,097	110.182,408
	Insgesamt	757.525,614	764.262,457	808.727,031	812.837,341	760.517,685
<b>Nicht Haushalte (Industrie, Gewerbe, Sonstige)</b>						
Anzahl Bezugs- zählpunkte nach Größenklassen <sup>1)</sup>	bis 20 MWh/a	30.034	30.211	31.209	31.147	31.200
	von 20 MWh/a bis 150.000 MWh/a	24.194	24.480	24.065	24.676	24.772
	über 150.000 MWh/a	8	8	8	7	9
	Insgesamt	54.236	54.699	55.282	55.830	55.981
Anzahl Bezugs- zählpunkte nach Netzebenen <sup>1)</sup>	NE 7	-	-	-	-	-
	NE 6	-	-	-	-	-
	NE 5	-	-	-	-	-
	NE 4	-	-	-	-	-
	NE 1 bis 3	-	-	-	-	-
Jährlicher Strombezug nach Größen- klassen (MWh)	bis 20 MWh/a	159.505,483	156.703,478	163.953,820	165.088,041	156.832,369
	von 20 MWh/a bis 150.000 MWh/a	2.469.095,902	2.284.761,828	2.239.108,021	2.400.976,023	2.361.992,408
	über 150.000 MWh/a	278.322,322	263.524,303	239.605,947	237.324,680	160.904,780
	Insgesamt	2.906.923,707	2.704.989,609	2.642.667,788	2.803.388,744	2.679.729,558

<sup>1)</sup> Bezugszählpunkte zum 31. Dezember

### 1.3 Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossene Erzeugungsanlagen

Betreffend die Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossenen Erzeugungsanlagen stehen die Daten erst ab dem Jahr 2022 in der gemäß Tabelle 4 vorgegebenen Unterteilung (Einteilung in Größenklassen) vor, für die Jahre 2019 bis 2021 sind diese in der gewünschten Ausprägung leider nicht verfügbar („n. v.“).

Tabelle 4: Bestand an Stromerzeugungsanlagen

	Größenklasse bzw. Netzebene	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Wasserkraft</b>						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	< 250 kW	n. v.	n. v.	n. v.	15,22	15,02
	≥ 250 kW und < 35 MW	n. v.	n. v.	n. v.	307,93	321,83
	≥ 35 MW und < 50 MW	n. v.	n. v.	n. v.	0	0,00
	≥ 50 MW	n. v.	n. v.	n. v.	756,00	756,00
	Insgesamt	904,53	907,35	924,54	1.079,15	1.092,85
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	< 250 kW	n. v.	n. v.	n. v.	195	191
	≥ 250 kW und < 35 MW	n. v.	n. v.	n. v.	127	125
	≥ 35 MW und < 50 MW	n. v.	n. v.	n. v.	0	0
	≥ 50 MW	n. v.	n. v.	n. v.	5	5
	Insgesamt	315	321	319	327	321
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	5,04	5,05	5,22	5,79	4,71
	NE 6	22,53	23,67	22,97	23,42	22,53
	NE 5	170,13	171,80	171,62	173,61	188,28
	NE 4	39,93	39,93	39,93	39,93	39,92
	NE 1 bis 3	666,90	666,90	684,80	836,4	836,4
<b>Windkraft</b>						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	< 250 kW	0	0	0	0	0
	≥ 250 kW und < 35 MW	0	0	0	0	0
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	0
	≥ 50 MW	0	0	0	0	0
	Insgesamt	0	0	0	0	0
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	< 250 kW	0	0	0	0	0
	≥ 250 kW und < 35 MW	0	0	0	0	0
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	0
	≥ 50 MW	0	0	0	0	0
	Insgesamt	0	0	0	0	0
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	0	0	0	0	0
	NE 6	0	0	0	0	0
	NE 5	0	0	0	0	0
	NE 4	0	0	0	0	0
	NE 1 bis 3	0	0	0	0	0

<b>Photovoltaik</b>						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW	n. v.	n. v.	n. v.	71,05	141,17
	> 20 kW und < 250 kW	n. v.	n. v.	n. v.	63,95	95,87
	≥ 250 kW und < 35 MW	n. v.	n. v.	n. v.	14,50	33,88
	≥ 35 MW und < 50 MW	n. v.	n. v.	n. v.	0	0
	≥ 50 MW	n. v.	n. v.	n. v.	0	0
	Insgesamt	76,88	87,47	112,54	149,50	270,92
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW	n. v.	n. v.	n. v.	9.570	16.263
	> 20 kW und < 250 kW	n. v.	n. v.	n. v.	984	1.526
	≥ 250 kW und < 35 MW	n. v.	n. v.	n. v.	36	54
	≥ 35 MW und < 50 MW	n. v.	n. v.	n. v.	0	0
	≥ 50 MW	n. v.	n. v.	n. v.	0	0
	Insgesamt	6.032	6.787	8.198	10.590	17.843
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	51,19	58,38	73,35	100,38	192,04
	NE 6	19,34	22,37	30,35	39,99	57,19
	NE 5	5,35	5,72	7,84	8,13	20,67
	NE 4	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	NE 1 bis 3	0	0	0	0	0
<b>Sonstige Erneuerbare und biogene Brennstoffe (fest, flüssig, Biogas, Deponie- und Klärgas, sonstige Biogene) (1)</b>						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW	n. v.	n. v.	n. v.	0,05	0,08
	> 20 kW und < 250 kW	n. v.	n. v.	n. v.	1,35	1,41
	≥ 250 kW und < 35 MW	n. v.	n. v.	n. v.	28,90	27,85
	≥ 35 MW und < 50 MW	n. v.	n. v.	n. v.	0	0
	≥ 50 MW	n. v.	n. v.	n. v.	0	0
	Insgesamt	25,05	25,20	25,02	30,30	29,34
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW	n. v.	n. v.	n. v.	4	7
	> 20 kW und < 250 kW	n. v.	n. v.	n. v.	16	16
	≥ 250 kW und < 35 MW	n. v.	n. v.	n. v.	19	18
	≥ 35 MW und < 50 MW	n. v.	n. v.	n. v.	0	0
	≥ 50 MW	n. v.	n. v.	n. v.	0	0
	Insgesamt	28	29	27	39	41
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	1,40	1,40	1,37	1,84	1,87
	NE 6	3,81	3,96	3,81	6,97	7,63
	NE 5	19,84	19,84	19,84	21,49	19,84
	NE 4	0	0	0	0	0
	NE 1 bis 3	0	0	0	0	0

<b>Geothermie</b>						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW	0	0	0	0	0
	> 20 kW und < 250 kW	0	0	0	0	0
	≥ 250 kW	0	0	0	0	0
	Insgesamt	0	0	0	0	0
Anzahl nach Grö- ßenklassen der Eng- passleistung	≤ 20 kW	0	0	0	0	0
	> 20 kW und < 250 kW	0	0	0	0	0
	≥ 250 kW	0	0	0	0	0
	Insgesamt	0	0	0	0	0
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	0	0	0	0	0
	NE 6	0	0	0	0	0
	NE 5	0	0	0	0	0
	NE 4	0	0	0	0	0
	NE 1 bis 3	0	0	0	0	0
<b>Fossile Brennstoffe, Derivate, sonstige nicht-biogene Brennstoffe, Mischfeuerung (2)</b>						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW	n. v.	n. v.	n. v.	0,04	0
	> 20 kW und < 250 kW	n. v.	n. v.	n. v.	0,18	0
	≥ 250 kW und < 35 MW	n. v.	n. v.	n. v.	21,98	22,78
	≥ 35 MW und < 50 MW	n. v.	n. v.	n. v.	45,00	45,00
	≥ 50 MW	n. v.	n. v.	n. v.	0	0
	Insgesamt	65,87	67,81	67,15	67,20	67,78
Anzahl nach Grö- ßenklassen der Eng- passleistung	≤ 20 kW	n. v.	n. v.	n. v.	4	0
	> 20 kW und < 250 kW	n. v.	n. v.	n. v.	2	0
	≥ 250 kW und < 35 MW	n. v.	n. v.	n. v.	7	8
	≥ 35 MW und < 50 MW	n. v.	n. v.	n. v.	1	1
	≥ 50 MW	n. v.	n. v.	n. v.	0	0
	Insgesamt	13	15	13	14	9
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	0,18	0,18	0,17	0,22	0
	NE 6	1,15	1,69	1,04	1,04	0,95
	NE 5	64,54	65,94	65,94	65,94	66,83
	NE 4	0	0	0	0	0
	NE 1 bis 3	0	0	0	0	0

1) Nur biogene Brennstoffe im Sinne der österreichischen Richtlinien.

2) Als Derivate werden energetisch genutzte Erdöl- bzw. Kohleprodukte bezeichnet.

## 1.4 Entwicklung bei meldepflichtigen Betriebsmitteln in Kundenanlagen

Belastbare Daten zur Entwicklung meldepflichtiger Betriebsmittel sind aufgrund der bis dato geringen Anzahl an diesbezüglichen Rückmeldungen von Seiten der Netzkunden bis dato leider nicht verfügbar („n. v.“).

Tabelle 5: Anzahl der meldepflichtigen Betriebsmittel im Versorgungsgebiet

Anzahl nach Größenklassen	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge (1)</b>					
< 10 kW	n. v.				
≥ 10 kW und < 22 kW	n. v.				
≥ 22 kW und ≤ 42 kW	n. v.				
> 42 kW	n. v.				
Anlagen unbekannte Größenklasse	n. v.				
Insgesamt	n. v.				
<b>Elektrische Energiespeicher (2)</b>					
< 10 kWh	n. v.				
≥ 10 kWh und ≤ 50 kWh	n. v.				
> 50 kWh und ≤ 500 kWh	n. v.				
> 500 kWh	n. v.				
Anlagen unbekannte Größenklasse	n. v.				
Insgesamt	n. v.				
<b>Heizanlagen (inkl. Wärmepumpen) (3)</b>					
< 10 kW	n. v.				
≥ 10 kW und ≤ 100 kW	n. v.				
> 100 kW	n. v.				
Anlagen unbekannte Größenklasse	n. v.				
Insgesamt	n. v.				
<b>Klimageräte/Kälteanlagen (3)</b>					
< 10 kW	n. v.				
≥ 10 kW und ≤ 100 kW	n. v.				
> 100 kW	n. v.				
Anlagen unbekannte Größenklasse	n. v.				
Insgesamt	n. v.				

1) Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge mit einer Bemessungsleistung über 3,68 kVA sind dem relevanten Netzbetreiber gemäß TOR Verteilernetzanschluss zu melden

2) Elektrische Energiespeicher im Netzparallelbetrieb sind dem relevanten Netzbetreiber gemäß TOR Verteilernetzanschluss zu melden.

3) Geräte zur Beheizung (inkl. Wärmepumpen) und Klimatisierung mit einer Bemessungsleistung über 3,68 kVA sind gemäß TOR Verteilernetzanschluss dem relevanten Netzbetreiber zu melden

## 1.5 Kapazitäten auf Netzebene 4

Tabelle 6: Kapazitäten auf Netzebene 4 gem. § 20 EIWOG bzw. Kapazitätsberechnungsmethoden-Verordnung 2022

	Gebuchte Kapazität (MVA)					
	Q2/2023	Q3/2023	Q4/2023	Q1/2024	Q2/2024	Q3/2024
UW Bösdornau	1	2	2	3	2	2
UW Brennerwerk	0	0	1	1	1	1
UW Brixen	1	1	1	2	1	2
UW Ebbs	2	2	3	3	3	3
UW Ellmau	2	1	2	2	1	1
UW Fiss	0	0	1	1	1	1
UW Fügen	5	5	4	6	6	4
UW Fulpmes	2	3	4	4	4	4
UW Funsingau	0	0	0	0	0	0
UW Habichen	0	0	0	0	0	1
UW Hall	1	1	1	1	1	1
UW Hochfilzen	1	1	2	2	2	1
UW Hopfgarten	1	2	2	3	2	2
UW Imst	3	6	6	3	6	4
UW Jenbach	14	6	5	8	7	6
UW Kirchbichl/ KW-Kirchbichl	5	7	7	6	6	6
UW Kitzbühel	1	1	1	1	1	1
UW Kramsach	5	5	6	7	6	5
UW Kufstein	2	1	1	1	1	1
UW Kundl	2	2	2	2	2	2
UW Landeck	2	3	3	5	2	2
UW Ost	1	3	3	4	3	3
UW Ötztal	4	4	5	5	4	2
UW Prutz	2	3	3	3	3	2
UW Reith b.S.	1	1	2	3	2	2
UW Rietz	6	7	9	8	8	6
UW Schwaz	1	2	2	1	0	0
UW Sölden	2	3	4	4	4	3
UW St.Jakob a.A.	0	1	1	1	1	0
UW St.Johann	2	2	2	3	3	4
UW Steinach	2	2	3	3	3	3
UW Tobadill	1	1	1	1	1	8
UW Völs	12	2	4	4	4	5
UW Wattens	1	1	1	1	1	2
UW Wilten	1	2	2	1	1	1
UW Zell	3	5	5	5	5	4
UW Zirl	3	2	4	4	3	4
<b>Summe Nordtirol</b>	<b>92</b>	<b>90</b>	<b>105</b>	<b>112</b>	<b>101</b>	<b>99</b>
UW Amlach	1	1	1	1	2	2

<b>UW Kalserbach</b>	0	1	2	2	1	2
<b>UW Matrei i.O.</b>	1	1	2	2	1	2
<b>UW Sillian</b>	1	2	3	3	2	2
<b>UW Stribach</b>	2	3	4	5	4	4
<b>Summe Osttirol</b>	<b>5</b>	<b>8</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>10</b>	<b>12</b>
<b>Summe Tirol</b>	<b>97</b>	<b>98</b>	<b>117</b>	<b>125</b>	<b>111</b>	<b>111</b>

	Verfügbare Kapazität (MVA)					
	Q2/2023	Q3/2023	Q4/2023	Q1/2024	Q2/2024	Q3/2024
UW Bösdornau	48	47	47	47	47	47
UW Brennerwerk	0	0	0	0	0	0
UW Brixen	43	43	43	42	43	42
UW Ebbs	24	24	23	23	23	21
UW Ellmau	24	24	24	24	24	24
UW Fiss	44	44	43	43	43	39
UW Fügen	25	25	25	23	23	20
UW Fulpmes	26	25	24	21	21	19
UW Funsingau	6	6	6	6	6	6
UW Habichen	0	0	0	0	0	12
UW Hall	43	43	38	37	48	47
UW Hochfilzen	26	26	26	25	26	26
UW Hopfgarten	16	15	14	14	14	15
UW Imst	25	22	20	23	21	20
UW Jenbach	30	38	29	26	27	27
UW Kirchbichl/ KW-Kirchbichl	39	37	37	38	38	38
UW Kitzbühel	43	43	43	43	43	43
UW Kramsach	23	22	22	20	22	23
UW Kufstein	42	43	43	43	43	43
UW Kundl	8	8	7	7	8	8
UW Landeck	20	19	13	9	12	7
UW Ost	11	9	8	8	8	8
UW Ötztal	24	23	20	18	18	20
UW Prutz	53	52	44	44	32	32
UW Reith b.S.	12	12	11	11	11	11
UW Rietz	38	37	30	31	30	31
UW Schwaz	24	26	20	21	21	19
UW Sölden	29	28	27	27	26	29
UW St.Jakob a.A.	16	17	16	16	16	16
UW St.Johann	53	53	53	52	52	51
UW Steinach	11	11	16	16	16	16
UW Tobadill	24	24	22	23	22	16
UW Völs	23	32	21	21	21	19
UW Wattens	26	27	20	20	20	15
UW Wilten	4	3	3	4	4	9

<b>UW Zell</b>	24	23	18	18	18	18
<b>UW Zirl</b>	25	25	21	21	22	20
<b>Summe Nordtirol</b>	<b>952</b>	<b>956</b>	<b>877</b>	<b>865</b>	<b>869</b>	<b>857</b>
<b>UW Amlach</b>	0	0	0	0	0	0
<b>UW Kalserbach</b>	0	0	0	0	0	0
<b>UW Matrei i.O.</b>	0	0	0	0	0	0
<b>UW Sillian</b>	13	12	9	9	11	10
<b>UW Stribach</b>	17	16	15	14	14	13
<b>Summe Osttirol</b>	<b>30</b>	<b>28</b>	<b>24</b>	<b>23</b>	<b>25</b>	<b>23</b>
<b>Summe Tirol</b>	<b>982</b>	<b>984</b>	<b>901</b>	<b>888</b>	<b>894</b>	<b>880</b>

## 1.6 Auslastung der Transformatorstationen (Netzebene 6)

Die Auslastung der Transformatorstationen hängt stark von der örtlichen Last- und Erzeugungssituation der Kunden ab. In der Tendenz steigt die Auslastung der Transformatorstationen. Dem wird mit dem Einsatz von größeren Transformatoren in den Bestandsstationen aber auch mit der Errichtung von zusätzlich neuen Stationen begegnet.

## 1.7 Netzmonitoring, Digitalisierung des Verteilernetzes, Smart Grid-Lösungen sowie Möglichkeiten zur Beeinflussung von Lastflüssen

Auf Leitungsabschnitten des 220-kV-Netzes der TINETZ kommt im Sinne einer Netzoptimierung ein „Thermal Rating“-Betrieb in Kooperation mit dem 220-kV-Leitungsbetrieb des APG-Übertragungsnetzes zur Anwendung. Dieser ermöglicht durch lokale Messungen der tatsächlich vorherrschenden Umgebungsbedingungen (Temperatur, Sonneneinstrahlung etc.) an ausgewählten Stellen entlang der Leitungstrasse und anschließende Berechnungen, entsprechende Rückschlüsse auf den aktuell zulässigen thermischen Grenzstrom des jeweiligen Leitungssystems unter Einhaltung der zulässigen Leiterseiltemperatur (i.d.R. 80° C) bzw. der Mindestabstände zu Objekten im Nahbereich. Die dynamische Ermittlung des thermischen Grenzstromes und dessen Berücksichtigung im Echtzeit-Netzbetrieb ermöglichen in Abhängigkeit von den Witterungsbedingungen, Kapazitätsgewinne von bis zu ca. 40% mehr an Leitungskapazität gegenüber dem Betrieb unter Berücksichtigung eines „starren“ Leitungs-Nennstromes, der auf worst-case-Umgebungsbedingungen (35° C, 0,6 m/s Wind etc.) basiert. Der 220-kV-Backbone des Verteilernetzes der TINETZ unterstützt damit „nach Können und Vermögen“ den 220-kV-Übertragungsnetzbetrieb der APG im Tiroler Inntal.

Im Zuge eines instandhaltungsbedingten Tausches der Leiterseile wurden auf 220-kV-Leitungsabschnitten der TINETZ die Leiterseile gegen hochtemperaturbeständige Leiterseile (BZTAL-HACIN) getauscht (Leistungsverstärkung). Nach vorangegangener Ertüchtigung der betreffenden Leitungen für einen Betrieb mit einer maximal möglichen Leiterseiltemperatur von 80° (80° C-Leitungsertüchtigung) lassen sich durch diese Maßnahme Zugewinne von bis zu ca. 80% mehr an Leitungskapazität bei den jeweiligen Leitungssystemen erreichen.

Einzelne Hauptumspanner der TINETZ die zur Transformation zwischen der Höchst- und der Hochspannungsebene dienen (220/110-kV-Hauptumspanner) sind für einen 60°-Schrägregelbetrieb ausgerüstet bzw. werden in 60°-Schrägregelung betrieben. Die Querkomponente der um einen Winkel von 60° phasen-verschobenen Stufenspannung ermöglicht einen entsprechenden Einfluss auf die Wirkleistungsaufteilung der parallel betriebenen Hauptumspanner und damit auch eine entsprechende Einflussnahme auf den Lastfluss (Lastflusssteuerung), die man sich v.a. im **Hochspannungsnetz** (110 kV) zu Nutze macht.

Aufgrund der topographischen Gegebenheiten im Bundesland Tirol mit den teilweise sehr langen Gebirgsseitentälern des Inntales finden sich im Bestandsnetz der TINETZ seit Jahrzehnten Mittelspannungs-Längsregler („Aufspannstationen“), die zur Spannungshaltung im **Mittelspannungsnetz**-Betrieb eingesetzt werden. In Ergänzung dazu bediente man sich im Rahmen der Spannungshaltung auch schon frühzeitig der lastabhängigen Spannungsregelung („Compoundierung“) bei den Umspannern zwischen der Hoch- und der Mittelspannung (110/25-kV-Umspannern), die den Netzbetrieb mit den in Tirol früher schon weit verbreiteten Klein-Wasserkraft-Erzeugungsanlagen durch die flexiblere Nutzung des zur Verfügung stehenden zulässigen Spannungsbandes entsprechend erleichtert hat. Das Mittelspannungsnetz der TINETZ wird historisch überwiegend mit einer Betriebsspannung von 25 kV betrieben, in manchen Städten und Dörfern auch mit 10/6 kV. In ersten Netzabschnitten hat die Netzertüchtigung für eine Umstellung der Betriebsspannung im Mittelspannungsnetz auf 30 kV bereits begonnen.

Auch im **Niederspannungsnetz** werde im Sinne des NOVA-Prinzips (**Netz-Optimierung** vor **Verstärkung** vor **-Ausbau**) bei Vorliegen ausschließlicher Spannungshaltungsprobleme auch netzoptimierende Maßnahmen, wie der Einsatz eines regelbaren **Orts-Netz-Transformators** (rONT), eines Spannungs-Längsreglers etc. als Alternativvarianten überprüft.

Generelle Anwendung finden zudem netzoptimierende Maßnahmen im Rahmen des Blindleistungsmanagements bei Erzeugungsanlagen, wie die Vorgabe geeigneter fixer Verschiebungsfaktoren  $\cos \varphi$  und die Vorgabe von Kennlinien zur spannungsabhängigen Blindleistungsregelung  $Q(U)$  in Abhängigkeit der netzbetrieblichen Anforderungen. Als weitere Optimierungsmaßnahme befindet sich die „Spitzenkappung“ derzeit in Evaluierung. Diese wird nach Vorliegen der entsprechenden rechtlichen Rahmenbedingungen umgesetzt.

Um auch im Hinblick auf Störungfälle bzw. Schaltzustände abweichend vom Normalschaltzustand die vorhandenen Netzkapazitäten optimal ausnützen zu können bzw. um auch in solchen Fällen die Einhaltung der zulässigen betrieblichen Grenzwerte sicherstellen zu können, findet zudem sowohl in Einspeiserichtung bei Erzeugungsanlagen (Typ B  $\geq$  250 kW), als auch in Verbrauchsrichtung bei steuerbaren Lasten (ab Netzebene 5) eine Wirkleistungs(ab-)regelung Anwendung. Die Ansteuerung der Kundenanlagen geschieht durch den Einsatz der „TINETZ-GCU“ (Grid Control Unit).

## 2 Planungsannahmen

Die wesentlichen Randbedingungen für die Netzplanung umfassen neben der bisher klassisch zu Grunde gelegten Entwicklung der allgemeinen Netzlast und deren Prognose in die Zukunft, spätestens seit den politischen Zielsetzungen im Zusammenhang mit der Umsetzung der Energiewende und deren bereits spürbaren Auswirkungen auf das Netz, zusätzlich auch die Entwicklung dezentraler Erzeugung (v.a. Photovoltaik) und die Entwicklung von neuartigen Verbrauchern, wie die Ladepunkte für E-Mobilität und Wärmepumpen, die mittlerweile maßgeblich den erforderlichen Netzausbau (v.a. auf der Niederspannungsebene) bestimmen.

Darüber hinaus finden auch Planungsgespräche mit Projektentwicklern für Großerzeugungsanlagen (Wasserkraft, Windkraft, große PV-Flächenanlagen, ...), den ansässigen Industrie- und Gewerbetunden, die in ihren Herstellungsprozessen den Energieträger wechseln wollen (z.B. für den Ausstieg aus Gas oder Öl) und auch Ladestellenbetreibern mit Planungen für große Ladeparks entlang Hauptverkehrsrouen bzw. für den Ausbau des öffentlichen Personen-Nahverkehrs (ÖPNV) statt. Diese dienen einerseits zur Information und Beratung über leistungsstarke Anschlussmöglichkeiten im Bestandsnetz inkl. den Anforderungen für eine Projektrealisierung und andererseits zur möglichst frühzeitigen Berücksichtigung in den Netzausbauplanungen.

### 2.1 Beschreibungen der eingesetzten Prognosetools

In Übereinstimmung mit den internationalen und nationalen Strategien strebt das Land Tirol an bis zum Jahr 2050 energieautonom („*Energie-Ziel-Szenarien TIROL 2050 energieautonom*“ aus dem Jahr 2021) und unabhängig von fossilen Energieträgern zu werden. Der ab dann benötigte Energiebedarf soll, bilanziell übers Jahr gesehen vollständig aus erneuerbaren – vorzugsweise aus heimischen – Energieressourcen gedeckt werden.

Um dies möglichst effizient zu erreichen, wird eine weitreichende Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors unter dem Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energiequellen erforderlich.

Die dafür notwendige Deckung des Strombedarfs im Ausmaß von 100% aus heimischen erneuerbaren Energieträgern im Jahressaldo erfordert den entsprechenden Ausbau der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen wie Wasserkraft, Sonne (Photovoltaik), Wind, Biomasse etc. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass durch den Ausstieg aus der fossilen Energieerzeugung (Kohle, Öl, Gas, ...) und der Atomkraft Großkraftwerke mit hoher Vollaststundendauer vom Netz genommen werden, die bislang im europäischen Verbundsystem sowohl die Systemstabilität im Netzbetrieb als auch den Ausgleich in der Deckungslücke Sommer / Winter und bei „Dunkelflaute“ sichergestellt haben. Ein Ersatz durch (volatile und im Dargebot nicht gesicherte) erneuerbare Erzeugungseinheiten mit markant geringerer Vollaststundendauer erfordert zur Aufrechterhaltung eines sicheren Systembetriebes die Errichtung zusätzlicher Erzeugungseinheiten, als für die Aufbringung von 100% Bedarfsdeckung erforderlich ist. Auch diese zusätzlich erforderlichen Erzeugungseinheiten müssen sicher in die Netze eingebunden werden.

Als maßgeblich für den Netzausbaubedarf auf der Niederspannungs- und Mittelspannungsebene werden aus heutiger Sicht mittel- bis langfristig vor allem der Ausbau von Photovoltaik bzw. langfristig vornehmlich der Zuwachs an E-Mobilität und Elektrowärme (Wärmepumpen) angenommen.

In Anlehnung an die Zielsetzungen vom Land Tirol und unter Berücksichtigung eigener Prognosen sowie Annahmen aus diversen einschlägigen Studien mit wissenschaftlichen Einrichtungen und Partner-Netzbetreibern aus anderen Bundesländern wurden für diese relevanten Einflussfaktoren entsprechende Hochlaufkurven entwickelt, die der internen Netzplanung neben der unter 2.3.1 beschriebenen Entwicklung der allgemeinen Last (vertikale Netzlast) zu Grunde gelegt werden.

Das Land Tirol hat mit Juni 2024 eine Aktualisierung der Energie Ziele („Energie-Zielszenario Tirol 20250“ Aktualisierung 2024) veröffentlicht.

## 2.2 Ausblick für Einspeisung

Entsprechend den Zielstellungen der Tiroler Landesregierung soll bis zum Jahr 2050 auf 8 von 10 Häuserdächern in Tirol Energie mittels Photovoltaik- und Solarpanelen gewonnen werden, wobei der Großteil der Energienutzung der Stromerzeugung durch Photovoltaik zuzuordnen sein wird (gemäß Annahmen bei Studien vom Land Tirol bis zu ca. 95%).

Des Weiteren soll zusätzlich zur Photovoltaik-Erzeugung mittels gebäudeintegrierter Module (auf Dachflächen) auch ein gewisser Anteil an Freiflächenanlagen zur Sonnenstromproduktion beitragen.

In Summe sollen Photovoltaikanlagen die Deckung des bis zum Jahr 2050 weiter ansteigenden Strombedarfs – unter Berücksichtigung des zusätzlichen Bedarfs durch Mobilitäts- und Wärmewende – mit bis zu ca. 30% aus Sonnenenergie ermöglichen.

In Tabelle 7 ist der hierfür notwendige Anlagenzubau beispielhaft dargestellt.

### Benötigter Zubau an Photovoltaik-Anlagen

Anlagentyp/-spezifizierung	Tirol 2050	
	2030	2050
Aufdach Wohngebäude	+ 24.000 Anlagen	+ 114.000 Anlagen (130.000 *)
Aufdach Dienstleistungsgebäude, Hotels, Industrie- und Lagerhallen	+ 2.000 Anlagen	+ 12.400 Anlagen (15.000 *)
Freifläche	+ 12 Anlagen	+ 278 Anlagen (86 *)

Tabelle 7: Beispielhafte Darstellung zum benötigten Zubau an Photovoltaik-Anlagen (Quelle: Energie-Ziel-Szenarien Land Tirol), \*) aktualisierte Werte 2024

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt (August 2024) beträgt die Summe der installierten Leistungen vom Anteil jener Photovoltaik-Anlagen, die an das Netz der TINETZ angeschlossen sind rd. 330 MW.

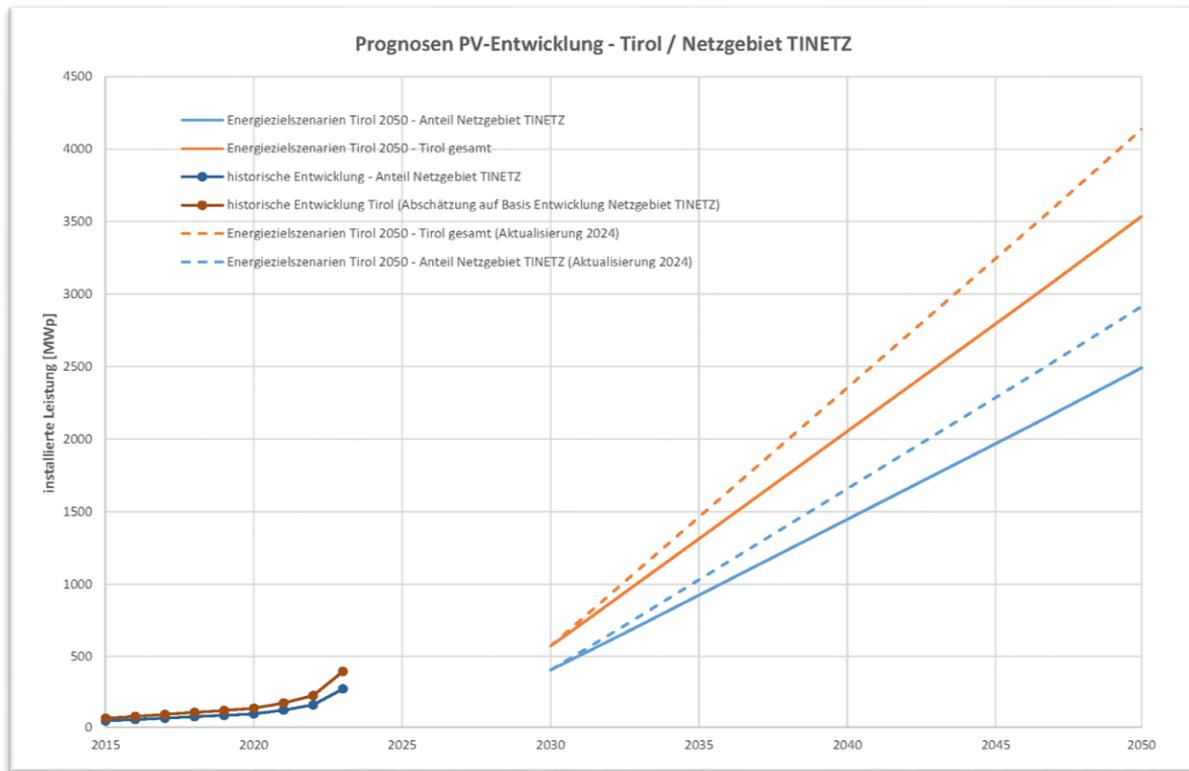


Abbildung 2: Prognosen zur Entwicklung der Summe der installierten Leistungen von Photovoltaik-Anlagen

Wie in Abbildung 2 ersichtlich bedarf es zur Zielerreichung für das Land Tirol bis zum Jahr 2050 etwa einer Verzehnfachung der derzeit installierten Photovoltaik-Leistung.

Projekte für Großerzeugungsanlagen (Wasserkraft, Windkraft, große PV-Flächenanlagen, ...) werden wie angeführt auf Basis konkreter Vorhaben aus den Gesprächen mit den Projektentwicklern in die Netzausbauplanung mit einbezogen.

## 2.3 Ausblick für Lasten

### 2.3.1 Vertikale Netzlast

Eine wesentliche Eingangsgröße für Planungsüberlegungen stellt die Entwicklung der „vertikalen Netzlast“ dar. Die vertikale Netzlast bezeichnet die elektrische Leistung, die insgesamt vom Hochspannungsnetz (110 kV) an die niedrigeren Netzebenen und an direkt angeschlossenen Großverbraucher geliefert wird.

Sie wird ermittelt durch Bildung der vorzeichenrichtigen Summe der zeitgleichen Wirkleistungs-Momentanwerte aller Übergaben aus dem Hochspannungsnetz (110 kV) zum Mittelspannungsnetz der TI-NETZ, zu Weiterverteilern und zu Endkunden über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen.

Die vertikale Netzlast ist eine für den Netzbetreiber messbare Leistung (auch in Echtzeit), sie ist nicht ident mit der gesamten Netzlast, da kleinere dezentrale Erzeugungsanlagen (z.B. Photovoltaikanlagen, Kleinwasserkraft-Anlagen etc.) auf der unterlagerten Mittel- und Niederspannungsebene einspeisen und die nach oben hin gemessene vertikale Netzlast reduzieren.

Sie ist deshalb in erster Linie repräsentativ für die Belastung des Höchst- und Hochspannungsnetzes durch vertikale Leistungsflüsse. Deren prozentueller Zuwachs wird aber auch als eine Basis für die Erstellung von Lastprognosen in den unterlagerten Spannungsebenen herangezogen.

In Abbildung 3 ist die historische Entwicklung der vertikalen Netzlast ab dem Jahr 1982 ersichtlich.

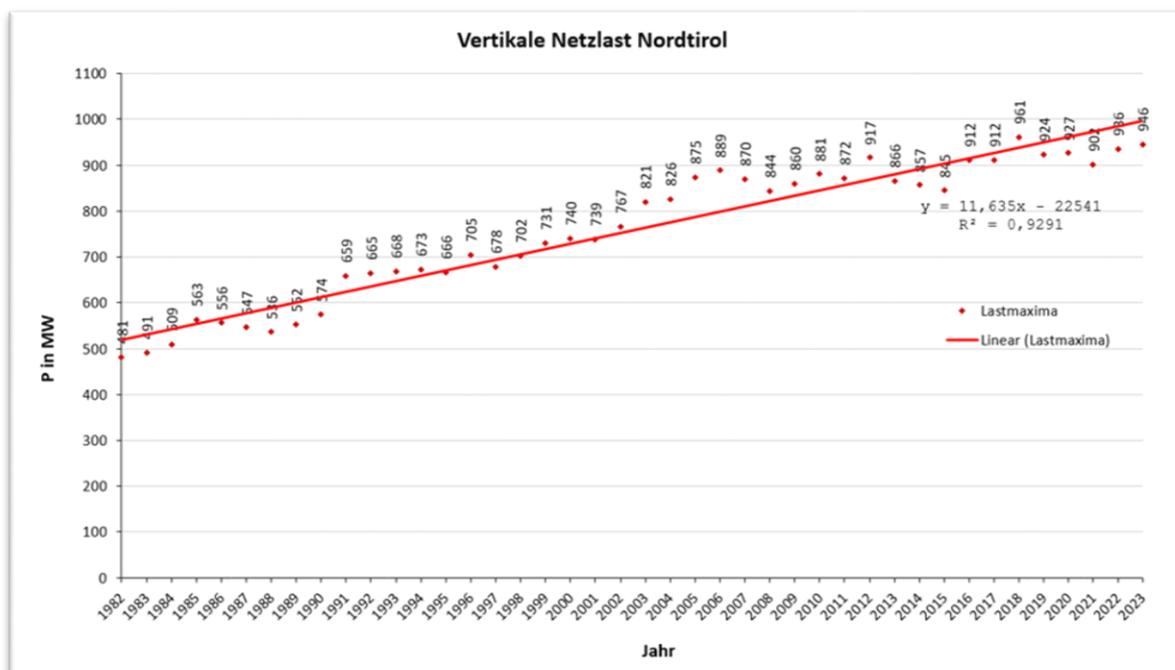


Abbildung 3: Entwicklung der „vertikalen Netzlast“ für den Bereich Nordtirol

### 2.3.2 Elektromobilität

Mit Hilfe der Elektromobilität gelingt es aufgrund der wesentlich höheren Effizienz von Elektromotoren gegenüber Verbrennungsmotoren den Energieverbrauch im Verkehrssektor zu reduzieren und diesen zugleich aus erneuerbaren Energien zu decken.

Im Einklang mit den Ziel-Szenarien von Tirol 2050 soll der Individualverkehr bis zum Jahr 2050 zur Gänze von rein batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) abgedeckt werden.

Hybridfahrzeugen wird indes lediglich die Eigenschaft einer Übergangs-Technologie zugeschrieben, deren Trend ab dem Jahr 2030 abnimmt. Langfristig gesehen ist somit davon auszugehen, dass diese eher eine untergeordnete Rolle spielen werden.

Auch in Bezug auf Wasserstoff- bzw. Brennstoffzellenfahrzeuge und Kraftfahrzeugen mit Verbrennermotoren auf Basis von synthetischen Kraftstoffen (e-Fuels) wird das Potenzial aus heutiger Sicht tendenziell nur auf den Bereich des Schwerverkehrs beschränkt gesehen.

Die folgenden Darstellungen hinsichtlich der Entwicklung der Elektromobilität in Tirol beziehen sich infolgedessen vereinfacht ausschließlich auf rein batterieelektrisch angetriebene Fahrzeuge (umgangssprachlich E-Auto).

Österreichweit gesehen gibt es laut Statistik Austria aktuell (Stand Ende April 2024) rd. 170.000 rein elektrisch betriebene PKW (siehe Abbildung 4), davon rd. 14.000 im Bundesland Tirol. Deren Anteil an den Neuzulassungen liegt österreichweit gesehen gegenwärtig bei ca. 17%.

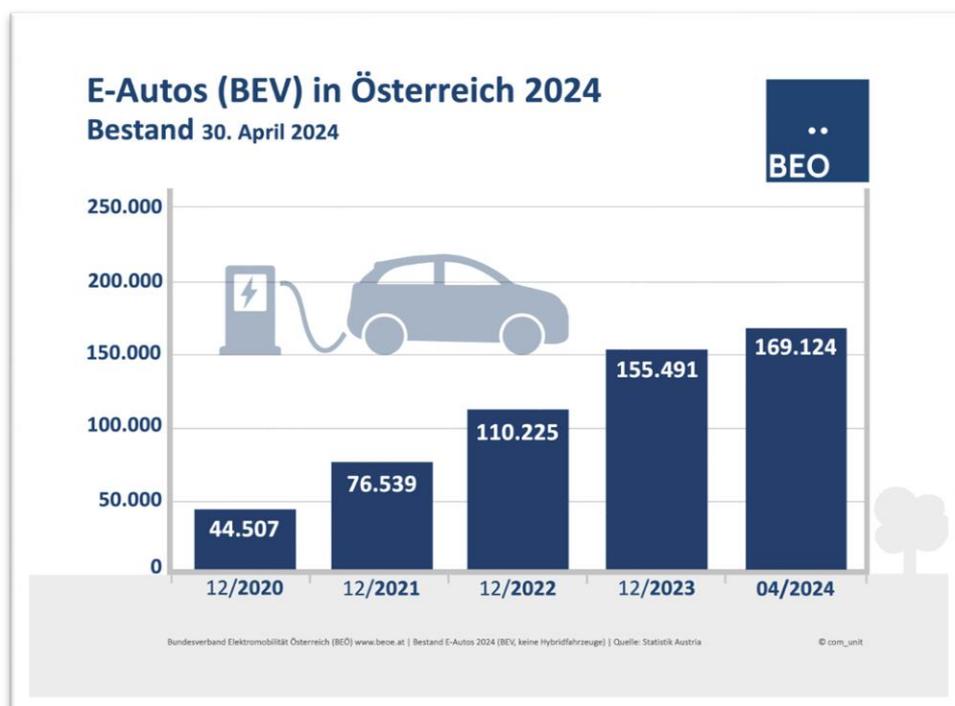


Abbildung 4: Darstellung zum Bestand an rein elektrisch betriebenen PKWs (BEV, keine Hybridfahrzeuge) in Österreich (Quelle: Bundesverband Elektromobilität Österreich (BEÖ), Statistik Austria)

Nebst der Heimpladung und der Schnellladung entlang von Transitverkehrsrouten werden gerade in Tirol, vor allem in touristisch geprägten Regionen auch die Bereitstellung von Lademöglichkeiten für die mit dem E-PKW anreisende Urlaubs- und Tagesgäste den erforderlichen Netzausbau-Bedarf maßgeblich mitbestimmen (z.B. Parkplätze von Seilbahnbetrieben).

Im Zuge der Netz-Ausbauplanung wird diesem Umstand im Rahmen der Ermittlung und Zugrundelegung der netz wirksamen Ladeleistungen entsprechend Rechnung getragen (Unterteilung in Kategorie „Privat“, „Öffentlich“, „Sonder“).

Für den Bereich der Heimpladung („Privat“) wurde eine durchschnittliche maximale Ladeleistung von 11 kW zu Grunde gelegt.

In Abbildung 5 ist die angenommene Entwicklung der zusätzlichen Leistungen im Zusammenhang mit der geplanten Verkehrswende hin zur Elektromobilität dargestellt.

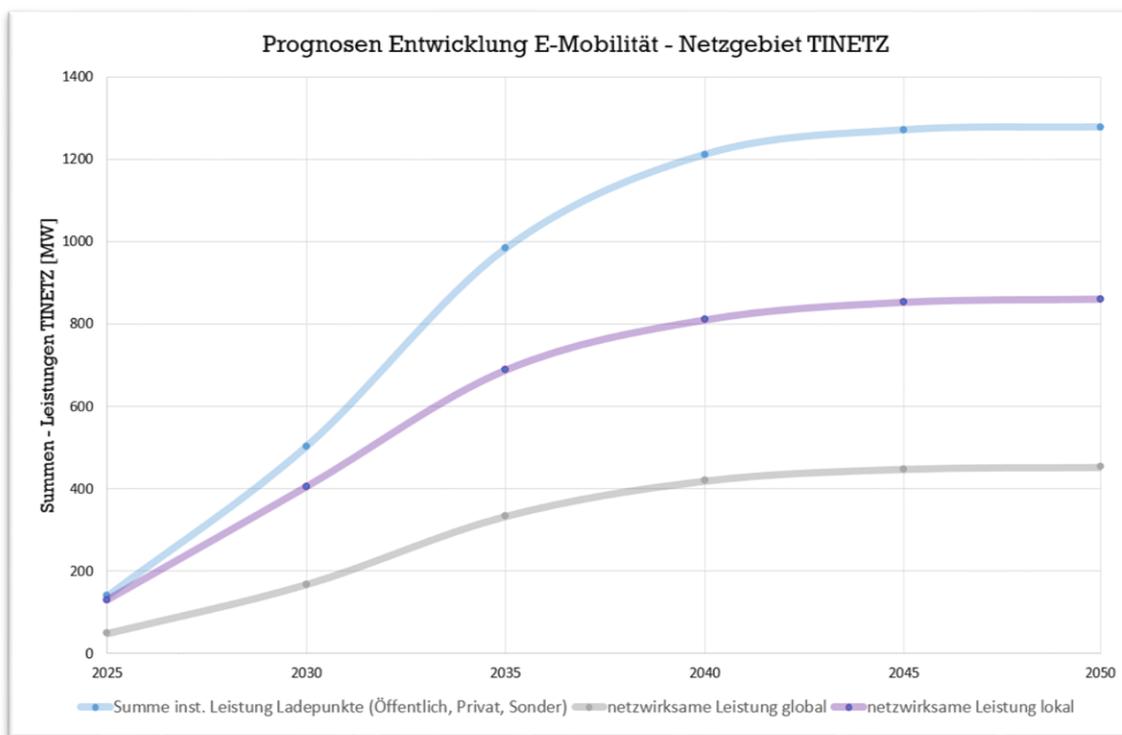


Abbildung 5: Entwicklung der zusätzlichen Leistungen im Netzgebiet der TINETZ, hervorgerufen durch E-Mobilität

Darüber werden – wie zuvor erwähnt – die Planungen von Ladestellenbetreibern für große Ladeparks entlang Hauptverkehrsrouten bzw. für den ÖPNV-Ausbau zusätzlich in den Netzausbauplanungen entsprechend berücksichtigt.

### 2.3.3 Wärmepumpen

Die Wärmepumpentechnologie stellt eine wesentliche Schlüsseltechnologie dar, um auch beim Heizen und Kühlen das gesetzte Ziel zu erreichen, bis 2050 ohne fossile Brennstoffe auszukommen.

Die Energiestrategie vom Land Tirol sieht in Bezug auf die Nutzung von Wärme aus Erde, dem Grundwasser oder der Umgebungsluft vor, dass im Zuge von Neubau- und Sanierungsprojekten jährlich rund 21 GWh an Wärmeenergie aus Umweltwärme kommen sollen.

Das würde der Ausrüstung von jährlich ca. 2000 Einfamilienhäusern auf Niedrigenergiestandard mit Wärmepumpentechnologie entsprechen.

Auf Basis dieser Energiestrategie Tirols und unter Berücksichtigung weiterer wissenschaftlicher Studien (z.B. Studie Wärmezukunft 2050 (TU Wien)) sowie zusätzlicher relevanter Parameter wie der regionale Wärmebedarf je Gemeinde, gemessene Wärmepumpenprofile, Gebäudestandorte und ebenso unter Betrachtung von Szenarien bei denen der Einsatz der elektrischen Zusatzheizung („Heizstab“) und deren Wirkung auf das Netz mit evaluiert wurde, wurden Prognosen hinsichtlich der Entwicklung der netz-wirksamen Leistung bezogen auf das Versorgungsgebiet der TINETZ erstellt.

Die auf diese Weise erhaltene Entwicklung der zusätzlichen Leistung im Netzgebiet der TINETZ, hervorgerufen durch den geplanten Wärmepumpenausbau ist in Abbildung 6 ersichtlich.

Das Diagramm zeigt die unter Beachtung der Ziele vom Land Tirol erwartete Entwicklung der in Summe installierten Leistung an Wärmepumpen zum einen gesamthaft für das Netzgebiet der TINETZ (graue Linie), einmal den Anteil davon der für den Anschluss auf der Netzebene 7 geschätzt wird, sowie die auf das vorgelagerte Netz unter Berücksichtigung einer entsprechenden Gleichzeitigkeit wirkende Summenleistung (orange Linie).

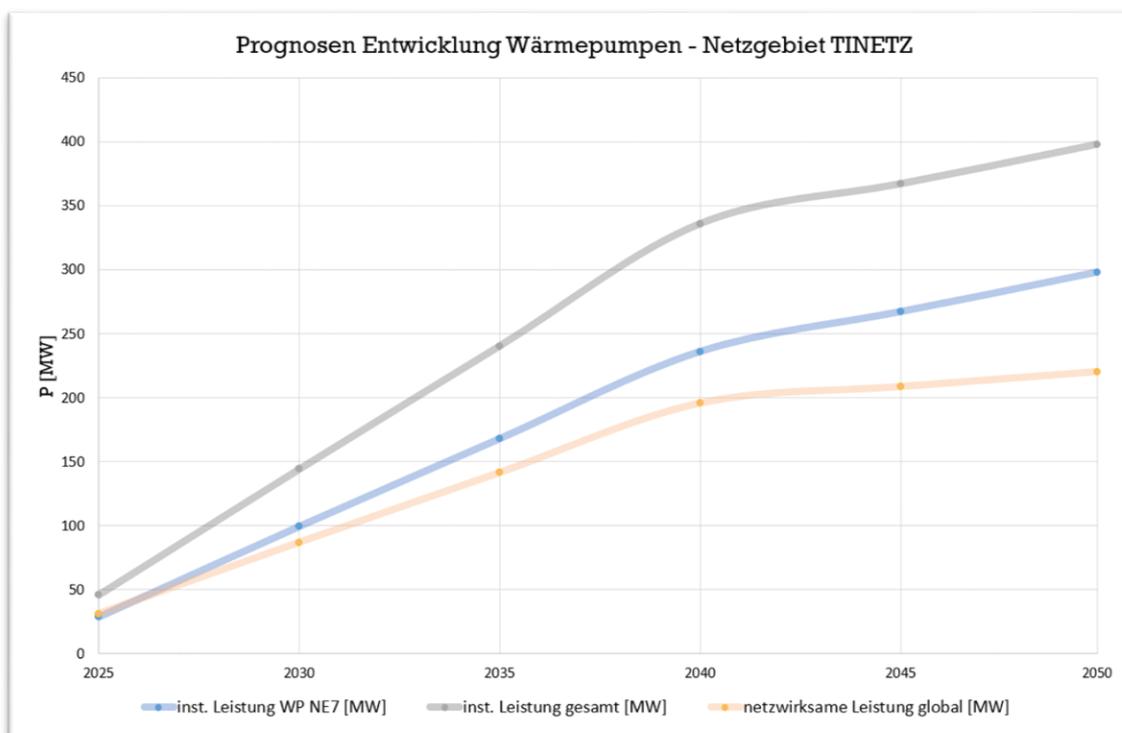


Abbildung 6: Entwicklung der zusätzlichen Last im Netzgebiet der TINETZ, hervorgerufen durch Wärmepumpen

Zusätzlich zu den beschriebenen, global auf das Netz wirkenden Entwicklungen von der allgemeinen vertikalen Netzlast, der Photovoltaik, der E-Mobilität und der Wärmepumpen ergänzen bekannte indivi-

duelle Lastentwicklungen (z.B. geplanter Anschluss Power2Heat-Speicher, Schellladesäulen, Elektrolyseure, Großwärmepumpen, Elektrifizierung des Schwerverkehrs (z.B. Energy Roads), Substitution von Öl und Gas in der Industrieproduktion durch Stromanwendungen etc.) und der Anschluss geplanter Erzeugungsanlagen (z.B. Wasserkraftwerke, Windkraftanlagen etc.) die Randbedingungen hinsichtlich der Last- und Erzeugungsprognosen, die im Zuge des Netzplanungsprozesses zu Grunde gelegt werden.

Bezüglich der pauschalen auf das gesamte Netzgebiet bezogenen Entwicklung der Leistungen aus Photovoltaik, E-Mobilität und Wärmepumpen erfolgt bei der Planung spezifisch abgegrenzter Netzareale eine Regionalisierung hin zu den einzelnen Netzknoten dieses Netzgebietes unter Beachtung von Parametern wie z.B. bei der Photovoltaik die verfügbaren Potenzialflächen (Solarkataster Land Tirol), bei der E-Mobilität den aktuell zugelassenen PKWs und bei den Wärmepumpen den regionalen Wärmebedarf in einer Gemeinde.

## 3 Planungsgrundsätze und -methoden

### 3.1 Planungsgrundsätze und Methoden der quantitativen Bedarfsermittlung

Die Planungsgrundsätze basieren auf den geltenden Regelwerken und Vorschriften und dienen der weiteren Präzisierung der Rahmenbedingungen für die mittel- bis langfristige Netzausbauplanung (Entwicklung bedarfsgerechter Netzkonzepte) der internen Netzplanung.

#### 3.1.1 Höchst-/Hochspannungsnetz (220 kV u. 110 kV)

Die Ausbauplanung des 220-kV- und 110-kV-Netzes erfolgt anhand des [n-1]-Kriteriums gemäß System Operation Guideline (SOGL) und muss darauf ausgerichtet sein, ein für die vereinbarten bzw. prognostizierten Übertragungs- und Verteilungsaufgaben, unter Berücksichtigung von Last- und Erzeugungsprognosen ausreichend bemessenes Netz vorzuhalten, um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb mit einer den Normen entsprechenden Versorgungsqualität zu ermöglichen.

#### 3.1.2 Mittelspannungsnetz (25(30) kV, 20 kV und 10 kV)

Die Neuerrichtung von Leitungen im Mittelspannungsbereich erfolgt vorzugsweise als Kabelausführung mit standardisierten Querschnitten. Die Errichtung von Freileitungen stellt die Ausnahme dar und erfolgt lediglich im Zuge von z. B. einer Bestandssanierung, einer Verstärkung auf einer Bestandstrasse, bei geologischen Erfordernissen oder bei Instandhaltungsbedingten Masttäuschen.

Maßgebend für die Entscheidung ist die technisch-wirtschaftliche Situation (Störungs- und Versorgungssituation, Aufwand Sanierung im Vergleich zum Neubau, lfd. Instandhaltungsaufwendungen etc.).

Im Zuge der Instandhaltung von Leitungen im Mittelspannungsbereich besteht vor dem Hintergrund der Reduktion der Instandhaltungsaufwendungen und der Störanfälligkeit als auch im Zusammenhang mit der Versorgungsqualität (Ausfallshäufigkeit, -leistung und -zeit) das Ziel, diese bestehenden Freileitungen zu verkabeln.

Kriterien für die Umsetzung und die Priorisierung von Verkabelungen sind:

- Leitungsabschnitt im Wald (hoher Instandhaltungsbedarf durch Leitungsbegehungen und Ausholungen)
- Häufung von Störungen (z. B. in exponierten Lagen)
- anstehende Maßnahmen (wie Masttausch, Bauplatzfreistellung, etc.)
- strategische Gesichtspunkte im Sinne der Netzentwicklung
- technische Erfordernisse (Spannungsabfall, Strombelastbarkeit)

Langfristig wird die fortschreitende Verkabelung von Stickleitungen auch aufgrund der damit zunehmenden Ausfallzeiten vermehrt vermaschte Netzstrukturen (offen betrieben) bzw. Zweitanspeisungen in Tälern notwendig machen.

Die Umstellung der Netze von der derzeitigen Betriebsspannung von 25 kV auf 30 kV ist ein mehrjähriges Vorhaben. Im Jahr 2023 wurde die erste Umstellung im Paznauntal als Pilotprojekt umgesetzt.

Neben der „Standard“-MS-Ebene der TINETZ, der 25-kV-Netzebene, liegen unterlagert historisch gewachsene 10-/6-kV-Netze (ca. 58).

Diese bestehenden 10-/6-kV-Netze werden grundsätzlich nicht mehr erweitert. Dies gilt auch für jene 10-kV-Netze, die zum Verbleib bestimmt sind. Damit werden Doppelstrukturen sukzessive reduziert und die Anzahl der aufgrund der Doppelumspannung erforderlichen Leistungsschalter und Schutzeinrichtungen verringert.

Derzeit werden Mittelspannungsnetze aller Spannungsebenen gelöscht betrieben, bei 10-/6-kV-Netzen mit geringer Ausdehnung wird der Sternpunkt hochohmig geerdet.

### **3.1.3 Niederspannungsnetz (0,4 kV)**

Das Niederspannungsnetz wird i. d. R. als Strahlennetz ohne Verbindung zur nächsten Station geplant.

Es werden Standardkabel bzw. im Freileitungsbau Leiterseile entsprechend einem Standardquerschnitt eingesetzt.

In Sonderfällen finden in entlegenen Gebieten (Netzausläufer) auch 950-V-Netze Anwendung, bei Bedarf kommen auch Längsregler in langen Leitungsabzweigen zum Einsatz.

Im Hinblick auf die Spannungshaltung bildet die OVE EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ die Grundlage für die Festlegung von Spannungsgrenzwerten in der Netzplanung.

## **3.2 Umsetzung der Netzausbauplanung und dafür verwendete Werkzeuge**

Abhängig von der Spannungsebene werden im Rahmen der Netzplanung unterschiedliche Netzmodelle für die Berechnungen zu Grunde gelegt. Für die Berechnungen wird einheitlich von der Niederspannungsebene bis zur Höchstspannungsebene dieselbe Netzberechnungssoftware verwendet.

### **3.2.1 Höchst-/Hochspannungsnetz (220 kV u. 110 kV)**

Aufgrund des mit dem vorgelagerten Übertragungsnetz der APG vermascht betriebenen Höchst-/Hochspannungsnetzes und der damit einhergehenden relevanten Beeinflussung durch übergeordnete Lastflüsse werden für Planungsberechnungen in diesen Spannungsebenen, in den auf ENTSO-E-Ebene üblichen zeitlichen Abständen, regelmäßig entsprechende Planungsdatensätze mit APG ausgetauscht.

Auf Basis dieser Datensätze werden unter Berücksichtigung von Prognosedaten für Last, Erzeugung und Netzentwicklung für die jeweiligen Netzuntersuchungen geeignete Berechnungsmodelle für unterschiedliche Szenarien erstellt.

### **3.2.2 Mittelspannungsnetz (25(30) kV, 20 kV und 10 kV)**

Für die Planung und Beurteilung auf der Mittelspannungsebene werden die im Netzinformationssystem selektierten relevanten Netzbereiche über eine Schnittstelle in das Netzberechnungsprogramm importiert. Das auf diese Weise im Netzberechnungsprogramm generierte Rechenmodell erstreckt sich i.d.R. von der Hochspannungssammelschiene und den Hochspannungs-/Mittelspannungstransformatoren des versorgenden Umspannwerkes bis zu den Mittelspannungs-Sammelschienen der einzelnen Ortsnetzstationen bzw. NE5-Übergaben zu Kundenanlagen.

Dort knüpfen entsprechende Ersatzelemente an (Lasten, Einspeisungen), welche die gemessenen Leistungsmaxima (P und Q), jeweils in Verbrauchs- und Erzeugungsrichtung enthalten. Unter Berücksichtigung der betreffenden gemessenen Abzweigleistungen erfolgt eine geeignete Skalierung dieser Maxima, zur Anpassung an die tatsächlich aufgetretenen Abzweigbelastungen.

Dieses Netzmodell wird in Folge entsprechend den vorliegenden Prognosen für Last und Erzeugung (inkl. bereits angefragter Projekte), sowie bereits bekannter Netzausbauprojekte (langfristige Netzentwicklung) adaptiert und dient unter Berücksichtigung relevanter Szenarien (Stark- und Schwachlast) als Basis für anlassbezogene Beurteilungen einzelner Netzanschluss-Vorhaben als auch für die Entwicklung langfristiger Mittelspannungs-Netzkonzepte.

Im Rahmen der Entwicklung von Mittelspannungs-Netzkonzepten („MS-Zielnetzplanung“) werden im Sinne einer umfassenden Betrachtung zudem größere Regionen, d.h. mehrere aneinandergrenzende Umspannwerksbereiche zusammen, betrachtet, um einen möglichst effizienten und zukunftsorientierten Netzausbau zu ermöglichen.

### **3.2.3 Niederspannungsnetz (0,4 kV)**

Analog zur Mittelspannungsebene erfolgt auch für die Berechnungen und Beurteilungen in der Niederspannung eine regelmäßige Auskopplung der Niederspannungsnetze aus dem Netzinformationssystem. Diese werden über eine Schnittstelle an das Netzberechnungsprogramm übergeben. Dieser Vorgang wird in der Niederspannung zum Teil auch automatisiert durchgeführt.

Die Netzmodelle erstrecken sich i.d.R. von der Mittelspannungssammelschiene und dem MS\NS-Transformator der jeweiligen Station über die einzelnen Niederspannungsstränge bis hin zu den jeweiligen Niederspannungs-Anschlusspunkten.

An diese knüpfen wiederum Last- und Einspeise-Elemente an. Die Lasten werden entweder anhand der Daten eines Lastprofilzählers bzw. Smart-Meters ermittelt oder rechnerisch aus dem Jahresverbrauch abgeleitet. Die Höhe der Einspeisung am jeweiligen Anschlusspunkt ergibt sich aus der mit diesem Anschlusspunkt verknüpften netzwirksamen Leistung.

Der vom Ortsnetztransformator versorgte Netzbereich wird folglich skaliert, sodass sich die tatsächlich aufgetretene Auslastung des Transformators einstellt. Hierzu werden die Messzeitreihen der bei TINETZ in allen Ortsnetzstationen standardmäßig eingebauten Lastprofil-Stationszähler (P und Q) herangezogen.

Durch die geeigneten Variationen der Skalierungsfaktoren werden die für die Berechnung relevante Szenarien (Last- und Einspeiseszenario) eingestellt.

Das auf diese Art erstellte Netzmodell bildet die Grundlage für die anlassbezogene Anschlussbeurteilung (z.B. Anschluss einer PV-Anlage) bzw. für die kurz- bis mittelfristige Netzplanung.

Für die langfristige Netzplanung in der Niederspannung („NS-Zielnetzplanung“) werden zusätzlich langfristige Last- und Erzeugungsprognosen mit einbezogen und zudem mehrere Niederspannungsnetze zusammen betrachtet (z.B. auf Gemeindeebene), um einen möglichst effizienten und zukunftsorientierten Netzausbau zu ermöglichen.

In der Niederspannung werden zum Teil auch bereits automatisch Last- und Kurzschlussberechnungen durchgeführt und ausgewertet. PV-Anlagen werden ebenfalls zum Großteil automatisiert beurteilt. An der Ausweitung der automatischen Anschlussbeurteilung auf andere Anfragearten (Kurzzeitanschlüsse, Neuanschlüsse etc.) wird aktuell gearbeitet.

## **4 Netzausbauprojekte und -programme, Planungsüberlegungen**

Im Folgenden erfolgt eine Auflistung der jeweiligen geplanten Maßnahmen, unterteilt in detaillierte Projekte der Netzebene 1 und 4 (Planungshorizont 5 Jahre), Programme bzw. Maßnahmen auf der MS- und NS-Ebene sowie aktuelle Planungsüberlegungen (z.B. Netzuntersuchungen im Laufen, Netzkonzepte in Ausarbeitung etc.).

Als für die Netzentwicklung relevante Projekte werden solche eingestuft, welche einen wesentlichen Einfluss auf Netzanschlusskapazitäten bewirken. Betriebliche Investitionen wie der Tausch einzelner Betriebsmittel aufgrund auslaufender technischer oder wirtschaftlicher Lebensdauer werden hier nicht explizit als Projekt angeführt.

Als Auslöser für Projekte zur Netzentwicklung können kundenseitige Anfragen auf Netzanschluss, Erweiterung der Netznutzung oder Änderung der Netzkooperation von Verteilernetzbetreibern sowie intern angestrebte Netzentwicklungsprojekte angesehen werden.

Hierbei werden jeweils nur Projekte in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, für welche unter festgelegten Kriterien eine entsprechende Planungssicherheit vorliegt bzw. erkennbare und realistische Durchführungsabsichten der Kunden vorliegen.

Bei wiederholten Projektverschiebungen, welche auf Kundenverschulden zurückzuführen sind bzw. bei sich ändernder Durchführungsabsicht behält sich TINETZ-Tiroler Netze vor, das Projekt zeitlich neu einzureihen bzw. gegebenenfalls auch aus dem Netzentwicklungsplan zurückzuziehen

#### 4.1 Klassifikation nach Projektstatus und Beschreibung der Projektphasen

In nachstehender Tabelle 8 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 Leitungs-(groß)-projekten). Bei Vorhaben, welche dem Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz unterliegen, fallen in diesen Phasen bereits bedeutende Kosten für Untersuchungen, Studien und Gutachten, Rechtsbegleitung sowie die Erstellung der Unterlagen für die Umweltverträglichkeitserklärung (UVE) an. Für den Projektstatus wird die folgende Einteilung vorgenommen:

<b>Projektstatus</b>	<b>Beschreibung bzw. Meilensteine sowie Kosten/Leistungen</b>
<b>Planungs- überlegung</b>	Netztechnische Untersuchungen, systematische Lösungsfindung mittels technischer und wirtschaftlicher Variantenvergleiche, Trassenraumuntersuchungen, Festlegung der Ausbauvariante und des Ausbaumfanges, Standortsuche bei neuen Umspannwerken
<b>Vorprojekt</b>	Technische Detailplanung, Erstellung von Einreichunterlagen für Genehmigungsverfahren (z.B. Starkstromwegerecht / Materiengesetze oder UVE) Behördeneinreichung und Genehmigungsverfahren Vorprojekt endet mit Vorliegen aller behördlichen Genehmigungen und Bescheide; Verträge liegen vor (v.a. Errichtungsvertrag, Netzkooperations-/Netzzugangsvertrag)
<b>Umsetzungs- oder Ausführungsprojekt</b>	Baubeschlussfassung und Gremienfreigaben liegen vor; Ausschreibung, Vergabe und Beschaffung von Material, Geräten und Arbeiten (Montagen) Projektrealisierung; Umsetzungsprojekt endet mit Inbetriebnahme und abgeschlossener Dokumentation

Tabelle 8: Einteilung des Projektstatus

## 4.2 Detaillierte Einzeldarstellungen konkreter Projekte auf den Netzebenen 1 bis 4

**Projektbezeichnung: Ersatzneubau 110-kV-Leitung Kramsach-Kirchbichl („Netzkonzept Unterland“)**

**Projektnummer:** T 24-10

**Netzebene(n):** 3

**Projektstatus:** Umsetzungsprojekt

**Spannungsebene(n):** 110 kV

**Art:** neue Leitung

**Geplante Inbetriebnahme:** 2024

### Projektbeschreibung:

Ausgelöst durch einen anstehenden Instandhaltungsbedarf wird der 110-kV-Leitungsabschnitt zwischen dem UW Kramsach und dem UW Kirchbichl mit einer den zukünftigen zu erwartenden Anforderungen entsprechenden Übertragungsfähigkeit ausgestattet. Durch die Errichtung der neuen Leitungsverbindung mit optimierter Trassenführung (Trassenlänge gesamt ca. 26 km) kann die durch mittlerweile zum Teil über dicht besiedeltes Gebiet verlaufende alte Leitung demontiert werden.



### Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

Mit der Realisierung des Leitungsneubaues erhöht sich die [n-1]-übertragbare Leistung zwischen dem UW Jenbach und dem UW Kirchbichl von aktuell ca. 110 MVA auf zukünftig ca. 245 MVA.

### Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

Aufgrund der fehlenden 220-kV-Zweitanspeisung für das UW Kirchbichl (wird vorweg auch als kaum realisierbar eingestuft) sind betrieblich notwendige Abschaltungen der 220-kV-Leitung Kirchbichl-Strass nur innerhalb sehr begrenzter Zeitfenster bzw. mit erheblichen Einschränkungen für den Netzbetrieb möglich.

Durch die entsprechende Erhöhung der Übertragungsfähigkeit der unterlagerten 110-kV-Leitung zwischen dem UW Kramsach und dem UW Kirchbichl wird es möglich, die Redundanz im geforderten Maß über die 110-kV-Spannungsebene herzustellen (Versorgungsmöglichkeit auch bei „Common-Mode“-Störfall der 220-kV-Leitung Kirchbichl-Strass).

### Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

**Projektbezeichnung: Ersatzneubau 110-kV-Leitung Ötztal-Sölden („Energiezukunft Ötztal“)**

**Projektnummer:** T 24-11

**Netzebene(n):** 3

**Projektstatus:** Vorprojekt

**Spannungsebene(n):** 110 kV

**Art:** neue Leitung

**Geplante Inbetriebnahme:** 2030

**Projektbeschreibung:**

Die Versorgung großer Teile der Region Ötztal bzw. die Anspeisung des örtlichen Mittelspannungs-Verteilernetzes, welches der Versorgung des mittleren und hinteren Talbereiches dient, erfolgt über eine einsystemige 110-kV-Stichleitung, die vom Umspannwerk Ötztal ausgeht und bis zum Umspannwerk Sölden führt. Die Lastsituation in der Region bringt mit sich, dass bei einem Ausfall dieser einsystemigen 110-kV-Leitung eine Vollversorgung über das unterlagerte Mittelspannungs-Verteilernetz schon jetzt nicht mehr jahresdurchgängig sichergestellt werden kann (betrifft i. W. Winterhalbjahr).



Unter Berücksichtigung einer weiteren Entwicklung der Netzlast (Tourismus, Wärmepumpen, E-Mobilität) ist davon auszugehen, dass die thermische Übertragungsfähigkeit des 110-kV-Leitungssystems von 62 MVA in ca. 15 - 20 Jahren erreicht wird (individuelle Laststeigerungen noch nicht berücksichtigt).

Aus Instandhaltungssicht erreichen zudem die Leiterseile der 110-kV-Leitung in ca. 10 Jahren das Ende ihrer Lebensdauer.

Vor diesem Hintergrund erfordert es einen entsprechenden Ersatzneubau der Leitung in Form einer zweystemigen Leitungsverbindung (Trassenlänge gemäß aktuellem Planungsstand ca. 36 km).

Nach Errichtung der neuen zweystemigen 110-kV-Leitung erfolgt die Demontage der alten 110-kV-Einfachleitung.

**Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten**

Durch den Bau der neuen Leitung kann die Versorgung des Ötztales auch unter Berücksichtigung zukünftiger Anforderungen (Tourismus, Wärmepumpen, E-Mobilität) sichergestellt werden. Vor allem in der Region des hinteren und mittleren Ötztales ergibt sich durch die zweystemige Anspeisung vom Umspannwerk Sölden eine wesentliche Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit gegenüber der Istsituation.

**Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze**

Durch die Errichtung der zweystemigen Leitungsverbindung wird die [n-1]-sichere Versorgung über die 110-kV-Ebene ermöglicht.

**Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)**

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

**Projektbezeichnung: UW Matrei - Neuerrichtung 380/110-kV-Netzabstützung**

**Projektnummer:** T 24-12

**Netzebene(n):** 1-4

**Projektstatus:** Umsetzungsprojekt

**Spannungsebene(n):** 380, 110, 25 (30) kV

**Art:** neues UW

**Geplante Inbetriebnahme:** 2025

**Projektbeschreibung:**

Das Iseltal in Osttirol wird derzeit über eine 110-kV-Einfachleitung ausgehend vom UW Lienz versorgt.

Zur Aufhebung der daraus resultierenden betrieblichen Einschränkungen (Störfall, betrieblich notwendige Abschaltung, ...) bzw. zur Herstellung der [n-1]-Sicherheit auf der Hochspannungsebene wird im Bereich des bestehenden UW Matrei eine Abspannung aus dem 380-kV-Netz der APG realisiert. Dazu erfolgt die Neuerrichtung des UW Matrei als 380/110//25(30) kV-Umspannwerk notwendig.



Seitens TINETZ erfolgt die Errichtung der 110-kV-Schaltanlage im UW Matrei als Innenraum-Doppelsammelschienen-GIS mit Längstrennung und Querkupplung samt dem zugehörigen Anlagengebäude und den Sekundär, Neben- und Hilfseinrichtungen und Fundamenten.

Hinsichtlich der Leitungseinbindungen erfolgt die Einschleifung der bestehenden 110-kV-Leitung Gruben-Kienburg (inkl. einer Umgehungsmöglichkeit), der 110-kV-Kabelanschluss an den 380/110-kV-Regelhauptumspanner der APG sowie die Einbindung der bestehenden 25(30)-kV-Schaltanlage.

Zudem erfolgt weiters die Anschaffung und Aufstellung einer neuen 110-kV-Löschspule.

Nachdem dieses Projekt die Schnittstelle zum vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber APG betrifft, wird an dieser Stelle auch auf den Netzentwicklungsplan der APG verwiesen (Projektnummer 16-4).

**Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten**

Durch die Errichtung des UW Matrei wird die [n-1]-sichere Versorgung des Iseltals und Osttirols ermöglicht.

**Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze**

Zusätzliche Abstützung aus dem 380 kV- Netz der APG

**Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)**

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

**Projektbezeichnung: Ertüchtigung 220/110-kV-UW Thaur**

**Projektnummer:** T 24-13

**Netzebene(n):** 1-3

**Projektstatus:** Vorprojekt

**Spannungsebene(n):** 220, 110 kV

**Art:** Umspannwerk

**Geplante Inbetriebnahme:** 2030

**Projektbeschreibung:**

Das Umspannwerk Thaur wurde 1975 errichtet und bis zum Jahr 1986 bis zum heute bestehenden Anlagenumfang erweitert.

Im Zuge der Erneuerung werden die gealterten Primärgeräte (v. a. mit Baujahr zwischen 1975 und um 1980) getauscht.

Aufgrund der gewachsenen betrieblichen Anforderungen (v.a. Kurzschlussfestigkeit) werden im Zuge dessen auch die 110-kV-Sammelschienen entsprechend ertüchtigt.

Des Weiteren erfolgt auch eine Erneuerung der 220-kV- und 110-kV-Stationenleittechnik (inkl. Relaissteuerung samt Steuerkabel) entsprechend dem aktuellen Stand einer Leittechnik-Konfiguration, sowie auch ein altersbedingter Tausch des 110-kV-Schutzes.



**Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten**

Das Projekt hat keine Auswirkungen auf Netzanschlusskapazitäten

**Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze**

-

**Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)**

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

**Projektbezeichnung: Ertüchtigung 110-kV-Leitung Kalserbach-Gruben**

**Projektnummer:** T 24-14

**Netzebene(n):** 3

**Projektstatus:** Vorprojekt

**Spannungsebene(n):** 110 kV

**Art:** Umspannwerk

**Geplante Inbetriebnahme:** 2028

**Projektbeschreibung:**

Die 110-kV-Freileitung in Osttirol, im Bereich vom UW Kalserbach bis zum UW Gruben, stammt aus dem Jahr 1950. Instandhaltungsbedingt wird es erforderlich den Seilbelag zu ersetzen sowie die Fachtragwerke neu zu beschichten.

Zusätzlich zum Instandhaltungserfordernis bedarf es im Zusammenhang mit der geplanten Zweitabstützung aus dem Übertragungsnetz der APG (UW Matri NEU) zur Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit für den gesamten Bezirkes Lienz (Osttirol) und der Anfrage des geplanten KW Tauernbach der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG auch einer entsprechenden Erhöhung der Übertragungsfähigkeit, wobei in Folge ein Ersatzneubau der Leitung im Bereich UW Kalserbach – UW Kienburg – UW Matri NEU und im Bereich UW Matri NEU bis UW Gruben eine Leitungsertüchtigung unter Berücksichtigung eines Betriebes mit einer maximalen Seiltemperatur von 60°C erforderlich wird („60°-Ertüchtigung“).



**Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten**

Erhöhung der Übertragungsfähigkeit zwischen UW Matri und UW Gruben auf ca. 30 MVA.

Erhöhung der Übertragungsfähigkeit zwischen UW Kalserbach und UW Matri auf ca. 200 MVA

**Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze**

-

**Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)**

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

**Projektbezeichnung: Ertüchtigung 220-kV-SW Silz**

**Projektnummer:** T 24-15

**Netzebene(n):** 1

**Projektstatus:** Planungsüberlegung

**Spannungsebene(n):** 220 kV

**Art:** Schaltwerk

**Geplante Inbetriebnahme:** 2035

**Projektbeschreibung:**

Aufgrund der gestiegenen betrieblichen Anforderungen (v.a. Kurzschlussfestigkeit) ist die bestehende 220-kV-Schaltanlage entsprechend zu ertüchtigen. Der Umfang der notwendigen Maßnahmen reicht gegebenenfalls bis zur Kompletterneuerung der Anlage, wird derzeit aber noch im Detail erhoben.



**Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten**

Das Projekt hat keine Auswirkungen auf Netzanschlusskapazitäten

**Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze**

-

**Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)**

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

**Projektbezeichnung: 110/25(30)-kV-UW St. Johann - Erneuerung 30-kV-Schaltanlage, Erweiterung um 3. UM**

**Projektnummer:** T 24-16

**Netzebene(n):** 3, 4

**Projektstatus:** Umsetzungsprojekt

**Spannungsebene(n):** 110, 25(30) kV

**Art:** Ausbau UW

**Geplante Inbetriebnahme:** 2026

**Projektbeschreibung:**

Entsprechend den gewachsenen betrieblichen Anforderungen (v.a. Kurzschlussfestigkeit) wird eine neue gasisolierte 25(30)-kV-Doppelsammelschienenschaltanlage mit Längs- und Querkupplung samt dem zugehörigen Schaltanlagegebäude errichtet.

In der 25(30)-kV-Schaltanlage sind seit Umsetzung des dritten Stadtringkabels zwei Abzweige im Knoten angeschlossen. Im [n-1]-Fall (Versorgung UW Hochfilzen über die Mittelspannung) ist dieser Abzweig derzeit thermisch bis zur Grenze ausgelastet.

Um zukünftig die [n-1]-sichere Versorgung, der entsprechend dem Normalschaltzustand vom UW Hochfilzen und UW Kitzbühel angespeisten Netzgebiete, auch vom UW St. Johann aus zu ermöglichen, erfordert es den Ausbau einer vollständigen dritten Netzgruppe mit drittem Umspanner.

Um auch im Hinblick auf die Erdschlusslöschung [n-1]-Sicherheit zu erreichen, wird auch eine dritte Löschspule errichtet.



**Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten**

Erhöhung der [n-1]-sicheren Kapazität von 50 MVA auf 90 MVA

**Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze**

-

**Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)**

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

**Projektbezeichnung: UW Westtirol - Gesamterneuerung 220-kV-Anlage; Schaltanlagenerneuerung**

**Projektnummer:** T 24-17

**Netzebene(n):** 1-3

**Projektstatus:** Planungsüberlegung

**Spannungsebene(n):** 220, 110 kV

**Art:** Umspannwerk

**Geplante Inbetriebnahme:** 2030/31

**Projektbeschreibung:**

Das Erreichen des Endes der Lebensdauer von Anlagenkomponenten (inkl. Grenzen der Kurzschlussfestigkeit) und das Alter (Ersterrichtung im Jahr 1964) sowie eingeschränkte Reserveteilverfügbarkeit bei Schaltgeräten erfordern in Zusammenhang mit den zukünftigen Entwicklungen (Errichtung eines zweiten und dritten 380/220-kV-Transformators seitens APG), regionalen Kraftwerksprojekten und weiteren Netzausbauten) die Generalerneuerung der 220-kV-Anlage im UW Westtirol gemeinsam mit APG.



Nachdem dieses Projekt die Schnittstelle zum vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber APG betrifft, wird an dieser Stelle auch auf den Netzentwicklungsplan der APG verwiesen (Projektnummer 11-9, 21-1 b.) und 19-7).

**Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten**

-

**Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze**

Gemeinsames Projekt mit APG

**Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)**

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

**Projektbezeichnung: UW Westtirol - Tausch HUM2**

**Projektnummer:** T 24-18

**Netzebene(n):** 1-3

**Projektstatus:** Vorprojekt

**Spannungsebene(n):** 220, 110 kV

**Art:** Umspannwerk

**Geplante Inbetriebnahme:** 2026/27

**Projektbeschreibung:**

Alters- und auslastungsbedingt ist der Tausch des 220/110-kV-Hauptumspanners HUM 2 der TINETZ gegen einen Transformator höherer Nennleistung (180 MVA) geplant.



**Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten**

Erhöhung der [n-1]-sicheren Kapazität der Abstützung des 110-kV-Netzes von 104 MVA auf 180 MVA

**Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze**

-

**Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)**

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

**Projektbezeichnung: 110/25(30)-kV-UW Kalserbach, Erneuerung 110-kV-Schaltanlage, Erweiterung um 3. UM**

**Projektnummer:** T 24-19

**Netzebene(n):** 3, 4

**Projektstatus:** Umsetzungsprojekt

**Spannungsebene(n):** 110, 25(30)  
kV

**Art:** Ausbau UW

**Geplante Inbetriebnahme:** 2026

**Projektbeschreibung:**

Aufgrund der gestiegenen und noch weiter steigenden dezentralen Erzeugung im Netzbereich des UW Kalserbach ist der Ausbau einer vollständigen dritten Netzgruppe notwendig. Dieser Ausbau umfasst die Errichtung einer neuen 110-kV- gasisolierten Schaltanlage, die Aufstellung eines dritten Umspanners und die Aufstellung einer dritten Löschspule. Zudem ist eine Änderung der 110-kV-Zuspannung mit Errichtung eines neuen Leitungsportals und eines neuen 110-kV-Abzweigmastes, sowie die Umsiedelung der bestehenden beiden Umspanner auf die neuen bereits bestehenden Fundamente notwendig.



Die bestehende 110-kV-Freiluftschaltanlage wird demontiert

**Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten**

Erhöhung der [n-1]-sicheren Kapazität von 40 MVA auf 80 MVA

**Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze**

-

**Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)**

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

**Projektbezeichnung: UW Imst, Erneuerung 110-kV-Schaltanlage**

**Projektnummer:** T 24-20

**Netzebene(n):** 3, 4

**Projektstatus:** Vorprojekt

**Spannungsebene(n):** 110 kV

**Art:** Umspannwerk

**Geplante Inbetriebnahme:** 2028

**Projektbeschreibung:**

Ersatzneubau der 110-kV-Schaltanlage als Freiluftschaltanlage aufgrund Alterung. Schaffung von zusätzlichen 110-kV- Reserveabzweigen für spätere Projekte. Errichtung eines neuen Betriebsgebäudes zur Aufnahme der 110-kV-Schutz- und -Leittechnik



**Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten**

Das Projekt hat keine Auswirkungen auf Netzanschlusskapazitäten

**Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze**

-

**Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)**

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

**Projektbezeichnung: UW Kirchbichl 110/25(30)-kV-Abspannung, Errichtung UM, Erneuerung 25(30)-kV-Schaltanlage**

**Projektnummer:** T 24-21

**Netzebene(n):** 3, 4

**Projektstatus:** Planungsüberlegung

**Spannungsebene(n):** 110, 25(30) kV

**Art:** Ausbau UW

**Geplante Inbetriebnahme:** 2027

**Projektbeschreibung:**

Aufgrund von Laststeigerungen im Netzbereich des UW/KW Kirchbichl und einer angefragten Baustromversorgung (TBM Angerbergertunnel, 14 MW) ist die Errichtung eines 110/25(30)-kV-Umspanners im UW Kirchbichl notwendig.

Zum Anschluss des Umspanners ist die Errichtung eines 110-kV-Schaltfeldes, sowie der Tausch der 25(30)-kV-Schaltanlage notwendig.



**Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten**

Zusätzliche Kapazität von 40 MVA. Erhöhung der [n-1]-Sicherheit für den Netzbereich des UW/KW Kirchbichl

**Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze**

Erhöhung der [n-1]-Sicherheit für den Netzbereich des UW/KW Kirchbichl

**Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)**

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

**Projektbezeichnung: UW Gruben NA KW Tauernbach**

**Projektnummer:** T 24-22

**Netzebene(n):** 3

**Projektstatus:** Umsetzungsprojekt

**Spannungsebene(n):** 110 kV

**Art:** Ausbau UW

**Geplante Inbetriebnahme:** 2025

**Projektbeschreibung:**

Zum Anschluss des KW Tauernbach wird die 110-kV-GIS im UW Gruben um ein Schaltfeld erweitert.



**Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten**

Anschluss des KW Tauernbach

**Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze**

-

**Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)**

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

**Projektbezeichnung: Ertüchtigung 110-kV-Leitung Hochfilzen-St. Johann**

**Projektnummer:** T24-23

**Netzebene(n):** 3

**Projektstatus:** Planungsüberlegung

**Spannungsebene(n):** 110 kV

**Art:** Leitung

**Geplante Inbetriebnahme:** 2026

**Projektbeschreibung:**

Zur Ertüchtigung der 110-kV-Freileitung für einen 80°C-Betrieb ist die Erhöhung mehrerer Maste notwendig.

Nach den Masterhöhungen erfolgt aufgrund der Alterung auch ein Tausch der Leiterseile.



**Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten**

Das Projekt hat keine Auswirkungen auf Netzanschlusskapazitäten

**Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze**

-

**Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)**

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

**Projektbezeichnung: UW Wattens Erneuerung 110-kV- u. 25(30)-kV-Schaltanlage und Erweiterung um 3. UM**

**Projektnummer:** T 24-24

**Netzebene(n):** 3, 4

**Projektstatus:** Vorprojekt

**Spannungsebene(n):** 110, 25(30)  
kV

**Art:** Ausbau UW

**Geplante Inbetriebnahme:** 2027

**Projektbeschreibung:**

Aufgrund des Anlagenalters und einer Leistungserhöhung von KW Haim ist ein Komplettneubau und eine Erweiterung auf drei Umspanner des UW Wattens notwendig.

Im Zuge des Projektes wird ein neues Betriebsgebäude, neue Fundamente für die Umspanner und EB/LSP, eine 110-kV-GIS, sowie eine 30-kV-GIS errichtet.

Zur Erhöhung der Versorgungssicherheit wird die derzeit bestehende 110-kV-Einbindung von Doppelstich auf Einschleifung geändert.



**Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten**

Erhöhung der [n-1]-sicheren Kapazität von 40 MVA auf 80 MVA

**Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze**

Erhöhung der Anschlussleistung des unterlagerten Netzbetreibers KW Haim

**Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)**

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

**Projektbezeichnung: UW Amlach, Erweiterung um 2. UM inkl. Schaltfelder**

<b>Projektnummer:</b> T 24-25	<b>Netzebene(n):</b> 3, 4	<b>Projektstatus:</b> Umsetzungsprojekt
<b>Spannungsebene(n):</b> 110, 25(30) kV	<b>Art:</b> Ausbau UW	<b>Geplante Inbetriebnahme:</b> 2026

**Projektbeschreibung:**

Aufgrund von Steigerungen von Lasten und dezentralen Erzeugern ist die Errichtung eines zweiten Umspanners im UW Amlach notwendig.

Zur Einbindung des zusätzlichen Umspanners ist die Errichtung eines zusätzlichen 110-kV-Schaltfeldes, sowie die Errichtung eines zusätzlichen 25(30)-kV- Schaltfeldes notwendig



**Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten**

Zusätzliche Kapazität von 40 MVA. Erhöhung der [n-1]-Sicherheit für den Netzbereich des UW Amlach

**Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze**

-

**Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)**

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

**Projektbezeichnung: UW Kienburg, Ersatz der beiden UM, Ausbau 110-kV-Leitungsfelder**

**Projektnummer:** T 24-26

**Netzebene(n):** 3, 4

**Projektstatus:** Vorprojekt

**Spannungsebene(n):** 110, 25(30)  
kV

**Art:** Ausbau UW

**Geplante Inbetriebnahme:** 2028

**Projektbeschreibung:**

Aufgrund der Alterung ist der Tausch der beiden Umspanner im UW Kienburg notwendig (Baujahr 1966 bzw. 1969).

In diesem Zuge erfolgt auch der Tausch der gesamten Sekundärtechnik, sowie die Errichtung eines neuen Sekundärtechnikgebäudes

Mit Inbetriebnahme des UW Matri besteht in Osttirol ein zweiter Einspeisepunkt in das 110-kV-Netz. Um die damit neue Netzsituation betrieblich voll nutzen zu können ist der Vollausbau der beiden 110-kV-Leitungsfelder im UW Kienburg notwendig.



**Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten**

Das Projekt hat keine Auswirkungen auf Netzanschlusskapazitäten

**Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze**

-

**Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)**

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

**Projektbezeichnung: SW Haiming, NA KW Imst-Haiming**

**Projektnummer:** T 24-27

**Netzebene(n):** 3

**Projektstatus:** Planungsüberlegung

**Spannungsebene(n):** 110 kV

**Art:** neues SW

**Geplante Inbetriebnahme:** 2027

**Projektbeschreibung:**

Zum Netzanschluss des geplanten KW Imst-Haiming ist die Errichtung einer 110-kV-GIS im Portalgebäude des Kraftwerkes notwendig. Die Anbindung an das 110-kV-Netz erfolgt über eine neu zu errichtende 110-kV-Leitungseinschleifung.

Die Errichtung erfolgt abhängig von der Genehmigung des Kraftwerkes.



**Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten**

Schaffung der für den Energieabtransport des Kraftwerkes notwendigen Netzanschlusskapazität

**Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze**

-

**Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)**

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

<b>Projektbezeichnung: UW Prutz, NA Ausbau Kaunertal</b>		
<b>Projektnummer:</b> T 24-28	<b>Netzebene(n):</b> 1-4	<b>Projektstatus:</b> Planungsüberlegung
<b>Spannungsebene(n):</b> 380, 220, 110, 25(30) kV	<b>Art:</b> Umspannwerk	<b>Geplante Inbetriebnahme:</b> 2033
<p><b>Projektbeschreibung:</b></p> <p>Verursacht durch die allgemeine Lastentwicklung und zukünftige neue Erzeugungsanlagen soll eine zusätzliche Verbindung zwischen dem von TINETZ-Tiroler Netze GmbH betriebenen Verteilernetz und dem am UW Prutz vorbeiführenden 380-kV-Übertragungsnetz der APG hergestellt werden. Dazu ist die Errichtung einer zusätzlichen 380/220-kV-Schaltanlage und Einschleifung der 380-kV-Leitung der APG erforderlich. Damit soll eine zusätzliche Abstützung des von TINETZ-Tiroler Netze GmbH betriebenen Verteilernetzes aus dem 380-kV-Netz der APG erreicht werden, wodurch die Netzsicherheit in Tirol erhöhen wird. Im Detail wird damit der Großraum Oberes Gericht – Prutz – Kaunertal versorgt und darüber hinaus die von den bestehenden und geplanten Kraftwerken erzeugte Energie aus erneuerbaren Quellen abtransportiert bzw. die Pumpspeicherung in Tirol und insbesondere jene des Ausbaus des Kraftwerks Kaunertal unterstützt.</p> <p>Nachdem dieses Projekt die Schnittstelle zum vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber APG betrifft, wird an dieser Stelle auch auf den Netzentwicklungsplan der APG verwiesen (Projektnummer 23-21).</p>		
<p><b>Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten</b></p> <p>Schaffung der für den Energieabtransport des Kraftwerkes notwendigen Netzanschlusskapazität.</p>		
<p><b>Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze</b></p> <p>-</p>		
<p><b>Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)</b></p> <p>Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.</p>		



**Projektbezeichnung: EW Reutte, 380/110-kV-Abspannung**

<b>Projektnummer:</b> T 24-29	<b>Netzebene(n):</b> 1-3	<b>Projektstatus:</b> Planungsüberlegung
<b>Spannungsebene(n):</b> 380, 220, 110 kV	<b>Art:</b> neues UW	<b>Geplante Inbetriebnahme:</b> >2033

**Projektbeschreibung:**

Aufgrund des zukünftig erwarteten Leistungsbedarfs vom Tiroler Verteilernetzbetreiber Elektrizitätswerke Reutte AG (EWR), sowie aus Gründen der Versorgungssicherheit für die Region Außerfern soll im Sinne eines vorrausschauenden Netzausbaus eine Abspannung von der 380-kV-Leitung der APG auf das bestehende 110-kV-Netz der TINETZ errichtet werden.



Derzeit finden hierzu gemeinsame Planungsüberlegungen zwischen TINETZ und EWR im Austausch mit APG statt bevor in einem nächsten Schritt eine Anfrage bei APG zur Durchführung einer Netzverträglichkeitsuntersuchung erfolgt.

**Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten**

Erhöhung der [n-1]-sicheren Netzanschlusskapazität im Bezirk Reutte

**Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze**

Erhöhung der Anschlussleistung des unterlagerten Netzbetreibers Elektrizitätswerke Reutte AG (EWR)

**Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)**

Kann derzeit aufgrund fehlender gesetzlicher Grundlage nicht bewertet werden.

### 4.3 Beschreibung von Netzentwicklungsprogrammen auf den Netzebenen 5 bis 7

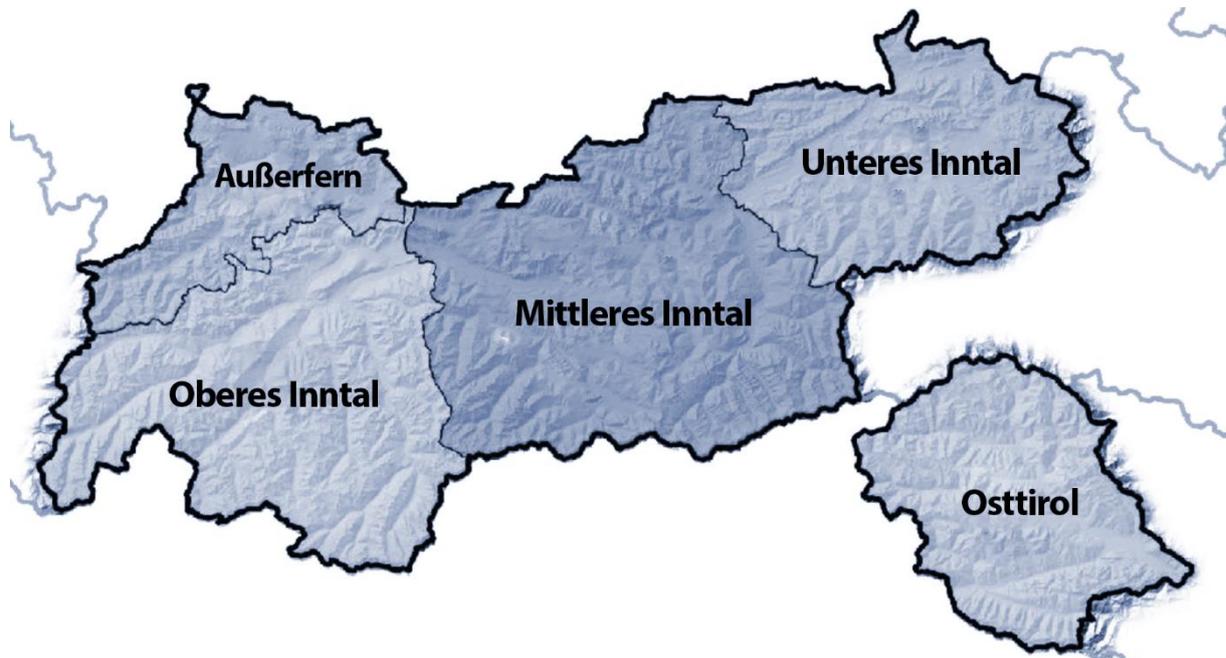
Die Netzausbauten im Mittelspannungs- und Niederspannungs-Netz werden hauptsächlich durch Kundenanforderungen bestimmt. Dies sind einerseits konkrete Kundenneuanschlüsse, sowohl als Netzlasten als auch als Einspeiser im Mittel- und Niederspannungsnetz sowie lfd. Leistungserhöhungen bei den bestehenden Netzanschlüssen und Einspeisern.

Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, sind bei TINETZ verschiedene weitere Maßnahmen neben dem klassischen Netzausbau bzw. -erweiterung in Anwendung.

- Vorgezogener Netzausbau durch Nutzung von Mitverlegungsmöglichkeiten bei Grabungsarbeiten von anderen Infrastrukturbetreibern wie z.B. Gemeinden, LWL-Betreibern, Straßenbetreibern, Infrastrukturprojekten, ...
- Start eines ca. zwei Jahrzehnte dauernden Programmes zur Erhöhung der Betriebsspannung von 25 kV auf 30 kV („R30 Umstellung“) im gesamten Netzgebiet.
- Teilweise Umstellung von sehr alten regionalen 6-kV- und 10-kV-Netzen auf 25(30) kV.
- Langfristige Schaffung von Mittelspannungs-Zweitanspeisungen in diversen Tälern.
- Erhöhung Grad an Fernsteuermöglichkeit in div. Mittelspannungsstationen zur schnelleren Fehlereingrenzung in der Betriebsführung. Automatisierungsmaßnahmen im Niederspannungsnetz werden dzt. evaluiert, vor allem im Hinblick auf die zukünftig rechtliche Möglichkeit Smart-Meter Daten für Planung und Betrieb im Niederspannungsnetz nutzen zu können.
- Einsatz von neuen spannungsregelnden Betriebsmitteln wie regelbarer Ortsnetztrafos (rONT), sowie Mittelspannungs- und Niederspannungsstrangregler.
- Einsatz neuer/überarbeiteter Betriebsstrategien wie z.B. die wirkstromabhängige Spannungsregelung (Kompoundierung), Q(U)-Regelung, Nutzung aller regelkonformen Möglichkeiten zur Begrenzung von Einspeisespitzen z.B. bei PV-Einspeisern bzw. Bezugsspitzen z.B. bei großen E-Ladeparks, etc.
- Ziel ist auch eine wirksame Umsetzung von Flexibilitätsoptionen im Netzbetrieb, sofern die Marktregeln und die Systemnutzungstarife ausreichende Möglichkeiten und Anreize für Kunden ermöglichen, sich aktiv dahingehend zu beteiligen. In stark ausgelasteten Netzbereichen soll hier die gezielte Information und Beratung potenzieller Netzkunden durch die TINETZ einen besonderen Anschlag leisten.

Der Betrieb von eigenen Speichern durch den Verteilernetzbetreiber ist auf Grund der dzt. rechtlichen und technisch/wirtschaftlichen Unsicherheiten nicht vorgesehen, wird aber geeignet evaluiert.

#### 4.4 Weitere und längerfristige Planungsüberlegungen



Zusätzlich zu den unter 4.3 angeführten Einzelprojekten auf den Netzebenen NE1-NE4 sind in den angeführten Regionen folgende umfangreichen längerfristigen Maßnahmen geplant (die TINETZ hat ihren Netzbereich in 5 Planungsregionen gemäß der oben angeführten Grafik eingeteilt):

##### **Region Oberes Inntal**

Errichtung einer ca. 10 km langen 25(30)-kV-Mittelspannungsverbindung zwischen dem Kautertal und dem Pitztal durch einen Beileitungsstollen des Gepatsch Stausees (neue Mittelspannungs-Zweitanspeisung). Damit kann die Versorgungssituation zwischen den beiden langen Alpentälern wesentlich verbessert werden und es stehen zusätzliche Netzkapazitäten für Einspeisung und Verbrauchsentwicklung zur Verfügung.

##### **Region Außerfern**

Diese Region wird durch die Elektrizitätswerke Reutte AG (110-kV-Netzkunde der TINETZ) versorgt und ist deshalb nicht Gegenstand dieses Berichtes. Die Elektrizitätswerke Reutte AG wird als nachgelagerter Verteilernetzbetreiber auf der Netzebene 3 von TINETZ als Anschlussnetzbetreiber versorgt.

##### **Region Mittleres Inntal**

Derzeit wird das Sellraintal bzw. Kühtal über eine ca. 50 km lange Mittelspannungsverbindung ausgehend von den Umspannwerken UW Völs u. UW Zirl im Inntal - bzw. den Umspannwerken UW Ötztal u. UW Habichen im Ötztal versorgt. Auf Grund der zunehmend dezentralen Erzeugung und der touristischen Entwicklung ist geplant in den nächsten Jahren diese Region über eine zusätzliche neue, ca. 20 km lange 25(30)-kV-Mittelspannungsleitung ausgehend vom UW Ötztal anzubinden. Damit wird die Versorgungssituation verbessert und es können zusätzliche Lasten und Erzeugungen im Netz integriert werden.

Auf Grund der Entwicklung im Tourismus im hinteren Zillertal ist die bestehende Mittelspannungsanbindung von Mayrhofen nach Hintertux bereits jetzt stark ausgelastet. Um weitere Lastentwicklungen abdecken zu können wird in den nächsten Jahren entweder eine 25(30)-kV-Zweitlinie von Mayrhofen bis

nach Hintertux errichtet oder es wird – abhängig von den Entwicklungen in der Region - eine Verbindung zwischen dem Schmirntal und dem Tuxertal auf der Mittelspannungsebene umgesetzt.

### **Region Unteres Inntal**

Da das Umspannwerk UW Hochfilzen nur über eine 110-kV-Einfachleitung angebunden ist, wird zur Erhöhung der [n-1]-Sicherheit auf der unterlagerten 25(30)-kV-Ebene in den nächsten Jahren schrittweise eine Drittlinie ausgehend von UW St. Johann in Richtung UW Hochfilzen errichtet.

Zwischen dem UW Kitzbühel und dem UW St. Johann wird auf Grund der Zunahme der Netzlasten eine zweite 25(30)-kV-Verbindung aufgebaut.

Ausgehend vom UW Kitzbühel wird ebenfalls auf Grund des Anstieges der Netzlasten eine 25(30)-kV-Zweitlinie in Richtung Jochberg zur Erhöhung der Netzanschlusskapazität und zur Verbesserung der Versorgungssicherheit errichtet.

### **Region Osttirol**

Auf Grund der Witterungsereignisse in den Jahren 2019, 2020 und 2021 wurde und wird in Osttirol ein Maßnahmenbündel umgesetzt, das die Versorgungssicherheit vor allem des Mittelspannungsnetzes, aber auch des Niederspannungsnetzes im Hinblick auf Störungen durch Witterungsereignisse (z.B. Baumstürze, Lawinen, Muren, ...) wesentlich erhöht hat.

Das UW Sillian im Pustertal ist über eine 110-kV-Einfachleitung ausgehend vom UW Amlach angebunden. Zur Erhöhung der [n-1]-Sicherheit auf der unterlagerten 25(30)-kV-Ebene wird in den nächsten Jahren schrittweise eine durchgehende Zweitlinie ausgehend vom UW Amlach in Richtung UW Sillian umgesetzt. Darüber hinaus ist geplant das gesamte Pustertal inkl. den Seitentälern (Villgratental, Lesachtal) ausgehend vom UW Amlach auf die Betriebsspannung von 30 kV umzustellen. Damit kann die Versorgungssituation wesentlich verbessert werden und es werden zusätzliche Netzkapazitäten für Netzlasten bzw. Erzeugungsanlagen geschaffen.

## 5 Flexibilitätsleistungen

Im Zuge der Energiewende findet ein starker Zuwachs dezentraler Erzeugung aus erneuerbaren Energien statt, verbunden mit einem Rückgang von flexibler Erzeugungskapazität auf Basis fossiler Energien. Die Stromnachfrage steigt durch neue Anwendungen (Wärmepumpen, Elektromobilität, Dekarbonisierung der Industrie durch Umstieg auf strombasierte Prozesse) insgesamt an und gewinnt dabei grundsätzlich an Flexibilität. Die Charakteristik von dargebotsabhängiger erneuerbarer Erzeugung und Verbrauch weisen ohne eine aktive Steuerung von Flexibilität eine abnehmende Gleichzeitigkeit auf.

### 5.1 Aktuelle Nutzung von Flexibilitätsleistungen

Aktuell gibt es für österreichische Verteilernetzbetreiber noch keine Möglichkeit, um marktbasierend Flexibilitäten beschaffen und nutzen zu können. Dementsprechend gibt es aktuell noch keine Nutzung von Flexibilitätsleistungen im Sinne der EU-Richtlinie 2019/944.

### 5.2 Beschreibung geplanter Flexibilitätsbeschaffung

Für Netzbetreiber besteht die zentrale Herausforderung bei der Umsetzung der Energiewende darin, die oben genannten Entwicklungen zu ermöglichen und dabei stets den sicheren Systembetrieb zu gewährleisten. Die Aufrechterhaltung der Systemsicherheit stellt also eine unverzichtbare Randbedingung dar. Deren Einhaltung ist dadurch bedroht, dass der Anstieg des Ausmaßes der Netznutzung größer ist als das Tempo des Netzausbaus. Die rein individuell motivierte Nutzung des Netzes durch die einzelnen Netznutzer – ggf. noch verstärkt durch Aggregatoren, die das Verhalten vieler Netznutzer synchronisieren und dadurch die natürliche Gleichzeitigkeit beeinflussen – kann dann in Summe zu einer Verletzung der Grenzen des sicheren Systembetriebs führen. Dies macht ein Engpassmanagement unter Nutzung verteilter Flexibilitäten auch im Verteilernetz erforderlich. Verteilte Flexibilitäten, die im Verteilernetz angeschlossen sind, werden auch für den systemdienlichen Einsatz durch den Übertragungsnetzbetreiber zunehmend relevant.

### 5.3 Umsetzungsstatus „Flexibilitätsmanagement“

Gemeinsam haben die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber in Österreich das Projekt Systemführung 2.0 aufgesetzt, um die optimale Nutzung der Flexibilitäten künftig zu ermöglichen.

In Kürze lässt sich der Gegenstand von Systemführung 2.0 wie folgt zusammenfassen

- Systemführung 2.0 (SF2.0) umfasst das Management von Flexibilitäten im Day-ahead- und perspektivisch auch im Intraday-Zeitbereich unter Nutzung einer Koordinations-Plattform. Flexibilitäten werden explizit abgerufen. Voraussetzung für die Koordination ist, dass der Zugriff auf diese Flexibilitäten nicht nur einzelnen Netzbetreibern (wie bspw. dem Anschlussnetzbetreiber) vorbehalten ist.
- Neben der Koordinierungsfunktion werden auch (IT-)Lösungen für die möglichst einheitliche Organisation des Marktzugangs untersucht.
- Flexibilitäten, die aktuell nicht explizit koordiniert werden können (bspw. netztarifliche Anreize oder unterbrechbare Tarife), gehen mittelbar in die Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs für die Koordinations-Plattform ein und werden somit indirekt mit koordiniert. Sie werden aber nicht als Bestandteil von SF2.0 verstanden, da sie bereits vor der dort erfolgten Auswahl von Flexibilitäten berücksichtigt wurden.
- SF2.0 stellt einen Baustein zur Optimierung der Netznutzung im Zuge der Energiewende dar und dient somit der Effizienzsteigerung.

Eine schrittweise Einführung und Weiterentwicklung von SF2.0 ist (aufgrund der Komplexität) sinnvoll und stellt eine wichtige Unterstützung für die Energiewende dar. Die Notwendigkeit eines koordinierten

Flexibilitätsmanagements wurde seitens des Gesetzgebers im aktuellen EIWG-Entwurf bereits aufgenommen. Eine zeitnahe Verankerung erforderlicher rechtlicher Rahmenbedingungen stellt eine wichtige Voraussetzung für die Umsetzung des Flexibilitätsmanagements und damit der Energiewende dar.