

# **Leitfaden für die Erstellung von Netzentwicklungsplänen für Verteilernetze**

**Leitfaden für die erstmalige Erstellung 2024**

Version 1.1

Stand: 30. April 2024

**Für den Inhalt verantwortlich:**

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

Rudolfsplatz 13a

1010 Wien

Tel: +43 1 24724-0

E-Mail: [office@e-control.at](mailto:office@e-control.at)

---

## Inhalt

<b>VORWORT .....</b>	<b>2</b>
<b>1 AUSGANGSSITUATION .....</b>	<b>4</b>
<b>2 PLANUNGSANNAHMEN .....</b>	<b>7</b>
<b>3 PLANUNGSGRUNDSÄTZE UND -METHODEN.....</b>	<b>9</b>
<b>4 NETZAUSBAUPROJEKTE UND -PROGRAMME, PLANUNGSÜBERLEGUNGEN.....</b>	<b>10</b>
<b>5 FLEXIBILITÄTSLEISTUNGEN.....</b>	<b>12</b>
<b>ANHANG .....</b>	<b>14</b>
VORLAGEN FÜR DATENTABELLEN.....	14
VORLAGE FÜR DETAILLIERTE PROJEKTBSCHREIBUNGEN.....	22
RECHTLICHE GRUNDLAGEN.....	24

## Vorwort

### Hintergrund und Ziel

Artikel 32 (3) der Strom-Binnenmarkttrichtlinie RL (EU) 2019/944 sieht vor, dass Verteilernetzbetreiber zumindest jedes zweite Jahr einen Netzentwicklungsplan veröffentlichen.<sup>1</sup> Darüber hinaus ist von den Verteilernetzbetreibern eine Konsultation durchzuführen, bei der allen relevanten Marktteilnehmern die Möglichkeit einer Stellungnahme eröffnet wird. Die Ergebnisse der Konsultation müssen berücksichtigt und angemessen gewürdigt werden.

Die Pflicht zur Veröffentlichung und Konsultation eines Verteilernetzentwicklungsplans (V-NEP) verfolgt zwei Hauptziele:

Erstens soll der V-NEP **Transparenz bezüglich geplanter und in Umsetzung befindlicher Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen** schaffen. Diese Transparenz ist insbesondere in Hinblick auf den Ausbau Erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen erforderlich, zumal diese Anlagen zumeist an Verteilernetze angeschlossen werden und die aktuell und zukünftig verfügbaren Netzkapazitäten häufig entscheidend für die Wahl der Engpassleistung, des Standortes und evtl. die Priorisierung von Projekten sind. Weiters soll sichergestellt werden, dass die Verteilernetze mit ausreichenden Aufnahmekapazitäten zur Erreichung energie- und klimapolitischer Ziele ausgestattet werden. Transparenz beim Netzausbau ist auch hinsichtlich verbrauchsseitiger Entwicklungen geboten, da insbesondere die fortschreitende Elektrifizierung des Verkehrs, des Wärmesektors sowie industrieller Prozesse die Anforderungen an Verteilernetze stark erhöhen.

Zweitens soll mit dem V-NEP sichergestellt werden, dass der Verteilernetzbetreiber **Flexibilitätsleistungen** (Demand Response; Last-, Erzeugungs- und Speichermanagement) in seinen Planungsüberlegungen berücksichtigt und Marktteilnehmer zeitgerecht und transparent über den künftigen Flexibilitätsbedarf informiert. Ziel dabei ist es, einen kosteneffizienten und sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

Um die Vorteile von Flexibilität auch für den Verteilernetzbetrieb nutzbar zu machen, müssen...

1. Flexibilitätsleistungen von Verteilernetzbetreibern bereits in der Netzplanung als **Alternative zu Netzausbau bzw. -verstärkung** berücksichtigt werden, und
2. potenzielle Anbieter solcher Dienstleistungen frühzeitig über den **Flexibilitätsbedarf** von Netzbetreibern informiert werden.<sup>2</sup>

---

<sup>1</sup> Gemäß Art. 32 (5) RL (EU) 2019/944 besteht die Möglichkeit, kleinere Netzbetreiber von dieser Verpflichtung zu befreien. Für die nationale Umsetzung wurde vorgeschlagen, die Verpflichtung für alle Netzbetreiber mit mindestens 50.000 Zählpunkten einzuführen.

<sup>2</sup> In dem vorliegenden, für V-NEP des Jahres 2024 gültigen Leitfaden sind die diesbezüglichen Vorgaben aufgrund derzeit noch fehlender gesetzlicher Grundlagen und ausstehender Abstimmungsprozesse stark reduziert.

Da Flexibilitätsbeschaffung grundsätzlich marktgestützt erfolgen soll und Ausnahmen von marktgestützter Beschaffung (bilaterale Netzanschlussvereinbarungen, unterbrechbare/regelbare Tarife) nur bei Gefahr von wirtschaftlicher Ineffizienz, Marktverzerrungen oder einer Verschärfung von Engpasssituationen von der Regulierungsbehörde genehmigt werden können (siehe Art. 32 RL (EU) 2019/944), soll die Offenlegung von geplanten sowie bereits umgesetzten Beschaffungsinstrumenten auch dazu beitragen, dass Flexibilitätsbeschaffung seitens Verteilernetzbetreiber stets in Übereinstimmung mit regulatorischen Vorgaben erfolgt (siehe Kalt et al., 2023<sup>3</sup>).

Der im Netzentwicklungsplan darzustellende **Planungshorizont** beträgt **10 Jahre**.

### **Vorgaben zur Erstellung von Verteilernetzentwicklungsplänen**

**Dieser Leitfaden zielt darauf ab**, Klarheit hinsichtlich der geforderten Inhalte von V-NEP zu schaffen und eine möglichst einheitliche Umsetzung durch Verteilernetzbetreiber zu ermöglichen.

V-NEP sollen die folgende Gliederung aufweisen:

1. Ausgangssituation
2. Planungsannahmen
3. Planungsgrundsätze und -methoden
4. Netzausbauprojekte und -programme, Planungsüberlegungen
5. Flexibilitätsleistungen
6. Würdigung der Stellungnahmen<sup>4</sup>

Ergänzend zu diesem Leitfaden stellt E-Control eine Dokumentvorlage zur Verfügung („Vorlage NEP für Verteilernetze – Version 2024.docx“), die an das Corporate Design des Netzbetreibers angepasst werden kann. Die vorgegebene Gliederung ist jedoch einzuhalten.

Für die nachfolgenden Abschnitte wurde dieselbe Gliederung gewählt. Sie geben Auskunft über die Ziele und die konkreten Inhalte der einzelnen Abschnitte. Zu beachten ist insbesondere, dass inhaltliche Verknüpfungen zwischen Abschnitten bzw. Teilaspekten bestehen (wie beispielsweise Zusammenhänge zwischen Netzausbauprojekten (Punkt 4.1.d) auf Kapazitäten gemäß § 20 EIWOG (Punkt 1.5.b)). Bei einigen Teilaspekten sind Datentabellen bereitzustellen, wobei auf die im Anhang bereitgestellten Vorlagen hingewiesen wird.

---

<sup>3</sup> Kalt G., Kaiser S., Kabinger A., Regulatorischer Rahmen für Flexibilitätsleistungen in Verteilernetzen.

13. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 15. – 17. 2. 2023, Wien;

[https://iewt2023.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/21/21\\_fullpaper\\_20230223\\_104035.pdf](https://iewt2023.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/21/21_fullpaper_20230223_104035.pdf)

<sup>4</sup> Im Konsultationsentwurf des Netzentwicklungsplans entfällt dieser Abschnitt.

# 1 Ausgangssituation

## Wesentliche Inhalte und Hauptziele:

- Charakterisierung des Netzes und des Versorgungsgebietes
- Darstellung von Trends der letzten Jahre
- Transparenz hinsichtlich verfügbarer Kapazitäten gem. § 20 EIWOG

## Inhalte des Abschnitts im Detail:

### 1.1. Darstellung des **Versorgungsgebietes**

- a. Kartendarstellung des Versorgungsgebietes, inkl. Kennzeichnung laufender/geplanter Projekte (siehe Abschnitt 4).
- b. Beschreibung des Versorgungsgebiets (Fläche, Bezirke/Verwaltungseinheiten, nachgelagerte Verteilernetze, Besonderheiten wie bspw. saisonale Lastspitzen durch technische Beschneigung).

### 1.2. **Netzstrukturdaten:** Aktuelle Situation und historische Entwicklung

- a. Kartendarstellung des Netzes (zumindest Netzebenen 1 bis 5; Kennzeichnung und Beschriftung aller Umspannwerke); ggf. Weblink zu (interaktiven) Online-Karten<sup>5</sup>.
- b. System- und Trassenlängen differenziert nach Freileitungen und Kabel (siehe Vorlage: *Tabelle 1*).
- c. Umspannwerke und Transformatorstationen: Anzahl und installierte Transformatorleistungen (siehe Vorlage: *Tabelle 2*).
- d. Anzahl Bezugszählpunkte und deren Jahresbezug nach Netzbenutzerkategorien, Größenklassen und Netzebenen (siehe Vorlage: *Tabelle 3*<sup>6</sup>).

### 1.3. Entwicklung der im Netzgebiet angeschlossene **Erzeugungsanlagen**

- a. Entwicklung des Bestandes an Erzeugungsanlagen: Engpassleistungen nach Energieträger/Technologie, Leistungskategorien und Netzebenen (siehe Vorlage: *Tabelle 4*); graphische Darstellung der Entwicklung auf angemessenem Detailniveau.
- b. Erläuterung der Vorgehensweise bei Netzanschlussanträgen (z.B. Durchführung von automatisierten/manuellen Netzberechnung, Schwellwerte für manuelle Prüfung; Vorgehensweise bei knappen Netzanschlusskapazitäten in der Niederspannungsebene<sup>7</sup>).

<sup>5</sup> siehe bspw. <https://www.netzooe.at/Unternehmen/stromnetz>

<sup>6</sup> Diese Tabelle ist als Berichtstabelle in der Erhebung „Netzanschluss“ inkludiert (Sheet „Bericht Erzeuger“), kann also direkt aus dem Erhebungsbogen in den V-NEP übernommen werden.

<sup>7</sup> Bspw. First-Come-First-Serve-Prinzip vs. vorausschauende Bewirtschaftung der verbleibenden Kapazitäten

- 1.4. Entwicklung bei meldepflichtigen **Betriebsmitteln in Kundenanlagen** (Ladeeinrichtungen, Heiz- und Klimageräte (inkl. Wärmepumpen) und elektrische Energiespeicher etc.)
  - a. Zeitreihen des Bestandes (siehe Vorlage: *Tabelle 5*<sup>8</sup>): Anzahl und Leistung der zum Jahresende gemeldeten Betriebsmittel; weiter Unterscheidung, sofern vorhanden (bspw. nach privaten und öffentlichen Ladeeinrichtungen/Ladeparks), graphische Darstellung der Entwicklung auf angemessenem Detailniveau.
  - b. Erläuterung der Vorgehensweise bei Netzanschlussanfragen (z.B. Durchführung von automatisierten/manuellen Netzberechnungen, Schwellwerte für manuelle Prüfung; Vorgehensweise bei knappen Netzanschlusskapazitäten in der Niederspannungsebene<sup>9</sup>).
- 1.5. **Kapazitäten auf Netzebene 4** gem. § 20 EIWOG bzw. Kapazitätsberechnungsmethoden-Verordnung 2022
  - a. Zeitreihen der verfügbaren, zulässigen, genutzten und gebuchten Kapazitäten für jedes Umspannwerk (siehe Vorlage: *Tabelle 6*).
  - b. Darstellung der (voraussichtlichen) Entwicklung der zulässigen Kapazität inkl. Verweise auf die für Kapazitätssteigerungen relevanten Projekte (Abschnitt 4); evtl. Verweise auf Flexibilitätsmaßnahmen, die eine bessere Ausnutzung vorhandener Kapazitäten ermöglichen (Abschnitt 5).
- 1.6. **Auslastung der Transformatorstationen (Netzebene 6; Umspannung von Mittel- zu Niederspannung)**
  - a. Beschreibung der vorhandenen Messeinrichtungen, der Erhebungspraxis (Ableseintervalle etc.).
  - b. Auslastung der Transformatorstationen: Histogramm-Darstellung der verfügbaren Messdaten der Spitzenauslastung in Prozent der Bemessungsleistung.
- 1.7. **Netzmonitoring, Digitalisierung** des Verteilernetzes, **Smart Grid-Lösungen** sowie **Möglichkeiten zur Beeinflussung von Lastflüssen**
  - a. Nach Netzebenen differenzierte Beschreibung der vorhandenen Möglichkeiten von Netzmonitoring und Steuerung in Echtzeit sowie der dabei eingesetzten Messgeräte/Betriebsmittel.
  - b. Smart Meter: Status des Rollouts (installiert/kommunikationsfähig) als Zeitreihe, Beschreibung allfälliger Funktionalitäten, die über die Anforderungen lt. Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 hinausgehen; Ausführungen zur Nutzung von Smart-Meter-Daten in Netzbetrieb, Netzplanung, Störungsbehebung etc.
  - c. Anzahl und Anteil fernüberwachbarer & steuerbarer Trafostationen, regelbare Ortsnetztransformatoren u. dgl.; Beschreibung des Status hinsichtlich Echtzeit-Netzmonitoring in Mittel- und Niederspannung (Zeitreihen des Anteils der in Echtzeit überwachten Transformatorstationen etc.).

---

<sup>8</sup> Diese Tabelle ist als Berichtstabelle in der Erhebung „Netzanschluss“ inkludiert (Sheet „Bericht meldepfl.Betriebsmittel“), kann also direkt aus dem Erhebungsbogen in den V-NEP übernommen werden.

<sup>9</sup> Bspw. First-Come-First-Serve-Prinzip vs. vorausschauende Bewirtschaftung der verbleibenden Kapazitäten

- d. Nutzung sonstiger Betriebsmittel, bspw. zur Laststeuerung (wie etwa Phasenschiebertransformatoren), Einsatz von „dynamic thermal rating“<sup>10</sup>, Stromkompoundierung<sup>11</sup> etc. (Zeitreihen zu vorhandenen Betriebsmitteln in Datentabellen).

---

<sup>10</sup> Anpassung des maximalen Betriebsstroms an Umgebungs-/Wetterbedingungen

<sup>11</sup> Stromabhängige Spannungsregelung am Umspanner



## 2 Planungsannahmen

### Wesentliche Inhalte und Hauptziele:

- Transparenz hinsichtlich prognostizierter Entwicklung von Einspeisung und Last in den nächsten zehn Jahren
- Nachweis der adäquaten Berücksichtigung nationaler und europäischer Zielsetzungen in der Planung von Verteilernetzen

### Inhalte des Abschnitts im Detail:

#### 2.1. Beschreibungen der eingesetzten Prognosetools.

- a. Beschreibung des Prognosetools für Lasten
- b. Beschreibung des Prognosetools für Erzeugung
- c. Beschreibung des Prognosetools für Last- und Erzeugungsprofile von Netzbenutzern: Erörterung der Berücksichtigung von „impliziter“ Flexibilität (d.h. Lastverschiebung durch Netzbenutzer als Reaktion auf zeitvariable Tarife oder Energiepreise), von Energiespeichern (bspw. auf die Einspeisepprofile von PV-Anlagen) sowie Anforderungen wie P(U)-Regelung, Verträge ohne gesicherte Leistung oder Spitzenkappung<sup>12</sup> (Konnex zu Abschnitt 5).

#### 2.2. Ausblick für Einspeisung nach Energieträger/Technologie und Netzebenen: Erwarteter Ausbau der installierten Engpassleistung in den nächsten 10 Jahren

- a. Darstellung des erwarteten Zubaus („best guess“) im Kontext des historischen Ausbaus (Entwicklung jährlicher Zuwachsraten bzw. ges. installierter Leistung; Zeitreihen in Datentabellen sowie aussagekräftige Diagramme, die auch den historischen Verlauf gem. *Tabelle 4* zeigen); ggf. Darstellung/Diskussion von Unsicherheiten und Sensitivitäten/Bandbreiten unterschiedlicher Szenarien.
- b. Berücksichtigung nationaler und regionaler Zielsetzungen zum Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung (siehe Zielsetzungen der Bundesländer lt. Integriertem österreichischen Netzinfrastrukturplan (ÖNIP), Ziele lt. Nationalem Energie- und Klimaplan“ (NEKP) etc.); insbesondere Berücksichtigung der Ausbauziele der Bundesländer, insbesondere lt. aktuellem Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber (siehe „Regionalisierung“ auf Bundesländer-Ebene<sup>13</sup>): Erörterung/Diskussion von relevanten Abweichungen/Inkonsistenzen zwischen erwarteten Ausbaupfaden und nationalen Zielpfaden bzw. regionalisierten Daten lt. Netzentwicklungsplan der APG & VÜN.

<sup>12</sup> Vorbehaltlich eines entsprechenden gesetzlichen Rahmens, d.h. entsprechender Regelungen im Rahmen des EIWG.

<sup>13</sup> Nur relevant bei weitgehender Übereinstimmung des Versorgungsgebietes mit einem Bundesland.

- c. Erläuterung der methodischen Ansätze der Prognosen-/Szenarioentwicklung (bspw. Fortschreiben historischer Zuwachsraten oder Downscaling bundesweiter Ziel-/Entwicklungspfade<sup>14</sup>).

### 2.3. **Ausblick für Lasten:** Erwartete Entwicklung in den **nächsten 10 Jahren**

- a. Prognose bzw. Szenarien für meldepflichtige Betriebsmittel: Ladeeinrichtungen für E-Fahrzeuge und Heiz- und Klimageräte (Zeitreihen in Datentabellen sowie aussagekräftige Diagramme, die auch den historischen Verlauf gem. *Tabelle 5* zeigen);  
Konnex zu Szenarien und Zielwerten auf nationaler Ebene (Ausbauziele E-Mobilität bzw. Dekarbonisierung des Raumwärmesektors sowie Elektrifizierung der Industrie).
- b. Darstellung der erwarteten Entwicklung der Netzhöchstlast (MW) sowie der Gesamtabgabe an Endverbraucher (GWh) im Kontext historischer Entwicklungen (Zeitreihen in Datentabellen sowie aussagekräftige Diagramme, die auch den historischen Verlauf zeigen); ggf. Darstellung/Diskussion von Unsicherheiten und Bandbreiten unterschiedlicher Szenarien sowie der Relevanz „neuer“ Verbraucher wie Elektrolyseanlagen, Großwärmepumpen und der Elektrifizierung industrieller Prozesse.
- c. Dezentraler Speicher: Erwartete Entwicklung der Speicherkapazitäten im Kontext der historischen Entwicklungen (Zeitreihen in Datentabellen sowie aussagekräftige Diagramme, die auch den historischen Verlauf gem. *Tabelle 5* zeigen).

---

<sup>14</sup> Evtl. technologiespezifische Methoden, z.B. bei Windkraft Downscaling auf Basis von Potentialen, bei dezentraler PV auf Basis der Anzahl von Zählpunkten auf Netzebene 7.

### 3 Planungsgrundsätze und -methoden

#### Wesentliche Inhalte und Hauptziele:

- Erläuterung der Methoden und Kriterien zur Ermittlung des Netzausbau- und Flexibilitätsbedarfs
- Nachweis der Berücksichtigung von Flexibilitätsleistungen in der Netzplanung
- Beschreibung der verwendeten Analysemethoden und -werkzeuge

#### Inhalte des Abschnitts im Detail:

##### 3.1. Planungsgrundsätze und Methoden der quantitativen Bedarfsermittlung

- a. Allgemeine Beschreibung der Vorgehensweise (bspw. automatisierte Netzberechnungen bei Netzanschlussanfragen, Analyse von Betriebsmittelauslastung, langfristige Planung durch Netzberechnungen unter Berücksichtigung der Prognosen/Szenarien, probabilistische Analysen) und allgemeine Parameter (Sicherheitsmargen; angenommene Gleichzeitigkeitsfaktoren bei SLP-Kunden u. dgl., angenommene Netznutzungsfälle; Erörterung der Betrachtungsebene(n) wie bspw. Netzebenen oder je Umspannwerk).
- b. Abwägungen zwischen Netzausbau und Flexibilitätsbeschaffung: Erläuterung der methodischen Vorgehensweise sowie relevanter Annahmen und Datengrundlagen (bspw. Kostenannahmen zu Betriebsmitteln und Flexibilitätsbeschaffung).
- c. Erläuterung inwieweit Flächenwidmung/Zonierung für Windkraftanlagen und PV-Freiflächenanlagen, der Netzentwicklungsplan der APG sowie der Integrierte Österreichische Netzinfrasturkturplan gemäß § 94 EAG bei der vorausschauenden Netzausbauplanung berücksichtigt werden.

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

- a. Netzmodelle/Digitaler Zwilling: Beschreibung der eingesetzten Tools sowie der jeweiligen Einsatzbereiche (z.B. Anschlussbeurteilung, Netzbetrieb und -planung); Erörterung allfälliger laufender/geplanter Erweiterungen/Umstellungen; evtl. Hinweise auf veröffentlichte Berichte/Studien/Forschungsprojekte.
- b. Beschreibung der in Planungstools berücksichtigten Standardmaßnahmen (bspw. Leitungsverstärkung, Transformatortausch, Ringschlüsse) und der üblicherweise eingesetzten Betriebsmittel je Netzebene (typische Kabelquerschnitte, Transformatortypen etc.).

## 4 Netzausbauprojekte und -programme, Planungsüberlegungen

### Wesentliche Inhalte und Hauptziele:

- Beschreibung konkreter Netzausbauprojekte und -programme für die nächsten zehn Jahre
- Transparenz bei laufenden und geplanten Maßnahmen, deren Zeitpläne und Auswirkungen auf Netzanschlusskapazitäten
- Bereitstellung von Informationen und Planungsgrundlagen für Netzbenutzer

### Inhalte des Abschnitts im Detail:

- 4.1. **Detaillierte Einzeldarstellungen konkreter Projekte auf den Netzebenen 1 bis 4 (siehe Vorlage im Anhang)**
- a. Eckdaten: Bezeichnung und Art des Projektes<sup>15</sup>, Projektnummer, Netz- und Spannungsebene(n), Status (Planung/in Umsetzung/abgeschlossen<sup>16</sup>), Jahr der Inbetriebnahme (geplant/voraussichtlich).
  - b. Technische Beschreibung des Projektes (Hintergrund, ggf. weitere involvierte Netzbetreiber, Auswirkungen, allfällige Zusammenhänge mit Übertragungsnetzentwicklung etc.).
  - c. Kartendarstellung mit einem dem Planungs-/Umsetzungsstand des Projektes angemessenen Detailgrad.
  - d. Auswirkungen auf Netzanschlusskapazitäten auf Netzebene 4 gemäß § 20 EIWOG (Verknüpfung zu Abschnitt 1.5): Quantifizierung der Kapazitätserhöhung (Schätzung bzw. qualitative Erörterung der Nutzen, falls genaue Angaben zum aktuellen Stand nicht möglich ist).
  - e. Allfällige Auswirkungen auf vor- und nachgelagerte sowie benachbarte Netze.
  - f. Flexibilitätsbeschaffung als Alternative oder ergänzend zum gegenständlichen Projekt (siehe Referenz in Fußnote 3): Es ist auszuführen, ob bzw. inwieweit Flexibilitätsbeschaffung berücksichtigt wurde bzw. zum Einsatz kommen wird.
  - g. Zusammenfassung aller Einzelprojekte auf den Netzebenen 3 und 4: Tabellarische Darstellung inkl. Eckdaten gemäß Punkt a.
- 4.2. Beschreibung von **Netzentwicklungsprogrammen<sup>17</sup> auf den Netzebenen 5 bis 7**:  
Maßnahmen auf den Netzebenen 5 bis 7 sind als Netzentwicklungsprogramme

<sup>15</sup> Z.B.: Netzabstützung, Leistungsneubau, Anschluss von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen

<sup>16</sup> Abgeschlossene Projekte sind darzustellen, wenn die Inbetriebnahme in den letzten zwei Jahren (d.h. seit Veröffentlichung des letzten V-NEP) erfolgt ist.

<sup>17</sup> Im Gegensatz zu den unter 4.1 zu erläuternden Projekten auf den Netzebenen 1 bis 4 sind Programme als Gesamtheit vieler ähnlicher oder identer Einzelmaßnahmen zu verstehen, bspw. der Austausch aller Transformatorstationen mit Baujahr vor 19xy.

zusammenzufassen und zu erläutern; besondere Berücksichtigung von Maßnahmen, Zielen und Zeitplänen in den Bereichen Smart Grids, Echtzeit-Netzmonitoring und Fernsteuerbarkeit.

- a. Eckdaten: Bezeichnung des Programmes, Netz- und Spannungsebene(n), Status, voraussichtliche Laufzeit bzw. geplantes Datum der Finalisierung, Anzahl abgeschlossener und voraussichtlicher Einzelmaßnahmen<sup>18</sup>.
- b. Beschreibungen der Hintergründe und Ziele der Programme; Besondere Berücksichtigung allfälliger Auswirkungen auf Aufnahmekapazitäten der Netze und Zusammenhänge mit Flexibilitätsnutzung.

#### 4.3. Weitere und längerfristige **Planungsüberlegungen**

- a. Beschreibung von Maßnahmen im Sinne von Art. 13 (4c) VO (EU) 2019/943, die dazu beitragen, dass die Abregelung von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger vermieden bzw. reduziert wird (bspw. Investitionen in Digitalisierung und Echtzeitüberwachung und -steuerung, Nutzung von Flexibilitätsleistungen/Laststeuerung – Konnex zu Flexibilitätsbeschaffung (Abschnitt 5)).
- b. Betrieb von eigenen Speichern durch den Verteilernetzbetreiber<sup>19</sup>: Überlegungen bzw. Aktivitäten im Bereich Speicherbetrieb; Begründung und Darstellung der Vorteile gegenüber (marktbasierter) Flexibilitätsbeschaffung bei Netzbenutzern.
- c. Optional: Ausblick zum Netzausbau über die nächsten zehn Jahre hinaus: kurze Erläuterung längerfristiger, mitunter wenig konkreter Planungsüberlegungen; Erörterung der entscheidenden Einflussfaktoren.

---

<sup>18</sup> Als Einzelmaßnahme ist in dem zuvor genannten Beispiel (Austausch aller Transformatorstationen mit Baujahr vor 19..) der Austausch einer Transformatorstation zu verstehen.

<sup>19</sup> Anmerkung: Gemäß Art. 36 RL (EU) 2019/944 ist es Verteilernetzbetreibern nur unter gewissen Voraussetzungen oder mit Genehmigung der Regulierungsbehörde gestattet, eigene Energiespeicher zu betreiben.

## 5 Flexibilitätsleistungen

### Wesentliche Inhalte und Hauptziele:

- Beschreibung der im Versorgungsgebiet eingesetzten Maßnahmen zur Nutzung der Flexibilität von Netzbenutzern, wie bspw. marktgestützte Flexibilitätsbeschaffung mittels Ausschreibungen, Netzanschlussverträge mit unterbrechbarer/variabler Leistung etc.
- Transparenz hinsichtlich der aktuellen Nutzung und des prognostizierten Bedarfs an Flexibilitätsleistungen
- Bereitstellung von Informationen über geplante Maßnahmen (für Netzbenutzer und die Regulierungsbehörde)
- Dokumentation des Umsetzungsstandes der für Flexibilitätsmanagement erforderlichen Instrumente

**In dem vorliegenden, für V-NEP des Jahres 2024 gültigen Leitfaden sind die diesbezüglichen Vorgaben aufgrund derzeit noch fehlender gesetzlicher Grundlagen und ausstehender Abstimmungsprozesse stark reduziert.**

### Inhalte des Abschnitts im Detail:

#### 5.1. Aktuelle Nutzung von **Flexibilitätsleistungen**

- a. **Spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung („P(U)-Regelung“)**: Informationen zur Anwendung von P(U)-Regelungen in Netzanschlussverträgen; Anwendungsbereiche und allgemeine Festlegungen<sup>20</sup>
- b. Beschreibung der **Flexibilitätsnutzung**: Angaben zu Art und Anzahl der involvierten Netzbenutzer; Ausmaß der Flexibilitätsnutzung (Anweisung zur Abregelung von Erzeugungsanlagen bei Vorliegen kritischer Netzzustände; Anzahl von präventiven Flexibilitätsabrufen, abgerufene Leistung/Energie, Gesamt- und durchschnittliche Dauer der Aktivierungen u. dgl.)
- c. Historische Entwicklung der Flexibilitätsbeschaffung und -nutzung (Zeitreihen in Datentabellen): ausgeschriebene Leistungen, Anzahl Aktivierungen, abgerufene Leistung/Energie

#### 5.2. Beschreibung geplanter **Flexibilitätsbeschaffung**

- a. **Ursache bzw. Begründung** des Flexibilitätsbedarfs: Benennung, Beschreibung und Verortung der einschränkenden Betriebsmittel oder vertraglichen Vereinbarungen (bspw. an Übergabestellen zum APG-Netz) sowie der betroffenen Netzabschnitte inkl.

<sup>20</sup> Siehe Abschnitt 5.3.6 TOR Stromerzeugungsanlagen Typ A  
(<https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/marktregeln/tor>)

zeitlicher Kontext (geplanter Start der Flexibilitätsbeschaffung etc.); erwartete Auswirkungen auf Netzanschlusskapazitäten

- b. Beschreibung und Begründung der **geplanten Beschaffungsinstrumente** (z.B. tarifliche Regelungen wie unterbrechbare/regelbare Tarife, bilaterale Vereinbarungen im Rahmen von Netzanschlussverträgen (bspw. „flexibler Netzzugang“), marktbasierter Beschaffung über jährliche/monatliche/... Ausschreibungen mit/ohne Abgeltung der Leistungsvorhaltung und/oder tatsächlicher Abrufe); Bei Anwendung eines nicht marktgestützten Beschaffungsverfahrens (z.B. tarifliche Regelungen, bilaterale Vereinbarungen) ist bei der Begründung insbesondere auszuführen, warum keine marktgestützte Beschaffung in Betracht gezogen wird.<sup>21</sup>
  - c. Beschreibung der geplanten **Flexibilitätsnutzung** und Spezifikationen der geplanten **Produkte**; Quantifizierung des Bedarfs an flexibler Leistung, Zeiträume möglicher Aktivierungen (Uhrzeit sowie ggf. Saisonalität, ...) Anforderungen wie Mindestleistung, minimale/maximale Aktivierungsdauer
- 5.3. **Umsetzungsstatus „Flexibilitätsmanagement“<sup>22</sup>**: Online-Kapazitätskalkulation und Netzsicherheitsberechnungen (Lastflussberechnungen), Organisation und Umfang des Datenaustauschs mit dem Regelzonenführer, benachbarten und nachgelagerten Verteilernetzbetreibern; Kooperation bei Präqualifizierung von Flexibilitäten etc.
- a. Beschreibung des aktuellen Standes der Umsetzung
  - b. Darstellung Zeitplan bzw. Ziele für die nächsten zwei Jahre

---

<sup>21</sup> Gemäß Art. 32 (1) RL (EU) 2019/944 kann von einer Beschaffung mittels marktgestützter Verfahren abgesehen werden, wenn dies „wirtschaftlich nicht effizient ist oder (...) eine solche Beschaffung zu schwerwiegenden Marktverzerrungen oder zu stärkeren Engpässen führen würde“. Die Entscheidung, ob eine dieser Voraussetzungen gegeben ist, obliegt der Regulierungsbehörde.

<sup>22</sup> Siehe Ziele und Inhalte des OE-Projektes „Systemführung 2.0“

## Anhang

### Vorlagen für Datentabellen

Die folgenden Tabellen dienen als Vorlagen für die unter Kapitel 1 „Ausgangssituation“ darzustellenden Daten. Bei Bestandsangaben ist generell der Bestand zum 31. Dezember anzugeben.

#### Hinweise:

- Die Inhalte der Tabellen 1 bis 3 werden auch im Zuge der Jahrerhebung für Bundesstatistiken von den Netzbetreibern an die E-Control übermittelt. Die hier darzustellenden Daten sind in Umfang und Detaillierungsgrad reduziert und dienen gemäß den Zielen der V-NEP der Information der breiten Öffentlichkeit, zumal die Meldungen im Zuge der Jahrerhebungen dem Datenschutz unterliegen.  
Es wird ersucht, die Konsistenz zu den in der Jahrerhebung gemeldeten Daten sicherzustellen.
- Die Tabellen 4 und 5 (Bestand an Stromerzeugungsanlagen bzw. meldepflichtigen Betriebsmitteln) sind als Berichtstabellen („Bericht Erzeuger“ bzw. „Bericht meldepfl. Betriebsmittel“) in der Erhebung „Netzanschluss“ inkludiert, können also direkt aus dem Erhebungsbogen in den V-NEP übernommen werden.

Tabelle 1: Bestand an Freileitungen und Kabeln (Vorlage für Abschnitt 1.2 b)

	2019	2020	2021	2022	...
<b>Freileitungen: Trassenlänge (km)</b>					
380 kV					
220 kV					
110 kV					
60 kV					
45 kV					
Mittelspannung (1)					
Niederspannung (2)					
<b>Freileitungen: Systemlänge (km)</b>					
380 kV					
220 kV					
110 kV					
60 kV					
45 kV					
Mittelspannung (1)					
Niederspannung (2)					
<b>Kabel: Trassenlänge (km)</b>					
380 kV					
220 kV					



	2019	2020	2021	2022	...
110 kV					
60 kV					
45 kV					
Mittelspannung (1)					
Niederspannung (2)					
<b>Kabel: Systemlänge (km)</b>					
380 kV					
220 kV					
110 kV					
60 kV					
45 kV					
Mittelspannung (1)					
Niederspannung (2)					

1) Mittelspannung: über 1 kV bis einschließlich 36 kV

2) Niederspannung: 1 kV und darunter

Tabelle 2: Bestand an Umspannwerken und Transformatorstationen (Vorlage für Abschnitt 1.2 c)

	2019	2020	2021	2022	...
<b>Höchstspannung zu Hochspannung (1)</b>					
Anzahl Umspann- bzw. Schaltwerke					
Anzahl Umspanner					
Leistung Umspanner (MVA)					
<b>Hochspannung zu Hoch-, Mittel- und Niederspannung (1)</b>					
Anzahl Umspannstationen					
Anzahl Umspanner					
Leistung Umspanner (MVA)					
<b>Mittelspannung zu Mittel- und Niederspannung (1)</b>					
Anzahl Transformatorstationen					
Anzahl Umspanner					
Leistung Umspanner (MVA)					
<b>Sonstige (2)</b>					
Anzahl Transformatorstationen					
Anzahl Umspanner					
Leistung Umspanner (MVA)					

1) Spannungsniveaus:

Höchstspannung: mehr als 150 kV

Hochspannung: mehr als 36 kV bis einschließlich 150 kV

Mittelspannung: mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV

Niederspannung: 1 kV und darunter

2) Allfällige Umspannwerke/Transformatorstationen, die nicht den obigen Kategorien zuordnenbar sind. Die Beschriftung „Sonstige“ ist durch eine kurze Beschreibung zu ersetzen.

Tabelle 3: Bestand an Bezugszählpunkten (Vorlage für Abschnitt 1.2 d)

		Größenklasse des jährlichen Strombezugs bzw. Netzebene	2019	2020	2021	2022	...
<b>Haushalte</b>							
Anzahl Bezugszählpunkte nach Größenklassen	bis 2.500 kWh/a						
	von 2.500 kWh/a bis 15.000 kWh/a						
	über 15.000 kWh/a						
	Insgesamt						
Jährlicher Strombezug nach Größenklassen (MWh)	bis 2.500 kWh/a						
	von 2.500 kWh/a bis 15.000 kWh/a						
	über 15.000 kWh/a						
	Insgesamt						
<b>Nicht Haushalte (Industrie, Gewerbe, Sonstige)</b>							
Anzahl Bezugszählpunkte nach Größenklassen	bis 20 MWh/a						
	von 20 MWh/a bis 150.000 MWh/a						
	über 150.000 MWh/a						
	Insgesamt						
Anzahl Bezugszählpunkte nach Netzebenen	NE 7						
	NE 6						
	NE 5						
	NE 4						
	NE 1 bis 3						
Jährlicher Strombezug nach Größenklassen (MWh)	bis 20 MWh/a						
	von 20 MWh/a bis 150.000 MWh/a						
	über 150.000 MWh/a						
	Insgesamt						

Tabelle 4: Bestand an Stromerzeugungsanlagen (Vorlage für Abschnitt 1.3)

		Größenklasse bzw. Netzebene	2019	2020	2021	2022	...
<b>Wasserkraft</b>							
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						
	NE 4						
	NE 1 bis 3						
<b>Windkraft</b>							
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						
	NE 4						
	NE 1 bis 3						
<b>Photovoltaik</b>							
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW						
	> 20 kW und < 250 kW						
	≥ 250 kW und < 35 MW						
	≥ 35 MW und < 50 MW						
	≥ 50 MW						
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW						
	> 20 kW und < 250 kW						
	≥ 250 kW und < 35 MW						
	≥ 35 MW und < 50 MW						
	≥ 50 MW						

	Größenklasse bzw. Netzebene	2019	2020	2021	2022	...
	≥ 50 MW					
	Insgesamt					
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7					
	NE 6					
	NE 5					
	NE 4					
	NE 1 bis 3					
<b>Sonstige Erneuerbare und biogene Brennstoffe (fest, flüssig, Biogas, Deponie- und Klärgas, sonstige Biogene) (1)</b>						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW					
	> 20 kW und < 250 kW					
	≥ 250 kW und < 35 MW					
	≥ 35 MW und < 50 MW					
	≥ 50 MW					
	Insgesamt					
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW					
	> 20 kW und < 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					
	NE 4					
	NE 1 bis 3					
<b>Geothermie</b>						
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					
	≥ 250 kW					
	Insgesamt					
Engpassleistung nach Netzebenen (MW)	NE 7					
	NE 6					
	NE 5					
	NE 4					
	NE 1 bis 3					
<b>Fossile Brennstoffe, Derivate, sonstige nicht-biogene Brennstoffe, Mischfeuerung (2)</b>						
Engpassleistung nach Größenklassen der Engpassleistung (MW)	≤ 20 kW					
	> 20 kW und < 250 kW					
	≥ 250 kW und < 35 MW					
	≥ 35 MW und < 50 MW					

	Größenklasse bzw. Netzebene	2019	2020	2021	2022	...
	≥ 50 MW					
	Insgesamt					
Anzahl nach Größenklassen der Engpassleistung	≤ 20 kW					
	> 20 kW und < 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					
	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.

Tabelle 5: Anzahl der meldepflichtigen Betriebsmittel im Versorgungsgebiet (Vorlage für Abschnitt 1.4)

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

Anzahl nach Größenklassen	2019	2020	2021	2022	...
Anlagen unbekannte Größenklasse					
Insgesamt					

- 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

Tabelle 6: Kapazitäten auf Netzebene 4 gem. § 20 EIWOG bzw. Kapazitätsberechnungsmethoden-Verordnung 2022 (Vorlage für Abschnitt 1.5)

	Zulässige Kapazität (MVA)				
	Q4/2022	Q1/2023	Q2/2023	Q3/2023	...
UW-Bezeichnung1_1					
UW-Bezeichnung1_2					
UW-Bezeichnung1_3					
UW-Bezeichnung1_4					
<b>Summe Gebiet 1</b>					
UW-Bezeichnung2_1					
UW-Bezeichnung2_2					
UW-Bezeichnung2_3					
UW-Bezeichnung2_4					
<b>Summe Gebiet 2</b>					
...					
<b>Summe Netzbetreiber</b>					

	Genutzte Kapazität (MVA)				
	Q4/2022	Q1/2023	Q2/2023	Q3/2023	...
UW-Bezeichnung1_1					
UW-Bezeichnung1_2					
UW-Bezeichnung1_3					
UW-Bezeichnung1_4					
<b>Summe Gebiet 1</b>					
UW-Bezeichnung2_1					
UW-Bezeichnung2_2					
UW-Bezeichnung2_3					
UW-Bezeichnung2_4					
<b>Summe Gebiet 2</b>					
...					
<b>Summe Netzbetreiber</b>					

	Gebuchte Kapazität (MVA)				
	Q4/2022	Q1/2023	Q2/2023	Q3/2023	...
UW-Bezeichnung1_1					
UW-Bezeichnung1_2					
UW-Bezeichnung1_3					
UW-Bezeichnung1_4					
<b>Summe Gebiet 1</b>					
UW-Bezeichnung2_1					
UW-Bezeichnung2_2					
UW-Bezeichnung2_3					
UW-Bezeichnung2_4					
<b>Summe Gebiet 2</b>					
...					
<b>Summe Netzbetreiber</b>					

	Verfügbare Kapazität (MVA)				
	Q4/2022	Q1/2023	Q2/2023	Q3/2023	...
UW-Bezeichnung1_1					
UW-Bezeichnung1_2					
UW-Bezeichnung1_3					
UW-Bezeichnung1_4					
<b>Summe Gebiet 1</b>					
UW-Bezeichnung2_1					
UW-Bezeichnung2_2					
UW-Bezeichnung2_3					
UW-Bezeichnung2_4					
<b>Summe Gebiet 2</b>					
...					
<b>Summe Netzbetreiber</b>					

## Vorlage für detaillierte Projektbeschreibungen

Die folgende Tabelle zeigt eine fiktive Einzelprojektbeschreibung, die als Vorlage für die unter Punkt 4.1 darzustellenden Inhalte heranzuziehen ist.

Tabelle 7: Exemplarische, fiktive Beschreibung eines Einzelprojektes

<b>Projektbezeichnung: UW Mitte</b>		
<b>Projektnummer:</b> EN-123	<b>Netzebene(n):</b> 3, 4	<b>Projektstatus:</b> in Umsetzung
<b>Spannungsebene(n):</b> 110/30 kV	<b>Art:</b> Netzabstützung	<b>Geplante Inbetriebnahme:</b> 2024
<p><b>Projektbeschreibung:</b> Das Umspannwerk Mitte wird als zusätzliches Umspannwerk zwischen den beiden bestehenden 110/30-kV-Umspannwerken Nord und Süd errichtet.</p> <p>Die Reserven des Umspannwerks Nord sind sowohl bzgl. der Leistung als auch bzgl. der Löschfähigkeit praktisch vollständig ausgeschöpft. Dieses Umspannwerk versorgt die Gebiete zwischen Ort am See und Neustadt. In südlicher Richtung stellt das etwa 30 km entfernte UW Süd die einzige Umschaltmöglichkeit auf Mittelspannungsebene dar. Aufgrund des hohen Leistungsbedarfs ist eine Ersatzversorgung aus dem UW Süd nicht möglich.</p> <p>Aufgrund dieser Rahmenbedingungen soll das neue Umspannwerk im Raum Mitte errichtet werden. Dieses kann das Umspannwerk Nord deutlich entlasten. Weiters stellen die beiden Umspannwerke Nord und Süd auf Mittelspannungsebene eine gegenseitige Redundanz für das dazwischenliegende Netzgebiet dar. Im Störfall kann das Umspannwerk Mitte weiters zu gewissen Teilen Abhilfe für das Umspannwerk West schaffen.</p>		
<p>Karte mit räumlicher Verortung des Projektes im Netzgebiet</p>		
<b>Auswirkungen auf die Netzanschlusskapazitäten</b>		
<p>Die gesamten zulässigen Netzanschlusskapazitäten der Energienetz GmbH gemäß § 20 EIWOG erhöhen sich durch das UW Mitte um 30 MW. Bei Inbetriebnahme belaufen sich die verfügbaren Kapazitäten des UW Mitte auf 15 MW. Durch die Entlastung der Umspannwerke Nord und Süd werden dort freie Kapazitäten i. H. v. 5 bzw. 3 MW geschaffen.</p>		



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

*Allfällige Erläuterungen, bspw. Angabe nachgelagerter Netze im betroffenen Gebiet.*

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

Ergänzend zum dargestellten Netzabstützungsprojekt werden zur Reduktion der Lastspitzen Netzanschlussverträge mit regelbarer Leistung angeboten<sup>23</sup>. Aktuell (Stichtag: 01.07.2024) beläuft sich die auf Basis solcher Netzanschlussverträge erzielbare Leistungsreduktion in den gegenständlichen Netzbereichen auf 3 MW.

---

<sup>23</sup> Anmerkung: Tarifmodelle mit regelbarer Leistung sind in Planung; siehe Positionspapier Tarife 2.1 (<https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/tarife-2-1>).

## Rechtliche Grundlagen

Im Folgenden werden die in Hinblick auf Netzentwicklungspläne für Verteilernetze relevanten Rechtstexte aus dem EU-Rechtsrahmen wiedergegeben.

### Verordnung (EU) 2019/943

*Art. 13 (4) Die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber legen der zuständigen Regulierungsbehörde zumindest jährlich einen Bericht vor, und zwar über*

- a) den Entwicklungsstand und die Wirksamkeit der marktbasieren Redispatch-Mechanismen für Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- und Laststeuerungsanlagen,*
- b) die Gründe, das Volumen in MWh und die Art der Erzeugungsquelle, die einem Redispatch unterliegen,*
- c) die Maßnahmen — einschließlich Investitionen in die Digitalisierung der Netzinfrastruktur und in Dienstleistungen zur Erhöhung der Flexibilität —, dank deren der abwärts gerichtete Redispatch von Erzeugungseinrichtungen, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden, künftig seltener erforderlich ist.*

### Richtlinie (EU) 2019/944

*Art. 32 (3) Der Ausbau eines Verteilernetzes beruht auf einem transparenten Netzentwicklungsplan, den der Verteilernetzbetreiber mindestens alle zwei Jahre veröffentlicht und der Regulierungsbehörde vorlegt. Der Netzentwicklungsplan sorgt für **Transparenz bei den erforderlichen mittel- und langfristigen Flexibilitätsleistungen** und enthält die in den **nächsten fünf bis zehn Jahren geplanten Investitionen**, mit besonderem Augenmerk auf die wesentliche **Verteilerinfrastruktur**, die erforderlich ist, um **neue Erzeugungskapazitäten** und **neue Lasten, einschließlich Ladepunkten für Elektrofahrzeuge**, anzuschließen. Der Netzentwicklungsplan thematisiert zudem die Nutzung von **Laststeuerung, Energieeffizienz, Energiespeicheranlagen** und anderen Ressourcen, auf die der Verteilernetzbetreiber als **Alternative zum Netzausbau** zurückgreift.*

*(4) Der Verteilernetzbetreiber **konsultiert alle relevanten Netznutzer und die relevanten Übertragungsnetzbetreiber** zu dem Netzentwicklungsplan. Der Verteilernetzbetreiber **veröffentlicht die Ergebnisse des Konsultationsverfahrens** zusammen mit dem Netzentwicklungsplan und legen die Ergebnisse des Konsultationsverfahrens und den Netzentwicklungsplan der Regulierungsbehörde vor. Die Regulierungsbehörde kann Änderungen des Plans verlangen.*

*(5) Die Mitgliedstaaten können beschließen, die in Absatz 3 festgelegte Verpflichtung nicht auf integrierte Elektrizitätsunternehmen anzuwenden, die weniger als 100 000 angeschlossene Kunden oder kleine, isolierte Netze beliefern.*