



# Methode zur Durchführung der Systemanalyse

gemäß § 143 Abs. 3 EIWG

## **Anlage 4 – Technische Dokumentation**

[vertrauliche Beilage zur Methode]

## Anlage 4 – Technische Dokumentation

### ***1.1 Funktionsweise der üblicherweise verfügbaren kurz- und mittelfristigen betrieblichen Maßnahmen***

#### ***1.1.1 Funktionsweise des Redispatches***

##### **Definition**

„Redispatch“ bezeichnet, gemäß EU VO 2019/943, eine Maßnahme, einschließlich einer Einschränkung, die von einem oder mehreren Übertragungs- oder Verteilernetzbetreibern durch die Veränderung des Erzeugungs- oder des Lastmusters oder von beidem aktiviert wird, um die physikalischen Lastflüsse im Stromsystem zu ändern und physikalische Engpässe zu mindern oder anderweitig für Systemsicherheit zu sorgen. Art 22 der SOGL kategorisiert Redispatch als mögliche Entlastungsmaßnahme.

##### **Zweck**

Redispatch wird eingesetzt, um:

- Überlastungen von Leitungen oder Betriebsmitteln zu verhindern
- Die Netzsicherheit und Systemstabilität zu gewährleisten
- Kostenintensive Netzstörungen oder Abschaltungen zu vermeiden

##### **Auswirkungen auf Lastflüsse**

Redispatch verändert die Lastflüsse im Netz, indem die Einspeisung geografisch verlagert wird. Die Gesamtlast bleibt gleich, aber der Energiefluss wird so angepasst, dass kritische Leitungen entlastet werden. Dies erfolgt durch eine Kombination aus Erhöhung der Erzeugung ‚hinter‘ dem Engpass und Reduzierung ‚vor‘ dem Engpass.

##### **Grenzen der Wirksamkeit**

Der Redispatch-Einsatz ist nach Können und Vermögen aktuell vertraglich festgesetzt. Er ist daher als nicht gesichert verfügbares Betriebsmittel zu kategorisieren. Abgesehen von den Netzreserven, besteht aktuell in Österreich kein Mechanismus zur Vorhaltung und daher Sicherung der Verfügbarkeit von Redispatchpotenzialen.

Redispatch ist eine kostenverbundene Maßnahme und wird daher üblicherweise erst als letzte Option eingesetzt. Wenn die Netzsituation stark angespannt ist – etwa beim gleichzeitigen Auftreten mehrerer Engpässe – kann die Lage besonders kritisch werden. In solchen Fällen müssen Kraftwerke in genau definierten Regionen eingesetzt werden, um die Netzsicherheit zu gewährleisten. Problematisch wird es, wenn in diesen Regionen keine geeigneten Kraftwerke verfügbar sind, beispielsweise im östlichen Ausland, wo kaum Redispatch-Potenziale bestehen, oder im Osten Österreichs, wenn dort keine flexiblen Einheiten verfügbar sind, weshalb die Netzreserve eine zentrale Rolle spielt.

##### **Berücksichtigung in Netzberechnungen**

In der **Redispatch-Berechnung** wird ermittelt, welche Kraftwerke angepasst werden müssen, um Engpässe zu beseitigen und die Kosten zu minimieren. Dabei werden auch andere, nicht-kostenverbundene (non costly) Maßnahmen wie Phasenschiebertransformator-Stellungen oder Sonderschaltzustände berücksichtigt, um den Redispatch-Bedarf so gering wie möglich zu halten.

Die Redispatch-Parametrierungen, d.h. welche Kraftwerke für Redispatch herangezogen werden und zu welchen Kosten, werden im Zuge der Übermittlung der Eingangsdaten für die Systemanalyse festgelegt.

### 1.1.2 Funktionsweise der Phasenschiebertransformatoren („PST“)

#### Definition

Phasenschiebertransformatoren (PST) sind spezielle Transformatoren, die den Phasenwinkel zwischen zwei Netzknoten gezielt verändern können. Dadurch beeinflussen sie die Lastflussverteilung im Übertragungsnetz, ohne die Netzfrequenz oder Spannungshöhe direkt zu ändern. Art 22 der SOGL kategorisiert die Phasenschiebertransformatoren als mögliche Entlastungsmaßnahme.

#### Zweck

Der Einsatz von PST dient vor allem dazu:

- Lastflüsse zwischen parallelen Leitungen oder Kuppelstellen zu steuern
- Engpässe zu vermeiden und Betriebsmittel zu entlasten
- Grenzkapazitäten optimal auszunutzen.

#### Auswirkungen auf Lastflüsse

PST verändern nicht die Gesamtlast im Netz, sondern lenken den Energiefluss gezielt um. Durch die Einstellung des Phasenwinkels wird der Stromfluss auf bestimmten Leitungen reduziert und auf andere Leitungen verlagert. Dies ermöglicht eine bessere Auslastung des Netzes und verhindert Überlastungen einzelner Betriebsmittel.

Die Wirkung ist jedoch begrenzt: Wenn nahezu alle Leitungen stark belastet sind, kann auch ein PST keine Entlastung mehr schaffen. In solchen Fällen besteht die Gefahr, dass eine falsche Einstellung die Situation verschärft, indem zusätzliche Überlastungen entstehen.

#### Grenzen der Wirksamkeit

Die Verfügbarkeit dieses Betriebsmittels ist sehr situationsspezifisch, da andere Netzelementen dadurch überlastet werden können. Zusätzlich werden PST an einzelnen Grenzkuppelstellen (z. B. DE-PL, DE-CZ, IT-SI, AT-IT) mit Flussvorgaben oder Flussbegrenzungen betrieben. Diese Vorgaben dienen der Einhaltung bilateraler oder multilateraler Vereinbarungen und der Stabilität des europäischen Verbundnetzes. Die genaue Betriebsweise kann sich über die Zeit ändern, insbesondere aufgrund internationaler Abstimmungen. Daher werden die jeweils gültigen Vorgaben im Zuge der Übermittlung der Eingangsdaten für die Systemanalyse vorgelegt<sup>1</sup>.

#### Berücksichtigung in Netzsimulationen

In der **Kapazitätsberechnung** (Erstellung der Flow-Based-Domain) werden Phasenschiebertransformatoren (PST) so eingestellt, dass die Handelsaustauschkapazitäten maximiert werden. Ziel ist es, möglichst große grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten bereitzustellen und damit den Markt effizient zu unterstützen.

In der **Redispatch-Berechnung** hingegen werden PST genutzt, um Engpässe im Netz zu reduzieren und die damit verbundenen Redispatch-Kosten zu minimieren. Hier steht die operative Netzsicherheit im Vordergrund.

---

<sup>1</sup> Diese sind zum Beispiel:

- das TSC RULEBOOK ANNEX O – Coordination principles of PST operation in Mikulowa, Hradec, Röhrsdorf and Vierraden für die DE-PL und DE-CZ Grenzen. Die Basis dazu ist eine trilaterale Bestimmung zwischen 50Hertz, ČEPS und PSE von 2019.
- Die Coordinated Operation of Phase Shifter Transformers at the Slovenia-Italy border von Dezember 2020 für die SI-IT Grenze.

### 1.1.3 Funktionsweise der Sonderschaltzustände

#### Definition

Sonderschaltzustände sind spezielle Betriebszustände im Übertragungsnetz, die von den normalen Schaltkonfigurationen abweichen und für außergewöhnliche Situationen vorgesehen sind. Sie dienen dazu, die Netzstabilität und Versorgungssicherheit auch unter erschwerten Bedingungen zu gewährleisten. Art 22 der SOGL kategorisiert die Sonderschaltzuständen durch „Änderung der Topologien“ als mögliche Entlastungsmaßnahme.

#### Zweck

Diese vorbereiteten Schaltkonfigurationen werden bei bestimmten Ereignissen wie Netzstörungen, Wartungsarbeiten oder Engpässen aktiviert. Ihr Einsatz dient vor allem dazu:

- Entlastung überlasteter Leitungen oder Transformatoren

#### Auswirkungen auf Lastflüsse

Sonderschaltzustände verändern die Netzkonfiguration so, dass sich die Lastflüsse anpassen. Dabei werden elektrische Ströme nicht eliminiert, sondern lediglich umverteilt. Die Energie wird weiterhin transportiert, jedoch über andere Leitungen oder Transformatoren, um kritische Betriebsmittel zu entlasten.

Durch gezielte Umschaltungen können Engpässe vermieden werden, indem Lastflüsse von stark belasteten Leitungen auf weniger ausgelastete Verbindungen verlagert werden. Dies führt zu einer neuen Lastflussverteilung, die die thermischen Grenzen der Betriebsmittel einhält und die Systemstabilität verbessert.

Wichtig: Die Gesamtlast im Netz bleibt bestehen, es wird lediglich der Weg der Energie verändert.

#### Grenzen der Wirksamkeit

Wenn bereits alle oder sehr viele Betriebsmittel im Netz überlastet sind, können Sonderschaltzustände keine Entlastung mehr bewirken. In solchen Fällen besteht sogar die Gefahr, dass zusätzliche Umschaltungen die Situation verschlimmern, indem sie neue Überlastungen oder Instabilitäten verursachen. Deshalb sind Sonderschaltzustände nur dann sinnvoll, wenn noch ausreichend freie Kapazitäten im Netz vorhanden sind, um Lastflüsse umzuverteilen. Die Verfügbarkeit dieses Betriebsmittels ist sehr situationsspezifisch, da andere Netzelementen dadurch überlastet werden können.

Die Verfügbarkeit von Sonderschaltzuständen ist davon abhängig, ob die dafür benötigte Betriebsmittel im betroffenen Umspannwerk (z.B. Sammelschienen und Sammelschienenkupplungen) und weitere Betriebsmittel in der unmittelbaren Umgebung verfügbar sind. Darüber hinaus ist die Einsetzbarkeit der Sonderschaltzustände dadurch begrenzt, dass die Umverteilung des Lastflusses zu keiner anderen (größeren bzw. schwerer zu lösenden) Überlastung führt. Damit verbunden müssen alle Sonderschaltzustände (genauso wie jede RAO-Maßnahme), welche eine Auswirkung auf andere ÜNB haben, abgestimmt werden. Ob ein Sonderschaltzustand dann tatsächlich verwendet werden kann, ist also davon abhängig, ob die betroffenen ÜNBs ihn zustimmen.

#### Berücksichtigung in Netzsimulationen

Bei der Netzberechnung für die Systemanalyse werden Sonderschaltzustände so berücksichtigt, dass die Situation sowohl mit als auch ohne die jeweilige Schaltmaßnahme simuliert wird. Anschließend erfolgt ein Vergleich der beiden Ergebnisse.

#### Identifikation relevanter Zustände

Die Identifikation geeigneter Sonderschaltzustände erfolgt in enger Zusammenarbeit mit der Betriebsabteilung der APG. Dabei werden Abhängigkeiten in der Betriebsweise von Netzelementen berücksichtigt, die sich auch

durch internationale Verflechtungen ändern können. Aufgrund dieser dynamischen Rahmenbedingungen kann sich die Relevanz einzelner Zustände im Zeitverlauf ändern. Die jeweils gültigen Zustände werden bei der Übermittlung der Berechnungsergebnisse explizit inkludiert.

## **1.2 Optimierung von Batteriespeichern, Elektrolyseuren und Demand Side Response Anlagen**

### **Großbatterien**

Großbatterien sind an das Stromnetz angeschlossene Batteriespeicher mit erheblicher Leistung (üblicherweise im MW-Bereich), die am Strommarkt teilnehmen. Sehr ähnlich zu Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerken werden Großbatterien anhand einer Perfect-Foresight-Methode für den Zeithorizont einer Woche im Sinne einer Gewinnmaximierung je Batterie optimiert. Der Speicherfüllstand der Großbatterie wird in der Hauptoptimierung in den oben beschriebenen „Wochenscheiben“ so optimiert, dass zum Wochenanfang und Wochenende jeweils die Großbatterie mit 50% geladen ist.

### **Kleinbatterien bzw. Heimspeicher**

Kleinbatterien und Heimspeicher sind Batterien mit geringer Leistung, die vornehmlich für die Eigenverbrauchsoptimierung der Haushalte und Gewerbe hinter dem Zählpunkt eingesetzt werden. Sie orientieren sich mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht am kurzfristigen Strommarktpreis und werden deshalb nicht explizit im Rahmen der Markt- oder Netzsimulation berücksichtigt. Stattdessen wird deren Effekt der Lastglättung explizit in der Modellierung der Lastzeitreihen in Kombination mit Dach-Photovoltaik berücksichtigt.

### **Elektrolyseure**

Elektrolyseure stellen eine zusätzliche elektrische Nachfrage im Strommarkt dar. Es wird angenommen, dass die Elektrolyseure sich gegen einen Wasserstoffpreis optimieren. Solange der Wasserstoffpreis unter Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten höher liegt als der Strompreis werden Elektrolyseure betrieben. Aus diesem Grund modelliert APG in der Systemanalyse den Betrieb der Elektrolyseure über die Berücksichtigung eines Cut-Out-Preises.

### **Demand Side Response Anlagen**

Die industrielle Nachfrage oder andere flexible Verbraucher, die in der Realität am Strommarkt teilnehmen können, werden in der Modellierung des Strommarkts berücksichtigt. Die flexiblen Verbraucher werden als Demand-Side-Response-Anlagen (DSR) modelliert. DSR-Anlagen berücksichtigen dabei Anlagen, bei denen ein vollständiger Lastverzicht erfolgt. Die Reduktion ermöglicht entweder einen Betrieb in Teillast oder eine vollständige Abschaltung der Anlage. Hierbei wird die reduzierte Nachfrage zu keinem anderen Zeitpunkt nachgeholt. Die unterschiedliche Bereitschaft der Industrie ihre Nachfrage zu reduzieren, wird über den Einsatz von Preisbändern abgebildet, wie es auch im ERAA umgesetzt wird.

### ***1.3 Verortung der Erzeugungs- und Lastobjekte im Netzmodell***

Für die Verortung der Erzeugungs- und Lastobjekte in Österreich im Netzmodell werden Annahmen aus ausgewählten nationalen und europäischen Prozessen (z.B. TYNDP, V-NEPs und/oder sonst. betrieblichen Datensätzen) berücksichtigt. Grundsätzlich handelt es sich dabei um eine Kombination aus dem aktuellen Stand der Verteilung dieser Einheiten im Netz in Verbindung mit einer Projektion des erwarteten Zu- und Abbaus von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, insbesondere erneuerbare Energien, in die Zukunft. Letzteres beruht auf Abfragen bei den Verteilnetzbetreibern in Kombination mit den offiziellen Zukunftsszenarien der Bundesregierung sowie ergänzenden wissenschaftlichen Studien (siehe auch Kapitel Regionalisierung in den letztgültigen Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber).