Energie Klagenfurt GmbH (EKG)

Netzentwicklungsplan 2024

gültig ab 14.10.2024

Inhalt

1 Ausgangssituation ... 3
1.1 Darstellung des Versorgungsgebietes ... 3
1.2 Netzstrukturdaten: Aktuelle Situation und historische Entwicklung ... 3
1.3 Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossene Erzeugungsanlagen ... 6
1.4 Entwicklung bei meldepflichtigen Betriebsmitteln in Kundenanlagen ... 9
1.5 Kapazitäten auf Netzebene 4 ... 9
1.6 Auslastung der Transformatorstationen (Netzebene 6) ... 10
1.7 Netzmonitoring, Digitalisierung des Verteilernetzes, Smart Grid-Lösungen sowie Möglichkeiten zur Beeinflussung von Lastflüssen ... 11
2 Planungsannahmen ... 12
2.1 Beschreibungen der eingesetzten Prognosetools ... 12
2.2 Ausblick für Einspeisung ... 13
2.2.1 Ausblick Einspeisung Windenergie ... 14
2.2.2 Ausblick Einspeisung Photovoltaik ... 14
2.2.3 Sonstige Einspeiser ... 15
2.2.4 Verteilung der PV- Anlagen ... 15
2.2.5 Erwartete Einspeisung ... 16
2.3 Ausblick für Lasten ... 18
2.3.1 Wärmepumpen für Heizung und Brauchwasser ... 18
2.3.2 Mobilität ... 19
2.3.3 Exkurs: Erfordernis einer Anpassung der Tarifstruktur ... 20
2.3.4 Bevölkerungswachstum ... 20
2.3.5 Technologischer Fortschritt ... 21
2.3.6 Energieeffizienz - Maßnahmen ... 21
3 Planungsgrundsätze und –methoden ... 22
3.1 Planungsgrundsätze und Methoden der quantitativen Bedarfsermittlung ... 22
3.2 Umsetzung der Netzausbauplanung und dafür verwendete Werkzeuge ... 24
4 Netzausbauprojekte und -programme, Planungsüberlegungen ... 25
4.1 Detaillierte Einzeldarstellungen konkreter Projekte auf den Netzebenen 1 bis 4 ... 25
4.2 Beschreibung von Netzentwicklungsprogrammen auf den Netzebenen 5 bis 7 ... 26
4.3 Weitere und längerfristige Planungsüberlegungen ... 28
5 Flexibilitätsleistungen ... 29

5.1 Aktuelle Nutzung von Flexibilitätsleistungen 29
5.2 Beschreibung geplanter Flexibilitätsbeschaffung 29
5.3 Umsetzungsstatus „Flexibilitätsmanagement“ 29
6 Quellenverzeichnis 31

1 Ausgangssituation

1.1 Darstellung des Versorgungsgebietes

Die Energie Klagenfurt GmbH versorgt, mit einigen Abweichungen, das Gemeindegebiete Klagenfurts, Kerngebiete der Gemeinden Krumpendorf und Ebenthal sowie kleiner Teile weiterer Gemeindegebiete in Nachbarschaft zu Klagenfurt.

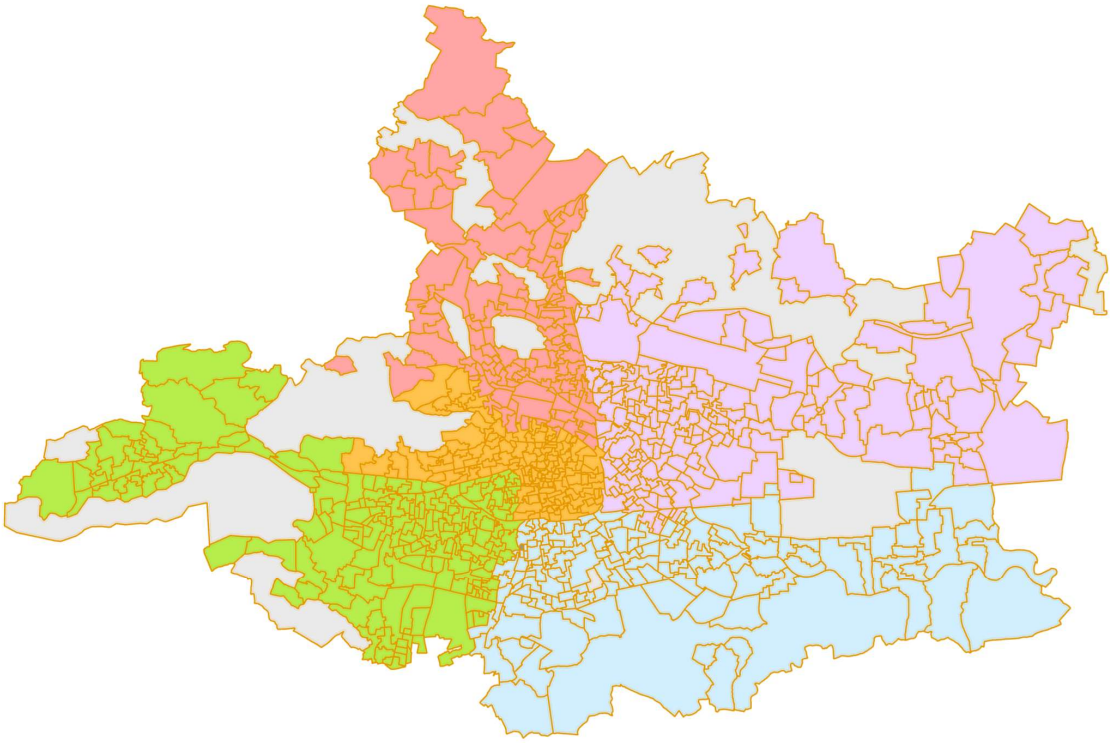


Abbildung 1: Versorgungsgebiet der EKG mit den 20 kV Teilnetzen und Trafostationsbereichen

Durch die topographischen Gegebenheiten der Beckenlage und der großen Wasseroberflächen ist das Versorgungsgebiet geprägt von Windarmut, langen Nebelphasen und tiefen Wintertemperaturen.

Die zu versorgenden Gebiete sind im Kern großteils von städtischer bzw. vorstädtischer Struktur. Vor allem in den Randzonen gibt es aber auch sehr ländliche Bereiche, z. T. mit Streusiedlungen.

1.2 Netzstrukturdaten: Aktuelle Situation und historische Entwicklung

Tabelle 1: Bestand an Freileitungen und Kabeln

	2019	2020	2021	2022	2023
Freileitungen: Trassenlänge					
380 kV	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
220 kV	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.

	2019	2020	2021	2022	2023
110 kV	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
60 kV	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
45 kV	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Mittelspannung (1)	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Niederspannung (2)	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Freileitungen: Systemlänge					
380 kV					
220 kV					
110 kV					
60 kV					
45 kV					
Mittelspannung (1)	24,4	24,374	22,07	22,18	22,18
Niederspannung (2)	392,85	394,981	393,64	394,54	387,35
Kabel: Trassenlänge					
380 kV	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
220 kV	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
110 kV	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
60 kV	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
45 kV	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Mittelspannung (1)	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Niederspannung (2)	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Kabel: Systemlänge					
380 kV					
220 kV					
110 kV	19,34	19,34	19,34	19,74	19,74
60 kV					
45 kV					
Mittelspannung (1)	476,44	482,605	488,2	467,56	470,03
Niederspannung (2)	1100,84	1117,29	1150,09	1172,29	1179,09

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
Höchstspannung zu Hochspannung (1)					
Anzahl Umspann- bzw. Schaltwerke					
Anzahl Umspanner					
Leistung Umspanner (MVA)					
Hochspannung zu Hoch-, Mittel- und Niederspannung (1)					
Anzahl Umspannstationen	4	4	4	4	4
Anzahl Umspanner	9	9	9	9	9
Leistung Umspanner (MVA)	360	360	360	360	360
Mittelspannung zu Mittel- und Niederspannung (1)					
Anzahl Transformatorstationen	822	820	817	817	822
Anzahl Umspanner	1122	1031	1043	1043	1033
Leistung Umspanner (MVA)	388,48	400,45	405,25	405,25	387,36
Sonstige (2)					
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
Haushalte						
Anzahl Bezugszählpunkte nach Größenklassen	bis 2.500 kWh/a	28101	31510	30923	33581	35504
	von 2.500 kWh/a bis 15.000 kWh/a	39059	37614	38171	36288	35207
	über 15.000 kWh/a	4158	2889	3325	2768	2088
	Insgesamt	71318	72013	72419	72637	72799
Jährlicher Strombezug nach Größenklassen (MWh)	bis 2.500 kWh/a	32171	36265	38756	40605	42115
	von 2.500 kWh/a bis 15.000 kWh/a	132779	132079	146899	1370445	127064
	über 15.000 kWh/a	40317	35448	39066	31630	21956
	Insgesamt	205268	203793	224721	209281	191135
Nicht Haushalte (Industrie, Gewerbe, Sonstige)						
Anzahl Bezugszählpunkte nach Größenklassen	bis 20 MWh/a	5013	5087	4932	5130	5194
	von 20 MWh/a bis 150.000 MWh/a	9894	9628	9901	9943	9837
	über 150.000 MWh/a	0	0	0	0	0
	Insgesamt	14907	14715	14833	15073	24868
	NE 7	n.v.	n.v.	2622	2814	2701

	Größenklasse des jährlichen Strombezugs bzw. Netzebene	2019	2020	2021	2022	2023
Anzahl Bezugszählpunkte nach Netzebenen	NE 6	n.v.	n.v.	442	508	513
	NE 5	n.v.	n.v.	39	40	44
	NE 4	n.v.	n.v.	0	0	0
	NE 1 bis 3	n.v.	n.v.	0	0	0
Jährlicher Strombezug nach Größenklassen (MWh)	bis 20 MWh/a	18968	18655	19637	19779	19504
	von 20 MWh/a bis 150.000 MWh/a	360503	349080	338948	329660	318198
	über 150.000 MWh/a	0	0	0	0	0
	Insgesamt	379471	967735	358585	349439	337703

1.3 Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossene Erzeugungsanlagen

Tabelle 4: Bestand an Stromerzeugungsanlagen

	Größenklasse bzw. Netzebene	2019	2020	2021	2022	2023
Wasserkraft						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	< 250 kW					
	≥ 250 kW und < 35 MW	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt					
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	< 250 kW					
	≥ 250 kW und < 35 MW	4	4	4	4	4
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt					
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
	NE 6	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
	NE 5	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
	NE 4					
	NE 1 bis 3					
Windkraft						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	< 250 kW					
	≥ 250 kW und < 35 MW					
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt					
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	< 250 kW					
	≥ 250 kW und < 35 MW					
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt					
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7					
	NE 6					
	NE 5					

	Größenklasse bzw. Netzebene	2019	2020	2021	2022	2023
	NE 4					
	NE 1 bis 3					
Photovoltaik						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW	6,99	11,87	15,15	22,39	34,18
	> 20 kW und < 250 kW	2,25	3,45	4,68	7,69	11,86
	≥ 250 kW und < 35 MW					
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt	9,24	15,32	19,83	30,08	46,04
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW	575	719	942	1338	2449
	> 20 kW und < 250 kW	13	13	12	16	26
	≥ 250 kW und < 35 MW					
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt	588	732	954	1354	2475
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	5,74	10,34	12,36	20,01	32,9
	NE 6	2,42	3,77	4,86	6,27	9,3
	NE 5	1,08	1,21	2,61	3,8	3,84
	NE 4					
	NE 1 bis 3					
Sonstige Erneuerbare und biogene Brennstoffe (fest, flüssig, Biogas, Deponie- und Klärgas, sonstige Biogene) (1)						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW					
	> 20 kW und < 250 kW					
	≥ 250 kW und < 35 MW	21,61	21,61	20,5	20,5	20,5
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt	21,61	21,61	20,5	20,5	20,5
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW					
	> 20 kW und < 250 kW					
	≥ 250 kW und < 35 MW	5	5	5	5	5
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt	5	5	5	5	5
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7					
	NE 6			0,5	0,5	0,5
	NE 5	21,61	21,61	20	20	20
	NE 4					
	NE 1 bis 3					
Geothermie						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW					
	> 20 kW und < 250 kW					
	≥ 250 kW					
	Insgesamt					
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW					
	> 20 kW und < 250 kW					

	Größenklasse bzw. Netzebene	2019	2020	2021	2022	2023
	≥ 250 kW					
	Insgesamt					
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7					
	NE 6					
	NE 5					
	NE 4					
	NE 1 bis 3					
Fossile Brennstoffe, Derivate, sonstige nicht-biogene Brennstoffe, Mischfeuerung (2)						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW		0,47	1,52	0,82	0,82
	> 20 kW und < 250 kW	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
	≥ 250 kW und < 35 MW					
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt	4,5	4,97	6,02	5,32	5,32
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW		1	6	2	2
	> 20 kW und < 250 kW	1	1	1	1	1
	≥ 250 kW und < 35 MW					
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt	1	2	7	3	3
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7			1,05	0,25	0,25
	NE 6	4,5	4,97	4,97	4,97	4,97
	NE 5					
	NE 4					
	NE 1 bis 3					

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

Tabelle 5: Anzahl der meldepflichtigen Betriebsmittel im Versorgungsgebiet

Anzahl nach Größenklassen	2019	2020	2021	2022	2023
Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge (1)					
< 10 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	149
≥ 10 kW und < 22 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	500
≥ 22 kW und ≤ 42 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	55
> 42 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	12
Anlagen unbekannte Größenklasse	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	
Insgesamt					716
Elektrische Energiespeicher (2)					
< 10 kWh	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	89
≥ 10 kWh und ≤ 50 kWh	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	773
> 50 kWh und ≤ 500 kWh	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	4
> 500 kWh	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	2
Anlagen unbekannte Größenklasse	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	
Insgesamt					868
Heizanlagen (inkl. Wärmepumpen) (3)					
< 10 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	642
≥ 10 kW und ≤ 100 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	26
> 100 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	1
Anlagen unbekannte Größenklasse	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	745
Insgesamt					1414
Klimageräte/Kälteanlagen (3)					
< 10 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	6
≥ 10 kW und ≤ 100 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	20
> 100 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	5
Anlagen unbekannte Größenklasse	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	6
Insgesamt					37

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

Die Energie Klagenfurt GmbH betreibt vier Umspannwerke auf Netzebene 4, die eine zentrale Rolle in der Energieversorgung der Region einnehmen. Das Stromnetz ist in fünf Teilnetze gegliedert, wobei eines der Umspannwerke zwei dieser Teilnetze simultan versorgt. Diese Netzstruktur ermöglicht eine flexible und effiziente Verteilung der elektrischen Energie, die auf die spezifischen Anforderungen der unterschiedlichen Versorgungsgebiete abgestimmt ist.

In Bezug auf die Integration von Erzeugungsanlagen stehen in vier der fünf Teilnetze der Energie Klagenfurt GmbH noch wesentliche freie Kapazitäten zur Verfügung. Diese Kapazitäten variieren von 8,65 MW (Megawatt) in den stärker ausgelasteten bis zu 40 MW in den weniger ausgelasteten Teilnetzen. Dies verdeutlicht das weiterhin vorhandene Potenzial für den Ausbau erneuerbarer Energiequellen oder weiterer Erzeugungstechnologien in der Region. Das Teilnetz Ost ist jedoch bereits vollständig ausgelastet, sodass dort, ohne die bereits in Planung oder Umsetzung befindlichen Maßnahmen, keine zusätzlichen Kapazitäten für Erzeugungsanlagen bereitgestellt werden können.

Aktuelle Informationen zu den verfügbaren Netzanschlusskapazitäten können über den Link: https://www.ebutilities.at/verfuegbare-netzanschlusskapazitaeten abgerufen werden. Diese Kapazitäten werden regelmäßig aktualisiert.

Für zusätzliche Verbrauchslasten bieten die Umspannwerke in allen Teilnetzen Kapazitäten zwischen 8,95 MW und 20,87 MW. Diese Kapazitäten bilden die Grundlage dafür, dass das Netz auch in naher Zukunft den steigenden Energiebedarf decken kann, sei es durch den Anschluss neuer Industrieunternehmen, Wohnanlagen oder durch die zunehmende Elektrifizierung von Verkehr und Wärmeversorgung. Durch vorausschauende Planung und Bereitstellung der benötigten Kapazitäten stellt die Energie Klagenfurt GmbH sicher, dass die Energieinfrastruktur auch künftigen Anforderungen gerecht wird und die Versorgungssicherheit auf einem hohen Niveau bleibt.

1.6 Auslastung der Transformatorstationen (Netzebene 6)

Die Auslastung der Transformatorstationen auf Netzebene 6 variiert erheblich.

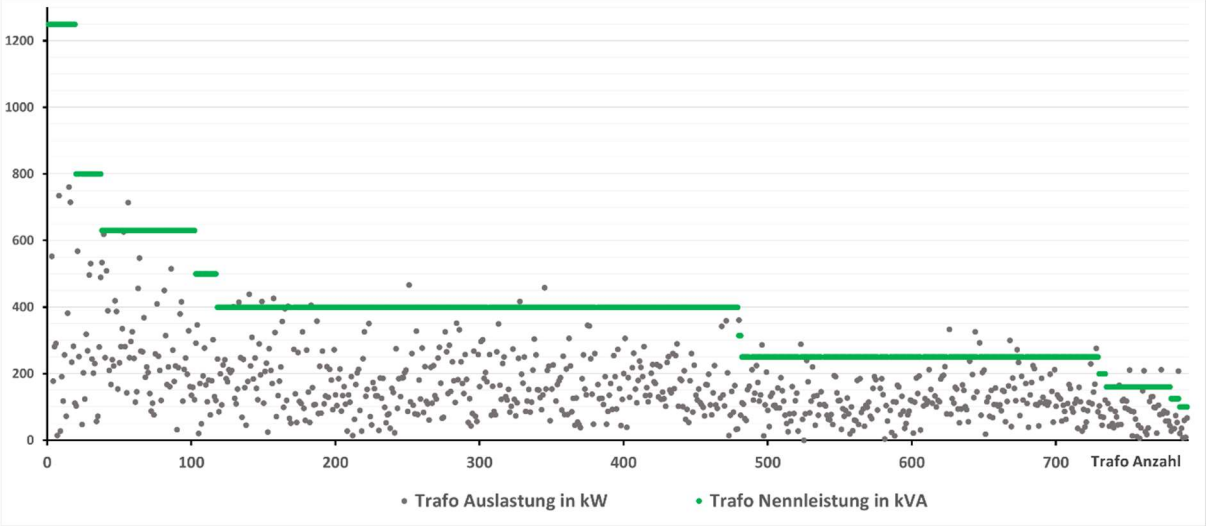


Abbildung 2: Gegenüberstellung Auslastung und Nennleistung der eingesetzten Transformatoren

Bei Bedarf werden durch anlassbezogene Verstärkungen oder durch Umschaltungen im Netz zusätzliche Kapazitäten geschaffen.

Eine nennenswerte Anzahl der bestehenden Transformatorstationen hat das Ende ihrer technischen Nutzungsdauer erreicht oder wird diese in den nächsten Jahren erreichen und erfordert eine zeitnahe

Erneuerung. Im Zuge dieser Erneuerungen werden auch die zukünftig erwarteten Kapazitätsanforderungen in beide Energierichtungen berücksichtigt.

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

Die Energie Klagenfurt GmbH hat entschieden, alle neuen Transformatorstationen konsequent mit digitaler Technik auszustatten. Darüber hinaus sollen im Rahmen eines langfristig angelegten Programms auch bestehende Transformatorstationen sukzessive mit digitalen Komponenten nachgerüstet werden. Diese Maßnahmen erlauben ein zentralisiertes Netzmonitoring und zielen auf eine Steigerung der Effizienz und Zuverlässigkeit des Netzbetriebs ab. Durch die verbesserte Datenbasis können Betriebsmittel näher an ihrer Auslegungsgrenze sowie das Verteilernetz in seiner Gesamtheit optimal betrieben werden. Umspann- und Schaltwerke sind bereits mit Fernwirkgeräten ausgestattet, um eine sichere und zeitnahe Steuerung sowie Überwachung zu gewährleisten.

Darüber hinaus stellt die Energie Klagenfurt GmbH sicher, dass die Einhaltung der geltenden Technisch-Organisatorischen Regeln (TOR) und der System Operation Guideline (SOGL) auf Kundenseite konsequent verfolgt wird. Diese Vorkehrungen sind wesentlich, um zukünftig lastbeeinflussende Maßnahmen im Netzbetrieb nutzen zu können.

Ein zentraler Baustein der Digitalisierungsstrategie ist die flächendeckende Einführung von Smart Metern. Die gegenwärtig noch stark eingeschränkte rechtliche Nutzung dieser Daten ist jedoch eine Herausforderung. Die vollständige Nutzung der Smart Meter-Daten würde zahlreiche Vorteile mit sich bringen, wie eine präzisere Erfassung und Analyse von Netzbelastungen, eine verbesserte Planung zukünftiger Netzstrukturen, eine effizientere Betriebsführung – insbesondere bei der Handhabung von Flexibilitäten – und eine optimierte Verwaltung von meldepflichtigen Betriebsmitteln. Diese Entwicklungen würden nicht nur die Betriebskosten optimieren, sondern auch die gewohnt hohe Versorgungssicherheit bei künftig deutlich höheren Lasten gewährleisten.

2 Planungsannahmen

2.1 Beschreibungen der eingesetzten Prognosetools

Kurz-, mittel- und langfristige Prognosen spielen in der Netzplanung unterschiedliche, jedoch gleichermaßen bedeutende Rollen, da sie sich sowohl im Planungshorizont als auch in ihrer Anwendung grundlegend unterscheiden.

Kurzfristige Prognosen, die Zeiträume von Tagen bis hin zu einigen Wochen abdecken, sind essenziell für die Planung der operativen Netzführung. Sie ermöglichen eine präzise Steuerung und Optimierung der Netzressourcen, um den aktuellen Bedarf zu decken und die Stabilität der Energieversorgung sicherzustellen. Zur Erstellung dieser Prognosen kommen häufig Regressionsmodelle zum Einsatz, die auf historischen Daten basieren. Diese Modelle erlauben es, Schwankungen im Energieverbrauch und der Einspeisung vorherzusagen und so kurzfristig auf Veränderungen im Netzbetrieb zu reagieren.

Mittel- und langfristige Prognosen erstrecken sich über Jahre bis wenige Jahrzehnte und bilden die Basis für die strategische Netzplanung. Sie berücksichtigen eine Vielzahl von Faktoren, die weit über den aktuellen Bedarf hinausgehen und zukünftige Entwicklungen unter Berücksichtigung der Auswirkungen des Klimawandels abbilden. Zu den entscheidenden Aspekten gehören dabei die Klimaziele von Bund und Ländern, Studien zur Integration erneuerbarer Energien, der Ausbau der Elektromobilität sowie technologische Innovationen und Entwicklungen, die das Potenzial haben, die Energieerzeugung und -verteilung nachhaltig zu verändern.

Darüber hinaus spielen wirtschaftliche Anreize sowie politische und gesetzliche Rahmenbedingungen eine maßgebliche Rolle, da sie die Investitionsentscheidungen und die langfristige Entwicklung des Netzes beeinflussen. Auch die strukturelle und topologische Entwicklung des Netzgebiets wird im Rahmen der langfristigen Prognosen einbezogen, um sicherzustellen, dass das Netz dem Wachstum und den Veränderungen in den Versorgungsregionen gerecht wird.

Diese langfristigen Prognosen fließen in fundierte Analysen und Szenarien mit ein, die als Grundlage für die Entwicklung strategischer Maßnahmen dienen. Ziel dieser Maßnahmen ist es, eine nachhaltige, zukunftsorientierte Energie- und Verkehrsinfrastruktur zu gewährleisten. Die Berücksichtigung dieser vielfältigen Einflussfaktoren und die Entwicklung umfassender Szenarien ermöglicht eine Netzplanung, die auf die Herausforderungen und Chancen der kommenden Jahrzehnte ausgerichtet ist und gleichzeitig die langfristige Versorgungssicherheit und Netzstabilität sicherstellt.

Der **V-NEP** (Verteilnetzentwicklungsplan) ist das Resultat dieser langfristigen Prognosen und Planungen, die unter Berücksichtigung aller relevanten politischen, wirtschaftlichen und technologischen Einflüsse erstellt werden. *Abbildung* zeigt die in der strategischen Netzplanung miteinbezogenen Daten und Einflüsse und verdeutlicht den Umfang sowie die Komplexität der beeinflussenden Komponenten.

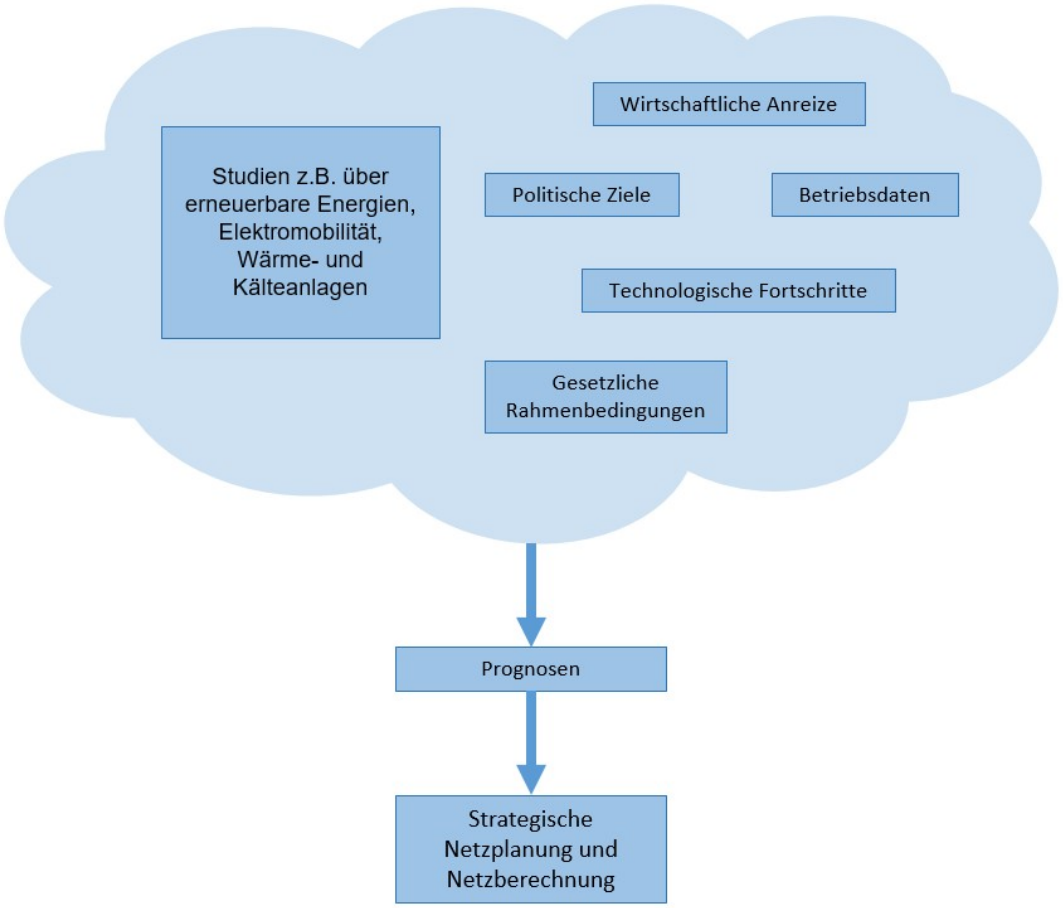


Abbildung 3: Einflussfaktoren der strategischen Netzplanung

2.2 Ausblick für Einspeisung

In diesem Kapitel wird ein detaillierter Ausblick auf die Entwicklung der Einspeisung erneuerbarer Energien für die Jahre 2030 und 2040 gegeben, wobei der Schwerpunkt auf der Photovoltaik liegt. Die Windenergie bleibt in dieser Betrachtung unberücksichtigt, die Gründe hierfür werden in Abschnitt 2.2.1 detailliert dargelegt.

Die Prognosen für die Photovoltaik basieren auf einer Vielzahl von Schlüsselfaktoren: der Verteilung der PV-Anlagen auf die unterschiedlichen Teilnetze, dem Verhältnis von installierter PV-Leistung zur tatsächlichen Einspeisung ins Netz sowie den aktuellen Zielvorgaben von Bund und Ländern sowie der Stadt Klagenfurt. Durch eine umfassende Analyse dieser Parameter wird ein fundierter Ausblick auf die künftigen Entwicklungen und Herausforderungen im Bereich der PV-Einspeisung gegeben

2.2.1 Ausblick Einspeisung Windenergie

Bezüglich der zukünftigen Einspeisung durch Windenergie ist festzuhalten, dass diese Technologie für Klagenfurt kein signifikantes technisches Potenzial aufweist. Eine entsprechende Potenzialanalyse (4) zeigt, dass die Windgeschwindigkeiten in Klagenfurt nicht ausreichend sind, um einen wirtschaftlichen Betrieb von Windkraftanlagen zu ermöglichen.

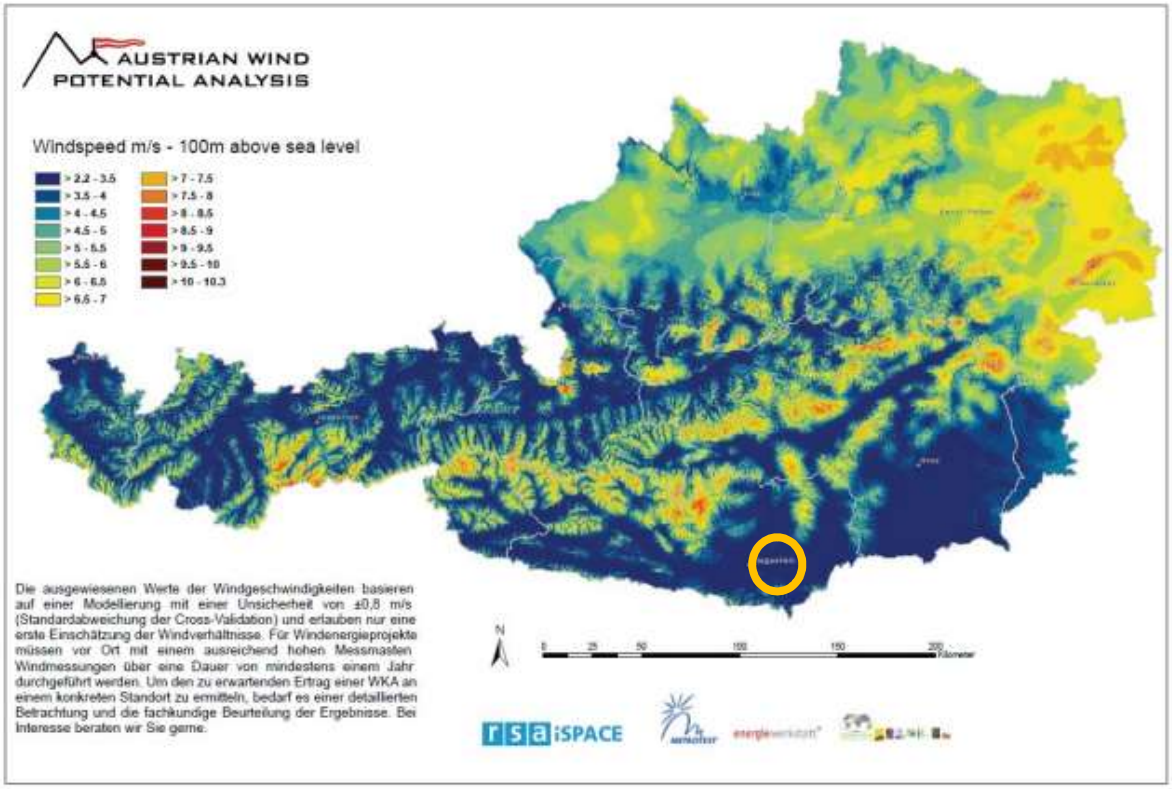


Abbildung 4: Wind-Potential-Analyse [1]

2.2.2 Ausblick Einspeisung Photovoltaik

Österreich strebt an, seinen Strombedarf bis zum Jahr 2030 vollständig durch erneuerbare Energien zu decken. Im Rahmen dieses Vorhabens wird prognostiziert, dass bis 2030 eine landesweit installierte Photovoltaik-Leistung von 21 GWp (Gigawattpeak) und bis 2040 eine Leistung von 41 GWp erreicht werden soll.

Um die Entwicklung der PV-Leistung in Klagenfurt für die Jahre 2030 und 2040 zu prognostizieren, wird der Anteil der 2022 in Klagenfurt installierten PV-Anlagen im Verhältnis zu jenen in Kärnten betrachtet und anhand der landesweiten Installationsziele für 2030 und 2040 linear hochgerechnet (siehe *Tabelle 6*).

Für Klagenfurt leitet sich daraus ein theoretisches Ziel von rund 221 MWp (Megawattpeak) bis 2030 und etwa 432 MWp bis 2040 ab. Bis zum Jahr 2023 sind bereits 52 MWp installiert, was bedeutet, dass bis 2030 ein zusätzlicher Ausbau von 169 MWp und bis 2040 ein weiterer Zuwachs von 380 MWp erforderlich ist, um die gesetzten Ziele zu erreichen.

Durch diesen Ansatz wird eine fundierte Einschätzung des potenziellen Wachstums der PV-Einspeisung in Klagenfurt ermöglicht, und die daraus abgeleiteten Anforderungen an die Netzinfrastruktur können entsprechend in der strategischen Planung berücksichtigt werden. Dabei ist es von entscheidender Bedeutung, dass diese Prognosen auf belastbaren Daten und Annahmen basieren, um eine langfristige Zuverlässigkeit und Nachhaltigkeit des Stromnetzes sicherzustellen.

Tabelle 6: Installierte und erwartete PV-Leistung in Klagenfurt in MWp

	Österreich	Kärnten	Klagenfurt
2022	3792	246	32
2030	21000	1700	221
2040	41000	3319	432

2.2.3 Sonstige Einspeiser

Neben der Photovoltaik existieren weitere Energiequellen, die ins Netz einspeisen. Zu den wichtigsten zählen Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas sowie fossile Energieträger. In *Abbildung* sind diese Erzeugungsquellen in MW dargestellt. Für den betrachteten Planungszeitraum wird davon ausgegangen, dass der Bestand dieser Erzeugungsanlagen unverändert bleibt.

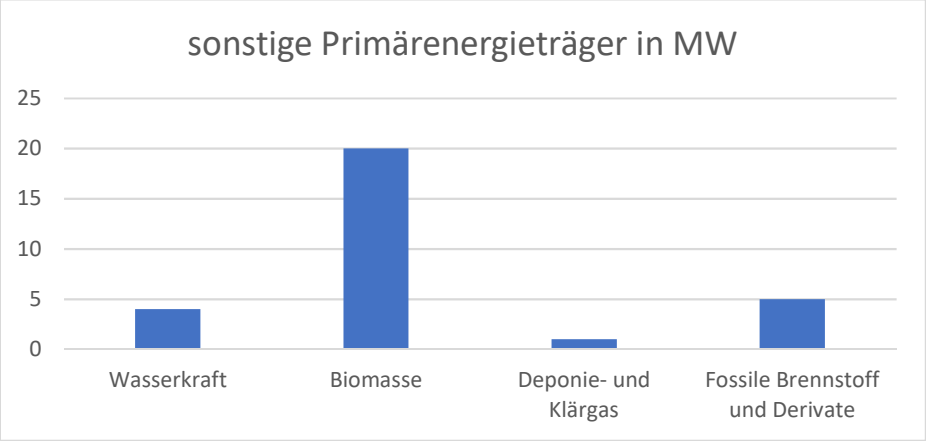


Abbildung 5: sonstige Erzeuger im Netz [MW], Stand Ende 2023

2.2.4 Verteilung der PV- Anlagen

Die Prognose basiert auf der Annahme, dass sich die Verteilung der Photovoltaikanlagen in Klagenfurt weiterhin auf die fünf Teilnetze aufteilt, wie bereits in der Vergangenheit beobachtet wurde (siehe Abbildung 6). Diese Annahme stützt sich auf historische Daten und dient als Referenz für zukünftige Entwicklungen. Das Mitte-Netz (6 %) deckt die Innenstadt von Klagenfurt ab, wo aufgrund der hohen

Dichte historischer Gebäude und der geringen Verfügbarkeit von Freiflächen nur begrenzte Möglichkeiten für die Installation von PV-Anlagen bestehen.

Im Gegensatz dazu bieten das Süd- und Ost-Netz (~30 %) umfangreiche Freiflächen, die sich optimal für die Errichtung von PV-Anlagen eignen. Darüber hinaus befinden sich in diesen Netzbereichen auch größere Industrie- und Gewerbeflächen, weshalb sich das Potenzial für den Einsatz von Photovoltaik zusätzlich erhöht.

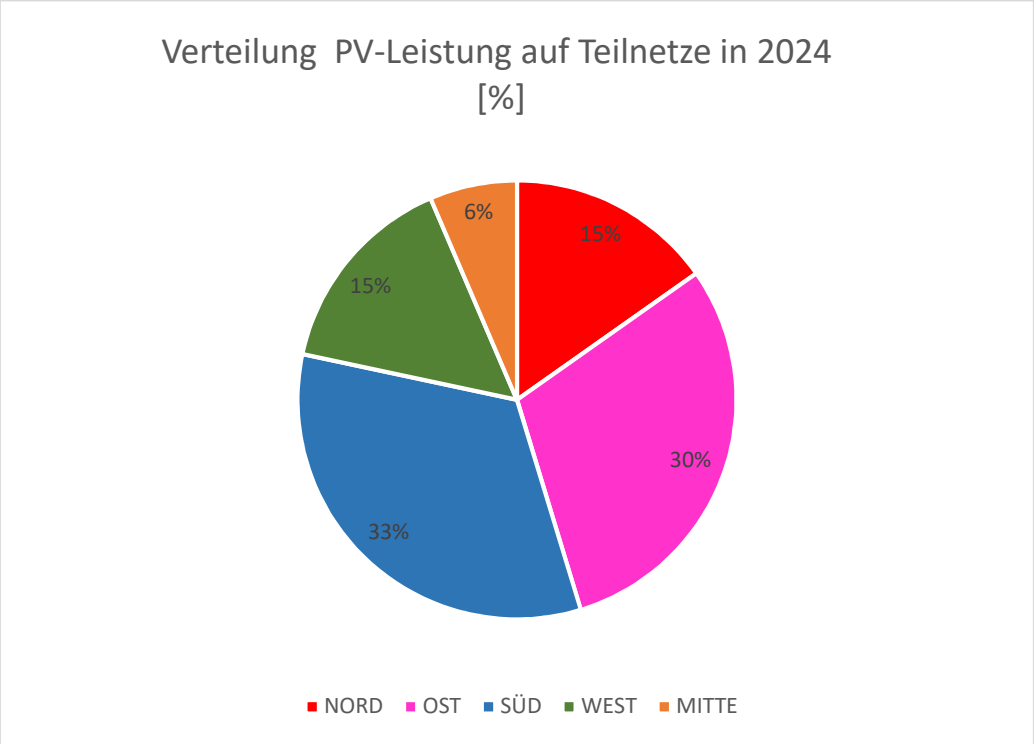


Abbildung 6: Verteilung der Modulspitzenleistung der PV-Anlagen auf die Teilnetzte in Klagenfurt

2.2.5 Erwartete Einspeisung

Zur Berechnung der erwarteten Einspeisung ins Netz wurden die installierte Photovoltaik-Leistung, die daraus resultierende maximal mögliche Einspeisung und die tatsächliche Einspeisung von PV-Anlagen ins Netz in den Jahren 2019 bis 2023 analysiert (siehe *Tabelle 7*). Diese Daten bieten wertvolle Einblicke in die Entwicklung des PV-Sektors und ermöglichen es, Trends und Muster zu identifizieren.

Tabelle 7: Verhältnis tatsächliche Einspeisung in Netz zu maximal möglicher PV-Einspeisung [MWh]

Verhältnis tatsächline Einspeisung ins Netz zu maximal möglicher PV-Einspeisung auf Grundlage der installierten Modulleistung

Jahr	max. mögliche PV-Einspeisung [Mwh]	Anzahl PV-Zählpunkte	PV-Einspeisung ins öffentliche Netz [MWh]	Verhältnis Einspeiung ins Netz zu max. möglicher Einspeisung
2019	12301	565	7663	62%
2020	15244	706	9247	61%
2021	21158	931	11449	54%
2022	31413	1344	13775	44%
2023	52413	2217	25554	49%

Auf Basis der Analysen der vergangenen Jahre (siehe 7) wird prognostiziert, dass das Verhältnis der tatsächlichen Einspeisung ins Netz zur maximal möglichen PV-Einspeisung, basierend auf der installierten Modulleistung, im Jahr 2030 bei etwa 54 % und im Jahr 2040 bei rund 60 % liegen wird. Diese Prognose stützt sich auf historische Daten und beobachtete Trends in der Entwicklung und Nutzung erneuerbarer Energien.

Obwohl die installierte Modulspitzenleistung erheblich steigt, wird festgestellt, dass der Anteil der Netzeinspeisung nicht proportional zur installierten Leistung zunimmt. Dies liegt unter anderem daran, dass durch den Klimawandel und die steigenden Temperaturen immer mehr Klimaanlagen installiert werden, was zu einem höheren Eigenverbrauch vor Ort führt. Dadurch wird ein größerer Anteil der erzeugten Energie direkt genutzt, anstatt ins Netz eingespeist zu werden.

Darüber hinaus tragen die zunehmende Verbreitung von Energiespeichern und deren Nutzung zur Maximierung des Eigenverbrauchs ebenfalls dazu bei, dass der Anteil der Netzeinspeisung trotz steigender Modulspitzenleistung nicht entsprechend ansteigt. Dieser Trend zur Eigenverbrauchsmaximierung wird voraussichtlich auch in den kommenden Jahren weiter an Bedeutung gewinnen und auch durch das Förderregime des Land Kärntens unterstützt.

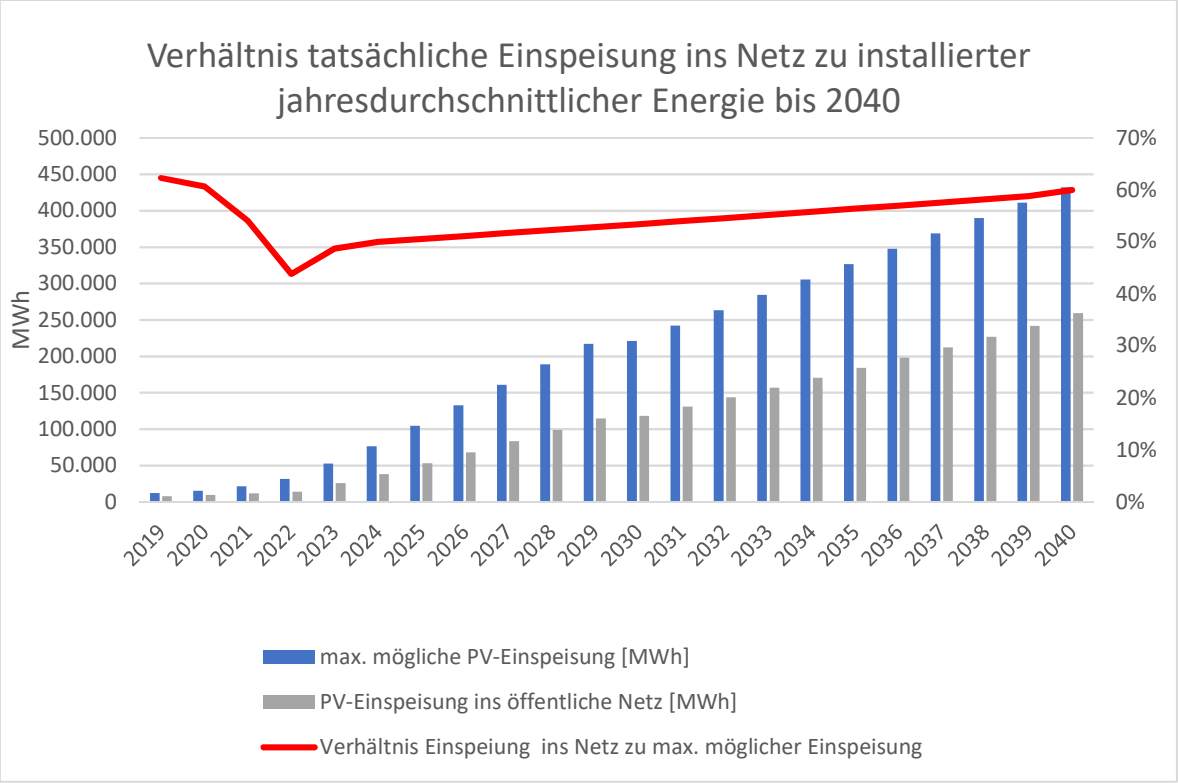


Abbildung 7: Grafik tatsächliche Einspeisung zu möglicher Einspeisung bis 2040

2.3 Ausblick für Lasten

Laut dem Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) wird der Strombedarf in Österreich in den kommenden Jahren deutlich ansteigen. Insbesondere durch die fortschreitende Elektrifizierung von Verkehr, Industrie und Haushalten wird bis 2030 ein weiterer Anstieg erwartet. [11]

Gemäß der Prognose von Österreichs Energie soll der jährliche Stromverbrauch des Landes bis 2030 vollständig durch erneuerbare Energien gedeckt werden, was einem Gesamtbedarf von etwa 96,8 TWh (Terawattstunden) entspricht. [3] Diese Entwicklung erfordert eine erhebliche Anpassung der Netzinfrastruktur, um den wachsenden Bedarf zu decken und gleichzeitig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

2.3.1 Wärmepumpen für Heizung und Brauchwasser

Eine Studie aus dem Jahr 2021, die den Anstieg der Nutzung von Wärmepumpen in Österreich bis 2030 untersucht, prognostiziert in einem mittleren Szenario, dass die maximale Netzbeanspruchung im Jahr 2030 etwa 2.500 MW betragen wird (siehe Abbildung 8). [4] Für Klagenfurt wird daraus eine maximale Leistung von etwa 25 MW abgeleitet.

Eine mögliche dämpfende Wirkung durch den aktuellen Ausbau des Fernwärmenetzes muss in diesem Zusammenhang ebenfalls berücksichtigt werden, da Wärmepumpen und Fernwärme unterschiedliche Zielgruppen ansprechen (z.B. Einfamilienhäuser vs. Wohnblöcke). Da das Fernwärmenetz in Klagenfurt noch ein erhebliches Ausbaupotenzial besitzt, könnte die tatsächlich benötigte elektrische Leistung niedriger ausfallen.

Eine Substitution von bestehenden Elektroheizungen durch Wärmepumpen ist derzeit nicht erkennbar und wird in den aktuellen Förderprogrammen nicht thematisiert. Dies könnte jedoch zukünftig eine Option sein, um den Energieverbrauch weiter zu optimieren und die Netzbelastung zu reduzieren.

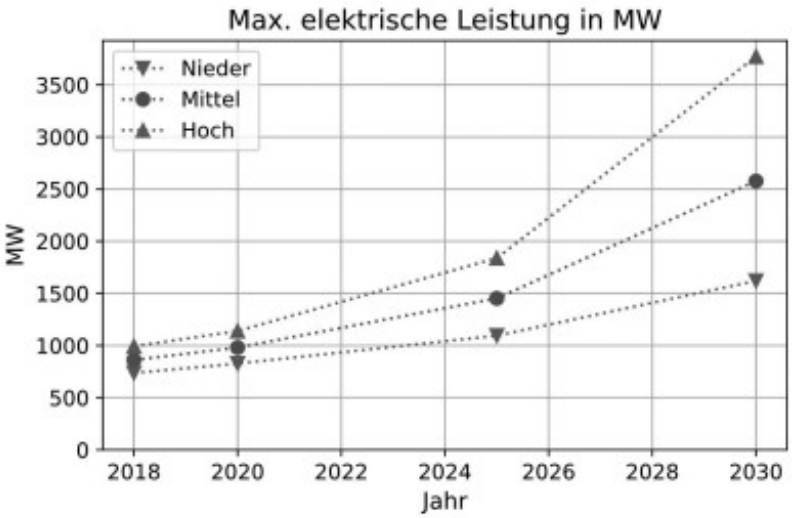


Abbildung 8: Mess- und Prognosewerte der maximalen elektrischen Leistung in MW [4]

Auf der Grundlage des prognostizierten Anstiegs der elektrischen Leistung in Österreich zwischen 2025 und 2030 um 1.000 MW wird in den Jahren 2030 bis 2040 mit einem Anstieg von 2.000 MW gerechnet. Für Klagenfurt bedeutet dies eine maximale elektrische Leistung von etwa 45 MW, die bis 2040 durch Wärmepumpen benötigt wird.

Laut klimafonds.gv.at wird bis 2040 zusätzlich 2 % elektrische Energie benötigt, um den Strombedarf für den Ausbau der Wärmepumpen zu decken, was etwa 11.000 MWh entspricht. Bei einem linearen Anstieg wäre der Bedarf bis 2030 etwa 4.530 MWh. [5] Diese Zahlen verdeutlichen, dass der Bedarf an elektrischer Leistung für Wärmepumpen signifikant ansteigt, während der zusätzliche Energiebedarf relativ moderat bleibt. Dies weist darauf hin, dass eine höhere Leistung erforderlich ist, um den gestiegenen Bedarf zu decken, während der Energieverbrauch insgesamt weniger stark wächst.

Dieser Anstieg der benötigten Leistung macht es notwendig, das Netz entsprechend auszubauen. Dazu zählen die Erweiterung von Umspannwerken und anderen Infrastrukturkomponenten. Dies betrifft nicht nur Wärmepumpen, sondern auch den Ausbau der Elektromobilität, wie im nächsten Kapitel ersichtlich wird.

2.3.2 Mobilität

Der Übergang von Verbrennungsmotoren zu Elektrofahrzeugen führt zu einem erheblichen Anstieg des Energiebedarfs für das Laden dieser Fahrzeuge. Eine Studie der Technischen Universität Wien prognostiziert für Österreich im Jahr 2030 einen zusätzlichen Energiebedarf von 2,2 TWh für Elektrofahrzeuge. Etwa 11 % dieses Bedarfs entfallen auf Pkw und 6,5 % auf leichte Nutzfahrzeuge. Eine Untersuchung auf klimafonds.gv.at geht davon aus, dass der zusätzliche Strombedarf für Elektrofahrzeuge im Jahr 2030 um 6,6 % und bis 2040 um 21 % ansteigen wird. [6,7]

Für Klagenfurt wird bis 2030 mit einem zusätzlichen Bedarf von 36.000 MWh und bis 2040 mit 115.000 MWh gerechnet, um den wachsenden Bedarf der E-Mobilität zu decken. [6] Da es im Netz der EKG Klagenfurt keine Autobahnraststätten gibt und die Möglichkeit besteht, die Ladeinfrastruktur zu begrenzen, wird davon ausgegangen, dass der Großteil der Netzbelastung durch das Normalladen entsteht. Das ultraschnelle Laden wird hierbei nicht berücksichtigt.

Zusätzlich wird der öffentliche Nahverkehr elektrifiziert, wobei die Busse hauptsächlich in den Nachtstunden geladen werden, um die Belastung des Netzes während der Spitzenzeiten zu minimieren. Die maximale Last durch das Laden der Busse wird nachts erwartet, wobei eine Nachladeleistung von etwa 10 MW angenommen wird. Es wird zudem damit gerechnet, dass das Laden privater Elektrofahrzeuge überwiegend zuhause erfolgt, unterstützt durch Photovoltaikanlagen und Speicher, wodurch die Netzbelastung reduziert wird. Daher ist eine deutliche Entkopplung zwischen öffentlichem und privatem Laden zu erwarten. Außerdem wird eine digitale Steuerung der Fahrzeugladung notwendig sein, um eine netzverträgliche Energieverteilung zu gewährleisten.

Laut position.wienenergie.at müssen bis 2030 in Österreich insgesamt 1,5 Millionen private Ladestellen eingerichtet werden, um den Übergang von Verbrennungsmotoren zu Elektrofahrzeugen zu unterstützen. [9] Für Klagenfurt bedeutet dies, dass etwa 15.000 Ladestationen installiert werden müssten. Unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeiten (siehe Abbildung 9) würde die Stadt Klagenfurt im Jahr 2030 eine zusätzliche Leistung von 33 MW benötigen. Ein unkontrolliertes Wachstum könnte bis 2040 eine Netzbelastung von bis zu 100 MW verursachen. Managementsysteme und Maßnahmen zur Laststeuerung können jedoch helfen, diese Belastung zu

verringern, indem sie Ladeprozesse gezielt steuern, insbesondere an stark frequentierten Standorten und bei punktuell hohen Ladeleistungen.

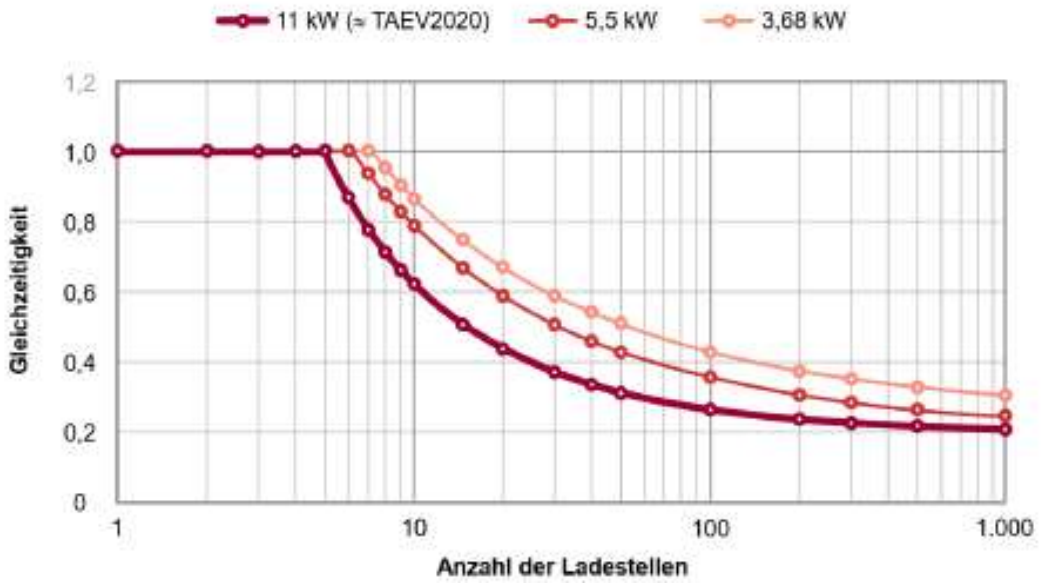


Abbildung 9: Gleichzeitigkeitskurve Normalladen [8]

Mit Stand Januar 2024 sind in Klagenfurt bereits über 20 MW an Ladeinfrastruktur installiert. Es zeigt sich deutlich, dass die Differenz zwischen den Lastspitzen und der tatsächlich an die Kunden abgegebenen elektrischen Arbeit zunehmend größer wird. Dies ist vor allem auf die hohe Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge sowie auf die Optimierung durch Eigenproduktion und den Einsatz von Batteriespeichern seitens der Kunden zurückzuführen, was zu einer geringeren Netzbelastung beiträgt.

2.3.3 Exkurs: Erfordernis einer Anpassung der Tarifstruktur

Die Netzhochlasten in beiden Energierichtungen führen zu einer erhöhten Beanspruchung des Netzes und erfordern zusätzliche Investitionen in den Netzausbau. Durch Reformen in der Tarifstruktur, wie z.B. Verlagerung von Arbeitspreisen hin zu Leistungspreisen, könnten Lastspitzen jedoch reduziert werden. Lastspitzen entstehen, wenn der Energiebedarf in bestimmten Zeiträumen stark ansteigt, etwa während der Morgen- und Abendstunden, bei extremen Wetterbedingungen oder hoher Gleichzeitigkeit an E-Ladestationen. Diese Spitzenbelastungen stellen eine Herausforderung für die Energieversorgung dar.

2.3.4 Bevölkerungswachstum

Ein Bevölkerungswachstum führt zwangsläufig zu einem Anstieg des Energieverbrauchs, da mehr Haushalte Strom für Beleuchtung, Heizung, Kühlung und den Betrieb von Haushaltsgeräten benötigen. Laut Statistik Austria wächst die Bevölkerung jährlich um 0,5 % bis 0,8 %. [10] Dabei verzeichnen städtische Gebiete ein überproportionales Wachstum, während ländliche Regionen stagnieren oder

sogar rückläufig sind. Zudem nimmt die durchschnittliche Haushaltsgröße weiter ab, was zu einem Anstieg des Pro-Kopf-Verbrauchs führt.

Für Klagenfurt wird daher ein jährlicher Anstieg des Energiebedarfs und der Netzbelastung um etwa 1 % prognostiziert.

2.3.5 Technologischer Fortschritt

Neue Technologien und digitale Innovationen, wie die zunehmende Nutzung von Rechenzentren, das Internet der Dinge (IoT) und künstliche Intelligenz (KI), führen zu einem erheblichen Anstieg des Strombedarfs. Diese Entwicklungen erfordern immer mehr Energie, um die steigenden Anforderungen an Datenverarbeitung, Vernetzung und intelligente Systeme zu erfüllen.

Bis 2030 wird in Klagenfurt ein zusätzlicher Energiebedarf von 10.000 MWh durch den Ausbau von Rechenzentren und die fortschreitende Digitalisierung prognostiziert. Diese Schätzung basiert auf der Annahme, dass der Energieverbrauch in Österreich für diese Technologien bis 2030 um 1 TWh steigen wird. [13]

2.3.6 Energieeffizienz - Maßnahmen

Im Bereich der Energieeffizienz fehlen derzeit politische Ziele und rechtliche Vorgaben für Unternehmen und private Haushalte. Solange keine klaren politischen Vorgaben existieren, basieren die Prognosen weiterhin auf bekannten Variablen wie Wirtschaftswachstum, industrieller Aktivität und saisonalen Schwankungen. Potenzielle Effizienzgewinne bleiben daher vorerst weitgehend unberücksichtigt.

3 Planungsgrundsätze und –methoden

3.1 Planungsgrundsätze und Methoden der quantitativen Bedarfsermittlung

Bei der Netzplanung sind zwei wesentlich unterscheidende Planungsmethoden notwendig:

Kurzfristplanung:

Diese hat einen konkreten Kundenbedarf oder ein akutes lokales Netzproblem zum Anlass. Die konkrete Aufgabenstellung wird im räumlich begrenzten Umfeld analysiert und zur Lösung gebracht. Wesentliche Ergebnisse sind die Bestätigung, dass ein Kundenanschluss im Bestandsnetz möglich ist, oder dass Ausbaumaßnahmen im vorgelagerten Netz erforderlich sind. Im Falle eines Netzausbaubedarfes werden auch Entwicklungspotentiale im lokalen Umfeld und bereits erkennbarer Erneuerungsbedarf mit berücksichtig. Im Fokus steht jedoch die einfache und optimierte Lösung der konkreten Aufgabenstellung. Für die Beurteilung der Ausgangssituation und die Tauglichkeit des Lösungsansatzes werden je nach Komplexität und Umfang der Aufgabenstellung entweder vereinfachte Beurteilungen oder komplexere Netzberechnungen im lokalen Umfeld durchgeführt. Die Einhaltung der TORs sind wesentlicher Bestandteil der Planungsaktivitäten.

Strategische Netzentwicklung:

Dabei werden für einen Planungshorizont von einem bis wenigen Jahrzehnten die erkennbaren Anforderungen an das Verteilnetz großflächig analysiert. Politische Ziele und Vorgaben, kommunale Entwicklungspläne, Flächenwidmung, prognostizierte Bevölkerungsentwicklung, übergeordnete Pläne, die Alterung der Netzkomponenten und technologischer Anpassungsbedarf aber auch technische und rechtliche Möglichkeiten zur Vermeidung oder Verzögerung von Netzinvestitionen sind die wesentlichen Eingangsgrößen. Ergebnisse sind Bedarfsszenarien, Belastungsgrenzen des Netzes entlang der Zeitskala, konkrete Netzausbaubedarfe und Rahmenprogramme, die den Bedarf in der Flächigkeit des Verteilnetzes abbilden.

- Die Bedarfsanalyse berücksichtigt mittlerweile gleichwertig die Lastentwicklung und die Entwicklung der Erzeugungsanlagen im jeweiligen Netz.
- Das Netz wird softwareunterstützt für unterschiedlichste Lastsituationen aus der Bedarfsanalyse berechnet. Netzhochlast bei geringer Erzeugung (Werktag an einem kalten Wintertag) und Niederlast bei hoher Erzeugung (Wochenendtag im späten Frühjahr) sind die wesentlichen Punkte für die Netzbeanspruchung.
- Die Entwicklung der Zielnetzstruktur, das optimierende Verschneiden von Netzverstärkungsmaßnahmen mit Erneuerungsmaßnahmen und die daraus abgeleiteten Investitionsbedarfe sind mühevolle Handarbeit in der strategischen Netzplanung.

Die angesprochenen technischen und rechtlichen Möglichkeiten zur Vermeidung oder Verzögerung von Netzinvestitionen sind bzw. könnten sein:

- Unterbrechbare Tarife: Über unterbrechbare Tarife kann mit dem Kunden vereinbart werden, dass Geräte zu definierten Zeiten oder netzlastabhängig abgeschalten bzw. leistungsreduziert werden. Diese Maßnahme braucht die Bereitschaft des Kunden und bietet als Gegenleistung reduzierte Netzentgelte. Die kundenseitige Bereitschaft, Einschränkungen im Verbrauchsverhalten anzunehmen, ist erfahrungsgemäß sehr begrenzt. Entsprechend gering ist auch das daraus entstehende Potential.
- Flexibilitätsmarkt: Es fehlen die rechtlichen bzw. regulatorischen Rahmenbedingungen (Siehe auch Punkt 5)
- Leistungsbeeinflussende Möglichkeiten gemäß der Technisch Organisatorischen Regeln: Die Anwendung dieser Maßnahmen sind taxativ genannt, weitgehend auf „Netz in Not“ beschränkt.
- Sehr bedeutend für die planerische Auslegung und den Betrieb des Verteilnetzes ist die Festlegung, dass die n-1-Sicherheit bzw. n-1-Struktur in den höheren Spannungsebenen nur für den Verbrauch und nicht für die Erzeugung verwendet wird und für bestimmte Verbraucher (z.B. Ladeinfrastruktur) eingeschränkt sein kann.
- Für den Umgang mit Erzeugungsspitzen während ganz weniger Jahresstunden und damit anfänglich verschwindend geringer Erzeugungsmengen werden aktuell Planungsannahmen getroffen, dass Speicher als auch erzeugungsnahe unmittelbare Sektorkopplungseinheiten zum Einsatz kommen oder diese wenigen Erzeugungsspitzen durch regelungstechnische Maßnahmen zu kappen sind.

Als Basis für die Bedarfsermittlung zur strategische Netzplanung dienen unter anderem:

- Daten der Kundenbedarfe
- Messdaten der Kundenzählpunkte (SM als Zeitreihe)
- Stamm- und Zustandsdaten der Netzkomponenten
- Messwerte aus dem Netzleitsystem
- TSO-NEP (APG) [14]
- Klagenfurts Stadtentwicklungskonzept + kommunale Entwicklungspläne [15]
- Solarkataster Klagenfurt
- STW Klimarisikoanalyse
- diverse Studien

3.2 Umsetzung der Netzausbauplanung und dafür verwendete Werkzeuge

Die aus der strategischen Netzplanung ermittelten Investitionsbedarfe werden intern in die jährlichen Planungsprozesse Budget und Mittelfristplanung eingebracht und dem Eigentümer zur Genehmigung vorgelegt.

Nach Beschlussfassung werden im Rahmen der genehmigten Mittel über das interne Projektsystem Einzelmaßnahmen beauftragt und umgesetzt.

Die Planungs- und Errichtungsprozesse sind entlang der Wertschöpfungskette softwaregestützt und standardisiert. Für die Detailplanung werden abgestimmte Planungsprämissen verwendet, welche den Einsatz von standardisierten Materialien und Anlagenkomponenten gewährleisten. Damit wird die Effizienz laufend erhöht und über die hohen Standardquerschnitte der Leitungen auch Reserven für die zukünftige Nutzbarkeit geschaffen. Die notwendigen Prozesse und Planungsprämissen werden regelmäßig hinsichtlich Verbesserungspotenzial und Stand der Technik evaluiert.

Im Zuge von Netzverstärkungen und Erneuerungen an Transformatorstationen werden auch die digitalen Komponenten eingebaut und an das Netzleitsystem angebunden. Der Grad der Digitalisierung der Netzbetriebsführung steigt somit synchronisiert mit den Netzbaumaßnahmen. Ein Nachrüsten an den verbleibenden Bestandstrafostationen wird mittelfristig über ein Rahmenprogramm umgesetzt werden.

Die EKG hat entschieden, für den Netzbau nur möglichst umwelt- und klimaschonende Anlagen einzusetzen. Verlustarme Transformatoren mit natürlichem Ester anstatt mineralischem Isolieröl und SF6-freie Schaltanlagen sind unser Standard.

Zudem ist die EKG in laufender Abstimmung mit ihrer Muttergesellschaft STW und der Stadt Klagenfurt, um Infrastrukturprojekte möglichst koordiniert über alle Leitungsträger (Wasser, Wärme, Gas, Kanal, Telekom inkl. Straßenbau) umzusetzen. Das kann Kosten, Verkehrsbeeinträchtigungen und Bürgerbetroffenheit reduzieren.

4 Netzausbauprojekte und -programme, Planungsüberlegungen

Die aus der Netzentwicklungsplanung erkannten Maßnahmen für Netzausbau und –erneuerung können in den Netzebenen 3 und 4, auch wegen der mehrjährigen Planungs- und Umsetzungszeiten, im 10-jährigen Planungszeitraum taxativ genannt und beschrieben werden.

Für die Netzebenen 5 bis 7 können nur Rahmenprogramme erstellt werden. Strategisch planbare Maßnahmen wechselwirken mit zeitnah umzusetzenden Kundenerfordernissen und erfordern ein hohes Maß an Flexibilität.

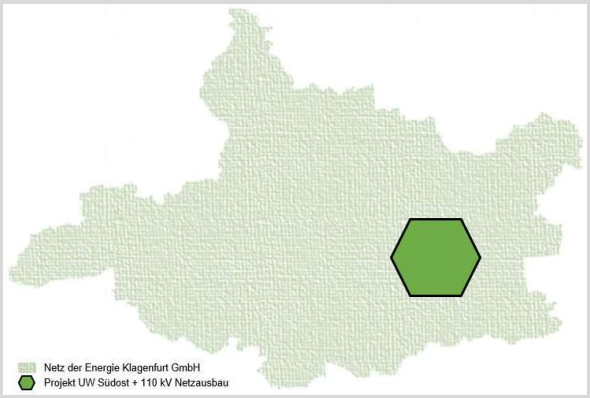
4.1 Detaillierte Einzeldarstellungen konkreter Projekte auf den Netzebenen 1 bis 4

Projektbezeichnung: Umspannwerk Südost und dritter Anschlusspunkt zur KNG		
Projektnummer: EKG-24-01	**Netzebene(n)**: 3, 4	**Projektstatus**: Planungsüberlegung
Spannungsebene(n): 110 kV	**Art**: Netzabstützung	**Geplante Inbetriebnahme**: 2027/2028

Projektbeschreibung:

Die Entwicklung der östlichen Bereiche Klagenfurts, insbesondere der im Osten überproportionale Zuwachs an Photovoltaikanlagen, erfordert den Bau eines zusätzlichen Umspannwerkes.

Die prognostizierte Zunahme der Netzlast erfordert mittelfristig auch eine Verstärkung des 110 kV Netzes und der n-1-sicheren Anbindung an das vorgelagerte Netz der Kärnten Netz GmbH.



Im Zuge der Umspannwerkerrichtung wird daher auch ein dritter Anschlusspunkt zum 110 kV Netz der Kärnten Netz GmbH hergestellt. Die Kärnten Netz GmbH errichtet dabei die Einschleifung der 110 kV Freileitungen zwischen UW Klagenfurt und UW Völkermarkt/UW Obersielach, die Energie Klagenfurt GmbH die 110 kV Schaltanlage.

(siehe auch V-NEP der KNG Projektnummer KNG-24-26).

Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten

- Durch die Inbetriebnahme zusätzlicher 110/20 kV Regelumspanner mit einer Nennleistung von je 40 MVA entstehen für Erzeuger und Verbraucher auch zusätzliche Netzkapazität in der

Netzebene 4. Ein bedarfsbedingter späterer Ausbau um einen weiteren Umspanner wird konzeptionell berücksichtigt und räumlich vorbereitet.

- Wesentliche Erhöhung der n-1-sicheren Anschlusskapazität zum vorgelagerten Netz.

Auswirkungen auf vor-/nachgelagerte bzw. benachbarte Netze

- Auswirkung auf vorgelagerte Netze:
  - zusätzliche Beanspruchung des vorgelagerten Netzes
- Auswirkung auf nachgelagerte Netze:
  - es gibt keine nachgelagerten Netze

Flexibilitätsbeschaffung (alternativ oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt)

Aufgrund der fehlenden gesetzlichen Grundlage ist die Flexibilitätsbeschaffung derzeit keine Option (siehe Kapitel 5.1)

4.2 Beschreibung von Netzentwicklungsprogrammen auf den Netzebenen 5 bis 7

Rahmenprogramm: Erneuerung von Trafostationen

Die EKG hat recht konzentriert in den 1960er bis 1980er Jahren das gesamte Mittelspannungsnetz von 5 kV auf 20 kV umgestellt. Diese Anlagen sind Großteils noch heute in Betrieb. Die damals errichteten Kabel besitzen auf Grund der langen technischen Nutzungsdauer noch einiges an technischer Nutzungsdauerreserven. Die damals errichteten oder umgebauten Transformatorstationen stehen jedoch zeitnah vor einem Erneuerungsbedarf. Betroffen sind rund 400 Stationen.

Abhängig vom Zustand und ihrer Relevanz im Zielnetz entstehen unterschiedlichste Aufwände:

- Retrofit der Bestandsanlagen: Abhängig vom Zustand der Bauwerke und elektrischen Anlagen werden gezielte Investitionsmaßnahmen umgesetzt. Die Stationen werden für Jahrzehnte weiter nutzbar.
- Neubau: Wenn keine ausreichende Substanz vorhanden ist, werden als Ersatz gänzlich neue Trafostationen errichtet. Dies kann am gleichen oder an einem geeigneteren nahegelegenen Standort geschehen.
- Rückbau: Eine durchaus bedeutende Anzahl an Bestandstrafostationen kann auch rückgebaut werden. Entweder ist der Bedarf im Netz nicht mehr gegeben, beispielhaft sind der Rückbau von Elektroheizungen oder die dauerhafte Schließung von Gewerbebetrieben zu nennen, oder eine neue zentral platzierte und leistungsstarke Station übernimmt die Versorgungsfunktion von 2 bis 3 älteren mit kleiner Transformatorleistung. Verbunden mit Trafostationsrückbau ist aber immer ein maßgeblicher Ausbau des Niederspannungsnetzes.

Erneuerungsprojekte werden bei technischer und wirtschaftlicher Sinnhaftigkeit auch zum Anlass genommen, Leitungserneuerungen auch vorzuziehen und vor allem auch die im lokalen Umfeld erkennbaren Leistungssteigerungen gleich mit vorzusehen.

Rahmenprogramm: Erhöhung der Leistungsfähigkeit des 20 kV Leitungsnetzes

Die Netzintegration erneuerbarer, dezentral erzeugter Energie in das Netz bzw. die Verteilung vom Umspannwerk zu den Trafostationen stellt auch das Mittelspannungsnetz vor zusätzliche Herausforderungen. Ein starkes Kernnetz

- verbindet das Umspannwerk mit den Last- und Erzeugungsschwerpunkten
- stellt sicher, dass die gewohnt hohe Versorgungssicherheit auch bei zunehmend ausgereizten Belastungen der Leitungen erhalten bleibt
- begrenzt Störungsauswirkungen auf einen Bereich bzw. ermöglicht eine geringe Kundenbetroffenheit
- ermöglicht im Störungsfall ein rasches Wiederversorgen durch Umschaltungen, und das zunehmend ferngewirkt aus dem Leitstand
- ist die Basis für den zeitnahen und kostengünstigen Anschluss neuer Lasten und Erzeugungsanlagen in der Fläche des **Versorgungsnetzes**

In dieses Maßnahmenprogramm fallen:

- hohe Standardquerschnitte bei neuen Kabelanlagen
- Ersatzversorgungsmöglichkeiten zwischen den Teilnetzen
- leistungsstarke Erschließung von Entwicklungsgebieten

Rahmenprogramm: Leistungserhöhung im Niederspannungsnetz

Zunehmend höher ausgebaute Transformatorleitungen in den Trafostationen, zusätzliche leistungsstarke Verbrauchsgeräte in den Kundenanlagen (Wärmepumpen, Wallboxen) sowie eine rasant zunehmende Anzahl und immer größere PV-Anlagen fordern vor allem das Niederspannungsnetz. Aktuell noch vorhandene Leistungsreserven schwinden zunehmend. Ein proaktiver Ausbau bzw. Verstärkungsmaßnahmen wird vor allem in Kombination mit Projekten auch anderer Netzbetreiber gesucht. Die koordinierte Vorgehensweise zwischen Strom-, Wasser-, Gas, Wärme-, Telekom-, Kanalnetzbetreiber und dem Straßenbau ist für alle organisatorisch und wirtschaftlich notwendig. Durch die gegenseitige Abhängigkeit und verkehrstechnische Restriktionen müssen alle Leitungsträger sehr flexibel reagieren können und sich bietende Möglichkeiten auch nutzen.

Die aktuell verwendeten Standardquerschnitte von 240 mm² Al haben eine technisch-praktikable Grenze erreicht. Zunehmend werden auch Parallelkabel errichtet.

4.3 Weitere und längerfristige Planungsüberlegungen

Aufgrund des Stadtentwicklungskonzeptes und aktueller Anfragen von Investoren ist zu erkennen, dass auch im Norden und Süden der Stadt Klagenfurt großes Potenzial für Erzeuger (freie Flächen) sowie Verbraucher vorhanden ist. Weitere längerfristige Planungsüberlegungen schließen daher den 20 kV Netzausbau zwischen den Teilnetzen Ost und Nord bzw. Süd mit ein. Die Spange Nord-West-Süd bietet aktuell weniger Entwicklungspotential, hat aber auch punktuelle Engpässe, die über die Rahmenprogramme beseitigt werden.

Als weiterer Punkt sind die Notwendigkeit der zunehmenden Digitalisierung und die weiterführende Nutzung aller Daten für den unmittelbaren Netzbetrieb zu nennen.

- Digitale Kundenschnittstelle: Das Führen des Netzes braucht auch ein ausgewogenes Maß an Eingriffsmöglichkeit in die Kundenanlage und das Kennen des aktuellen Verhaltens an der Schnittstelle. Zumindest retrospektiv über die Smart Meter Lastprofile
- Digitalisierung der Trafostationen: Ist die Basis für eine optimierte und effiziente Betriebsführung sowie für schnellere Handlungen im Störfall. Neben der Betriebsführung fließen diese Daten in die Planung/Netzberechnungen mit ein.

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 Verteilnetzbetreiber noch keine Möglichkeit, um marktbasiert 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. (siehe Kapitel 4.3)

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 erfolgenden 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 ElWG-Entwurf bereits aufgenommen. Eine zeitnahe Verankerung erforderlicher rechtlicher Rahmenbedingungen stellt eine wichtige Voraussetzung für die Umsetzung des Flexibilitätsmanagements und damit der Energiewende dar.

6 Quellenverzeichnis

[1] https://windatlas.at/ (zugegriffen am 25.07.2024)

[2] https://pvaustria.at/bundeslaender/ (zugegriffen am 25.07.2024)

[3] https://oesterreichsenergie.at/standpunkte/stromstrategie-2040 (zugegriffen am 25.07.2024)

[4] https://link.springer.com/article/10.1007/s00502-021-00942-w (zugegriffen am 25.07.2024)

[5] https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/16/Faktencheck-Waermepumpe.pdf (zugegriffen am 25.07.2024)

[6] https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1028430/umfrage/zusaetzlicher-strombedarf-durch-elektrofahrzeuge-in-oesterreich-im-jahr-2030/ (zugegriffen am 25.07.2024)

[7] https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/16/Faktencheck_E-Mobilitaet_2022_ES.pdf (zugegriffen am 25.07.2024)

[8] https://oesterreichsenergie.at/publikationen/ueberblick/detailseite/elektromobilitaet-photovoltaik-und-netze#:~:text=Ohne%20den%20Ausbau%20der%20Photovoltaik,3%20Milliarden%20in%20die%20%C3%9Cbertragungsnetze. (zugegriffen am 25.07.2024)

[9] https://positionen.wienenergie.at/themen/mobilitaetswende/private-ladeinfrastruktur/ (zugegriffen am 25.07.2024)

[10] https://www.klagenfurt.at/fileadmin/user_upload/Stadt_Klagenfurt/03-StadtINFOS/Statistik/Publikationen/2023-NEU-Jahrbuch.pdf (zugegriffen am 25.07.2024)

[11] https://www.bmk.gv.at/themen/energie/publikationen/zahlen.html (zugegriffen am 25.07.2024)

[12] https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/netzinfrastrukturplan.html (zugegriffen am 25.07.2024)

[13] https://www.mckinsey.com/de/~/media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/deutschland/news/presse/2021/2021-11-17%20iot%20report%20-%20wertpotenzial%202030/mckinsey_pressemeldung_iot_wertpotenzial_2030.pdf (zugegriffen am 29.07.2024)

[14] Netzentwicklungsplan 2023 - Österreich braucht Strom (apg.at) (zugegriffen am 25.07.2024)

[15] Der Zukunft begegnen - unser neues Stadtentwicklungskonzept - Klagenfurt (zugegriffen am 25.07.2024)