

NETZENTWICKLUNGSPLAN 2026

für das Verteilernetz der
Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen



Inhaltsverzeichnis

1 Ausgangssituation	4
1.1 Darstellung des Versorgungsgebietes	4
1.2 Netzstrukturdaten: Aktuelle Situation und historische Entwicklung	6
1.3 Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossenen Erzeugungsanlagen	9
1.4 Entwicklung bei meldepflichtigen Betriebsmitteln in Kundenanlagen	10
1.5 Kapazitäten auf Netzebene 4	11
1.6 Auslastung der Transformatorstationen (Netzebene 6)	12
1.7 Netzmonitoring, Digitalisierung des Verteilernetzes, Smart-Grid-Lösungen sowie Möglichkeiten zur Beeinflussung von Lastflüssen	12
2 Planungsannahmen	14
2.1 Beschreibungen der eingesetzten Prognosetools	14
2.2 Ausblick für Einspeisung	14
2.3 Ausblick für Lasten	15
2.4 Ausblick für Speicher	16
3 Planungsgrundsätze und -methoden	18
3.1 Planungsgrundsätze und Methoden der quantitativen Bedarfsermittlung	18
3.2 Umsetzung der Netzausbauplanung und dafür verwendete Werkzeuge	19
4 Netzentwicklungsprojekte und -programme, Planungsüberlegungen	20
4.1 Detaillierte Einzeldarstellungen konkreter Projekte auf den Netzebenen 1 bis 4	20
4.2 Beschreibung von Netzentwicklungsprogrammen auf den Netzebenen 5 bis 7	20
4.3 Weitere und längerfristige Planungsüberlegungen	22
4.4 Gesamtinvestitionssumme	23
5 Flexibilität	24
5.1 Aktuelle Nutzung von Flexibilitätsleistungen	24
5.2 Beschreibung geplanter Flexibilitätsbeschaffung	24
5.3 Umsetzungsstatus „Flexibilitätsmanagement“	24
5.4 Flexibler Netzzugang	24
6 Standorte für einen systemdienlichen Betrieb von Energiespeichereinrichtungen und Stromerzeugungsanlagen	25
7 Stellungnahmen	26

Quellenverzeichnis	27
--------------------------	----

1 Ausgangssituation

1.1 Darstellung des Versorgungsgebietes

Das Versorgungs- und Konzessionsgebiet der Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen liegt im Bezirk Zell am See und beschränkt sich auf die Gemeinde Neukirchen am Großvenediger, im Wesentlichen auf den Ortskern. Der vorgelagerte Netzbetreiber ist die Salzburg Netz GmbH, mit der die Lichtgenossenschaft über zwei Übergabestationen (Netzebene 5) verbunden ist.

Nachgelagerte Verteilernetze bestehen nicht.

Die geographische Lage des Netzgebietes wird nachfolgend von der Landes- über die Regionsebene bis zum Konzessionsgebiet veranschaulicht.



Abbildung 1: Lage des Netzgebietes (rot markiert) innerhalb des Bundeslandes Salzburg.



Abbildung 2: Lage des Netzgebietes (rot markiert) im Salzburger Oberpinzgau.

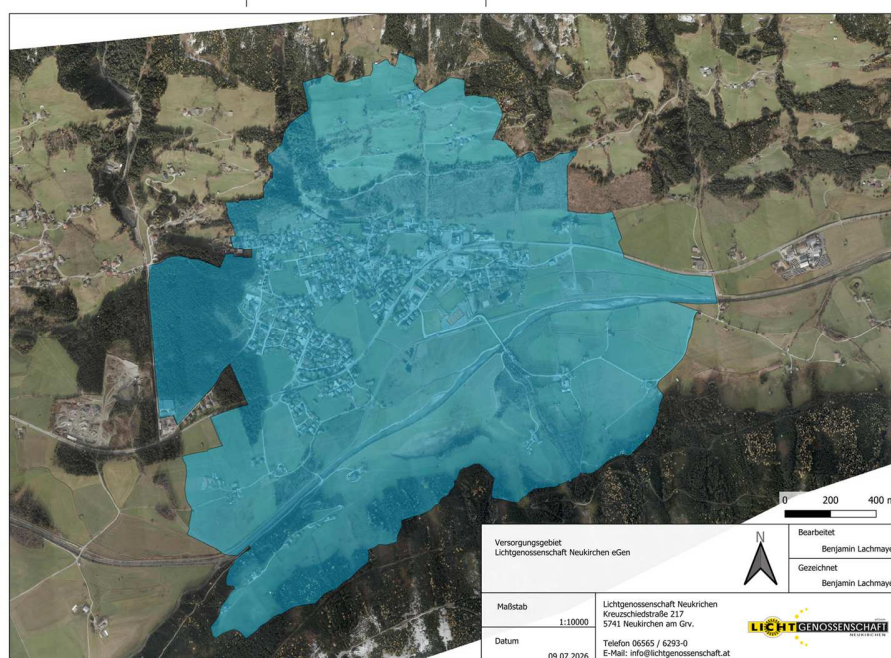


Abbildung 3: Versorgungsgebiet der Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen (türkis hinterlegt) in der Gemeinde Neukirchen am Großvenediger. Maßstab 1:10.000, Stand 09.07.2026.

Regionale Besonderheiten:

- Ausgeprägte touristische Prägung mit hohem Stromverbrauch in den Wintermonaten (ohne Versorgung der Bergbahnen).
- Hohe Stromeinspeisung durch Photovoltaikanlagen in den Sommermonaten.
- Hohe Einspeiselast durch fehlende Abnahme in den Übergangszeiten zwischen Winter- und Sommersaison.

- Geographische Lage des Netzgebietes in einem Tal.

1.2 Netzstrukturdaten: Aktuelle Situation und historische Entwicklung

Das Netz der Lichtgenossenschaft ist ein reines Kabelnetz. Das Mittelspannungsnetz (Netzebene 5) wird über zwei Übergabestationen von der Salzburg Netz GmbH gespeist und versorgt die Transformatorstationen (Netzebene 6), von denen die Niederspannungsverteilung (Netzebene 7) ausgeht.

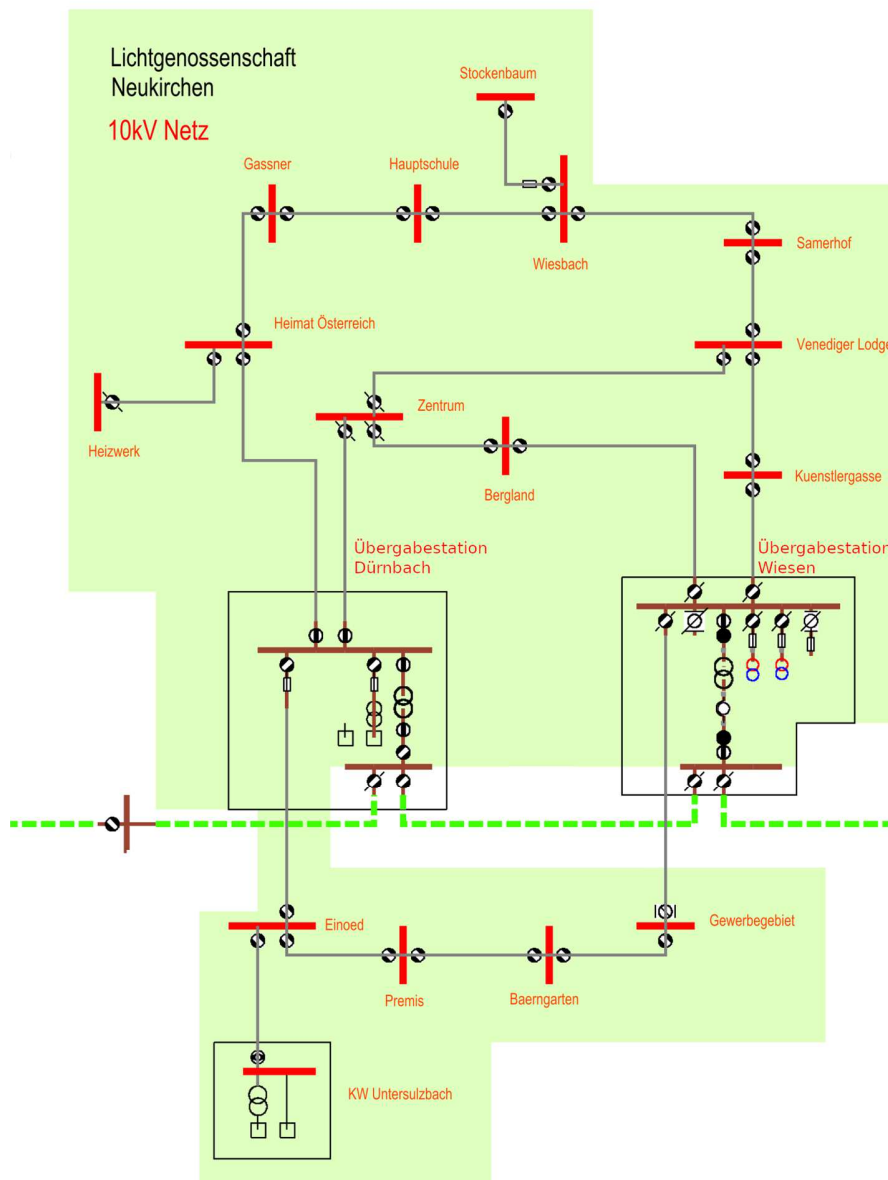


Abbildung 4: Schematische Darstellung des 10-kV-Mittelspannungsnetzes (Netzebene 5) der Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen mit Transformatorstationen und Kupplung zur Salzburg Netz GmbH. Stand 09.07.2026.

Übergabestationen (Netzebene 5) und Transformatorstationen (Netzebene 6):

Station	Typ	Transformatorleistung [kVA]
Übergabestation Dürnbach	Übergabe NE 5	3.000
Übergabestation Wiesen	Übergabe NE 5	4.000
Trafostation Dürnbach	NE 6	630 + 800
Trafostation Heimat Österreich	NE 6	630 + 315
Trafostation Hauptschule	NE 6	400 + 500
Trafostation Gassner	NE 6	400
Trafostation Wiesbach	NE 6	400
Trafostation Samerhof	NE 6	400
Trafostation Venediger Lodge	NE 6	400 + 630
Trafostation Wiesen	NE 6	800 + 800 + 400
Trafostation Bergland	NE 6	630 + 400
Trafostation Premis	NE 6	400
Trafostation Einöd	NE 6	200
Trafostation Künstlergasse	NE 6	400 + 250
Trafostation Stockenbaum	NE 6	160
Trafostation Zentrum	NE 6	400
Trafostation Heizwerk	NE 6	400
Trafostation Gewerbegebiet	NE 6	400
Trafostation Bärngarten	NE 6	400
KW Untersulzbach (Eigenbedarf)	NE 6	50

Summe der Übergabeleistung (NE 5): 7.000 kVA. Summe der installierten Transformatorleistung der Ortsnetzstationen (NE 6, inkl. Eigenbedarf KW Untersulzbach): 11.595 kVA in 18 Ortsnetzstationen.

Zählpunkte – aktueller Bestand und Zusammensetzung (Stand 2026):

Kategorie	Anzahl
Aktive Zählpunkte gesamt (Bezug und Lieferung)	1.055
eigene Wasserkraftwerke	3
PV-Anlagen	183
davon Großabnehmer	19

Historische Entwicklung der Zählpunkte (Bestand jeweils zum Stichtag; Großverbraucher = Anschlussleistung > 100 kW oder Jahresbezug > 100.000 kWh):

Stichtag	Zählpunkte gesamt	davon Großverbraucher	davon fremdversorgt
01.01.2023	1.048	13	52
01.01.2024	1.066	14	55
01.01.2025	1.077	15	79
01.01.2026	1.055	19	94

Jahresbezug nach Netzbenutzerkategorie (Sonderkunden = Anschlussleistung > 100 kW oder Jahresverbrauch > 100.000 kWh):

Kategorie	2023 [kWh]	2024 [kWh]	2025 [kWh]
Haushalt	1.871.314	1.918.967	1.857.786
Gewerbe	3.475.297	3.563.797	3.450.174
Sonderkunden	1.885.056	1.899.105	2.128.301
Zwischensumme	7.231.667	7.381.869	7.436.261

(versorgte Kunden)			
Fremdversorgte Zählpunkte	1.490.720	1.548.218	1.406.886
Gesamtes Netz	8.722.387	8.930.087	8.843.147

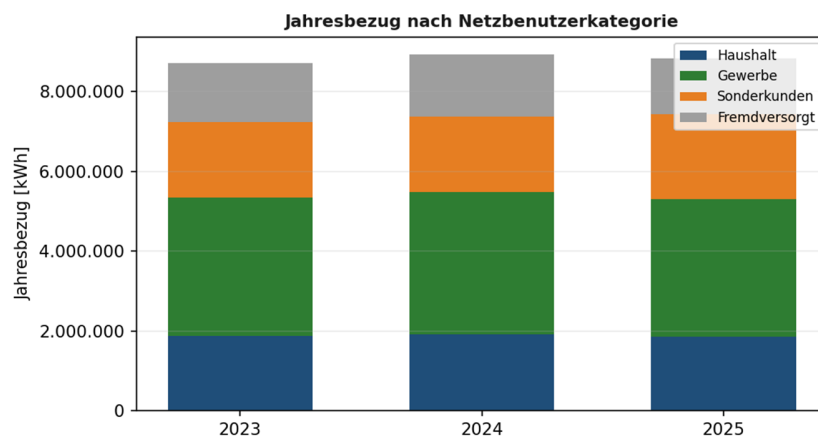


Abbildung 5: Jahresbezug nach Netzbenuzterkategorie 2023–2025.

Eine weitergehende Differenzierung des Jahresbezugs nach Größenklassen und Netzebenen erfolgt nicht; die Darstellung folgt den bei der Lichtgenossenschaft geführten Netzbenuzterkategorien. Die Zwischensumme der versorgten Kunden entspricht dem Stromverbrauch der Kunden der Lichtgenossenschaft, die Summe einschließlich der fremdversorgten Zählpunkte dem Gesamtbezug des Netzes.

Historische Entwicklung der Netzverträge nach Netzebene (Bestand jeweils zum Stichtag):

Stichtag	Erzeugung NE 5	Erzeugung NE 7	Verbrauch NE 7	Summe
31.12.2023	1	125	1.030	1.156
31.12.2024	1	147	1.044	1.192
31.12.2025	1	180	1.056	1.237
Stand aktuell	1	188	1.047	1.236

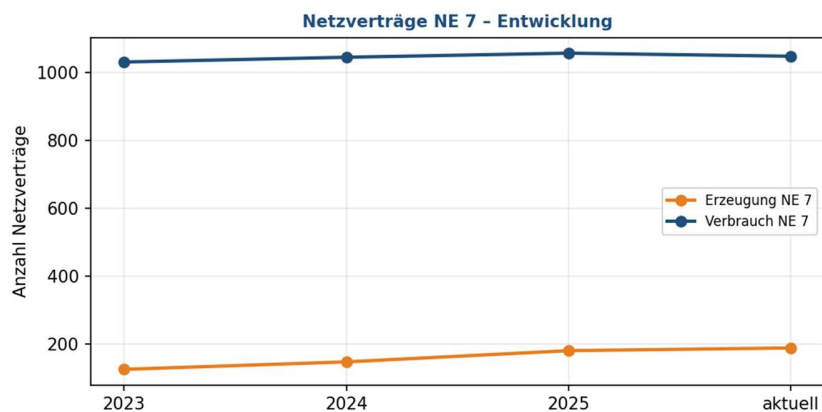


Abbildung 6: Entwicklung der Netzverträge auf Netzebene 7.

Jahresdaten 2025 (Energienmengen):

Kennzahl	Wert [kWh]
Stromverbrauch Kunden gesamt	7.436.000
davon Großkunden	2.128.000
Stromverbrauch gesamtes Netz	8.843.000
Einspeisung PV Haushalte	871.637
davon an die LG geliefert	776.057
Einspeisung PV Lieferzählpunkte (LPZ)	109.941

Die beim vorgelagerten Netzbetreiber (Salzburg Netz GmbH) erworbene Anschlussleistung beträgt 2.076 kW. Geschlossene Verteilernetze und Direktleitungen bestehen im Konzessionsgebiet nicht.

System- und Trassenlängen (reines Kabelnetz, differenziert nach Spannungsebene):

Spannungsebene	Ausführung	Systemlänge [m]
10 kV (Mittelspannung, NE 5)	Kabel	11.700
< 10 kV (Niederspannung, NE 7)	Kabel	30.950
Summe	—	42.650

Da das Netz ausschließlich als Kabelnetz ausgeführt ist, entsprechen die Trassenlängen den Systemlängen.

Eine Historie der Netzstrukturdaten (Trassenlängen, Stationen) liegt nicht vor; die historische Entwicklung kann daher nicht dargestellt werden.

1.3 Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossenen Erzeugungsanlagen

Im Netzgebiet sind ausschließlich Wasserkraft- und Photovoltaikanlagen angeschlossen. Die drei Wasserkraftwerke der Lichtgenossenschaft sind Kleinwasserkraftanlagen (Ausleitungskraftwerke). Das KW Untersulzbach ist auf Netzebene 5 angeschlossen, alle übrigen Erzeugungsanlagen (Wasserkraft und PV) auf Netzebene 7.

Wasserkraftanlagen (Engpassleistung, Netzebene, Quelle: Wasserbuch Land Salzburg):

Anlage	Engpassleistung [kW]	RAV [MWh/a]	Netzebene	Bewilligung bis
KW Wiesbachwerk II	213	916	NE 7	31.12.2026
KW Dürnbachwerk	240	—	NE 7	31.12.2050
KW Untersulzbach	1.275	8.533	NE 5	31.12.2040
Summe Wasserkraft	1.728	—	—	—

Die Bewilligungsfrist des KW Wiesbachwerk II endet am 31.12.2026. Die Wiederverleihung des Wasserrechts ist bereits in Planung und Abstimmung mit den Behörden.

Photovoltaikanlagen (netzwirksame Leistung, Netzebene 7), differenziert nach Leistungskategorien gemäß § 8 Abs. 3:

Leistungskategorie	Anzahl	Summe Engpassleistung [kW]
--------------------	--------	----------------------------

≤ 20 kW	163	1.425,71
> 20 kW und < 250 kW	21	774,00
Summe PV	184	2.199,71

Systemdienliche Erzeugungsanlagen im Sinne des § 8 Abs. 4 bestehen nicht.

Historische Entwicklung der netzwirksamen PV-Leistung (Bestand jeweils zum Jahresende):

Jahr	Anlagen kumuliert	Zubau Anlagen	Netzwirksame PV-Leistung [kW]
bis inkl. 2022	84	—	—
bis inkl. 2023	120	+36	1.442,65
bis inkl. 2024	142	+22	1.680,14
bis inkl. 2025	175	+33	2.130,89
Stand 20./22.07.2026	184	+9	2.199,71

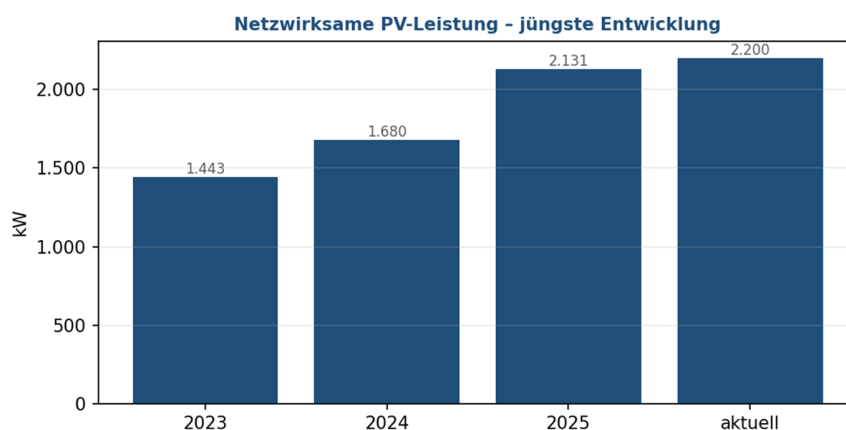


Abbildung 7: Netzwirksame PV-Leistung – Entwicklung der letzten Jahre.

Die Engpassleistung der drei Wasserkraftwerke ist im betrachteten Zeitraum unverändert (1.728 kW).

Sämtliche Angaben zur Photovoltaik beziehen sich auf den Stichtag 20. Juli 2026 mit 184 Anlagen und einer netzwirksamen Gesamtleistung von 2.199,71 kWp.

1.4 Entwicklung bei meldepflichtigen Betriebsmitteln in Kundenanlagen

Im Netzgebiet sind 87 elektrochemische Speicheranlagen (private Batteriespeicher) mit einer aktuellen Gesamtkapazität von 1.238,10 kWh installiert. Pumpspeicherkraftwerke oder sonstige Speichertechnologien bestehen nicht. Systemdienliche Speicheranlagen im Sinne des § 9 Abs. 4 bestehen nicht.

Historische Entwicklung der installierten Speicherkapazität (Bestand jeweils zum Jahresende):

Jahr	Anlagen kumuliert	Zubau Anlagen	Speicherkapazität [kWh]
bis inkl. 2022	25	—	—
bis inkl. 2023	39	+14	528,02

bis inkl. 2024	56	+17	727,28
bis inkl. 2025	82	+26	1.151,76
Stand aktuell 2026	90	+8	1.238,10

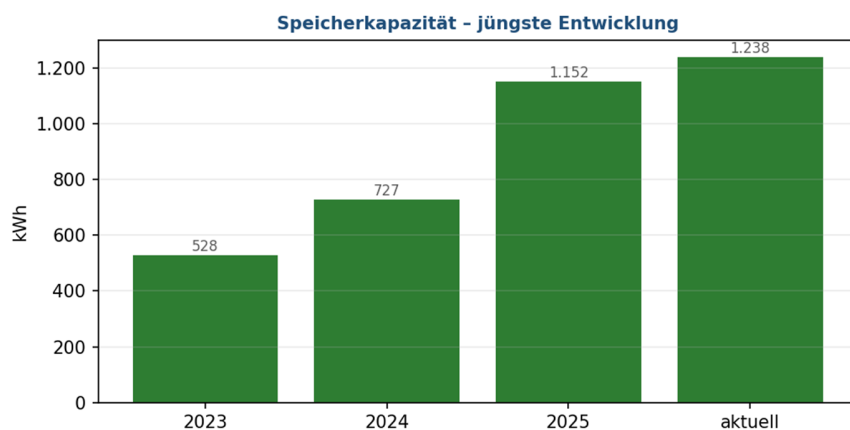


Abbildung 8: Installierte Speicherkapazität – Entwicklung der letzten Jahre.

Aufteilung der Speicheranlagen nach Kapazitätsklassen (§ 9 Abs. 3):

Kapazitätsklasse	Anzahl
< 10 kWh	16
10 kWh bis < 250 kWh	71
250 kWh bis < 5 MWh	0
≥ 5 MWh	0
Summe	87

Die Klasse von 10 kWh bis unter 250 kWh umfasst 71 Anlagen; höhere Kapazitätsklassen sind nicht belegt.

Anzeigepflichtige Verbrauchsanlagen – E-Ladeeinrichtungen (§ 10 Abs. 1), aktueller Bestand nach Leistungskategorie:

Leistungskategorie	Anzahl
< 22 kW	24
22 kW bis ≤ 50 kW	1
> 50 kW	0
Summe	25

Eine Aufstellung der Heiz- und Klimageräte im Sinne des § 10 Abs. 1 Z 3 liegt nicht vor. Ebenso besteht keine Historie zur jährlichen Entwicklung der Speicheranlagen und E-Ladeeinrichtungen; die angeführten Werte geben den aktuellen Bestand wieder.

1.5 Kapazitäten auf Netzebene 4

Die Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen betreibt keine eigenen Umspannwerke der Netzebene 4. Der Netzanschluss erfolgt auf Netzebene 5 über die beiden Übergabestationen

(Dürnbach, Wiesen) der Salzburg Netz GmbH. Die beim vorgelagerten Netzbetreiber erworbene Anschlussleistung beträgt 2.076 kW.

Gebuchte Netzanschlusskapazitäten im Sinne des § 99 Abs. 1 ElWG bestehen nicht. Die verfügbaren Netzanschlusskapazitäten sind derzeit nicht bekannt.

Gebuchte oder verfügbare Netzanschlusskapazitäten im Sinne des § 99 Abs. 1 ElWG bestehen im Netz der Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen nicht; eine entsprechende historische Entwicklung kann daher nicht dargestellt werden.

1.6 Auslastung der Transformatorstationen (Netzebene 6)

Eine Erhebung der Auslastung der Transformatorstationen (Netzebene 6) erfolgt derzeit nicht; entsprechende Auslastungsdaten liegen nicht vor. Mit der laufenden digitalen Anbindung der Transformatorstationen (vgl. Abschnitt 1.7) wird künftig eine Erhebung der Stationsauslastung möglich.

Auslastungsdaten der Transformatorstationen sind derzeit nicht bekannt. Mit der fortschreitenden Digitalisierung (vgl. Projekt LGN-2026-05) wird die kontinuierliche Erfassung der Stationsauslastung ermöglicht; eine Darstellung erfolgt, sobald belastbare Daten vorliegen.

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

Netzzustandsüberwachung

Die beiden Übergabestationen zur Salzburg Netz GmbH (Dürnbach und Wiesen) werden aktuell überwacht. Sie bilden die Bezugsstellen aus dem übergeordneten Netz auf Netzebene 5. Die Transformatorstationen auf Netzebene 6 sind derzeit überwiegend nicht fernüberwacht; ihre digitale Anbindung und Überwachung werden schrittweise umgesetzt.

Nutzung von Smart-Meter-Daten

Die mit intelligenten Messgeräten erhobenen Daten werden im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben für Abrechnung und Netzbetrieb genutzt.

Die aus den intelligenten Messgeräten gewonnenen Daten werden im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben für Abrechnungszwecke und den Netzbetrieb erfasst. Eine systematische Auswertung für Zwecke der Netzplanung, der Auslastungsanalyse oder der Störungsbehebung erfolgt derzeit mangels entsprechender Auswertesysteme noch nicht und ist Gegenstand der laufenden Digitalisierung.

Smart-Grid-Lösungen und Digitalisierung

Der Digitalisierungsstand des Netzes ist derzeit gering. Von allen Stationen (zwei Übergabestationen und die Transformatorstationen der Netzebene 6) sind bislang ausschließlich die beiden Übergabestationen Dürnbach und Wiesen digitalisiert, und diese zu jeweils rund 80%. Bezogen auf das gesamte Stationsportfolio ergibt sich damit ein Gesamt-Digitalisierungsgrad von rund 8 % bis 10 %. Im Zuge der laufenden Digitalisierung werden neue bzw. umgebaute Transformatorstationen fernwirkbar und beobachtbar ausgeführt. Ziel ist eine

zunehmende Fernüberwachung und -steuerung der Netzebene 6, um Netzzustand und Auslastung künftig kontinuierlich erfassen und den Netzbetrieb optimieren zu können.

Auswertbare Smart-Grid-Komponenten sind derzeit nicht vorhanden. Mit fortschreitender Digitalisierung (vgl. Projekt LGN-2026-05) werden entsprechende Komponenten und die daraus gewonnenen Daten verfügbar.

2 Planungsannahmen

2.1 Beschreibungen der eingesetzten Prognosetools

Als Prognosegrundlage dienen die bisherigen Daten und Entwicklungen im Netzgebiet der Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen. Aus den historischen Zeitreihen (Bestandsentwicklung von PV-Erzeugung und Speichern seit 2010) werden mittels Fortschreibung drei Szenarien für den Planungshorizont bis 2036 abgeleitet:

- Szenario A (Sättigung): Zubau folgt einer Sättigungskurve gegen ein ausgeschöpftes Restpotenzial; kurzfristig hoher, langfristig abflachender Zubau.
- Szenario B (Boom): anhaltend hohes Wachstum mit konstanter jährlicher Wachstumsrate.
- Szenario C (Plateau): gleichbleibender jährlicher Zubau auf konstantem Niveau.

Den Szenarien werden die örtlichen Gegebenheiten und Potenziale des Netzgebietes gegenübergestellt. Die energiepolitischen Rahmenziele des Bundes und des Landes Salzburg bilden den übergeordneten Kontext.

2.2 Ausblick für Einspeisung

Photovoltaik

Die installierte PV-Leistung ist von rund 3 kWp (2010) auf 2.243 kWp (hochgerechnet 2026) gestiegen. Für den Planungshorizont bis 2036 ergeben sich je nach Szenario folgende Bestände:

Szenario	PV-Bestand 2036 [kWp]	Zuwachs ggü. 2026
A · Sättigung	3.164	+ 921 kWp
B · Boom	4.495	+ 2.252 kWp
C · Plateau	4.243	+ 2.000 kWp

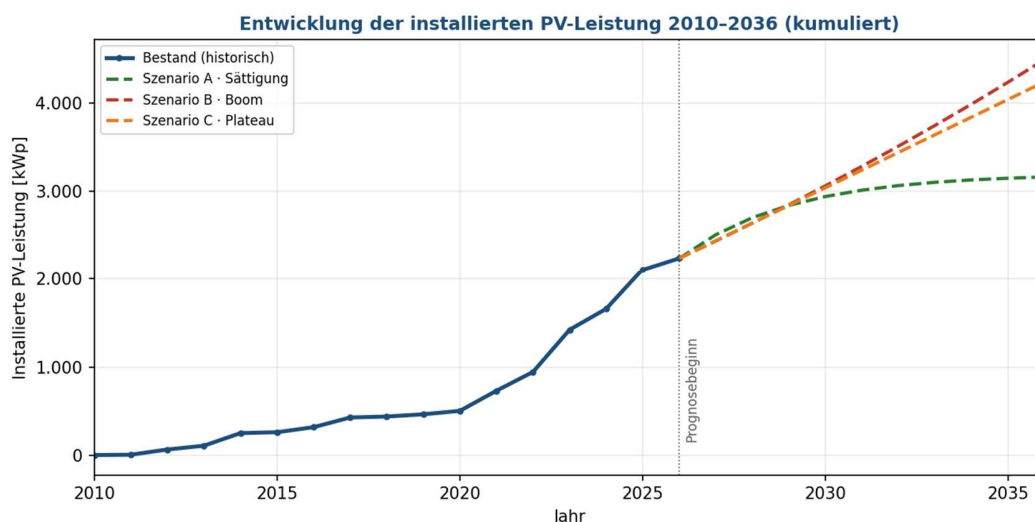


Abbildung 9: Prognostizierte Entwicklung der installierten PV-Leistung bis 2036 (historischer Bestand und drei Szenarien).

Wasserkraft

Beim KW Untersulzbach ist eine Erweiterung des zulässigen Betriebs geplant. Die Anlage verfügt über zwei Maschinensätze – eine Sommer- und eine Wintermaschine –, von denen derzeit nur einer allein betrieben werden darf. Geplant ist, dass die Wintermaschine mit rund 560 kW Spitzenleistung in den Sommermonaten zusätzlich zur Sommermaschine zugeschaltet werden darf, da in dieser Zeit ausreichend Wasser zur Verfügung steht. Im gemeinsamen Betrieb könnten so bis zu rund 1.800 kW Spitzenleistung erzeugt werden.

KW Untersulzbach	Spitzenleistung
Derzeit zulässig (nur ein Maschinensatz)	bis ~1.240 kW
Geplant: Zuschaltung Wintermaschine (Sommer)	+ ~560 kW
Geplante gemeinsame Spitzenleistung (Sommer)	bis ~1.800 kW

Da die zusätzliche Erzeugung von rund 560 kW ausschließlich im Sommer anfällt, überlagert sie sich zeitlich mit der sommerlichen PV-Rückspeisespitze und verstärkt damit die Rückspeisesituation an der Übergabestation (vgl. Abschnitt 2.3).

Die Angaben beruhen auf dem aktuellen Planungsstand der Lichtgenossenschaft. Die wasserrechtliche Bewilligung der erweiterten Betriebsweise ist Voraussetzung für die Umsetzung.

2.3 Ausblick für Lasten

Erwartete Höchstlast an der Übergabestation (Residuallast)

Die dimensionierende Höchstlast des Netzes wird an der Übergabestation zur Salzburg Netz GmbH als Residuallast gemessen, also als Saldo aus PV-Einspeisung und Wasserkraft-Einspeisung abzüglich des Verbrauchs von Kunden und Industrie im Netzgebiet. Es treten zwei dimensionierende Spitzen auf: die Bezugsspitze (verbrauchsdominiert, Import aus dem vorgelagerten Netz) und die Rückspeisespitze (erzeugungsdominiert, Export in das vorgelagerte Netz).

Gemessene Höchstlasten (Basis 2026):

Größe	Wert
Bezugsspitze (Import)	2.705 kW
Rückspeisespitze (Export)	-2.686 kW
Erworbene Anschlussleistung	2.076 kW

Bereits im Ist-Zustand übersteigen beide gemessenen Spitzen die erworbene Anschlussleistung um rund 30 %. Für die Prognose bis 2036 wird die Bezugsspitze auf Basis der Entwicklung der vergangenen zehn Jahre auf 3.350 kW fortgeschrieben. Die Rückspeisespitze wird proportional zum Zubau der installierten PV-Leistung skaliert; hinzu kommen rund 560 kW aus der geplanten Erweiterung des KW Untersulzbach, die im Sommer zeitgleich mit der PV-Einspeisespitze anfallen (vgl. Abschnitt 2.2).

Szenario 2036	PV-Bestand [kWp]	PV-Anteil [kW]	KW Untersulzbach	Rückspeisespitze gesamt [kW]	Anteil Anschlussleistung
---------------	------------------	----------------	------------------	------------------------------	--------------------------

			[kW]		
A · Sättigung	3.164	-3.789	-560	-4.349	209 %
B · Boom	4.495	-5.383	-560	-5.943	286 %
C · Plateau	4.243	-5.081	-560	-5.641	272 %
Bezugsspitze 2036	—	—	—	+3.350	161 %

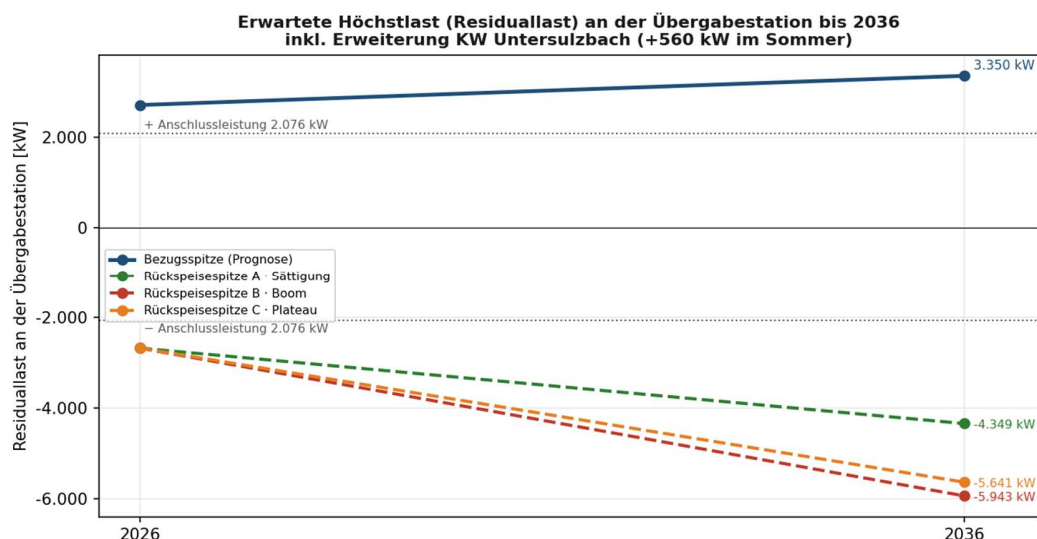


Abbildung 10: Erwartete Entwicklung der Höchstlast (Residuallast) an der Übergabestation bis 2036, einschließlich der Erweiterung des KW Untersulzbach (+560 kW im Sommer).

Die Rückspeisespitze erreicht bis 2036 je nach Szenario 209 % bis 286 % der erworbenen Anschlussleistung, die Bezugsspitze rund 161 %. Beide Werte liegen damit deutlich über der vertraglich gesicherten Kapazität. Dies ist der wesentliche Auslöser für die in Kapitel 4 dargestellten Netzentwicklungsmaßnahmen, insbesondere den Umbau und die Erweiterung der Übergabestation Dürnbach sowie den Einsatz von Batteriespeichern zur Spitzenkappung.

Der Prognose liegt die Annahme zugrunde, dass die Gleichzeitigkeit zwischen PV-Zubau und Rückspeisespitze unverändert bleibt, sich die Rückspeisespitze also proportional zum weiteren PV-Zuwachs entwickelt. Die Bezugsspitze wurde entsprechend der in den vergangenen zehn Jahren beobachteten Steigerung fortgeschrieben.

2.4 Ausblick für Speicher

Die installierte private Batteriespeicher-Kapazität ist von 0 kWh (2010) auf rund 1.305 kWh (hochgerechnet 2026) gestiegen. Für 2036 ergeben sich je nach Szenario folgende Bestände:

Szenario	Speicherkapazität 2036 [kWh]	Zuwachs ggü. 2026
A · Sättigung	4.410	+ 3.105 kWh
B · Delle/Boom	2.359	+ 1.054 kWh
C · Plateau	3.305	+ 2.000 kWh

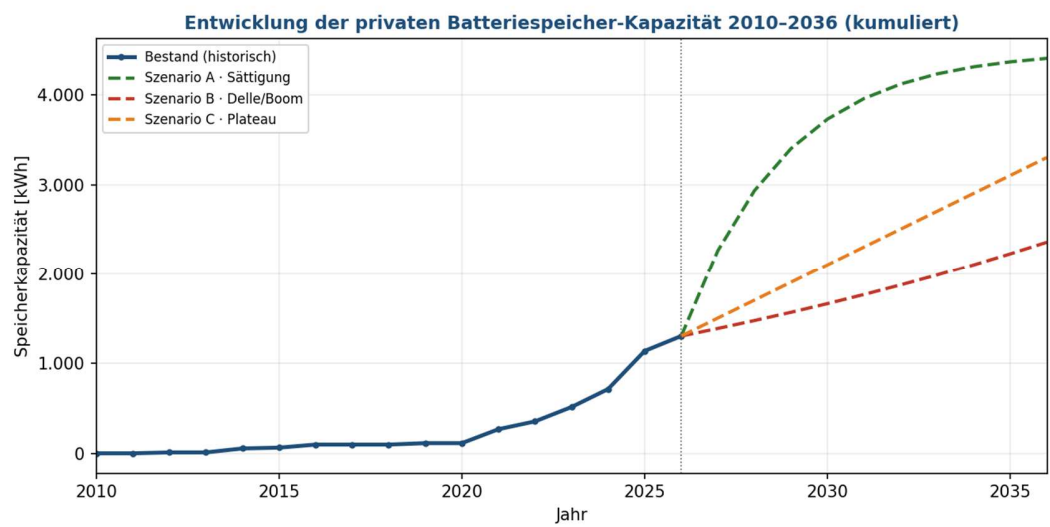


Abbildung 11: Prognostizierte Entwicklung der privaten Batteriespeicher-Kapazität bis 2036 (historischer Bestand und drei Szenarien).

3 Planungsgrundsätze und -methoden

3.1 Planungsgrundsätze und Methoden der quantitativen Bedarfsermittlung

Als Stromverteilernetzbetreiber ist die Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen Teil des Rückgrats der grünen Transformation. Eine leistungsfähige, effiziente und sichere Stromnetzinfrastruktur ermöglicht die Aufnahme erneuerbarer Energien und unterstützt die Elektrifizierung bzw. Dekarbonisierung der Sektoren Wärme und Verkehr.

Die Netzausbauplanung der Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen berücksichtigt die gültigen Normen, Gesetze (EIWG), Regelwerke (Network Codes der Europäischen Kommission und TOR der E-Control) sowie die Empfehlungen von Österreichs Energie.

Dabei werden insbesondere folgende Ziele verfolgt:

- Gewährleistung der Versorgungs- und Betriebssicherheit (hohe Ausfallsicherheit, geringe Störungsanzahl und -dauer, strategische Instandhaltung, normgerechte Spannungsqualität)
- Langfristigkeit (strategische Planung, Dimensionierung auf lange Lebensdauer, NOVA-Prinzip: Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau)
- Zunehmender Digitalisierungsgrad und intelligente Nutzung bestehender Infrastruktur
- Wirtschaftlichkeit (Marktrecherche, abgestimmte Investmentstrategie, kosteneffizienter Umsetzungszeitpunkt)

Technische Planungsgrundsätze

Die Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen verfolgt das NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau). Tiefbaumaßnahmen werden genutzt, um vorsorglich Kabel einzulegen oder Leerverrohrungen zu verlegen, sofern sich dies anbietet, und so künftige Netzverstärkungen kostengünstig vorzubereiten.

Mittelspannung (Netzebene 5)

Das Mittelspannungsnetz wird mit einer Betriebsspannung von 10,5 kV betrieben. Es ist als offener Ring ausgeführt; Reserven für den Störungs- und Wartungsfall entstehen über Umschaltmöglichkeiten zwischen den Ringen. Als Standard-Kabelquerschnitt kommt 95 mm² Aluminium zum Einsatz.

Niederspannung (Netzebene 7)

Das Niederspannungsnetz wird in einem Spannungsband von rund 220 V bis 240 V betrieben. Standard-Kabelquerschnitte sind 150 mm² Aluminium; zunehmend – bei derzeit rund 2 % des Bestands, jedoch mit steigender Tendenz – wird 240 mm² Aluminium eingesetzt, um der wachsenden Last- und Einspeisebeanspruchung Rechnung zu tragen.

Transformatorstationen

Bei Neuinstallationen wird als Standardgröße derzeit 630/830 kVA verbaut. Im Bestand sind darüber hinaus verschiedene andere Transformatorgrößen im Einsatz (vgl. die Stationsaufstellung in Abschnitt 1.2); die Dimensionierung erfolgt individuell nach Einsatzort und Bedarf.

Dimensionierungs- und Auslastungskriterien

Aufgrund der derzeit noch geringen Digitalisierung wird die Auslastung der Betriebsmittel über analoge Messungen ermittelt. Eine fixe Auslastungsgrenze ist nicht definiert; ab einer Dauerauslastung von rund 85 % werden jedoch Maßnahmen zur Entlastung, Verstärkung oder zum Ausbau eingeleitet.

Spannungshaltung und Einspeisemanagement

Aktuell gibt es noch keinen Bedarf, in die Regelung der PV-Einspeisungen einzugreifen, bei starker Zunahme wird die in den TOR der E-Control vorgesehenen Regelungen der Erzeugungsanlagen zum Einsatz kommen. Vorrangig die spannungsabhängige Blindleistungsregelung (Q(U)-Regelung), die die Netzspannung ohne Ertragsverlust stützt. Erst wenn diese nicht ausreicht, wird als nachrangige Stufe die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung (P(U)-Regelung), die die eingespeiste Wirkleistung drosselt, verwendet. Die Netzausbauplanung ist darauf ausgerichtet, eine Wirkleistungsabregelung möglichst zu vermeiden.

Methodik zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs

Der Einsatz von Flexibilität ist die Erweiterung des NOVA-Prinzips zum NOXVA-Prinzip: „Netzoptimierung vor X-Flexibilität vor Verstärkung vor Ausbau“. Zielsetzung ist es, die zukünftigen Anforderungen an das Verteilernetz mit möglichst geringen Netzausbaumaßnahmen zu erfüllen.

Zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses der V-NEP-Ausgabe 2026 liegen noch nicht sämtliche erforderlichen Verordnungen vor – insbesondere die Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung 2026. Der Flexibilitätsbedarf wird daher mit Vorliegen der SNE-GV im V-NEP 2028 ausgewiesen.

3.2 Umsetzung der Netzausbauplanung und dafür verwendete Werkzeuge

Die Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen setzt derzeit noch kein spezialisiertes Netzberechnungsprogramm (Lastfluss-/Kurzschlussberechnung) ein; die Beurteilung der Netzauslastung erfolgt auf Basis analoger Messungen. Als geografisches Informationssystem (GIS) wird QGIS verwendet; das Anlagenregister wird ergänzend in Form von Excel-Tabellen geführt.

Der Digitalisierungsgrad des Netzes ist derzeit gering: Von sämtlichen Stationen (zwei Übergabestationen und die Transformatorstationen der Netzebene 6) sind bislang ausschließlich die beiden Übergabestationen Dürnbach und Wiesen digitalisiert, und diese zu jeweils rund 80%; bezogen auf das gesamte Stationsportfolio entspricht dies einem Gesamt-Digitalisierungsgrad von rund 8% bis 10%. Die Transformatorstationen der Netzebene 6 werden erst schrittweise digital angebunden (vgl. Abschnitt 1.7). Der Ausbau der Messtechnik und Fernüberwachung ist ein wesentliches Element der weiteren Netzentwicklung, da er künftig eine genauere, kontinuierliche Auslastungserfassung anstelle der heutigen analogen Stichmessungen ermöglicht.

4 Netzentwicklungsprojekte und -programme, Planungsüberlegungen

4.1 Detaillierte Einzeldarstellungen konkreter Projekte auf den Netzebenen 1 bis 4

Die Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen betreibt keine Netzinfrastruktur auf den Netzebenen 1 bis 4. Der Anschluss an das übergeordnete Netz erfolgt auf Netzebene 5 über die beiden Übergabestationen zur Salzburg Netz GmbH. Einzelprojekte auf den Netzebenen 1 bis 4 im Sinne des § 17 liegen daher nicht vor. Sämtliche Netzentwicklungsmaßnahmen der Lichtgenossenschaft betreffen die Netzebenen 5 bis 7 und sind in Abschnitt 4.2 dargestellt.

4.2 Beschreibung von Netzentwicklungsprogrammen auf den Netzebenen 5 bis 7

Die nachfolgend dargestellten Netzentwicklungsmaßnahmen der Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen betreffen die Netzebenen 5 bis 7. Sie reagieren im Wesentlichen auf die in Kapitel 2 dargestellte Entwicklung der Residuallast an der Übergabestation – hohe PV-Rückspeisespitzen in den Übergangszeiten sowie steigende Bezugsspitzen im Winter durch Wintertourismus und zunehmenden Ladebedarf der Elektromobilität. Die Projekte sind fortlaufend nummeriert (Schema: LGN-2026-lfd.Nr.).

Übersicht der Netzentwicklungsprojekte 2026 - 2030:

Nr.	Bezeichnung	NE	Status	Fertigstellung	Kosten [EUR]
LGN-2026-01	Ausbau TST Künstlergasse	NE 6	geplant	bis 2027	35.000,–
LGN-2026-02	Batteriespeicher Heizwerk Neukirchen	NE 7	in Umsetzung	2026/2027	190.000,–
LGN-2026-03	Umbau/Erweiterung Übergabestation Dürnbach	NE 5	geplant	bis 2030	750.000,–
LGN-2026-04	Schnellladestation Dürnbach mit Batteriespeicher	NE 7	in Umsetzung	2026	200.000,–
LGN-2026-05	Digitalisierung Trafo- und Übergabestationen	NE 6	in Umsetzung	2030	170.000,–
	Summe dargestellte Projekte				1.345.000,–

Ausbau Transformatorstation Künstlergasse (LGN-2026-01)

Merkmal	Angabe
Netzebene	NE 6
Status	geplant
Geplante Fertigstellung	bis 2027
Geschätzte Kosten	35.000,– €

Auslöser und Ziel:

Im Nahbereich der Transformatorstation Künstlergasse wird eine Wohnanlage errichtet, wodurch der Leistungsbedarf steigt. Ziel ist die Sicherstellung der Versorgung auch nach Fertigstellung der Wohnanlage.

Geplante Maßnahmen:

Austausch eines der beiden Transformatoren in der TST Künstlergasse und Ermöglichung eines Parallelbetriebs der beiden Transformatoren.

Batteriespeicher Heizwerk Neukirchen (LGN-2026-02)

Merkmal	Angabe
Netzebene	NE 7
Status	in Umsetzung
Geplante Fertigstellung	2026/2027
Geschätzte Kosten	190.000,- €

Auslöser und Ziel:

Die auf dem Dach der Nahwärme Neukirchen GmbH befindliche PV-Anlage (rund 110 kWp) wurde von der Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen an die Nahwärme verkauft, sodass die erzeugte Energie nun auch kostentechnisch im Heizwerk genutzt werden kann. Der Speicher soll die Einspeisespitzen der PV-Anlage dämpfen und damit das Stromnetz entlasten sowie die Nutzung der PV-Anlage im Heizwerk optimieren.

Geplante Maßnahmen:

Aufstellung eines Batteriespeichers und Einbindung zwischen Transformator und Heizwerkanschluss; Einbindung der PV-Anlage als Überschussanlage.

Umbau und Erweiterung Übergabestation Dürnbach (LGN-2026-03)

Merkmal	Angabe
Netzebene	NE 5
Status	geplant
Geplante Fertigstellung	bis 2030
Geschätzte Kosten	750.000,- €

Auslöser und Ziel:

Hohe PV-Einspeisespitzen in den Übergangssaisonen Frühjahr und Herbst sowie steigender Bezug im Winter durch den Wintertourismus und verstärkter Ladebedarf von Elektrofahrzeugen. Ziel ist die Erhöhung der Leistung des Kuppeltransformators, die Erneuerung der Schaltanlage mit verbesserter Zugänglichkeit und Erweiterbarkeit sowie die Schaffung der Voraussetzungen für Batteriespeicher zur Spitzenlastkappung bzw. zum Auffüllen der Bezugsspitzen im Winter.

Geplante Maßnahmen:

Bau eines neuen Gebäudeteils für den Kuppeltransformator, Verlegung der Schaltanlage in den bisherigen Raum des Kuppeltransformators und Schaffung von Räumlichkeiten für Batteriespeicher.

Schnellladestation Dürnbach mit Batteriespeicher (LGN-2026-04)

Merkmal	Angabe
Netzebene	NE 7
Status	in Umsetzung
Geplante Fertigstellung	2026
Geschätzte Kosten	200.000,- €

Auslöser und Ziel:

Direkte Nutzung der Erzeugung des KW Dürnbach; Dämpfung der Netzauswirkungen des Schnellladers durch den Speicher sowie Erfahrungsgewinn im Umgang mit Batteriespeichern. Reduktion der Netzspitzen durch Ladung in der PV-Einspeisezeit bzw. durch Zwischenspeicherung der Spitzenenergie.

Geplante Maßnahmen:

Errichtung eines Schnellladers mit Batteriespeicher, der direkt aus dem Kraftwerk Dürnbach gespeist wird.

Digitalisierung der Trafo- und Übergabestationen (LGN-2026-05)

Merkmal	Angabe
Netzebene	NE 6
Status	in Umsetzung
Geplante Fertigstellung	2030
Geschätzte Kosten	170.000,- €

Auslöser und Ziel:

Aufgrund der lückenhaften Daten zur Auslastung des Leitungsnetzes ist eine Digitalisierung unumgänglich. Dadurch sollen Ausbau, Erweiterung und Umschaltung des Leitungsnetzes optimiert und besser planbar werden.

Geplante Maßnahmen:

Einbau von Messungen an den Transformatoren, Leitungsabgängen und Kabelverbindungen zwischen den Transformatoren sowie Zusammenführung und Auswertung dieser Daten.

Auswirkung auf die Netzanschlusskapazität

Eine exakte Quantifizierung der Auswirkung der einzelnen Maßnahmen auf die Netzanschlusskapazität ist derzeit nicht möglich. Mit diesen Maßnahmen und den darauf aufbauenden Folgemaßnahmen wird angestrebt, die Netzlast annähernd stabil zu halten und die Bezugs- und Einspeiselaast an der Übergabe zur Salzburg Netz GmbH stabil zu halten.

4.3 Weitere und längerfristige Planungsüberlegungen

Die dargestellten Maßnahmen bilden den Auftakt einer längerfristig angelegten Netzentwicklung. Der zunehmende Einsatz von Batteriespeichern (Projekte LGN-2026-02, -03 und -04) dient gezielt der Spitzenkappung von Einspeisung und Bezug und damit der Vermeidung bzw. Reduktion einer Abregelung erneuerbarer Erzeugung. Die Digitalisierung des Netzes (LGN-2026-05) schafft die Datengrundlage, um Ausbau- und Flexibilitätsmaßnahmen

künftig gezielter zu planen. Über den Betrachtungszeitraum bis 2036 hinaus wird angestrebt, mit diesen und aufbauenden Folgemaßnahmen die Residuallast an der Übergabestation annähernd stabil zu halten.

4.4 Gesamtinvestitionssumme

Für den Planungszeitraum 2027 bis 2036 wird eine Gesamtinvestitionssumme von rund 5.000.000,- € geschätzt. Die derzeit konkret geplanten bzw. in Umsetzung befindlichen Projekte (LGN-2026-01 bis -05) umfassen davon rund 1.345.000,- €. Der darüberhinausgehende Betrag entfällt auf laufende und noch zu konkretisierende Folgemaßnahmen (u.a. weitere Netzverstärkungen, Digitalisierung und Speicherintegration) im weiteren Verlauf des Planungszeitraums.

Die geschätzte Gesamtinvestitionssumme entspricht rund 500.000,- € pro Jahr bzw. rund 470,- € je Zählpunkt und Jahr bei durchschnittlich 1.062 Verbrauchszählpunkten auf die Investitionssumme über 10 Jahre gerechnet. Sie ist damit für einen Verteilernetzbetreiber dieser Größe in einer Phase starken Photovoltaik-Zubaus und fortschreitender Digitalisierung plausibel. Von der Gesamtsumme entfallen rund 1.345.000,- € auf die konkret benannten Projekte LGN-2026-01 bis -05. Die verbleibenden rund 3.655.000,- € (rund 365.500,- € pro Jahr) entfallen auf laufende und noch zu konkretisierende Folgemaßnahmen, insbesondere die altersbedingte Erneuerung des Kabelnetzes, den Tausch von Transformatoren, weitere Netzverstärkungen infolge des Photovoltaik-Zubaus sowie den fortgesetzten Ausbau der Digitalisierung.

5 Flexibilität

Im Zuge der Energiewende findet ein starker Zuwachs dezentraler Erzeugung aus erneuerbaren Energien statt, verbunden mit einem Rückgang flexibler Erzeugungskapazität auf Basis fossiler Energien. Die Stromnachfrage steigt durch neue Anwendungen (Wärmepumpen, Elektromobilität, Elektrifizierung von Prozessen) insgesamt an und gewinnt an Flexibilität.

5.1 Aktuelle Nutzung von Flexibilitätsleistungen

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

Gemäß TOR ist Erzeugungsanlagen eine spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung (P(U)-Regelung) vorgeschrieben, die erst zum Einsatz kommt, wenn die vorgelagerte Q(U)-Regelung zur Spannungsstützung nicht ausreicht. Die konventionelle Netzausbauplanung zielt darauf ab, Wirkleistung nur in Ausnahmefällen abregeln zu müssen.

5.2 Beschreibung geplanter Flexibilitätsbeschaffung

Die zentrale Herausforderung besteht darin, die genannten Entwicklungen zu ermöglichen und dabei stets den sicheren Systembetrieb zu gewährleisten. Ein Engpassmanagement unter Nutzung verteilter Flexibilitäten wird auch im Verteilernetz zunehmend erforderlich.

5.3 Umsetzungsstatus „Flexibilitätsmanagement“

Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber in Österreich haben gemeinsam das Projekt Systemführung 2.0 (SF2.0) aufgesetzt, um die optimale Nutzung von Flexibilitäten künftig zu ermöglichen. SF2.0 umfasst das Management von Flexibilitäten im Day-ahead- und perspektivisch Intraday-Zeitbereich unter Nutzung einer Koordinationsplattform. Eine schrittweise Einführung ist aufgrund der Komplexität sinnvoll.

5.4 Flexibler Netzzugang

Die Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen hat mit Netzbenutzern keine Verträge über flexiblen Netzzugang gemäß § 103 ElWG abgeschlossen. Weitere Angaben nach § 22 Abs. 2 und 3 VNBP-V entfallen daher.

6 Standorte für einen systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen und Stromerzeugungsanlagen

Der Begriff „systemdienlicher Betrieb“ wird mit der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung 2026 (gemäß § 127 ElWG) geregelt. Diese liegt zum Redaktionsschluss des V-NEP 2026 noch nicht vor. Dementsprechend werden in dieser V-NEP-Ausgabe keine Standorte für einen systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen und Stromerzeugungsanlagen ausgewiesen. Die geeigneten Standorte werden gemäß § 27 Abs. 4 VNEP-V bis 1. März 2027 nachgereicht und zuvor konsultiert.

7 Stellungnahmen

Nach dem Rundschreiben RS-33A der VÖEW vom 17. Juni 2026 ist eine Konsultation des Verteilernetzentwicklungsplans nur für Netzbetreiber mit mehr als 25.000 Zählpunkten vorgesehen; dies wurde laut VÖEW mit Herrn Karl Scheida abgestimmt. Die Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen liegt mit rund 1.471 aktiven Zählpunkten deutlich unter dieser Schwelle.

Es wurde daher keine Konsultation durchgeführt; im Rahmen einer Konsultation eingelangte Stellungnahmen im Sinne des § 24 VNEP-V liegen nicht vor und sind diesem Verteilernetzentwicklungsplan folglich nicht anzuhängen. Die Veröffentlichung des Verteilernetzentwicklungsplans erfolgt gemäß § 4 Abs. 2 VNEP-V.

Quellenverzeichnis

- Interne Unterlagen der Lichtgenossenschaft Neukirchen eGen.
- Verteilernetzentwicklungsplanverordnung – VNEP-V, BGBl. II Nr. 156/2026.
- Elektrizitätswirtschaftsgesetz – ElWG, BGBl. I Nr. 91/2025.
- Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.
- Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR), E-Control.
- Energiepolitische Zielsetzungen des Landes Salzburg (Masterplan Klima+Energie 2030 / Salzburg 2050).
- Rundschreiben RS-33A der Vereinigung Österreichischer Elektrizitätswerke (VÖEW) vom 17. Juni 2026.