EVU der Stadtgemeinde
MURECK
Ottokar Kernstock-Allee 11, 8480 Mureck
Ihr regionaler fairsorger
Tel.: 03472 / 2031
Email: office@evu-mureck.at
www.evu-mureck.at

Netzentwicklungsplan 2026

30. September 2026

Inhalt

1 Ausgangssituation ... 3

1.1 Darstellung des Versorgungsgebietes ... 3

1.1.1 Übergabestelle ... 6

1.1.2 Ust Molkerei ... 6

1.1.3 Ust Kernstock-Allee ... 6

1.1.4 Ust Klöpferstraße ... 6

1.1.5 Ust Südtirolersiedlung ... 7

1.1.6 Ust Zollhaus ... 7

1.1.7 Ust Griesplatz ... 7

1.1.8 Ust Rathaus ... 7

1.1.9 Ust Landesberufschule ... 8

1.1.10 Ust Fachschule ... 8

1.1.11 Ust Süßenbergerstraße ... 8

1.1.12 Ust Gewerbepark ... 8

1.1.13 Ust Grazerstraße ... 9

1.1.14 Ust West ... 9

1.1.15 Ust Postamt ... 9

1.1.16 Ust Industriepark ... 9

1.1.17 Ust Eichfelderstraße ... 10

1.1.18 Ust Hohenrainstraße ... 10

1.1.19 Ust Seeg ... 10

1.2 Netzstrukturdaten: Aktuelle Situation und historische Entwicklung ... 11

1.3 Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossene Erzeugungsanlagen ... 14

1.4 Entwicklung bei meldepflichtigen Betriebsmitteln in Kundenanlagen ... 17

1.5 Kapazitäten auf Netzebene 4 ... 17

1.6 Auslastung der Transformatorstationen (Netzebene 6) ... 18

1.7 Netzmonitoring, Digitalisierung des Verteilernetzes, Smart Grid-Lösungen sowie Möglichkeiten zur Beeinflussung von Lastflüssen ... 19

2 Planungsannahmen ... 20

2.1 Beschreibungen der eingesetzten Prognosetools ... 20

2.2 Ausblick für Einspeisung ... 20

2.3 Ausblick für Lasten ... 21

3 Planungsgrundsätze und -methoden ... 22

3.1 Planungsgrundsätze und Methoden der quantitativen Bedarfsermittlung ... 22

3.2 Umsetzung der Netzausbauplanung und dafür verwendete Werkzeuge ... 22

4 Netzausbauprojekte und -programme, Planungsüberlegungen 24

4.1 Detaillierte Einzeldarstellungen konkreter Projekte auf den Netzebenen 1 bis 4 24

4.2 Beschreibung von Netzentwicklungsprogrammen auf den Netzebenen 5 bis 7 24

4.3 Weitere und längerfristige Planungsüberlegungen 25

5 Flexibilitätsleistungen 26

5.1 Aktuelle Nutzung von Flexibilitätsleistungen 26

5.2 Beschreibung geplanter Flexibilitätsbeschaffung 26

5.3 Umsetzungsstatus „Flexibilitätsmanagement“ 26

6 Standorte für systemdienliche Anlagen 27

1 Ausgangssituation

1.1 Darstellung des Versorgungsgebietes

Die Elektrizitätsversorgung der Stadtgemeinde Mureck wurde bereits zu Beginn des 20. Jahrhunderts aufgebaut.

Im Jahr **1912** wurde mit der Errichtung eines gemeindeeigenen Elektrizitätswerks am Lorberplatz, dem heutigen Standort des Kulturzentrums, begonnen.

Am **11. Jänner 1913** konnte die elektrische Versorgung im Markt Mureck erstmals aufgenommen werden. Das Elektrizitätswerk wurde nach anfänglichen technischen Schwierigkeiten mit zwei Generatoren mit einer Nennleistung von jeweils **48 kVA** betrieben.

Aufgrund des rasch steigenden Stromverbrauchs konnte die nur halbtägig betriebene Eigenerzeugungsanlage den zunehmenden Energiebedarf bereits nach einigen Jahren nicht mehr vollständig abdecken.

Im Jahr **1925** wurde daher ein Stromlieferungsvertrag mit der damaligen STEG abgeschlossen. Die Versorgung der Marktgemeinde Mureck erfolgte ab diesem Zeitpunkt über das Elektrizitätswerk Lebring und damit über das vorgelagerte Stromnetz.

Im Jahr **1954** erfolgte die Umstellung der Netzspannung von 110/220 V auf 220/380 V.

Eine wesentliche Weiterentwicklung der Netzstruktur erfolgte im Jahr **1968** mit der Schließung des Mittelspannungsringes in Mureck.

Im Jahr **1972** wurde die Übergabestelle in der Ulzstraße errichtet. Diese stellt bis heute einen wesentlichen Netzknoten und die Verbindung zum vorgelagerten Netz dar.

Zur Laststeuerung und Optimierung des Netzbetriebes wurde **1980** eine Rundsteueranlage mit Zentralautomatik und Laststeuerung installiert.

Im Jahr **1982** wurde die Umspannstation Industriepark mit einer zweiten Einspeisemöglichkeit in Betrieb genommen. Damit wurde eine zusätzliche Versorgungseinrichtung und eine zweite Anbindung an das vorgelagerte Netz geschaffen.

Bis **1989** wurde das gesamte Niederspannungsnetz verkabelt.
Die Rundsteueranlage wurde im Jahr **1998** erneuert.

Mit der zunehmenden Nutzung erneuerbarer Energieträger wurde das Netzgebiet zunehmend auch durch dezentrale Erzeugungsanlagen geprägt. Im Jahr **2005** wurde eine Biogasanlage mit einer elektrischen Leistung von rund **1 MW** als Kundenanlage in Betrieb genommen.

Im Jahr **2010** wurde ein größerer Photovoltaikpark errichtet, dessen installierte Leistung mittlerweile rund **2,5 MW** beträgt.
Parallel dazu wurden im Laufe der Jahre bestehende Trafostationen erneuert, Transformatoren ausgetauscht bzw. zusätzliche Trafostationen errichtet.

Das EVU Mureck verfügt derzeit über zwei Einspeisemöglichkeiten aus dem vorgelagerten Netz:

1. **Haupteinspeisung**
   Über die Haupteinspeisung besteht derzeit eine technisch mögliche Leistungsübertragung von bis zu:

   - **4.000 kW Entnahme**
   - **4.000 kW Einspeisung**

   Damit stehen am Hauptübergabepunkt grundsätzlich rund 4 MW Übertragungsleistung sowohl für Entnahme als auch für Rückspeisung zur Verfügung.

2. **Zweiteinspeisung bzw. Noteinspeisung**
   Über die zweite Einspeisung bzw. Noteinspeisung bestehen derzeit folgende Leistungsgrenzen:
   - **4.000 kW Entnahme**
   - **3.000 kW Einspeisung**

   Eine darüberhinausgehende Einspeisung ist nur nach vorheriger Abstimmung und Zustimmung mit dem vorgelagerten Netzbetreiber und unter Berücksichtigung der dort vorhandenen technischen Netzkapazitäten möglich.

Für die betriebliche Gesamtbetrachtung ist zu berücksichtigen, dass die maximal mögliche Leistungsübertragung der beiden Einspeisepunkte nicht als frei addierbare Leistungskapazität von 8 MW anzusetzen ist. Die tatsächlich gleichzeitig nutzbare Leistung ist von der jeweiligen Netzkonfiguration, den betrieblichen Schaltzuständen, den technischen Randbedingungen des vorgelagerten Netzes sowie den mit dem vorgelagerten Netzbetreiber vereinbarten Leistungsgrenzen abhängig, somit maximal 4 MW

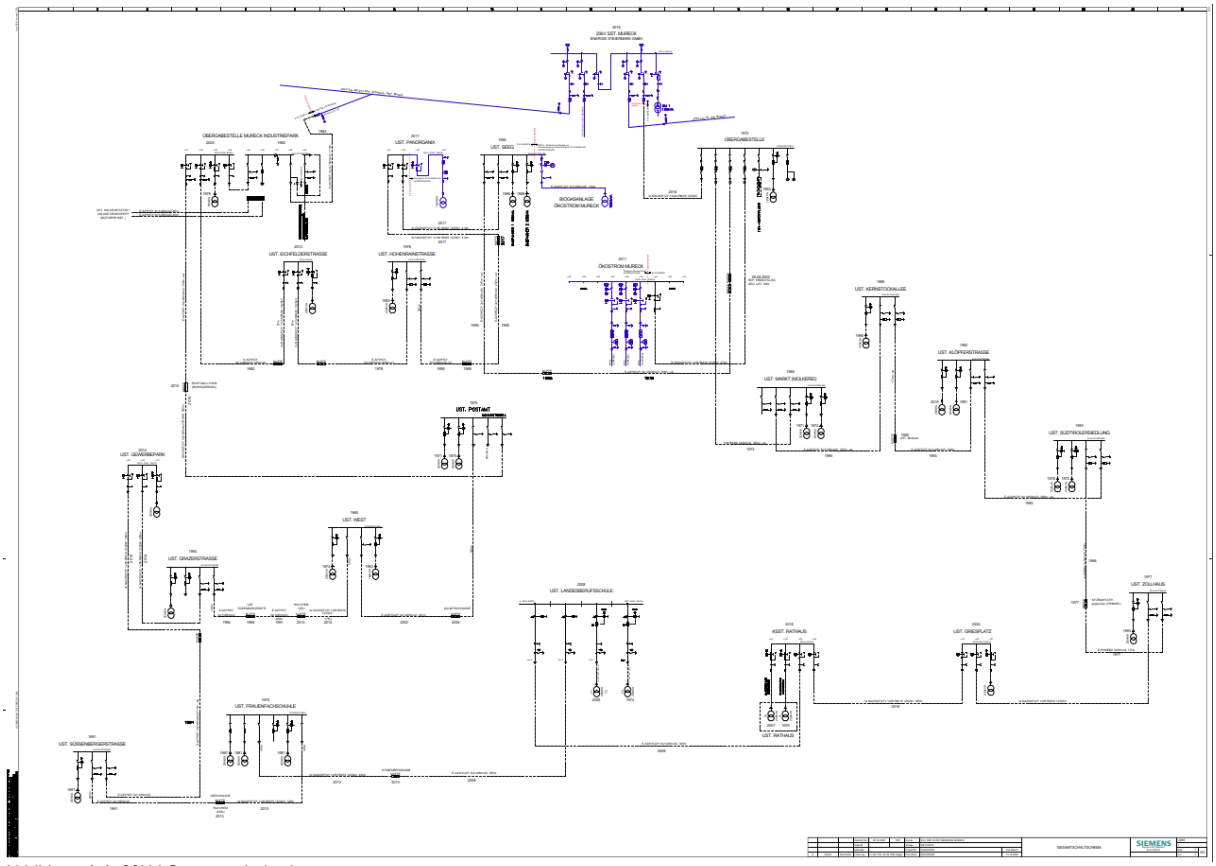

Abbildung 1-1: 20kV Gesamtschaltschema

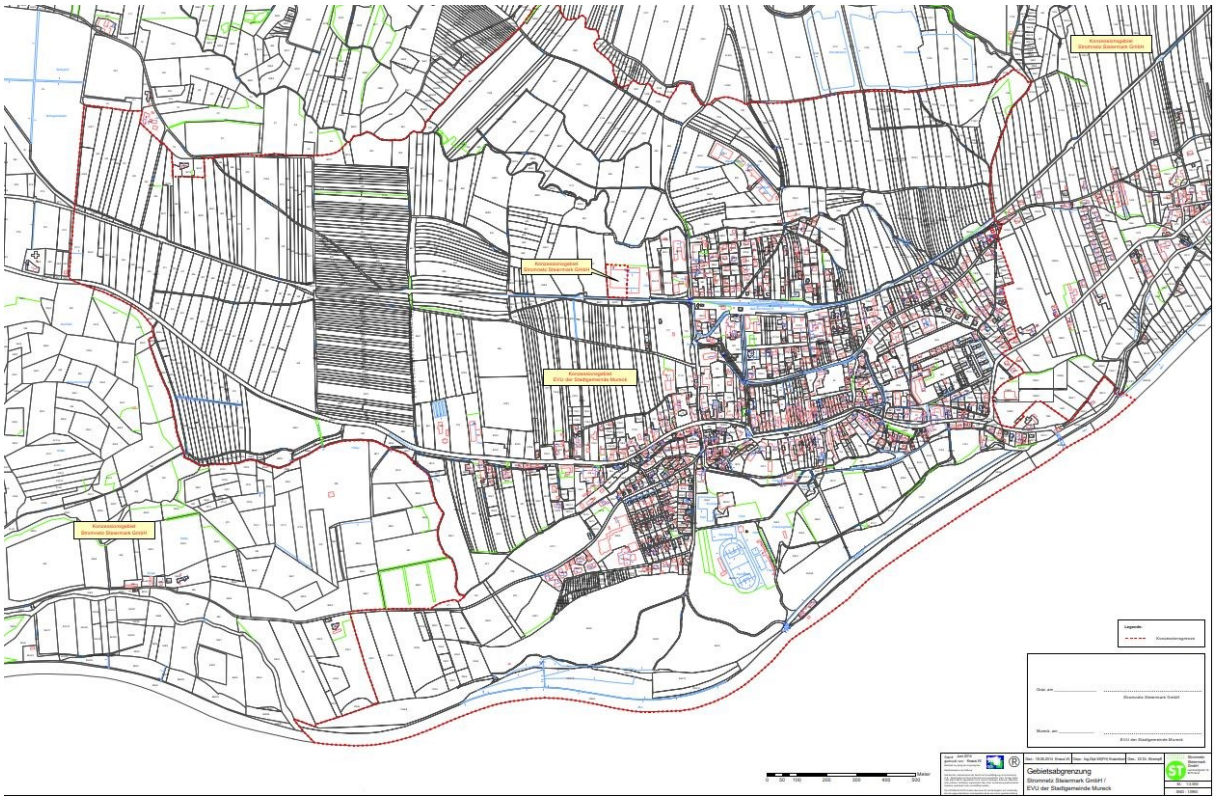

Abbildung 1-2: Konzessiongebiet

1.1.1 Übergabestelle

Die **Übergabestelle** stellt die zentrale **Haupteinspeisestelle des EVU Mureck aus dem vorgelagerten Netz** dar. Über diese Netzkopplung erfolgt die Energieübertragung in das Verteilernetz des EVU Mureck.
Im Bereich der Übergabestelle ist ein **Transformator mit einer Nennleistung von 160 kVA** für die Versorgung der angeschlossenen Netzkunden installiert.
Die Ust-Übergabestelle stellt damit einen wesentlichen Bestandteil der Netzinfrastruktur dar und übernimmt neben der Energieübertragung aus dem vorgelagerten Netz insbesondere die Versorgung der angeschlossenen Verbraucher.

Netzhöchstlast (160kVA)	**P in kW**
Verbrauch	44
Einspeisung	30

1.1.2 Ust Molkerei

In der **Ust Molkerei** sind insgesamt **zwei Transformatoren mit einer Nennleistung von jeweils 250 kVA** installiert. Die installierte Transformatorleistung beträgt somit insgesamt **500 kVA**.
Im regulären Netzbetrieb ist derzeit **ein Transformator in Betrieb**, während der zweite Transformator außer Betrieb genommen bzw. abgeschaltet ist. Der zweite Transformator steht als **Reserveeinheit für Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten** zur Verfügung und kann bei Bedarf für die Aufrechterhaltung der Versorgung eingesetzt werden.
Durch die vorhandene Transformatorreserve besteht eine zusätzliche betriebliche Flexibilität bei Wartungsarbeiten und bei möglichen Ausfällen des in Betrieb befindlichen Transformators.

Netzhöchstlast Tafo 1 (250kVA)	**P in kW**
Verbrauch	Reserve
Einspeisung	Reserve
Netzhöchstlast Trafo 2 (250kVA)	**P in kW**
Verbrauch	106
Einspeisung	5

1.1.3 Ust Kernstock-Allee

In der **Ust Kernstock-Allee** ist ein Transformator mit einer **Nennleistung von 400 kVA** installiert.

Netzhöchstlast (400kVA)	**P in kW**
Verbrauch	137
Einspeisung	23

1.1.4 Ust Klöpferstraße

In der **Ust Klöpferstraße** sind insgesamt **zwei Transformatoren mit einer Nennleistung von jeweils 250 kVA** installiert. Die gesamte installierte Transformatorleistung beträgt somit **500 kVA**.

Netzhöchstlast Tafo 1 (250kVA)	**P in kW**
Verbrauch	54
Einspeisung	2
Netzhöchstlast Trafo 2 (250kVA)	**P in kW**
Verbrauch	72
Einspeisung	0

1.1.5 Ust Südtirolersiedlung

In der **Ust Südtirolersiedlung** sind insgesamt **zwei Transformatoren mit einer Nennleistung von jeweils 250 kVA** installiert. Die gesamte installierte Transformatorleistung beträgt somit **500 kVA**.

Netzhöchstlast Tafo 1 (250kVA)	**P in kW**
Verbrauch	86
Einspeisung	9
Netzhöchstlast Trafo 2 (250kVA)	**P in kW**
Verbrauch	43
Einspeisung	8

1.1.6 Ust Zollhaus

In der **Ust Zollhaus** ist ein Transformator mit einer **Nennleistung von 250 kVA** installiert.

Netzhöchstlast (250kVA)	**P in kW**
Verbrauch	127
Einspeisung	23

1.1.7 Ust Griesplatz

In der **Ust Griesplatz** ist ein Transformator mit einer **Nennleistung von 630 kVA** installiert.

Netzhöchstlast (630kVA)	**P in kW**
Verbrauch	131
Einspeisung	54

1.1.8 Ust Rathaus

In der **Ust Rathaus** sind insgesamt **zwei Transformatoren mit einer Nennleistung von jeweils 250 kVA** installiert. Die gesamte installierte Transformatorleistung beträgt somit **500 kVA**.

Netzhöchstlast Tafo 1 (250kVA)	**P in kW**
Verbrauch	105
Einspeisung	5
Netzhöchstlast Trafo 2 (250kVA)	**P in kW**
Verbrauch	105
Einspeisung	5

1.1.9 Ust Landesberufschule

In der **Ust Landesberufsschule** sind insgesamt **zwei Transformatoren** mit einer Nennleistung von **400 kVA** bzw. **250 kVA** installiert. Die gesamte installierte Transformatorleistung beträgt somit **650 kVA**.

Netzhöchstlast Tafo 1 (400kVA)	**P in kW**
Verbrauch	192
Einspeisung	18
Netzhöchstlast Trafo 2 (250kVA)	**P in kW**
Verbrauch	139
Einspeisung	11

1.1.10 Ust Fachschule

In der **Ust Fachschule** sind insgesamt **drei Transformatoren** installiert.
Zwei Transformatoren verfügen jeweils über eine **Nennleistung von 630 kVA** und dienen der Versorgung der angeschlossenen Schule. Die Trafostation wurde aufgrund der früher bestehenden **elektrischen Direktheizung** ursprünglich auf einen entsprechend hohen Leistungsbedarf ausgelegt.
Im regulären Netzbetrieb ist grundsätzlich **einer der beiden 630-kVA-Transformatoren in Betrieb**, während der zweite Transformator als **Reserveeinheit** vorgehalten wird. Der Reserve-Transformator kann insbesondere bei Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten sowie im Störungsfall zur Aufrechterhaltung der Versorgung eingesetzt werden.
Zusätzlich ist in der Ust Fachschule ein weiterer Transformator mit einer **Nennleistung von 250 kVA** installiert. Dieser Transformator dient der Versorgung der angeschlossenen Netzkunden im **Niederspannungsnetz**.
Die gesamte installierte Transformatorleistung der Ust Fachschule beträgt somit **1.510 kVA**.

Netzhöchstlast Tafo 1 (630kVA)	**P in kW**
Verbrauch	93
Einspeisung	25
Netzhöchstlast Trafo 2 (630kVA)	**P in kW**
Verbrauch	Reserve
Einspeisung	Reserve
Netzhöchstlast Trafo 3 (250kVA)	**P in kW**
Verbrauch	60
Einspeisung	10

1.1.11 Ust Süßenbergerstraße

In der **Ust Süßenbergerstraße** ist ein Transformator mit einer **Nennleistung von 250 kVA** installiert.

Netzhöchstlast (250kVA)	**P in kW**
Verbrauch	112
Einspeisung	9

1.1.12 Ust Gewerbepark

In der **Ust Gewerbepark** ist ein Transformator mit einer **Nennleistung von 400 kVA** installiert.

Netzhöchstlast (400kVA)	**P in kW**
Verbrauch	150
Einspeisung	0

1.1.13 Ust Grazerstraße

In der **Ust Grazerstraße** ist ein Transformator mit einer **Nennleistung von 250 kVA** installiert.

Netzhöchstlast (250kVA)	**P in kW**
Verbrauch	93
Einspeisung	50

1.1.14 Ust West

In der **Ust West** sind insgesamt **zwei Transformatoren** mit einer Nennleistung von **250 kVA** bzw. **160 kVA** installiert. Die gesamte installierte Transformatorleistung beträgt somit **410 kVA**.

Netzhöchstlast Tafo 2 (250kVA)	**P in kW**
Verbrauch	89
Einspeisung	19
Netzhöchstlast Trafo 1 (160kVA)	**P in kW**
Verbrauch	59
Einspeisung	12

1.1.15 Ust Postamt

In der **Ust Postamt** sind insgesamt **zwei Transformatoren mit einer Nennleistung von jeweils 250 kVA** installiert. Die gesamte installierte Transformatorleistung beträgt somit **500 kVA**.

Netzhöchstlast Tafo 1 (250kVA)	**P in kW**
Verbrauch	75
Einspeisung	0
Netzhöchstlast Trafo 2 (250kVA)	**P in kW**
Verbrauch	64
Einspeisung	0

1.1.16 Ust Industriepark

In der **Ust Industriepark** ist ein Transformator mit einer **Nennleistung von 250 kVA** installiert.
Die Ust Industriepark fungiert darüber hinaus als **Übergabestelle für die Zweiteinspeisung bzw. Noteinspeisung aus dem vorgelagerten Netz**. Sie stellt damit einen wesentlichen Bestandteil der redundanten Netzanbindung des EVU Mureck dar.
Über diese Einspeisemöglichkeit kann im Bedarfsfall eine alternative Versorgung des Verteilernetzes hergestellt werden. Die Zweiteinspeisung dient insbesondere der **Erhöhung der Versorgungssicherheit sowie der Aufrechterhaltung der Netzversorgung bei Ausfall oder Einschränkung der Haupteinspeisung**.

Netzhöchstlast (250kVA)	**P in kW**
Verbrauch	134
Einspeisung	83

1.1.17 Ust Eichfelderstraße

In der **Ust Eichfelderstraße** ist ein Transformator mit einer **Nennleistung von 400 kVA** installiert.

Netzhöchstlast (400kVA)	**P in kW**
Verbrauch	190
Einspeisung	47

1.1.18 Ust Hohenrainstraße

In der **Ust Hohenrainstraße** ist ein Transformator mit einer **Nennleistung von 250 kVA** installiert.

Netzhöchstlast (250kVA)	**P in kW**
Verbrauch	96
Einspeisung	41

1.1.19 Ust Seeg

In der **Ust Seeg** sind insgesamt **zwei Transformatoren mit einer Nennleistung von jeweils 630 kVA** installiert. Die gesamte installierte Transformatorleistung beträgt somit **1260 kVA**.

Netzhöchstlast Tafo 1 (630kVA)	**P in kW**
Verbrauch	204
Einspeisung	0
Netzhöchstlast Trafo 2 (630kVA)	**P in kW**
Verbrauch	215
Einspeisung	173

1.2 Netzstrukturdaten: Aktuelle Situation und historische Entwicklung

Tabelle 1: Bestand an Freileitungen und Kabeln

	2022	2023	2024	2025	…
Freileitungen: Trassenlänge (km)					
380 kV	0	0	0	0	0
220 kV	0	0	0	0	0
110 kV	0	0	0	0	0
60 kV	0	0	0	0	0
45 kV	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
Mittelspannung (1)	0	0	0	0	0
Niederspannung (2)	0	0	0	0	0
Freileitungen: Systemlänge (km)					
380 kV	0	0	0	0	0
220 kV	0	0	0	0	0
110 kV	0	0	0	0	0
60 kV	0	0	0	0	0
45 kV	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
Mittelspannung (1)	0	0	0	0	0
Niederspannung (2)	0	0	0	0	0
Kabel: Trassenlänge (km)					
380 kV	0	0	0	0	0
220 kV	0	0	0	0	0
110 kV	0	0	0	0	0
60 kV	0	0	0	0	0
45 kV	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
Mittelspannung (1)	10,834	10,834	10,905	10,905	0
Niederspannung (2)	48,806	48,806	49,470	49,470	0
Kabel: Systemlänge (km)					
380 kV	0	0	0	0	0
220 kV	0	0	0	0	0
110 kV	0	0	0	0	0
60 kV	0	0	0	0	0
45 kV	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
Mittelspannung (1)	10,834	10,834	10,905	10,905	10,905
Niederspannung (2)	48,806	48,806	49,470	49,470	49,470

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

2) Niederspannung: 1 kV und darunter

Tabelle 2: Bestand an Umspannwerken und Transformatorstationen

	2022	2023	2024	2025	…
Höchstspannung zu Hochspannung (1)					
Anzahl Umspann- bzw. Schaltwerke	0	0	0	0	0
Anzahl Umspanner	0	0	0	0	0
Leistung Umspanner (MVA)	0	0	0	0	0
Hochspannung zu Hoch-, Mittel- und Niederspannung (1)					
Anzahl Umspannstationen	0	0	0	0	0
Anzahl Umspanner	0	0	0	0	0
Leistung Umspanner (MVA)	0	0	0	0	0
Mittelspannung zu Mittel- und Niederspannung (1)					
Anzahl Transformatorstationen	19	19	19	19	0
Anzahl Umspanner	30	30	29	29	0
Leistung Umspanner (MVA)	9,190	9,190	9,570	9,570	0
Sonstige (2)					
Anzahl Transformatorstationen	0	0	0	0	0
Anzahl Umspanner	0	0	0	0	0
Leistung Umspanner (MVA)	0	0	0	0	0

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 (Vorlage für Abschnitt 1.1 ***Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.****)*

	Größenklasse des jährlichen Strombezugs bzw. Netzebene	2022	2023	2024	2025	…
Haushalte						
Anzahl Bezugszählpunkte nach Größenklassen	bis 2.500 kWh/a	750	761	792	808	
	von 2.500 kWh/a bis 15.000 kWh/a	620	615	594	537	
	über 15.000 kWh/a	29	15	13	10	
	Insgesamt	1.399	1.391	1.399	1.355	
Jährlicher Strombezug nach Größenklassen (MWh)	bis 2.500 kWh/a	622,731	640,079	634,006	613.620	
	von 2.500 kWh/a bis 15.000 kWh/a	1.966,045	1.865,329	1.748,913	1.664,250	
	über 15.000 kWh/a	308,404	245,381	289,783	233.060	
	Insgesamt	2.897,180	2.750,789	2.672,702	2.510,930	
Nicht Haushalte (Industrie, Gewerbe, Sonstige)						
Anzahl Bezugszählpunkte nach Größenklassen	bis 20 MWh/a	322	316	321	317	
	von 20 MWh/a bis 150.000 MWh/a	56	56	54	58	
	über 150.000 MWh/a	0	0	0	0	
	Insgesamt	378	372	375	375	
Anzahl Bezugszählpunkte nach Netzebenen	NE 7	361	355	358	357	
	NE 6	16	16	16	17	
	NE 5	1	1	1	1	
	NE 4	0	0	0	0	
	NE 1 bis 3	0	0	0	0	
Jährlicher Strombezug nach Größenklassen (MWh)	bis 20 MWh/a	1.311,319	1.207,678	1.163,727	1.077,630	
	von 20 MWh/a bis 150.000 MWh/a	4.586,580	4.888,116	4.621,389	4.879,880	
	über 150.000 MWh/a	0	0	0	0	
	Insgesamt	5.897,898	6.095,794	5.785,117	5.957,530	

1.3 Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossene Erzeugungsanlagen

Tabelle 4: Bestand an Stromerzeugungsanlagen (Vorlage für Abschnitt 1.2)

	Größenklasse bzw. Netzebene	2022	2023	2024	2025	…
Wasserkraft						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	< 250 kW	0	0	0	0	
	≥ 250 kW und < 35 MW	0	0	0	0	
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	
	≥ 50 MW	0	0	0	0	
	Insgesamt	0	0	0	0	
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	< 250 kW	0	0	0	0	
	≥ 250 kW und < 35 MW	0	0	0	0	
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	
	≥ 50 MW	0	0	0	0	
	Insgesamt	0	0	0	0	
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	0	0	0	0	
	NE 6	0	0	0	0	
	NE 5	0	0	0	0	
	NE 4	0	0	0	0	
	NE 1 bis 3	0	0	0	0	
Windkraft						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	< 250 kW	0	0	0	0	
	≥ 250 kW und < 35 MW	0	0	0	0	
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	
	≥ 50 MW	0	0	0	0	
	Insgesamt	0	0	0	0	
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	< 250 kW	0	0	0	0	
	≥ 250 kW und < 35 MW	0	0	0	0	
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	
	≥ 50 MW	0	0	0	0	
	Insgesamt	0	0	0	0	
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	0	0	0	0	
	NE 6	0	0	0	0	
	NE 5	0	0	0	0	
	NE 4	0	0	0	0	
	NE 1 bis 3	0	0	0	0	
Photovoltaik						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW	0,3075	0,39196	0,49759	0,56659	
	> 20 kW und < 250 kW	0,1925	0,5025	0,5455	0,5455	
	≥ 250 kW und < 35 MW	2,48	2,48	2,48	2,48	
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	
	≥ 50 MW	0	0	0	0	
	Insgesamt	2,98	3,37446	3,52309	3,59209	
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW	34	46	66	78	
	> 20 kW und < 250 kW	5	9	9	9	
	≥ 250 kW und < 35 MW	3	3	3	3	
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	

	Größenklasse bzw. Netzebene	2022	2023	2024	2025	…
	≥ 50 MW	0	0	0	0	
	Insgesamt	42	58	78	90	
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	0,3741	0,51256	0,66119	0,73019	
	NE 6	0,1259	0,3819	0,3819	0,3819	
	NE 5	2,48	2,48	2,48	2,48	
	NE 4	0	0	0	0	
	NE 1 bis 3			0	0	
Sonstige Erneuerbare und biogene Brennstoffe (fest, flüssig, Biogas, Deponie- und Klärgas, sonstige Biogene) (1)						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW	0	0	0	0	
	> 20 kW und < 250 kW	0	0	0	0	
	≥ 250 kW und < 35 MW	0,999	0,999	0,999	0,999	
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	
	≥ 50 MW	0	0	0	0	
	Insgesamt	0	0	0	0	
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW	0	0	0	0	
	> 20 kW und < 250 kW	0	0	0	0	
	≥ 250 kW und < 35 MW	1	1	1	1	
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	
	≥ 50 MW	0	0	0	0	
	Insgesamt	1	1	1	1	
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	0	0	0	0	
	NE 6	0	0	0	0	
	NE 5	0,999	0,999	0,999	0,999	
	NE 4	0	0	0	0	
	NE 1 bis 3	0	0	0	0	
Geothermie						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW	0	0	0	0	
	> 20 kW und < 250 kW	0	0	0	0	
	≥ 250 kW	0	0	0	0	
	Insgesamt	0	0	0	0	
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW	0	0	0	0	
	> 20 kW und < 250 kW	0	0	0	0	
	≥ 250 kW	0	0	0	0	
	Insgesamt	0	0	0	0	
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	0	0	0	0	
	NE 6	0	0	0	0	
	NE 5	0	0	0	0	
	NE 4	0	0	0	0	
	NE 1 bis 3	0	0	0	0	
Fossile Brennstoffe, Derivate, sonstige nicht-biogene Brennstoffe, Mischfeuerung (2)						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW	0	0	0	0	
	> 20 kW und < 250 kW	0	0	0	0	
	≥ 250 kW und < 35 MW	0	0	0	0	
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	
	≥ 50 MW	0	0	0	0	
	Insgesamt	0	0	0	0	
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW	0	0	0	0	
	> 20 kW und < 250 kW	0	0	0	0	

	Größenklasse bzw. Netzebene	2022	2023	2024	2025	…
	≥ 250 kW und < 35 MW	0	0	0	0	
	≥ 35 MW und < 50 MW	0	0	0	0	
	≥ 50 MW	0	0	0	0	
	Insgesamt	0	0	0	0	
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7	0	0	0	0	
	NE 6	0	0	0	0	
	NE 5	0	0	0	0	
	NE 4	0	0	0	0	
	NE 1 bis 3	0	0	0	0	

1) Nur biogene Brennstoffe im Sinne der österreichischen Richtlinien.

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

1.4 Entwicklung bei meldepflichtigen Betriebsmitteln in Kundenanlagen

Tabelle 5: Anzahl der meldepflichtigen Betriebsmittel im Versorgungsgebiet

Anzahl nach Größenklassen	2022	2023	2024	2025	…
Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge (1)					
< 10 kW	0	0	0	0	
≥ 10 kW und < 22 kW	4	6	6	7	
≥ 22 kW und ≤ 42 kW	4	4	4	4	
> 42 kW	0	0	1	2	
Anlagen unbekannte Größenklasse					
Insgesamt	8	10	11	13	
Elektrische Energiespeicher (2)					
< 10 kWh	1	1	3	5	
≥ 10 kWh und ≤ 50 kWh	5	6	12	18	
> 50 kWh und ≤ 500 kWh	0	0	0	0	
> 500 kWh	0	0	0	0	
Anlagen unbekannte Größenklasse	0	0	0	0	
Insgesamt	6	7	15	23	
Heizanlagen (inkl. Wärmepumpen) (3)					
< 10 kW	16	17	18	18	
≥ 10 kW und ≤ 100 kW	44	44	44	44	
> 100 kW	1	1	1	1	
Anlagen unbekannte Größenklasse	6	6	6	6	
Insgesamt	67	68	69	69	
Klimageräte/Kälteanlagen (3)					
< 10 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
≥ 10 kW und ≤ 100 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
> 100 kW	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Anlagen unbekannte Größenklasse	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Insgesamt	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.

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

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

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

1.5 Kapazitäten auf Netzebene 4

Das EVU Mureck verfügt über keinen direkten Netzzugang zur Netzebene 4 (NE 4), sondern ist als Netzkunde an das vorgelagerte Netz der E-Netze Steiermark auf der Netzebene 5 (NE 5) angeschlossen. Aus diesem Grund liegen dem EVU Mureck keine detaillierten Informationen über die verfügbaren Netzkapazitäten und die Auslastung der Netzebene 4 des vorgelagerten Netzbetreibers vor.

Die entsprechenden Angaben zur Netzkapazität und zur Netzentwicklung auf der Netzebene 4 sind dem Netzentwicklungsplan des vorgelagerten Netzbetreibers, der E-Netze Steiermark, zu entnehmen.

Die derzeitige maximale Bezugsleistung des EVU Mureck aus dem vorgelagerten Netz beträgt rund 2 MW. Die maximale Einspeiseleistung in das vorgelagerte Netz liegt derzeit bei rund 3 MW.

Bei Erreichen der zulässigen Einspeisegrenzen kann es erforderlich sein, die Einspeiseleistung angeschlossener Erzeugungsanlagen vorübergehend zu reduzieren oder diese zeitweise abzuregeln. Dies dient der Einhaltung der vereinbarten Leistungsgrenzen und der Sicherstellung eines stabilen Netzbetriebs.

Für die weitere Netzentwicklungsplanung sind daher sowohl die bestehenden Bezugs- und Einspeisegrenzen auf Netzebene 5 als auch die künftig zu erwartende Entwicklung der Entnahme- und Einspeiseleistungen zu berücksichtigen. Eine Erhöhung der verfügbaren Anschluss- bzw. Übertragungskapazitäten ist gegebenenfalls mit dem vorgelagerten Netzbetreiber abzustimmen.

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

	Zulässige Kapazität (MVA)				
	Q1/2025	**Q2/2025**	**Q3/2025**	**Q4/2025**	**…**
UW-Gosdorf	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	
Summe Netzbetreiber	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	

	Genutzte Kapazität (MVA)				
	Q1/2025	**Q2/2025**	**Q3/2025**	**Q4/2025**	**…**
UW-Gosdorf	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	
Summe Netzbetreiber	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	

	Gebuchte Kapazität (MVA)				
	Q1/2025	**Q2/2025**	**Q3/2025**	**Q4/2025**	**…**
UW-Gosdorf					
Summe Netzbetreiber					

	Verfügbare Kapazität (MVA)				
	Q1/2025	**Q2/2025**	**Q3/2025**	**Q4/2025**	**…**
UW-Gosdorf					
Summe Netzbetreiber					

1.6 Auslastung der Transformatorstationen (Netzebene 6)

Die Messeinrichtungen in den Trafostationen bestehen aus Niederspannungswandlern, die am Niederspannungsleistungsschalter montiert sind. Sie erfassen die Stromwerte, die über ein digitales Universalmessgerät bzw. einen Stations-Smart-Meter aufgezeichnet werden. Durch die zusätzliche Installation von Smart Metern in den Trafostationen wird die Datenerfassung automatisiert und eine kontinuierliche Überwachung der Betriebswerte ermöglicht.
Die Auslastung der Transformatoren gibt jedoch keinen unmittelbaren Aufschluss über die verfügbaren Kapazitäten in den nachgelagerten Niederspannungsnetzen. Die Auswertung der derzeit vorliegenden Betriebsdaten und der dokumentierten Transformatorleistungen zeigt, dass die Transformatoren in den unter den Punkten 1.1.1 bis 1.1.19 beschriebenen Stationen aktuell jeweils mit weniger als 50 % ihrer Nennleistung belastet sind. Auf Grundlage dieser Werte bestehen derzeit ausreichende Leistungsreserven bei den vorhandenen Transformatoren. Aus heutiger Sicht ist daher weder ein genereller Austausch noch eine flächendeckende Erweiterung der installierten Transformatorleistung erforderlich.
Im Hinblick auf die prognostizierte Zunahme dezentraler Erzeugungsanlagen sowie den steigenden Leistungsbedarf durch Elektromobilität, Wärmepumpen und weitere elektrische Verbraucher ist die Auslastung der Transformatoren weiterhin regelmäßig zu überprüfen. Dabei sind neben den maximalen Belastungswerten insbesondere die zeitlichen Lastverläufe, die Einspeise- und Entnahmerichtungen sowie die mögliche Gleichzeitigkeit von Verbrauch und Erzeugung zu berücksichtigen.
Eine geringe Transformatorauslastung schließt lokale Spitzenlasten oder Engpässe in einzelnen Niederspannungsbereichen nicht aus. Die tatsächlich verfügbaren Kapazitäten hängen unter anderem von den lokalen Lastprofilen und der jeweiligen Netzstruktur ab. Daher sind ergänzende Analysen der Niederspannungsnetze erforderlich, um deren Leistungsfähigkeit verlässlich beurteilen zu können.

Die Ergebnisse der laufenden Überwachung und der ergänzenden Netzauswertungen bilden die Grundlage für die frühzeitige Erkennung möglicher Netzengpässe und die Priorisierung zukünftiger Netzentwicklungsmaßnahmen.

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

Das **Mittelspannungsnetz (Netzebene 5)** des EVU der Stadtgemeinde Mureck wird als offener Ring betrieben. Die Übergabestation des EVU Mureck ist mit einer Fernwirkanlage ausgestattet, über die die beiden Abzweige „Ust Molkerei“ und „Ust Seeg“ in das Netzleitsystem eingebunden sind. Zusätzlich sind die Zuleitung vom vorgelagerten Netz sowie die Stichleitung zur „Ust Öko“ in die Fernwirkanlage integriert. Dadurch können wesentliche Betriebszustände des Mittelspannungsnetzes überwacht werden.
Darüber hinaus sind größere Erzeugungsanlagen in die Fernwirktechnik eingebunden. Dies ermöglicht deren zentrale Überwachung und – sofern die technischen und vertraglichen Voraussetzungen erfüllt sind – eine fernwirktechnische Beeinflussung.
Gemäß den jeweils geltenden technischen und regulatorischen Anforderungen, insbesondere den einschlägigen Bestimmungen der System Operation Guideline (SOGL) und der Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) für Erzeuger, werden Erzeugungsanlagen ab einer Leistung von 250 kVA in das Netzleitsystem eingebunden, sofern dies für die jeweilige Anlage vorgeschrieben ist. Die konkrete Verpflichtung und die maßgebliche Leistungsschwelle sind anhand der jeweils anwendbaren Regelungen zu prüfen.
Derzeit sind vier Erzeugungsanlagen fernwirktechnisch in das Leitsystem des EVU Mureck integriert. Die bestehende Infrastruktur ermöglicht es, bei Bedarf entsprechende betriebliche Eingriffe vorzunehmen, soweit diese technisch vorgesehen und vertraglich zulässig sind.
Bei der Planung neuer Trafostationen und größerer Netzknoten wird grundsätzlich geprüft, ob eine Einbindung in das Netzleitsystem technisch erforderlich und wirtschaftlich sinnvoll ist. Die Entscheidung erfolgt unter Berücksichtigung der betrieblichen Anforderungen, der zu erwartenden Netzbelastung und der damit verbundenen Investitionskosten.

In der **Netzebene 6** wird durch die in den Trafostationen installierten Smart Meter eine kontinuierliche Erfassung der Betriebsdaten ermöglicht. Die Aufzeichnung der zeitlichen Belastung der Transformatoren schafft eine detailliertere Grundlage für die Netzplanung und den Netzbetrieb. Dadurch können Lastverläufe besser beurteilt und mögliche Engpässe frühzeitig erkannt werden. Der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren ist derzeit nicht vorgesehen.

Der flächendeckende Smart-Meter-Rollout schafft in der **Netzebene 7** neue Möglichkeiten für die Netzplanung und Betriebsführung und trägt wesentlich zur Digitalisierung des Verteilnetzes bei.
Zu den derzeit verfügbaren Funktionalitäten zählen die Breaker Schaltung zur Aktivierung bzw. Deaktivierung der Kundenanlage, schaltbare Relais zur Verschiebung und Steuerung von Lasten sowie die Übermittlung von Netzqualitätsparametern und Schaltstatus. Darüber hinaus ermöglicht die zeitnahe Übermittlung von Verbrauchsdaten eine Nutzung für das Netzmonitoring.
Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass ein Teil der technisch vorhandenen Funktionalitäten aufgrund derzeit fehlender rechtlicher Rahmenbedingungen aktuell noch nicht genutzt werden kann.

2 Planungsannahmen

2.1 Beschreibungen der eingesetzten Prognosetools

Das EVU der Stadtgemeinde Mureck verknüpft bei der Prognose der zukünftigen Erzeugungs- und Lastentwicklung energiepolitische Vorgaben und Zielsetzungen auf nationaler und regionaler Ebene mit den vorhandenen Bestandsdaten aus den eigenen Informationssystemen.
Die Prognosen zur Entwicklung der Stromerzeugungsanlagen basieren auf den nationalen Klimazielen für das Jahr 2030. Diese Zielwerte werden auf die Größe und Struktur des Versorgungsgebiets umgelegt und durch historische Wachstumsdaten sowie lokale Energieinitiativen ergänzt und angepasst.
Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten des Versorgungsgebiets wird bei der prognostizierten Zunahme der Stromerzeugung ausschließlich ein weiterer Ausbau von Photovoltaikanlagen berücksichtigt. Dabei wird insbesondere die eingeschränkte Nutzbarkeit von Dachflächen im Stadtzentrum aufgrund der ausgewiesenen Ortsbildschutzzone berücksichtigt. Für andere Energiequellen wird im Versorgungsgebiet derzeit kein signifikanter Zuwachs erwartet.
Die Prognosen zur zukünftigen Lastentwicklung berücksichtigen neben möglichen Stadtentwicklungskonzepten auch nationale Zielsetzungen und Vorgaben. Dabei wird insbesondere von einem steigenden Strombedarf in den Bereichen Mobilität, Industrie und Raumwärme ausgegangen.
Der forcierte Ausbau der Fernwärmeversorgung in der Stadt Mureck wird bei der Prognose des Raumwärmebedarfs ebenfalls berücksichtigt. Dadurch wird für diesen Bereich von einer geringeren Zunahme des Einsatzes von Wärmepumpen ausgegangen.

2.2 Ausblick für Einspeisung

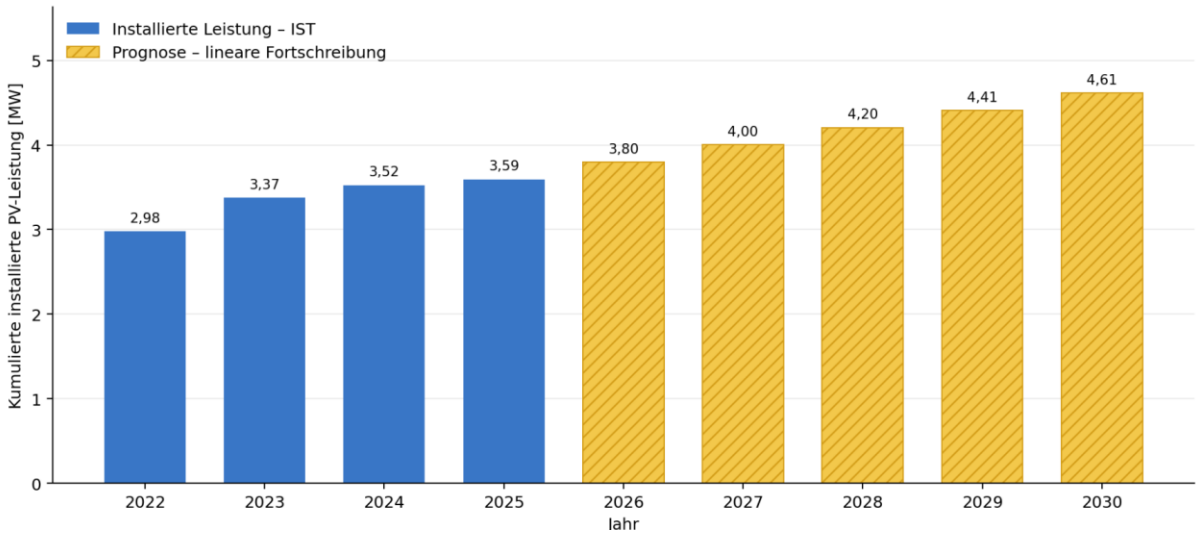

Abbildung 2-1: *Entwicklung installierter PV-Stromerzeugungsanlagen im Stromnetz des EVU der Stadtgemeinde Mureck*

Der Ausbau erneuerbarer Energien und die Integration der daraus resultierenden Erzeugungsleistung in das Verteilernetz sind wesentliche Bestandteile der Energiewende. Für die Netzplanung ist es daher erforderlich, die zukünftige Entwicklung der installierten Engpassleistung nach Energieträgern und Netzebenen möglichst realistisch abzuschätzen. Die daraus abgeleiteten Prognosen bilden eine wichtige Grundlage für Investitionsentscheidungen und die strategische Ausrichtung der Netzentwicklung.
Die Prognosen des EVU der Stadtgemeinde Mureck beruhen auf historischen Bestandsdaten, energiepolitischen Zielvorgaben sowie einer Einschätzung der bisherigen und erwarteten Marktentwicklung.

Im Versorgungsgebiet wurde bereits im Jahr 2010 mit einer Bürgerbeteiligung an einer Photovoltaikanlage mit einer Leistung von rund 1 MW ein wesentlicher Ausbauimpuls gesetzt. In den darauffolgenden Jahren wurde die Anlage bzw. die Beteiligung auf eine Leistung von rund 2,5 MW erweitert. Vor diesem Hintergrund wird für das Versorgungsgebiet des EVU Mureck ein moderaterer weiterer Zuwachs der installierten Erzeugungsleistung angenommen, als es die übergeordneten energiepolitischen Zielvorgaben für den Ausbau erneuerbarer Energien insgesamt nahelegen.

Diese Einschätzung stellt eine lokale Planungsannahme dar und wird im Rahmen der laufenden Netzplanung anhand der tatsächlichen Entwicklung der Erzeugungsanlagen regelmäßig überprüft und bei Bedarf angepasst.

2.3 Ausblick für Lasten

Die fortschreitende Elektrifizierung in Bereichen des täglichen Lebens, insbesondere in der Mobilität und der Wärmeversorgung, lässt künftig eine Zunahme der Bezugsleistung im Verteilernetz erwarten. Im Versorgungsgebiet des EVU der Stadtgemeinde Mureck wurde und wird der Ausbau der Fernwärmeversorgung jedoch gezielt vorangetrieben. Daher wird angenommen, dass der zusätzliche Strombedarf für die Raumwärmeversorgung geringer ausfallen wird, als in überregionalen Studien für Österreich prognostiziert.

Um die steigenden Anforderungen an das Energiesystem zu bewältigen, gewinnt die intelligente Vernetzung der einzelnen Energiesektoren zunehmend an Bedeutung. Die Sektor Kopplung verbindet volatile erneuerbare Erzeugung mit Speicherlösungen und einem möglichst flexiblen Verbrauch. Dadurch kann sie dazu beitragen, die erforderliche Flexibilität im Energiesystem zu erhöhen und eine stabile Versorgungsqualität sowie die Versorgungssicherheit zu unterstützen.

Bei der Verteilernetzplanung werden auch die Erkenntnisse der im Jahr 2020 durchgeführten Studie „Netzberechnung Österreich“ berücksichtigt. Diese untersucht unterschiedliche Durchdringungsszenarien der Elektromobilität mit Anteilen von 10 %, 20 % und 30 %. Die daraus abgeleiteten Erkenntnisse dienen als Grundlage für die Einschätzung möglicher zusätzlicher Belastungen und den daraus resultierenden Netzausbaubedarf.

Insgesamt wird für das Versorgungsgebiet des EVU Mureck eine Zunahme der elektrischen Last erwartet. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass die Wachstumsraten unter jenen liegen, die in nationalen und regionalen Prognosen angenommen werden. Gleichzeitig ist mit einem weiteren Ausbau der dezentralen Erzeugungsleistung zu rechnen. Die Entwicklung der jährlichen Energieabgabe und der Netzhöchstlast ist dabei getrennt zu betrachten: Eine steigende Erzeugungsleistung führt nicht automatisch zu einer entsprechenden Verringerung der Netzbezugsleistung, da hierfür unter anderem die zeitliche Übereinstimmung von Erzeugung und Verbrauch sowie die örtliche Netzstruktur maßgeblich sind.

3 Planungsgrundsätze und -methoden

3.1 Planungsgrundsätze und Methoden der quantitativen Bedarfsermittlung

Bei der Planung der Netzinfrastruktur ist eine Vielzahl von Faktoren zu berücksichtigen. Neben der Einhaltung der gesetzlichen und normativen Vorgaben erfolgen die Planungen auf Grundlage unternehmensinterner Richtlinien und Erfahrungswerte. Grundsätzlich wird zwischen Netzzutritten und Netzverstärkungsmaßnahmen unterschieden. Netzzutritte umfassen die Anbindung neuer Verbrauchs- oder Erzeugungsanlagen an das bestehende Netz. Netzverstärkungsmaßnahmen dienen hingegen der Erhöhung der Netzkapazität sowie der Sicherstellung einer hohen Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit.

Planungsmaßnahmen können insbesondere durch folgende Faktoren ausgelöst werden:

- Netzanschlussansuchen für Wohnobjekte, Gewerbeanlagen, Stromtankstellen und Erzeugungsanlagen
- Erneuerungs- und Ausbauprojekte der Stadtgemeinde, des Landes sowie anderer Infrastrukturträger, beispielsweise im Bereich von Straßen
- Maßnahmen zur Sicherstellung einer hohen Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit
- Gesetzliche und normative Anforderungen

Die **Verteilernetzplanung** basiert auf den vorhandenen Kabel- und Leitungsplänen sowie auf Leitungsberechnungen. Dabei werden die im Unternehmen vorhandenen Betriebsdaten und die langjährige Betriebs- und Planungserfahrung berücksichtigt.

Netzanschlussansuchen für neue Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen werden grundsätzlich manuell geprüft. Bei Bedarf erfolgt zusätzlich eine individuelle Netzbeurteilung mittels Netzberechnung. Dies ist insbesondere bei neuen Gewerbe- oder Wohnanlagen mit hohen Anschlussleistungen im bestehenden Mittel- oder Niederspannungsnetz sowie bei Erzeugungsanlagen erforderlich. Eine detaillierte Netzberechnung wird vor allem dann durchgeführt, wenn sich anhand einer vereinfachten Beurteilung auf Basis der Erzeugungsleistung und der vorhandenen Netzinfrastruktur keine eindeutige Aussage über die Anschlussmöglichkeit treffen lässt.

Bei **Netzverstärkungs- und Erneuerungsmaßnahmen** werden im Rahmen der Instandhaltungsplanung jene Betriebsmittel identifiziert, bei denen ein Erneuerungs- oder Verstärkungsbedarf besteht. Die Bewertung erfolgt in der Regel anhand einer statistischen Zustandsbewertung, individueller messtechnischer Zustandsanalysen sowie betrieblicher Erfahrungswerte. Aus der Zusammenführung dieser Informationen wird der geeignete Zeitraum für die Umsetzung der jeweiligen Maßnahme abgeleitet. Dabei werden auch wirtschaftliche Synergiepotenziale, strategische Investitionsentscheidungen und die verfügbaren Budgetmittel berücksichtigt.

3.2 Umsetzung der Netzausbauplanung und dafür verwendete Werkzeuge

Netzebene 5 – Mittelspannungsnetz
Für die Netzberechnungen in der Mittelspannung wird ein externer Dienstleister herangezogen. Die Berechnungen erfolgen in Zusammenarbeit mit dem EVU der Stadtgemeinde Mureck und basieren auf den vorhandenen Netzdaten und Plänen. Das EVU stellt dem Dienstleister dafür unter anderem die erforderlichen Lastprofile zur Verfügung.
Für die zukünftige Netzdokumentation und -planung ist vorgesehen, das Mittelspannungsnetz zusätzlich in einem geografischen Informationssystem (GIS) abzubilden. Damit sollen die Netzinfrastruktur räumlich erfasst und die Grundlagen für die Netzplanung und Betriebsführung weiter verbessert werden.

Netzebene 6 und 7 – Niederspannungsnetz
Die Netzberechnung im Niederspannungsnetz erfolgt derzeit überwiegend manuell. Verbraucheranlagen werden auf Grundlage der vorhandenen Leitungspläne und der verfügbaren Lastmessberichte beurteilt. Dabei werden insbesondere die Smart-Meter-Daten aus den Trafostationen herangezogen, um die tatsächlichen Belastungsverhältnisse im Netz möglichst realitätsnah abzubilden.
Für die Beurteilung von Einspeiseanlagen wird derzeit eine Excel-Vorlage verwendet. Damit können Anschlussanfragen anhand der vorhandenen Netzdaten und der jeweiligen Einspeiseleistung geprüft werden.

Zur Verbesserung der Netzdokumentation und als Grundlage für eine weiterführende Digitalisierung ist vorgesehen, künftig das Mittel- und das Niederspannungsnetz in einem geografischen Informationssystem (GIS) abzubilden. Darüber hinaus soll geprüft werden, welche Netzberechnungssoftware für das EVU der Stadtgemeinde Mureck geeignet ist. Dabei sollen Lösungen betrachtet werden, die sowohl die Mittel- als auch die Niederspannungsebene abdecken und die Beurteilung von Verbrauchs- und Einspeiseanlagen unterstützen. Bei der Auswahl sind insbesondere die vorhandenen

Netzdaten, die Einbindung in das geplante GIS, der erforderliche Datenpflegeaufwand sowie die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen.

4 Netzausbauprojekte und -programme, Planungsüberlegungen

4.1 Detaillierte Einzeldarstellungen konkreter Projekte auf den Netzebenen 1 bis 4

Das EVU der Stadtgemeinde Mureck betreibt keine eigenen Anlagen auf den Netzebenen 1 bis 4. Daher sind in diesen Netzebenen derzeit keine konkreten Projekte zur Errichtung, Erweiterung oder Erneuerung eigener Netzinfrastruktur vorgesehen.

Die Netzanbindung und die vorgelagerten Netzinfrastrukturen liegen im Verantwortungsbereich des zuständigen vorgelagerten Netzbetreibers. Für Informationen zu geplanten Maßnahmen auf diesen Netzebenen wird auf dessen Netzentwicklungsplanung verwiesen.

4.2 Beschreibung von Netzentwicklungsprogrammen auf den Netzebenen 5 bis 7

Die Entwicklung der Netzebenen 5 bis 7 basiert auf einer mittelfristigen Netzplanung. Sie umfasst jene Maßnahmen, die sich aus den in Abschnitt 3.1 dargestellten Planungsgrundsätzen ableiten lassen. Die wesentlichen Auslöser für Netzentwicklungsmaßnahmen sind nachfolgend beschrieben.

Netzanschlussansuchen
Netzanschlussansuchen für Wohnobjekte, Gewerbeanlagen, Stromtankstellen und Erzeugungsanlagen können einen bedarfsgerechten Ausbau des Mittel- und Niederspannungsnetzes erforderlich machen. Abhängig von der beantragten Anschlussleistung und den vorhandenen Netzkapazitäten können dafür unterschiedliche Maßnahmen notwendig sein. Diese reichen von der Erweiterung des Niederspannungsnetzes über die Errichtung zusätzlicher Trafostationen bis hin zur Verstärkung oder Erweiterung des Mittelspannungsnetzes.

Ziel dieser Maßnahmen ist es, zusätzliche Verbrauchs- und Einspeiseleistungen sicher in das bestehende Netz zu integrieren, mögliche Netzengpässe zu vermeiden und die Netzstabilität sowie die Versorgungsqualität zu gewährleisten.

Erneuerungsprojekte von Straßen und anderer Infrastruktur

Bei Erneuerungs- und Ausbauprojekten von Gemeinde- und Landesstraßen sowie bei Vorhaben anderer Infrastrukturträger wird geprüft, ob sich durch eine koordinierte Umsetzung von Leitungsbau- und Erneuerungsmaßnahmen wirtschaftliche Synergien erzielen lassen.
Im Rahmen solcher Projekte werden insbesondere jene Betriebsmittel berücksichtigt, deren Erneuerungsbedarf zuvor festgestellt wurde. Im Mittelspannungsnetz liegt ein besonderer Schwerpunkt auf dem Austausch von Mittelspannungskabeln mit getränkter Papierisolierung durch Kabel mit Kunststoffisolierung.
Der Informationsaustausch mit der Stadtgemeinde, dem Straßenamt und den weiteren Leitungsträgern erfolgt üblicherweise mit einem Planungsvorlauf von mehreren Monaten. Dadurch können erforderliche Erneuerungsmaßnahmen frühzeitig abgestimmt und, soweit möglich, gemeinsam mit den jeweiligen Infrastrukturprojekten umgesetzt werden.

Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit

Zur Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit werden jene Betriebsmittel identifiziert, bei denen ein Erneuerungsbedarf besteht. Als Grundlage dienen statistische Zustandsdaten, individuelle Zustandsbewertungen und betriebliche Erfahrungswerte.

Bei der Priorisierung und Festlegung des Umsetzungszeitpunkts werden auch geplante Straßenbau- und Leitungsträgerprojekte berücksichtigt. Können keine entsprechenden Synergien genutzt werden, werden die erforderlichen Maßnahmen als eigenständige Projekte des EVU umgesetzt.

Auch zur Sicherstellung der Versorgungsqualität können Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen erforderlich werden. Dabei ist sicherzustellen, dass die maßgeblichen technischen Netzparameter, insbesondere Kurzschlussleistung und Spannungshaltung, innerhalb der jeweils geltenden Grenzen liegen. Derzeit ergeben sich entsprechende Planungsanforderungen insbesondere durch die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen.

Betroffene Netzabschnitte werden anhand von Netzberechnungen, Messungen von Netzqualitätsparametern und betrieblichen Erfahrungswerten ermittelt. Für die erforderlichen Maßnahmen werden mögliche technische Lösungsvarianten ausgearbeitet und unter Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Kriterien bewertet. Die Umsetzung wird anschließend priorisiert und abhängig von den zeitlichen Möglichkeiten entweder als Eigenprojekt oder in Abstimmung mit anderen Leitungsträgern durchgeführt.

Gesetzliche und normative Anforderungen
Zusätzlich zu den zuvor genannten Maßnahmen können Netzausbau- und Erneuerungsprojekte aufgrund gesetzlicher und normativer Anforderungen erforderlich sein. Dazu zählen insbesondere Vorgaben im Zusammenhang mit der Energiewende, der Sicherheit kritischer Infrastruktur sowie der Netzautomatisierung und Digitalisierung.
Diese Anforderungen können das gesamte Versorgungsgebiet betreffen und werden bei der mittel- und langfristigen Netzentwicklungsplanung berücksichtigt. Als relevante Rahmenbedingungen sind unter anderem die jeweils geltenden Bestimmungen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) sowie des Netz- und Informationssystemsicherheitsgesetzes (NISG) zu beachten. Die konkrete Umsetzung richtet sich nach den jeweils anwendbaren gesetzlichen und technischen Anforderungen.

4.3 Weitere und längerfristige Planungsüberlegungen

Flexibilitätsmanagement
Maßnahmen gemäß Art. 13 Abs. 4c der Verordnung (EU) 2019/943, die dazu beitragen können, die Abregelung von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger zu vermeiden oder zu reduzieren, werden gemeinsam mit den österreichischen Verteilernetzbetreibern evaluiert.

Die Möglichkeiten zur Nutzung von Flexibilitätsleistungen werden zudem in den zuständigen Gremien von Österreichs Energie durch die Netzbetreiber behandelt. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse können künftig in die Netzentwicklungsplanung des EVU der Stadtgemeinde Mureck einfließen.

Betrieb eigener Speicher durch den Verteilernetzbetreiber
Gemäß Art. 36 der Richtlinie (EU) 2019/944 ist der Betrieb eigener Energiespeicher durch Verteilernetzbetreiber nur unter bestimmten Voraussetzungen bzw. mit entsprechender Genehmigung der Regulierungsbehörde zulässig.
Derzeit ist beim EVU der Stadtgemeinde Mureck keine Nutzung eigener Energiespeicher für Zwecke des Netzbetriebs vorgesehen. Die weitere Entwicklung und mögliche betriebliche Einsatzmöglichkeiten werden bei Bedarf im Rahmen der langfristigen Netzplanung berücksichtigt.

Ausblick zum Netzausbau über den zehnjährigen Planungshorizont hinaus
Das EVU der Stadtgemeinde Mureck identifiziert bereits heute jene Betriebsmittel, bei denen voraussichtlich auch über den zehnjährigen Planungshorizont hinaus ein Erneuerungsbedarf bestehen wird.
Aufgrund des langen Zeithorizonts ist es derzeit jedoch nicht zweckmäßig, für diese Betriebsmittel bereits detaillierte Umsetzungsplanungen vorzunehmen. Die Maßnahmen werden im Zuge der laufenden Zustandsbewertung und der regelmäßig fortgeschriebenen Netzentwicklungsplanung weiter konkretisiert.

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 Dargebots-abhängiger 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 können. Dementsprechend gibt es aktuell noch keine Nutzung von Flexibilitätsleistungen im Sinne der EU Richtlinie 2019/944.

Gemäß TOR wird Erzeugungsanalgen eine spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung (P(U)-Regelung) vorgeschrieben, die erst zum Einsatz kommt, wenn die vorgelagerte spannungsgeführte Blindleistungsregelung (Q(U)-Regelung) nicht zur Spannungsstützung ausreicht. Die konventionelle Netzausbauplanung hat jedoch zum Ziel die Netze so zu dimensionieren, dass Wirkleistung nur in Ausnahmefällen abgeregelt werden muss.

Darüber hinaus werden derzeit keine Flexibilitätsleistungen seitens des EVU der Stadtgemeinde Mureck benutzt bzw. eingesetzt.

5.2 Beschreibung geplanter Flexibilitätsbeschaffung

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

5.3 Umsetzungsstatus „Flexibilitätsmanagement“

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

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

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

6 Standorte für systemdienliche Anlagen

Der Begriff „systemdienlicher Betrieb“ wird mit der Systemnutzungsentgelte-Grundsatzverordnung 2026 (gemäß § 127 ElWG) geregelt. Diese liegt zum Redaktionsschluss des Verteilernetz-Entwicklungs-Plans (V-NEP) 2026 noch nicht vor. Dementsprechend werden in dieser V-NEP Ausgabe keine Standorte für einen systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen und Stromerzeugungsanlagen ausgewiesen.